



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO DE PROSPECTIVA DE LA GEOTERMIA Y SU INFLUENCIA EN LA MATRIZ ELÉCTRICA EN ECUADOR

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

CAÑIZARES ESTRELLA CARLOS ANDRÉS
carlos.canizares@epn.edu.ec

JÁCOME SÁNCHEZ DAVID RABINDRANATH
david.jacome@epn.edu.ec

DIRECTOR: SORIA PEÑAFIEL RAFAEL ANDRÉS, D.Sc.
rafael.soria@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ORDOÑEZ FREDDY, Ph.D.
freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, Julio 2018

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **CARLOS ANDRÉS CAÑIZARES ESTRELLA Y DAVID RABINDRANATH JÁCOME SÁNCHEZ**, bajo mi supervisión.

Rafael Soria, Dsc.

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Nosotros, **Carlos Andrés Cañizares Estrella y David Rabindranath Jácome Sánchez**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

David Jácome

Carlos Cañizares

DEDICATORIA

A mis padres, a mis hermanos y a las personas que han estado junto a mí.

David Jácome.

Este trabajo está dedicado a todas las personas que directa e indirectamente ayudaron con mi formación profesional y personal, ya sea con vivencias, experiencias, consejos, conocimientos o tantas otras aportaciones. Dedicado especialmente a mis padres, hermanas, sobrinos, sobrinas, amigos, mi compañera de vida, porque cada uno me enseñó algo diferente y aportó para llegar a la meta y no dejaron que renuncié cuando las cosas se pusieron cuesta arriba, es más, me animaron a seguir en este camino de estudio y profesionalismo. Dedicado a mis profesores, los cuales guiaron mi camino en búsqueda del conocimiento y la comprensión de diversos temas, a los profesores que complementaron esta guía intelectual con experiencias de vida y formación personal a lo largo de toda mi formación educativa.

Carlos Cañizares.

AGRADECIMIENTO

A mis padres, hermanos, a mi director de tesis, personas e instituciones que brindaron todo su apoyo para el desarrollo y culminación de este proyecto.

David Jácome

Agradezco a mis padres por darme el apoyo necesario para alcanzar mis metas profesionales, por enseñarme que el trabajo no solo da satisfacciones económicas, sino también, satisfacciones personales, experiencias de vida, oportunidades de surgir cuantas veces se lo desee. Agradezco a mis hermanas por guiar mi educación y mi personalidad, a mis sobrinos por ser mi inspiración para hacer las cosas correctamente. A mis amigos del cole, por acompañarme en la mejor etapa de la vida, por tantas experiencias y enseñanzas acerca de la vida y por el apoyo incondicional que me brindan. A mis amigos de mecánica por compartir esta dura experiencia, pero a la vez muy gratificante. A los del voley por ser tan chéveres y demostrar que en la vida en la u no es monótona y puedes hacer amigos en la mayoría de carreras sin importar rivalidades, diferencias o gustos por el trago (a la final todos jugamos voley y nos chumamos), todo por el deporte. Agradezco de manera especial, a la única mujer que se robó este pechito y lo sabe cuidar como lo más preciado que se puede tener, gracias por tantas vivencias y consejos, por las desveladas, por las pláticas, risas y por los desahogos recibidos en momentos de alta presión y estrés. En fin, gracias totales a todos los que forman parte de mis pensamientos.

Carlos Cañizares.

INDICE

CERTIFICACIÓN	I
DECLARACIÓN	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
LISTA DE SIGLAS.....	XI
INTRODUCCIÓN	1
JUSTIFICACIÓN	2
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
RELEVANCIA	3
1. MARCO TEÓRICO	5
1.1. RECURSOS Y TECNOLOGÍAS PARA LA OFERTA ELÉCTRICA.....	8
1.2. ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	8
1.2.1. TIPOS DE POTENCIAL ENERGÉTICO.....	10
1.2.2. SISTEMAS HIDROTERMALES CONVECTIVOS.....	12
1.2.3. SISTEMA GEOTÉRMICO DE ROCA SECA CALIENTE.	12
1.2.4. SISTEMA GEOTÉRMICO PRESURIZADO.	13
1.2.5. SISTEMAS GEOTÉRMICOS MARINOS.....	13
1.2.6. SISTEMAS GEOTÉRMICOS MAGMÁTICOS.....	13
1.2.7. SISTEMAS GEOTÉRMICOS SUPERCRÍTICOS.	13
1.3. DESARROLLO DE LAS PLANTAS GEOTÉRMICAS A NIVEL MUNDIAL.	13
1.3.1. TIPOS DE PLANTAS GEOTÉRMICAS	15
1.3.2. CONTROL AMBIENTAL.....	18
1.4. PLANTAS GEOTÉRMICAS A NIVEL MUNDIAL.....	19

1.5. ESTADO DEL ARTE DE LA GEOTERMIA EN ECUADOR.....	23
1.5.1. EXPLORACIÓN DE POTENCIAL GEOTÉRMICO EN ECUADOR.....	26
2. METODOLOGÍA.....	29
2.1. ENGINEERING EQUATION SOLVER (EES).....	31
2.1.1. CICLO TERMODINÁMICO PARA UNA PLANTA DOBLE <i>FLASH</i> (MODELADO EN <i>EES</i>).....	31
2.1.2. PROCESO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA.....	35
2.2. SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)	42
2.3. LONG-RANGE ENERGY ALTERNATIVES PLANNING SYSTEM (LEAP)	49
2.3.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE <i>LEAP</i>	50
2.4. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS.....	52
2.5. DATOS DE ENTRADA AÑO BASE (2016)	53
2.6. DEMANDA ELÉCTRICA AÑO BASE (2016)	54
2.7. PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2016-2025 DEL ESCENARIO BASE	55
2.8. PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA ESCENARIO BASE 2016-2025.....	59
2.8.1. CURVA DE APRENDIZAJE TECNOLÓGICO.....	60
2.8.2. CAPACIDAD INSTALADA HASTA 2025	61
2.8.3. REDUCCIÓN DEL USO DE RECURSOS NO RENOVABLES (RNR)	63
2.9. CASO BASE (CAB) PERIODO 2016-2050.....	65
2.9.1. PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA CAB 2016-2050	65
2.9.2. PROSPECTIVA DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA CAB 2016-2050	66
2.10. ESCENARIO INCLUSIÓN GEOTÉRMICA EN SERIE (IGS).....	68
2.11. ESCENARIO INCLUSIÓN GEOTÉRMICA EN PARALELO (IGP)	69
2.12. ESCENARIO ENDÓGENO PROPORCIONAL A LA CAPACIDAD (EPC).....	70
2.13. ESCENARIO DE MÍNIMO COSTO Y LIMITACIÓN DE MÁXIMA EMISIÓN DE GEI (MCGEI).....	71
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN	73
3.1. RESULTADOS OBTENIDOS EN <i>EES</i>, <i>SAM</i> Y <i>LEAP</i>	73
3.1.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	74
3.1.2. PARTICIPACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EN 2050 PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	75
3.1.3. PROSPECTIVA PARA LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....	78
3.1.4. COSTO DE INVERSIÓN	79
3.1.5. EMISIONES DE GEI EN TÉRMINOS DE CO ₂ E.....	80
3.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
3.3. DISCUSIÓN.....	86
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
4.2. CONCLUSIONES	87
4.3. RECOMENDACIONES.....	89
5. BIBLIOGRAFÍA	90
6. ANEXOS.....	102

6.1. RECURSOS Y TECNOLOGÍAS PARA LA OFERTA ELÉCTRICA.....	102
6.1.1. TERMOELÉCTRICAS CON COMBUSTIBLES FÓSILES	102
6.1.2. HIDROELÉCTRICAS.....	103
6.1.3. CENTRALES NUCLEARES.....	103
6.1.4. PARQUES EÓLICOS	103
6.1.5. CENTRALES SOLARES.....	104
6.1.6. CENTRALES MARINAS.....	104
6.1.7. CENTRALES DE APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA.....	104
6.1.8. ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	105
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS PROVENIENTES DE LA SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN LEAP.....	106
6.3. TABLAS DE RESULTADOS DE LEAP DE PROSPECTIVA 2016-2050	108
6.3.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	108
6.3.2. PROSPECTIVA PARA LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....	110
6.3.3. COSTO DE INVERSIÓN	113
6.3.4. EMISIONES DE GEI EN TÉRMINOS DE CO ₂ E	115
6.4. SIGNIFICADO DE VARIABLES DE SAM USADAS EN EL MODELADO DE CHACHIMBIRO.	118

Índice de tablas

Tabla 1.1: Características de plantas geotérmicas.....	18
Tabla 1.2: Segregación tecnológica de plantas geotérmicas.....	20
Tabla 1.3: Incremento de la capacidad instalada geotérmica hasta 2016	22
Tabla 1.4: Proyectos geotérmicos en América Latina	22
Tabla 1.5: Resumen de proyectos geotérmicos para generación eléctrica en Ecuador	25
Tabla 2.1: Variables de entrada y salida para <i>EES</i>	42
Tabla 2.2: Datos de entrada para <i>EES</i>	42
Tabla 2.3: Variables de entrada y principales variables de salida en <i>SAM</i>	44
Tabla 2.4: Datos de entrada para simulación <i>SAM</i>	46
Tabla 2.5: Variables de entrada y salida en <i>LEAP</i>	52
Tabla 2.6: Demanda de electricidad detallada en el año base (2016)	53
Tabla 2.7: Valores de entrada para el año base (2016)	54
Tabla 2.8: Consumo eléctrico 2016.....	55
Tabla 2.9: Variación de la demanda en la hipótesis 2 (GWh).....	57
Tabla 2.10: Demanda eléctrica por Refinería del Pacífico (GWh)	57
Tabla 2.11: Demanda eléctrica por industrias básicas (GWh).....	57
Tabla 2.12: Porcentajes de pérdidas por transmisión y distribución	58
Tabla 2.13: Demanda energética escenario 2016-2025 (TWh).....	58
Tabla 2.14: Datos para simular la generación eléctrica en el año base 2016.....	60
Tabla 2.15: Ejemplo de cálculo de tasa de decrecimiento para curva de aprendizaje tecnológico	61
Tabla 2.16: Tasas de aprendizaje tecnológico de los costos de capital.	61
Tabla 2.17: Proyectos de generación eléctrica en el caso base 2016-2025.....	62
Tabla 2.18: Disminución anual de térmicas fósiles en el periodo 2016-2025	63
Tabla 2.19: Capacidad instalada de generación eléctrica 2016-2025 (MW).....	63
Tabla 2.20: Generación eléctrica 2016-2025 (GWh)	64
Tabla 2.21: Plan de inversión del escenario base 2016-2025 (millones de USD).....	64
Tabla 2.22: Prospectiva de la demanda eléctrica CAB 2016-2050 (GWh)	65
Tabla 2.23: Capacidad endógena para CAB2016-2050.....	67
Tabla 2.24: Ingreso lineal de plantas geotérmicas IGS	68
Tabla 2.25: Expansión de capacidad y energía geotérmica en escenario IGS.....	69
Tabla 2.26: Inclusión en paralelo de plantas geotérmicas.....	70
Tabla 2.27: Expansión de capacidad y energía geotérmica en el escenario IGP hasta 2050	70

Tabla 2.28: Capacidad de cada tecnología para el escenario de EPC	71
Tabla 2.29: Inventario de recursos energéticos factibles	72
Tabla 3.1: Salida de datos de <i>EES</i>	73
Tabla 3.2: Datos de salida de simulación <i>SAM</i>	73
Tabla 3.3: Tipo de Planta escogida	81
Tabla 3.4: Número de pozos productores	82
Tabla 3.5: Costos de capital	82
Tabla 3.6: Indicadores en indicadores <i>SAM</i>	82
Tabla 3.7: Porcentaje de uso de tecnologías según escenario con respecto a producción eléctrica	83
Tabla 3.8: Inversiones 2016-2050 y sobrecosto en relación al escenario CAB	85
Tabla 6.1: Prospectiva de la Demanda Energética	106
Tabla 6.2: CO2 Equivalente con reducción del uso de energías no renovables	107
Tabla 6.3: Comparación de inversiones	107
Tabla 6.4: Generación eléctrica hasta 2050 (GWh)	108
Tabla 6.5: Generación eléctrica con inclusión lineal de plantas geotérmicas (GWh) ..	108
Tabla 6.6: Generación eléctrica IGP (GWh)	109
Tabla 6.7: Generación eléctrica en la ECP (GWh)	109
Tabla 6.8: Generación eléctrica en la MCGEI (GWh)	110
Tabla 6.9: Prospectiva la capacidad hasta 2050 (MW)	110
Tabla 6.10: Capacidad eléctrica del IGS (MW)	111
Tabla 6.11: Prospectiva de la capacidad del IGP (MW)	111
Tabla 6.12: Prospectiva de la capacidad de la ECP (MW)	112
Tabla 6.13: Prospectiva de la capacidad MCGEI (MW)	112
Tabla 6.14: Plan de inversión en el escenario CAB (millones de USD)	113
Tabla 6.15: Plan de inversión en el escenario IGS (millones de USD)	113
Tabla 6.16: Plan de inversión en el escenario IGP (millones de USD)	114
Tabla 6.17: Plan de inversión en el escenario ECP (millones de USD)	114
Tabla 6.18: Plan de inversión en el escenario MCGEI (millones de USD)	115
Tabla 6.19: CO2e para el escenario CAB (millones de toneladas de CO2 equivalente)	115
Tabla 6.20: Emisiones en la IGS (millones de toneladas de CO2 equivalente)	116
Tabla 6.21: Emisiones para la IGP (millones de toneladas de CO2 equivalente)	116
Tabla 6.22: Emisiones para la ECP (millones de toneladas de CO2 equivalente)	116
Tabla 6.23: Emisiones para la MCGEI (millones de toneladas de CO2 equivalente) ..	117

Índice de figuras

Figura 1.1: Esquema de un sistema geotérmico	10
Figura 1.2: Pirámide jerárquica de potencial	11
Figura 1.3: Costos y riesgos en proyectos geotérmicos	15
Figura 1.4: Planta de vapor seco	16
Figura 1.5: Planta de vapor Flash	17
Figura 1.6: Planta de ciclo binario	17
Figura 1.7: Mapa mundial de energía geotérmica instalada	20
Figura 1.8: Mapa del Ecuador con los proyectos geotérmicos para generación eléctrica.	25
Figura 2.1: Diagrama de flujo para simulación	30
Figura 2.2: Ciclo termodinámico <i>single flash</i>	32
Figura 2.3: Ciclo termodinámico <i>double flash</i>	33
Figura 2.4: Planta doble <i>flash</i>	34
Figura 2.5: Esquema torre de enfriamiento de tiro inducido.	40
Figura 2.6: Generación eléctrica mensual.....	48
Figura 2.7: Participación de consumo	54
Figura 2.8: Participación de la demanda por sectores.....	59
Figura 2.9: Participación por sectores de demanda eléctrica CAB_2016-2050	66
Figura 3.1: Resumen generación eléctrica vs escenario año 2050	74
Figura 3.2: Participación por tecnologías para el 2050.....	75
Figura 3.3: Participación de generación inclusión lineal de geotermia	76
Figura 3.4: Participación por tecnología en generación eléctrica alternativa 2	76
Figura 3.5: La participación en la ECP por tecnología en el año 2050	77
Figura 3.6: La participación por tecnología en el año 2050 de la MCGEI	77
Figura 3.7: Capacidad vs escenario para el 2050 en MW	78
Figura 3.8: Inversiones vs escenarios.....	79
Figura 3.9: CO2 equivalente vs escenarios.....	80
Figura 3.10: Inversiones de los escenarios	84
Figura 3.11: CO2 equivalente de los escenarios.....	85
Figura 6.1: Usos de biomásas	105
Figura 6.2: Proyección demanda energética del Ecuador	106

Lista de siglas

ARCONEL	La Agencia de Regulación y Control de Electricidad,
BCE	Banco Central del Ecuador
CAB	Caso base
CELEC-EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EES	Energy Equation Solver
EGS	Sistemas geotérmicos mejorados
EIA	Energy Information Administration
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EPC	Endógeno proporcional a la capacidad
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPEC,	Empresa Provincial de Energía de Córdoba
EPN	Escuela politécnica nacional
ERC	Energías renovables convencionales
ERNC	Energías renovables no convencionales
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
GEA	Geothermal Energy Association
GEI	Gases de efecto invernadero
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad, 2012.
IEA	International Energy Agency
IGM	Instituto Geográfico Militar
IGP	Inclusión geotérmica en paralelo
IGS	Inclusión geotérmica en serie
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas de México
INDC	Contribución previstas y determinadas a nivel nacional
INDE	Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala

INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
IRENA	International Renewable Energy Agency
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias
LCOE	Costo nivelado de energía
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
MCGEI	Mínimo costo y limitación de máxima emisión de GE
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
NREI	National Renewable Energy Laboratory
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador
PME	Plan Maestro de Electrificación
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
SAM	System Advisor Model
SEGEMAR	Servicio Geológico Minero Argentino
SEI	Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo
SRI	Servicio de Rentas Internas
TIR	Tasa interna de retorno
U.S. GEOLOGICAL SURVEY	Servicio Geológico de los Estados Unidos
UNFCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
VAN	Valor presente neto

RESUMEN

El estudio prospectivo de la geotermia en Ecuador considera los recursos geotérmicos existentes en el país y su alto potencial teórico y técnico-económico. Este trabajo trata de la simulación de distintos escenarios para el direccionamiento de la matriz eléctrica del Ecuador y el grado de afectación que sufre la misma al insertar una determinada cantidad de plantas geotérmicas en un periodo de treinta y cuatro años (2016-2050). Con la finalidad de lograr una prospectiva adecuada se extrajo información bibliográfica de distintas fuentes gubernamentales como El Plan Maestro de Electrificación (PME), Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), etc. Los softwares utilizados en las simulaciones de este estudio fueron Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP), Engineering Equation Solver (EES) y System Advisor Model (SAM). Se plantea definir un horizonte diversificado en cuanto a generación eléctrica y uso de recursos se refiere. Los escenarios planteados deben estar acordes con las políticas económicas, sociales y ambientales del Ecuador. Las simulaciones realizadas establecen que la inclusión de la tecnología geotérmica para generación eléctrica en el país es de gran importancia para la diversificación de la matriz eléctrica, el aumento del uso de recursos renovables y el desarrollo general del estado.

ABSTRACT

The prospective analysis of geothermal in Ecuador considers the geothermal resources there are in this country and their theorist and technical-economical potential. This job simulates different scenarios to the electric matrix addressing in Ecuador and the changes of the electric matrix when a determinate number of geothermal plants will be installed around thirty-four years (2016-2025). The goal is to achieve a correct prospective we used different bibliographical information of governmental sites such as PME and MEER, etc. The used software's in the simulations were Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP), Engineering Equation Solver (EES) y System Advisor Model (SAM). The analysis plans to define a diversified horizon in electric generation and resources uses. The scenarios have to be agree with the economics, socials and environmental of Ecuador. As results, the simulation set up that the geothermal technology inclusion to electric generation is very important to the electric matrix diversification, renewable resources use and the state general development.

INTRODUCCIÓN

Uno de los indicadores de desarrollo sostenible, que busca disminuir la vulnerabilidad asociada a la dependencia por petróleo y sus derivados, es el grado de diversificación de la matriz energética (Gerónimo Cárdenas, 2011a, p. 4). Ecuador ha experimentado gran dependencia al petróleo, y un impacto asociado a esta dependencia es la contaminación evidenciada en zonas expuestas a la explotación y producción de este recurso. Según el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE) hasta el 2014 el 89% de la oferta de energía primaria, estaba relacionado a derivados de petróleo, mientras que en la matriz eléctrica los derivados del petróleo representaban el 49% (MICSE, 2015).

El cambio en la matriz productiva a nivel nacional pretende disminuir el uso de derivados de petróleo en la matriz de energía primaria y eléctrica. La estrategia impulsada por el Gobierno para alcanzar esta meta incentiva principalmente la producción de energía eléctrica a través del uso del recurso hidráulico. Según el escenario oficial de expansión del sistema eléctrico presentado en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2016-2025, se espera que para el 2025 la producción hidroeléctrica represente entre el 80 y el 90% de la generación eléctrica (CONELEC, 2009; MEER, 2017; SENPLADES, 2014)

Sin embargo, la producción de la energía eléctrica por medio de hidroeléctricas se encuentra amenazada por los impactos del cambio climático global (André Frossard Pereira de Lucena, 2008). Por ejemplo en momentos de estiaje, la generación eléctrica es afectada por falta de caudal en los ríos (André Frossard Pereira de Lucena, 2008; IADE, 2001)

Si Ecuador quiere cumplir con las metas internacionales que voluntariamente ha asumido para la mitigación del cambio climático y también con el objetivo de diversificar la matriz eléctrica, es importante analizar otras opciones de generación eléctrica, por ejemplo, a partir de la energía geotérmica (MEER & CONELEC, 2013; MAE, 2012).

La diversificación de la matriz eléctrica en Ecuador permitirá evitar el desabastecimiento que puede ocurrir durante la época hidrológica crítica. El déficit de electricidad causa graves impactos económicos a los países. Por ejemplo el costo del déficit (racionamiento) utilizado para la planificación del sector eléctrico en el PME de 2012 fue de 1.533USD/MWh (MEER & CONELEC, 2013). Un país que aprovecha distintos recursos energéticos, con diversas tecnologías, puede minimizar el riesgo de déficit y asegurar la confiabilidad en el servicio.

Este trabajo hace un estudio prospectivo del sector eléctrico de Ecuador en el largo plazo para analizar el papel de la energía geotérmica en la generación eléctrica como una de

las posibles opciones para diversificar la matriz eléctrica, proveyendo energía firme y de origen renovable al sistema eléctrico nacional. De hecho, este trabajo es relevante en la medida en que el Gobierno ha dado pasos firmes en esta dirección. El PME 2016-2025, considera la construcción de plantas geotérmicas en Ecuador para el año 2023 con una potencia de 150MW (MEER, 2017a) .

Estudios de pre-factibilidad que ya se han realizado, han dado como resultado un potencial técnico, geográfico económico de 1.101MW, entre los cuales tenemos: Tufiño 330MW, Chachimbiro 178MW, Chalupas 283MW, Chacana 310MW (MEER, 2010; MEER, 2017).

Justificación

En 1996 la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la Unión Europea acordaron un proyecto a nivel regional en varios países de América del Sur y el Caribe para el aprovechamiento del recurso geotérmico en la región denominado “Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en América Latina y el Caribe”. Uno de los objetivos específicos fue el de “contribuir al diseño de estrategias nacionales para la identificación y explotación de recursos geotérmicos” (CEPAL, 2010). El PME 2016-2025 se alinea con los objetivos nacionales de cambio de la matriz energética, incluyendo la matriz eléctrica y el cambio de la matriz productiva (SENPLADES, 2014). En la lógica sectorial, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), incentiva la ejecución de proyectos basados en energías renovables no convencionales (ERNC), entre los cuales se considera el desarrollo de la energía geotérmica, estableciendo las directrices para un proceso de largo plazo que permita diversificación energética de la matriz eléctrica, que admita complementar a la generación hidroeléctrica (MEER, 2017; SENPLADES, 2014). Las plantas geotérmicas para generación eléctrica, permitirían sostener la producción de energía eléctrica en momentos de baja hidrología, sin la necesidad del uso de combustibles fósiles. Además, el uso de plantas geotérmicas ayudará a disminuir afectaciones económicas y ambientales causadas por las tecnologías tradicionales de generación eléctrica, especialmente de las que producen electricidad a partir de la combustión de origen fósil, con la consecuente emisión de gases de efecto invernadero (GEI) (Ana Piedra, 2011; CONELEC, 2009; INER, 2014; MEER & CONELEC, 2013).

Objetivo general

Realizar un estudio de prospectiva energética para analizar el papel de plantas geotérmicas en la matriz eléctrica del Ecuador en el largo plazo, así como las implicaciones asociadas a la penetración de esta tecnología en el país.

Objetivos específicos

- Analizar el estado del arte de la tecnología de aprovechamiento geotérmico a nivel mundial para identificar las tecnologías más apropiadas para el país.
- Presentar indicadores técnicos, económicos y ambientales que permitan caracterizar la operación de una determinada configuración de proyecto geotérmico para generación eléctrica.
- Simular la expansión de largo plazo de la matriz eléctrica de Ecuador, usando un nivel de agregación por tecnología y una demanda eléctrica exógena.

Relevancia

El aprovechamiento de la energía geotérmica representa una oportunidad para la diversificación de la matriz eléctrica de Ecuador usando ERNC. El potencial teórico y el potencial geográfico con recursos geotérmicos para generación eléctrica (considerando proyectos de pre-factibilidad), en términos de capacidad instalable, en nuestro país es estimado en 6.500MW y 1.100MW respectivamente (Andres Lloret & Jerko Labus, 2014; CONELEC, 2009).

Este trabajo realiza un estudio prospectivo de largo plazo de la expansión de la generación eléctrica en Ecuador analizando escenarios que consideren la implementación de plantas geotérmicas para generación eléctrica.

Se espera que la implementación de energía geotérmica en el país pueda ayudar de gran manera a la diversificación de la matriz eléctrica de Ecuador y al desarrollo de la ERNC, contribuyendo con las metas establecidas de seguridad energética, además de contribuir para el cumplimiento de compromisos voluntarios internacionales adquiridos para la mitigación del cambio climático. Ecuador realiza importantes esfuerzos en el proceso de planificación energética a largo plazo, además de cumplir con los objetivos

internacionales para la mitigación de cambio climático por medio de la formulación, aplicación y evaluación de las acciones de Contribución Nacional Determinada (NDC). La ejecución de las metas anunciadas en el marco del Acuerdo de París, adoptado en 2015, permitirá que el incremento de temperatura global del planeta no supere 2°C, según datos actuales este incremento no supera una temperatura global de 1.5°C (Adrien Vogt-Schilb & Stephane Hallegatte, 2017). Ecuador firmó este acuerdo en julio de 2016, mientras que su NDC lo presentó en la COP21 el 13 de octubre de 2015 (Gobierno Nacional de La Republica del Ecuador, 2015). Sin embargo, es necesario que el desarrollo de la geotermia en Ecuador sea de forma sostenible.

En 2010 MEER presenta el documento “Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en Ecuador en el cual se presenta que el potencial técnico-económico en Chachimiro es de 178MW. El proyecto Chachimiro se encuentra en etapa de perforación de pozos de prueba (CELEC-EP,2017).

Varias Empresas públicas ecuatorianas participan en el desarrollo de la geotermia de alta temperatura (término que será explicado en capítulos siguientes) en Ecuador. Los estudios técnicos son realizados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), empresa pública cuyas competencias abarcan la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. El proyecto geotérmico Chachimiro es desarrollado por TERMOPICHINCHA, unidad de negocios de CELEC EP. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), realiza anualmente la planificación de expansión de la generación usando los modelos comerciales OPTGEN y SDDP, que son herramientas de optimización a mediano y corto plazo, respectivamente. En contraste con los estudios realizados anteriormente por el Gobierno, con un horizonte de mediano plazo (año 2025) usando una herramienta de optimización (MEER & CONELEC, 2013), este trabajo además de ser un estudio independiente a los realizados por el Gobierno, permitirá aplicar una metodología diferente a la de optimización. Este estudio utilizará la técnica de simulación y análisis de escenarios de largo plazo (hasta 2050). Con los resultados esperados se pretende entender la posible evolución de la matriz eléctrica al usar plantas geotérmicas para la generación eléctrica.

Anteriormente, a nivel de pre-factibilidad, se han analizado las implicaciones de usar geotermia en el país, para pequeños o grandes proyectos de generación eléctrica. También se han realizado, estudios geológicos de las zonas con alto potencial geotérmico de baja, media y alta temperatura. Algunos de los proyectos analizados son: i) Estudio de factibilidad para la implementación de una central geotérmica de 16MW en la zona de Chachimiro (Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010); ii) *Geothermal country Update for Ecuador: 2000-2005* (Bernardo Beate & Rodney Salgado,

2005); iii) Estudio de posibilidades geotérmicas en el área de Papallacta - Caldera Chacana – Ecuador (Alfonso Meza Oleas, 2012); iv) *Geothermal development in Ecuador: History, current status and future* (Andrés Lloret & Jerko Labus, 2014). La contribución de nuestro estudio radica en realizar una simulación prospectiva de la matriz eléctrica del país en un escenario donde los diferentes proyectos geotérmicos en análisis de factibilidad se lleven a cabo, comparar esta matriz con el escenario base (que mantiene la matriz eléctrica actual) y determinar si las plantas geotérmicas son realmente un aporte importante para el desarrollo eléctrico del Ecuador.

1. Marco teórico

La diversificación de la matriz eléctrica permite mejorar la seguridad energética en el sistema eléctrico de Ecuador. Así se puede disminuir el riesgo de déficit de electricidad, que en caso de darse puede causar graves problemas económicos, sociales y de otras índoles al país. De esta forma, la diversificación de la matriz eléctrica contribuye directamente al mejoramiento de la matriz productiva. El desarrollo del sector industrial depende del acceso a un sistema eléctrico adecuado y confiable (Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, 2014).

Varios países están apostando a la diversificación de sus matrices energéticas, dando gran importancia a fuentes de ERNC. Se tiene como ejemplo a Brasil, donde el uso de energías renovables en su matriz de energía primaria representa el 43,5% y en su matriz eléctrica representa 81,7% (EPE, 2017). Se espera que en 2020 la energía renovable en Brasil represente el 46,3% de su matriz de energía primaria (Gerónimo Cárdenas, 2011).

Para 2016 la capacidad eléctrica instalada en Ecuador fue de 8226MW, divididos en tres importantes grupos: i) 3585MW de centrales térmicas; ii) 4446MW de centrales hidráulicas y iii) 195MW otras tecnologías para producción eléctrica (MEER, 2017).

Ecuador intenta diversificar su matriz energética mediante el uso de energía hidráulica, biomasa y ERNC (energía fotovoltaica, eólica y geotérmica), con el objetivo de mejorar su seguridad energética y generar desarrollo económico, tecnológico y ambiental, además de dar cumplimiento a compromisos internacionales voluntarios para reducir la emisión de GEI (firma del Acuerdo de París). Para cumplir con este objetivo es necesario el aprovechamiento de fuentes de energía renovable convencional y no convencional (Julieta Evangelina Sánchez Cano, 2015).

El Gobierno Ecuatoriano se ha comprometido con el desarrollo de la energía renovable, lo cual ya es visible en el sector eléctrico. Debido a la inversión realizada desde el 2007 para la implementación de centrales hidroeléctricas. Ecuador actualmente inclusive exporta energía eléctrica a los países vecinos. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017a).

Además de contribuir con la seguridad energética, la diversificación de la matriz eléctrica también permite la reducción de emisiones de GEI y de material particulado. El uso de ENR en Ecuador en 2016 representaba el 40.03% de la oferta de energía eléctrica, teniendo 59.57% de ER (MEIER, 2017). En 2014 las emisiones de GEI por parte del sector energético fueron de 6.103,2Kt de CO₂ MICSE, 2015; CENACE & EPN, 2016).

El uso de derivados de petróleo y la emisión de contaminantes irá disminuyendo gracias al uso de recursos renovables. Ecuador ha apostado por la hidroelectricidad, tecnología en la cual se ha realizado importantes inversiones desde 2007. Según el MEER se espera que para el 2030 la producción hidroeléctrica represente entre el 80% y 90% del total de producción eléctrica (MEER, 2017). A pesar de que en ambientes tropicales las plantas hidroeléctricas con reservorio emiten GEI (emiten CH₄ en su reservorio debido a la descomposición anaeróbica de la carga orgánica contenida en el agua estancada) una vez iniciada su fase de operación (Edgar Hertwich, 2013; J. Portugal Pereira, 2016; Philip Fearnside, 2013; R. Schaeffer, A. Szklo, R. Soria, A. Lucena, & M. Chavez-Rodriguez, 2013), estas cantidades son mínimas en comparación a las generadas por centrales térmicas fósiles (R. Schaeffer, A. Szklo, R. Soria, A. Lucena, & M. Chavez-Rodriguez, 2013).

Para disminuir la emisión de GEI producidas por hidroeléctricas con reservorio, existen nuevos diseños los cuales eliminan la construcción de los reservorios, conocidas como centrales hidroeléctricas de paso.

La literatura científica también cita otros impactos negativos asociados a la implementación de proyectos hidroeléctricos de mediano y gran tamaño, como:

- Consecuencias medio ambientales: el desvío del cauce de un río condena a muchas especies endémicas a la migración o a su muerte (IEA, 2011).
- Desechos orgánicos se acumulan en el fondo de la represa, lo cual da lugar al proceso de digestión anaeróbica que genera y libera al ambiente CH₄. (Edgar Hertwich, 2013; J. Portugal Pereira, 2016; Philip Fearnside, 2013). Paralelamente, la calidad del agua se ve afectada. Esto a su vez puede afectar a la agricultura y a la vida de muchas especies aguas abajo (Gilberto Enríquez Harper, 2009).

- Consecuencias técnico-económicas: la construcción, operación y mantenimiento de una hidroeléctrica representa costos elevados, en función del tamaño y complejidad de su diseño. Un diseño, operación o mantenimiento inadecuado puede causar inundaciones río abajo, lo que significaría la pérdida de vidas y bienes (Gilberto Enríquez Harper, 2009). Por ejemplo, se citan los desastres ocurridos en la Hidroeléctrica Sayano-Shushenskaya, en Rusia, en 2009, en la Hidroeléctrica Guatapé, Colombia, en 2016, en Beas River, India, 2014, y, en Los Corales- La Guaira, Venezuela, 2014.

Si bien actualmente la matriz eléctrica tiene una alta participación de energía renovable debido a la reciente adición de capacidad hidroeléctrica, la seguridad energética aún puede estar en riesgo durante épocas de baja hidrología.

El intenso uso de hidroeléctricas, mayoritariamente instaladas en la cuenca amazónica (con un comportamiento hidrológico similar), puede poner en riesgo la seguridad energética en el largo plazo, cuando la demanda nuevamente alcance a la oferta, y en escenarios de baja hidrología, o peor aún, de un comportamiento hidrológico poco predecible debido a los efectos del cambio climático global. No basta pasar a usar un recurso de energía renovable, como centrales hidroeléctricas, es necesario diversificar la matriz eléctrica usando más de una fuente y tecnología (André Frossard Pereira de Lucena, 2008; André Frossard Pereira de Lucena, Roberto Schaeffer, & Alexandre Salem Szklo, 2010; Einari Kisel, Arvi Hamburg, Mihkel Harm, Ando Leppiman, & Mart Ots, 2016; Javier Noel Valdés Lucas, Gonzalo Escribano Francés, & Enrique San Martín González, 2016; Roberto Schaeffer et al., 2011). La operación de las hidroeléctricas, y por tanto de todo el sistema eléctrico, puede ser gravemente afectada principalmente por los impactos del cambio climático global (André Frossard Pereira de Lucena et al., 2008; R. Schaeffer et al., 2013; Roberto Schaeffer et al., 2011). La producción de energía eléctrica puede disminuir abruptamente por falta de caudal, fenómeno asociado a épocas de estiaje y a cambios en el comportamiento climatológico global (André Frossard Pereira de Lucena, 2008; IDEA, 2001).

La diversificación de la matriz eléctrica en Ecuador permitirá evitar el desabastecimiento que puede ocurrir en ciertos periodos durante la época de estiaje. El déficit de electricidad causa graves impactos económicos a los países. Un país que aprovecha distintos recursos energéticos, con diversas tecnologías, puede minimizar el riesgo de déficit y asegurar la confiabilidad en el servicio.

Teniendo en cuenta la estrategia de diversificación, la geotermia es un recurso que puede ser aprovechado (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005). En 1999 se estimó que en América del Sur el potencial teórico está entre 3.970MW y 8.610MW (Ingamar Haraldsson,

2013) para la generación de energía eléctrica. Estudios recientes estiman que solamente en Chile se tiene un potencial teórico de 16.000MW durante 50 años, este cambio se debe al ingreso de tecnologías que permiten el uso de fluidos con temperaturas menores a 200°C (Ingamar Haraldsson, 2013). Otro ejemplo de uso de geotermia en América del Sur está en Bolivia, país que tiene un potencial teórico comprendido entre 510MW y 1.260MW. Como proyecto piloto se tiene Laguna Colorada el cual tiene un potencial geográfico comprendido entre 120MW y 300MW. Para realizar su explotación, la Empresa Nacional de Electricidad (*ENDE*) pretende construir una planta con capacidad de producir 100MW de energía eléctrica (Ingamar Haraldsson, 2013).

