

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO
**“Análisis comparativo del cambio en la matriz
energética en Bolivia y repercusiones en el
sector hidrocarburífero”.**

Postulante: Gary Brandon Quenta Márquez
Tutor: Msc. Ing. Marco A. Montesinos Montesinos

La Paz – Bolivia
2022



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

El presente trabajo, que representa la culminación de una etapa de mis estudios, lo dedico a Dios por haberme permitido completarlo satisfactoriamente; a mis queridos padres: Eusebio Hernán Quenta Tola y Juana Nancy Márquez Apaza, cuyo esfuerzo, sacrificio y confianza que me brindaron en todo momento; y finalmente a mis queridos hermanos Gustavo y Carolina por el apoyo constante durante toda mi vida universitaria.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la vida, su protección, su bendición y por guiar mi camino. A la Universidad Mayor de San Andrés, la facultad de ingeniería y la carrera de ingeniería Petrolera, casa de estudios que me guiaron y formaron profesionalmente. Agradezco infinitamente a mis padres por concederme la oportunidad de culminar mi carrera profesional, por el apoyo incondicional durante todo el periodo de mi formación académica. A mis hermanos: Gustavo y Carolina, por el apoyo y el aliento durante mi vida universitaria. A mis amigos que me acompañaron en todos estos años y cuya amistad atesoro.

Finalmente quiero agradecer a mi tutor y docente M. Sc. Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos, persona a quien admiro y respeto, por su valiosa orientación, revisión y asesoramiento en la realización del presente trabajo.

INDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
INDICE DE CONTENIDO	IV
INDICE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	X
RESUMEN EJECUTIVO.....	XI
1) CAPITULO: GENERALIDADES	1
1.1) INTRODUCCION	1
1.2) ANTECEDENTES	3
1.3) PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3.1) Identificación del problema	4
1.3.2) Formulación del problema	5
1.4) OBJETIVOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACION.....	6
1.4.1) Objetivo general.	6
1.4.2) Objetivos específicos y acciones de la investigación.	6
1.5) JUSTIFICACION DEL PROYECTO	7
1.5.1) Justificación técnica.....	7
1.5.2) Justificación económica.....	7
1.5.3) Justificación social.....	8
1.5.4) Justificación ambiental.	8
1.6) ALCANCE	9
1.6.1) Alcance temático.	9
1.6.2) Alcance geográfico.....	10
1.7) METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	10
2) MARCO TEÓRICO.....	12
2.1) GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS ENERGETICOS	12

2.2) MATRIZ ENERGÉTICA.....	16
2.2.1) Diferencias entre matriz energética y matriz eléctrica	18
2.2.2) Matriz energética mundial	19
2.3) SITUACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.....	20
2.3.1) Producción de energía primaria.....	20
2.3.2) Transformación de la Energía.	27
2.3.3) Producción de Energía Secundaria	32
2.3.4) Consumo de energía	34
2.4) METAS ENERGÉTICAS PROPUESTAS POR EL GOBIERNO BOLIVIANO.	38
2.5) INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ENERGÉTICO BOLIVIANO.....	42
2.6) SITUACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	46
2.6.1) El potencial energético renovable.....	49
2.7) MECANISMO DE FINANCIAMIENTO ACTUAL PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES	52
2.7.1) Fondos de inversión para las energías alternativas en el sector boliviano	53
2.7.2) Crecimiento del fondo de energías alternativas (FOEA)	55
2.7.3) El futuro de las energías alternativas	56
2.8) DESAFÍOS ACTUALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL	59
2.9) LA INFLACION BOLIVIANA Y SU RELACION CON LA MATRIZ ENERGETICA.....	63
2.10) SUBSIDIO DE LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA Y SU RELACION CON LA MATRIZ ENERGETICA.....	65
2.11) INDICADORES ENERGÉTICOS	66
2.11.1) Intensidad energética	66
2.11.2) Intensidad de la energía primaria	67
2.11.3) Intensidad de la energía final.	68
2.11.4) Índice de renovabilidad.....	69
2.11.5) Índice de dependencia externa de la energía.....	69
2.11.6) Índice de autarquía hidrocarburífero.....	70
2.11.7) Índice de consumo residencial de biomasa	70

2.11.8) Participación de la hidroenergía en la oferta primaria renovable.....	70
2.11.9) Participación de la dendroenergía en la oferta total renovable.....	70
2.12) MODELO DE COSTO NIVELADO	71
2.12.1) Costo nivelado de energía.....	71
2.13) COMPONENTES	76
2.13.1) Capital de inversión	76
2.13.2) Costos Fijos (\$/kW)	77
2.13.3) Costos Variables (\$/kW).....	77
3) MARCO PRACTICO PROYECCIONES DE ESCENARIO ENERGÉTICOS PARA BOLIVIA.....	79
3.1) APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	79
3.2) CALCULO DE COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL	79
3.3) CALCULO DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE).....	85
3.3.1) Suposiciones de calculo	85
3.3.2) Ejemplo de cálculo.	86
3.4) CASO DE ESTUDIO.	90
3.4.1) Central Hidroeléctrica.	90
3.4.2) Centrales Térmicas.	91
3.4.3) Centrales fotovoltaicas	93
3.4.4) Centrales Eólicas.....	94
3.4.5) Comparativa de datos obtenidos.....	95
4) CONCLUSIONES.....	97
5) RECOMENDACIONES	100
6) ANEXOS.....	101
6.1) ANEXO 1.....	101
6.2) ANEXO 2.....	102

6.3) ANEXO 3.....	109
6.4) ANEXO 4.....	115
6.5) ANEXO 5.....	116
7) REFERENCIAS.....	117

INDICE FIGURAS

Figura 1. Comparación de la matriz energética mundial y su evolución más reciente.	20
Figura 2. Producción consolidada de Energía Primaria, 2006 – 2020 (Expresado en Kbeb).....	21
Figura 3. Participación porcentual en la Oferta de Energía Primaria por tipo de Energético, 2006 – 2020.....	23
Figura 4. Participación porcentual en la Producción de Energía Primaria por energético, 2020	24
Figura 5. Estructura porcentual del destino o uso de Energía Primaria, 2006-2020.	25
Figura 6. Evolución de la exportación de Gas Natural y Petróleo/Condensado y Gasolina Natural, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	26
Figura 7. Exportación de Gas Natural por país destino, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	27
Figura 8. Carga total de los centros de transformación, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	28
Figura 9. Estructura porcentual de la carga total de los centros de transformación, 2006-2020.....	29
Figura 10. Producción de energía secundaria por tipo de centro de transformación, 2006-2020 (expresado en Kbeb).....	30
Figura 11. Consumo de energía en centrales eléctricas/auto productores por tipo de energético, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	31
Figura 12. Producción total de energía secundaria por tipo de energético, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	33
Figura 13. Estructura porcentual de la producción de energía secundaria, 2006-2020.	34
Figura 14. Consumo energético final por sector económico 2006-2020 (expresado en Kbeb).....	35
Figura 15. Oferta total de energía primaria y consumo final energético, 2006-2020 (expresado en Kbeb)	36
Figura 16. Diagnóstico de la Matriz Energética: gestión 2020.	37
Figura 17. Estructura porcentual de la producción de energía primaria según tipo de energético, 2020.....	37
Figura 18. Institucionalidad del sector energético boliviano a 2022.	45
Figura 19. Bolivia: Evolución de la potencia instalada, 1997 – 2017.....	47

Figura 20. Capacidad de generación eléctrica instalada, 1997 – 2017.....	48
Figura 21. Consumo de electricidad por categoría, 2010 – 2018.....	49
Figura 22. Consumo de electricidad por categoría, 2010 – 2018.....	56
Figura 23. Evolución de la generación con energía renovables intermitentes (en MWh).....	57
Figura 24. Cambio de la matriz energética propuesta por el gobierno de Evo Morales.	60
Figura 25. Distribución de cálculo del LCOE para la planta de generación de ejemplo.	89
Figura 26. LCOE promedio para centrales hidroeléctricas.....	91
Figura 27. LCOE promedio para centrales termoeléctricas.....	92
Figura 28. LCOE promedio para centrales termoeléctricas de alta capacidad.....	93
Figura 29. LCOE promedio para centrales fotovoltaicas.	94
Figura 30. LCOE promedio para centrales eolicas.....	95
Figura 31. Rangos de LCOE por tipo de tecnología y capacidad.....	96

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Metodología de la investigación.	11
Tabla 2. Precios de generación para las plantas renovables intermitentes.....	53
Tabla 3. Factores que se aplican para cubrir el FOEA por categoría y por empresa de distribución.	55
Tabla 4. Consumo de gas natural en plantas termoeléctricas de Bolivia para la gestión 2021.	81
Tabla 5. Valores de Costo de Oportunidad de venta de gas natural a las termoeléctricas para gestiones 2020-2025.....	83
Tabla 6. Estimaciones de costo de oportunidad de las 3 termoeléctricas y su impacto en el subsidio total a los hidrocarburos 2020-2025.....	84
Tabla 7. Datos de cálculo para planta generadora.....	87
Tabla 8. Parámetros promedio de generación para la planta hidroeléctrica.	88

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo de proyecto de grado se evalúan alternativas de diversificación de la matriz energética de Bolivia, esto con el fin de aliviar el consumo de gas natural a las termoeléctricas y destinar los volúmenes a la exportación con precios de venta muy superiores a los manejados en el mercado interno, además de reducir la emisión de gases de efecto invernadero como parte del compromiso de los tratados de París con el medio ambiente.

Para la evaluación y selección de las mejores alternativas de migración energética se calcula el Costo Nivelado de Energía o LCOE (por sus siglas en inglés), ya que es un indicador de proyectos energéticos versátil que toma en cuenta, el capital inicial, costos variables, fijos, y tasas de descuento en toda la vida útil del proyecto.

Se presenta una metodología de cálculo del costo de oportunidad de venta de gas al mercado interno para la generación de electricidad en las termoeléctricas, esto con el fin de evaluar y cuantificar el impacto económico que el gobierno boliviano incurre cada año en la subvención de los hidrocarburos, además se realizan proyecciones de estos hasta la gestión 2025 y se comparan las mismas con los montos de subvención total a los hidrocarburos y se los presenta en porcentaje.

Palabras clave: LCOE, Costo nivelado de energía, Matriz Energética Bolivia

1) CAPITULO: GENERALIDADES

1.1) INTRODUCCION

La energía es lo que hace funcionar el universo, es un componente central de la vida tanto de los ciclos naturales y las sociedades antiguas y modernas, permitiendo, por tanto, el funcionamiento de los ecosistemas y los sistemas sociales. El funcionamiento se realiza de acuerdo con las leyes inmutables, leyes termodinámicas, no económicas, aspectos que determinan las restricciones ecológicas, límites físicos, que delimitan los procesos económicos de producción y consumo. La termodinámica nos evidencia que es imposible producir un trabajo sin generar residuos equivalentes en forma de materia y energía degradada, es decir sin residuos y contaminación, ya que la energía y los materiales no se pueden crear ni destruir, se transforman, pero en el proceso de transformación se genera una pérdida de materia y energía (Ley de la entropía), en procesos humanos y naturales, la entropía indica la degradación de la energía, o bien, su paso de energía útil a no útil. Por tanto, esta ley termodinámica indica que el aprovechamiento de las cualidades de los recursos naturales tiene límites. Estas son leyes que no se han tomado en cuenta para definir las formas de manejo y gestión de los recursos, en particular de los recursos energéticos.

Varios autores nos hablan de la necesidad de mantener equilibrios entre necesidades y recursos, así como la importancia de la proximidad de los recursos, que se constituyen en factores centrales de la “sostenibilidad”, aspectos claves en el análisis de la seguridad y soberanía energética; que nos conducen además a la necesidad de reflexionar en torno a que el verdadero objetivo del proceso económico

no debe ser un flujo físico de materia y energía, que se traduzca en beneficios monetarios, sino el mantenimiento y “disfrute de la vida”.

En base a estas consideraciones preliminares, la relación ser humano-madre tierra y energía se constituye en un reto fundamental, que cobra mayor relevancia en el marco de la crisis energética y global, que enfrenta la humanidad, en especial en cuanto al agotamiento de los recursos fósiles. Es necesario un abordaje y lógicas distintas, ya que seguir con las mismas actitudes pone en riesgo la seguridad e independencia energética. Si vinculamos esta independencia con la sostenibilidad energética, podemos darnos cuenta de que esta vulnerabilidad y riesgo se profundiza por la dependencia y explotación irracional de los recursos agotables, en este caso recursos fósiles.

Además de los aspectos mencionados, esta crisis desnuda contenidos mucho más profundos, como la existencia de contradicciones esenciales, debido al desconocimiento o más bien la irracionalidad de entender que la naturaleza y la energía cumplen funciones fundamentales para la humanidad y el ecosistema, y que tiene connotaciones también políticas y sociales. La reducimos y convertimos en mercancía cuya finalidad no es la satisfacción de las necesidades naturales y sociales, sino el simple lucro, la obtención de beneficios que se concentran en estados o corporaciones transnacionales que no consideran las leyes naturales y principios sociales, condenando a la existencia de injusticias energéticas, inseguridad y falta de soberanía y autarquía energética de los pueblos.

En el caso de Bolivia, las lógicas no son distintas, la historia nos muestra que el país y la producción de energía se ha convertido en un eslabón en la cadena energética mundial, o más bien regional, que responde totalmente a las dinámicas del mercado externo, basada en una sobre-explotación irracional e insustentable de recursos. Estos escenarios nos plantean interrogantes, como por ejemplo: ¿Cuál es la realidad en términos de la matriz energética nacional, seguridad, independencia, autarquía y soberanía energética en Bolivia?, ¿Cuál es la política energética nacional, en qué medida apunta a lograr la soberanía energética real, ¿Es necesario que el país hipoteque sus condiciones energéticas, naturales y sociales?, ¿Estamos conscientes que estamos poniendo en riesgo la posibilidad de garantizar condiciones efectivas para el mantenimiento de la vida, con justicia y sustentabilidad energética, componentes centrales para alcanzar el Vivir Bien? y en este panorama de explotación y mercantilización ¿Será posible hablar y soñar en procesos transicionales, o estaremos condenados a la dependencia y la ausencia/pérdida de soberanía?

1.2) ANTECEDENTES

Bolivia a través del ministerio de Hidrocarburos y Energías tienen objetivos a corto y largo plazo en materia de soberanía energética en el país que son presentados en “Planes Estratégicos Institucionales” que están orientados en las Agendas Patrióticas del gobierno actual de Luis Arce Catacora de los cuales se rescatan los siguientes lineamientos.

El Sector Energético aporta a la “Construcción de la Agenda Patriótica 2025” en el marco del nuevo patrón de desarrollo para Vivir Bien, sentando Seguridad y Soberanía sobre su territorio y sobre sus recursos naturales energéticos, entre los cuales se encuentran los recursos de generación eléctrica, evaporíticos y nuclear, para alcanzar la industrialización de los mismos, aumentando el valor agregado a sus exportaciones con el apoyo del Estado promotor y protagonista del desarrollo; fortaleciendo al sector energético con eficiencia e impulsando los principios de integración a fin de constituir a Bolivia en el “Centro Energético Regional”. (Agenda Patriótica 2025, 2017)

1.3) PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1) Identificación del problema

La matriz energética boliviana tiene como principal actor a las energías fósiles en las energías primarias y como principal fuente de generación de energías secundarias, durante los últimos años. El gobierno boliviano en numerosas ocasiones de manera verbal y escrita ha demostrado su compromiso por diversificar la matriz eléctrica nacional lo que ayudaría a la transición de la matriz energética.

En los últimos años Bolivia ha tenido problemas para satisfacer los volúmenes de exportación y cumplimiento de contratos con sus dos principales mercados, Brasil y Argentina. Es entonces que nuevos planes que incluyen, reactivación de los campos gasíferos, exploración en zonas no tradicionales y aumento de la eficiencia en las

termoeléctricas han sido muy importantes para elevar los volúmenes de producción de gas en los campos y bajar los requerimientos de gas en los mercados internos.

Actualmente la generación de electricidad por medio de energías fósiles, principalmente gas, ha permanecido inmutable a lo largo de las gestiones, sin embargo con las nuevas tecnologías disponibles, la baja de precios de las energías renovables como la solar, la eólica, geotérmica y avances en la eficiencia de las hidroeléctricas, hacen posible considerar reemplazar los requerimientos de insumos fósiles en la matriz eléctrica por energías renovables, lo cual no solamente traería beneficios a las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también liberaría volúmenes importantes que podrían ir a la exportación generando nuevas divisas en los ingresos nacionales.

1.3.2) Formulación del problema.

Para reemplazar el consumo de materia prima fósil, los proyectos de energías renovables deben seleccionarse con indicadores de proyectos energéticos. Seleccionar los indicadores energéticos y calcularlos para cada proyecto es de vital importancia para seleccionar el mejor reemplazo a las termoeléctricas. Sin embargo, como podríamos elegir el mejor indicador para tal propósito, que consideraciones se deben tomar para cada proyecto y que beneficio tendría en el consumo de gas nacional.

1.4) OBJETIVOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACION.

1.4.1) Objetivo general.

Evaluar los proyectos con energías alternativas que pueden aliviar el consumo de gas natural en las plantas termoeléctricas de Bolivia para disminuir el consumo de gas natural en el mercado interno, promover la transición energética en el país y reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

1.4.2) Objetivos específicos y acciones de la investigación.