Este trabajo hace un estudio prospectivo del sector eléctrico de Ecuador en el largo plazo (hasta 2050) para analizar el papel de la energía geotérmica en la generación eléctrica como una de las posibles opciones para diversificar la matriz eléctrica. De hecho, este trabajo es relevante en la medida en que el Gobierno ha dado pasos firmes en esta dirección. El PME 2016-2025, publicado recientemente, considera la construcción de plantas geotérmicas en Ecuador para el año 2023 con capacidad de 150MW (MEER, 2017).

Estudios de pre-factibilidad que se han realizado, dan como resultado un potencial técnico-geográfico de 1.101MW, entre los cuales tenemos: Tufiño 330MW, Chachimbiro 178MW, Chalupas 283MW, Chacana 310MW (MEER, 2010). El potencial técnico-geográfico y económico, según ARCONEL 2017 es de 900MW. El proyecto Oyacachi (201MW), componente del proyecto Chacana, tiene menos nivel de avance en sus estudios económicos y en este trabajo no se lo cuenta como potencial económico.

1.1. Recursos y tecnologías para la oferta eléctrica

En esta sección se mostrará un breve resumen de los recursos y tecnologías que son usados para generación de energía eléctrica (revisar anexo 6.1).

1.2. Energía geotérmica

Las plantas geotérmicas para generación eléctrica presentan gran competitividad, confiabilidad, sustentabilidad, y altos factores de carga. Estudios realizados por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (*U.S. GEOLOGICAL SURVEY*) indican que el potencial geotérmico a nivel mundial supera en 50000 veces al potencial petrolero y al potencial de gas del mundo (Alfonso Meza Oleas, 2012). Es una ERNC de bajo impacto ambiental, su

principal contaminante es el CO₂, que para plantas geotérmicas está en un rango de 13-380g/kWh“, mientras que plantas de carbón emiten 1042 g/kWh, 906 g/kWh plantas de hidrocarburos y 453 g/kWh de gas natural (INDE, 2007), por lo tanto es “una alternativa viable que favorece a la diversificación de la matriz energética de un país”.

El uso de la geotermia empieza en Italia en 1904 con el uso de una máquina de vapor de 0,4kW cuyo sistema fue diseñado por el Príncipe Piero Ginori Conti. El primer diseño comercial de una planta geo termo-eléctrica se realizó en 1913 por medio de una turbina de vapor que producía 250kW. Ya para la segunda guerra mundial en Larderello existía una planta de capacidad instalada de 127MW. En el presente se tiene que 26 países usan energía geotérmica para producir electricidad con una capacidad instalada mundial de 13GW (CEPAL, 2016).

El recorrido del calor geotérmico empieza en el núcleo de la tierra y el manto, el cual es transferido paulatinamente a la corteza, hasta disiparse en la atmósfera. Con lo cual se obtiene variaciones de temperatura mientras dicho calor asciende a través del planeta. Esta variación de temperatura es denominada gradiente geotérmico. El gradiente varía entre 2°C y 3°C por cada 100m en la superficie de las placas tectónicas, mientras que en los bordes de las placas tectónicas el gradiente geotérmico es mayor a 5°C por cada 100m, obteniendo de esta manera valores entre 30°C y 200°C por cada kilómetro de profundidad (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010; José Luis Sterra & Graciada Elsa Pedro, 1998; SEGEMAR, 2004).

La generación eléctrica en base al recurso geotérmico a nivel mundial depende exclusivamente de las temperaturas que alcancen los distintos yacimientos. Entre los cuales se tiene:

- Yacimientos de baja temperatura

El rango de temperaturas está entre los 30°C y 90°C, temperaturas insuficientes para la generación eléctrica, además del exceso de sales que dañan las tuberías.

- Yacimientos de temperatura media

Entre los 90°C y 150°C, es factible la generación eléctrica, pero con un rango medio de potencia, es aplicable para industrias pequeñas o caseras.

- Yacimientos de alta temperatura

Se extrae el recurso en forma de vapor de agua a temperaturas mayores a los 150°C, se usa en plantas geotérmicas productoras de electricidad de gran tamaño, necesita de alta tecnología para la perforación a profundidad media mayores a 1.5km.

La cantidad de energía térmica total de la Tierra está estimada en 12,6 billones de EJ, mientras que la corteza almacena un calor de 5.400 millones de EJ. Este flujo de energía térmica logra calentar grandes extensiones de rocas que acumulan energía calórica, a estas extensiones rocosas acumuladoras de calor se las denominadas depósitos o yacimientos geotérmicos, (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010). Los largos periodos de tiempo para el agotamiento de los depósitos de calor, hacen que este tipo de sistemas sean apropiados para su explotación. En la Figura 1.1 se indica un esquema geotérmico ideal, el cual permite observar la transferencia de calor para la explotación del recurso geotérmico

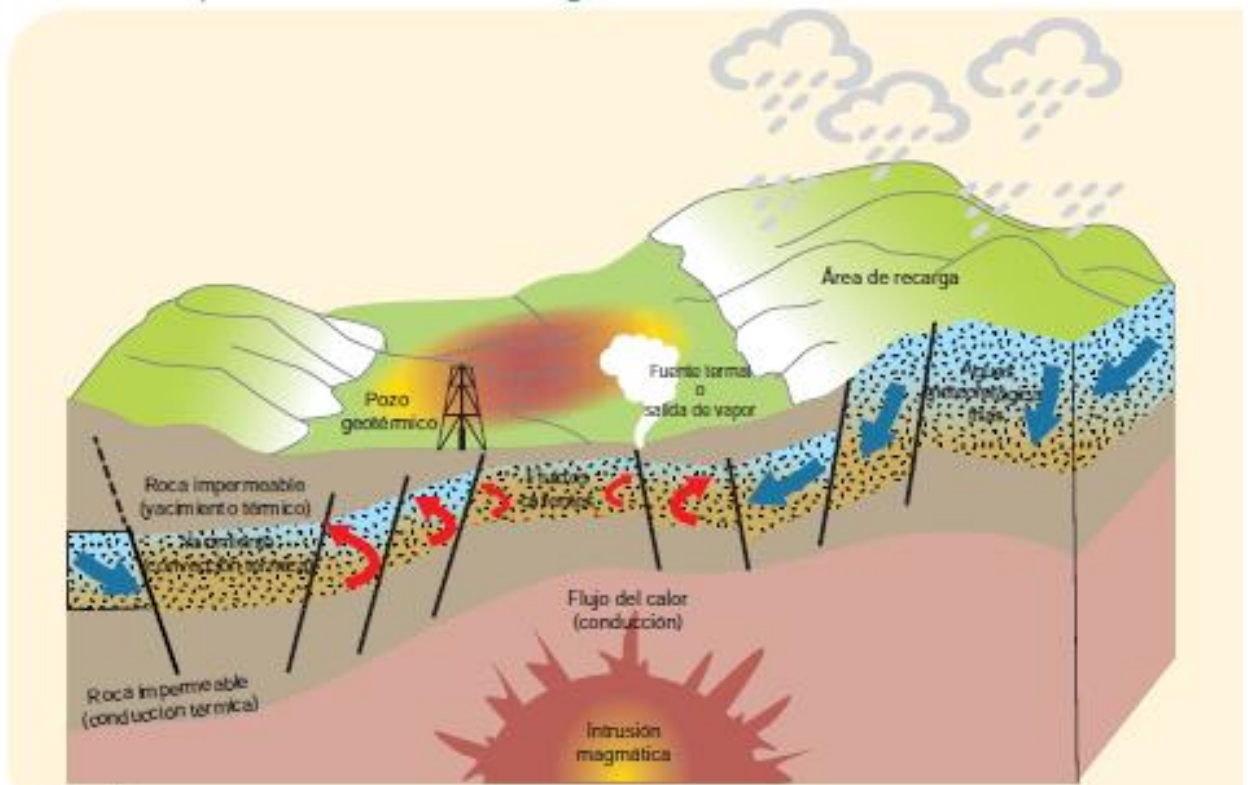


Figura 1.1: Esquema de un sistema geotérmico
(Fuente: ESMAP, 2012)

1.2.1. Tipos de potencial energético

Los tipos de potenciales dependen del nivel de estudio en el cual se encuentre un recurso, a continuación, se describe las características de cada tipo de potencial.

- Potencial teórico

Es la capacidad en bruto de un recurso que se puede extraer de manera teórica, sin considerar ninguna restricción.

- Potencial geográfico

Potencial que se puede extraer de acuerdo a las facilidades geográficas que presenta el área donde se encuentra el recurso.

- Potencial técnico económico

Potencial que se puede extraer después de la realización de estudios técnicos, dependiendo de la tecnología implementada en el diseño.

- Potencial comercial

Potencial que se puede extraer después de costos de producción, limitaciones económicas y de combustibles (R. Soria, 2016).

La figura 1.2 muestra un orden jerárquico piramidal referente a los tipos de potenciales tomados en cuenta en este estudio para el análisis del potencial geotérmico en Ecuador:

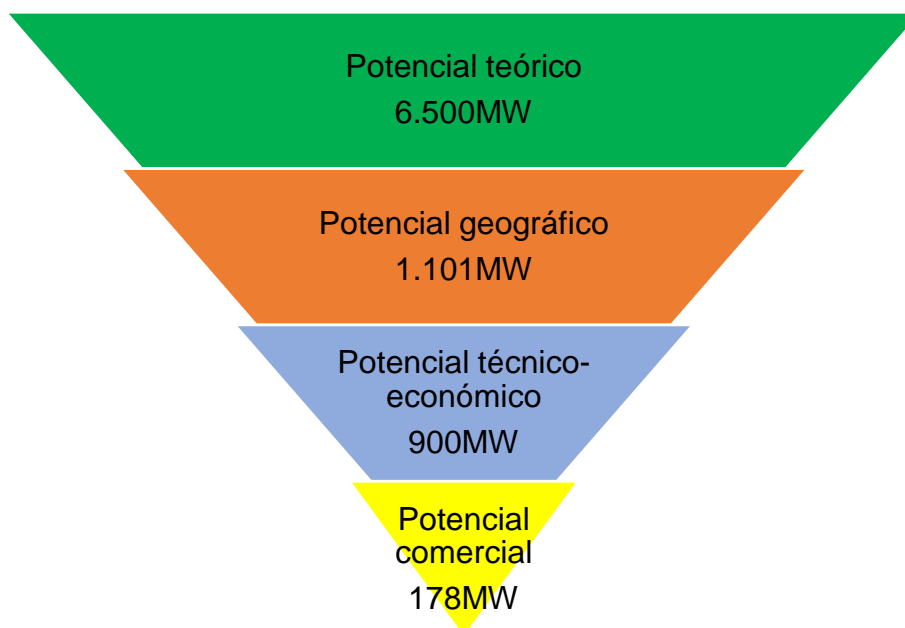


Figura 1.2: Pirámide jerárquica de potencial
(Fuente: MEER, 2017; edición de figura propia)

Existen diferentes tipos de configuraciones de sistemas geotérmicos:

1.2.2. Sistemas hidrotermales convectivos.

Este tipo de sistemas está conformado por la fuente de calor, el fluido (cuya composición depende del lugar del yacimiento) que permite el transporte del calor y rocas permeables (Alfonso Meza Oleas, 2012). Se basa en la filtración de fluido a través de las rocas hasta formar un yacimiento, el fluido es retenido por largos periodos de tiempo bajo elevadas condiciones de presión y temperatura. Para producir energía eléctrica se aprovecha el fluido bifásico (mezcla agua-vapor) a temperaturas mayores de 200°C los cuales son transportados a la superficie por medio de perforaciones para su separación efectiva. El vapor es usado en turbinas de generación, proceso denominado flasheo de vapor, mientras que el agua es usada en distintos procesos de la central antes de ser reingresado al yacimiento. Fluidos con temperaturas menores a 200°C se usan en plantas de ciclo binario, las cuales se basan en la transferencia de calor entre el fluido extraído y un fluido secundario de menor punto de ebullición procediendo a su evaporación para usarlo en turbinas de generación eléctrica (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010).

Las manifestaciones de este tipo de sistemas hidrotermales convectivos en la superficie de la tierra son:

- Géiseres
- Fumarolas

1.2.3. Sistema geotérmico de roca seca caliente.

Estos sistemas acumulan calor en la sub-superficie con temperaturas aproximadas a los 650°C y profundidades entre 2km y 4km. Al existir escasez de fluido no se forman yacimientos. Para la explotación de este tipo de sistemas se plantea la fractura de las rocas y el ingreso de flujos desde la superficie. Gracias a su potencial y a la gran superficie que ocupa este tipo de sistemas, se puede llegar a producir hasta 100 mil MW en el 2050. La tecnología para la explotación de este tipo de sistemas está en fase de investigación y desarrollo, con resultados favorables (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010).

1.2.4. Sistema geotérmico presurizado.

Sistemas a alta presión que contiene agua y metano, aproximadamente a 700bar y temperaturas entre 90°C y 200°C. Actualmente no son explotados (ESMAP, 2012).

1.2.5. Sistemas geotérmicos marinos.

Se encuentran en el fondo del mar, pueden alcanzar temperaturas de 350°C, se manifiestan en forma de chimeneas hidrotermales. Actualmente no se explotan comercialmente (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010).

1.2.6. Sistemas geotérmicos magmáticos.

Consiste de roca fundida con temperaturas alrededor de 800°C. Su extracción comercial depende de materiales resistentes a alta temperatura y corrosión (ESMAP, 2012).

1.2.7. Sistemas geotérmicos supercríticos.

Se encuentran a grandes profundidades, alrededor de los 5km. Contiene flujos supercríticos (Fluidos que contienen características intermedias entre líquidos y gases), con temperaturas de 600°C. Actualmente en Islandia se estudia su factibilidad de explotación. La ventaja de este tipo de sistemas es su gran magnitud de energía capaz de llegar a ser diez veces mayor a sistemas geotérmicos convencionales (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010).

1.3. Desarrollo de las plantas geotérmicas a nivel mundial.

El diseño como proceso estándar general a nivel mundial de una planta geotérmica sigue el siguiente orden de fases:

- Exploración superficial. Es la fase inicial para identificar y caracterizar un posible sistema geotérmico, la principal función de la exploración superficial es verificar si el sistema geotérmico es de alta o baja temperatura, además si la planta es geológica, geoquímica y geofísicamente aplicable, se determina las reservas

posibles y probables, tiene una duración aproximada de 2 años. (Alfonso Meza Oleas, 2012; ESMAP 2012; OLADE, 1986).

- Exploración profunda. Se aplica para investigar si el yacimiento geotérmico es comercialmente explotable, es decir, si existe un recurso con potencial comercial. La exploración se la realiza a partir de la perforación de pozos profundos para verificar los gradientes de temperatura. Se obtiene como resultado las reservas probadas, tiene una duración de 2 años aproximadamente. (Alfonso Meza Oleas, 2012; OLADE, 1986).
- Ingeniería y construcción de la planta. Se decide la estrategia de producción, las técnicas a aplicarse en la planta, sobre implementación de tuberías para los diferentes fluidos y finalmente se construye la planta, tiene una duración aproximada de 3 años (OLADE, 1986; Sandro Bruni, 2014).
- Operación de la planta. Se da paso a la operación de la planta haciendo circular el fluido geotérmico hacia la planta para generar electricidad y reinyectándolo al yacimiento, generando un ciclo de generación (Sandro Bruni, 2014).

Las fases iniciales para el uso de la geotermia son de alto riesgo debido a que los yacimientos para producción de energía eléctrica deben cumplir con condiciones geológicas particulares y un elevado flujo de calor. También se debe a que el desarrollo de los campos geotérmicos es muy complejo, largos y desafiantes desde el punto de vista tecnológico y financiero. Por tal motivo la mayoría de proyectos desarrollados son realizados por empresas estatales que son capaces de absorber el alto riesgo inicial (CEPAL, 2016).

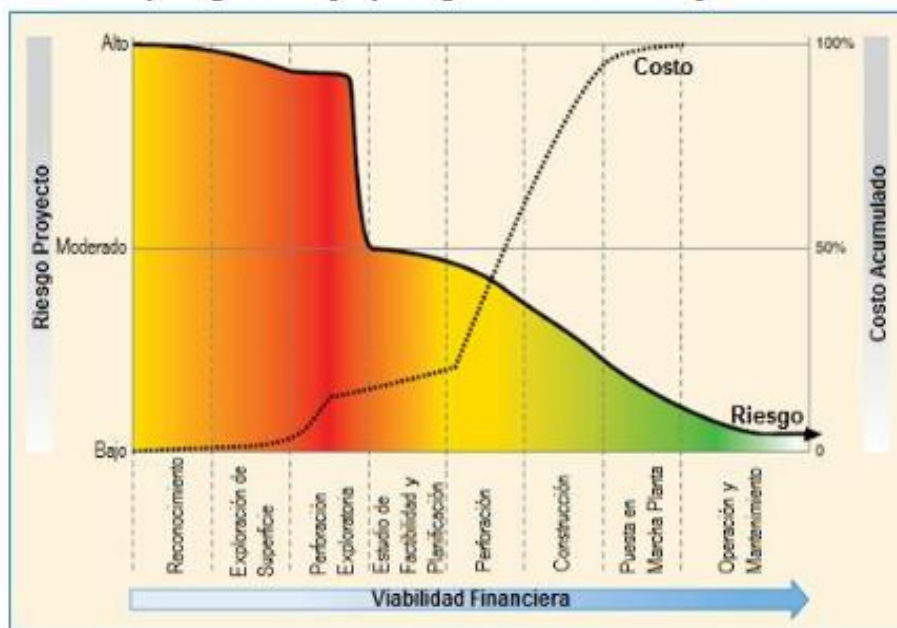


Figura 1.3: Costos y riesgos en proyectos geotérmicos
(Fuente: CEPAL, 2016)

1.3.1. Tipos de plantas geotérmicas

Con la tecnología actual existen cuatro clases de plantas productoras de electricidad a partir de una fuente geotérmica:

1.3.1.1. Plantas de vapor seco

Este tipo de planta utiliza directamente el vapor suministrado del yacimiento geotérmico para hacer funcionar las turbinas generadoras, el condensado es reinyectado para continuar el ciclo. La primera planta de este tipo fue construida en 1904 en Italia. Una ventaja es el aprovechamiento directo del salto entálpico del caudal geotérmico desde el reservorio hasta la salida de la turbina. Una desventaja es su alto grado corrosivo que aumenta los costos de mantenimiento (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010; ESMAP, 2012; Sandro Bruni, 2014).

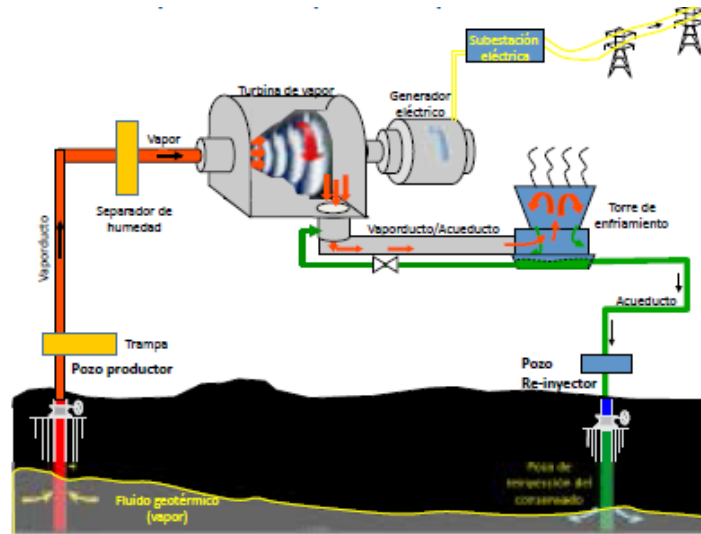


Figura 1.4: Planta de vapor seco
(Fuente: (Sandro Bruni, 2014))

1.3.1.2. Plantas de vapor de destello (*Flash steam plants*)

Esta planta es una de las más utilizadas debido a que utiliza agua caliente (temperatura mayor a 200°C) presurizada del interior del yacimiento. El proceso se basa en la separación del vapor el cual es conducido a la turbina y del agua por medio de equipos denominados separadores por medio de expansión isoentálpica al disminuir la presión (Sandro Bruni, 2014). Cuando el vapor sale de la turbina se dirige al condensador, el fluido de trabajo es reinyectado a la tierra (ESMAP, 2012). La eficiencia de este tipo de plantas es baja, pero puede ser aumentada por medio de la incorporación una segunda etapa, se tendría una turbina de baja y otra de alta presión. Este sistema es denominado de Doble Flash el cual permite aumentar el rendimiento en un 35%. (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010; Sandro Bruni, 2014).

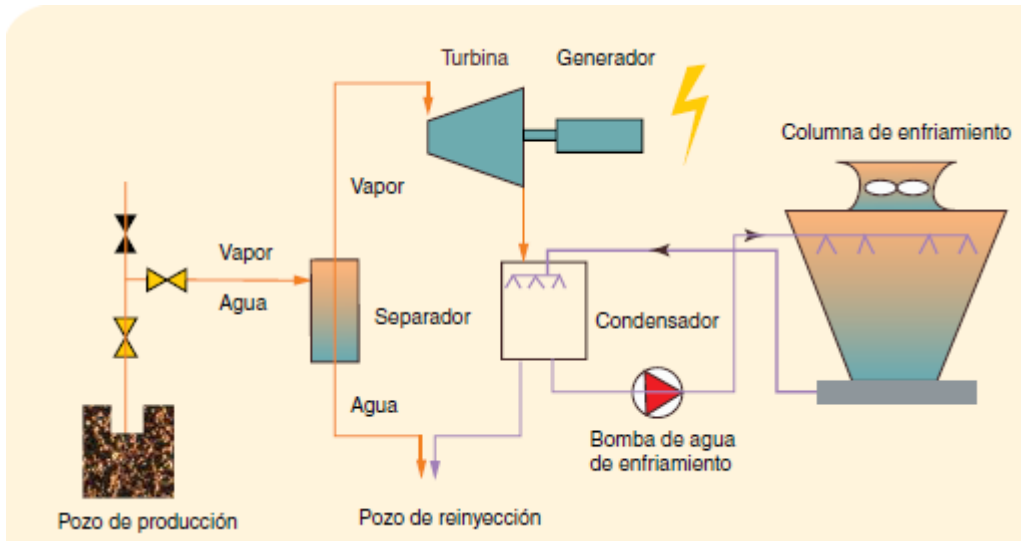


Figura 1.5: Planta de vapor Flash
(Fuente: ESMAP, 2012)

1.3.1.3. Plantas de ciclo binario

Estas plantas usan intercambiadores de calor, las temperaturas del reservorio son inferiores a 200°C y de baja entalpía. El calor es transferido, por medio del intercambiador de calor, a un líquido orgánico de bajo punto de ebullición, como resultado el vapor del líquido orgánico es utilizado para accionar las turbinas generadoras de electricidad. Como desventajas se tienen los altos costos durante la producción de electricidad por la condensación del líquido secundario, también la baja eficiencia de este tipo de plantas (Édgar Santoyo & Rosa Barragán, 2010; ESMAP, 2012; Sandro Bruni, 2014).

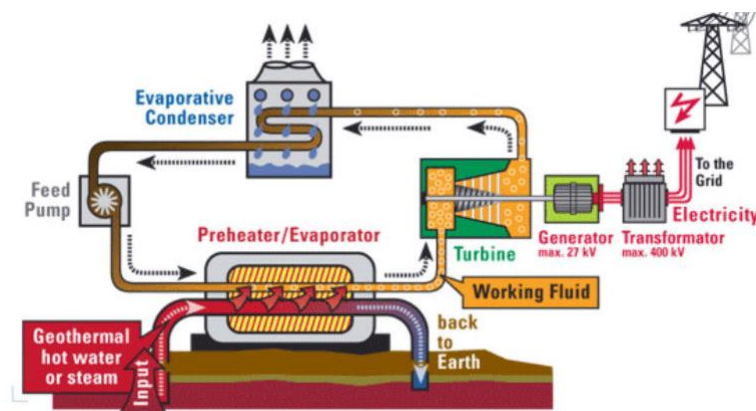


Figura 1.6: Planta de ciclo binario
(Fuente: ESMAP, 2012)

1.3.1.4. Unidades de contrapresión

Sistemas de baja eficiencia y alto impacto ambiental, se basa en turbinas a vapor colocadas directamente a la salida del pozo, las cuales pueden usar cualquier tipo de flujo que es expulsado directamente al medio ambiente. Son usadas en un intervalo corto de tiempo y solo para pruebas debido a la baja eficiencia y alto impacto ambiental generado, además de su alto costo de mantenimiento (ESMAP, 2012; Sandro Bruni, 2014).

Cabe decir que la construcción de cualquier tipo de planta geotérmica conlleva de 3 a 10 años, lo cual representa costos de inversión alta (OLADE, 1986).

En la Tabla 1.1 se detalla las características de las plantas geotérmicas:

Nota: no se toma en cuenta en esta tabla a las unidades de contra presión debido a que este tipo de plantas no son usadas para producción.

Tabla 1.1: Características de plantas geotérmicas

Tipo de planta / Característica	Vapor seco	Destello de vapor	Ciclo binario
Fluido extraído	Vapor ^[1]	Agua/vapor ^[1]	Agua ^[1]
Temperatura	Alta ^[1]	Media ^[1]	Baja ^[1]
Eficiencia neta	0,45 - 0,55 ^[2]	0,35 – 0,45 ^[2]	0,6 - 0,15 ^[2]
Costo de instalación	2.000 – 4.000 \$/kWe ^[3]	2.000 – 4.000 \$/kWe ^[3]	2.400 – 5.900 \$/kWe ^[3]
Costo de O y M	9 - 25 \$/MWhe ^[3]	9 - 25 \$/MWhe ^[3]	19 - 25 \$/MWhe ^[3]
Costo de producción	100 - 300 \$/MWhe ^[3]	50 - 80 \$/MWhe ^[3]	60-110 \$/MWhe ^[3]

(Fuentes: [1] (César Chamorro Camazón, 2008), [2] (Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010),[3] (Benjamin Philips, John Ziagos, Hildigunmur Thorsteinnsson, & Eric Hass, 2013))

1.3.2. Control ambiental

Las mayores fuentes de contaminación son los fluidos extraídos del pozo. Los programas ambientales se basan en el tratamiento adecuado de las aguas residuales. Estos programas ambientales son:

1.3.2.1. Reinyección

Consiste en reinyectar las aguas residuales al subsuelo, de esta manera se evita la dispersión de gases o líquidos no deseados a la atmósfera, además de disminuir el riesgo

de asentamientos por efecto de la explotación, también permite la recarga natural del pozo y aumenta la extracción de calor del yacimiento.

1.3.2.2. Corrientes residuales

Es la conducción del fluido de trabajo extraído del reservorio hacia ríos o el mar, cumpliendo y analizando si dicho receptor es capaz de diluir los químicos presentes en el fluido de trabajo según las normas ambientales establecidas.

1.3.2.3. Lagunas de evaporación

Es la evaporación del fluido de trabajo en piscinas, con la ayuda de filtros. Además se puede combinar con la extracción de químicos específicos presentes en los fluidos del reservorio y usarlos en la industria.

1.3.2.4. Descarga de gases no condensables

Entre los gases presentes en los residuos está el sulfuro de hidrógeno, el cual en todas las etapas de producción debe ser controlado por medio de procesos químicos capaces de reducir u oxidar dicho elemento químico.

1.4. Plantas geotérmicas a nivel mundial

Para el 2016 se tiene una capacidad instalada en todo el mundo de 13,5GW. Para el 2017 Indonesia apuesta al uso de la geotérmica como fuente de energía eléctrica, ya que aparte de tener instalado 1,64GW espera poner en operación comercial 110MW más en la planta Sarulla, la cual será una de las más grandes en el mundo. Lo interesante de esta planta es la combinación de ciclos, usa plantas tipo flash y a su vez plantas tipo binario, de esta manera maximiza la extracción de energía (REN21, 2017).

Otro país que apuesta al uso de la geotermia es Turquía, que hasta 2016 tenían 20 plantas en operación. Actualmente la capacidad instalada es 821MW. Turquía también usa la combinación de ciclos, por ejemplo, se tiene Kizildere III que produce 51MW con sistema Flash y 19MW con ciclo combinado (REN21, 2017).

En el continente americano se tiene como ejemplo a México que para finales de 2016 tiene una capacidad total de 950MW, los cuales desde el 2015 tuvieron un incremento de 25MW como resultado de la expansión de la planta Domo San Pedro (REN21, 2017). De esta manera se puede ver algunos ejemplos de países que empiezan a apostar al uso de la geotérmica.

En la figura 1.7 se presenta el mapa global de energía geotérmica:

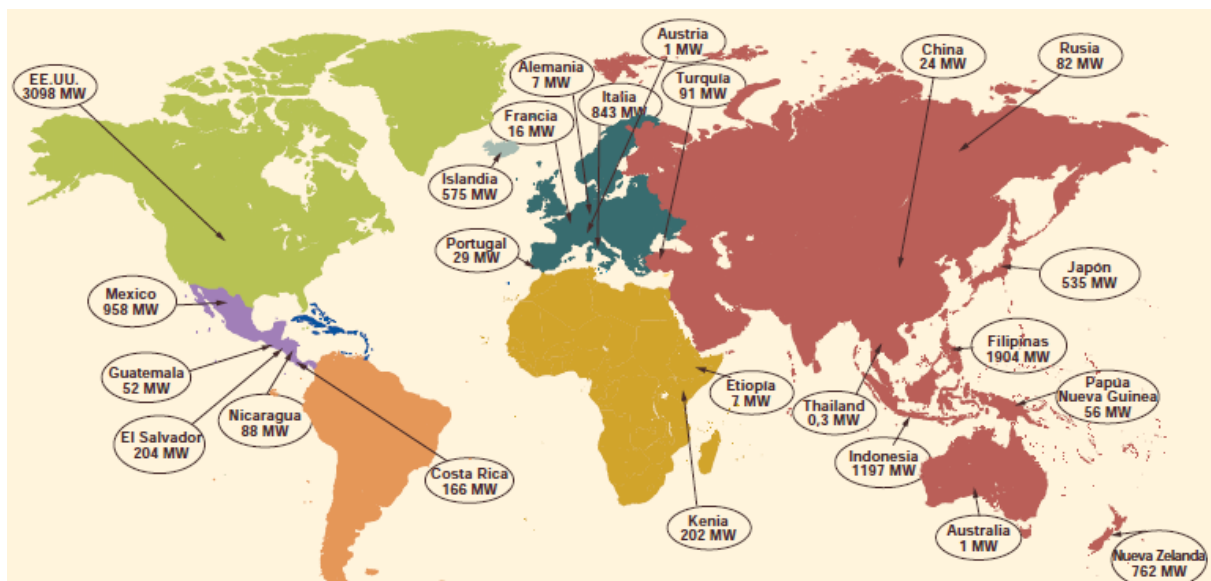


Figura 1.7: Mapa mundial de energía geotérmica instalada (Fuente: ESMAP, 2012)

Realizando una segregación por tecnologías geotérmicas en el mundo se obtiene la Tabla 1.2:

Tabla 1.2: Segregación tecnológica de plantas geotérmicas

Tipo	Número de plantas en el mundo	Capacidad instalada en el mundo (MW)	Tamaño promedio de las plantas instaladas en el mundo (MW)
Vapor directo	62	2.878	46,5
Binaria	236	1.178	5
Flash	202	6.513	32
Contrapresión	25	145	5,8

(Fuente: (Sandro Bruni, 2014)

Como ejemplos de plantas geotérmicas para producción de electricidad tenemos:

- **Complejo geotérmico *The Geysers* en USA**

Funciona gracias a 20 plantas geotérmicas de vapor seco a 180°C instaladas en el lugar y que operan los 365 días del año. Cuenta con 350 pozos perforados con una profundidad aproximada de 3km cada uno, el vapor se distribuye hacia las diferentes plantas gracias a una red extensa de tuberías (128km), cuenta con reinyección del condensado para recargar los acuíferos. Tiene una producción eléctrica anual de 6,6TW/h y una capacidad efectiva de operación de 890MW (REN21, 2017).

- **Complejo geotérmico Cerro Prieto en México**

Cuenta con una capacidad instalada de 720MW. Su funcionamiento se basa en turbinas de vapor, cuenta con 168 pozos de producción continua. La profundidad media de los pozos es de 2,5km y producen más de 52Mt de vapor al año. La fuente de calor para generación eléctrica se debe a una anomalía térmica creada por el adelgazamiento de la corteza terrestre donde se formó un yacimiento.

(Raúl Maya Gonzales & Luís Gutiérrez Negrín, 2007).

- **Complejo geotérmico Lardellero en Italia**

El complejo lo conforman aproximadamente 34 centrales geotérmicas, con una capacidad instalada de 720MW, aprovecha los yacimientos emisores de vapor para la generación de electricidad (Guido Cappetti, 2016).

Los valores correspondientes a la adición de energía eléctrica producida por energía geotérmica en países hasta el 2016 se muestran en la Tabla 1-3.

En un escenario de más apoyo a las tecnologías de ERNC, de baja emisión de GEI, se espera que para el 2050 la producción de energía eléctrica con plantas geotérmicas sea de 1.400TWh por año, llegando a ser el 3,5% del total mundial en producción eléctrica, con esto se espera disminuir la cantidad de emisiones de CO₂ en 800Mt por año (IEA, 2011).

Tabla 1.3: Incremento de la capacidad instalada geotérmica hasta 2016

	Capacidad instalada adicional 2016 (MW)	Total de capacidad instalada a finales de 2016 (GW)
Top países		
Indonesia	205	1,6
Turquía	197	0,8
Kenia	29	0,6
México	15	0,9
Japón	1	0,5
Italia	-	0,9

(Fuente:REN21, 2017)

A nivel de América Latina se puede encontrar numerosas fuentes geotérmicas de alta entalpía destinadas a la generación eléctrica, países como Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador, etc. disponen de zonas adecuadas para proyectos de gran viabilidad. Para reconocer algunos proyectos y el estado de estudio de cada uno se presenta la Tabla 1.4 (Ingamar Haraldsson, 2013; Paolo Bona & Manlio Coviello, 2016):

Tabla 1.4: Proyectos geotérmicos en América Latina

País	Nombre	Potencial (MW)	Estado ¹	Temperatura (°C)
Argentina	Copahue	30	Factibilidad	250
	Los des poblados	20	Exploración	140-180
	Tocomar	-	Exploración	130-140
Bolivia	Laguna colorada	280-370	Factibilidad	250-260
	Valle Rio Empexa	10-15	Exploración	180-200
Chile	Surire	50-140	Exploración	230-260
	Pumiri	120-240	Perforación	240-260
	Apacheta	320	Perforación	220-270
	Cerro Pabellón	48	Operación	150-210
Colombia	Tufiño-Chiles(binacional)	138	Exploración	230
	Nevado Ruiz	100	Perforación	250-260
Ecuador	Tufiño-Chiles(binacional)	330	Exploración	230
	Chachimbiro	178	Exploración	225-260
	Chacana	310	Exploración	180
	Chalupas	283	Exploración	400-600

(Fuente: (Ingamar Haraldsson, 2013; Paolo Bona & Manlio Coviello, 2016; MEER 2017)

¹ Revisar figuras 1-3 y 1-4 para comprender el estado en el que se encuentra cada proyecto mencionado en la tabla 1-5

Existen también plantas geotérmicas ya instaladas en la región tales como:

- **Cerro Pabellón en Chile**

Ubicada en el norte de Chile es la primera planta geotérmica que opera en América del Sur, ubicada en el desierto de Atacama y capaz de suministrar 48MW al sistema eléctrico del norte de Chile, opera mediante tecnología geotérmica tipo flash (Carlos Jorquera, 2017).

- **Miravalles en Costa Rica**

Se encuentra en las faldas del volcán Miravalles, extrae un fluido bifásico del pozo (vapor/agua, ciclo binario), la capacidad de la planta es de 142,5MW y contribuye con el 15% de energía a la red eléctrica nacional de Costa Rica (ICE, 2012).

- **Momotombo en Nicaragua**

El campo geotérmico Momotombo se ubica al Sureste de la cordillera de los Maribios, ladera del volcán Momotombo, tiene alrededor de 2km² de área de explotación para una capacidad instalada de 70MW, la capacidad bruta de la planta para 2013 fue de tan solo 25MW debido a un decaimiento en el gradiente de temperatura (ENEL, 2017).

1.5. Estado del arte de la geotermia en Ecuador

El potencial teórico y potencial geográfico geotérmico para generación eléctrica (considerando proyectos de pre-factibilidad), en términos de capacidad instalable, en nuestro país es estimado en 6.500MW y 1.101MW respectivamente (Andres Lloret & Jerko Labus, 2014; CONELEC, 2009), como se mostrará a continuación: Tufiño 330MW, Chachimbiro 178MW, Chalupas 283MW, Chacana 310MW (MEER, 2010). El potencial económico, según ARCONEL 2017 es de 900MW. El proyecto Oyacachi (201MW), componente del proyecto Chacana, tiene menos nivel de avance en sus estudios económicos y en este trabajo no se lo cuenta como potencial económico.

El estudio de la geotermia en Ecuador empieza en 1978 cuando el extinto Instituto Ecuatoriano de Electrificación (*INECEL*), comienza con la exploración para poder

aprovechar la energía geotérmica para la producción de energía eléctrica (INER & CELEC-EP, 2013; MEER, 2010; Olger Guillermo Pérez Valencia, 2014).

En 1982 Ecuador y Colombia firman el proyecto binacional para la exploración geotérmica de las áreas Chiles-Cerro Negro-Tufiño. En 1984 el gobierno de Italia y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) permitieron un crédito no reembolsable para realizar el estudio de pre factibilidad del proyecto binacional. Para 1987 dicho estudio fue terminado pero no se realizó perforaciones exploratorias (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005; Olger Guillermo Pérez Valencia, 2014).

En 1986 el Banco Mundial expuso que Ecuador tiene tres recursos primarios para generación eléctrica: la hidro-energía, gas natural y geotermia (Alfonso Meza Oleas, 2012) lamentablemente a la fecha no se aprovecha el potencial geotérmico.

Hasta 1999 los yacimientos con mayor estudio en Ecuador fueron Chachimbiro y Chalupas, esto debido al alto potencial geotérmico y a su ubicación geográfica en el territorio nacional (Andrés Lloret & Jerko Labus, 2014).

En 2002 los estudios de geotermia se interrumpieron debido a falta de financiamiento. Ya para 2007 y debido a la necesidad de diversificación en generación de energía eléctrica, se retoman los estudios anteriores en, especial el proyecto Chalupas (Andrés Lloret & Jerko Labus, 2014).

El aprovechamiento del potencial geotérmico en Ecuador es limitado a balnearios y piscinas termales (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005). Por este motivo, fue desarrollado el “Plan para el Aprovechamiento de Recursos Geotérmicos en el Ecuador”, por el MEER. El plan reconoce 16 zonas con capacidad de generar energía eléctrica por medio de potencial geotérmico que aún no son estudiadas a fondo, de las cuales resaltan 5 lugares con potencial para generar electricidad: i) Tufiño-Chiles-Cerro Negro; ii) Chachimbiro; iii) Chacana; iv) Chalpatán y v) Chalupas (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005; Consejo Nacional de Electricidad, 2009; CELEC_EP, 2014; INER, 2015).

El INER por medio del *CONELEC*, en conjunto con la *OLADE* y asesorados por: *AQUATER* de Italia, *BRGM* de Francia y el Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (IIE) (Alfonso Meza Oleas, 2012; Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005) pretende retomar una investigación iniciada en 1978 para la exploración de fuentes geotérmicas destinadas a la producción de electricidad. El objetivo es incentivar la diversificación de la matriz energética fomentando el uso de ERNC. Ecuador es un país ubicado en el cinturón de fuego del Pacífico y posee un gran potencial técnico geotérmico, estimado de 1.101MW (GEA, 1999; INER, 2015; Paolo Bona & Manlio Coviello, 2016). La retomada de los estudios de geotermia se debe a varios factores: i) el cambio de la matriz productiva, ii) la búsqueda del aprovechamiento de ERNC para dejar de usar recursos fósiles y iii) también para la

reducción de emisiones de GEI para cumplir el acuerdo de París y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), que entró en vigor en 1994 (Angela Prieto, Bart van Campen, Pablo Carvajal, Diego Moya, & Andrés Akamine, 2016; MEER, 2017b; MAE, 2012; SENPLADES, 2014).

La tabla 1.5 indica el resumen de los proyectos geotérmicos para la generación eléctrica en el país:

Tabla 1.5: Resumen de proyectos geotérmicos para generación eléctrica en Ecuador

Nombre del proyecto	Potencial técnico-geográfico (MW)	Estado de avance
Tufiño-Chiles(binacional)	330	Exploración
Chachimbiro	178	Exploración
Chacana	310	Exploración
Chalupas	283	Exploración
Total	1.101	

(Fuente: MEER, 2017)

En la Figura 1.8 se muestra el mapa geotérmico de Ecuador

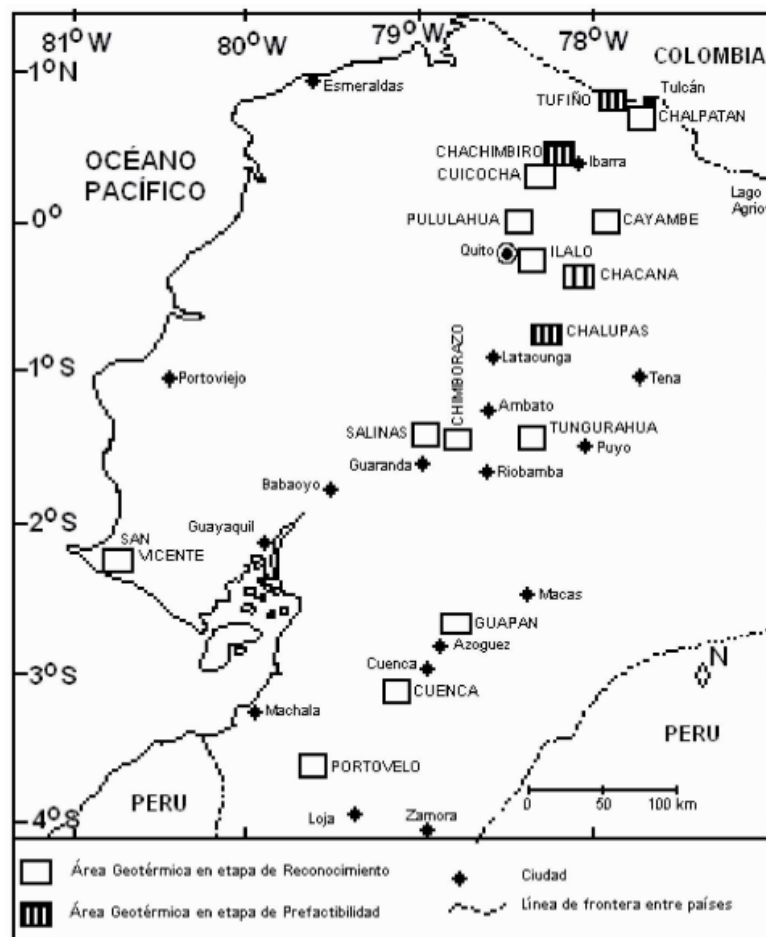


Figura 1.8: Mapa del Ecuador con los proyectos geotérmicos para generación eléctrica. (Fuente: MEER, 2010)

1.5.1. Exploración de potencial geotérmico en Ecuador

La exploración del recurso geotérmico en Ecuador avanza de manera sostenible gracias al interés mostrado por el gobierno en buscar fuentes de ERNC. A continuación, se explica el estado de las exploraciones geotérmicas de mayor entalpía para generación de electricidad:

1.5.1.1. Tufiño-Chiles

Ubicado en la frontera con Colombia a 35km al oeste de Tulcán, para este prospecto se realizaron 7 investigaciones relevantes, entre la cuales destacan estudios de la OLADE, CELEC, ISAGEN, MEER, INECEL, etc. (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005). Dichas investigaciones arrojaron temperaturas de aproximadamente 230°C para el reservorio, ubicándose como yacimiento de alta temperatura, factible para la generación de electricidad (INER, 2015). Se estima que posee un potencial técnico-económico en términos de capacidad de 330MW. Los estudios de pre factibilidad se encuentran en proceso (INER & CELEC-EP, 2013).

La principal fuente de calor es el estrato-volcán Chiles y el volcán Cerro Negro, conformados por rocas volcánicas andesíticas y rocas volcánicas oceánicas cuyas fallas aseguran la permeabilidad necesaria para producción de energía eléctrica (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005).

1.5.1.2. Chacana

Ubicado en la Provincia de Napo en la Cordillera Oriental. Hasta 2013 se realizó un gran número de investigaciones del posible recurso por parte de numerosas entidades nacionales e internacionales, indicando que la zona puede disponer de sistemas geotérmicos someros (entre 1km y 3km de profundidad) de tipo hidrotermal convectivo y también de sistemas profundos. El potencial técnico-económico de la fuente, en términos de capacidad, redondea los 310MW (INER, 2015). Existen 3 zonas de interés las cuales son: Jamanco, Cachiyacu, Oyacachi.

- Jamanco: con un potencial técnico-económico estimado de 26MW, los estudios de pre factibilidad ya han sido concluidos (geo ciencias) (INER & CELEC-EP, 2013; MEER 2017).

- Cachiyacu: se estima un potencial técnico-económico de 83MW, los estudios de pre factibilidad han sido concluidos (geo ciencias) (INER & CELEC-EP, 2013; MEER 2017).
- Oyachachi: con un potencial técnico estimado de 201MW, los estudios de pre factibilidad ya han sido concluidos (geo ciencias) (MEER, 2010). Los estudios económicos de este proyecto aún son preliminares, por esto no se considera a este proyecto como parte del potencial económico.

Chacana está formada por rocas volcánicas jóvenes, conformadas por rocas plinianas de pómez y obsidiana, también conformado de rocas metamórficas que constituyen el material permeable de la zona (Alfonso Meza Oleas, 2012; CONELEC, 2009). Los reservorios alcanzan temperaturas de 160°C (CONELEC, 2008).

CELEC EP está contemplando la perforación de pozos exploratorios en Jamanco y Cachiyacu.

1.5.1.3. Chachimbiro

Está localizado en Imbabura en la Cordillera Occidental de los Andes, el tipo de modelo de este yacimiento es de alta temperatura (CELEC-EP, 2014). Cuenta con un reservorio geotérmico de pequeño a mediano tamaño, el cual puede tener en promedio una capacidad bruta de 178MW, la profundidad exploratoria contemplada es de 1,5km, los estudios de pre factibilidad para un potencial técnico-económico han sido concluidos (geo ciencias) (INER, 2015; INER & CELEC-EP, 2013; MEER, 2017).

Constituido por rocas vulvaniclásticas y por basaltos de plataforma de afinidad oceánica aseguran permeabilidades aceptables para la explotación (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005), el tipo de caudal es alcalino-cloruradas con temperaturas de fondo de 200°C siendo sistemas de agua dominante (CONELEC, 2008).

1.5.1.4. Chalupas

Esta fuente geotérmica fue investigada desde 1978 y se estima un potencial técnico-económico de 283MW tras un análisis superficial de la zona. Está ubicada a 30km al Este de la ciudad de Latacunga en la provincia de Napo (Bernardo Beate & Rodney Salgado, 2005; CONELEC, 2008, 2009; INER & CELEC-EP, 2013). La fuente de calor es la cámara magmática que alimentó una erupción volcánica, la cual se encuentra a una profundidad entre 4km y 8km con temperaturas de 400°C a 600°C. Debido a que el volumen de magma

se estima en 900km³ y las altas temperaturas presentes lo hace un prospecto geotérmico viable (CONELEC, 2008).

Constituido por rocas volcánicas y metamórficas la cual son parte de la caldera colapsada, da como resultado un variado grado de fracturamiento que aseguraría la permeabilidad la cual permitiría albergar fluidos geotérmicos convectivos. Se estima que a los 2.000m se tienen aguas dominantes a temperaturas de 200°C (CONELEC, 2008).

1.5.1.5. Chalpatán

La temperatura estimada de la fuente ubicada a 20km al suroeste de Tulcán es de 120°C o menos, siendo un prospecto de mediana entalpía. Los estudios terminaron en 2013 y concluyeron que no es apta para el uso en generación eléctrica, que era lo esperado. Más bien, se puede usar para industrias, agricultura y uso directo de calor (Andrés Lloret & Jerko Labus, 2014).

2. Metodología

En este capítulo se mostrará los pasos para desarrollar el estudio prospectivo de la matriz eléctrica del Ecuador considerando la inclusión de plantas geotérmicas. A partir del análisis termodinámico del ciclo de potencia basado en estudios previos realizados en diferentes universidades a nivel nacional e internacional, se realizará simulaciones de operación de las plantas, para obtener valores de costos medios de la energía producida anualmente, factor de planta, etc. Estos valores permitirán alimentar un modelo usado para el estudio prospectivo de largo plazo, en el cual se usa la técnica de simulación de escenarios, que consideran la inclusión de plantas geotérmicas en la matriz eléctrica del Ecuador.

Las herramientas usadas para realizar el estudio prospectivo de la matriz eléctrica del Ecuador son: i) *Engineering Equation Solver (EES)*, ii) *System Advisor Model (SAM)* y iii) *Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)*. *EES* se usará para resolver el ciclo termodinámico de la planta, calcular su eficiencia del ciclo, energía producida por la planta, costo de instalación, costo de operación y mantenimiento (O&M). *SAM* se usará para el cálculo de la eficiencia de planta, energía anual generada, factibilidad técnico-financiera del proyecto de generación de energía eléctrica. Se considerará a Chachimbiro como proyecto geotérmico base para el resto de proyectos en Ecuador indicados en la sección 1.5, con lo cual se modelará un solo tipo de planta eléctrica para usarla como planta base en el resto de zonas geotérmicas del país. *LEAP* se usará para el estudio prospectivo de la matriz eléctrica del Ecuador a través de la simulación de escenarios, calibrados con información exógena obtenida de bibliografía y estudios previos, incluyendo el vector de demanda de electricidad en el largo plazo. En la figura 2.1 se indica un diagrama de flujo que presenta los datos de entrada y salida para los programas de simulación utilizados en el presente trabajo.

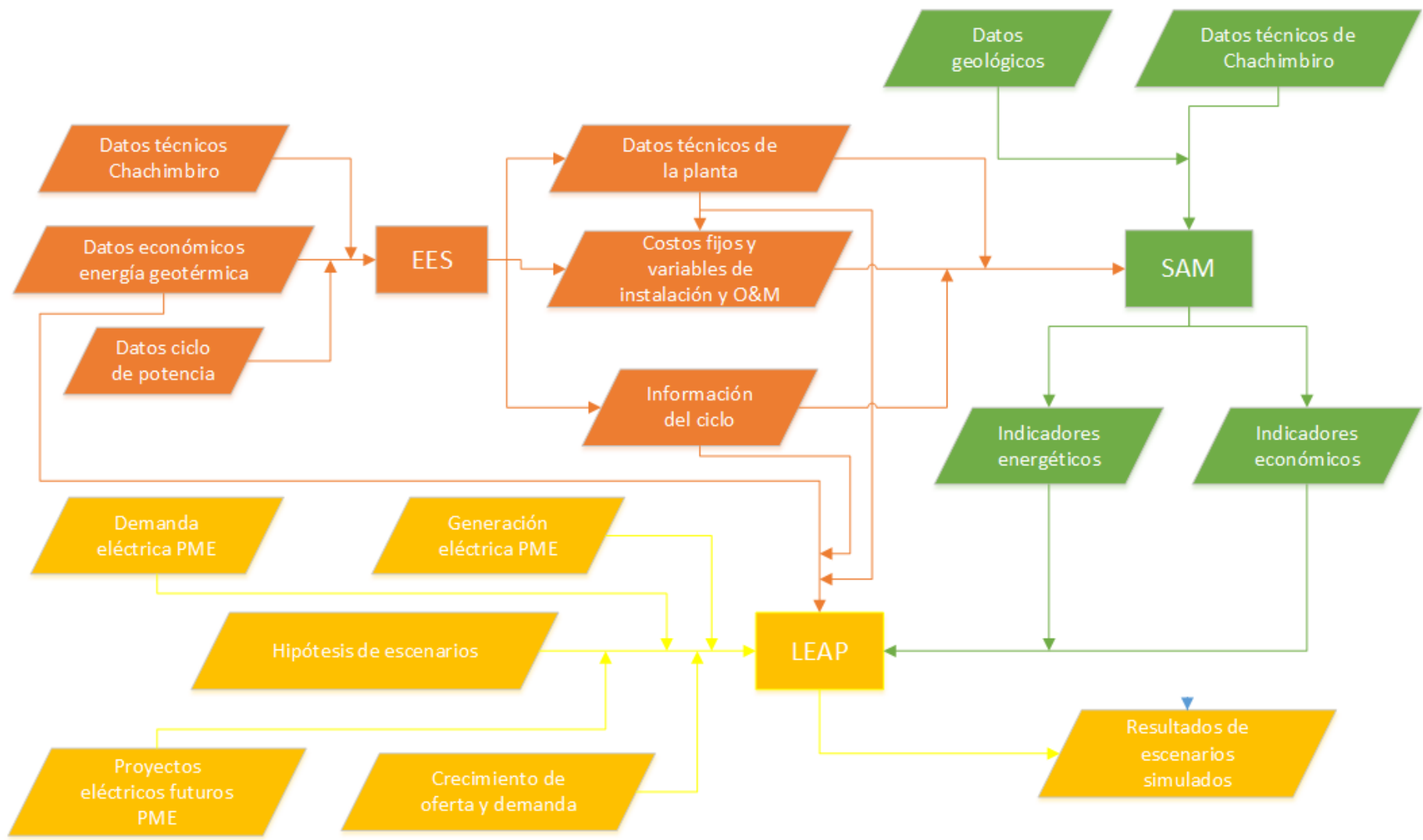


Figura 2.1: Diagrama de flujo para simulación
(Fuente: Propia)

2.1. Engineering Equation Solver (EES)

EES resuelve ecuaciones algebraicas, diferenciales, lineales y no lineales, etc. genera resultados paramétricos, realiza optimizaciones, análisis de incertidumbre, regresiones lineales y no lineales, etc. La herramienta dispone de bibliotecas para un gran número de propiedades termodinámicas, físicas y químicas de sustancias comunes utilizadas en ingeniería.

La facilidad de uso y el ahorro de tiempo hacen de *EES* un software bastante usado en aplicaciones de ingeniería al permitir el análisis y el diseño de sistemas complejos

Las aplicaciones más utilizadas en *EES* son (F-Chart Software, 2017)

- Introducción y resolución de ecuaciones.
- Análisis de coherencia entre unidades.
- Análisis paramétrico
- Cálculo de propiedades físicas, químicas y termodinámicas de sustancias
- Capacidad de optimización simple y multi-variable
- Análisis de incertidumbre
- Capacidad de regresión matemática para cálculos iterativos
- Uso de gráficas con valores de entrada y salida
- Enlaces con *Fortran*, *C / C++*, *Python*, *Excel* y *Matlab*

2.1.1. Ciclo termodinámico para una planta doble *flash* (modelado en *EES*)

El ciclo de potencia doble *flash* mejora la eficiencia de plantas tipo Flash, permite el aumento de capacidad de potencia mecánica de un 15% a un 25%. Plantas de este tipo son más costosas, con un diseño más complejo, con mayor dificultad de operación, y requieren mantenimientos más rigurosos en comparación a plantas *flash* simple. El aumento de potencia justifica la instalación de este tipo de plantas (José Gustavo Matamala Avilés, 2014) .La principal diferencia con las de simple *flash* es la incorporación de una turbina de alta presión.

En la figura 2.2 se muestra el ciclo de potencia para una planta geotérmica de *flash* simple

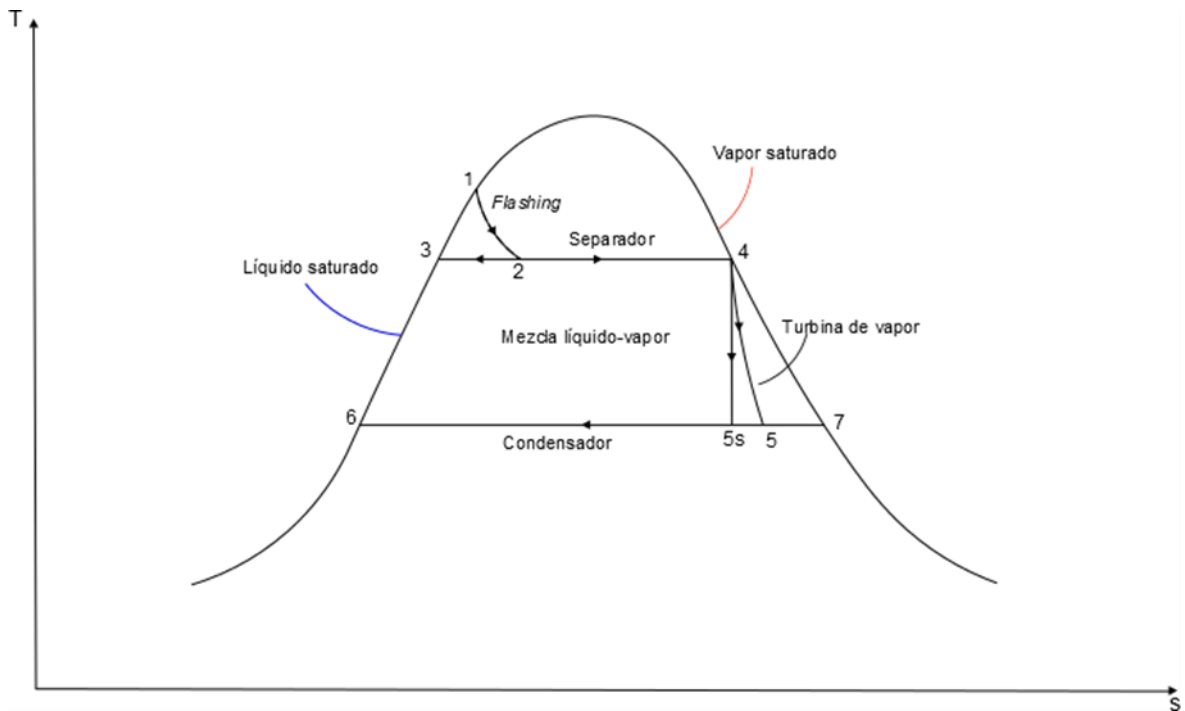


Figura 2.2: Ciclo termodinámico *single flash*

(Fuente: (Ana Lucía Piedra Lara, 2011))

En la figura 2.3 se indica el ciclo termodinámico de potencia para una planta geotérmica doble flash, mismo usado para los cálculos de la planta geotérmica en *EES*:

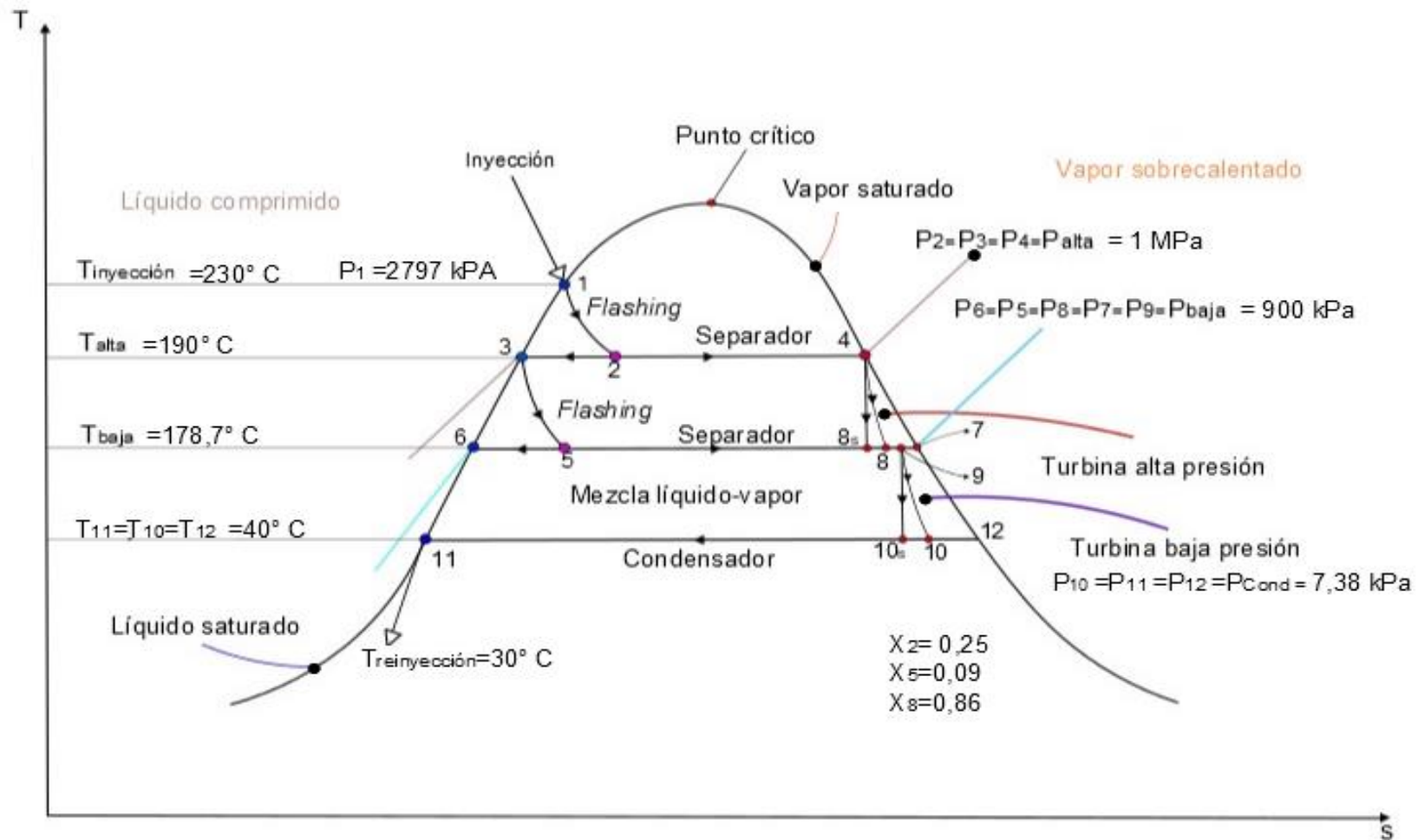


Figura 2.3: Ciclo termodinámico *double flash*
 (Fuente: (José Gustavo Matamala Avilés, 2014))

La figura 2.4 indica un esquema de la planta doble flash con los respectivos puntos termodinámicos.

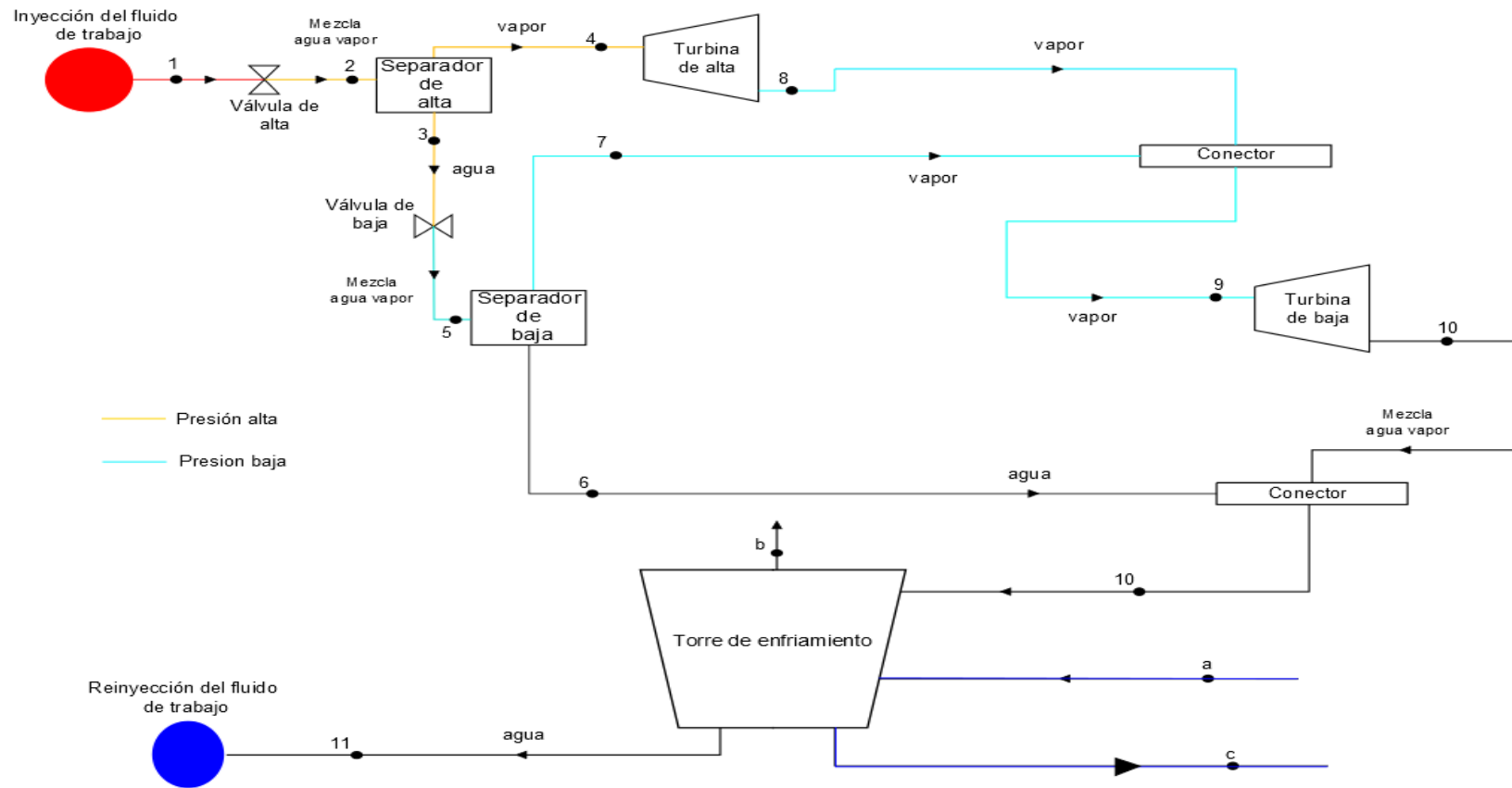


Figura 2.4: Planta doble *flash*
(Fuente: Propia)

2.1.2. Proceso de conversión de energía

Los puntos y procesos indicados en la figura 2-3 proporcionan la información necesaria para realizar la deducción del ciclo de potencia doble *flash*:

Punto 1. - Es líquido comprimido saturado, el cual es extraído del yacimiento geotérmico.

Proceso 1-2 (*flashing*). – Expansión isoentálpica por medio de una válvula al disminuir la presión del punto 1 hasta el punto 2.

Punto 2. – Mezcla líquido vapor con calidad X_2 , como resultado de la expansión isoentálpica 1-2.

Procesos 2-3 y 2-4.- Separación de la mezcla en el punto 2 por medio de un separador líquido-vapor de alta presión.

Punto 3. – Líquido saturado obtenido por la separación de la mezcla en el punto 2.

Punto 4. – Vapor saturado obtenido por la separación de la mezcla en el punto 2.

Proceso 4-8. – Vapor saturado en el punto 4 que pasa a través de una turbina de alta presión para la generación de potencia mecánica.

Punto 8. – Mezcla de vapor condensado y vapor a la salida de la turbina de alta presión.

Proceso 3-5 (*flashing*). – Es la expansión isoentálpica del líquido saturado del punto 3 resultante del separador de alta presión en los procesos 2-3 y 2-4.

Punto 5. - Es una mezcla líquido vapor con calidad X_5 , como resultado de la expansión isoentálpica 3-5.

Procesos 5-6 y 5-7. – Separación de la mezcla líquido vapor en el punto 5 por medio de un separador de baja presión.

Punto 6. – Líquido saturado extraído del separador de baja presión en el proceso 5-6.

Punto 7. – Vapor saturado extraído del separador de baja presión en el proceso 5-7.

Punto 9. – Entrada de la turbina de baja presión (resultado de la mezcla del vapor a la salida de la turbina de alta presión del punto 8 con el vapor en el punto 7 obtenido en el proceso 5-7).

Proceso 9-10. – Expansión en la turbina de baja presión para la generación de potencia mecánica.

Punto 10. - Es la salida de la turbina de baja presión, mezcla líquido-vapor o líquido saturado dependiendo de las condiciones del ciclo.

Proceso 10-11. Enfriamiento de la mezcla que sale de la turbina de baja presión y del líquido saturado a la salida del separador de baja presión (punto 6).

A continuación, se presenta el resumen del cálculo del ciclo de potencia : (Ana Lucía Piedra Lara, 2011; Diego Andrés Díaz Herbas, 2012; Jaimovich, 2007; Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010; José Gustavo Matamala Avilés, 2014).

La ecuación 2.1 indica que las entalpías h_1 y h_2 son iguales:

$$h_1 = h_2$$

Ecuación 2.1

El punto 3 es líquido saturado, por tanto, la entalpía h_3 es igual a la entalpía h_2 en la saturación, mostrado en la ecuación 2.2:

$$h_3 = h_{2f}$$

Ecuación 2.2

La ecuación 2.3 indica el cálculo de la calidad en el punto 2 a partir de las entalpías h_2 , h_3 y h_4 :

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3}$$

Ecuación 2.3

La calidad X_5 se obtiene en el punto 5 (sabiendo que h_{5f} es igual a h_6 y h_{5g} es igual a h_7) con la ecuación 2.4:

$$h_5 = h_{5f} + x_5 * (h_{5g} - h_{5f})$$

Ecuación 2.4

Las relaciones para los flujos de alta y baja presión se indican en las ecuaciones 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8:

$$\dot{m}_{vap4} = x_2 * \dot{m}_{ft}$$

Ecuación 2.5

$$\dot{m}_{lap3} = (1 - x_2) * \dot{m}_{ft}$$

Ecuación 2.6

$$\dot{m}_{vbp9} = (1 - x_2) * x_5 * \dot{m}_{ft}$$

Ecuación 2.7

$$\dot{m}_{lbp6} = (1 - x_2) * (1 - x_5) * \dot{m}_{ft}$$

Ecuación 2.8

Donde:

\dot{m}_{ft} Es el flujo másico total del líquido saturado inyectado al ciclo.

\dot{m}_{vap4} Es el flujo másico de vapor de alta presión en el punto 4.

\dot{m}_{lap3} Es el flujo másico de líquido de alta presión en el punto 3.

\dot{m}_{vbp9} Es el flujo másico de vapor de baja presión en el punto 9.

\dot{m}_{lbp6} Es el flujo másico de líquido de baja presión en el punto 6.

A demás en la línea de alta presión se cumplen las ecuaciones 2.9 y 2.10:

$$T_2 = T_3 = T_4$$

Ecuación 2.9

$$P_2 = P_3 = P_4$$

Ecuación 2.10

Para determinar la eficiencia y la potencia mediante las entalpías se usan las ecuaciones 2.11 de eficiencia isoentrópica, la ecuación 2.12 de la regla de Baumann ² y la ecuación 2.13 para hallar la constante de Baumann (A³):

² Se refiere a la disminución del 1% en la eficiencia de la turbina por el incremento de 1% en la humedad.

³ A es un factor empírico planteado por Baumann para su ecuación semi-empírica que permite determinar el rendimiento de la turbina en función de la influencia de la humedad (Grupo de Máquinas y Motores Térmicos de Sevilla,2013).s

$$\eta = \frac{h_4 - h_8}{h_4 - h_{8s}}$$

Ecuación 2.11

$$h_8 = \frac{h_4 - A * (1 - \frac{h_6}{h_7 - h_6})}{1 + \frac{A}{h_7 - h_6}}$$

Ecuación 2.12

$$A = 0,425 * (h_4 - h_{8s})$$

Ecuación 2.13

Por último, la potencia de la turbina de alta presión (W_{tap}) se obtiene de la ecuación 2.14:

$$W_{tap} = n_1 * \dot{m}_{vap4} * (h_4 - h_8)$$

Ecuación 2.14

De la misma manera, se resuelve la etapa de baja presión del ciclo doble *flash*.