Con el fin de brindar un escenario realista se proponen las siguientes acciones en el plan de trabajo:

- Comprender los fundamentos de las energías renovables y la transición energética.
- Analizar la matriz energética de Bolivia con los balances energéticos actuales.
- Definir los indicadores energéticos para la comparación de proyectos de energía en Bolivia.
- Calcular el indicador energético y seleccionar el tipo de proyecto con más beneficio y costo para el contexto nacional.
- Realizar la evaluación técnica económica de los proyectos.

1.5) JUSTIFICACION DEL PROYECTO

1.5.1) Justificación técnica.

La justificación del proyecto contempla la verificación técnica del cumplimiento de los objetivos específicos previstos en el proyecto, como ser el cálculo de los indicadores energéticos para los proyectos de energía renovable, así como la cantidad de gas utilizado en las termoeléctricas que puedan ser comercializados en el mercado internacional.

1.5.2) Justificación económica.

La justificación económica del presente proyecto está relacionada directamente con el beneficio económico que se podría tener de utilizar energías alternativas con costo de insumos fósiles reducidos, así como el beneficio de oportunidad que el país tendría al vender gas natural de las termoeléctricas al mercado internacional. No solamente se ayudaría a incrementar los volúmenes de exportación, sino que también se podría comercializarse a un precio mayor al obtenido en el mercado interno.

Se pretende estimar la producción obtenida con el sistema actual y con el sistema propuesto. El cambio de tipo de energía no pretende ser subsidiada ya que la generación de energía no solamente debe abastecer a la demanda interna a un precio estable, además debe existir un excedente que cubra la exportación y demandas futuras en el país.

1.5.3) Justificación social.

La instalación de las nuevas fuentes de energías alternativas ayudará de gran manera a ambientes rurales siendo los principales actores los pobladores, comunidades y organizaciones indígenas que tomarán acción conjunta en su preservación y correcto funcionamiento. Esto además traerá nuevas oportunidades laborales a este sector aislado de la sociedad, si bien el equipo técnico debe ser cubierto por personal capacitado y con estudios existen muchas otras áreas que pueden ser empleadas por las comunidades locales, como por ejemplo el catering, limpieza, transporte, equipos de apoyo, etc.

La construcción de nuevos proyectos en áreas rurales generalmente contempla la construcción de caminos y centros de salud en las cercanías, el movimiento económico y la oferta de trabajos brinda desarrollo a las comunidades cercanas y las involucra con el proyecto.

1.5.4) Justificación ambiental.

Este punto es muy importante debido a que se pretende proponer nuevas formas de generación energética, pasar de generación eléctrica por combustibles fósiles a la generación de electricidad por vías renovables no siempre significa menos impacto al medio ambiente. Si bien podemos reducir la emisión de gases contaminantes debido a la combustión, podemos incrementar los impactos ambientales en suelos y agua debido a la construcción y operación de hidroeléctricas.

La justificación ambiental debe estar presente en todo momento en el análisis de cambio energético de la presente propuesta y es por eso por lo que haremos menciones a las leyes 1333 del medio ambiente y sus reglamentos en materia de contaminación anexos. Los reglamentos que son pertinentes para esta investigación son los que tienen que ver con los límites permisibles, estos son:

- Reglamento en materia de contaminación atmosférica.
- Reglamento en materia de contaminación hídrica.
- Reglamento de gestión de residuos sólidos.

1.6) ALCANCE

El alcance del presente proyecto marca los límites y la aplicabilidad de la investigación siendo estos consultados y citados varias veces en el proyecto con el fin de tener un trabajo enfocado en sus objetivos específicos y general.

1.6.1) Alcance temático.

Para los diferentes objetivos específicos y de manera implícita para el objetivo general se tiene los siguientes alcances temáticos: principios de las energías renovables, análisis del gas natural, comercialización del gas natural, análisis de indicadores y proyecciones energéticas y preparación y evaluación de proyectos.

1.6.2) Alcance geográfico.

El alcance de este presente trabajo está limitado a las energías renovables y gas natural producido en Bolivia. Además de la matriz energética y proyectos en ejecución o en operación.

1.7) METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología de investigación es el conjunto de decisiones coherentes, generales y abstractas que el investigador toma sobre cómo obtener determinados tipos de datos de la realidad que estudia, pero los cuales quedarán objetivamente reflejados en los modos en que se acercará a la realidad y obtendrá datos de esta, con la utilización de métodos, técnicas y herramientas. Los métodos de investigación son las estrategias, procesos o técnicas utilizadas en la recolección de datos o de evidencias para el análisis, con el fin de descubrir información nueva o crear un mejor entendimiento sobre algún tema. (Cepeda, 2017)

Tabla 1. Metodología de la investigación.

Objetivo específico	Método	Herramientas	Resultados de la Investigación
Comprender los fundamentos de las energías renovables y la transición energética boliviana.	Método cualitativo	Libros de ingeniería, páginas de internet, videos y publicaciones.	Intensidad energética Consumo de gas
Analizar la matriz energética de Bolivia con los balances energéticos actuales.	Método mixto	Balances energéticos actuales, planes estratégicos y reportes gubernamentales	Reconocer el estado actual de la matriz energética boliviana
Definir los indicadores energéticos para la comparación de proyectos de energía en Bolivia.	Método mixto	Balances energéticos actuales, libros de ingeniería y economía, videos y publicaciones	Elegir los indicadores energéticos apropiados.
Calcular los indicadores y seleccionar el proyecto con más beneficio y costo para el contexto nacional.	Método cuantitativo	Libros de ingeniería y economía, tablas comparativas.	Cálculo de los indicadores energéticos para los proyectos de energías alternativas.
Realizar la evaluación técnica económica de las propuestas.	Método Mixto	Libros de ingeniería, economía y tablas comparativas de indicadores energéticos	Comparar y elegir el proyecto con mejores indicadores energéticos a reemplazar a las termoeléctricas.

2) MARCO TEÓRICO

2.1) GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS ENERGETICOS

La energía es el alimento de la economía y el motor del desarrollo. La metáfora calza bien por diferentes aspectos. A la variedad de alimentos corresponde la variedad de fuentes energéticas; la abundancia de ambas tiene que ver con el precio; la calidad de los alimentos puede llevar a una vida sana o, en su defecto a enfermarse, engordar y tener que ponerse a dieta, exactamente lo que le está pasando hoy en día a nuestro planeta debido a un excesivo uso de energías “sucias”. Los alimentos, al ser utilizados, producen basura y desechos que necesitan ser tratados y cuyo manejo tiene un coste; lo propio pasa con la energía que, dependiendo del tipo de fuente, contamina en diferente medida al planeta.

Una clasificación inicial de la energía (y la misma se aplica a los alimentos) es entre fuentes primarias y secundarias. Las primarias se utilizan como se encuentran en la naturaleza: el gas, el viento, el sol, la leña y el carbón, entre otras. Las secundarias son producto de una transformación de energías primarias: electricidad, gasolina y diesel oil, entre otras. Las primarias son producto de la suerte de un país: Bolivia tiene importantes reservas de gas en su territorio; pero las secundarias dependen de la tecnología y de las inversiones: Chile nos vendió diésel, sin tener reservas de petróleo. En ese sentido, Bolivia tiene una oferta de gas para su mercado interno superior a la demanda y por eso exporta gas, pero tiene una demanda de diésel superior a la oferta y por eso importa ese combustible. La oferta y la demanda constituyen el balance energético de un país y determinan cuando un país es productor y cuando consumidor.

Las energías suelen diferenciarse también entre renovables y no-renovables. En principio, todas las fuentes son no-renovables, porque el Universo no lo es. La diferencia radica en la escala de tiempos. El petróleo, el carbón, el uranio están destinados a agotarse en algunos siglos, mientras el sol tiene miles de millones de años de vida para seguir regalándonos su energía. Las renovables, como la energía solar, la eólica y la hídrica, son también cíclicas, porque siguen los ciclos de la naturaleza. Además, no explotan intensivamente recursos naturales ni les quitan nada a las generaciones futuras.

Existen otras clasificaciones que no tienen alcance general, como la diferencia entre fuentes tradicionales y no tradicionales (o alternativas), la misma que depende de la historia de un país: la energía nuclear en Bolivia es primaria, no renovable y no tradicional, pero para la Argentina, que produce esa energía primaria no renovable desde más de 50 años, es tradicional.

Las fuentes fósiles (leña, carbón, hidrocarburos) son las que más contribuyen directamente al calentamiento global, debido a la producción de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero cuando son quemadas.

Lo más característico de las diferentes formas de energía es que pueden transformarse entre sí: del calor se obtiene movimiento y del movimiento calor. La energía se transforma, conservándose, aunque al transformarse se “deteriora” de modo que, en cada transformación, la cantidad de energía “útil” va disminuyendo, esto por un principio de la termodinámica.

A continuación, examinamos algunos conceptos importantes relacionados con la energía que a veces son utilizados como sinónimos, pero su significado es diferente:

1. Soberanía: es la capacidad que tiene un país de no depender de fuentes energéticas externas. No se conoce un país que sea soberano en cuanto a energías primaria y secundaria.
2. Seguridad: es la posibilidad que tiene un país de asegurar el suministro de las fuentes de energía que su economía demanda, produciéndolas o importándolas. Todos los países buscan tener seguridad energética, aunque el costo sea elevado para los que no poseen recursos propios. La escasez de una fuente de energía no es seguridad energética.
3. Eficiencia: se refiere al uso cabal de la energía, limitando los inevitables desperdicios en el transporte y en el uso. Una bombilla caliente de antaño es menos eficiente que los modernos focos leds para la iluminación. A mayor eficiencia, menor es el consumo de energía.
4. Intensidad energética: es el costo de producción de una unidad de energía. Hay países que gastan cada vez menos para ese fin y otros que no logran bajar esa variable. Si bien está relacionada con la eficiencia (a mayor eficiencia, menor intensidad) también depende del tipo de energía que se usa para un fin: por ejemplo, llevar gas a una ciudad mediante cisternas criogénicas de LNG (como hace YPFB actualmente) tiene un costo superior que el gas natural por gasoducto o el GLP por garrafas. Así la intensidad aumenta.

5. **Accesibilidad:** es la posibilidad que tienen los ciudadanos de obtener el suministro de la fuente energética que requieren, sea electricidad o combustible. El nivel de accesibilidad depende de la infraestructura de transporte (gasoductos u oleoductos, líneas de transmisión, etc.), la cual a su vez es condicionada por la geografía del país.
6. **Equidad:** tiene que ver con tarifas y políticas de precios internos. Se busca la igualdad entre ciudadanos para pagar lo mismo, o razonablemente lo mismo (o sea en proporción a sus ingresos), para el mismo servicio energético. Eso se logra, en general, con subsidios (directos, indirectos o cruzados) para evitar que los sectores más pobres paguen lo mismo o más que los sectores más pudientes. Por ejemplo, un habitante del departamento de Pando debería tener acceso a un combustible barato (GLP) a precios similares a los que paga un ciudadano de Santa Cruz. Asimismo, una familia de escasos recursos debería destinar al pago de la energía el mismo porcentaje de sus ingresos que una familia de mayores ingresos.
7. **Matriz energética:** se define como el menú de las energías que consume un país. Cuanto más variada es la matriz mejor seguridad energética tiene ese país. Un país que depende de una sola fuente o en cuya matriz prevalece una fuente, corre serios riesgos, como le sucedió a la Argentina al comienzo del presente siglo por su dependencia del gas natural, una vez que sus reservas fueron agotándose o un claro ejemplo es Venezuela quien puso toda su economía en la venta de sus grandes reservas de petróleo y la cual fluctúa con el mercado.

8. Nicho: es el sector peculiar de consumo de una fuente de energía. Es obvio que el nicho de la electricidad es principalmente la iluminación y los motores estáticos. Asimismo, el combustible ideal de un submarino, debido a su autonomía, es el nuclear y las sondas espaciales son un nicho natural de la energía solar. Sin embargo, las fuentes compiten en algunos casos: hay coches a gasolina, a diésel, a gas natural, a GLP, a alcohol y, ahora, eléctricos.
9. Trilema energético: es el equilibrio entre tres componentes del consumo de energía, representado como si se tratara de los tres lados de un triángulo: técnico (seguridad del suministro), social (equidad en el uso) y ambiental (mitigación del impacto en el entorno). Los países deberían buscar una forma “equilátera” de ese triángulo en la formulación de su política energética. La performance de los países en este indicador se mide con un índice que integra los tres componentes.
10. Transición energética es el proceso gradual de sustitución de fuentes de energías no renovables (fósiles y nucleares) por energía renovables, privilegiando la eficiencia y la infraestructura de diferentes escalas, esto con el objetivo de diversificar el portafolio energético de un país y ayudar a la reducción de la huella de carbono en nuestro territorio.

2.2) MATRIZ ENERGÉTICA

No existen dudas que el desarrollo de un país está hoy estrechamente ligado a la energía con la que pueda contar para desarrollar sus actividades productivas, de

transporte y de construcción de infraestructuras, entre otras necesidades de la vida moderna.

Además, hay que tener presente que los lugares que carezcan de energía eléctrica estarán impedidos de utilizar modernas herramientas de comunicación tales como Internet y la telefonía celular.

Pero no sólo hay que considerar la disponibilidad energética presente, sino que, para pensar en un desarrollo sostenible, es necesario contar con un horizonte de abastecimiento confiable y que tenga en cuenta los incrementos en la demanda de energía que plantea una economía en crecimiento.

Las principales fuentes de energía con que cuenta hoy el mundo, petróleo, gas natural y carbón mineral, son de carácter no renovable; es decir que a medida que se van consumiendo disminuyen sus reservas sin posible reposición, salvo que se descubran nuevos yacimientos. Esto último si ocurre, aunque lo que se descubre es menos de lo que se consume y generalmente su explotación requiere tecnologías más complejas y costosas, ejemplo de lo cual es la extracción de petróleo en los mares.

Las fuentes de energía se denominan primarias cuando se extraen o capturan de la naturaleza, sea en forma directa, como en el caso de la energía hidráulica, eólica, solar, o después de un proceso de extracción o recolección, como el petróleo, el carbón mineral, la leña, etc; es decir que no han sido sometidas a ninguna modificación. Las secundarias son las que resultan de un proceso de transformación por medio de la aplicación de alguna tecnología, como sería el caso de la electricidad, gasolina, diésel, gas licuado, etc.

Con las energías primarias se construye la Matriz Energética de un país, estableciéndose las diferentes fuentes energéticas de las que se dispone y su incidencia relativa en el total de la oferta. Las matrices se recalculan anualmente y sirven para posibles comparaciones a lo largo de los años, como así también, con referencia a un momento determinado, con otros países de la región o a nivel mundial.

2.2.1) Diferencias entre matriz energética y matriz eléctrica

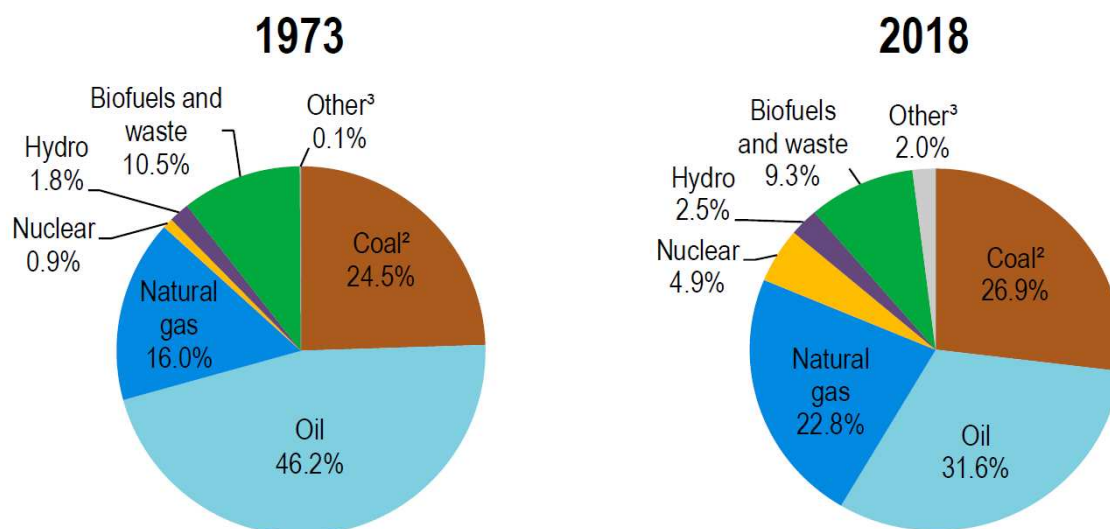
El uso indistinto de los términos de matriz energética y matriz eléctrica ha llevado a muchas confusiones, muchos piensan que cambiando totalmente la matriz “energética” boliviana se lograra la emisión cero de gases de efecto invernadero, para lograr aquello no solamente deberíamos cambiar todo el tipo de generación de electricidad por fuentes “renovables” sino que también deberíamos cambiar el modo en el que se transporta el país, es decir usar autos eléctricos y que la industria no utilice ni gas ni diésel para su maquinaria o automóviles.

La matriz energética está constituida por un conjunto de fuentes renovables o no renovables, encargadas de generar energía (electricidad y combustibles por mencionar algunos) para atender demandas como residencia, transporte, comercio, etc. Es decir, la matriz energética de un país va más allá de la generación de electricidad, también habla de los combustibles que se requieren para la industrialización, transporte y comercio. Por otro lado, la matriz eléctrica, que es parte de la matriz energética, se encarga de estudiar todas las fuentes renovables o no renovables para la generación de electricidad en un país o región.