La eficiencia del ciclo (η_t) se obtiene a partir de la ecuación 2.15:

$$\eta_t = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_{entrada}} = \frac{x_2 \dot{m}_{ft} (h_4 - h_8) + [x_2 \dot{m}_{ft} + (1 - x_2) x_5 \dot{m}_{ft}] (h_9 - h_{10})}{\dot{m}_{ft} h_1 - (\dot{m}_{vap4} + \dot{m}_{vap9} + \dot{m}_{lbp6}) h_{11}}$$

Ecuación 2.15

Los costos de instalación (C_{int}) se obtienen de la ecuación 2.16:

$$C_{int} = 2500 e^{-0,0025 * (W_{neto} - 5)} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

Ecuación 2.16

(Fuente: Ana Lucía Piedra Lara, 2011)

Los costos operación y mantenimiento ($C_{O\&M}$) se obtienen de la ecuación 2.17:

$$C_{O\&M} = 0,02 e^{-0,0025 * (W_{neto} - 5)} \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Ecuación 2.17

(Fuente: Ana Lucía Piedra Lara, 2011)

Nota: \dot{W}_{neto} debe estar en MW

Las ecuaciones de costos, que provienen de referencias del 2011, son aceptables para este trabajo debido a que la tecnología para el uso de geotermia con fines de generación

eléctrica es relativamente nueva en la región, por tal motivo la variación de los costos aún es pequeña, es decir, (el efecto de aprendizaje tecnológico ha sido limitado). Los datos obtenidos se promediarán con valores internacionales explicados más adelante, por ejemplo con valores de : (DIW, 2013; IEA, 2017; NREL, 2012; T. Fichter, R. Soria, Alexandre Szklo, R. Schaeffer, & A. Lucena, 2016).

Para el sistema de enfriamiento se usará los diseños planteados por (José Gustavo Matamala Avilés, 2014) en la tesis “Análisis y Comparación de ciclos Termodinámicos para la Generación de Potencia a partir de Recursos Geotermales de Media y Alta Entalpía” la cual plantea un sistema de torre de enfriamiento de tiro inducido⁴. Se usa aire ambiente direccionado a la salida por un ventilador, con lo cual se podrá enfriar al fluido de trabajo para proceder a la reinyección del mismo al reservorio. La ventaja de usar este tipo de torres es que permite una distribución uniforme del aire, de esta manera no se tienen problemas de recirculación de aire caliente y húmedo (Ana Lucía Piedra Lara, 2011). En el punto (10) ingresa fluido a la torre de enfriamiento desde la salida de la turbina de baja presión del ciclo de potencia; el punto (a) es el ingreso de aire en el ambiente; el punto (c) es el retorno de aire para refrigeración al condensador; el punto (b) es la salida a la atmósfera del aire húmedo gracias al ventilador, el punto 11 indica la reinyección del fluido de trabajo al yacimiento (José Gustavo Matamala Avilés, 2014).

La figura 2.5 indica la torre de enfriamiento utilizada, además la numeración de los puntos está relacionada con el ciclo empleado en el documento. (Ver: Figura 2.3: Ciclo termodinámico *double flash*)

⁴ El aire entra de manera paralela a las paredes de la torre de enfriamiento por medio de un ventilador ubicado en la parte superior, además de presentar flujo perpendicular de aire ambiente, enfriando el fluido caliente que circula en el interior (ver figura 2-5).

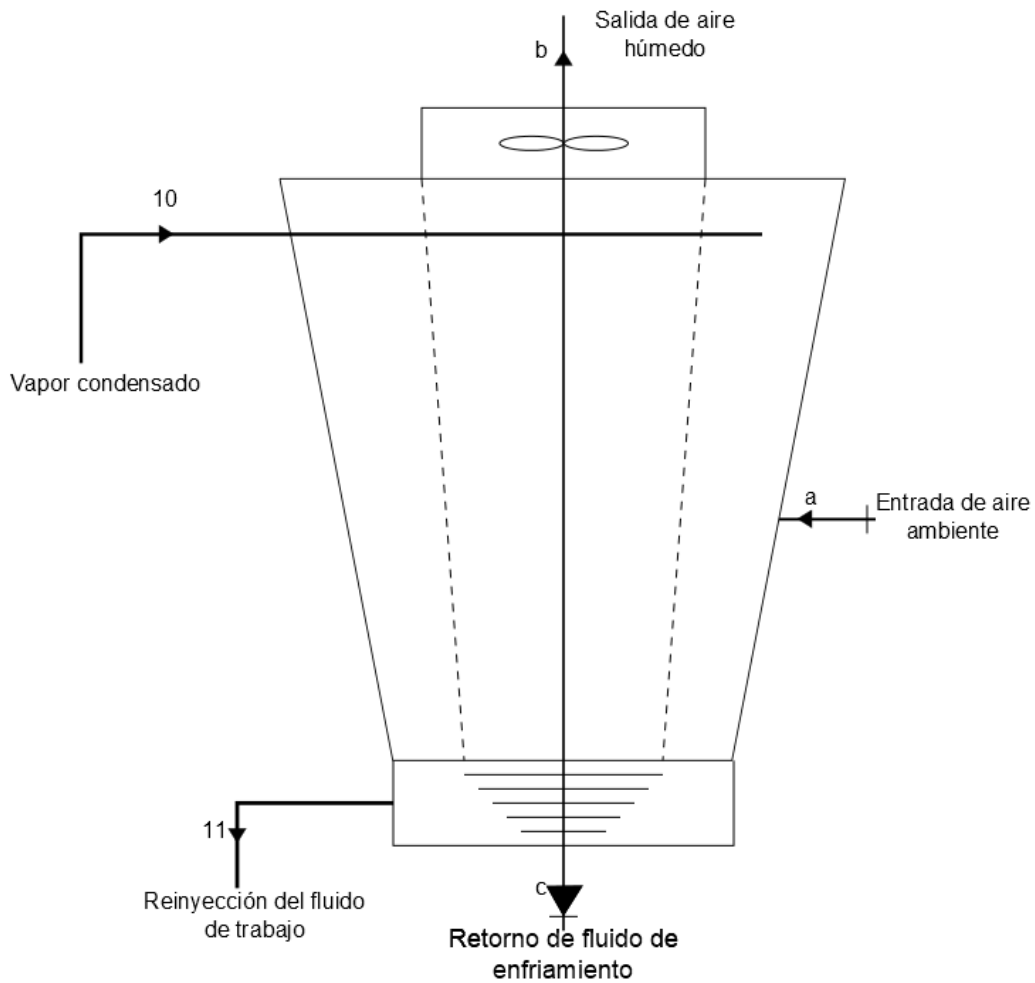


Figura 2.5: Esquema torre de enfriamiento de tiro inducido.
(Fuente: (José Gustavo Matamala Avilés, 2014)

Las ecuaciones que se usan son las siguientes:

La torre de enfriamiento involucra intercambio de masa y calor entre los dos fluidos. Se asume flujo permanente y condiciones adiabáticas. El volumen de control no toma en cuenta al ventilador. De esta forma, se llega a la ecuación 2.18:

$$\dot{m}_{10}h_{10} - \dot{m}_{11}h_{11} = \dot{m}_b h_b - \dot{m}_a h_a + \dot{m}_c h_c$$

Ecuación 2.18

Se realiza balance de masas, considerando que la entrada y salida de aire contienen agua, donde el subíndice (A) representa agua mientras que el subíndice (a) representa aire, en las ecuaciones 2.19 y 2.20:

$$\dot{m}_{10} + \dot{m}_{Aa} = \dot{m}_{11} + \dot{m}_c + \dot{m}_{Ac}$$

Ecuación 2.19

$$\dot{m}_{aa} = \dot{m}_{ab}$$

Ecuación 2.20

La cantidad de agua presente en el aire se determina a partir de la humedad específica del aire (ω) y se indica en las ecuaciones 2.21 y 2.22:

$$\dot{m}_{Aa} = \omega \dot{m}_a$$

Ecuación 2.21

$$\dot{m}_{Ab} = \omega \dot{m}_b$$

Ecuación 2.22

Donde:

\dot{m}_{10} = Flujo másico a la salida de la turbina de baja presión.

\dot{m}_{11} =Flujo másico de reinyección al yacimiento

\dot{m}_b = Flujo másico de aire a la salida de la torre de enfriamiento

\dot{m}_a = Flujo másico de aire a la entrada de la torre de enfriamiento

\dot{m}_c = Flujo másico a la salida de la torre de enfriamiento no reinyectado

ω =Humedad relativa del aire

Se realizó los cálculos del presente estudio en *EES*. A continuación, se indica el diagrama del ciclo termodinámico y una tabla con las variables de entrada y salida modelado realizado con *EES* para el ciclo termodinámico y cálculo de costos de instalación de la planta. Las variables de salida son a su vez utilizadas como datos de entrada para el software *System Advisor Model (SAM)*.

En la Tabla 2.1 se indican las variables de entrada y salida para realizar los cálculos en el software *EES*. Los puntos indicados corresponden a los puntos mostrados en la Figuras 2.3 y 2.4.

Tabla 2.1: Variables de entrada y salida para EES

VARIABLES DE ENTRADA	PUNTO	VARIABLES DE SALIDA	PUNTO
Temperatura del reservorio	1	Costo de instalación	
Presión a boca de pozo	1	Costo de O&M	
Caudal de fluido	1	Energía producida por el ciclo	4 y 10
Calidad de flujo en el reservorio	2	Eficiencia del ciclo	4 y 10
Temperatura de salida del ciclo(estimada)	10	Calor de entrada	1
Temperatura ambiente del aire	a	Temperatura del aire a la salida de la torre	b
Humedad relativa del aire	a	Presión en el yacimiento	1
Flujo volumétrico del aire	a	Temperatura de bulbo seco	a
Temperatura de reinyección	11	Presión en el condensador	c y b
Eficiencia de la torre	11		

(Fuente: Propia)

La Tabla 2.2 muestra los valores usados y su justificación, para las variables de entrada requeridas por EES y sus respectivos puntos en el ciclo de potencia (ver: Figura 2.3: Ciclo termodinámico *double flashy* Figura 2.5: Esquema torre de enfriamiento de tiro inducido).

Tabla 2.2: Datos de entrada para EES

PROPIEDADES	PUNTO	VALORES	UNIDADES
Temperatura del reservorio	1	230 ^[1]	°C
Presión boca de pozo	1	2797.1 ^[2]	kPa
Caudal del fluido	1	270 ^[2]	kg/s
Calidad del flujo en el reservorio		25 ^[2]	%
Temperatura estimada salida del ciclo	10	40 ^[3]	°C
Temperatura del aire ambiente	a	15 ^[4]	°C
Humedad relativa del aire		0,64	
Flujo volumétrico del aire	c	5 ^[5]	m ³ /s
Temperatura de reinyección	11	30 ^[5]	°C
Eficiencia de la torre		0,7 ^[5]	

(Fuentes: [1] (MEER, 2010), [2] (Ana Lucía Piedra Lara, 2011), [3] (Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010), [4] (System Advisor Model (SAM), [5] (José Gustavo Matamala Avilés, 2014)

2.2. System Advisor Model (SAM)

SAM es un software destinado a realizar simulaciones de desempeño y costo de producción de energía para sistemas de aprovechamiento de energía renovable. Fue desarrollado en *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* es un laboratorio dispuesto al aprovechamiento de energía renovable, una de sus funciones es la de administrar, innovar, desarrollar y distribuir el software SAM gratuitamente, generando mayores

oportunidades para la implementación de tecnologías para el aprovechamiento de ERNC en el mundo. La inversión, los costos de operación y parámetros técnicos se especifican como variables de entrada. SAM permite realizar análisis paramétricos para simulación de diversos casos de estudio y análisis de sensibilidad. SAM permite modelar varias tecnologías de generación de energía eléctrica y térmica y considera diferentes esquemas de financiamiento para proyectos energéticos.

Cada proyecto o sistema energético cuenta con valores de entrada predeterminados, el usuario tiene la facilidad de editar estas variables para adecuar el modelo de acuerdo con los requerimientos deseados, tales como: i) ubicación del proyecto, ii) tipo de financiamiento, iii) inversión inicial, iv) costos de operación y mantenimiento, v) tiempo de vida del proyecto, etc.

SAM dispone de bibliotecas con diferentes datos para caracterizar el rendimiento de los componentes utilizados en sistemas de generación de energía, por ejemplo: i) módulos fotovoltaicos, ii) inversores, iii) receptores y colectores solares, iv) turbinas eólicas y de vapor, v) sistemas de combustión, vi) generadores, vii) calderas, viii) condensadores, etc.

Las tecnologías para modelado de generación eléctrica disponibles en el software son:

- Sistemas fotovoltaicos.
- Almacenamiento de electricidad en baterías para sistemas fotovoltaicos.
- Sistemas de concentración de energía solar.
- Sistemas genéricos para generar calor de proceso industrial.
- Sistemas de generación eólica.
- Sistemas de generación geotérmica.
- Sistemas de generación con biomasa.
- Solar térmica de baja temperatura.

Dispone también de un módulo para simulación de plantas geotérmicas en determinada ubicación y con las especificaciones técnicas asignadas por el usuario (NREL, 2014). Para el modelado de la planta geotérmica Chachimero en SAM se usaron las variables de

entrada que se detallan a continuación⁵ en la tabla 2.3. Los significados de las variables se encuentran en el anexo 6.4.

Tabla 2.3: Variables de entrada y principales variables de salida en SAM

Variables de entrada	Principales variables de salida
Tipo de planta	Energía anual
Potencial total del yacimiento	Factor de capacidad
Temperatura del yacimiento	Precio PPA nivelado (nominal)
Profundidad del yacimiento	Costo nivelado de energía LCOE
Ancho y alto del reservorio	Valor presente neto VAN
Permeabilidad del suelo	Tasa interna de retorno TIR
Distancia desde la inyección a los pozos de producción	Año en que se logró el TIR
Número de fracturas	TIR al fin del proyecto
Apertura de las fracturas	
Ancho de las fracturas	
Angulo de las fracturas	
Pérdida de agua sub superficial	
Potencia a la salida de la planta	
Tipo de planta geotérmica	
Número de pozos	
Eficiencia de la planta	
Tasa de disminución de temperatura	
Disminución máxima de temperatura	
Temperatura de bulbo húmedo	
Tasa de flujo del pozo productor	
Eficiencia de la bomba	
Diferencia de presión en los equipos de superficie	
Presión máxima de la bomba de succión	
Diámetro de la tubería de producción	
Diámetro de la tubería de reinyección	
Tasa de conversión de eficiencia del ciclo	
Temperatura de salida del ciclo	
Fracción de purga del ciclo de vapor	
Presión de la caldera	
Tipo de sistema de enfriamiento	

⁵ Las variables no especificadas son aquellas que se encuentran por defecto en SAM o debido a la falta de datos reales del reservorio.

Temperatura de bulbo seco	
Referencia de condensación del agua	
Temperatura de aproximación	
ITD del punto de diseño	
Tasa de presión del condensador	
Niveles de carga del sistema de enfriamiento	
Número de pozos productores	
Número de pozos inyectores	
Número de pozos en fase exploratoria	
Curva de costo para pozo de reinyección	
Curva de costo para pozo de producción	
Costo de equipos de superficie e instalaciones	
Costo capital de la planta	
Costo de instalación y caja de la bomba	
Costo de la bomba	
Costo de recapitalización	
Porcentaje de contingencia	
Costos indirectos de ingeniería y construcción	
Costos indirectos de proyecto, tierra y varios	
Costo anual fijo por O&M	
Costo fijo por capacidad en O&M	

(Fuente: Propia)

En la secuencia se detalla los valores de entrada para la simulación en SAM. Algunos de estos valores corresponden a los recomendados por defecto en el software SAM. Ver la Tabla 2.4:

Tabla 2.4: Datos de entrada para simulación SAM

Proyecto	Chachimbiro	Unidades
Potencial total del recurso	178 ^[1]	MW
Temperatura del recurso	230 ^[2]	°C
Profundidad del recurso	1.500 ^[3]	m
Ancho y alto del reservorio	400/1.000 ^[3]	m
Permeabilidad del reservorio	0,05 ^[4]	darcy
Distancia desde la inyección a los pozos de producción	1.500 ^[4]	m
Número de fracturas	3 ^[5]	
Apertura de las fracturas	0,0004 ^[4]	m
Ancho de la fractura	175 ^[4]	m
Ángulo de la fractura desde la horizontal	15 ^[4]	deg
Pérdida de agua superficial, porcentaje a partir del agua de reinyección	2 ^[4]	%
Potencia a la salida de la planta	48.190 ^[6]	kW
Número de pozos	3 ^[4]	
Tipo de planta geotérmica	Flash doble	
Eficiencia de la planta	90 ^[7]	%
Tasa de disminución de la temperatura	0,3 ^[8]	% año
Disminución máxima de temperatura antes de reemplazar el reservorio	30 ^[4]	°C
Temperatura de bulbo seco	11,27 ^[9]	°C
Tasa de flujo del pozo productor	270 ^[10]	kg/s
Eficiencia de la bomba	70 ^[8]	%
Diferencia de presión en los equipos de superficie	43,51 ^[10]	psi
Presión máxima en la bomba de succión	145,03 ^[10]	psi
Diámetro de la tubería de producción	9,626 ^[10]	in
Diámetro de la tubería de reinyección	10 ^[4]	in
Tasa de conversión de eficiencia del ciclo	0,1795 ^[11]	
Temperatura a la salida del ciclo	40 ^[11]	°C
Presión de funcionamiento de la caldera	279,71 ^[11]	bar

Fracción de purga de ciclo de vapor	0,25 ^[4]	
Tipo de sistema de enfriamiento	<i>Air-cooled</i> ^[12]	
Temperatura ambiente de diseño	15	°C
ITD en el punto de diseño	28,73 ^[11]	°C
Tasa de presión del condensador	1,0028 ^[4]	
Presión en el condensador	2,179 ^[11]	in-Hg
Niveles de carga del sistema de enfriamiento	8 ^[4]	
Número de pozos productores	3 ^[4]	
Número de pozos inyectoros	1 ^[4]	
Número de pozos a ser perforados en fase exploratoria	2 ^[3]	
Curva de costo para pozo de reinyección	Med ^[4]	
Curva de costo para pozo de producción	Med ^[4]	
Costo de equipos de superficie e instalaciones	125.000 ^[4]	USD
Costo capital de la planta	2.244 ^[11]	USD/kW
Costo de instalación y caja de la bomba	50 ^[4]	USD/ft
Costo de la bomba	1.2479,2 ^[4]	USD/hp
Costo de recapitalización	8.398,632 ^[4]	USD
Porcentaje de contingencia	20 ^[4]	%
Costos indirectos de ingeniería y construcción	16 ^[4]	%
Costos indirectos de proyecto, tierra y varios	3,5 ^[4]	%
Costo anual fijo por operación y mantenimiento	0 ^[4]	USD/año
Costo fijo por capacidad en operación y mantenimiento	231,3 ^[14]	\$/kW-year
Costo variable por generación en operación y mantenimiento	25,5 ^[11]	\$/MWh
Tasa interna de retorno programado	9,33 ^[16]	%
Año de recuperación de TIR	20 ^[4]	Año
Periodo de vida útil	50 ^[14]	Año
Tasa impuesto a la renta	22 ^[15]	%
Impuesto al valor agregado	12 ^[15]	%
Tasa de inflación anual	1,12 ^[16]	%

Tasa nominal	10,55 ^[4]	%
Porcentaje de deuda	50 ^[13]	%
Tiempo de préstamo	30 ^[13]	Años
Tasa de interés	9,33 ^[16]	%
Pago adelantado de deuda	2,75 ^[4]	%
Depreciación lineal	10 ^{[18]s}	%

(Fuentes: [1] (CELEC-EP, 2014), [2] (MEER, 2010), [3] (INER & CELEC-EP, 2013), [4] SAM, [5] (Tipantásig Córdova Holger Hernán, 2017), [6] (CONELEC, 2008), [7] (Pedro Fernandez, 2006), [8] (Diego Andrés Díaz Herbas, 2012), [9] (Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010), [10] (Ana Lucía Piedra Lara, 2011), [11] EES [12] (José Gustavo Matamala Avilés, 2014), [13] Propia, [14] (Jaimovich, 2007), [15] Servicio de Rentas Internas (SRI), [16] BCE, [17] Banco de Guayaquil, [18] (César Rivadeneyra Fernández, 2011)).

La Figura 2.6 muestra la generación eléctrica mensual de Chachimbiro teniendo como media de 25 TWh/año:

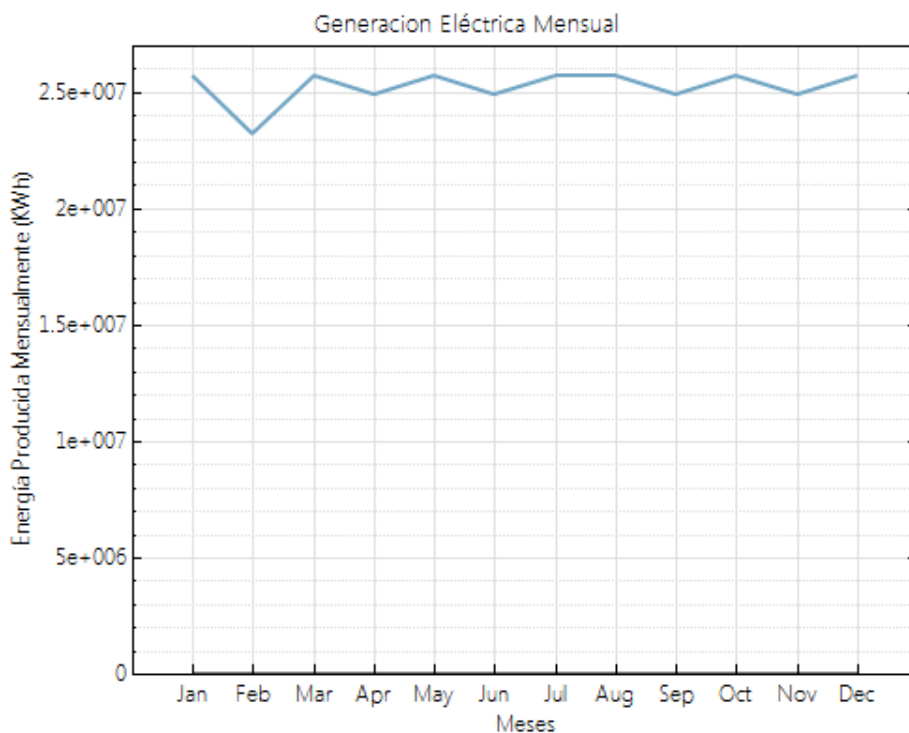


Figura 2.6: Generación eléctrica mensual
(Fuente: Propia usando SAM)

2.3. Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)

El LEAP, sistema de planificación de alternativas energéticas a largo plazo es un software utilizado para el análisis de políticas energéticas y de mitigación ambiental desarrollado por el Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo (SEI). Es aplicado en más de 190 países del mundo por parte de agencias gubernamentales y no gubernamentales, empresas de consultorías y servicios de energía, institutos académicos y universidades. *LEAP* puede ser aplicado para modelar en diferentes escalas geográficas abarcando ciudades, estados, naciones, regiones y a nivel global.

LEAP es una herramienta de planificación energética integrada que puede ser usada para modelar la extracción, producción y consumo de recursos en todos los sectores de la economía. Esta herramienta también contabiliza las emisiones de GEI de sectores energéticos y no energéticos.

La posibilidad de usar la técnica de simulación de diferentes escenarios energéticos hace de *LEAP* un programa adecuado para cumplir con el objetivo de este trabajo. LEAP usa un abordaje de tipo *bottom-up* para modelar la demanda y *top-down* para representar las variables macroeconómicas y condiciones generales del mercado (R. Soria, 2016).

Para simular la oferta *LEAP* proporciona metodologías efectivas y flexibles de contabilidad, simulación de escenarios y optimización (técnica que solamente está disponible para modelar la expansión del sector eléctrico).

La técnica de escenarios consiste en explorar posibles futuros simulando varios casos de interés para la expansión de un sistema energético. Los escenarios dependen de las condiciones de demanda, oferta, proyectos futuros, costos de capital, costos de O&M, recursos, reservas probadas, capacidad instalada de producción, etc., datos que son introducidos al *software* por el usuario. Esta técnica proporciona la ventaja de modelar varios escenarios al mismo tiempo, los cuales poseen información de proyectos energéticos que se encuentran en curso, que han sido propuestos o que representan la tendencia en la expansión para el aprovechamiento de los recursos energéticos. Dicha información puede venir proporcionada por instituciones gubernamentales, como por ejemplo a través del MEER/ARCONEL, que publican el PME en donde se presenta la planificación de medio plazo de la expansión del sector eléctrico en Ecuador, o, por ideas independientes propuestas por especialistas. Siempre que sean posible se usan datos oficiales.

Al tener la versatilidad de analizar varios escenarios para la expansión del sistema energético se puede hallar la mejor estrategia de crecimiento para el sector energético. El planificador investiga las implicaciones de cada escenario. Algunos escenarios que se analiza usualmente son: i) el escenario con mayor factibilidad económica, ii) el escenario con menor emisión de GEI, iii) escenarios con mayor porcentaje de participación de ERNC, iv) escenarios inclusivos o exclusivos a distintas tecnologías, etc.

2.3.1. Características básicas de LEAP

LEAP dispone de varios niveles, usando una estructura arborescente, de análisis de datos en la simulación de un sistema energético, entre los cuales se encuentran:

2.3.1.1. Análisis de demanda

Para analizar la demanda es importante contar con una desagregación del uso de la energía por sectores de la demanda, llegando inclusive a especificar la demanda de energía útil por sector de consumo, siempre y cuando haya los datos necesarios para hacerlo. Para construir escenarios que represente la evolución del consumo de energía y del consumo de energía final en los diferentes sectores de la economía se considera información económica, demográfica y datos sobre el propio uso del energético. También se puede analizar los costos totales y las implicaciones medioambientales de cada escenario propuesto. El análisis detallado de la demanda de energía es también el punto de partida para la planificación energética integrada (PEI), que no se enfoca apenas en planificar la expansión de la oferta, sino también en planificar por el lado de la demanda. *LEAP* permite crear estructuras arborescentes para organizar a la demanda energética de un sistema, que van desde estructuras altamente desagregadas orientadas al uso final (energía útil), hasta análisis agregados. La estructura de la demanda se organiza por sectores: residencial, industrial, transporte, agricultura, etc. Cada sector puede dividirse en subsectores y estos a su vez pueden utilizar distintas energías finales para un mismo objetivo, que es atender una demanda de energía útil. También se puede desagregar la demanda energética de cada sector en diferentes usos finales de energía (energía útil).

2.3.1.2. Análisis de transformación

En el análisis de transformación *LEAP* se simulan los procesos de conversión y el transporte de las distintas formas de energía, tomando en cuenta la fase de extracción de los recursos primarios y recursos energéticos secundarios o finales usados, hasta el consumo final de los mismos. Los escenarios alternativos también pueden ser aplicados para este análisis, representando distintas configuraciones de transformación en el futuro.

2.3.1.3. Análisis de recursos

LEAP utiliza la sección de análisis de recursos para definir información sobre la disponibilidad de los distintos recursos primarios y energías secundarias, así como también para indicar los costos de producción, importación, y exportación de los mismos. La información de los recursos puede variar entre: costos del terreno, costos de energéticos suministrados, costos de extracción, etc.

Los datos ingresados en un análisis de recursos se subdividen en dos categorías: energía primaria y energía secundaria. Además, *LEAP* genera automáticamente los combustibles consumidos y producidos en el sistema analizado siguiendo la lógica de equilibrio de mercado perfecto, oferta es igual a demanda a lo largo de la estructura arborescente planteada. Es decir, el modelo detecta la demanda por energéticos, y si existe los suficientes recursos, y en función de la infraestructura existente para la conversión de energía primaria a energía final, el modelo calculará la producción u oferta de dichos energéticos.

2.3.1.4. Análisis de procesos de conversión de energía

La creación de cualquier proceso de conversión de energía es otra de las facilidades de *LEAP*, los procesos representan las tecnologías individuales que convierten energía o que la transportan, tales como plantas de generación eléctrica en el caso del subsector eléctrico. Para cada proceso se definen datos tecnológicos y financieros como capacidad instalada, eficiencia, factor de capacidad, inversión y costos de operación y mantenimiento.

2.3.1.5. Análisis de resultados en LEAP

LEAP puede generar gran variedad de resultados de acuerdo a la información ingresada en los módulos antes descritos, entre los cuales se puede obtener: crecimiento de la demanda de energía en el periodo de análisis, oferta de energía final, nivel de actividad del sistema, cantidad de combustible usado, toneladas de GEI producidos, crecimiento en la producción energética de un sistema, viabilidad económica de diferentes escenarios, indicadores económicos, etc. Los resultados permiten al formulador de política energética poner estrategias más detalladas, eficaces y diversificadas para la evolución del sistema energético en el largo plazo, teniendo en cuenta aspectos económicos, sociales y ambientales (R. Soria, 2016; SEI, 2011) .

En la Tabla 2.5 se presentan las variables de entrada y salida para el *software LEAP*:

Tabla 2.5: Variables de entrada y salida en LEAP

Variables de entrada	Variables de salida
Demanda eléctrica nacional por sector de consumo	Demanda energética
Generación eléctrica por planta de energía	Energía producida
Pérdidas de energía por transformación	Capacidad
Costo de plantas de generación eléctrica	Costos
Costos fijos de O&M de las plantas	Emisión de CO ₂
Costos variables de O&M de las plantas	
Capacidad endógena de las plantas	
Capacidad exógena de las plantas	
Producción histórica de las plantas	
Factores de planta	
Participación en el consumo por sector	
Hipótesis de crecimiento de la demanda	
Hipótesis de generación eléctrica	
Proyectos de generación	

(Fuente: Propia)

2.4. Simulación de escenarios

Los escenarios a ser analizados en este estudio consideran la realidad del sector eléctrico del país. El primer escenario simulado es el escenario base, que considera la situación de la matriz eléctrica de 2016 y su tendencia de expansión al considerar los distintos proyectos por instalarse que se conoce de forma oficial los cuales son obtenidos del PME 2016-2025

(MEER, 2017), sin la inclusión de la energía geotérmica. Posteriormente se simulan escenarios alternativos orientados hacia la diversificación de la matriz de generación eléctrica mediante la inclusión de plantas geotérmicas para la producción de electricidad, considerando diferentes estrategias de desarrollo de la tecnología geotérmica. Los escenarios alternativos serán generados a partir del escenario base, utilizando el *software LEAP*.

2.5. Datos de entrada año base (2016)

La información del año base (2016) extraídas del PME, sirven como datos de entrada para las simulaciones de la expansión de largo plazo de la matriz eléctrica del Ecuador a realizarse para diferentes escenarios.

Los datos de entrada para el año base (2016) se muestran en la Tabla 2.6:

Tabla 2.6: Demanda de electricidad detallada en el año base (2016)

Actividad	Consumo (GWh)
Sector residencial	
Consumo residencial	8.701,83
Cocinas de inducción	0 ⁶
Sector industrial	
Consumo industrial	5.879,61
Cargas singulares en operación	0
Cargas singulares de proyección	0
Transporte	0
Aprovechamiento de recursos energéticos	0
Refinería del Pacífico	0
Desarrollo industrias básicas	0
Sector comercial	
Consumo comercial	4.703,69
Alumbrado público y otros	
Consumo alumbrado	1.411,1
Otros	2.822,21
Total	23.518,44

(Fuente: MEER, 2017)

La Tabla 2.7 muestra los datos de cada tecnología para la simulación de los escenarios en *LEAP* para el año base.

⁶ La demanda eléctrica para cocinas de inducción en 2016 es despreciable en comparación con la demanda eléctrica total del mismo año.

Tabla 2.7: Valores de entrada para el año base (2016)

Generación, capacidad instalada, costos, y pérdidas de electricidad (2016)					
Tipo de plantas	Generación (GWh)	Capacidad instalada (MW)	Costo de capital (USD)	Costo Fijo O&M	Costo Variable O&M
Hidroeléctricas	1.5589,71	4.446,35	2881 ^[1]	18,31 ^[1]	44,67 ^[1]
Eólicas	83,96	21,15	1737 ^[1]	50,86 ^[1]	0 ^[1]
Fotovoltaicas	38,75	26,48	3.242,43 ^[1]	32,587 ^[1]	0 ^[1]
Turbina de vapor biomasa	476,52	144,3	3.274,69 ^[1]	112,08 ^[1]	4,712 ^[1]
MCI- biogás	13,28	2	2.115,95 ^[1]	206,46 ^[1]	19,44 ^[1]
MCI-diésel	4.550,076	1.501,06	984,5 ^[1]	10,93 ^[1]	8,89 ^[1]
MCI-crudo reducido	1.753,44	578,45	984,5 ^[1]	10,93 ^[1]	8,89 ^[1]
Turbina de gas natural	2.762,2	911,36	808 ^[1]	11,51 ^[1]	10,04 ^[1]
Turbinas de vapor-fuel-oil	1.804,7	595,36	529,55 ^[1]	7,65 ^[1]	2,63 ^[1]
Geotérmicas	0	0	4.216 ^[2]	231,3 ^[1]	25,47 ^[1]
Total	27.088,84	8.226,39			
Pérdidas			12,21%		

(Fuente: MEER, 2017, [1] Promedio de varios valores de textos: (DIW, 2013; IEA, 2017; NREL, 2012; T. Fichter et al., 2016; Cálculos propios EES, Cálculos propios SAM), [2] Cálculos propios en SAM)

2.6. Demanda eléctrica año base (2016)

El PME elaborado por el MEER analiza el incremento de la demanda de electricidad a nivel nacional para todos los sectores de consumo, cuya participación en el año base se indica en la figura 2.7:

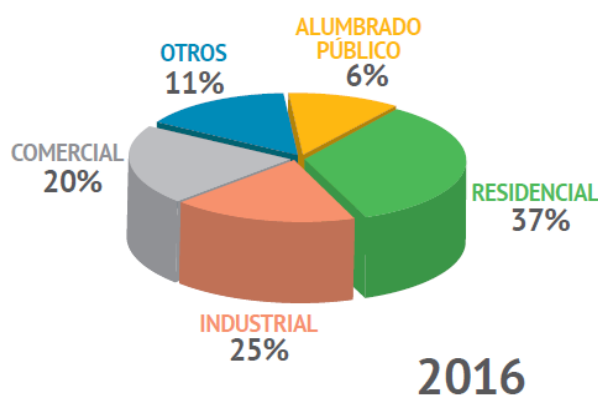


Figura 2.7: Participación de consumo (Fuente: MEER, 2017)

El consumo eléctrico registrado para el año base (2016) se detalla en la Tabla 2.8:

Tabla 2.8: Consumo eléctrico 2016

Sector de consumo	Consumo eléctrico en el 2016 (GWh)
Alumbrado público	1.411,1
Comercial	4.703,69
Industrial	5.879,61
Otros	2.822,21
Residencial	8.701,83
Total	23.518,45

(Fuente: MEER, 2017)

2.7. Prospectiva de la demanda eléctrica 2016-2025 del escenario base

El PME provee a este trabajo el vector de demanda de electricidad hasta 2025. Es decir, en este trabajo de modelamiento el vector de demanda eléctrica hasta 2025 es una variable exógena. Al ser la demanda una entrada exógena no se realizará modelaciones sobre demanda, se toman los datos oficiales para conservar la misma línea dictaminada en el PME. El vector de demanda eléctrica usado por el PME consideró cinco hipótesis, descritas a continuación para proyectarla al 2025, las cuales, son aplicadas también en este estudio para la prospectiva de todos los escenarios, dichas hipótesis son aspiraciones que se esperan cumplir por el MEER, el análisis de cumplimiento de las hipótesis no son casos de disertación en este estudio.

2.7.1. Hipótesis 1

Corresponde a la línea base, considera las distintas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica, a continuación, se presenta dichos crecimientos:

Sector residencial

- Crecimiento promedio anual de 2,5% para la cantidad de viviendas en el periodo 2016-2025, partiendo con 4,18 millones de viviendas en 2016.
- Grado de cobertura del servicio eléctrico de 97,24% para el sector residencial en el 2016
- Tasa de crecimiento anual de 3,2% en el periodo 2016-2025, para el año 2016 el consumo de electricidad es de 8.701,83GWh.

Sector comercial

- Tasa de crecimiento de 3,99% en el consumo de energía eléctrica para el periodo de análisis, para el 2016 se consume 4.703,69GWh.

Sector industrial y otros

El consumo de energía en ambos sectores crecerá a una tasa promedio de 3,52%, el consumo de electricidad en el sector industrial asciende a 5.879,61GWh, mientras que en otros se tiene 2.822,21GWh.

Alumbrado público

Tasa de crecimiento de 1,9% teniendo en el año base 1.411,11GWh.

2.7.2. Hipótesis 2

- En el sector industrial está proyectado incorporar cargas singulares en la demanda de energía, dichas cargas están vinculadas con el desarrollo de las “industrias estratégicas”, que el Gobierno impulsa como unos de los ejes de desarrollo. Las industrias estratégicas consideran a la actividad minera, cemento, siderúrgica e industria petrolera.
- La demanda eléctrica a nivel de transporte se debe a la incorporación de proyectos de transporte público como son: Metro-Quito, Tranvía-Cuenca, y la inclusión de vehículos eléctricos a nivel nacional (no se indica específicamente cuantos vehículos eléctricos se ha considerado).
- El Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) dictamina el cumplimiento de los artículos 15 y 413 de la Constitución Ecuatoriana, los cuales implican el mejoramiento de la eficiencia en la conversión y uso de los recursos energéticos, por ejemplo la disminución del uso de equipos con alto consumo energético a nivel residencial y alumbrado público (MEER, 2017).

La Tabla 2.9 muestra la variación de la demanda energética en el Ecuador para el periodo 2016-2025:

Tabla 2.9: Variación de la demanda en la hipótesis 2 (GWh)

Actividad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PLANEE	-	-24	-48	-72	-96	-121	-130	-140	-148	-152
Transporte	-	4	17	85	49	66	91	125	165	211
Cargas de proyección	-	358	737	1.190	1.619	1.991	2.448	2.701	2.753	2.756
Cargas en operación	-	636	1.177	1.194	1.259	1.134	1.135	1.215	1.217	1.218
Consumo electricidad	5.880	6.087	6.301	6.523	6.752	6.990	7.236	7.491	7.754	8.027

(Fuente: MEER, 2017)

2.7.3. Hipótesis 3

Se plantea el ingreso progresivo de cocinas de inducción y la instalación de equipos de calentamiento de agua con electricidad. Esta premisa, forma parte del PLANEE.

El MEER establece que para el 2023 se lograría la inclusión de 3 millones de cocinas de inducción con un consumo mensual de 68kWh cada una (MEER, 2017) .

2.7.4. Hipótesis 4

Para esta hipótesis se establece el ingreso progresivo de la Refinería del Pacífico, como se muestra en la Tabla 2.10 (MEER, 2017):

Tabla 2.10: Demanda eléctrica por Refinería del Pacífico (GWh)

Actividad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Refinería del Pacífico	-	-	30	164	164	164	164	745	1.493	2.234

(Fuente: MEER, 2017)

2.7.5. Hipótesis 5

Se toma en cuenta el desarrollo de las industrias básicas o “estrategias” (aluminio, cobre, astilleros y petroquímicas) en el país y el valor total de demanda de estas industrias es presentado en la Tabla 2.11 (MEER, 2017):

Tabla 2.11: Demanda eléctrica por industrias básicas (GWh)

Actividad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Desarrollo de industrias	-	9	12	19	48	57	176	2.346	5.504	7.953

(Fuente: MEER, 2017)

2.7.6. Pérdidas por distribución

Para el 2016 las pérdidas por transmisión de energía en el sector eléctrico representan un 12% de la energía total generada. Según el PME las pérdidas por transmisión se reducirán anualmente de acuerdo a la Tabla 2.12 hasta el año 2025:

Tabla 2.12: Porcentajes de pérdidas por transmisión y distribución

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pérdidas (%)	12,2	10,7	10,5	10,0	9,9	9,6	9,3	9,1	8,9	8,8

(Fuente: MEER, 2017)

2.7.7. Demanda eléctrica total 2016-2025

En la prospectiva de la demanda eléctrica para el periodo 2016 – 2025 se usaron las 5 hipótesis descritas, además de las pérdidas por transmisión y distribución de energía. La Tabla 2.13 muestra la demanda eléctrica total prospectada para el periodo 2016-2025:

Tabla 2.13: Demanda energética escenario 2016-2025 (TWh)

Sector	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Alumbrado público	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7
Comercial	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,2	6,4	6,7
Industrial	5,9	7,1	8,2	9,1	9,8	10,3	11,1	14,5	18,7	22,2
Otros	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9
Residencial	8,7	9,1	9,5	10,0	10,4	10,9	11,4	11,9	12,2	12,6
Total	23,5	25,4	27,3	29,0	30,5	31,8	33,5	37,8	42,8	47,1

(Fuente: Propia)

La Figura 2.8 muestra el porcentaje de participación de los sectores en el consumo eléctrico del país en el 2025, según la perspectiva del PME-combinación de hipótesis:

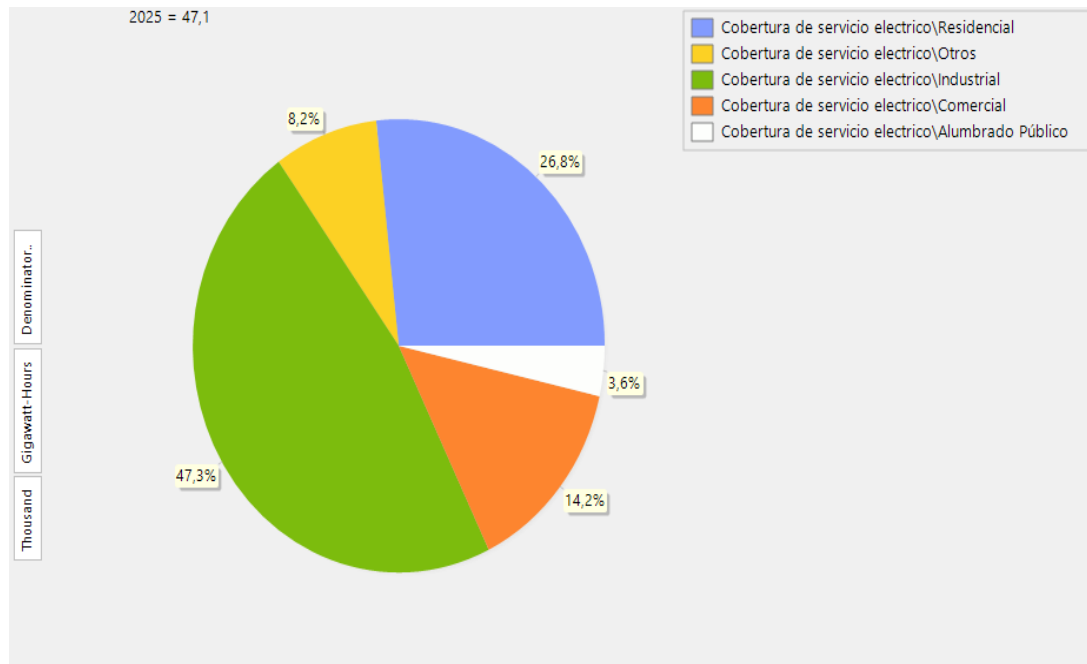


Figura 2.8: Participación de la demanda por sectores
(Fuente: Propia)

2.8. Prospectiva de la generación eléctrica escenario base 2016-2025

El PME propone varios proyectos a desarrollarse para cubrir con la demanda eléctrica del país durante el periodo 2016-2025. Para el modelado con LEAP, se considera a estos proyectos a través de la expansión como “capacidad exógena”. El plan consta con datos de producción histórica anual y proyectos específicos destinados a suplir la demanda eléctrica.

La información usada para simular la generación eléctrica en el 2016 se indica en la Tabla 2.14:

Tabla 2.14: Datos para simular la generación eléctrica en el año base 2016

Plantas	Capacidad exógena en (MW)	Generación eléctrica (GWh)	Factor de planta (%)	Eficiencia del proceso (%)	Costos fijos de O&M (\$/kW)	Costos variables de O&M (\$/MWh)	Costo capital (\$/kW)
Geotérmica	-	-	66,1 ^[3]	17.6 ^[3]	231,3 ^[6]	25,5 ^[6]	4.256 ^[3]
Turbinas de vapor-fuel-oil	595,36 ^[1]	1.804,7 ^[1]	80 ^[2]	25 ^[4]	7,65 ^[6]	2,63 ^[6]	529,5 ^[6]
Turbina de gas natural	911,24 ^[1]	2.762,2 ^[1]	57 ^[2]	48 ^[4]	11,51 ^[6]	10,04 ^[6]	808 ^[6]
MCI-crudo reducido	578,45 ^[1]	1.753,44 ^[1]	70 ^[2]	30 ^[4]	10,93 ^[6]	8,89 ^[6]	984,5 ^[6]
MCI-diésel	1501,06 ^[1]	4.550,08 ^[1]	70 ^[2]	30 ^[4]	10,93 ^[6]	8,89 ^[6]	984,5 ^[6]
MCI-biogás	2 ^[1]	13,28 ^[1]	80 ^[2]	40 ^[4]	112,08 ^[6]	19,44 ^[6]	2.115,9 ^[6]
Turbina de vapor biomasa	144,3 ^[1]	476,2 ^[1]	85 ^[2]	30 ^[4]	112,08 ^[6]	4,71 ^[6]	3.274,7 ^[6]
Fotovoltaicas	26,8 ^[1]	38,75 ^[1]	25 ^[2]	20 ^[5]	32,58 ^[6]	-	3.242,4 ^[6]
Eólicas	21,15 ^[1]	83,96 ^[1]	46 ^[2]	50 ^[4]	50,86 ^[6]	-	1737 ^[6]
Hidroeléctricas	4446,35 ^[1]	15.589,7 ^[1]	60 ^[2]	95 ^[5]	18,31 ^[6]	4,67 ^[6]	2.881 ^[6]

(Fuentes:[1] (MEER, 2017), [2] (Daniela Pontes Hernández, 2015; Hernaldo Saldías & Hernán Ulloa, 2008), [3] Calculado en SAM [4] (José Pablo Abriata, 2013) [5] (Hernaldo Saldías & Hernán Ulloa, 2008), [6] Promedio de varios valores de textos: DIW, 2013; IEA, 2017; NREL, 2012; T. Fichter, R. Soria, Alexandre Szklo, R. Schaeffer, & A. Lucena, 2016; Datos calculados en EES; Datos calculados en SAM)

2.8.1. Curva de aprendizaje tecnológico

La variación anual de costos de capital por efecto de aprendizaje tecnológico: se refiere a la variación esperada de los costos debido al desarrollo de la tecnología y de procesos de manufactura y a la mayor capacidad instalada de la tecnología en análisis a nivel mundial. En esta tesis el efecto del aprendizaje tecnológico se calcula por medio de tasas de aprendizaje tecnológico que permiten homogeneizar los datos de las diferentes fuentes usadas para la aplicación de la curva de aprendizaje.

Se determina la tasa de aprendizaje tecnológico (tasa de decrecimiento ecuación 2.23 para cada parámetro de cada fuente, luego al tener tabuladas las tasas de aprendizaje tecnológico, se promedia las tasas y se obtiene la tasa de aprendizaje tecnológico que será ingresada en LEAP. A continuación, se plantea un ejemplo de cálculo a partir de la ecuación 2.23.

$$Tasa\ de\ decrecimiento = \left(\frac{V_f^{\frac{1}{n}}}{V_i} - 1 \right) * 100$$

Ecuación 2.23

Donde:

V_f =Valor al final del periodo

V_i =Valor al inicio del periodo

n =Número de periodos

Tabla 2.15: Ejemplo de cálculo de tasa de decrecimiento para curva de aprendizaje tecnológico

Tecnología	$V_i=2015$	$V_f=2050$	Tasa de aprendizaje tecnológico costo de capital
MCI-biogás	2856	2844.1	-0.0119

(Fuente: Propia)

Dichas tasas se presentan en la Tabla 2.16:

Tabla 2.16: Tasas de aprendizaje tecnológico de los costos de capital.

Planta	Costo capital (%)	Costo fijo O&M (%)	Costo variable de O&M (%)
Geotérmica	-0,6379	0,25	0
Turbinas de vapor-fuel-oil	0	0	0
Turbina de gas natural	-0,409	-0,4	-6,24
MCI-crudo reducido	0	0	0
MCI-diésel	0	0	0
MCI-biogás	-0,01192	-0,384	0
Turbina de vapor biomasa	-0,268	-0,297	-7,04
Fotovoltaicas	-2,38	-0,85	0
Eólicas	-0,54	-0,42	0
Hidroeléctricas	0	0,108	0

(Fuente: tasa de crecimiento con datos de los siguientes textos: DIW, 2013; IEA, 2017; NREL, 2012; T. Fichter, R. Soria, Alexandre Szklo, R. Schaeffer, & A. Lucena, 2016; datos propios obtenidos en EES; datos propios obtenidos en SAM)

2.8.2. Capacidad instalada hasta 2025

En el PME se mencionan todos los proyectos de generación eléctrica que inician las operaciones en el periodo 2016-2025. Además, se indica su aporte a la matriz eléctrica nacional para el aumento de la producción eléctrica anual.

Los proyectos a ser implementados en el periodo 2016-2025 se indican en la Tabla 2.17

Tabla 2.17: Proyectos de generación eléctrica en el caso base 2016-2025

Nombre del proyecto	Tipo de tecnología	Generación eléctrica (GWh)	Capacidad exógena (MW)	Año
<ul style="list-style-type: none"> • Victoria • Minas San Francisco • Mazar Dudas San Antonio • Chorrillos • Delsitanisagua • Paimira Nanegal • Toachi Pilatón • San José de Minas • Due • Río Verde Chico 	Hidroeléctrico	4.571,5	916,45	2017
<ul style="list-style-type: none"> • Toachi Pilaton • Sigchos • Pusuno • Sabanilla • Quijos • Normandía 	Hidroeléctrico	1.243	186,4	2018
<ul style="list-style-type: none"> • Santa Cruz • Paute Cardenillo • Bloque de proyectos hidroeléctricos • Santiago fase 1, 2 y 3 	Hidroeléctrico	12.583	2.673,6	2023
<ul style="list-style-type: none"> • Santiago fase 4 	Hidroeléctrico	2.470	600	2025
<ul style="list-style-type: none"> • Bloque de proyectos con energías renovables 	Eólico	207,23	66,35	2022
<ul style="list-style-type: none"> • Bloque de proyectos con energías renovables 	Fotovoltaico	49,02	20,48	2022
<ul style="list-style-type: none"> • El Inga II 	MCI-biogás	23,4	3	2017
<ul style="list-style-type: none"> • Bloque de proyectos con energías renovables 	MCI-biogás	16,8	1,54	2022
<ul style="list-style-type: none"> • Machala Gas Tercera unidad 	Gas natural	510	77	2017
<ul style="list-style-type: none"> • Machala ciclo combinado 	Fuel-oil	720	110	2017
<ul style="list-style-type: none"> • Bloque de proyectos con energías renovables 	Biomasa	602,93	111,68	2022

(Fuente: MEER, 2017)

2.8.3. Reducción del uso de Recursos No Renovables (RNR)

Una de las prioridades planteadas en el PME es la reducción en el uso de recursos no renovables, (RNR) por lo cual el Estado por medio del PNBV se proyecta a implementar proyectos que permitan ampliar el uso de energías renovables a un 90% hasta el 2030 (MEER, 2017; SENPLADES, 2014). Este objetivo es también parte del compromiso de Ecuador ante la comunidad internacional luego de la firma del Acuerdo de París, como consta en el NDC suscrito a UNFCC (Gobierno Nacional de La Republica del Ecuador, 2015). Por tal motivo, este escenario considera tasas de reducción anual de capacidad instalada en tecnologías no renovables y así alcanzar el porcentaje estipulado por el PNBV y cumplir con la reducción del uso de RNR. La tabla 2.18 muestra el porcentaje de reducción anual de cada tecnología.

Tabla 2.18: Disminución anual de térmicas fósiles en el periodo 2016-2025

Tipo de planta	Tipo de recurso utilizado	Reducción anual
Geotérmica	Renovable	Ninguna
Turbinas de vapor-fuel-oil	No renovable	-15%
Turbina de gas natural	No renovable	-15%
MCI-crudo reducido	No renovable	-20%
MCI-diésel	No renovable	-20%
MCI-biogás	Renovable	Ninguna
Turbina de vapor-biomasa	Renovable	Ninguna
Fotovoltaicas	Renovable	Ninguna
Eólicas	Renovable	Ninguna
Hidroeléctricas	Renovable	Ninguna

(Fuente: Propia)

La prospectiva de la capacidad instalada en función de la tecnología en el periodo 2016-2025 se indica en la Tabla 2.19:

Tabla 2.19: Capacidad instalada de generación eléctrica 2016-2025 (MW)

Plantas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctricas	4.446	5.363	5.549	5.549	5.549	5.549	5.549	8.223	8.223	8.823
Eólicas	21	21	21	21	21	21	88	88	88	88
Fotovoltaicas	26	26	26	26	26	26	47	47	47	47
MCI-diésel	1.501	1.201	961	769	615	492	393	315	252	201
Turbina de gas natural	911	214	807	303	731	367	676	413	637	447
Turbinas de vapor-fuel-oil	595	199	536	250	493	286	462	313	440	332
MCI-biogás	2	5	5	5	5	5	7	7	7	7
MCI-crudo reducido	578	463	370	296	237	190	152	121	97	78
Turbina de vapor-biomasa	144	144	144	144	144	144	256	256	256	256
Total	8.226	7.636	8.419	7.363	7.822	7.081	7.629	9.782	10.045	10.277

(Fuente: Propia)

La Tabla 2.20 muestra la prospectiva de la generación eléctrica en función de la tecnología en el periodo 2016-2025:

Tabla 2.20: Generación eléctrica 2016-2025 (GWh)

Tipo de planta	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidroeléctricas	15.588	19.065	19.208	23.363	23.080	26.687	25.939	34.151	37.551	43.384
Eólicas	84	58	56	68	67	78	314	279	306	330
Fotovoltaicas	39	39	38	46	46	53	91	81	89	96
Turbina de vapor-biomasa	476	727	708	861	850	983	1695	1506	1656	1783
MCI-biogás	13	24	23	28	28	32	41	36	40	43
MCI-diésel	4.549	4.981	3.880	3.3775	2.983	2.760	2.146	1.525	1.342	1.156
MCI-crudo reducido	1.753	1.919	1.495	1.455	1.150	1.064	827	588	517	445
Turbina de gas natural	2.762	722	2.652	1.210	2.888	1.676	3.004	1.631	2.763	2.087
Turbinas de vapor-fuel-oil	1.804	945	2.474	1.402	2.734	1.836	2.880	1.731	2.677	2.175
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	27.069	28.479	30.533	32.210	33.827	35.169	36.937	41.528	46.941	51.500

(Fuente: Propia)

2.8.4. Plan de inversión en el escenario base 2016-2025:

La Tabla 2.21 muestra el plan de inversión de los proyectos citados.

Tabla 2.21: Plan de inversión del escenario base 2016-2025 (millones de USD)

Tipo de planta	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidroeléctricas	-	2.640,3	536,5	-	-	-	-	7.702,6	-	1.728,6
Eólicas	-	-	-	-	-	-	111,6	-	-	-
Fotovoltaicas	-	-	-	-	-	-	57,5	-	-	-
Turbina de vapor-biomasa	-	-	-	-	-	-	359,9	-	-	-
MCI-biogás	-	6,3	-	-	-	-	3,2	-	-	-
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	-	-	475,2	-	340,5	-	244,0	-	174,9	-
Turbinas de vapor-fuel-oil	-	-	178,3	-	128,8	-	93,1	-	67,2	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	2.646,6	1.189,9	-	469,3	-	869,1	7.702,6	242,1	1.728,6

(Fuente: Propia)

2.9. Caso base (CAB) periodo 2016-2050

Para esta simulación se extrapola la demanda extraída del PME, presentada anteriormente para el escenario base 2016-2025. Adicionalmente, para atender la creciente demanda eléctrica del Ecuador, se permite al modelo la incorporación de capacidad eléctrica de forma endógena (calculada internamente por el modelo) desde el 2025 hasta el 2050. Para los años anteriores a 2025 se usará los datos planteados en el escenario base 2016-2025 como una expansión exógena.

2.9.1. Prospectiva de la demanda eléctrica para CAB 2016-2050

Para la prospectiva de la demanda se continuará con las hipótesis mencionadas en la sección 2.7. En el escenario base no se efectúa ningún cambio estructural en el sistema eléctrico en comparación al año base. Para capturar la tendencia de largo plazo se extrapola las hipótesis de crecimiento antes descritas y la información de entrada (tasas de crecimiento) hasta el final del horizonte (2050). Las tasas de crecimiento planteadas en el escenario base 2016-2025 se mantienen constantes en el CAB. La demanda eléctrica por cada sector de consumo en el CAB hasta 2050 se muestra en la Tabla 2.22.

Tabla 2.22: Prospectiva de la demanda eléctrica CAB 2016-2050 (GWh)

Sector	2016	2018	2022	2026	2030	2034	2040	2046	2050
Alumbrado	1.411,1	1.465,2	1.579,8	1.703,3	1.836,5	1.980,1	2.216,9	2.481,9	2.676,0
Comercial	4.703,7	5.086,5	5.948,2	6.955,9	8.134,3	9.512,3	12.029,2	15.212,0	17.789,0
Industrial	5.879,6	8.225,8	11.119,9	22.529,8	23.763,1	25.179,4	27.707,5	30.818,8	33.282,2
Otros	2.822,2	3.024,4	3.473,2	3.988,7	4.580,7	5.260,5	6.474,0	7.967,4	9.149,9
Residencial	8.701,8	9.532,0	11.381,2	12.959,8	14.560,8	16.376,9	19.568,2	23.423,5	26.429,6
Total	23.518,4	27.334,0	33.502,4	48.137,6	52.875,4	58.309,2	67.995,8	79.903,6	89.326,6

(Fuente: Propia)

La Figura 2.9 muestra el porcentaje de participación de los sectores de consumo eléctrico del Ecuador para el 2050:

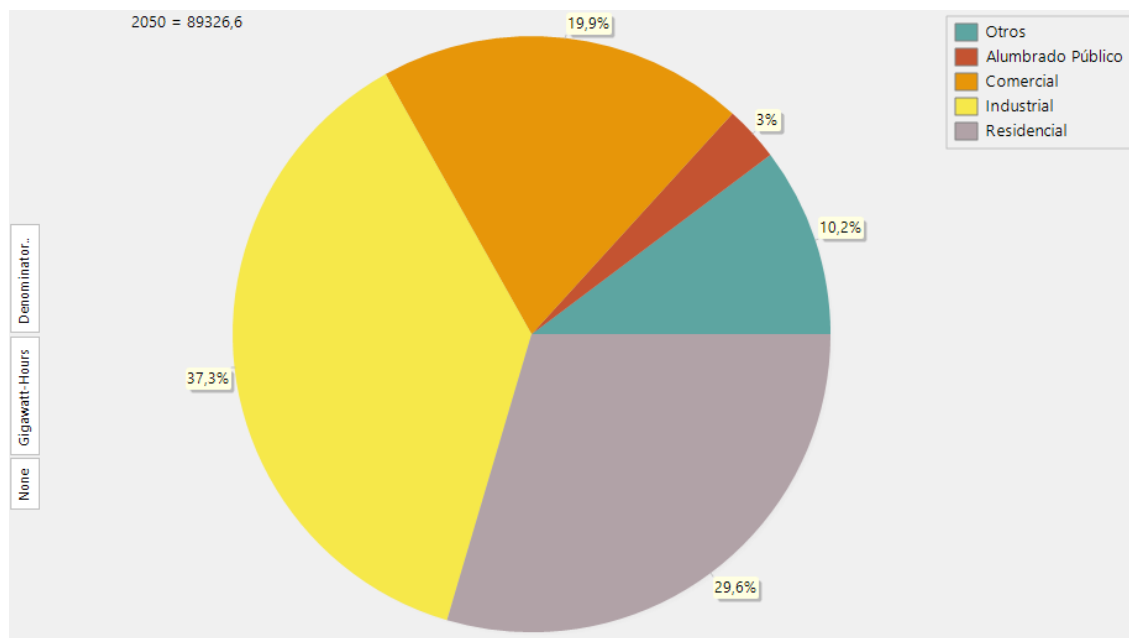


Figura 2.9: Participación por sectores de demanda eléctrica CAB_2016-2050 (Fuente: Propia, usando LEAP)

2.9.2. Prospectiva de la capacidad de generación eléctrica para CAB 2016-2050

La simulación de la generación eléctrica tomará en cuenta todos los proyectos indicados en el PME que podrían entrar en operación hasta 2025. La problemática para la implementación de proyectos luego de 2025 se resuelve permitiendo al modelo LEAP la inclusión de capacidad de generación eléctrica de forma endógena, es decir, el usuario propone diferentes alternativas de generación y el *software LEAP* elige la opción más apropiada (según varios posibles criterios detallados en la secuencia) y su año de implementación.

Algunas de las reglas de expansión de capacidad nueva de forma endógena que se pueden usar en LEAP son: i) proporcional a la capacidad, considera la capacidad de las plantas a ser implementadas para la expansión a largo plazo en proporción a la capacidad total asignada por el usuario a determinada tecnología, por ejemplo, si una tecnología tiene el doble de capacidad que otra, el *software* elegirá las plantas con proporción de 2 a 1 entre dichas tecnologías para cubrir la demanda, es decir, si la demanda es de 30MW y la

proporción de las tecnologías es de 2 a 1 el *software* oferta a cubrir 20MW con una tecnología y 10MW con otra tecnología. ii) fracción porcentual, esta regla expande las plantas usando una tasa determinada por el usuario,, por ejemplo si se desea que el 70% corresponda a una tecnología, este valor será colocado en forma de fracción en la regla de expansión en dicha tecnología para que se cumpla con la petición del usuario iii) capacidad máxima, esta regla permite la expansión de las plantas con su capacidad máxima disponible, sin tomar en cuenta restricciones como el factor de planta, este módulo se usa para simular plantas que tienen como función principal la exportación de energía eléctrica, mas no la producción de energía eléctrica para consumo interno. iv) orden de adición, esta regla considera el orden de implementación de las tecnologías establecido por el usuario y permite crear plantas base para cubrir la demanda anual, y otras que permitan satisfacer los picos de demanda eléctrica, v) costo operativo, esta regla permite que los procesos energéticos sean encargadas de forma ascendente de los costos de funcionamiento generales los cuales son los costos de combustible y los costos variables de O&M.

En el proyecto se implementó la regla de “proporcional a la capacidad”, debido a que se espera que todos los proyectos tengan igual oportunidad de participar activamente en la generación de energía eléctrica en Ecuador.

La capacidad endógena para la prospectiva fue generada mediante el promedio de las capacidades de generación de cada proyecto de generación eléctrica considerado en el escenario base 2016-2025 los cuales están indicados en la 17

Tabla 2.17: Proyectos de generación eléctrica en el caso base 2016-2025 es decir, se sumó las capacidades de cada proyecto por tipo de tecnología y se obtuvo un valor promedio de tamaño o capacidad a instalarse. Las capacidades endógenas obtenidas para cada tecnología se presentan en la tabla 2.23.

Tabla 2.23: Capacidad endógena para CAB2016-2050

Planta	Capacidad endógena (MW)
Turbinas de vapor-fuel-oil	0
Turbina de gas natural	0
MCI-crudo reducido	0
MCI-diésel	0
MCI-biogás	2
Turbina de vapor-biomasa	110
Fotovoltaicas	20
Eólicas	30
Hidroeléctricas	180
Total	242

(Fuente: Propia)

Una vez realizada la simulación del CAB2016-2050 se establecen los escenarios alternativos para su posterior comparación con relación al escenario base. Los escenarios alternativos consideran distintas posibilidades de inclusión de la tecnología geotérmica para generación eléctrica.

2.10. Escenario inclusión geotérmica en serie (IGS)

La primera alternativa para el ingreso de la geotermia para generación eléctrica en Ecuador consiste en la incorporación de las plantas geotérmicas hasta 2050 de manera lineal o secuencial, es decir el ingreso de las plantas es consecutivo. Se supone que luego de terminar la construcción de una planta se comienza consecutivamente con la construcción de la siguiente, respetando el avance de los respectivos estudios de detalle para la construcción de cada planta. Por ejemplo, la planta de Chachimbiro ingresa en el año 2021, y luego de esta solo podría ingresar una planta más, la cual es Chalupas después de 7 años. El tiempo establecido está en función de lo requerido para cumplir con las diferentes fases de implementación de las plantas geotérmicas mencionadas en el Capítulo 1.

Un escenario con incursión progresiva de plantas de energía geotérmica hasta el 2050 se justifica en función de las metas del Gobierno para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos previamente analizados en la sección 1.5.1. y la Tabla 1.5, y del amplio potencial identificado en las zonas analizadas. Hay que tomar en cuenta que en esta tesis se tomó como planta estándar o patrón de expansión, a la planta de Chachimbiro, proyecto para el cual se calculó que la capacidad inicial de generación eléctrica es 48,19MW y aumenta en 48,19MW cada 3 años (tiempo estipulado para la fase de ingeniería y construcción) hasta llegar al valor de la capacidad máxima estipulada para el yacimiento. La implementación de la capacidad inicial de cada proyecto geotérmico hasta el 2050 se muestra en la Tabla 2.24. En la Tabla 2.25 se indica el año de implementación de la planta geotérmica y el incremento de capacidad a cada tres años para cada planta hasta el final del periodo.

Tabla 2.24: Ingreso lineal de plantas geotérmicas IGS

Yacimiento	Potencia máxima (MW)	Años aproximados de ejecución	Año de implementación
Chachimbiro	178	5	2021
Chalupas	283	7	2028
Chacana Oyacachi	201	7	2035

Chacana Cachiyacu	83	7	2042
Chacana Jamanco	26	7	2049

(Fuente: Propia)

El escenario para la expansión de generación eléctrica con plantas geotérmicas (valores acumulados de capacidad y de generación en cada año) se indica en la Tabla 2.25:

Tabla 2.25: Expansión de capacidad y energía geotérmica en escenario IGS

Año	Capacidad geotérmica anual acumulada (MW)	Producción anual acumulada (GWh)
2016	0	0
2021	48,19	302,72
2024	96,38	605,44
2027	144,57	908,16
2028	192,76	1.210,88
2031	240,995	1.513,6
2034	289,14	1.816,32
2035	337,33	2.119,04
2037	385,52	2.421,76
2038	433,71	2.724,48
2040	481,9	3.027,2
2041	530,09	3.329,92
2042	578,28	3.632,64
2044	626,47	3.935,36
2049	646,47	4.238,08

(Fuente: Propia)

2.11. Escenario inclusión geotérmica en paralelo (IGP)

En el segundo escenario alternativo se introduce plantas geotérmicas en forma paralela, después de haber implementado la primera planta. Es decir, se supone que luego de haber terminado la construcción de la primera planta se introducen plantas geotérmicas de dos en dos. Esta inclusión en paralelo implica un aumento en los costos totales de construcción, ya que se duplicaría el número de personal necesario para la construcción.

La inclusión en paralelo sería factible gracias al efecto de aprendizaje con la tecnología geotérmica en Ecuador que se presentaría en el país después de la instalación de la primera planta a manos de un equipo de técnicos ecuatorianos. El aprendizaje ganado con la construcción de las primeras plantas permitiría crear dos equipos constructores, integrando parcialmente por técnicos que ya contarían con experiencia de campo y por

técnicos sin experiencia en campo, para aminorar los tiempos de construcción y puesta en marcha del resto de las plantas geotérmicas a ser instaladas. Los proyectos geotérmicos planificados hasta el 2050 se muestran en la Tabla 2.26:

Tabla 2.26: Inclusión en paralelo de plantas geotérmicas

Yacimiento	Años aproximados de ejecución	Año de implementación	Potencia máxima de cada proyecto respectivamente (MW)
Chachimbiro	5	2021	178
Chalupas y Chacana Oyacachi	7	2028	283 y 201
Chacana Cachiyacu y Chacana Jamanco	7	2035	83 y 26
Tufiño Chiles	8	2043	330

(Fuente: Propia)

La capacidad inicial se mantiene como en el escenario IGS (48,19 MW) así como también los 3 años para la expansión de la capacidad por cada planta. El escenario de expansión de capacidad y generación eléctrica hasta 2050 para el escenario IGP (valores acumulados cada año) se muestra en la Tabla 2.27:

Tabla 2.27: Expansión de capacidad y energía geotérmica en el escenario IGP hasta 2050

Año	Capacidad geotérmica anual acumulada (MW)	Producción anual acumulada (GWh)
2016	0	0
2021	48,19	302,72
2024	96,38	605,44
2027	144,57	908,16
2028	240,95	1.513,6
2031	337,33	2.119,04
2034	433,71	2.724,48
2035	501,9	3.178,56
2037	598,28	3.784
2040	646,47	4.086,72
2043	694,66	4.389,44
2046	742,85	4.692,16
2049	791,04	4.994,84

(Fuente: Propia)

2.12. Escenario endógeno proporcional a la capacidad (EPC)

El tercer escenario realiza la inclusión endógena calculada internamente por el modelo de plantas geotérmicas en la matriz eléctrica hasta 2050. Mientras que en los escenarios

anteriores el usuario ingresaba la capacidad a instalarse en un respectivo año, en este escenario el software *LEAP* realiza esta operación. Para este escenario *LEAP* escoge en qué periodo de tiempo se debe instalar la planta geotérmica siguiendo la regla de “proporcional a la capacidad”, regla implantada para la decisión sobre el ingreso endógeno de las otras tecnologías. La capacidad endógena que se le permitirá a *LEAP* incorporar es 48,19MW por planta geotérmica, que equivale a la planta estándar o modelo establecido. La Tabla 2.28 muestra la capacidad endógena total para cada tecnología hasta el final del horizonte, cabe recalcar que los RNR siguen restringidos en el escenario EPC.

Tabla 2.28: Capacidad de cada tecnología para el escenario de EPC

Planta	Capacidad endógena (MW)
Geotérmica (Simulada)	48,19
Turbinas de vapor-fuel-oil	0
Turbina de gas natural	0
MCI-crudo reducido	0
MCI-diésel	0
MCI-biogás	2
Turbina de vapor-biomasa	110
Fotovoltaicas	20
Eólicas	30
Hidroeléctricas	180
Total	292

(Fuente: Propia)

2.13. Escenario de mínimo costo y limitación de máxima emisión de GEI (MCGEI)

La alternativa número cuatro usa la regla de mínimo costo operativo que, con ayuda del módulo de optimización, escoge el menor valor monetario al comparar la suma del costo variable de O&M y el costo del combustible de cada tecnología utilizada en el modelo, sin tomar en cuenta los valores de inversión, hasta llegar al límite máximo de capacidad de generación permitida en el escenario. Los valores de capacidad máxima por proyecto geotérmico serán los valores de “potencial técnico” de cada proyecto, cuya instalación se entiende como viable hasta 2050. Además, en este escenario se limita las emisiones de CO₂ al medio ambiente con lo cual se limita indirectamente a los RNR. La emisión de CO₂ equivalente para el 2050 es 2 millones de toneladas que es el valor obtenido en escenarios anteriores y que será usado como limitante en el escenario MCGEI. *LEAP* escoge las tecnologías más apropiadas para cumplir con estos parámetros insertados por el usuario. En la Tabla 2.29 se indica la capacidad máxima usada como límite en el escenario. Se

puede observar que algunos tipos de tecnologías tienen una capacidad ilimitada para la expansión de capacidad de generación. En el caso de plantas que usan RNR para generación eléctrica, su expansión se encuentra limitada por las emisiones de CO₂, mientras que en el caso de tecnologías que usan recursos renovables para la generación eléctrica, no hay limitación específica alguna debido a que estas no son tomadas en cuenta por el modelo entre los resultados. Esto se da porque la demanda queda cubierta con procesos que cumplen con la función de optimización y la regla de mínimo costo operativo.

Tabla 2.29: Inventario de recursos energéticos factibles

Planta	Capacidad máxima de generación (MW)
Geotérmica (Simulada)	1.101
Turbinas de vapor-fuel-oil	ilimitado
Turbina de gas natural	ilimitado
MCI-crudo reducido	ilimitado
MCI-diésel	ilimitado
MCI-biogás	ilimitado
Turbina de vapor-biomasa	500
Fotovoltaicas	ilimitado
Eólicas	884
Hidroeléctricas	22.000

(Fuente: MEER, 2017)

3. Análisis de resultados y discusión

En la sección 3.1. se presentarán los resultados obtenidos en los programas EES, SAM y LEAP

3.1. Resultados obtenidos en EES, SAM y LEAP

La tabla 3.1 indica los resultados de los cálculos realizados en EES para el ciclo de potencia de la planta geotérmica doble *flash* según los datos de entrada mostrados en la Tabla 2.2: Datos de entrada para EES.