2.2.2) Matriz energética mundial

Empecemos por examinar la matriz energética del mundo y sus tendencias. Como observamos en la Figura 1, en el consumo mundial predominan aún las energías fósiles, cuyas reservas permiten observar que ese dominio seguirá a lo largo del siglo XXI. Sin embargo, hay novedades interesantes: el creciente consumo de gas natural, reemplazando al carbón, especialmente en la generación termoeléctrica, y la presencia progresiva de las energías renovables, en respuesta al cambio climático y además el escenario postpandemia que todo el mundo enfrenta. Otro cambio importante, en el seno de las energías fósiles, es el desarrollo tecnológico de los yacimientos de gas y petróleo de esquisto cuya producción masiva, especialmente en los Estados Unidos, está teniendo un efecto regulador sobre los precios internacionales de la energía. Es un hecho gracias a las nuevas tecnologías de extracción masiva que desarrollo Estados Unidos logro que reservas fósiles de petróleo y gas que antes eran económicamente imposibles, hoy en día son rentables y generan un retorno a la inversión para los inversionistas de millones de dólares.

Figura 1. Comparación de la matriz energética mundial y su evolución más reciente.



Fuente: “World Energy Balance Outlook EIA”, Energy Information Administration, 2022.

2.3) SITUACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

Una descripción de la situación actual de la Matriz Energética Nacional, tomando como base el último Balance Energético Nacional 2006 – 2020 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2021) y la información proporcionada por el Sistema de Información Energética de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2021), se explica a continuación.

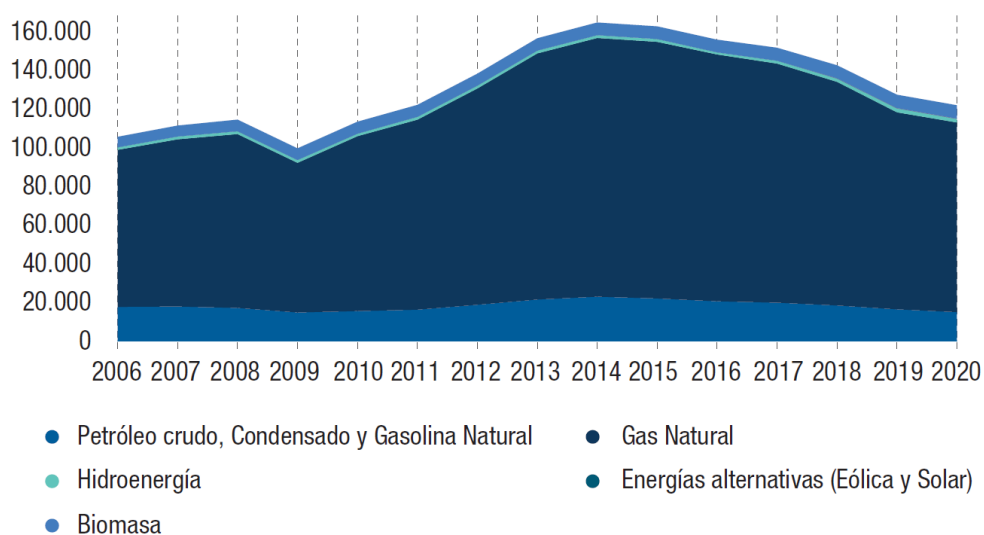
2.3.1) Producción de energía primaria

De acuerdo con el Balance Energético Nacional 2000 – 2020 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2022), el último publicado hasta fecha, pero cuyas

proporciones y tendencias no han cambiado, la producción boliviana de energía los últimos años ha ido en permanente ascenso hasta los eventos ocurridos en 2020 a causa de la pandemia mundial que disminuyó tanto la demanda como el suministro de energía primaria alrededor del globo y Bolivia no fue la excepción.

La diversificación en la producción energética es un elemento fundamental para el abastecimiento y seguridad energética, puesto que le permite al país mantener niveles de producción de tendencia creciente, sin presentar variaciones significativas entre periodos. En ese sentido, el Estado Plurinacional de Bolivia presentó, en el periodo 2006-2020, el espacio suficiente para asegurar el abastecimiento energético que le permite cubrir mercado interno y generar excedentes destinados a exportación y producción de derivados (Balance Energético de Bolivia, 2022).

Figura 2. Producción consolidada de Energía Primaria, 2006 – 2020 (Expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

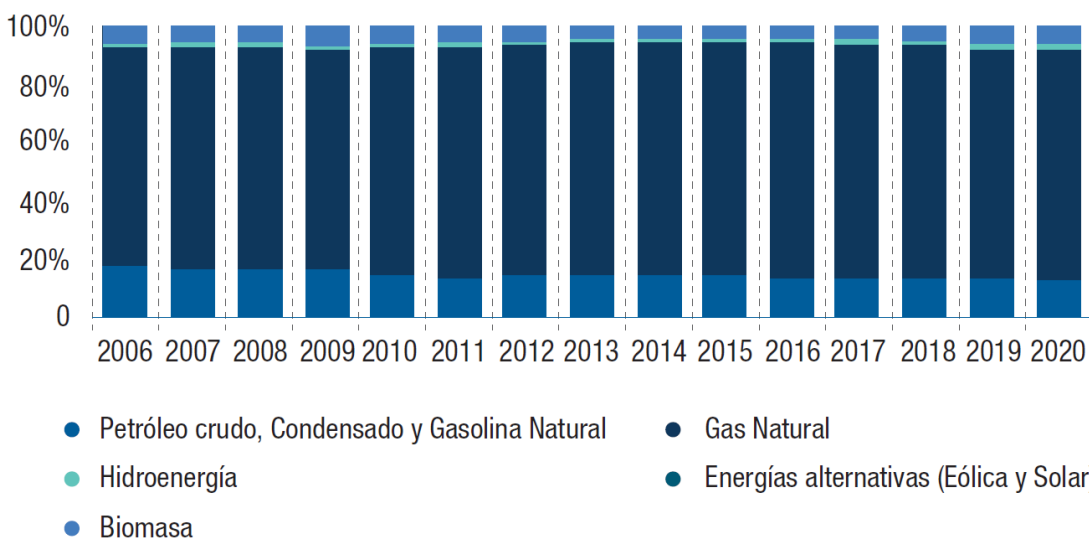
El valor máximo de producción se dio en el año 2014, para luego presentar una declinación en los años siguientes. Aunque en el año 2020 la producción de energía primaria es menor, comparado con el año 2014, el abastecimiento y la política energética del país continúa cumpliendo con los principios de soberanía, seguridad energética, universalización e integración energética. Por la pandemia de COVID-19, en la gestión 2020, se produjo una disminución de la oferta total de energía primaria del 4% respecto al 2019, este decremento se debe al menor uso de fuentes fósiles como petróleo y gas natural. (Balance energético nacional, 2022)

La producción de energía primaria estuvo mayormente dominada por la producción de gas natural que en el año 2020 represento el 80.22% de la producción total. En efecto, en el periodo 2006 – 2020 la producción de energía primaria en Bolivia, presento una tasa de crecimiento de 15.41% (de 105.833 a 122.144 Kbep), el cual explica por la actividad extractiva de Gas Natural, así como de Petróleo/Condensado y Gasolina Natural. Aunque la participación conjunta de Biomasa e Hidroenergía (Energías renovables) ha sido significativa, el crecimiento en el periodo 2006 – 2020 fue del 28,36% (6.856 Kbep a 8.800 Kbep). Para el año 2020, la producción de energías alternativas o fuentes renovables (energía Eólica y energía Solar) generaron una producción total de 195 Kbep.

En este sentido, la matriz energética primaria caracteriza las potencialidades o fortalezas de los sectores estratégicos generadores de excedentes y de esta forma es un referente informativo para guiar proyectos de desarrollo energético (de hidrocarburos y de electricidad) responsable con el medio ambiente, continuando y

mejorando el bienestar de la población a través del aprovisionamiento oportuno de energías (Gas Natural, GLP, Electricidad y otros derivados). Así mismo y dentro de la composición del Producto Interno Bruto, la industria hidrocarburofífera es relevante en la economía nacional ya que su impacto se refleja en los ingresos fiscales y balanza de pagos.

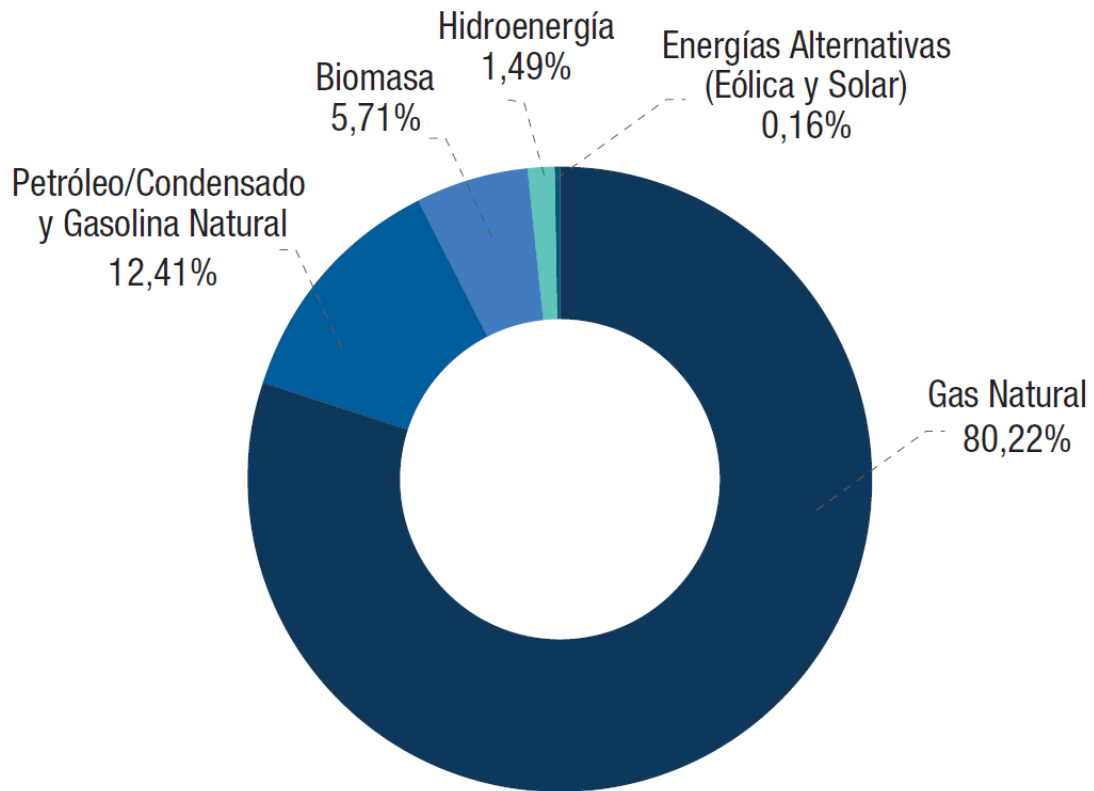
Figura 3. Participación porcentual en la Oferta de Energía Primaria por tipo de Energético, 2006 – 2020.



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

La producción primaria total, históricamente identifica que la participación porcentual de la producción de Gas Natural fue incremental en el periodo bajo consideración. En el caso de la Hidroenergía, existió un incremento en su participación de 0.23 puntos porcentuales, mientras que la Biomasa (Leña, productos de caña y otros) incremento su participación en 0.50 puntos porcentuales.

Figura 4. Participación porcentual en la Producción de Energía Primaria por energético, 2020

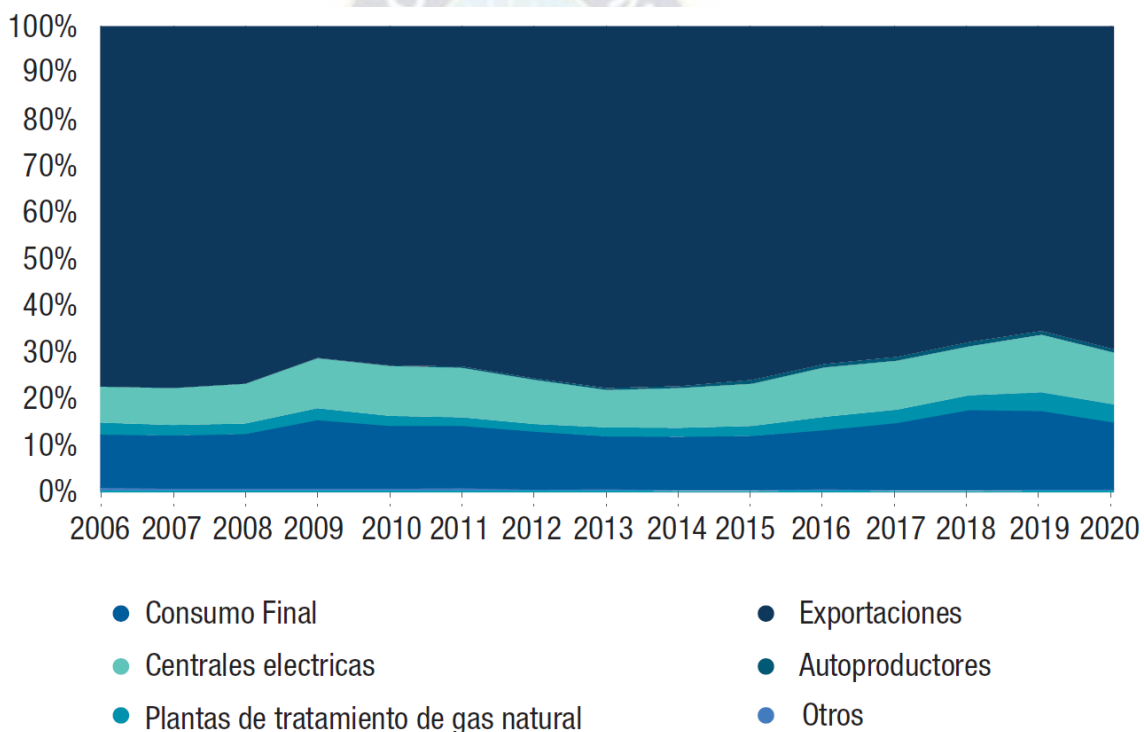


Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Desde el año 2014, Bolivia ha comenzado a diversificar su producción de energía primaria, con la incorporación de energías alternativas (eólica y solar), situación que le permite ampliar el aprovechamiento de recursos naturales (con bajo impacto en la atmosfera). En el año 2020 la participación de porcentual de energías alternativas alcanzo al 0,16%, Biomasa 5,71% e Hidroenergía a 1,49%.

La pandemia de COVID-19 desatada a inicios del año 2020, obligo al país a tomar medidas de emergencia sanitaria, lo que llevo a una paralización de los sistemas productivos, con el consecuente impacto sobre los ingresos nacionales. La paralización de las grandes economías del mundo repercutió a nivel nacional, por su calidad de país productor y exportador de gas natural.

Figura 5. Estructura porcentual del destino o uso de Energía Primaria, 2006-2020.



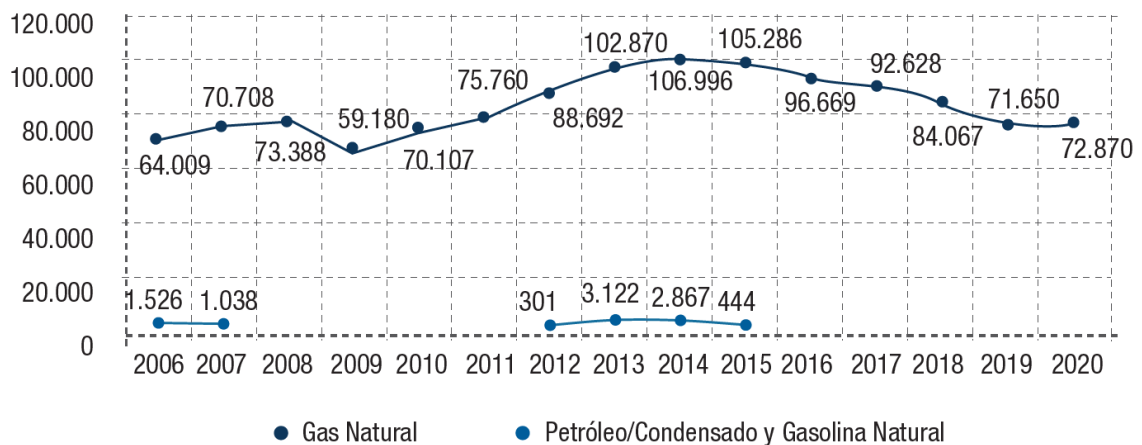
Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

La producción de energía primaria le permite a Bolivia tener suficiente holgura para determinar el uso intermedio o final del recurso energético. El promedio histórico

destinado a exportación del periodo 2006-2020 fue 73,72%. En el año 2020, el 14,23% se destinó al consumo final, el 11,86% a Centrales Eléctricas y Auto productores, 3,90% se destinó a Plantas de Tratamiento de Gas Natural y el restante de 0,39% se destinó a Otros usos. La actividad de la Planta Separadora de Líquidos Río Grande y la Planta de Gran Chaco permite garantizar el abastecimiento del mercado interno, con la posibilidad de exportar a otros países.

Sin embargo, es importante indicar que el efecto acumulado de la pandemia de COVID-19 sobre el sector energético, se refleja en la contracción de la oferta total de energía primaria de la gestión 2020.