Tabla 3.1: Salida de datos de EES

Propiedades	Puntos la (Figura 2.3: Ciclo termodinámico o <i>double flash</i>)	Valores	Unidades
Costo de instalación	-	2.244	\$/kW
Costo de operación y mantenimiento (O&M)	-	0,1795	\$/kWh
Capacidad producida por el ciclo	-	48,19	MW
Eficiencia del ciclo	-	17,6	%
Calor de entrada	1	273,8	MW
Temperatura del aire a la salida de la torre de enfriamiento	b	32,97	°C
Presión en el yacimiento	1	2,797	MPa
Temperatura del bulbo seco	a	11,27	°C
Presión en el condensador	a y b	2,179	in-Hg

(Fuente: Propia, Datos calculados en EES)

La tabla 3.2 muestra los parámetros de salida del *software SAM*, resultados de la simulación de la planta geotérmica a ser instalada en Chachimbiro según los datos de entrada mostrados en la Tabla 2.4: Datos de entrada para simulación SAM.

Tabla 3.2: Datos de salida de simulación SAM

Parámetro	Valor
Energía anual	302.729.056 kWh
Factor de capacidad	66,10%
Precio PPA nivelado (nominal)	17,53 cent.\$/kWh
Costo nivelado de energía (LCOE) (nominal)	17,03 cent.\$/kWh
Valor Presente Neto (VAN)	\$14.225.831
Tasa Interna de Retorno (TIR)	9,33%
Año en que se logró el TIR	20
TIR al fin del proyecto	11,69%

(Fuente: Propia)

3.1.1. Generación eléctrica

La sección 3.1.1 presenta los resultados de *LEAP* para la generación eléctrica en los distintos escenarios simulados para el periodo 2016-2050:

La figura 3.1 resume la generación eléctrica de cada escenario en GWh para el 2050, para conocer los datos por escenario cada 5 años revisar anexo 6.3.1.

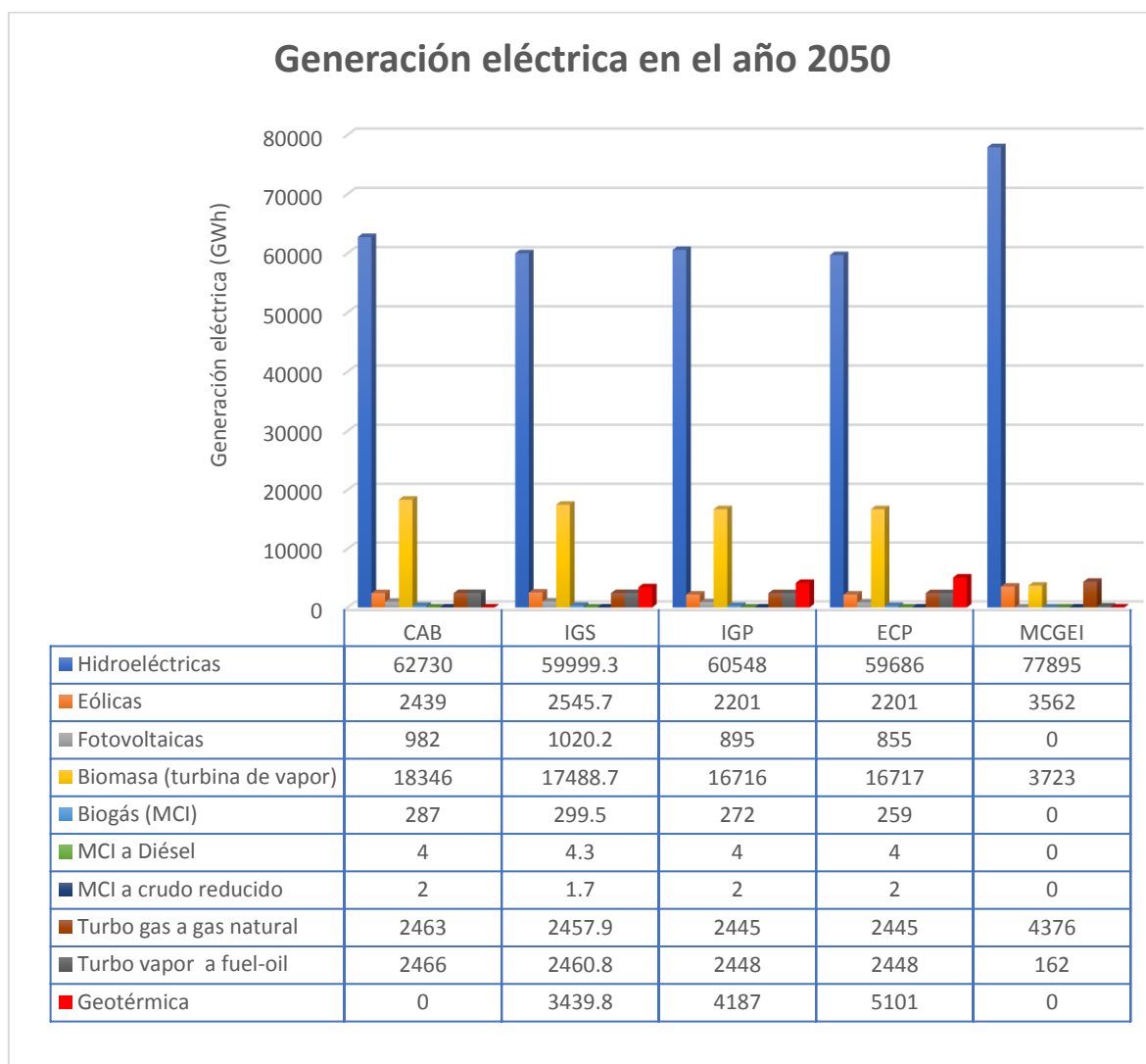


Figura 3.1: Resumen generación eléctrica vs escenario año 2050
(Fuente: Propia)

3.1.2. Participación de las tecnologías en 2050 para la generación eléctrica

La sección 3.1.2 presentan los porcentajes de participación alcanzada por las tecnologías de generación eléctrica en el 2050:

3.1.2.1. Escenario CAB

La figura 3.2 indica el porcentaje de participación de cada tecnología en el 2050 para el escenario CAB:

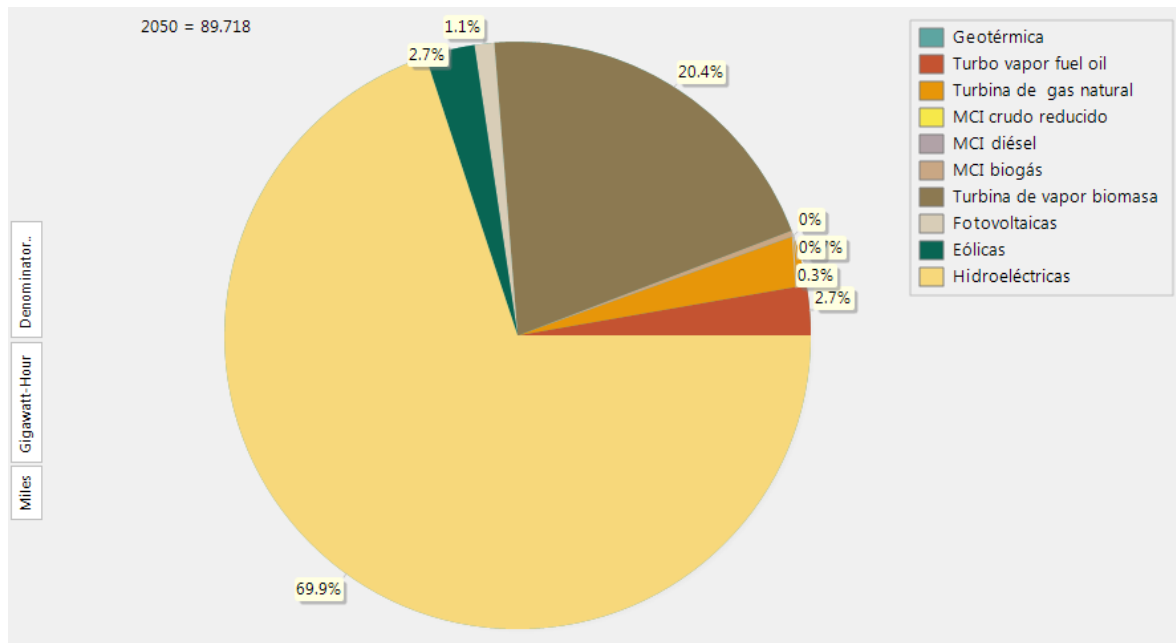


Figura 3.2: Participación por tecnologías para el 2050
(Fuente: Propia)

3.1.2.2. Escenario IGS

La figura 3.3 indica el porcentaje de participación de cada tecnología en el 2050 para el escenario IGS:

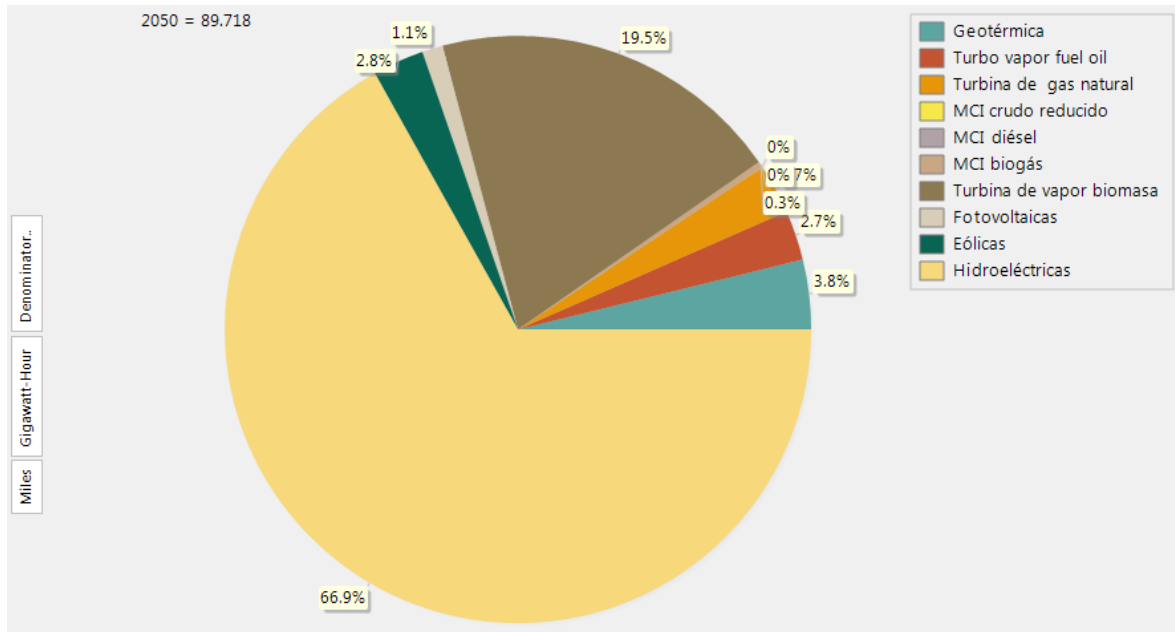


Figura 3.3: Participación de generación inclusión lineal de geotermia (Fuente: Propia)

3.1.2.3. Escenario IGP

La figura 3.4 indica el porcentaje de participación de cada tecnología en el 2050 para el escenario IGP:

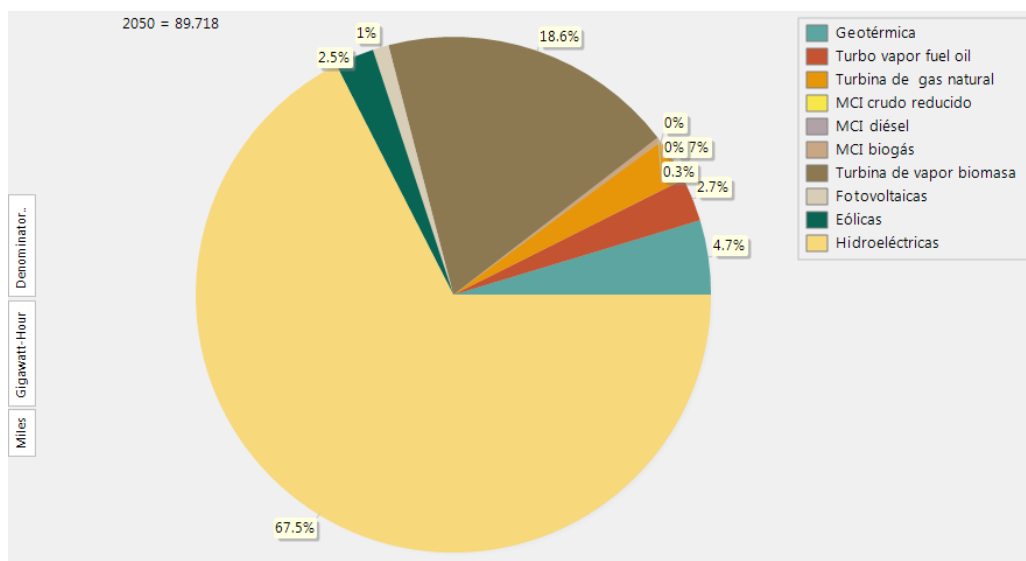


Figura 3.4: Participación por tecnología en generación eléctrica alternativa 2 (Fuente: Propia)

3.1.2.4. Escenario ECP

La figura 3.5 indica el porcentaje de participación de cada tecnología en el 2050 para el escenario ECP:

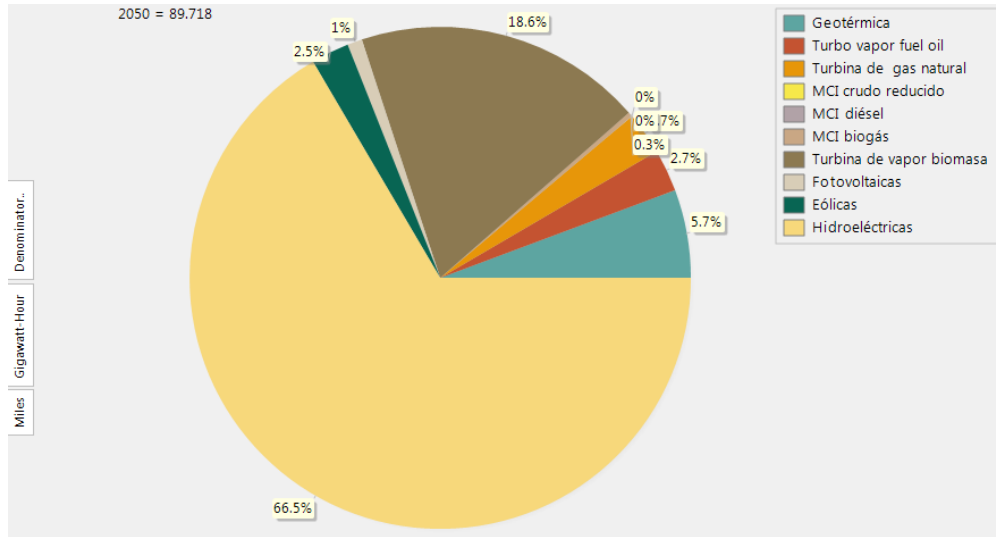


Figura 3.5: La participación en la ECP por tecnología en el año 2050 (Fuente: Propia)

3.1.2.5. Escenario MCGEI

La figura 3.6 indica el porcentaje de participación de cada tecnología en el 2050 para el escenario MCGEI:

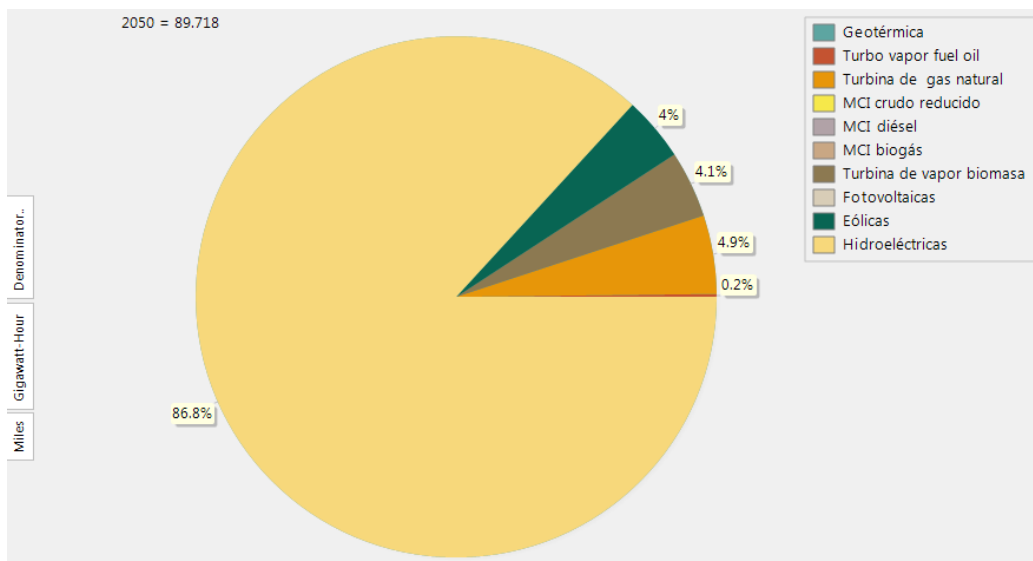


Figura 3.6: La participación por tecnología en el año 2050 de la MCGEI (Fuente: Propia)

3.1.3. Prospectiva para la capacidad de generación

En la sección 3.1.3. se presentan los resultados de *LEAP* para la capacidad de generación de cada escenario simulado en el periodo 2016-2050:

La figura 3.7 resume la capacidad de generación de cada escenario en MW para el 2050, para conocer los datos por escenario cada 5 años revisar anexo 6.3.2.

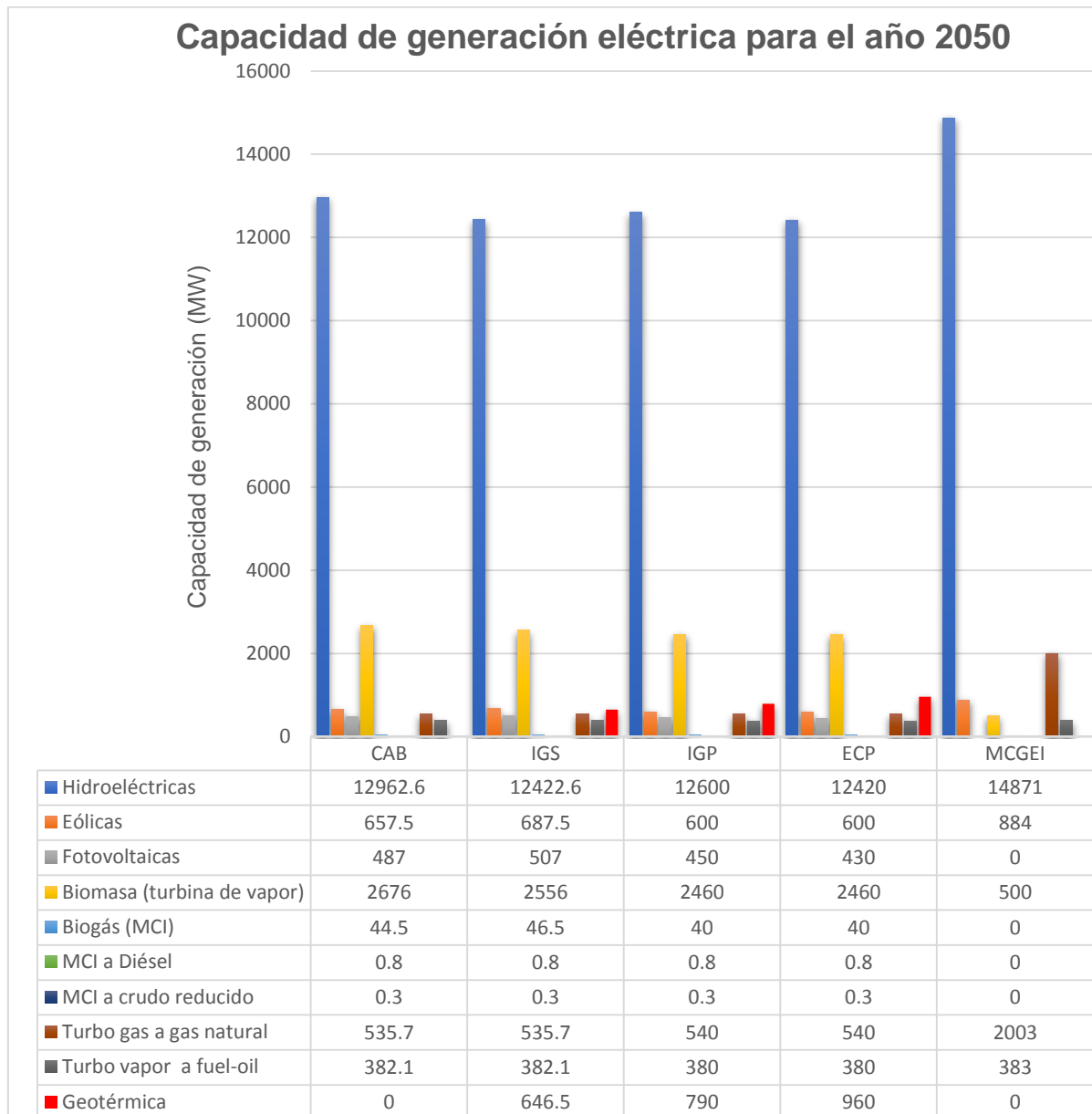


Figura 3.7: Capacidad vs escenario para el 2050 en MW
(Fuente: Propia)

3.1.4. Costo de inversión

En la sección 3.1.4. se presentan los resultados de *LEAP* para el plan de inversión en cada escenario simulado en el periodo 2016-2050:

La figura 3.8 resume los costos de inversión de cada escenario en millones de dólares para el 2050, para conocer los datos por escenario cada 5 años revisar anexo 6.3.3.

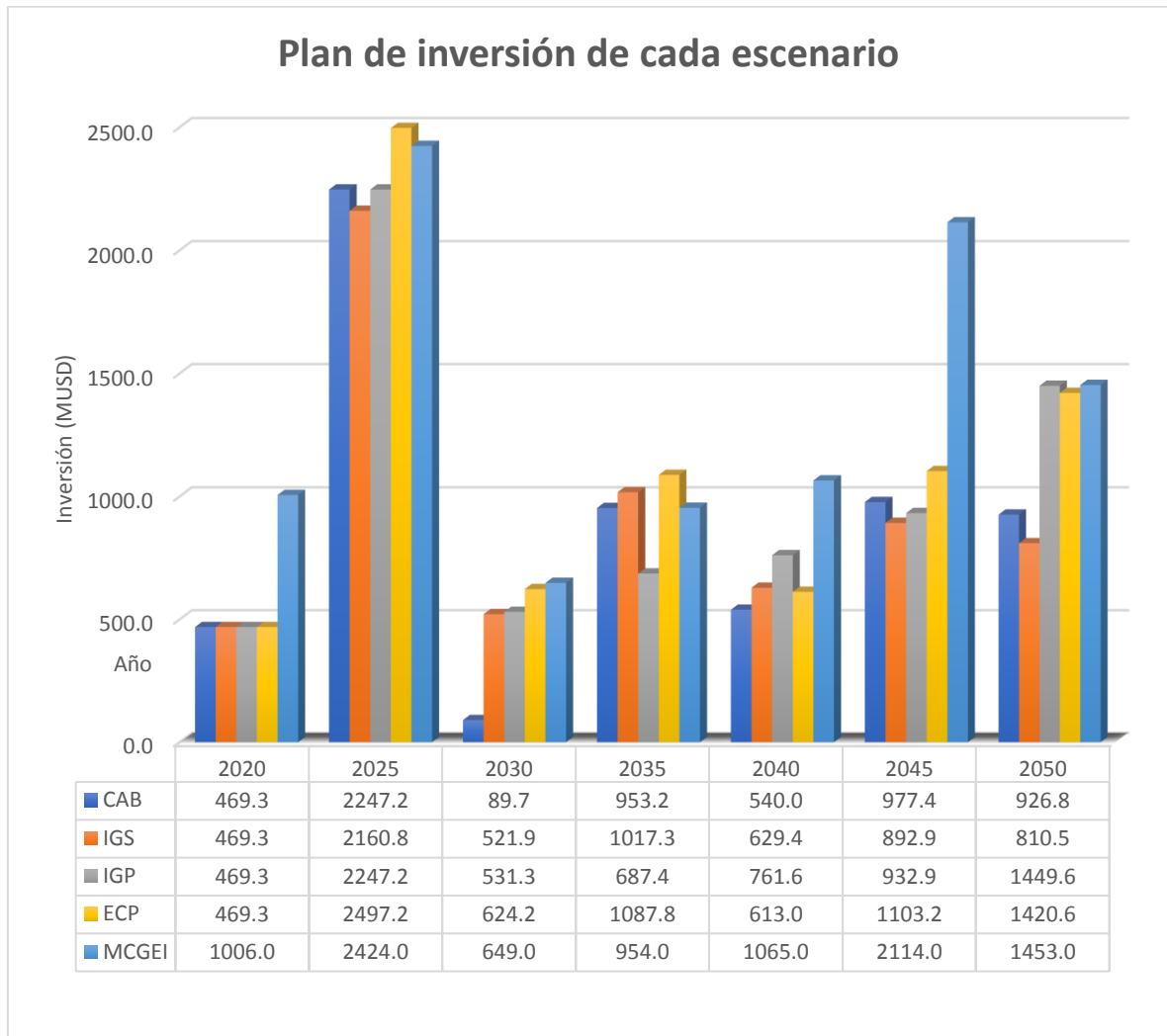


Figura 3.8: Inversiones vs escenarios
(Fuente: propia)

3.1.5. Emisiones de GEI en términos de CO2e

En esta sección se presentan los resultados de *LEAP* para las emisiones de CO2e de cada escenario, que se generan durante los procesos de generación eléctrica, simulado en el periodo 2016-2050:

La figura 3.9 resume la generación eléctrica en función de los escenarios en millones de toneladas de CO₂ equivalente para el año 2050, para datos por escenario cada 5 años revisar anexo 6.3.4.

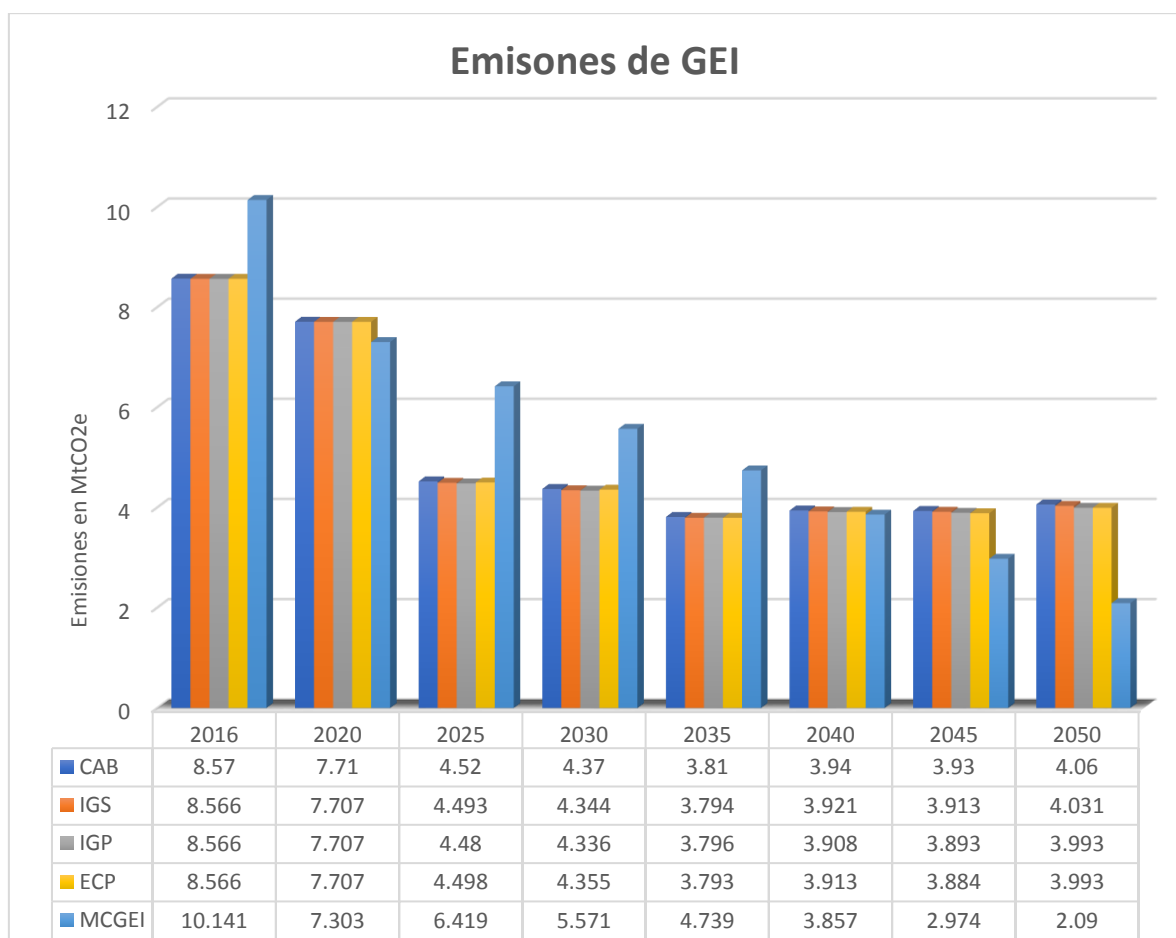


Figura 3.9: CO₂ equivalente vs escenarios
(Fuete: Propia)

3.2. Análisis de resultados

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos con la simulación de los escenarios presentados en las secciones 2.9. y 2.13.

- Se obtuvo una potencia total en la planta geotérmica Chachimbiro de 48,19MW, y se usó este valor para la expansión geotérmica a largo plazo. En la actualidad las plantas geotérmicas tienen rangos entre 20MW y 60MW, el valor obtenido se encuentra dentro de dicho rango (ESMAP, 2012; Pedro Fernandez, 2006).
- EL valor obtenido de eficiencia del ciclo termodinámico ideal para plantas geotérmicas fue 17,95%. Los valores citados en otros textos para la eficiencia del ciclo están entre 6% y 18% (Diego Andrés Díaz Herbas, 2012; José Gustavo Matamala Avilés, 2014; Pedro Fernandez, 2006.; Sandro Bruni, 2014), con lo cual se puede concluir que el valor calculado está dentro de los valores determinados por otros autores para plantas similares.

En la tabla 3.3 se puede ver la ventaja del uso del ciclo doble Flash:

Tabla 3.3: Tipo de Planta escogida

	Caso de estudio ^[1]	Direct Steam ^[2]	Binario ^[2]	Flash ^[2]
Potencia [MW]	48,19	57	2 - 40	16.7 - 55
Caudal geotérmico [kg/s]	170	111,1	205,1 - 999	75,5 - 157,5
Temperatura salida de pozos [°C]	230	204	Hasta 210	210 - 230
Presión entrada turbina [kPa]	1000	550,3		421,4 - 600
Temperatura entrada turbina [°C]	190	205		146 - 159
Flujo másico de vapor turbina [kg/s]	67,5 y 18,71	111,1		22,3 - 114

(Fuente: [1]Resultados Caso de estudio, [2] Pedro Fernandez, 2006)

- La planta escogida para el ciclo de potencia es la planta tipo *double flash* ya que se puede obtener un aumento de potencia entre 20% y 25% en comparación con una planta *single flash* (José Gustavo Matamala Avilés, 2014; Pedro Fernandez, 2006; Sandro Bruni, 2014).

La tabla 3.4 muestra el número de pozos productores de varias fuentes bibliográficas investigadas:

Tabla 3.4: Número de pozos productores

	SAM ^[1]	Revista Digital Universitaria México ^[2]	Tesis Politécnica Nacional ^[3]	Tesis Politécnica Nacional ^[4]	Tesis Universidad de Chile ^[5]
Número de pozos productores para 50 [MW]	3	Aproximadamente 12	10	9	7

(Fuente: [1] Datos obtenidos en SAM. [2] (Raúl Maya Gonzales & Luís Gutiérrez Negrín, 2007), [3] (Ana Lucía Piedra Lara, 2011), [4] (Jorge Luis Rosero Polo & Eduardo Francisco Serrano Dávila, 2010), [5] (Diego Andrés Díaz Herbas, 2012))

- Costo de capital obtenido se comparó con valores de la bibliografía y se pudo observar que los resultados son aceptables, como se indica en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Costos de capital

	SAM ^[1]	DIW ^[2]	DIW ^[2]	EIA ^[3]	NREL ^[4]
Costo de capital \$/kW	4256	1740,97	5314,54	2715	5940

(Fuentes: [1] Datos obtenidos en SAM, [2] (DIW, 2013), [3] (IEA, 2017), [4] (NREL, 2012))

- En la tabla 3.6 se presenta la tabla de indicadores de la simulación en SAM:

Tabla 3.6: Indicadores en indicadores SAM

Indicador	SAM
Factor de planta [%]	66,1
Precio de venta nominal [cent.\$/kWh]	17,53
LCOE [cent.\$/kWh]	17,03
VAN [\$]	14 225 831
TIR [%]	11,69

(Fuente: Propia)

El factor de planta citado en diferentes textos para aplicaciones similares se encuentra entre 60% y 90%, el valor obtenido en nuestra simulación es de 66,1% que está dentro de los valores antes referenciados (Daniela Pontes Hernández, 2015; Diego Andrés Díaz Herbas, 2012; ESMAP, 2012; Hernaldo Saldías & Hernán Ulloa, 2008; INER, 2015; IEA, 2011; Ruggero Bertani, 2010). El factor de planta real dependerá de la política de despacho del órgano de despacho del sector eléctrico, que para el caso de Ecuador es CENACE. Generalmente estas plantas operan como plantas de base, con lo cual el factor de planta tiende a ser alto.

También se tiene como indicador al LCOE, que se observa es mayor al precio establecido por ARCONEL para geotermia (13,81cent.\$/kWh) (CONELEC, 2013), lo cual permite observar que bajo la Resolución 001/013 de CONELEC no es viable el proyecto. Para poder viabilizar la producción de energía eléctrica a partir de energía geotérmica se debería

reformular la resolución, permitiendo un incremento de precio a 17,53 cent. \$/kWh como lo estipula SAM.

Además, se tiene un VAN positivo y una TIR mayor a la tasa de descuento impuesta en el proyecto que es de 9,33%, con lo cual se puede observar la viabilidad técnico económica del proyecto teniendo en cuenta la reforma a la Resolución antes mencionada.

La tabla 3.7 presenta los porcentajes de participación de cada tecnología en la producción de electricidad

Tabla 3.7: Porcentaje de uso de tecnologías según escenario con respecto a producción eléctrica

Tecnología	CAB (%)	Escenario serie (%)	Escenario paralelo (%)	Escenario endógeno (%)	Optimización de costos y CO ₂ (%)
Hidroeléctricas	69,9	66,6	67,5	66,5	86,8
Eólicas	2,7	2,8	2,5	2,5	4
Fotovoltaicas	1,1	1,1	1	1,0	0
Turbina de vapor-biomasa	20,4	19,5	18,6	18,6	4,1
MCI-biogás	0,3	0,3	0,3	0,3	0
MCI-diésel	0	0	0	0	0
MCI-crudo reducido	0	0	0	0	0
Turbina de gas natural	2,7	2,7	2,7	2,7	4,9
Turbinas de vapor-fuel-oil	2,7	2,7	2,7	2,7	0,2
Geotérmica	0	3,8	4,7	5,7	0

(Fuente: Propia)

- En el escenario MCGEI la simulación descartó las tecnologías: geotérmica y fotovoltaica debido al módulo de optimización de LEAP frente a tecnologías como la eólica, hidroeléctrica, etc. La simulación prioriza las tecnologías con costos variables de O&M, los costos de combustible y con baja emisión de GEI.
- En el escenario EPC el porcentaje de uso de geotermia es el más alto 5,7 %, internamente el modelo aumentó el uso de tecnología geotérmica en proporción a la capacidad endógena designada en la sección 2.12. (Tabla 2.28: Capacidad de cada tecnología para el escenario de EPC). Además, los tiempos de incorporación de cada planta geotérmica los elige el modelo de acuerdo a la demanda de electricidad siguiendo la regla escogida la cual fue “proporcional a la capacidad”.
- En el escenario en serie (IGS) se obtuvo el de menor porcentaje para la tecnología geotérmica. Este escenario deja fuera dos proyectos: Jamanco y Tufiño, siendo Tufiño el más representativo con 330MW de potencial técnico-económico. La no inclusión de los proyectos se debe a que no entran durante el periodo de estudio (se incorporan después del 2050).
- El escenario IGP se lo puede analizar como un escenario medio entre el escenario IGS y el escenario EPC. El escenario IGP permite incluir los proyectos Tufiño y

Jamanco descartados en el escenario IGS, con lo cual se aumenta la generación eléctrica a través de la tecnología geotérmica.