Figura 6. Evolución de la exportación de Gas Natural y Petróleo/Condensado y Gasolina Natural, 2006-2020 (expresado en Kbp)

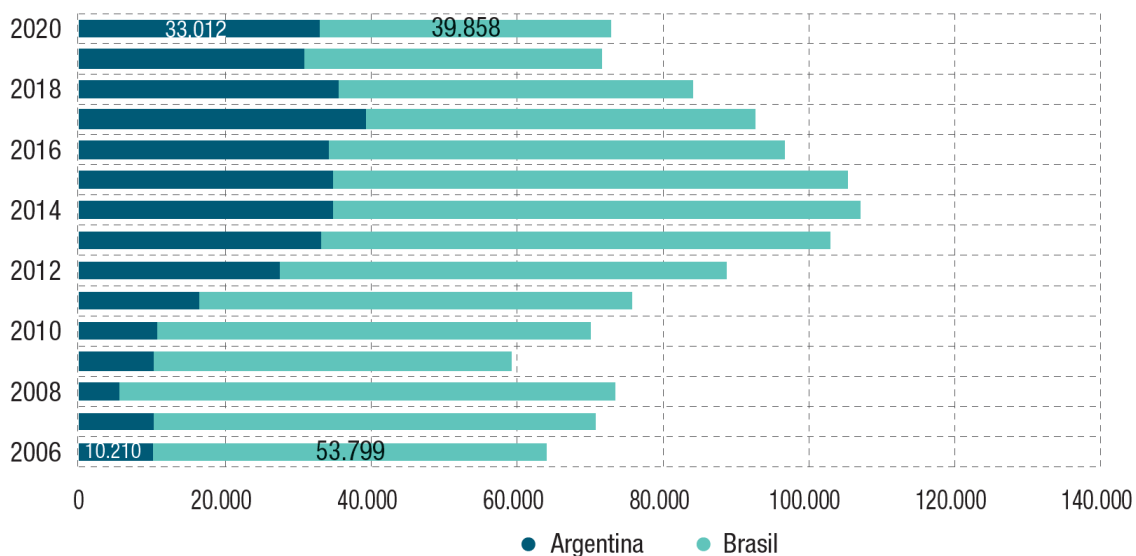


Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

El comercio exterior del sector es dinámico e importante para Bolivia, puesto que el saldo comercial ha presentado una tendencia positiva en el periodo 2006-2020. En

tal sentido se exporta el excedente de producción y se garantiza el consumo interno. En el año 2020, se exporó 72 mil 870 Kbp de Gas Natural.

Figura 7. Exportación de Gas Natural por país destino, 2006-2020 (expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

La exportación de gas natural a los mercados de Brasil y Argentina durante el año 2020 alcanzó a 39 mil 858 Kbp y 33 mil Kbp respectivamente.

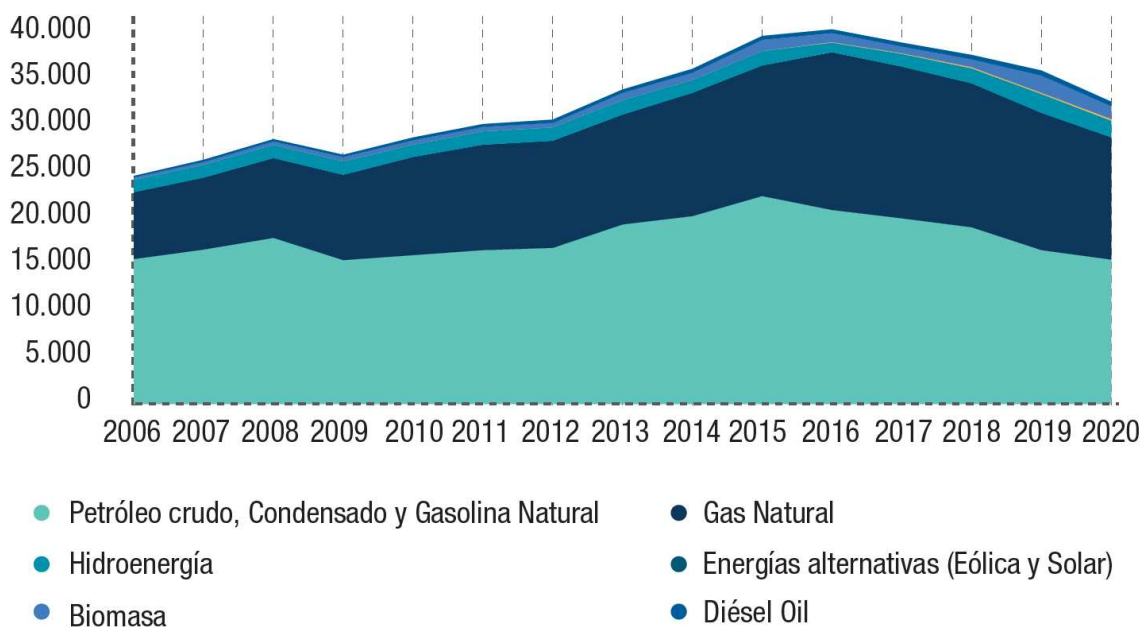
2.3.2) Transformación de la Energía.

Respecto al comportamiento temporal de la Carga de Energía Primaria a los centros de transformación, en el periodo 2006-2020 el petróleo/condensado y/o

gasolina natural vario de 15.594 a 15.589 Kbeq; la transformación de gas natural presento una variación de 7.215 a 13.100 Kbeq.

De la misma forma la carga de transformación de hidroenergía creció de 1.338 a 1.823 Kbeq, por su parte, biomasa presento variaciones entre 247 a 1.373 Kbeq y Diesel Oil de 192 a 467 Kbeq.

Figura 8. Carga total de los centros de transformación, 2006-2020 (expresado en Kbeq)



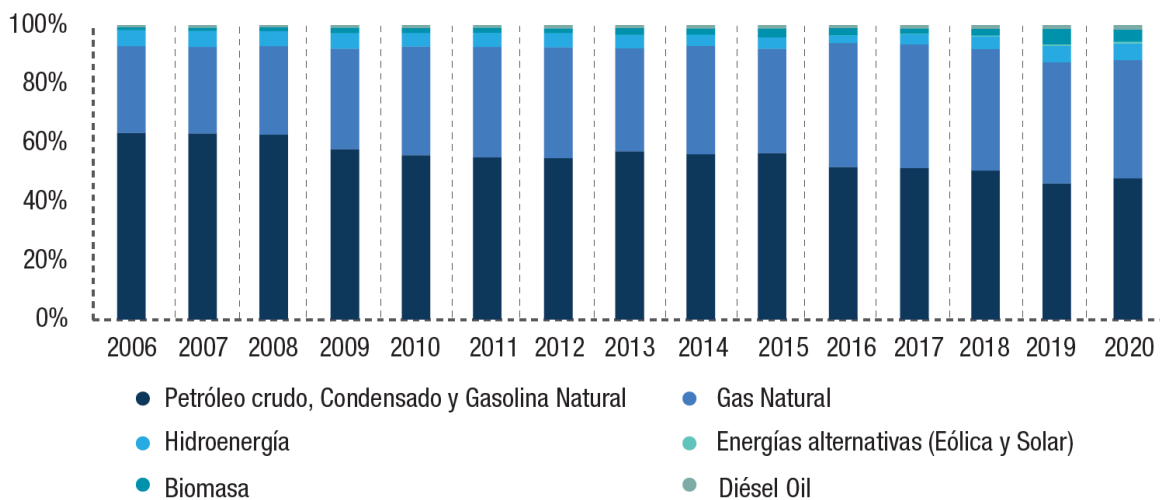
Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Respecto al año 2019, la carga total a los centros de transformación disminuyo en 9,32%, siendo el gas natural el de mayor variación respecto a los otros insumos.

Aunque su participación en la producción primaria empezó en el año 2014, la transformación de energía alternativa se incrementó en 37 veces más en el año 2020.

Durante la cuarentena la producción de las refinerías, plantas de tratamiento de gas y centrales eléctricas, comparada entre la gestión 2019 y la gestión 2020 permite advertir una reducción debido a la menor demanda de energías de los mercados interno y externo.

Figura 9. Estructura porcentual de la carga total de los centros de transformación, 2006-2020.

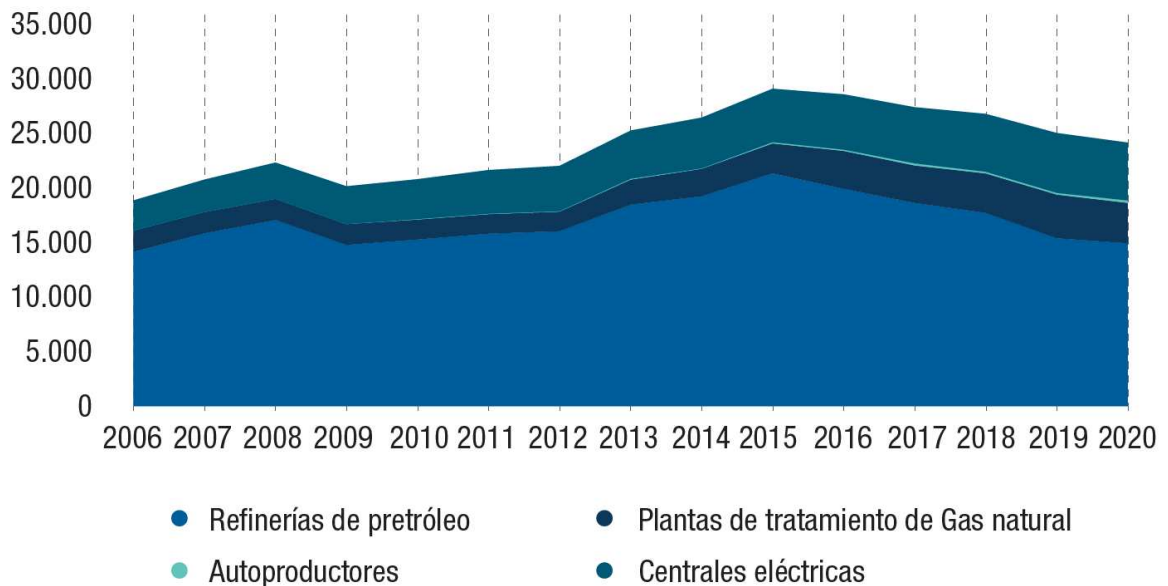


Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Durante el periodo 2006-2020 la participación individual por energético en la carga total, a los centros de transformación, no presento variaciones significativas. En relación con el año 2019, en la gestión 2020, la participación porcentual de gas natural, hidroenergía y biomasa disminuyo en 0,90, 0,01 y 1,00 puntos porcentuales respectivamente.

En el caso de la producción de energía por tipo de centro de transformación, el crecimiento identificado fue del 27,87% en el periodo 2006-2020. La transformación de productos de las refinerías, centrales eléctricas / auto productores, y plantas de tratamiento de gas, tuvieron crecimientos de 5,55%, 98,72% y 88,77% respectivamente, en el periodo 2006-2020.

Figura 10. Producción de energía secundaria por tipo de centro de transformación, 2006-2020 (expresado en Kbp)

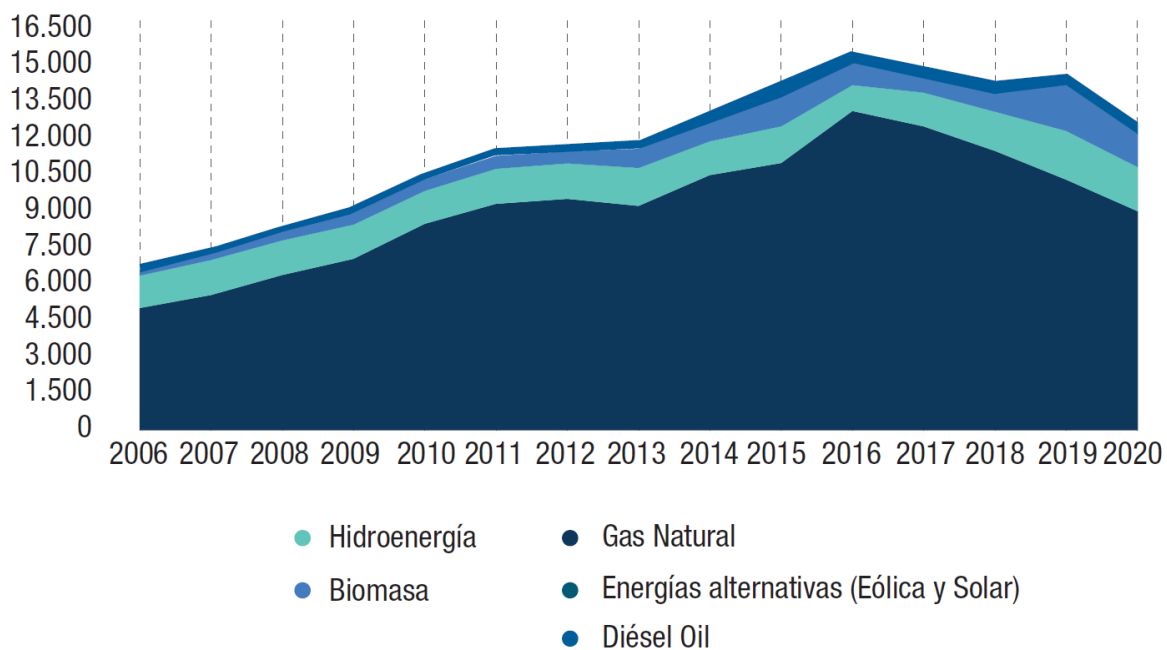


Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

En relación con el año 2019, en la gestión 2020 la producción en refinerías, centrales eléctricas/ auto productores, y plantas de tratamiento de gas, tuvieron

decrecimiento de 2,96%, 1,69% y 8,17% respectivamente, efecto de la cuarentena total que se dispuso en el país por el coronavirus.

Figura 11. Consumo de energía en centrales eléctricas/auto productores por tipo de energético, 2006-2020 (expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

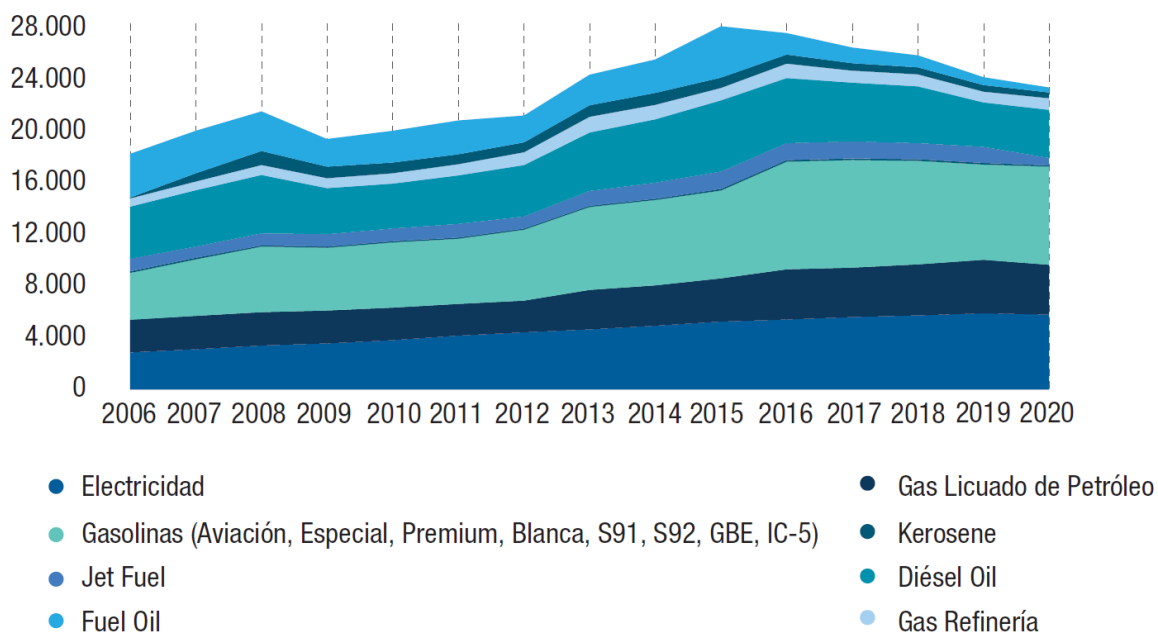
En la producción de energía secundaria las centrales eléctricas y/o auto productores son intensivos en el consumo de gas natural, lo cual es una relación directa con la generación de electricidad por termoeléctricas. En el periodo 2006-2020 la tasa de crecimiento en el consumo de gas natural fue de 79,16%.

En relación con el año 2019, en la gestión 2020, el consumo de gas natural, hidroenergía, biomasa y diésel oil, por parte de centrales eléctricas/auto productores presento decrecimientos de 12,67%, 9,48%, 26,67% y 4,72% respectivamente.

2.3.3) Producción de Energía Secundaria

La producción de energía secundaria de los centros de transformación fue creciente entre 2006-2020, siendo la tasa de crecimiento de 27,87% (de 19.695 Kbp a 25.185 Kbp) que es menor al crecimiento del consumo de energía secundaria que se incrementó en 70,23% en el mismo periodo. La producción de electricidad presento incrementos significativos en el periodo (siendo la tasa de crecimiento promedio igual a 5,42%), de esta forma se tiende a consolidar la provisión del servicio. Para el año 2020 la producción de diésel oil en refinerías alcanzo a 3.993 Kbp, lo cual tiene relación con la reducción en la capacidad de carga de crudo y en la capacidad de procesamiento (si la producción de petróleo se reduce, se restringe la producción de líquidos y derivados). El efecto acumulado de la pandemia de COVID-19 sobre el sector energético, se refleja en la contracción de la oferta total de energía secundaria de la gestión 2020.

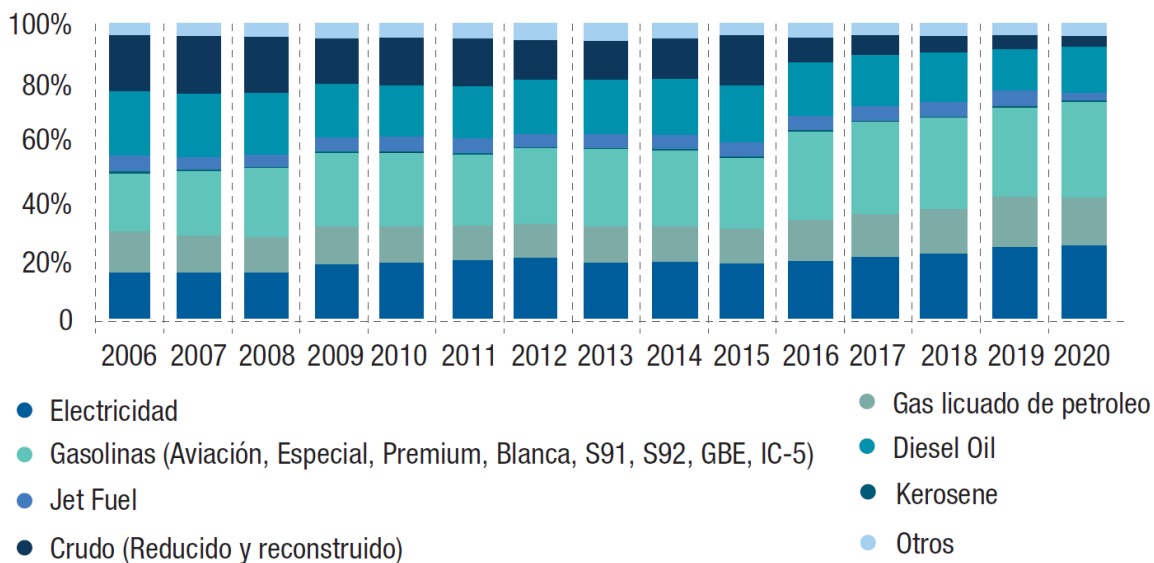
Figura 12. Producción total de energía secundaria por tipo de energético, 2006-2020 (expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Para el año 2020, la producción de energía secundaria se redujo en 3,52% en relación con la gestión 2019, lo cual se explica por la caída en la producción de electricidad, GLP, Kerosene, jet fuel y crudo (reducido y reconstituido)

Figura 13. Estructura porcentual de la producción de energía secundaria, 2006-2020.



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

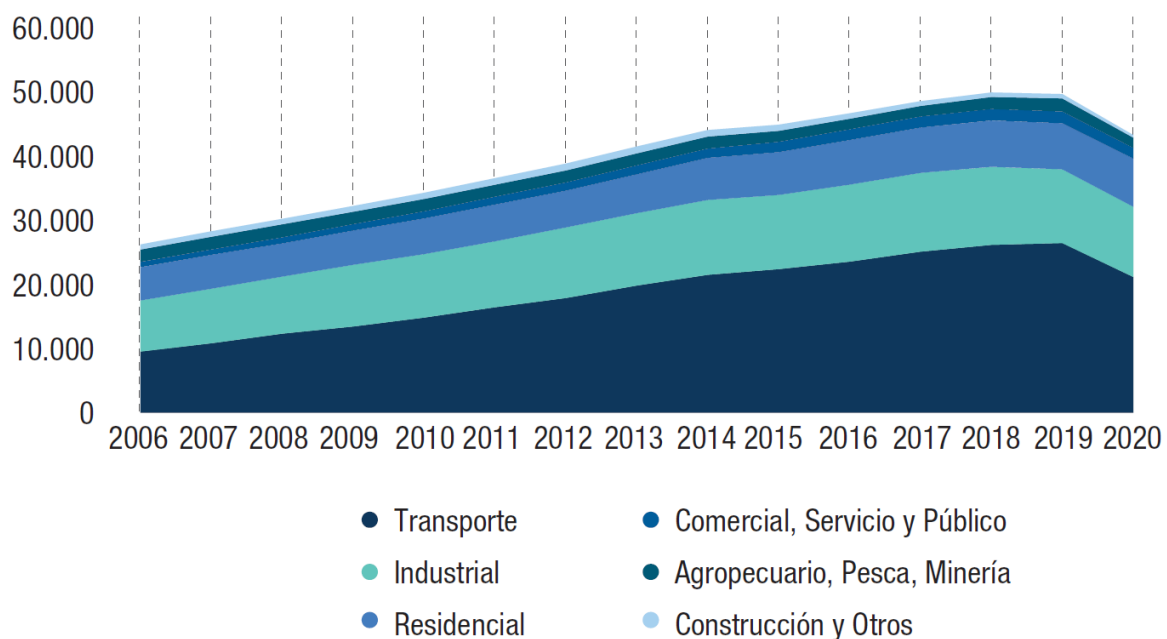
La producción de electricidad ha mostrado mayor participación en la producción de energía secundaria en el periodo bajo inspección. En el año 2020 la producción de electricidad alcanzo a 6.219 Kbp. Por otro lado, en el caso de diesel oil, aunque es importante en la estructura, su oferta también depende de los volúmenes de importación del energético.

2.3.4) Consumo de energía

En el periodo 2006-2020, el consumo de energía creció de 26.068 Kbp a 43.032 Kbp. En el año 2020, el consumidor principal de energía fue el sector transporte (21.070 Kbp), seguido de los sectores industrial, residencial, comercial,

servicios y público, agropecuario, pesca y minería y construcción y otros; con valores de 10.903 Kbp, 7.427 Kbp, 1.640 Kbp, 1.615 Kbp y 378 Kbp respectivamente.

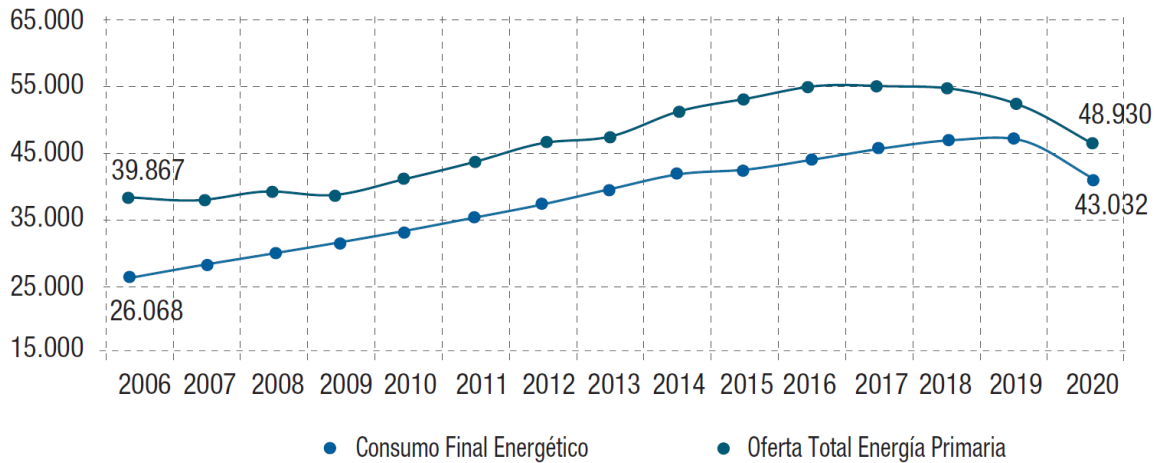
Figura 14. Consumo energético final por sector económico 2006-2020 (expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Aunque el sector transporte mantiene su posición histórica como consumidor principal de energía, en el año 2020, como efecto del aislamiento social y del confinamiento obligado de la población en sus domicilios a causa de las medidas implementadas tras la pandemia de COVID-19, se produjo una variación de la estructura sectorial del consumo energético, donde los sectores productivos, principalmente el transporte, el industrial y el comercial, pierden participación frente al consumo residencial.

Figura 15. Oferta total de energía primaria y consumo final energético, 2006-2020 (expresado en Kbp)



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

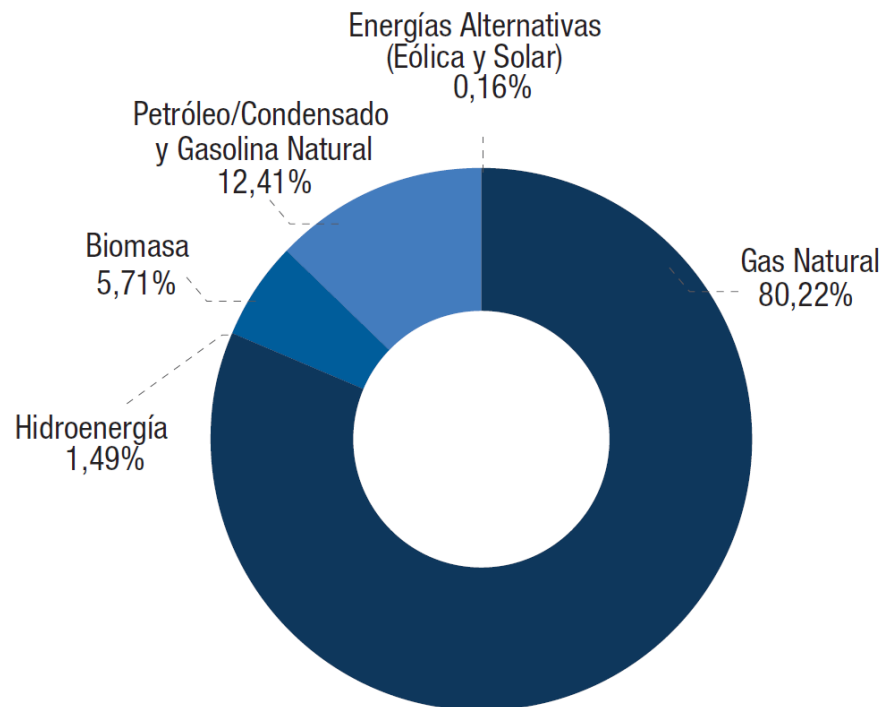
En el periodo 2006-2020, se tuvo una tasa de crecimiento del consumo energético (65,08%) fue mayor al registrado para la oferta (22,73%). En el año 2020 el consumo energético represento el 87,95% de la oferta total (menor en 1,50% en relación con la gestión 2019), garantizando el aprovisionamiento oportuno.

Figura 16. Diagnóstico de la Matriz Energética: gestión 2020.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (expresado en Kbp)			
FUENTE	2019	2020	Variación porcentual
Petróleo, Condensado y Gasolina Natural	16.478	15.163	-7,98%
Gas Natural	101.947	97.987	-3,88%
Hidroenergía	2.014	1.823	-9,48%
Energías Alternativas (Eólica y Solar)	161	195	21,20%
Biomasa	6.883	6.977	1,37%
TOTAL	127.482	122.144	-4,19%

Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Figura 17. Estructura porcentual de la producción de energía primaria según tipo de energético, 2020



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de hidrocarburos y energías, 2021.

Durante el año 2020 la producción de energía primaria en Bolivia alcanzó el valor de 122.144 Ktep, teniendo como componentes principales a: gas natural, petróleo/condensado y/o gasolina natural, hidroenergías, energías alternativas (eólico y solar) y biomasa. Es importante indicar que en la gestión 2020 se produjo una disminución de la oferta total de energía primaria del 4,19% respecto al 2019, el principal motivo de la declinación fue la menor demanda de fuentes fósiles como petróleo y el gas natural, debido a las restricciones de la pandemia de COVID-19 y el resultado de la recesión económica. La generación de electricidad a través de fuentes renovables (eólico y solar) se incrementó como una rápida adaptación de los operadores de los sistemas eléctricos al cambio en los patrones de consumo eléctrico de los hogares, a causa de la pandemia.

La crisis de los precios del petróleo causada en parte por la pandemia tiene efectos drásticos en los flujos de ingresos e inversión del país por ser exportador principalmente de recursos naturales no-renovables y afecta de manera inmediata a los ingresos fiscales provenientes de estos recursos.

2.4) METAS ENERGÉTICAS PROPUESTAS POR EL GOBIERNO

BOLIVIANO.

A partir del año 2006, cuando Evo Morales y el Movimiento al Socialismo (MAS) asumen el gobierno nacional, la nacionalización de los recursos naturales, específicamente, la nacionalización del sector energético es colocada en el centro de las políticas públicas.

El Decreto Supremo denominado Héroes del Chaco (Decreto Supremo N° 28701, 2006), y comúnmente conocido como “el decreto de nacionalización” especifica que “las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, toda la producción de hidrocarburos”.

Las políticas públicas de nacionalización no sólo tienen que ver con la propiedad de los hidrocarburos, sino también con la propiedad de las empresas que van a explotar los mismos; en este sentido, se conforma YPFB Corporación como una empresa estatal que tiene el paquete accionario mayoritario en las principales empresas del sector petrolero (Decreto Supremo N° 29644, 2008).

En la actualidad las empresas subsidiarias de YPFB Corporación son: YPFB Chaco, YPFB Andina, Petroandina, YPFB Transporte, YPFB Refinación, YPFB Logística, YPFB Aviación, Gas Transboliviano, Central Bulo Bulo, Transierra y Flamagas.

En el sector eléctrico no está en cuestión la propiedad de ningún recurso natural. El agua utilizada en las hidroeléctricas o el gas natural utilizado en las termoeléctricas, son más bien insumos; por este motivo, las políticas públicas de nacionalización se han concretado en la recuperación de la propiedad de las empresas que operan la industria eléctrica.

En ese marco, las políticas de nacionalización se concentraron en recuperar la totalidad o más del 50% de las acciones de las empresas eléctricas capitalizadas, y en la refundación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), reconstituyéndola como

“una empresa pública nacional estratégica y corporativa” que integra verticalmente a todo el sector eléctrico (Decreto Supremo N° 29644, 2008).

Con base en lo anterior surge ENDE Corporación, que actualmente cuenta con 12 empresas subsidiarias: ENDE Andina, Empresa Eléctrica Corani, Empresa Eléctrica Valle Hermoso, Empresa Eléctrica Guaracachi, Empresa Subsidiaria Río Eléctrico, ENDE Transmisión, ELFEC, ELFEO, DELAPAZ, ENDE del Beni, ENDE Servicios y Construcciones, ENDE Tecnologías.

De manera general se puede concluir que el sector energético está operado íntegramente por el Estado boliviano, quedando la participación del sector privado como proveedores de servicios y bienes para las operaciones estatales.

Por otro lado, el desarrollo de las energías renovables es producto de un impulso inicial importante que se materializa con la creación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Entre las atribuciones explícitamente se le consigna: “Coordinar con los gobiernos autónomos departamentales, regionales e indígena originario campesino, la implementación y desarrollo de proyectos eléctricos y energías alternativas en el marco de las competencias concurrentes y compartidas: Incentivar la incorporación de nuevas tecnologías de electrificación tendientes al aprovechamiento sustentable de los recursos renovables.

Otra atribución del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas es proponer políticas para el desarrollo de tecnologías de energías alternativas, eólica, fotovoltaica y otras en coordinación con las universidades públicas del país”. Situación ratificada con su traspaso al Ministerio de Energías (Decreto Supremo N° 3058, 2017).

De este modo el Estado asume formalmente la tarea de impulsar el uso y la aplicación de tecnologías que funcionen con energías renovables.

Asimismo, se hizo explícita una “Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia” que fue aprobada el año 2011 y, consigna los lineamientos principales para el desarrollo y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable existentes en el país (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2011).

Finalmente se han logrado instalar parques fotovoltaicos y complejos eólicos conectados a la red eléctrica del Sistema Interconectado Nacional-SIN, es decir, se ha dado el salto para superar la visión de que las energías renovables obligatoriamente estaban ligadas solo a la electrificación rural (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014). Estos avances han permitido publicitar un cambio en la matriz energética, donde se pretende incorporar cada vez más energías renovables.

Sin embargo, a pesar de toda esta predisposición para incorporar energías renovables en el sector eléctrico, se debe reconocer que las energías renovables, a pesar de los esfuerzos hechos estos últimos años, todavía son marginales en la matriz energética y en el contexto institucional, es decir, política, programática y presupuestariamente. El potencial energético de Bolivia se muestra en el Anexo 2, donde se detallan los potenciales de hidrocarburos, pero también de energías renovables. En función de dichas características mencionadas, la política energética actual, expresadas en la Agenda Patriótica 2025, son:

1. Que, “el 100% de los bolivianos cuentan con servicios de energía a eléctrica y luz”;
2. Que, el país se convierta en “productor y exportador de energía eléctrica aprovechando a plenamente su potencial hidroeléctrico y desarrollando exitosamente proyectos de energías a renovables de gran capacidad de generación (como energía eólica, aprovechamiento de a biomasa, geotérmica, solar, entre otras)”;
3. También se propone el desarrollo de tecnología basada en energía renovable.