- El porcentaje de 4,7% de participación de geotermia en el escenario IGP representa una generación de 4.186,88GWh para el 2050.

Para el análisis del plan de inversiones se muestra la figura 3.10:

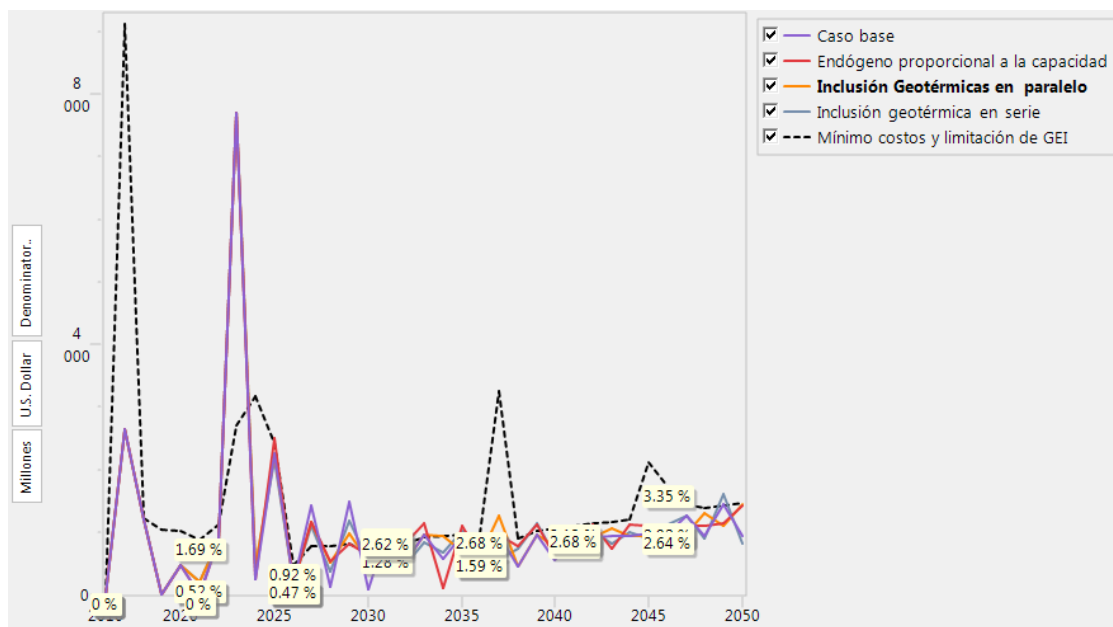


Figura 3.10: Inversiones de los escenarios (Fuente: Propia)

- El escenario MCGEI genera mayor inversión en comparación con los demás escenarios. Esto se debe a que el escenario MCGEI elige la tecnología hidroeléctrica como principal fuente de generación eléctrica para satisfacer la demanda, generando un costo de inversión alto, además escoge plantas con costos variables de O&M y costos de combustibles menores, lo cual incrementa la construcción de plantas de estas características. Además, se pudo ver que la tecnología hidroeléctrica es la que emite menor cantidad de GEI.
- Los costos de inversión en los escenarios IGS, IGP y ECP son parecidos entre sí por año. La inversión más alta se da en el escenario endógeno y es superado en algunos años por los escenarios paralelo y lineal. En promedio el escenario de menor costo de inversión es el IGS.
- La suma de los costos de inversión totales durante el periodo de simulación (2016-2050) para cada escenario y el sobrecosto de cada escenario en relación al CAB se indican en la tabla 3.8:

Tabla 3.8: Inversiones 2016-2050 y sobrecosto en relación al escenario CAB

Inversión	Total (millones USD)	Sobrecosto (millones USD)	Sobrecosto relativo
CAB	36.759,94	0,00	1
IGS	37.351,21	591,27	1,016
IGP	37.840,63	1.080,69	1,029
ECP	37.893,43	1.133,49	1,031
MCGEI	51.721,33	14.961,39	1,407

(Fuente: Propia)

Para el análisis de emisiones de GEI se muestra la figura 3.11:

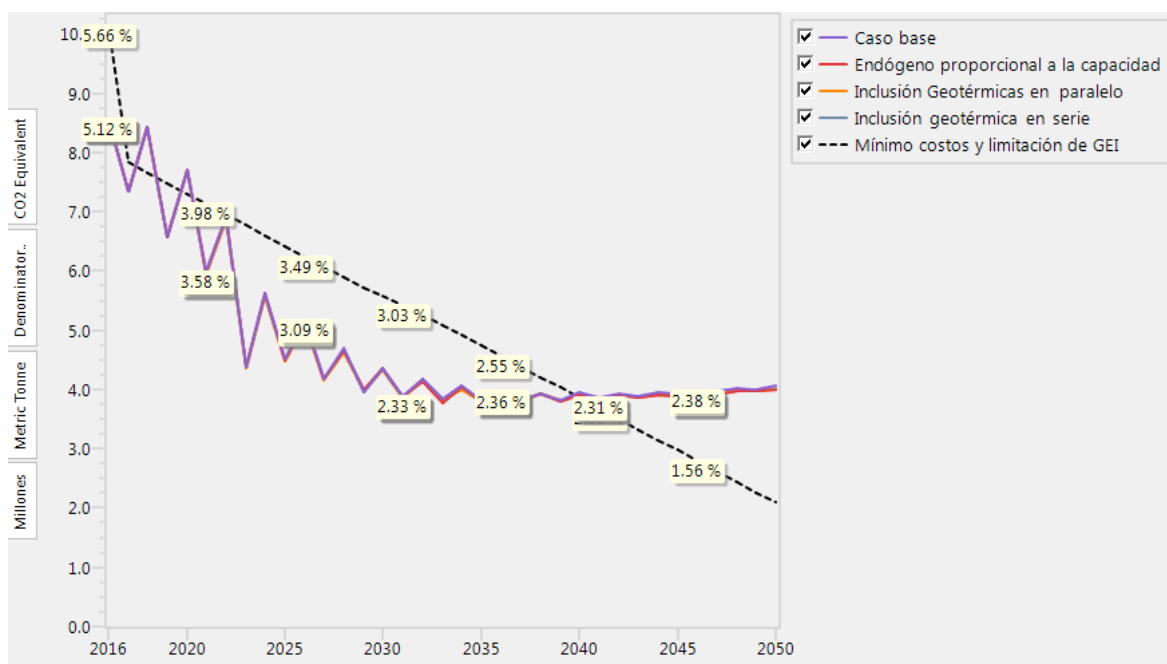


Figura 3.11: CO2 equivalente de los escenarios
(Fuente: Propia)

- Como se puede ver el escenario MCGEI muestra la disminución lineal en emisiones de CO₂e, mientras los demás escenarios emiten CO₂e de manera muy parecida entre sí.
- Para el 2050 en el escenario MCGEI la emisión de GEI se reduce a 2000millonest de CO₂e, en tanto los demás escenarios se estabilizan en la emisión de 4000millonest de CO₂e. Esto se debe a que los otros escenarios buscan la diversificación, mientras que el escenario MCGEI busca cumplir parámetros económicos y ambientales. Para cumplir este escenario se instala plantas hidroeléctricas en gran cantidad, pero esto también tiene un gran impacto en Ecuador, ya que la gran mayoría de plantas serán instaladas en la Amazonía la cual es una zona sensible, que puede ocasionar grandes daños al medio ambiente.

3.3. Discusión

En vista de los resultados obtenidos se puede observar que el mejor escenario para la inclusión de plantas geotérmicas en Ecuador es siguiendo el escenario de inclusión en paralelo, debido a que permite un mejor control del tiempo en la instalación de las plantas geotérmicas, un mejor aprovechamiento del potencial geotérmico del país, además de tener costos, inversiones y emisiones aceptables o casi iguales con respecto a los otros escenarios planteados.

Este estudio prospectivo permitió visualizar que al incluir plantas geotérmicas se diversificó la matriz eléctrica y energética del Ecuador.

La mayor debilidad del estudio es la falta de acceso a la información. Esta falta de acceso está ligada principalmente a la falta de datos reales que se tiene en este momento en Ecuador sobre la geología de los yacimientos geotérmicos. Otra limitación es la incertidumbre sobre costos reales de las tecnologías para producción eléctrica. Se tuvo que recurrir a estimaciones de inversiones las cuales pueden tener un error significativo en nuestro entorno, por lo tanto, los resultados del estudio de costos deben ser tomado con cautela.

En la sección de análisis de resultados, en el cual se dio pautas y comparaciones para escoger y encaminar la prospectiva, se usó una lógica aproximada a la de las personas que se encargan de la planificación energética en el Gobierno, “dictador benevolente”. Esta lógica escoge lo más adecuado pensando en el bien común, para que el sistema energético pueda funcionar adecuadamente. Es decir, se planifica pensando en el bienestar económico del país, no apenas bajo la lógica del inversionista.

La prospectiva permitió determinar que el uso de las plantas geotérmicas va a ayudar en la matriz eléctrica del Ecuador ya que para el 2050 llega a ser el 4,7% de la energía total producida en el país con un valor de 4.186,88GWh en el escenario IGP. Este tipo de estudios ayuda a evaluar posibles caminos de desarrollo que pueden ser usados para la formulación de políticas energéticas, mas no indican que así va a ser nuestro futuro energético. Se trata de un ejercicio prospectivo al 2050.

A demás, se tiene mucha incertidumbre con respecto a la cantidad de pozos en cada emprendimiento geotérmico, esto se debe principalmente a la falta de estudios geológicos con datos reales. Al momento existen proyectos geotérmicos sin perforación con lo cual se tienen únicamente valores estimados, pero es necesario realizar perforaciones para poder obtener datos reales que permitan prospectivas mejor sustentadas.

Nuestro estudio nos permite observar la importancia de la geotermia a nivel de producción eléctrica, pero también nos permite ver que la mayor barrera para el uso de esta tecnología son los elevados costos de exploración y de inversión tecnológica. El elevado costo se debe a que la energía geotérmica es una fuente relativamente inmadura comparada por ejemplo con la hídrica o la térmica con combustibles fósiles. Se espera que en un futuro el efecto de aprendizaje tecnológico permita la disminución de costos de capital.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.2. Conclusiones

- Los resultados obtenidos en el *software* EES para efecto del cálculo de las variables en el ciclo de potencia doble *flash* concuerdan con la información extraída de bibliografías.
- Se utilizó plantas doble flash para todos los yacimientos geotérmicos simulados en este estudio, debido a que las condiciones de los yacimientos permiten la implementación de este tipo de plantas.
- Se escoge plantas tipo doble *flash* ya que permiten un aumento entre el 20% y 25% de potencia generada en comparación con las plantas *single flash*, además de que los yacimientos de Ecuador y sus características (altas temperaturas) favorecen el uso de este tipo de tecnología.
- Los valores de potencia generada y eficiencia del ciclo obtenido en EES se encuentran dentro de los valores estándares estipulados en diferentes textos consultados.
- La cantidad de pozos obtenidos mediante el software *SAM* no coinciden con el número pozos citados en algunas fuentes bibliográficas que analizan el ciclo de potencia doble flash. Este resultado se debe a la falta de datos geológicos de la zona (Tabla 3.4: Número de pozos productores). En Ecuador solo existen estudios superficiales, aún no se obtienen valores medios en yacimientos debido a que aún no se han realizado perforaciones de prueba, a excepción de Chachimiro que inicio perforaciones a finales del 2017.
- Los costos de capital, costos fijos y variables de las plantas geotérmicas son elevados, esto se debe a que es una tecnología relativamente inmadura en la

región y aún está sujeta a avances con más investigación. Se espera que con el tiempo el efecto de aprendizaje tecnológico permita disminuir estos costos.

- El factor de planta obtenido en *SAM* es de 66,1%. Las plantas geotérmicas pueden llegar a tener un factor de planta de hasta 90%. Para operar con tales factores, se puede disminuir la cantidad de mantenimiento preventivo y correctivo por medio de la automatización de este tipo de plantas. Este tipo de tecnología si permite un proceso automático y continuo con poco personal.
- De acuerdo a los indicadores financieros (LCOE, VAN, TIR) obtenidos (Tabla 3.6: Indicadores en indicadores *SAM*), el proyecto de instalación de una planta geotérmica en Ecuador es viable ya que el TIR obtenido es de 11.69% mientras que la tasa de descuento usada fue de 9.33%, teniendo en cuenta que se debe modificar la Reforma 001/013 por un precio mínimo de 17.53cent\$/kWh obtenido en *SAM*.
- Se puede observar que las diferencias de emisiones entre el PME y los resultados obtenidos en LEAP son muy cercanos (Tabla 6.2: CO2 Equivalente con reducción del uso de energías no renovables, anexo 6.2).
- Con respecto a los costos de inversión, los valores de LEAP y PME no coinciden (Tabla 6.3: Comparación de inversiones, anexo 6.2) debido a que en LEAP las inversiones se desembolsan al momento de instalación de la planta, mientras que en el PME realiza desembolsos anuales no necesariamente constantes. No se tuvo acceso a información específica sobre los costos de las tecnologías en Ecuador, por tanto, se tomaron referencias de costos a nivel internacional.
- Los resultados económicos, ambientales y energéticos de las cinco alternativas planteadas para la matriz eléctrica del Ecuador, conllevan a la elección del escenario IGP como planteamiento de prospectiva hasta el 2050 (sección 3.1.2.).
- El papel de las plantas geotérmicas en Ecuador para el 2050 es aceptable económica, ambiental y energéticamente, debido a su aporte en la diversificación energética y a su participación como fuente de energía firme.

4.3. Recomendaciones

- Para la afinación de los escenarios y sus prospectivas, se recomienda realizar un estudio posterior con datos reales obtenidos de la perforación realizada en Chachimbiro, ya que es el proyecto geotérmico más avanzado en Ecuador.
- Se recomienda realizar un estudio del tipo de plantas geotérmicas reales a instalarse en los distintos yacimientos para una prospectiva más cercana a la realidad.
- Se debe manejar con precaución la información de costos por su grado de incertidumbre generada por la falta de acceso a datos reales y reservados por parte del estado.
- Se recomienda para estudios posteriores, realizar prospectivas de la demanda, ya que en la tesis se usó la demanda como dato exógeno.

5. Bibliografía

- Adrien Vogt-Schilb, & Stephane Hallegatte. (2017, Septiembre). Climate Police and Nationally Determined Contributions: Reconciling the Needed Ambition with the Political Economy: Climate Policies and Nationally Determined Contributions. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/319212634_Climate_policies_and_nationally_determined_contributions_reconciling_the_needed_ambition_with_the_political_economy_Climate_policies_and_nationally_determined_contributions
- Alfonso Meza Oleas. (2012, Junio). Estudio de Posibilidades Geotérmicas en el Área de Papallacta-Caldera Chacana-Ecuador.
- Ana Lucía Piedra Lara. (2011). *Proyecto de una Central de Generación Geotérmica en el Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- André Frossard Pereira de Lucena, Alexandre Salem Szklo, Roberto Schaeffer, Raquel Rodrigues de Souza, Bruno soares Moreira Cesar Borboa, Isabella Vaz Leal da Costa, & Amaro Olimpio Pereira. (2008, Diciembre 6). The Vulnerability of Renewable Energy to Climate Change in Brazil. Recuperado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508006058>
- André Frossard Pereira de Lucena, Roberto Schaeffer, & Alexandre Salem Szklo. (2010, enero 22). Least-Cost Adaptation Options for Global Climate Change Impacts on the Brazilian Electric Power System. Recuperado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959378010000051>

- Andrés Lloret, & Jerko Labus. (2014, 29). Geothermal Development in Ecuador: History, Current Status and Future. Recuperado de <http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-18-08.pdf>
- Angela Prieto, Bart van Campen, Pablo Carvajal, Diego Moya, & Andrés Akamine. (2016, Noviembre 2). Opening New Frontiers for Geothermal Generation in Colombia, Peru and Ecuador: Resource, Regulation and Capacity. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/309609168>
- Adrien Vogt-Schilb, & Stephane Hallegatte. (2017, Septiembre). Climate Police and Nationally Determined Contributions: Reconciling the Needed Ambition with the Political Economy: Climate Policies and Nationally Determined Contributions. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/319212634_Climate_policies_and_nationally_determined_contributions_reconciling_the_needed_ambition_with_the_political_economy_Climate_policies_and_nationally_determined_contributions
- Banco Central del Ecuador. (2017, Marzo). Estadísticas Macroeconómicas Presentación Coyuntural. Recuperado de <http://sintesis.bce.ec:8080/BOE/BI/logon/start.do?ivsLogonToken=bceqsappbo01:6400@1228419JqipsIrTx0njXSnv0ri8c5L1228417JOc3pHrOa6u17TTZJzfbMHY>
- Benjamin Philips, John Ziagos, Hildigunmur Thorsteinsson, & Eric Hass. (2013, Noviembre 12). A Roadmap for Strategic Development of Geothermal Exploration Technologies.
- Bernardo Beate, & Rodney Salgado. (2005, Abril). Geothermal Country Update for Ecuador, 2000-2005. Recuperado de <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0155.pdf>

- Bruno de Miranda Santos. (2011, Marzo 31). Aprovechamiento Geotérmico de Baja Temperatura en el Ámbito Residencial. Recuperado de <http://www.ingenierosindustriales.com/wp-content/uploads/downloads/2011/05/02.-Instalaciones-geot%C3%A9rmicas.pdf>
- Carlos Jorquera. (2017, Abril 3). Primera Planta Geotérmica de América del Sur-Cerro Pabellón de 48 MW inicia operación.
- César Chamorro Camazón. (2008, Diciembre 31). Energía Eléctrica a partir de Recursos Geotérmicos. Recuperado de <http://www.revistadyna.com/Documentos/pdfs%5C200901feb%5C2222DYNAINDEX.pdf>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2010, Julio 6). Geotermia en el Ecuador: Una Hoja de Ruta para su Desarrollo Sustentable.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2016, Abril). Valoración y Gobernanza de los Proyectos Geotérmicos en América del Sur. Recuperado de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40079/S1600390_es.pdf;jsessionid=3D0B4900DCABDB9A1FAEE8E9B7AA91F0?sequence=1
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2002). Boletín Energético Argentina. Recuperado de <http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/Boletin-10.pdf>
- Consejo Nacional de Electricidad. (2008, Agosto). Perfil del Proyecto Geotérmico Chalupas y Resumen de otras Áreas Geotérmicas en el Ecuador.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2009, Diciembre). Inventario Recursos Energéticos. Recuperado de conelec@conelec.gov.ec
- Consejo Nacional de Electricidad. (2013, Mayo 21). Regulación Conelec 001/013. Recuperado de

https://www.iea.org/media/pams/ecuador/PAMS_Ecuador_RegulationNoCONELE C00113.pdf

Corporación Eléctrica del Ecuador. (2013, Septiembre 10). Informe Ejecutivo Proyectos Geotérmicos.

Corporación Eléctrica del Ecuador. (2014a). Resumen Proyectos Geotérmicos en el Ecuador.

Corporación Eléctrica del Ecuador. (2014b, enero). La Energía Geotérmica en el Ecuador.

Daniela Pontes Hernández. (2015). Tipos de Tecnologías de Generación, Impacto al Medio Ambiente y los Certificados de Energías Limpias. Recuperado de http://iiec.unam.mx/sites/iiec.unam.mx/files/Lecturas_ponencias/Daniela%20Pontes%20Hern%C3%A1ndez.pdf

Design And Engineering of Industrial Plants. (s. f.). *Download , Install and activate Thermoflow 21Win64*. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=0ASQT29gB2I>

Deutsches Institut fur Wirtschaftsforschung. (2013). Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050.

Diego Andrés Díaz Herbas. (2012). *Evaluación Técnico Económica de la Implementación y Operación de una Central Eléctrica a partir de Fuentes Geotérmicas en el Sistema Eléctrico Chileno*. Universidad de Chile, Santiago de Chile.

Edgar Hertwich. (2013). Addressing Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Hydropower in LCA. Recuperado de [dx.doi.org/10.1021/es401820p](https://doi.org/10.1021/es401820p)

Édgar Santoyo, & Rosa Barragán. (2010, Junio). Energía Geotérmica. Recuperado de http://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaGeotermica.pdf

Einari Kisel, Arvi Hamburg, Mihkel Harm, Ando Leppiman, & Mart Ots. (2016, Abril 20).

Concept for Energy Security Matrix. Recuperado de

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516302038>

Empresa de Pesquisa Energética. (2017, Junio). Balance Energético Nacional 2017.

Recuperado de

<https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20>

[Final_2017_Web.pdf](#)

Empresa Nicaragüense de Electricidad. (2017). Campo Geotérmicos en Explotación

Motobo. Recuperado de <http://www.enel.gob.ni/index.php/plant->

[generadoras/geotermia](#)

Empresa Provincial de Energía de Córdoba. (2011). Energía Renovable: La Biomasa.

Recuperado de <https://www.epec.com.ar/docs/educativo/institucional/biomasa.pdf>

Energy Information Administration. (2017, Julio). Assumption to the Annual energy

Outlook 2017. Recuperado de

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf>

Energy Sector Management Assistance Program. (2012, Febrero). Manual de Geotérmica:

Cómo Planificar y Financiar la Generación de Electricidad. Recuperado de

https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/ESMAP_GEOTHERMAL_Spanish_b

[ook_Optimized.pdf](#)

F-Chart Software. (2017). Engineering Equation Solver. Recuperado de

<http://www.fchart.com/ees/>

Geothermal Energy Association. (1999, Abril 7). Preliminary Report: Geothermal Energy,

The Potential for Clean Power from the Earth. Recuperado de <http://www.geo->

[energy.org/reports/Geothermal%20Potential%20Preliminary%20Report%20April](#)

[%201999.pdf](#)

- Gerónimo Cárdenas. (2011). Matriz energética argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación. Recuperado de <http://www.eeaoc.org.ar/upload/contenido/pdf/20120228122933000000.pdf>
- Gil Pérez-Hickman, Eduardo. (2014, Julio). Análisis de Viabilidad de un Sistema de Energía Geotérmica en una vivienda unifamiliar. Recuperado de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/13168/1/TFG-I-156.pdf>
- Gilberto Enríquez Harper. (2009). *Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica* (1.^a ed.). Limusa.
- Gobierno Nacional de La Republica del Ecuador. (2015, Octubre 1). Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada de Ecuador (INDC). Recuperado de <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Ecuador/1/Ecuador%20INDC%2001-10-2015.pdf>
- Grupo de Máquinas y Motores Térmicos de Sevilla. (2013). Aplicación del Método de Spencer, Cotton y Cannon. Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5186/fichero/2-Hipotesis%252F2.2-2%C2%AA+hipotesis%252F2%C2%AA+Hipotesis.pdf>
- Guido Cappetti. (2016, Febrero 18). 100 Años de Geotermia en Larderello. Desde la Explotación intensiva a la Producción Sustentable. Recuperado de http://www.ambcittadelmessico.esteri.it/ambasciata_cittadelmessico/resource/doc/2016/02/g._cappetti_-geo_mex.pdf
- Hernaldo Saldías, & Hernán Ulloa. (2008). *Evaluación Comparativa de Centrales de Generación de Energías Renovables Mediante La Aplicación de la Nueva Ley de Energías Renovables Recientemente Aprobada en Chile*. Pontifica Universidad Católica de Chile, Chile.

Ingamar Haraldsson. (2013, Marzo). Geothermal Activity In South America: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Recuperado de <http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-16-04.pdf>

Inmaculada Fernández Diego, & Arsenio Ramón Robles Díaz. (s. f.). Centrales de Generación de Energía Eléctrica. Recuperado de <http://ocw.unican.es/enseñanzas-tecnicas/centrales-de-generacion-de-energia-electrica/materiales/bloque-energia-IV.pdf>

Instituto Costarricense de Electricidad. (2012). Financiamiento Desarrollos Geotérmicos en Costa Rica. Recuperado de <http://www.irena.org/EventDocs/S2.2RolofPublicSectoCostaRica.pdf>

Instituto Geográfico Militar. (2013). Cartografía de Ecuador. Recuperado de <http://www.geoportaligm.gob.ec/portal/wp-content/uploads/2013/03/50000.jpg>

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. (2014). Proyectos Geotérmicos CELEC.

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. (2015). Geotermia.

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. (2015b, marzo). Plan de Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia. Recuperado de http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/07/plan_lineas_investigacion_desarrollo_geotermia.pdf

Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, & Corporación Eléctrica del Ecuador. (2013, Abril 18). Avances desarrollo Geotermia en Ecuador.

Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala. (2007). Energía Geotérmica.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2001, Abril). Eficiencia Energética y Energías Renovables. Recuperado de www.idae.es

- Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. (2008). *Energías Renovables y Eficiencia Energética* (Primera).
- International Energy Agency. (2011). Technology Roadmap. Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2012, Junio). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Recuperado de https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf
- J. Portugal Pereira. (2016, Marzo 14). Overlooked Impacts of Electricity Expansion Optimisation Modelling: the Life Cycle Side of The Story. Recuperado de <https://www.journals.elsevier.com/energy>
- Jaimovich. (2007, mayo). Costos de la Generación Geotérmica.
- Javier Noel Valdés Lucas, Gonzalo Escribano Francés, & Enrique San Martín González. (2016, abril 28). Energy Security and Renewable Energy Deployment in the EU: Liaisons Dangereuses or Virtuous Circle? Recuperado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116301022>
- Jorge Luis Rosero Polo, & Eduardo Francisco Serrano Dávila. (2010). *Estudio de Factibilidad para la Implementación de una Central Geotérmica de 15 MW en la Zona de Chachimbiro, Provincia de Imbabura, Ecuador*. Escuela Politécnica del Ejército.
- José Gustavo Matamala Avilés. (2014). *Análisis y Comparación de Ciclos Termodinámicos para la Generación de Potencia a Partir de Recursos Geotermales de Media y Alta Entalpía*. Universidad de Chile, Santiago de Chile.

- José Luis Sterra, & Graciada Elsa Pedro. (1998). Energía Geotérmica. Recuperado de <http://www.epen.gov.ar/archivos/educativo/geotermia.pdf>
- José Pablo Abriata. (2013). Una Mirada a la Conversión de la Energía. Recuperado de http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/extras/hojitas_conocimiento/energia/89-90_conversion_de_la_energia_jose_abriata.pdf
- Julieta Evangelina Sánchez Cano. (2015). *El Sector Energético del Ecuador y la Diversificación de la Matriz Energética: El Caso de Manta* (Primera).
- Ministerio Coordinador de sectores Estratégicos. (2015). Balance Energético del Ecuador.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2010, Abril). Plan Aprovechamiento Geotérmico Ecuador.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). *Plan Maestro de Electrificación 2016-2025*. Ecuador.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, & Consejo Nacional de Electricidad. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2012-2021*. Ecuador. Recuperado de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/PME-2012-2021.pdf>
- Ministerio del Ambiente. (2012, julio). Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador. Recuperado de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/ecu140074.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (2012, Febrero). Cost and Performance data for Power Generation Technologies.
- National Renewable Energy Laboratory. (2014, Febrero). System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. Recuperado de <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>
- Olger Guillermo Pérez Valencia. (2014). *Diseño de un Sistema Centralizado de Calentamiento Doméstico de Agua Potable Mediante el Aprovechamiento de*

Energía Geotérmica. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7301/1/CD-5435.pdf>

Operador Nacional de Electricidad CENACE, & Escuela Politécnica Nacional. (2016).

Factor Anual de Emisión de CO₂ Producidos por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el Periodo 2009-2014.

Organización Latinoamericana de Energía. (1986). *Metodología Olade para la Explotación Geotérmica*.

Paolo Bona, & Manlio Coviello. (2016, Abril). Valoración y Gobernanza de los Proyectos Geotérmicos en América del Sur. Recuperado de

http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40079/S1600390_es.pdf

Patricia Bravo. (2001). *Análisis Técnico Económico de la Incorporación de Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Pedro Fernandez. (s. f.). Energía Geotérmica. Recuperado de

http://manager.redsauce.net/AppController/commands_RSM/api/api_getFile.php?itemID=69&propertyID=20&RStoken=59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38

Peter Mckendry. (2002, Enero 22). Energy Production from Biomass (part 2): Conversion Technologies. Recuperado de

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852401001195>

Philip Fearnside. (2013). Decision Making on Amazon Dams: Politics Trumps Uncertainty in the Madeira River Sediments Controversy. Recuperado de www.water-alternatives.org

- R. Quesada, N. Salas, M. Arguedas, & R. Botero. (2007). Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás, 9.
- R. Schaeffer, A. Szklo, R. Soria, A. Lucena, & M. Chavez-Rodriguez. (2013). The Vulnerable Amazon: The Impact of Climate Change on the Untapped Potential of Hydropower Systems., *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(3), 22-31.
<https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2245584>
- R. Soria. (2016, Noviembre 11). Modelos de Planificación Energética. Recuperado de rafael.soria01@epn.edu.ec
- Raúl Maya Gonzales, & Luís Gutiérrez Negrín. (2007, Diciembre 10). Recursos Geotérmicos para Generar Electricidad en México.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2017). *Renewables 2017: Global Status Report*. Paris. Recuperado de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_2017_Full_Report.pdf
- Roberto Schaeffer, Alexandre Salem Szklo, André Frossard Pereira de Lucena, Bruno Soares Moreira Cesar Borboa, Moreira Cesar Borba, Larissa Pinheiro Pupo Nogueira, ... Alberto Trocoli. (2011, Noviembre 26). Energy Sector Vulnerability to Climate Change: A Review. Recuperado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211007870>
- Ruggero Bertani. (2010). Geothermal Power Generation in the World 2005–2010 Update Report.
- Sandro Bruni. (2014). La energía Geotérmica. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6601/EI%20calor%20de%20la%20Tierra%3A%20fuente%20inagotable%20de%20energ%C3%ADa%20sostenible.pdf?sequence=4>

- Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. (2014a). *Plan Nacional del Buen Vivir* (Segunda). Quito, Ecuador.
- Servicio Geológico Minero Argentino. (s. f.). EG. Energía Geotérmica, Energías Renovables. Recuperado de https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_geotermica.pdf
- Stockholm Environment Institute. (2011, Septiembre). LEAP Training Exercise.
- T. Fichter, R. Soria, Alexandre Szklo, R. Schaeffer, & A. Lucena. (2016, julio 6). Assessing the Potential Role of Concentrated Solar Power for the Northeast Power System of Brazil Using a Detailed Power System Model.
- Theodore Wildi. (2007). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia* (Sexta). México. Recuperado de <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=ehxKXip1j6EC&oi=fnd&pg=PA3&dq=plantas+hidroel%C3%A9ctricas&ots=5Tlnk8gdKi&sig=j6bTom22cwpzmiq4Fm5aax33Grg#v=onepage&q=plantas%20hidroel%C3%A9ctricas&f=false>
- Tipantásig Córdova Holger Hernán. (2017). *Exploración Gravimétrica del Complejo Volcánico Chachimbiro: Provincia de Imbabura*. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Vicentina Cruz Paucara. (2016). Seminario Energía Sostenible y Medio Ambiente «Módulo Energía Geotérmica». Recuperado de vcruz@ingemmet.gob.pe

6. Anexos

6.1. Recursos y tecnologías para la oferta eléctrica

6.1.1. Termoeléctricas con combustibles fósiles

Se obtiene a partir de la conversión de energía química en energía mecánica, normalmente se usa carbón, *fuel oil* o gas. Normalmente se tiene cinco tipos de centrales térmicas:

- Ciclo *Rankine*: El conjunto mecánico básicamente está formado por caldera, turbina y generador. La eficiencia de conversión energética, (desde el combustible, hasta la obtención de electricidad, en adelante denominada “eficiencia”) de este tipo de sistemas está alrededor del 33% (ITC, S.A., 2008).
- Ciclo *Brayton*: Este ciclo se usa en centrales térmicas de gas a alta temperatura de trabajo, la principal diferencia con el ciclo *Rankine* es el tipo de fluido que se usa, además la compresión del ciclo *Brayton* absorbe mayor trabajo que el ciclo *Rankine*. El ciclo *Brayton* funciona con aire-gas, mientras que en el ciclo *Rankine* el fluido de trabajo es vapor-agua. La eficiencia del ciclo *Brayton* depende únicamente a la relación de presiones (Inmaculada Fernández Diego & Arsenio Ramón Robles Díaz, 2008)
- Ciclo combinado: se basa en el acoplamiento de dos ciclos, uno de turbina de gas y otro de turbina de vapor. Los gases de escape que salen de la turbina entregan calor a la turbina de vapor, alcanzando eficiencias de hasta 50% (ITC, S.A., 2008).
- Motores de combustión interna: extraen la energía mecánica de una mezcla aire combustible que se oxida violentamente dentro de cámaras de combustión. Se produce en unidades térmicas de movimiento alternativo (pistón) como son los motores de ciclo Otto o Diésel (CNEA, 2002).
- Cogeneración: se basa en la producción simultánea de electricidad y calor, en la misma planta. De esta forma aumenta la eficiencia del sistema al 70% (ITC, S.A., 2008).

6.1.2. Hidroeléctricas

La producción de energía eléctrica está dada por el aprovechamiento del potencial hidráulico en ríos. El agua cae desde cierta altura hasta los álabes de una turbina que acciona al generador. Las turbinas usadas se dividen en tres grupos:

- Desarrollo de caída alta: tienen caídas de 300m, usan turbinas *Pelton*, se ubican en zonas montañosas.
- Desarrollo de caída media: las caídas de este tipo de centrales son de 30m a 300 m y se usa turbinas Francis de mediana velocidad
- Desarrollo de caída baja: este tipo de centrales tiene una caída de agua menor de 30m, utilizan turbinas *Kaplan* o Francis de baja velocidad, extraen energía de los ríos de gran volumen y baja presión (Theodore Wildi, 2007).

6.1.3. Centrales nucleares

En la actualidad se utiliza la fisión de los núcleos de elementos químicos pesados como uranio o plutonio, los cuales al reaccionar producen calor, dicho calor es empleado en sistemas de centrales térmicas. Las instalaciones de plantas nucleares son sistemas muy complejos debido a la gran variedad de tecnologías empleadas y a las altas medidas de seguridad que deben tomarse. Son plantas que no emiten GEI durante su etapa operativa, pero la contaminación que se pudiera ocasionar por una mala gestión de los desechos nucleares sería muy alta. Los desastres producidos por fallas en este tipo de centrales son devastadores. Por ejemplo, en la planta de Chernóbil en 1986 (Gilberto Enríquez Harper, 2009).

6.1.4. Parques eólicos

Se basa en la conversión de la energía cinética del viento, que es transformada a energía mecánica por medio de turbinas. La eficiencia de este tipo de centrales es del 30% a 40%. (R. Soria, 2016; Theodore Wildi, 2007).

6.1.5. Centrales solares

Este tipo de plantas aprovechan la energía que produce el sol, la cual es transformada a energía eléctrica a través de dos principios tecnológicos:

- Centrales solares fotovoltaicas: este tipo de plantas transforman la radiación solar global directamente en energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos.
- Centrales solares térmicas de alta temperatura: este tipo de centrales usan concentradores solares para elevar la temperatura en un fluido de transferencia de calor apropiado, que a su vez intercambia calor con el fluido de trabajo en el ciclo de potencia (típicamente vapor de agua). Este calor, es aprovechado en ciclos *Rankine* (ITC, S.A., 2008). Otra opción es usar al aire como fluido de transferencia de calor y como fluido de trabajo, y posteriormente usarlo en ciclo *Brayton*. Son muchas las posibilidades tecnológicas maduras y en desarrollo para el aprovechamiento de la energía solar de concentración (IEA, 2011; IRENA, 2012), , que no serán abordadas en esta tesis.

6.1.6. Centrales marinas

Este tipo de plantas usa la fuerza de las olas, corrientes marinas, mareas, etc. Para producir energía. Las plantas mareomotrices aprovechan la energía cinética presente en el océano para transformarla en electricidad. (ITC, S.A., 2008).

6.1.7. Centrales de aprovechamiento de la biomasa

Son muchas las rutas tecnológicas para el aprovechamiento energético de la biomasa. El aprovechamiento de desechos orgánicos por medio de reacciones anaeróbicas permite la producción de metano usado en centrales térmicas (R. Quesada, N. Salas, M. Arguedas, & R. Botero, 2007).

La forma para transformar la biomasa en energía depende fundamentalmente del tipo de biomasa que se está tratando. La biomasa se puede clasificar en cuatro grandes grupos:

- Biomasa natural: se produce de forma convencional por la naturaleza, sin intervención del ser humano, por ejemplo, las hojas caídas de árboles
- Biomasa residual seca: su procedencia es de residuos generados en actividades agrícolas, forestales o industriales, por ejemplo, el aserrín

- Biomasa residual húmeda: provenientes de aguas residuales en los que se encuentran materiales biodegradables. Este tipo de residuos puede encontrarse en zonas urbanas, industriales o ganaderas, por ejemplo, los excrementos animales.
- Cultivos energéticos: cultivos cuya única finalidad es la producción de biomasa, la cual es transformable en combustible, por ejemplo, cultivos de plantas oleaginosas para la producción de aceite vegetal/biodiesel.

A continuación se puede observar una imagen de distintos materiales que son formadas de biomazas y los usos que pueden tener (EPEC, 2011; Peter Mckendry, 2002)

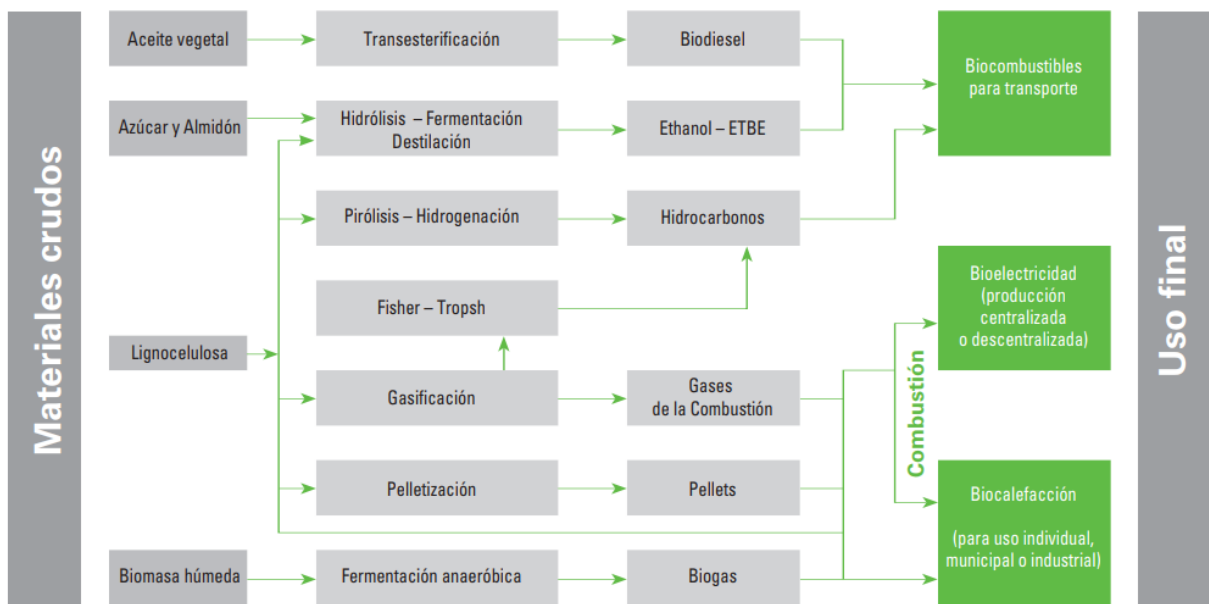


Figura 6.1: Usos de biomazas
(Fuente: EPEC, 2011)

6.1.8. Energía geotérmica

La energía geotérmica se define como: energía almacenada en forma de calor en el interior de la tierra, producida por: i) Desintegración de isótopos radiactivos, ii) solidificación del núcleo y iii) movimientos relativos entre la corteza y el manto (Bruno de Miranda Santos, 2011; Gil Pérez-Hickman, Eduardo, 2014).

6.2. Análisis de resultados provenientes de la simulación de escenarios en LEAP

Al usar las hipótesis, tasas de crecimiento y otros datos dictados en el PME 2016-2025 se procede a comparar la demanda eléctrica obtenida en *LEAP* con el PME.

Tabla 6.1: Prospectiva de la Demanda Energética

	<i>LEAP</i> ^[1] [GWh]	PME límite inferior ^[2] [GWh]	PME valor medio ^[2] [GWh]	PME límite superior ^[2] [GWh]	Error [%]
2016	23 518	23518	23518	23518	0,00
2017	25 430	23800	24050	24272	5,74
2018	27 334	25395	25917	26380	5,47
2019	28 986	27088	27881	28609	3,96
2020	30 483	28669	29765	30782	2,41
2021	31 801	30164	31579	32916	0,70
2022	33 502	31721	33497	35188	0,02
2023	37 758	35837	37999	40074	0,63
2024	42 765	40329	42901	45395	0,32
2025	47 051	44898	47906	50854	1,78

(Fuente: [1] Datos propios, [2] MEER, 2017)

La sensibilidad que plantea el PME es $\pm 1\%$ con lo cual se tienen los límites inferior y superior en la demanda energética. Se puede ver que los tres primeros años los datos obtenidos en el *LEAP* superan los límites del PME. Esto puede deberse a la manera de cálculo que tiene el software, ya que el resto de valores obtenidos en el *LEAP* se encuentran dentro de estos límites.

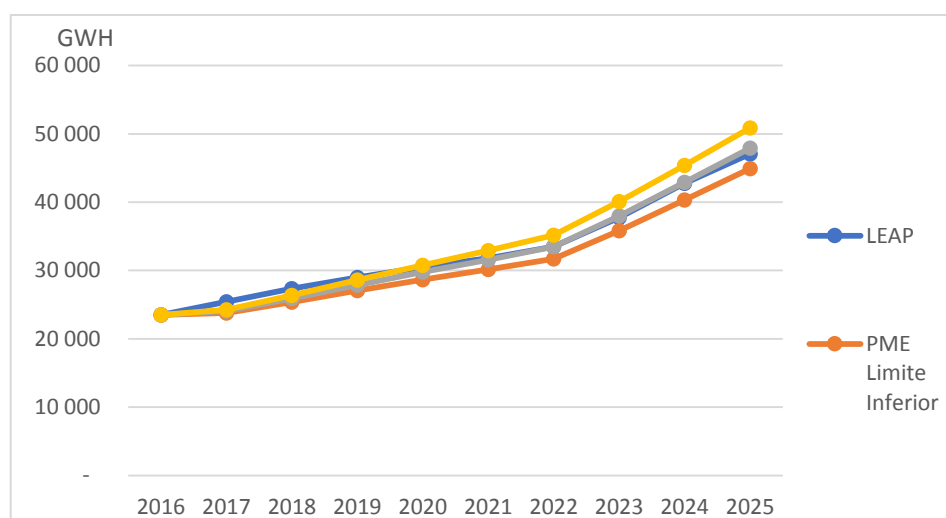


Figura 6.2: Proyección demanda energética del Ecuador
(Fuente: Propia)

Al realizar la reducción de contaminantes estipulada en SENPLADES (2014) y MEER (2017), la cual espera para el 2030 estipula reducir el uso de RNR en un 90% , se puede observar que las diferencias entre el PME y *LEAP* son cercanas.

Tabla 6.2: CO2 Equivalente con reducción del uso de energías no renovables

CO2 Equivalente en Millones de toneladas	<i>LEAP</i> ^[1]	PME ^[2]
2016	8,57	6
2025	3,94	1

(Fuentes: [1] Propia, [2] MEER, 2017)

- La inversión necesaria para la instalación de plantas año a año no coincide entre *LEAP* y el PME. Esto se debe a que *LEAP* simula los desembolsos de dinero en el momento en que la planta entra en funcionamiento, mientras que el PME presenta los desembolsos de forma paulatina mientras se construye la planta, el resumen de inversión para *LEAP* y PME se muestra en la tabla 6.3:

Tabla 6.3: Comparación de inversiones

Millones de dólares.		
Año	<i>LEAP</i>	PME
2016	-	869
2017	2767	490
2018	-	719
2019	-	761
2020	-	1051
2021	-	1222
2022	532	1127
2023	7703	1078
2024	-	912
2025	1729	661
Total	13267	8890

(Fuentes: [1] Propia, [2] MEER, 2017)

6.3. Tablas de resultados de LEAP de prospectiva 2016-2050

6.3.1. Generación eléctrica

6.3.1.1. Escenario CAB

La tabla 6.4 muestra la generación eléctrica en el escenario CAB para el periodo 2016-2050:

Tabla 6.4: Generación eléctrica hasta 2050 (GWh)

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	23.080	43.543	46.021	49.501	53.152	57.500	62.730
Eólicas	67	324	656	1.100	1.549	2.105	2.439
Fotovoltaicas	46	135	255	416	579	780	982
Turbina de vapor-biomasa	850	11.754	4.003	7.011	10.051	13.820	18.346
MCI-biogás	28	55	93	145	197	248	287
MCI-diésel	2.983	1.137	371	122	40	13	4
MCI-crudo reducido	1.150	438	143	47	15	5	2
Turbina de gas natural	2.888	2.053	2.625	2.369	2.491	2.440	2.463
Turbinas de vapor-fuel-oil	2.734	2.139	2.593	2.389	2.488	2.448	2.466
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.827	51.578	56.762	63.099	70.562	79.360	89.718

(Fuente: Propia)

6.3.1.2. Escenario IGS

La tabla 6.5 muestra la generación eléctrica en el escenario IGS para el periodo 2016-2050:

Tabla 6.5: Generación eléctrica con inclusión lineal de plantas geotérmicas (GWh)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	15.587,5	23.080	43.134	45.292,8	48.263,8	51.395	55.108,8	59.999,3
Eólicas	83,9	67,4	322,5	654,1	1.098,3	1.548,6	2.219,8	2.545,7
Fotovoltaicas	38,7	45,9	94,1	214,2	375,1	538,2	781,3	1.020,2
Turbina de vapor-biomasa	476,5	850,3	1.743,3	3.786,0	6.521,6	9.294,2	12.740,9	17.488,7
MCI-biogás	13,3	27,7	41,7	80,1	131,6	183,9	248,7	299,5
MCI-diésel	4.549,4	2.983,5	1.129,9	370,2	121,5	40,0	13,1	4,3
MCI-crudo reducido	1.753,2	1.149,7	435,4	142,7	46,8	15,4	5,1	1,7
Turbina de gas natural	2.761,8	2.888,5	2.040,7	2.616,3	2.365,1	2.490,4	2.443,5	2.457,9
Turbinas de vapor-fuel-oil	1.804,4	2.734,2	2.126,0	2.584,6	2.385,4	2.487,6	2.451,0	2.460,8
Geotérmica	-	-	510,4	1 020,8	1 789,6	2 568,6	3 344,3	3 439,8
Total	27.068,8	33.827,2	51.578,1	56.761,9	63.098,8	70.561,8	79.356,6	89.717,9

(Fuente: Propia)

6.3.1.3. Escenario IGP

La tabla 6.6 muestra la generación eléctrica en el escenario IGP para el periodo 2016-2050:

Tabla 6.6: Generación eléctrica IGP (GWh)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	15.588	23.080	43.158	44.879	47.803	51.463	55.699	60.548
Eólicas	84	67	322	652	990	1.439	1.881	2.201
Fotovoltaicas	39	46	94	214	336	458	659	895
Biomasa	476	850	1.738	3.979	6.264	8.551	12.299	16.716
MCI-biogás	13	28	42	67	106	158	222	272
MCI-diésel	4.549	2.983	1.127	369	122	40	13	4
MCI-crudo reducido	1.753	1.150	434	142	47	15	5	2
Turbina de gas natural	2.762	2.888	2.035	2.609	2.371	2.494	2.438	2.445
Turbinas de vapor-fuel-oil	1.804	2.734	2.120	2.577	2.391	2.491	2.445	2.448
Geotérmica	-	-	509	1.272	2.669	3.450	3.699	4.187
Total	27.069	33.827	51.578	56.762	63.099	70.560	79.360	89.718

(Fuente: Propia)

6.3.1.4. Escenario ECP

La tabla 6.7 muestra la generación eléctrica en el escenario ECP para el periodo 2016-2050:

Tabla 6.7: Generación eléctrica en la ECP (GWh)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	15.588	23.080	42.327	45.071	48.626	51.299	55.566	59.686
Eólicas	84	67	323	655	989	1.435	1.876	2.201
Fotovoltaicas	39	46	134	215	376	537	697	855
Turbina de vapor-biomasa	476	850	1.745	3.996	6.258	9.277	12.270	16.717
MCI-biogás	13	28	55	80	132	171	222	259
MCI-diésel	4.549	2.983	1.131	371	122	40	13	4
MCI-crudo reducido	1.753	1.150	436	143	47	15	5	2
Turbina de gas natural	2.762	2.888	2.043	2.620	2.369	2.486	2.432	2.445
Turbinas de vapor-fuel-oil	1.804	2.734	2.128	2.588	2.389	2.483	2.439	2.448
Geotérmica	-	-	256	1.022	1.792	2.820	3.840	5.101
Total	27.069	33.827	51.578	56.762	63.099	70.562	79.360	89.718

(Fuente: Propia)

6.3.1.5. Escenario MCGEI

La tabla 6.8 muestra la generación eléctrica en el escenario MCGEI para el periodo 2016-2050:

Tabla 6.8: Generación eléctrica en la MCGEI (GWh)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	13.586	17.392	34.377	38.676	44.753	54.988	65.595	77.895
Eólicas	50	-	2.394	3.562	3.562	3.562	3.562	3.562
Fotovoltaicas	34	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de vapor-biomasa	625	-	-	1.532	3.723	3.723	3.723	3.723
MCI-biogás	8	-	-	-	-	-	-	-
MCI-diésel	5 351	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	2 062	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	2.645	15.767	14.460	12.842	11.028	7.815	6.206	4.376
Turbinas de vapor-fuel-oil	2.426	668	347	150	32	474	274	162
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	26.786	33.827	51.578	56.762	63.099	70.562	79.360	89.718

(Fuente: Propia)

6.3.2. Prospectiva para la capacidad de generación

6.3.2.1. Escenario CAB

La tabla 6.9 indica la evolución de la capacidad de generación eléctrica para el escenario CAB en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.9: Prospectiva la capacidad hasta 2050 (MW)

Ramas	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	4.446,4	5.549,0	9.002,6	9.542,6	10.262,6	10.982,6	11.882,6	12.962,6
Eólicas	21,2	21,2	87,5	177,5	297,5	417,5	597,5	657,5
Fotovoltaicas	26,5	26,5	47,0	107,0	187,0	267,0	367,0	487,0
Turbina de vapor	144,3	144,3	256,0	586,0	1.026,0	1.466,0	2.016,0	2.676,0
MCI-biogás	2,0	5,0	6,5	12,5	20,5	28,5	38,5	44,5
MCI-diésel	1.501,1	614,8	201,5	66,0	21,6	7,1	2,3	0,8
MCI-crudo reducido	578,5	236,9	77,6	25,4	8,3	2,7	0,9	0,3
Turbina de gas	911,2	731,0	446,9	572,9	517,0	541,8	530,8	535,7
Turbo vapor-fuel-oil	595,4	493,0	331,7	403,3	371,5	385,6	379,4	382,1
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	8.226,4	7.821,8	10.457,2	11.493,2	12.712,0	14.098,8	15.814,9	17.746,4

(Fuente: Propia)

6.3.2.2. Escenario IGS

La tabla 6.10 indica la evolución de la capacidad de generación eléctrica para el escenario IGS en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.10: Capacidad eléctrica del IGS (MW)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	4.446,4	5.549,0	8.972,6	9.422,6	10.022,6	10.622,6	11.372,6	12.422,6
Eólicas	21,2	21,2	87,5	177,5	297,5	417,5	597,5	687,5
Fotovoltaicas	26,5	26,5	47,0	107,0	187,0	267,0	387,0	507,0
Turbina de vapor biomasa	144,3	144,3	256,0	556,0	956,0	1.356,0	1.856,0	2.556,0
MCI-biogás	2,0	5,0	6,5	12,5	20,5	28,5	38,5	46,5
MCI-diésel	1.501,1	614,8	201,5	66,0	21,6	7,1	2,3	0,8
MCI-crudo reducido	578,5	236,9	77,6	25,4	8,3	2,7	0,9	0,3
Turbina de gas natural	911,2	731,0	446,9	572,9	517,0	541,8	530,8	535,7
Turbo vapor-fuel-oil	595,4	493,0	331,7	403,3	371,5	385,6	379,4	382,1
Geotérmica	-	-	96,4	192,8	337,3	481,9	626,5	646,5
Total	8.226,4	7.821,8	10.523,6	11.536,0	12.739,4	14.110,7	15.791,4	17.784,9

(Fuente: Propia)

6.3.2.3. Escenario IGP

La tabla 6.11 indica la evolución de la capacidad de generación eléctrica para el escenario IGP en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.11: Prospectiva de la capacidad del IGP (MW)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	4.446,4	5.549	9.002,6	9.362,6	9.902,6	10.622,6	11.522,6	12.602,6
Eólicas	21,2	21,2	87,5	177,5	267,5	387,5	507,5	597,5
Fotovoltaicas	26,5	26,5	47,0	107,0	167,0	227,0	327,0	447,0
Turbina de vapor biomasa	144,3	144,3	256,0	586,0	916,0	1.246,0	1.796,0	2.456,0
MCI-biogás	2,0	5,0	6,5	10,5	16,5	24,5	34,5	42,5
MCI-diésel	1.501,1	614,8	201,5	66,0	21,6	7,1	2,3	0,8
MCI-crudo reducido	578,5	236,9	77,6	25,4	8,3	2,7	0,9	0,3
Turbina de gas natural	911,2	731,0	446,9	572,9	517,0	541,8	530,8	535,7
Turbo vapor-fuel-oil	595,4	493,0	331,7	403,3	371,5	385,6	379,4	382,1
Geotérmica	-	-	96,4	241,0	501,9	646,5	694,7	791,0
Total	7.226,4	7.821,8	10.553,6	11.552,2	12.689,9	14.091,3	15.795,6	17.855,5

(Fuente: Propia)

6.3.2.4. Escenario ECP

La tabla 6.12 indica la capacidad de generación eléctrica para el escenario ECP en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.12: Prospectiva de la capacidad de la ECP (MW)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	4.446,4	5.549,0	9.002,6	9.362,6	10.082,6	10.622,6	11.522,6	12.422,6
Eólicas	21,2	21,2	87,5	177,5	267,5	387,5	507,5	597,5
Fotovoltaicas	26,5	26,5	67,0	107,0	187,0	267,0	347,0	427,0
Turbina de vapor biomasa	144,3	144,3	256,0	586,0	916,0	1.356,0	1.796,0	2.456,0
MCI-biogás	2,0	5,0	8,5	12,5	20,5	26,5	34,5	40,5
MCI-diésel	1.501,1	614,8	201,5	66,0	21,6	7,1	2,3	0,8
MCI-crudo reducido	578,5	236,9	77,6	25,4	8,3	2,7	0,9	0,3
Turbina de gas natural	911,2	731,0	446,9	572,9	517,0	541,8	530,8	535,7
Turbo vapor-fuel-oil	595,4	493,0	331,7	403,3	371,5	385,6	379,4	382,1
Geotérmica	-	-	48,2	192,8	337,3	530,1	722,9	963,8
Total	8.226,4	7.821,8	10.527,4	11.506,0	12.729,4	14.126,9	15.843,8	17.826,2

(Fuente: Propia)

6.3.2.5. Escenario MCGEI

La tabla 6.13 indica la capacidad de generación eléctrica para el escenario MCGEI en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.13: Prospectiva de la capacidad MCGEI (MW)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	4.446,4	3.309,0	6.540,5	7.358,4	8.514,7	10.461,8	12.481,5	14.870,9
Eólicas	21,2	-	594,2	884,0	884,0	884,0	884,0	884,0
Fotovoltaicas	26,5	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de vapor biomasa	144,3	-	-	205,7	500,0	500,0	500,0	500,0
MCI-biogás	2,0	-	-	-	-	-	-	-
MCI-diésel	1.501,1	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	578,5	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	911,2	3.216,0	3.216,0	3.216,0	3.216,0	2.003,5	2.003,5	2.003,5
Turbo vapor-fuel-oil	595,4	485,3	485,3	485,3	485,3	669,7	669,7	383,0
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	8.226,4	7.010,4	10.836,0	12.149,4	13.600,1	14.519,0	16.538,7	18.641,4

(Fuente: Propia)

6.3.3. Costo de inversión

6.3.3.1. Escenario CAB

La tabla 6.14 indica el plan de inversiones para el escenario CAB en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.14: Plan de inversión en el escenario CAB (millones de USD)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	-	-	2.247,2	-	518,6	518,6	518,6	518,6
Eólicas	-	-	-	-	47,0	-	89,1	43,4
Fotovoltaicas	-	-	-	-	41,0	-	32,2	28,6
Turbina de vapor-biomasa	-	-	-	-	342,3	-	333,2	328,8
MCI-biogás	-	-	-	-	4,2	4,2	4,2	4,2
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	-	340,5	-	64,3	-	12,2	-	2,3
Turbinas de vapor-fuel-oil	-	128,8	-	25,4	-	5,0	-	1,0
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	469,3	2.247,2	89,7	953,2	540,0	977,4	926,8

(Fuente: Propia)

6.3.3.2. Escenario IGS

La tabla 6.15 indica el plan de inversiones para el escenario IGS en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.15: Plan de inversión en el escenario IGS (millones de USD)

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	-	2.160,75	432,15	432,15	432,15	432,15	432,15
Eólicas	-	-	-	47,04	-	89,12	43,37
Fotovoltaicas	-	-	-	41,03	-	64,50	28,59
Turbina de vapor-biomasa	-	-	-	311,19	-	302,95	298,91
MCI-biogás	-	-	-	4,22	4,22	4,22	4,21
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	340,51	-	64,35	-	12,16	-	2,30
Turbo vapor a fuel oil	128,80	-	25,36	-	4,99	-	0,98
Geotérmica	-	-	-	181,62	175,90	-	-
Total	469,31	2.160,75	521,85	1.017,25	629,42	892,94	810,52

(Fuente: Propia)

6.3.3.3. Escenario IGP

La tabla 6.16 indica el plan de inversiones para el escenario IGP en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.16: Plan de inversión en el escenario IGP (millones de USD)

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	-	2.247,18	-	-	518,58	518,58	1.037,16
Eólicas	-	-	48,33	47,04	45,78	44,56	43,37
Fotovoltaicas	-	-	46,29	41,03	-	32,25	28,59
Turbina de vapor-biomasa	-	-	346,93	342,31	-	333,25	328,80
MCI-biogás	-	-	-	-	4,22	4,22	8,43
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	340,51	-	64,35	-	12,16	-	2,30
Turbo vapor a fuel oil	128,80	-	25,36	-	4,99	-	0,98
Geotérmica	-	-	-	256,99	175,90	-	-
Total	469,31	2.247,18	531,25	687,37	761,63	932,85	1.449,63

(Fuente: Propia)

6.3.3.4. Escenario ECP

La tabla 6.17 indica el plan de inversiones para el escenario ECP en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.17: Plan de inversión en el escenario ECP (millones de USD)

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	-	2.247,18	-	518,58	-	518,58	518,58
Eólicas	-	-	-	-	45,78	44,56	43,37
Fotovoltaicas	-	52,21	-	41,03	36,38	32,25	28,59
Turbina de vapor-biomasa	-	-	346,93	342,31	337,75	333,25	657,61
MCI-biogás	-	4,23	-	4,22	-	4,22	4,21
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	340,51	-	64,35	-	12,16	-	2,30
Turbo vapor a fuel oil	128,80	-	25,36	-	4,99	-	0,98
Geotérmica	-	193,62	187,52	181,62	175,90	170,36	164,99
Total	469,31	2.497,23	624,16	1.087,76	612,96	1.103,21	1.420,64

(Fuente: Propio)

6.3.3.5. Escenario MCGEI

La tabla 6.18 indica el plan de inversiones para el escenario MCGEI en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.18: Plan de inversión en el escenario MCGEI (millones de USD)

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctricas	1.006	1.440	-	954	1.065	1.231	1.453
Eólicas	-	984	-	-	-	883	-
Fotovoltaicas	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de vapor-biomasa	-	-	649	-	-	-	-
MCI-biogás	-	-	-	-	-	-	-
MCI-diésel	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	-	-	-	-	-	-	-
Turbinas de vapor-fuel-oil	-	-	-	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.006	2.424	649	954	1.065	2.114	1.453

(Fuente: Propia)

6.3.4. Emisiones de GEI en términos de CO2e

6.3.4.1. Escenario CAB

La tabla 6.19 indica las emisiones de CO2e para el escenario CAB en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.19: CO2e para el escenario CAB (millones de toneladas de CO2 equivalente)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Turbina de vapor-biomasa	0,01	0,02	0,04	0,09	0,17	0,24	0,32	0,43
MCI-biogás	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
MCI-diésel	3,97	2,61	0,99	0,32	0,11	0,03	0,01	0,00
MCI-crudo reducido	1,53	1,00	0,38	0,13	0,04	0,01	0,00	0,00
Turbina de gas natural	1,16	1,21	0,86	1,10	0,99	1,04	1,02	1,03
Turbinas de vapor-fuel-oil	1,89	2,87	2,24	2,72	2,51	2,61	2,56	2,58
Total	8,57	7,71	4,52	4,37	3,81	3,94	3,93	4,06

(Fuente: Propia)

6.3.4.2. Escenario IGS

La tabla 6.20 indica las emisiones de CO₂e para el escenario IGS en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.20: Emisiones en la IGS (millones de toneladas de CO₂ equivalente)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Turbina de vapor-biomasa	0,011	0,020	0,041	0,089	0,153	0,219	0,300	0,411
MCI-biogás	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
MCI-diésel	3,974	2,606	0,987	0,323	0,106	0,035	0,011	0,004
MCI-crudo reducido	1,532	1,004	0,380	0,125	0,041	0,013	0,004	0,001
Turbina de gas natural	1,157	1,210	0,855	1,096	0,990	1,043	1,023	1,029
Turbinas de vapor-fuel-oil	1,892	2,866	2,229	2,709	2,501	2,608	2,569	2,580
Total	8,566	7,707	4,493	4,344	3,794	3,921	3,913	4,031

(Fuente: Propia)

6.3.4.3. Escenario IGP

La tabla 6.21 indica las emisiones de CO₂e para el escenario IGS en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.21: Emisiones para la IGP (millones de toneladas de CO₂ equivalente)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Turbina de vapor-biomasa	0,011	0,020	0,041	0,094	0,147	0,201	0,289	0,393
MCI-biogás	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
MCI-diésel	3,974	2,606	0,984	0,323	0,106	0,035	0,011	0,004
MCI-crudo reducido	1,532	1,004	0,379	0,124	0,041	0,013	0,004	0,001
Turbina de gas natural	1,157	1,210	0,852	1,093	0,993	1,044	1,021	1,024
Turbinas de vapor-fuel-oil	1,892	2,866	2,223	2,702	2,507	2,611	2,563	2,566
Total	8,566	7,707	4,480	4,336	3,796	3,908	3,893	3,993

(Fuente: Propia)

6.3.4.4. Escenario ECP

La tabla 6.22 indica las emisiones de CO₂e para el escenario ECP en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.22: Emisiones para la ECP (millones de toneladas de CO₂ equivalente)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Turbina de vapor-biomasa	0,011	0,020	0,041	0,094	0,147	0,218	0,289	0,393
MCI-biogás	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
MCI-diésel	3,974	2,606	0,988	0,324	0,106	0,035	0,011	0,004
MCI-crudo reducido	1,532	1,004	0,381	0,125	0,041	0,013	0,004	0,001
Turbina de gas natural	1,157	1,210	0,856	1,097	0,992	1,041	1,018	1,024
Turbinas de vapor-fuel-oil	1,892	2,866	2,231	2,714	2,504	2,603	2,557	2,566
Total	8,566	7,707	4,498	4,355	3,793	3,913	3,884	3,993

(Fuente: Propia)

6.3.4.5. Escenario MCGEI

La tabla 6.23 indica las emisiones de CO₂e para el escenario MCGEI en el periodo 2016-2050:

Tabla 6.23: Emisiones para la MCGEI (millones de toneladas de CO₂ equivalente)

Tecnología	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Turbina de vapor-biomasa	0,015	-	-	0,036	0,088	0,088	0,088	0,088
MCI-biogás	0,000	-	-	-	-	-	-	-
MCI-diésel	4,675	-	-	-	-	-	-	-
MCI-crudo reducido	1,801	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas natural	1,108	6,603	6,056	5,378	4,618	3,273	2,599	1,833
Turbinas de vapor-fuel-oil	2,543	0,700	0,364	0,157	0,033	0,497	0,287	0,170
Total	10,141	7,303	6,419	5,571	4,739	3,857	2,974	2,090

(Fuente: Propia)

6.4. Significado de variables de SAM usadas en el modelado de Chachimbiro.

Condiciones ambientales. - se detalla la ubicación del reservorio, esto sirve para determinar las propiedades y los parámetros ambientales del lugar.

Características del recurso. - se especifica si es un sistema hidrotermal o sistemas geotérmicos mejorados (*EGS*).

Potencial total del recurso. – Es un potencial estimado de la cantidad total de energía disponible en el yacimiento geotérmico, es usado para estimar el número máximo de veces en que el yacimiento debe ser perforado durante su vida útil, tomando en cuenta la reducción de temperatura a lo largo del tiempo.

Temperatura del recurso. – La temperatura a la que se encuentra el reservorio determinada a la profundidad del recurso.

Profundidad del recurso. – Profundidad bajo tierra en la cual se encuentra el yacimiento y donde se alcanza la temperatura del recurso.

Ancho y alto del reservorio. – Determina la magnitud geométrica del yacimiento en dos dimensiones.

Permeabilidad del reservorio. – La capacidad de una roca o sedimento para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros o fracturas. No se tiene datos reales de la permeabilidad del yacimiento, pero es importante nombrarla ya que esta propiedad permite la transferencia de calor en el reservorio.

Número de fracturas. –Cuantificación de las fracturas presentes en un yacimiento que permitirán determinar la calidad de producción del recurso geotérmico

Potencia de salida de la planta. – Específica la capacidad de generación eléctrica de la planta en kW, sirve para dimensionar el tamaño de la planta y algunas propiedades para el diseño de los pozos, por ejemplo: el número de pozos requeridos para la producción.

Tipo de conversión de la planta geotérmica. –permite determinar qué tipo de planta va a ser usada y por ende el ciclo termodinámico de la misma.

Tasa de disminución de temperatura. – Expresa la disminución de temperatura que sufrirá el reservorio anualmente

Disminución máxima de temperatura antes de reemplazar el reservorio. – Caída de temperatura máxima admisible antes de perforar un nuevo pozo.

Temperatura de bulbo húmedo. – Se usa para determinar la humedad del ambiente en donde se instalará la planta.

Tasa de flujo del pozo productor. – Flujo másico a la que será extraído el recurso geotérmico.

Eficiencia de la bomba. – La eficiencia de la bomba permite determinar la potencia necesaria para la extracción del recurso.

Presión máxima en la bomba de succión. – Presión máxima de trabajo a la que va a estar expuesta la bomba.

Diámetro de la tubería de producción. – Diámetro de la tubería usada para el sistema de producción de electricidad.

Diámetro de la tubería de reinyección. – Aplica cuando el tipo de recurso es *Enhanced Geothermal System (EGS)*. Para el sistema de reinyección del fluido de trabajo.

Tasa de conversión de eficiencia del ciclo. – Es la eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica del ciclo de potencia bajo las condiciones de diseño.

Temperatura a la entrada del ciclo. – Temperatura del fluido de trabajo a la entrada del ciclo de potencia bajo las condiciones de diseño.

Temperatura a la salida del ciclo. – Temperatura del fluido de trabajo a la salida del ciclo de potencia bajo las condiciones de diseño.

Presión de funcionamiento de la caldera. – La presión de vapor en la caldera para un ciclo Rankine ideal, usada para calcular la temperatura de saturación en la caldera y la transferencia de calor entre la entrada y salida del ciclo, en los sistemas geotérmicos se toma al yacimiento como la caldera.

Fracción de purga de ciclo de vapor. – Es la fracción de caudal másico de vapor extraído en el ciclo de potencia y reemplazado por agua fresca.

Tipo de sistema de enfriamiento. – Determina el sistema de enfriamiento usado después del ciclo de potencia.

Temperatura ambiente de diseño. – Temperatura ambiente media en donde trabajará la planta geotérmica.

ITD en el punto de diseño. – Diferencia inicial de temperatura, es la variación de temperatura entre el vapor a la salida de la turbina (entrada del condensador) y la temperatura de bulbo seco.

Tasa de presión del condensador. - Relación de la caída de presión en el intercambio de calor en la torre de enfriamiento para poder mantener un flujo de aire constante

Presión mínima en el condensador. - presión mínima a la cual el condensador va a estar sometido durante su trabajo.

Número de pozos productores. – Es el número de pozos destinados a la generación de energía eléctrica

Número de pozos inyectores. – Son los pozos destinados a la reinyección del flujo de trabajo hacia el yacimiento geotérmico.

Tasa de pozos inyectores frente a pozos productores. - permite determinar cuántos pozos inyectores deben existir en función de los pozos productores.

Número de pozos a ser perforados en fase exploratoria. – Pozos destinados a verificar las condiciones del recurso y a su posible explotación para generar electricidad.

Número de pozos de exploración. - Cuántos pozos se desean realizar en la fase de exploración

Número de pozos confirmados. - Determina cuántos pozos se espera confirmar durante la fase de exploración.

Costo capital de la planta. – Es la suma de los costos directos e indirectos de inversión totales de la planta.

Costo de recapitalización. – Incluyen los costos de perforación, bombas y equipos de superficie, para cuando el reservorio se agote y se deba perforar un nuevo pozo.

Porcentaje de contingencia. – Es un porcentaje de la suma de costos directos para tener en cuenta las incertidumbres esperadas en las estimaciones.

Costos indirectos de ingeniería y construcción. – Son costos asociados a la construcción del diseño y construcción del proyecto.

Costos indirectos de proyecto, tierra y varios. – Costos asociados a la adquisición de tierras, permisos ambientales y legales, etc.

Costo fijo por capacidad en operación y mantenimiento. – Es un costo fijo anual proporcional a la capacidad nominal del sistema.

Costo variable por generación en operación y mantenimiento. – Costo variable anual proporcional a la producción eléctrica anual total del sistema.

Tasa interna de retorno programado. – Es una medida de rentabilidad del proyecto, es la tasa de descuento nominal para un flujo de efectivo con valor presente cero.

Año de recuperación de TIR. – Es el año en que el proyecto generar utilidades.

Periodo de vida útil. – Número de periodos cubiertos por el análisis para determinar el flujo de efectivo.

Tasa de impuesto a la renta. – Impuesto dictaminado por el estado que se aplica a los ingresos netos del proyecto para calcular los beneficios fiscales del proyecto.

Impuesto al valor agregado. – Tasa por el uso de un determinado servicio o la adquisición de bienes.

Tasa de inflación anual. – Tasa usada para calcular el incremento en costos en los años posteriores al inicio del proyecto y añadirlos al flujo de efectivo.

Porcentaje de deuda. – Especificar el tamaño de la deuda como una fracción del costo de instalación, con las debidas adecuaciones.

Tiempo de préstamo. – Tiempo en el cual se desea cancelar la deuda adquirida para el proyecto.

Tasa de interés. – Porcentaje adicional a cancelar por la deuda adquirida para la ejecución del proyecto.

Pago adelantado de deuda. – porcentaje que va a ser cancelado al momento de adquirir la deuda

Depreciación lineal. – se refiere a la disminución periódica lineal del valor de un bien. Se puede dar por desgaste por uso, paso del tiempo y vejez.

Como variables de salida que serán usadas en el escrito se tiene:

Energía anual. - Energía eléctrica que se produce al año.

Factor de capacidad. - relación entre la energía producida por la planta con respecto a la energía producida a potencia nominal en un periodo de tiempo.

Precio PPA nivelado. - precio patrón de venta de la energía según el tipo de contrato.

Costo nivelado de energía (LCOE). - costo medio de generación de energía eléctrica, permite el análisis para la viabilidad de un proyecto de generación eléctrica. Incluye inversión anualizada y costos anuales fijos y variables durante la vida útil del proyecto

Valor presente neto (VAN). - valor presente de un flujo de caja determinado.

Tasa interna de retorno TIR. - tasa de interés que ofrece una inversión, mide el porcentaje de beneficio o pérdida de un flujo de caja en un determinado periodo de tiempo.

Año en que se logró el TIR. - año en el que se consigue cumplir con el porcentaje estipulado para un proyecto.

TIR al fin del proyecto. - tasa de interés que se obtiene del flujo de caja de un proyecto.