El logro de esos objetivos implica necesariamente el uso de energías renovables, tanto para lograr el acceso universal a la electricidad del 100% de los hogares, como su aprovechamiento a gran escala a través de la construcción de infraestructura energética de envergadura, principalmente hidroeléctricas, orientada a atender el mercado externo.

Por último, el tercer objetivo podría relacionarse con la posibilidad de desarrollar aplicaciones y tecnologías de energías renovables localmente, pero sensiblemente no se ha dado ningún paso en concreto en ese camino, más que plantas piloto de generación geotérmica y estaciones de energía solar y eólica.

2.5) INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ENERGÉTICO BOLIVIANO

Hasta el momento el actor central en el sector energético es el Gobierno Central, de ahí la preeminencia del Ministerio de Hidrocarburos y Energías en todo el sector energético como se muestra en la Figura 3 (una descripción detallada se muestra en el

Anexo 2 – Institucionalidad del sector energético). Hay que notar que, hasta 2017 ambas instituciones conformaban una sola institución, la división de ésta y la creación del Ministerio de Energías a fines de 2017 ha significado, de algún modo, la jerarquización del subsector eléctrico y las tecnologías asociadas al mismo, así como la priorización de los objetivos y proyectos eléctricos del país. Sin embargo, con el gobierno presente a cargo de Luis Arce Catacora el ministerio de energías vuelve a formar parte del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, como un viceministerio.

El Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas junto al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, que tiene la labor de regir y determinar las políticas públicas en dicha materia (Decreto Supremo N° 3058, 2017), está la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y sus subsidiarias (Decreto Supremo N° 29644, 2008), que tienen la labor de operar la industria eléctrica y plasmar los diferentes proyectos del sector. (Ver Anexo 2 - Institucionalidad del sector energético).

A esta institución (Ministerio de Hidrocarburos y Energías), pueden sumarse los gobiernos subnacionales como los Gobiernos Autónomos Departamentales (GAD) que, de acuerdo a la Constitución Política del Estado (2009) tienen por competencias la realización de “proyectos de generación y transporte de energía en los sistemas aislados”, “proyectos de electrificación rural” y “proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance departamental preservando la seguridad alimentaria”. También pueden sumarse los Gobiernos Autónomos Municipales (GAM), los mismos que, de acuerdo con la Constitución pueden realizar “proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía preservando la seguridad alimentaria de alcance municipal”. En la realización de proyectos eléctricos también pueden participar las

Autonomías Indígenas Originarias Campesinas, aunque no como ejecutoras directas, sino como concurrentes a las iniciativas planteadas por otras instancias gubernamentales y como consultores en temas sociales y ambientales (Ver Anexo 2 - Institucionalidad del sector energético).

De manera colateral se encuentra la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), que en 2019 cambió de nombre a Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), que es la entidad que otorga permisos, concesiones y aprueba los estudios tarifarios, inversiones, etc., de las empresas del sector. Otra entidad es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que es la entidad responsable de la planificación de la expansión del sector eléctrico y de autorizar el despacho de electricidad. El Diagrama 1, muestra de manera esquemática la institucionalidad del sector energético boliviano.

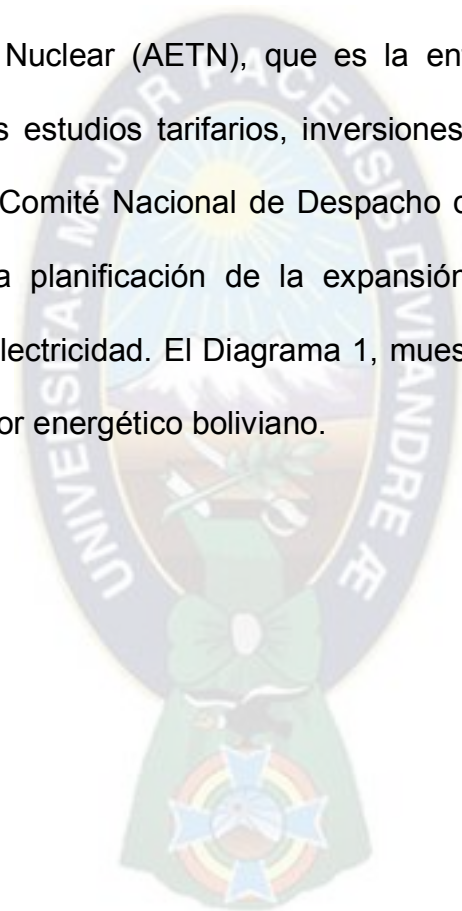
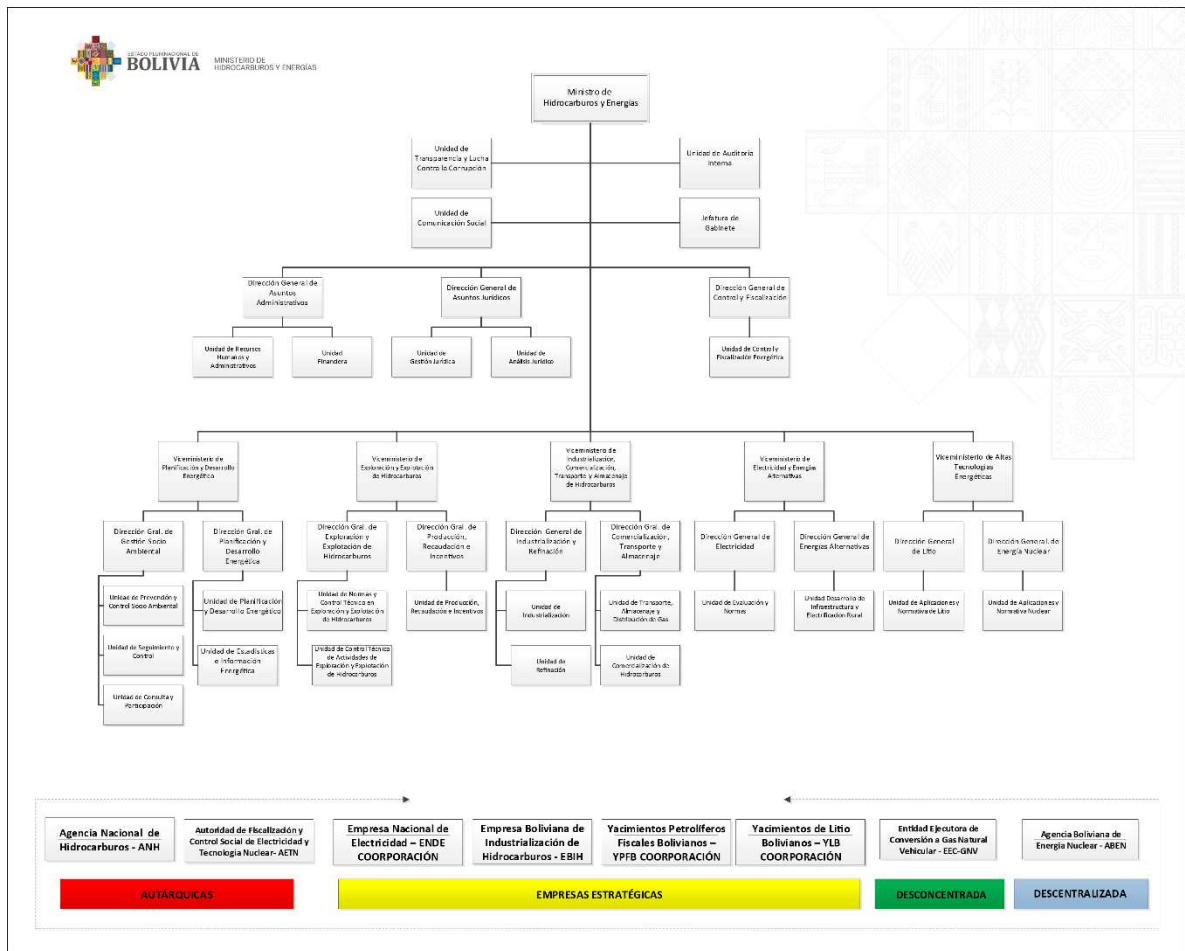


Figura 18. Institucionalidad del sector energético boliviano a 2022.



Fuente: Pagina web de Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2022.

Además de las instituciones estatales, actúan en el sector energético instituciones que, en general pueden catalogarse como privadas y de cooperación internacional. De estas, las Organizaciones No Gubernamentales han sido las que más han trabajado en el acceso universal a la energía y en la promoción del uso y aplicación de las energías renovables. También están las empresas privadas que proveen de equipos y en menor medida, servicios financieros (Ver Anexo 2).

En este marco institucional, donde tiene preeminencia el gobierno central, prima el enfoque infraestructural y las prioridades de la política energética.

2.6) SITUACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

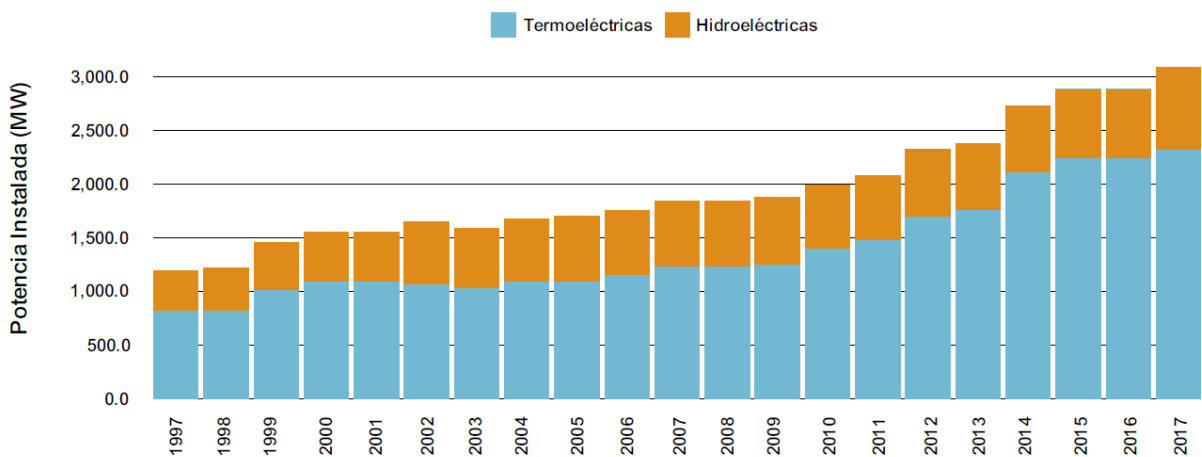
El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA), estos últimos denominados así porque no están conectados al primero. El SIN interconecta a las capitales y a los principales municipios de los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz, Beni y Tarija. Quedan fuera del SIN las áreas rurales y los municipios más alejados de las principales ciudades de estos departamentos, así como el departamento de Pando, lugares donde los SA cubren los requerimientos de electricidad de la población.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es alimentado por 14 empresas que operan 26 centrales hidroeléctricas y 20 centrales termoeléctricas. En los Sistemas Aislados (SA) existen ocho unidades productivas que operan 22 centrales termoeléctricas. A estas deben sumarse 11 empresas que producen electricidad para su propio consumo por medio de 11 centrales termoeléctricas. A diciembre de 2017 el total nacional de potencia instalada en el SIN ascendía a 2.107,07 MW, como se detalla en el Anuario Estadístico 2017 de la Autoridad de Fiscalización y Control de Electricidad.

La evolución de la potencia instalada en todo el sector eléctrico, en los últimos 21 años, ha seguido un comportamiento creciente (Ver Figura 7), llegando el año 2017 a los 2.486,4 MW. La mayor potencia instalada corresponde a las centrales

termoeléctricas de gas de ciclo abierto (55%), seguida por centrales hidroeléctricas (26%), termoeléctricas de gas de ciclo combinado (16%) y generadores de biomasa, energía eólica con un 2 y 1% de participación respectivamente. En términos de generación eléctrica, 71% proviene de generación a partir de gas natural, 29% hidroeléctrica, 1% diesel y 1% de otras fuentes renovables (Ministerio de Energías, 2017).

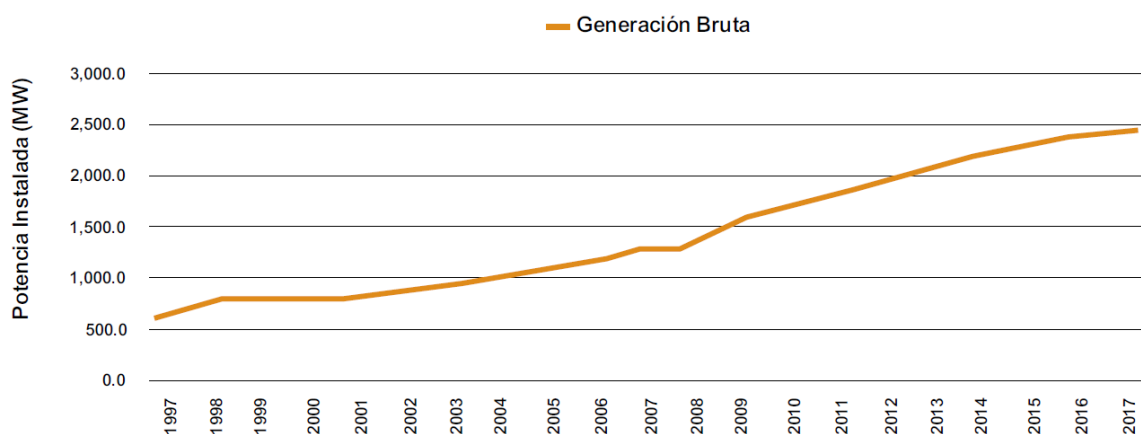
Figura 19. Bolivia: Evolución de la potencia instalada, 1997 – 2017.



Fuente: “Situación energética nacional y desafíos”, Energética, 2020.

La evolución de la generación bruta también ha tenido un comportamiento creciente, llegando el 2017 a generar 9.697 GWh. (ver Figura 8). El 92,1% de la generación fue producido por las unidades que abastecen al SIN, el 6,79% fue producido por las centrales que atienden a los SA, y sólo 1,06% fue producido por auto productores. La generación, en función de la potencia instalada, está compuesta por una matriz claramente dominada por termoeléctricas.

Figura 20. Capacidad de generación eléctrica instalada, 1997 – 2017.



Fuente: “Situación energética nacional y desafíos”, Energética, 2020.

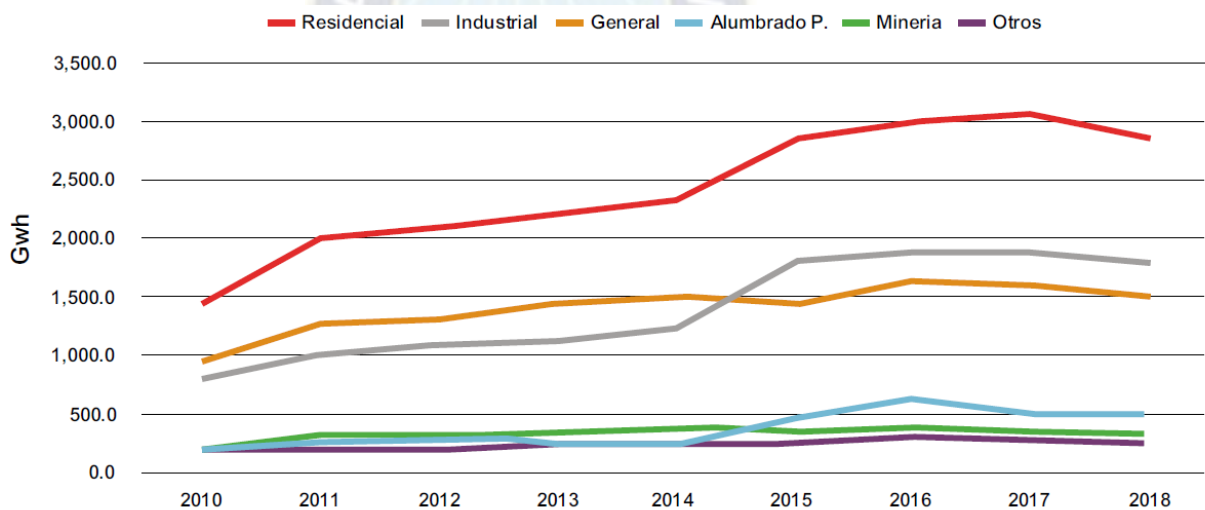
Otra dimensión importante es el consumo de electricidad. Los datos enseñan que en el periodo 2010 – 2018, el consumo denominado Residencial es el que más ha aumentado y se mantuvo como el más representativo a nivel nacional en todo momento. Adicionalmente es posible ver que, si bien existe una tendencia clara en el crecimiento del consumo energético hasta el año 2015, a partir del mismo parece que el sistema nacional está ingresando en una etapa de reducción de su consumo energético, siendo el 2018 el primer año, en los últimos 20, en el que el consumo global de la energía es menor al del año anterior (ver Figura 9).

Una tendencia similar, aunque más acentuada, sigue la evolución del consumo Industrial y General, con la diferencia en el incremento repentino del consumo industrial en el año 2015, en cambio, el consumo de la electricidad destinada a la actividad minera y otros consumidores experimenta un crecimiento muy ligero en los últimos años. La electricidad destinada al Alumbrado Público experimenta también un aumento,

aunque muy lento a lo largo del periodo, considerando un salto representativo en el año 2015 y 2016 (ver Figura 9).

Revisando la proporcionalidad para el año más reciente con información disponible al 2018, se reconfirma que el consumo de electricidad por los consumidores clasificados en la categoría residencial fue el mayor (41%), seguido por el consumo en la categoría industrial (25%), y posteriormente por los clasificados en la categoría general. Estos últimos son todos los que realizan actividades comerciales y de servicios.

Figura 21. Consumo de electricidad por categoría, 2010 – 2018.



Fuente: "Situación energética nacional y desafíos", Energética, 2020.

2.6.1) El potencial energético renovable

De acuerdo con el estudio Evaluación de los Recursos Hidro-energéticos de Bolivia (OLADE, ENDE, 1984) el potencial hidroeléctrico de Bolivia está estimado en

39.856,90 MW de capacidad instalada, el mismo que puede generar 177.999,80 GWh de energía eléctrica.

En el mismo documento se informa que en el país existen abundantes corrientes de agua que pueden ser aprovechadas para la generación eléctrica. La mayor parte de esos cursos de agua están situadas entre los grandes ríos que circundan Pando y Beni, en toda la pendiente descendente de la franja oriental de los Andes a los valles, franja que va desde los Yungas de La Paz en el norte del país, hasta Tarija en el sur (ver Anexo 2 – Mapa 2).

Bolivia también cuenta con un expectable potencial de energía solar debido a que el país está situado en la franja tórrida del planeta (hacia el sur de la Línea del Ecuador), que es la zona de mayor y más constante radiación solar. Esa radiación solar que recibe el país, además se ve aumentada en los dos ramales de la Cordillera de Los Andes y en su meseta altiplánica, porque la altura a que se encuentran respecto al nivel del mar incide para tal efecto.

Debido a esos dos factores los niveles de radiación solar en Bolivia, aunque su distribución no sea uniforme, están por encima del promedio internacional. De acuerdo al Atlas de Distribución de la Energía Solar en Bolivia (Lucano & Fuentes, 2010), la radiación solar existente en las tierras bajas del país (Santa Cruz, Beni, Pando y norte de La Paz) puede llegar a generar un máximo de 5,1 kWh/m²/día de electricidad por medios fotovoltaicos, en la región de los valles (Cochabamba, Chuquisaca y Tarija) el potencial de radiación puede generar entre 5,1 y 6,7 kWh/m²/día, en cambio en el Altiplano (La Paz, Oruro y Potosí) el potencial de energía solar puede llegar a generar entre 6,7 y 9,5 kWh/m²/día (Ver Anexo 2 – Mapa 3).

Según el Atlas Eólico de Bolivia (3TIER, 2009), “el recurso eólico más robusto” está “alrededor de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en su mayoría al sur y al oeste del centro urbano”, “en la frontera suroeste de Bolivia con Chile y Argentina en el Departamento de Potosí”, “en un ‘corredor’ que va más o menos de este a oeste entre las ciudades de Santa Cruz y La Paz que corre al sur de la línea de transmisión de 230 KV entre Santa Cruz y Cochabamba y ligeramente al norte de la misma entre Cochabamba y La Paz”, “en un ‘corredor’ más o menos norte-sur entre el área justo al este de la ciudad de Oruro y al oeste de la ciudad de Potosí” (ver Anexo 2 – Mapa 4).

En Bolivia también existe un elevado potencial de biomasa forestal, es decir, leños y troncos que pueden extraerse del bosque, especialmente de la región amazónica, donde puede obtenerse entre 600 y 1.200 toneladas de biomasa por hectárea (ENERGÉTICA, 2020). Por biomasa también se entiende a los productos y desechos agrícolas, por ejemplo: la cáscara de castaña o la cascarilla de arroz, los desechos industriales (como el bagazo de caña), los desechos animales (como la bosta), y a los residuos humanos (como la basura). Si bien el volumen de estos tipos de biomasa está en directa relación al volumen de las actividades de donde proceden, en Bolivia todavía no existen estudios que hayan estimado los mismos (ver Anexo 2 – Mapa 5).

Las manifestaciones geotermales, es decir, esos manantiales de calor que surgen del interior de la tierra o la acumulación de bolsones de vapor en el subsuelo, que adecuadamente tratados pueden convertirse en fuentes de energía permanente, también son expectables en el país. En la Cordillera Occidental del país se han

identificado 21 manifestaciones geotermales, de las cuales las de mayor interés son las del Sajama, Valle del Río Empexa y Lagunas del Sur, en cambio en el Altiplano se han identificado 8 y en la Cordillera Oriental 13 de estas manifestaciones geotermales, entre las que destacan las de Viscachani, Capachos, Tarapaya, Don Diego y Chaqui (Montes de Oca, 2005) (ver Anexo 2 – Mapa 6).

2.7) MECANISMO DE FINANCIAMIENTO ACTUAL PARA LAS ENERGÍAS

RENOVABLES

La transformación de la matriz energética nacional hacia una más responsable con el medio ambiente responde a los nuevos lineamientos establecidos en la Constitución Política del Estado. Si bien no se han establecido metas periódicas para esta transformación, en 2016 Bolivia se adhirió al Acuerdo de París, comprometiéndose en reducir las emisiones del sector eléctrico de 0,45 kg/kWh a 0,04 kg/kWh hasta el 2030.

La introducción de plantas de generación con energías renovables intermitentes en Bolivia ha planteado la necesidad de efectuar modificaciones en la normativa vigente para que éstas puedan ser remuneradas, ello con la finalidad de asegurar que los costos de generación puedan ser enteramente cubiertos y se asegure la sostenibilidad económica y financiera de las inversiones efectuadas en este tipo de plantas.

En la actualidad existen cuatro plantas de generación renovable intermitente, una eólica (Qollpana-27 MW) y tres solares (Yunchará-5 MW, Uyuni-60 MW y Oruro-50

MW) que se encuentran en el Sistema Interconectado Nacional, por lo tanto, sujetas a los precios establecidos en los nodos de inyección.

En la Tabla 2 se muestran las principales características de dichas plantas, incluyendo los costos de generación y el precio del nodo en que inyectan su producción.

Tabla 2. Precios de generación para las plantas renovables intermitentes.

Planta	Fuente	Potencia Instalada (MW)	Precio Generación USD/MWh	Precio de Nodo por Energía USD/MWh	Déficit por USD/MWh	Relación de Precio de Generación a Precio Nodo
Qollpana	Eólica	27	56,6	20,3	-36,3	2,7888
Yunchara	Solar	5	112,7	18,7	-94,1	6,0367
Uyuni	Solar	60	64,2	19,8	-44,3	3,2367
Oruro	Solar	50	58,3	20,8	-37,5	2,8009

Fuente: Informe de gestión 2019, Agencia de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear de Bolivia. 2020.

La electricidad inyectada al Sistema Interconectado Nacional por parte de dichas plantas tiene un precio de generación de largo plazo por encima del precio de nodo de energía. Las fuentes intermitentes no pueden ser remuneradas por potencia ya que no tienen la capacidad de asegurarla, por lo tanto, al ser sólo remuneradas por energía, se produce un déficit que debe ser compensado por algún otro mecanismo.

2.7.1) Fondos de inversión para las energías alternativas en el sector boliviano

Para cubrir la diferencia entre los precios de generación y el precio de nodo por energía se ha creado en los hechos un Fondo de Energías Alternativa (FOEA) , al cual,

de forma individual, cada una de las empresas de distribución efectúa un aporte proveniente de un ajuste hacia arriba a las tarifas de ciertas categorías de consumos.

El FOEA es establecido como mecanismo de financiamiento en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014. Se trata de cuentas contables de recolección de recursos de las distribuidoras y de cuentas contables de asignación a las generadoras con fuentes intermitentes que se reliquidan juntamente con las transacciones contables de energía y potencia en el mercado mayorista.

En la Tabla 3 se muestra dicho ajuste para cada empresa de distribución y el factor de incremento aprobado por la entidad reguladora. Las categorías correspondientes a Gran Demanda (Industrial en Media Tensión (MT) y Alta Tensión (AT), General en MT, Domiciliaria en MT) son las que aportan, incrementando la factura mensual por el factor de energías alternativas, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Factores que se aplican para cubrir el FOEA por categoría y por empresa de distribución.

Distribuidora	Categoría	Factor Alternativas	Energías
CRE	Gran Demanda	1,00005	
de La Paz	Gran Demanda	1,00005	
ENDE de Oruro S.A.	Gran Demanda	1,10450	
ENDE sistema Camargo	Gran Demanda	1,00405	
SETAR	Industrial 2 y General 2	1,01442	
CESSA	Cementeras	1,03614	
SEPSA	Industrial 12	1,15121	
	Industrial AT	1,12257	
ELFEC	Gran Demanda	1,07740	

Fuente: Informe de gestión 2019, Agencia de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear de Bolivia. 2020.

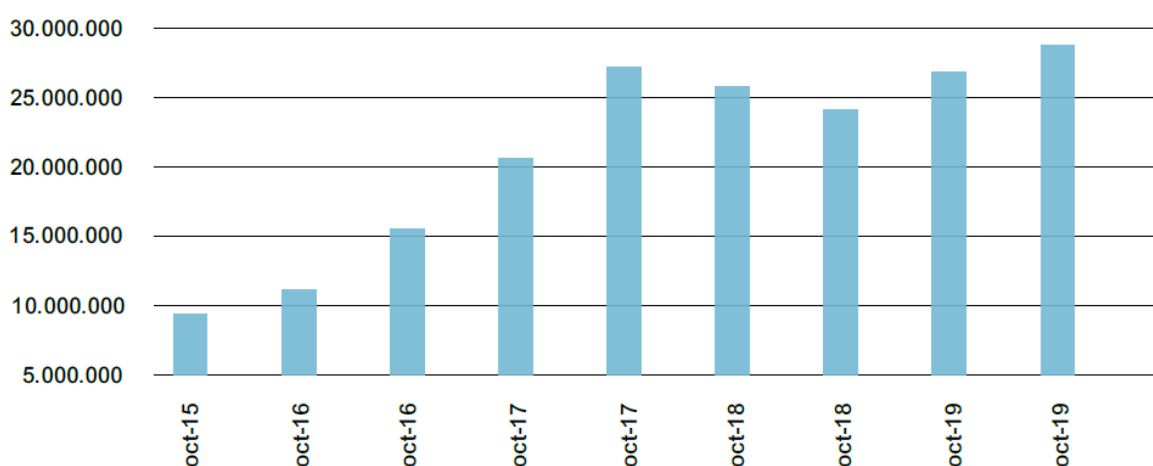
Estos factores que varían de semestre a semestre por las variaciones de los precios de nodo se han venido aplicando desde el año 2014 y el FOAE ha venido incrementado sus saldos a medida que también se ha ido incrementando la participación de la generación con energías intermitentes.

2.7.2) Crecimiento del fondo de energías alternativas (FOEA)

En la Figura 10 se muestra la evolución de los saldos del FOEA que sirven para compensar los precios de generación con el precio de nodo de inyección. Desde el punto de vista económico, se trata de un subsidio que reciben los generadores con energías alternativas intermitentes de parte de los grandes consumidores, ya que los

precios reales de generación se encuentran muy por encima de los precios que reconoce el mercado eléctrico (precios de nodo de inyección).

Figura 22. Consumo de electricidad por categoría, 2010 – 2018



Fuente: Informe de gestión 2019, Agencia de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear de Bolivia. 2020.

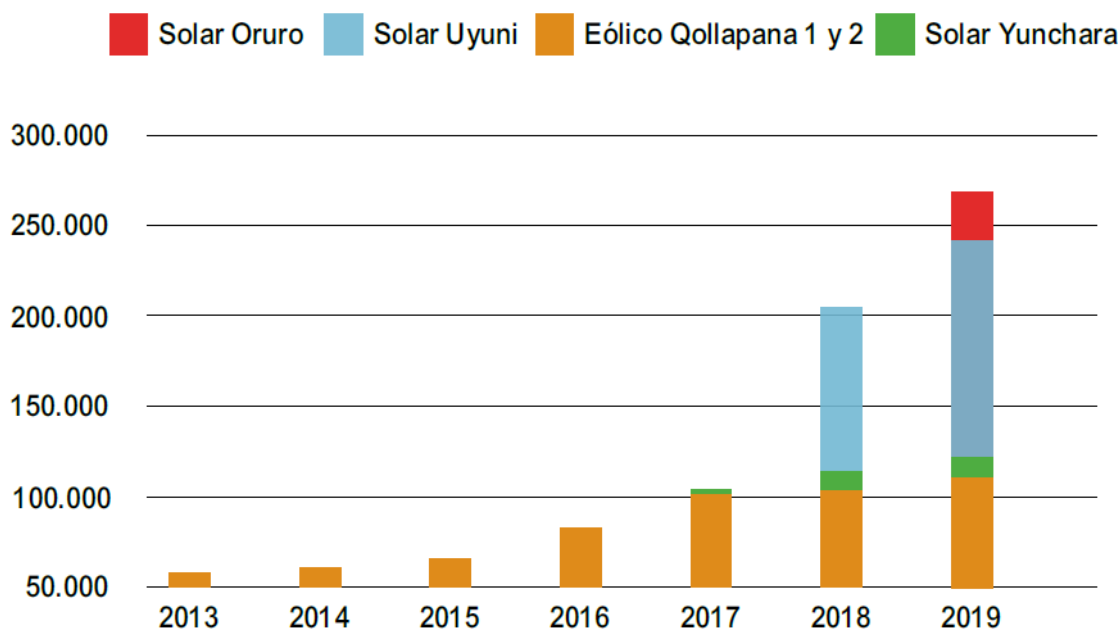
El FOEA ha logrado reunir, hasta octubre de 2019, más de 25 millones dólares para subsidiar a los generadores con energías renovables. Este mecanismo de financiamiento de las energías renovables intermitentes tiene un fuerte parecido a los procedimientos implementados en otras partes del mundo como el Feed-in-Tariff o la asignación de “primas” que cubren las diferencias entre los precios reales de generación y los que el mercado eléctrico puede ofrecer.

2.7.3) El futuro de las energías alternativas

La Figura 23 muestra la evolución de la producción de electricidad con energías intermitentes para el caso del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia. El año 2019

en Bolivia se producido algo más de 250 GWh de energías renovables, producción que ha venido creciendo desde el año 2014.

Figura 23. Evolución de la generación con energía renovables intermitentes (en MWh)



Fuente: Informe de gestión 2019, Agencia de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear de Bolivia. 2020.

La planta solar Oruro ha entrado en operación el mes de septiembre de 2019, por lo que su producción para ese año no es representativa, tiene una capacidad instalada de 50 MW y en el año 2020 se espera que haya duplicado esta capacidad hasta los 100 MW por lo que su producción será mucho mayor a la presentada el año 2019.

Por otra parte, existen en cartera de ejecución seis nuevos proyectos eólicos (Warnes 1 y 2, San Julián, El Dorado, La Ventolera y Qollpana 3) cuya potencia total instalada alcanza a 182 MW.

En los próximos años estaría previsto que en total 380 MW de energía renovables intermitente (solar y eólica) se haya instalado en el Sistema Interconectado Nacional. Esta potencia instalada generaría en un año alrededor de 650 GWh, a un factor de carga promedio de 20%.

En caso de persistir la actual diferencia entre los precios de generación y de nodo, se requerirán que el FOAE provea 65 millones de dólares anuales. Este monto es superior en 2,6 veces al monto que dispone actualmente el fondo. Esto significa que, en los próximos años el incremento tarifario a los grandes consumidores se multiplicará por lo menos por esta cifra para poder cubrir las diferencias de precios generando una presión hacia el alza sobre las tarifas que paga la categoría Gran Demanda.

Por otro lado, cabe señalar que los precios de generación que se muestran en la Tabla 4 para las actuales plantas de generación que se encuentran en operación han sido aprobadas por el ente regulador evaluando los costos de producción de la electricidad. Estos precios no surgen de subastas o licitaciones competitivas, por lo tanto, no es posible asegurar que los precios aprobados sean los más eficientes.

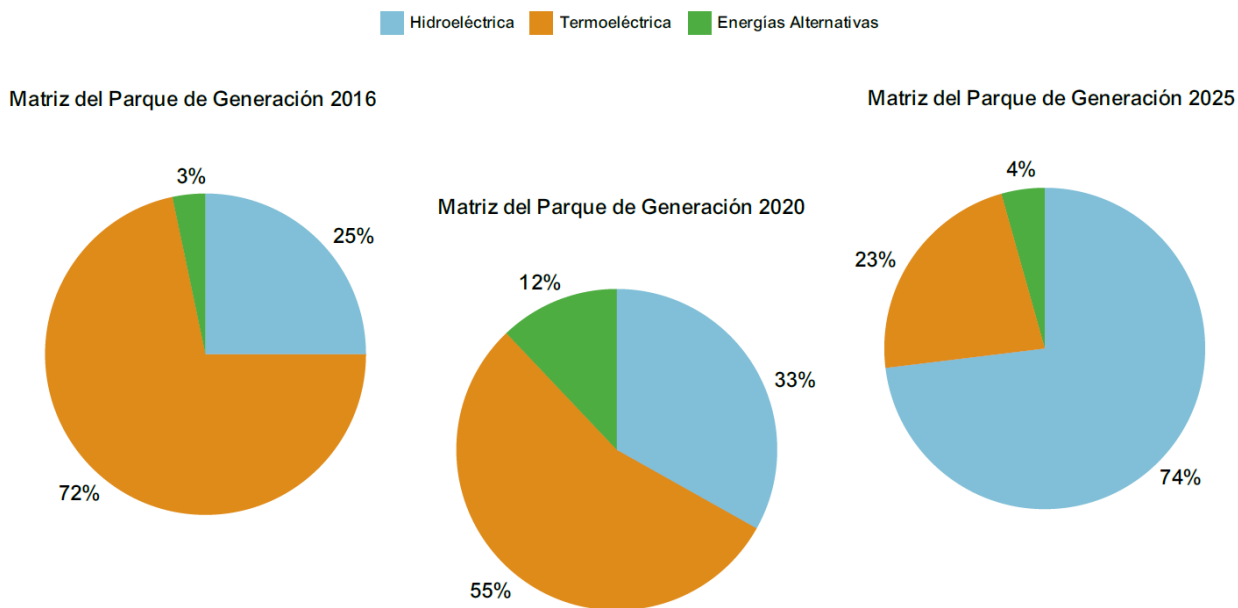
Por lo señalado arriba es muy probable que el ente regulador deba modificar la forma en la que se recolecta los recursos para subsidiar las energías renovables intermitentes, así como la forma de asignar dichos subsidios.

El FOAE deberá recolectar los recursos necesarios para cubrir las diferencias de precios distribuyendo la presión tarifaria a una mayor cantidad de consumidores. Por otro lado, el Fondo deberá asignar estos recursos de forma competitiva mediante la implementación de subastas o licitaciones sujetas a objetivos a alcanzarse.

2.8) DESAFÍOS ACTUALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL

Hasta el momento el cambio de la matriz energética en Bolivia se ha enfocado a la introducción de energías renovables en el sector eléctrico. Se ha previsto cambiar la matriz eléctrica del país llegando al 2025 con un uso de solo 22% de fósiles para generación de electricidad, siendo el 74% hidroelectricidad y el 4% fuentes renovables (solar, eólica, geotermia, biomasa, etc.), (Ministerio de Energías, 2017). Los hitos previstos para el año 2020 y el año 2025, se puede ver en la Figura 24.

Figura 24. Cambio de la matriz energética propuesta por el gobierno de Evo Morales.



Fuente: “Plan estratégico institucional reformulado 2017-2025”. Viceministerio de electricidad y energías alternativas, 2022.

La diferencia entre la matriz de generación eléctrica y la matriz energética es que la electricidad representa solamente el 11% del total del consumo de energía en Bolivia. En este sentido, las discusiones sobre proyectos o las formas de volver más limpio el sector eléctrico del país son marginales cuando se compara con la magnitud del desafío total. En términos de cantidad de energía, se quiere que 5 millones de BEP sean “limpios”, pero no se dice nada sobre los 40 millones de BEP que significa el resto del consumo de energía fósil.

Lograr las metas trazadas por el IPCC para limitar el calentamiento global a 1,5°C necesita de medidas de transición rápidas y de gran alcance, para lo que es necesario que las emisiones netas globales de dióxido de carbono (CO₂) de origen

humano disminuyan en 2030 alrededor de un 45% respecto de los niveles de 2010, y siguieran disminuyendo hasta alcanzar el "cero neto" aproximadamente en 2050. Eso significa que se necesitaría compensar cualquier emisión remanente removiendo CO₂ de la atmósfera (IPCC, 2018).

En ese contexto, a nivel global existe el consenso de que una de las medidas más importantes y vitales es actuar sobre el sector energético globalmente y dejar de consumir combustibles fósiles, puesto que son la fuente principal de emisiones de CO₂. Por otro lado, la humanidad necesita energía para poder vivir y desarrollarse, en ese marco es necesario desacoplar la generación de energía de la producción de CO₂. Esto significa pasar de una matriz energética basada en combustibles fósiles a una matriz energética basada en energías limpias, a este proceso se denomina "transición energética".

El desafío de descarbonizar el sector energético directamente significa descarbonizar la economía, dada la ligazón entre fuentes de energía y su utilización en los diferentes sectores económicos.

En términos técnicos implica el que se sustituya los usos de combustibles fósiles por tecnologías que permitan utilizar fuentes renovables de energía. En el actual estado del arte de la tecnología, básicamente es utilizar electricidad de manera generalizada, se habla entonces de "electrificar" totalmente los diferentes sectores de la economía (residencial, transporte, industria, comercio y servicios, construcción, agropecuario y minería). El uso de biocombustibles queda en entredicho, pues en un análisis de ciclo de vida tiene un saldo de emisiones positivas.

Como se puede entender el cambio es radical, pero además debe realizarse en el más corto tiempo posible. Un problema en este sentido es que, el sector energético de Bolivia no percibe esa necesidad de trabajo ni la urgencia de empezar a enfrentar esta situación de emergencia climática. Si bien Bolivia contribuye de manera mínima en las emisiones de CO₂ a nivel global, este hecho se ha interpretado como que existe un “derecho a contaminar”, lo que ha impulsado proyectos de explotación de recursos energéticos fósiles tanto para la exportación (hidrocarburos), como para la generación de electricidad.

Solo como ejemplo, la cartera de proyectos que se ha ejecutado en el sector eléctrico muestra mediáticamente los nuevos proyectos en energías renovables ejecutados (en solar y eólica), los mismos que a fin de este año suman 170,6 MW en fotovoltaico. Si se considera los proyectos ejecutados y en ejecución en eólica, se logrará 159 MW, es decir, un total de 329,6 MW de energía solar y eólica.

En contraposición, en este mismo periodo de tiempo se han ejecutado proyectos termoeléctricos por un total de 1677 MW. Es decir, la ejecución de nuevos proyectos de generación de electricidad en base a fósiles ha sido 5 veces más que la de proyectos de energía solar y eólica. La contradicción entre los planes y la realidad es manifiesta. En el Anexo 3 se puede ver un detalle de la cartera de proyectos de ENDE ejecutado, en ejecución y en estudio.

Por otro lado, si bien hay iniciativas de discusión sobre la transición energética en Bolivia, las mismas aún carecen de sustento técnico que muestre el tamaño real del desafío, los límites de tiempo y cómo encarar este proceso.

2.9) LA INFLACION BOLIVIANA Y SU RELACION CON LA MATRIZ

ENERGETICA

Un fenómeno que ningún país ha podido controlar por los efectos de la economía post pandemia y la actual guerra de Rusia y Ucrania, es la inflación de sus productos y combustibles. Los salarios en los niveles más bajos de las industrias no tienen el poder adquisitivo que solían tener. Latinoamérica está sumida en una pirámide inflacionaria que inicio en la pandemia y se disparó con la guerra en oriente. Para la gestión 2022 se pronosticaba una inflación de 10% en toda América Latina, una región que históricamente sufre de diferencias entre los niveles de vida de sus habitantes muy extremos. Esto, acompañado de un bajo crecimiento económico darían un escenario para un modelo inflacionario incontrolable. Todos los puntos mencionados anteriormente repercuten en una inestabilidad política de la que América Latina ya sufre hace muchos años, con los constantes cambios de gobiernos liberales y conservadores.

Sin embargo, al momento de escribir este proyecto de grado, Bolivia es el único país latinoamericano que no tiene inflación comparable con sus vecinos, es más durante el primer trimestre del año 2022 la inflación alcanzó el -1%, esto no necesariamente es bueno, pero ha permitido que los bolivianos vivamos sin mucha alteración en los precios de la canasta familiar y fortalezcamos la moneda nacional. A diferencia de otras naciones vecinas la moneda nacional, el boliviano, ha logrado mantenerse estable con una tasa de cambio al dólar constante. Una de las principales razones para lograr este fenómeno se debe a que el gobierno inyecta dólares a la

economía boliviana desde sus propias reservas. De acuerdo con el presidente Luis Arce esto ha sido posible gracias a la nacionalización de los hidrocarburos que ha permitido reducir el precio de los productos importados y contribuir a una baja inflación, la segunda razón el subsidio de los productos de consumo interno, como por ejemplo la gasolina con un precio de medio dólar por litro, esto a pesar de que el precio del petróleo y gas natural se ha disparado en los últimos meses debido a las guerras y pandemias. Bolivia posee un monopolio energético que ha permitido que estas empresas afronten la inflación y funcionar como una barrera de precios para la población. Una tercera razón son los mecanismos que Bolivia posee para evitar el desabastecimiento de productos de la canasta familiar que salen a exportación, y evitar una inflación alimentaria, por ejemplo los apoyos financieros al sector agrícola o la importación de productos alimentarios con sobreprecio y con carga a las entidades públicas, y como ultimo freno los certificados a la exportación, que deben tener los productos bolivianos que se venden en el exterior, los cuales son negados cuando cierto producto sufre un desabastecimiento en el mercado interno lo cual hace que el precio suba, al negar la exportación de esos productos, los mismos vuelven a circular y ajustar el precio.

La situación en Bolivia desde una perspectiva interna parece controlada, pero cuáles serán las consecuencias de tener todos los productos subsidiados y un estado que “malcríe” a su población en el futuro? ¿Cuánto tiempo Bolivia podrá afrontar una inflación mundial que parece no acabar? La política de subsidios, el control de tipo de cambio y restricciones a las exportaciones a permitido a Bolivia controlar la inflación, pero a costa de gastar las reservas. Analistas del banco mundial en un informe y

observadores calculan que la deuda pública boliviana alcanza el 80% del producto interno bruto PIB a finales del 2022, con ellos podemos asumir que Bolivia es un país con poca inflación a costa de mucha deuda.

Dentro del contexto nacional y la matriz energética, en lo que respecta a la gasolina, el parque automotor boliviano y la electricidad son dos fuentes de consumo de energía que siempre están en aumento en cualquier país, al tener la gasolina subsidiada este monto crecerá cada gestión hasta que sea insostenible. Como lo habíamos mencionado la matriz energética es dependiente de los combustibles fósiles en nuestro país, una matriz energética subsidiada no es sostenible, una matriz energética que trabaja con precios bajos no es una competencia justa para las nuevas energías alternativas como la eólica, solar o geotérmica.

2.10) SUBSIDIO DE LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA Y SU RELACION CON LA MATRIZ ENERGETICA.

En general, dentro una economía los precios debieran reflejar los costos de producción, la escasez y preferencias de los consumidores por los bienes y servicios que se comercializan internamente. Si estas señales son las correctas, entonces se convierten en fuente de información para las decisiones de inversión y consumo por parte de los productores y consumidores, respectivamente. Los mercados energéticos funcionan con los mismos criterios que los otros mercados, en este sentido, es deseable que los precios de la energía incorporen los criterios de información ya anotados.

En este documento se entienden a los subsidios como todos los instrumentos que intentan bajar el precio a los consumidores finales. Básicamente un subsidio se presenta cuando el precio de venta final se vende por debajo de la suma de tres conceptos: el costo de provisión, el componente fiscal usual y una tasa de ganancia razonable a las empresas públicas o privadas que proveen energía.

Muchos autores identifican 5 principales tipos de subsidios en Bolivia que actualmente se tiene relacionados a los hidrocarburos, los mismos son: el costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de su exportación; la importación directa de gasolinas, diésel oil y GLP a precios altos para su posterior venta a precios bajos; la no actualización de los márgenes de la cadena de valor de los derivados del petróleo; el sacrificio fiscal por el IVA no recaudado y; el incentivo entregado a los operadores de los campos en Bolivia. En total, se estima que el año 2022 estas cinco categorías representarán el 11.6% del PIB, con la siguiente desagregación: costo de oportunidad (5.8%), importación directa (3.1%), actualización de márgenes (1.2%), sacrificio fiscal por IVA (1.1%) e incentivo (0.4%) (Medinaceli, 2022).

2.11) INDICADORES ENERGÉTICOS

2.11.1) Intensidad energética

Es un indicador económico-energético que permite cuantificar en forma agregada el vínculo existente entre el consumo de energía y la capacidad de producción de la economía. En general, se calcula como el cociente entre el Consumo

Energético y el Producto Interno Bruto (PIB). Permite estimar, a manera general, en nivel de eficiencia en el uso de los recursos energéticos de la unidad bajo análisis. Las variaciones en los valores arrojados por esta relación en el tiempo y a través de los países, refleja los cambios operados en la economía y los cambios en la forma en que la energía se consume en cada país.

Para establecer comparaciones entre países, se puede calcular empleando los valores del PIB a precios constantes en dólares de un año base o del PIB a valores de la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA). En este último caso, la valorización se realiza en relación a una canasta de precios estandarizada ponderada y que toma a los Estados Unidos de Norteamérica como referencia para las comparaciones. La valorización del PIB y de otros agregados macroeconómicos a PPA, permite desacoplar los resultados de las variaciones que puedan existir en el tipo de cambio entre la moneda local y el dólar de un año a otro. Al eliminar la ilusión monetaria ligada al valor del dólar en cada país y reflejar el poder adquisitivo que esta moneda tiene en cada uno de ellos, esta metodología de valorización, al usarse para comparar el desempeño de los países, refleja más fielmente, la actividad real en el consumo y producción de bienes y servicios.

2.11.2) Intensidad de la energía primaria

Se define como la relación entre la Oferta Total de Energía Primaria y el Producto Interno Bruto en Paridad de Poder Adquisitivo a valor constante del 2011 (PIB USD 2011 PPA). Mide la cantidad total de energía necesaria para producir una unidad

de PIB. Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD 2011 PPA).

2.11.3) Intensidad de la energía final.

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB USD 2011 PPA. Se vincula a los usos finales, es decir que se evalúa a nivel del consumo final (excluyendo a los centros de producción) y se puede calcular a nivel sectorial tomando valores provenientes de los balances de energía y de las variables que componen el PIB. Entre los factores que afectan la Intensidad de la Energía Final se pueden citar:

- Efecto Estructura: los cambios de la composición sectorial del PIB. Por ejemplo, si la economía se terceriza, en igualdad de condiciones, disminuye la intensidad energética final, así una disminución de la contribución de las ramas de actividad energo-intensivas daría lugar a una disminución de la intensidad energética final.
- Efecto Eficiencia: la sustitución por fuentes y tecnologías de generación más eficientes, la penetración de equipos más eficientes, la implementación de técnicas de ahorro energético o el cambio de hábitos de la población, hacia prácticas de consumo más racionales.
- Efecto Actividad: Los cambios en los niveles de actividad económica y los consiguientes cambios en los patrones de consumo, evidentemente puede afectar la evolución de la intensidad energética final.

- Los cambios en los patrones de consumo, por ejemplo, los cambios modales en el uso del transporte urbano o los cambios sociales, como el incremento de las viviendas monoparentales por el incremento de separaciones o divorcios o, por mejoras en los niveles de vida, que dan lugar a una demanda superior de dispositivos en los hogares.

Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD2011 PPA).

2.11.4) Índice de renovabilidad

Se define como la relación entre la oferta total de fuentes renovables (primarias y secundarias, descontando su producción para evitar duplicidad), dividida para la oferta total de energía. En el caso de OLADE la oferta total de renovables primarias comprende: hidroenergía, geotermia, eólica, solar, biomasa y en el caso de las secundarias la electricidad y bicom bustibles.

Este indicador mide el grado de penetración de los recursos renovables en la matriz energética del país. En combinación con factores de emisión puede evaluar también la mitigación del impacto ambiental que tiene lugar en el sector energético.

2.11.5) Índice de dependencia externa de la energía

Se define como la relación entre las importaciones totales de energía menos las exportaciones totales divididas por la oferta total de energía.

2.11.6) Índice de autarquía hidrocarburífero

Se define como la producción primaria de hidrocarburos (petróleo y gas natural) dividida para la oferta total de estas mismas fuentes sumada a la oferta de derivados de petróleo menos la producción de derivados (para evitar la doble contabilidad). Cuando el índice es mayor que la unidad, el país es autosuficiente, mientras que, si es menor que 1, el país es dependiente de las importaciones de crudo, gas natural o derivados de petróleo.

2.11.7) Índice de consumo residencial de biomasa

Se define como la relación entre la suma del consumo de leña y de carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final del sector residencial.

2.11.8) Participación de la hidroenergía en la oferta primaria renovable

Define la proporción de hidroelectricidad en la oferta renovable. Se calcula dividiendo la oferta total de hidroenergía por la oferta primaria de las energías renovables.

2.11.9) Participación de la dendroenergía en la oferta total renovable

Se define como la magnitud de dependencia a la energía producida tras la combustión de combustibles de madera como: leña, carbón vegetal, pelets, etc. Se calcula dividiendo la oferta total de leña y carbón vegetal, para la oferta primaria de las energías renovables.

2.12) MODELO DE COSTO NIVELADO

A continuación, se presenta la metodología de cálculo adoptada para este trabajo escrito. En primer lugar, se plantea el desarrollo de la expresión matemática que se utilizara para el cálculo de los costos nivelados de energía; luego, se describe cada uno de los componentes que se obtuvieron del análisis de la metodología de cálculo presentadas anteriormente, y se incluyeron aquellos componentes faltantes que personalmente son relevantes dentro de la metodología.

2.12.1) Costo nivelado de energía

El costo nivelado de energía (LCOE), por sus siglas en ingles) es una medida que permite comparar las diferentes tecnologías de generación eléctrica. De manera simplificada es el cociente entre todos los costos que ha tenido que cubrir una central de energía o proyecto energético a lo largo de su vida útil, y la energía eléctrica total neta generada a lo largo de la vida útil.

$$LCOE = \frac{\text{Suma de los costos durante la vida util}}{\text{Energía total generada durante la vida util}}$$

Ecuación 1

La ecuación anterior es conocida como “LCOE simple” ya que es la manera más sencilla de calcular el LCOE de una central eléctrica, sin embargo, esta expresión se aleja de la realidad ya que no considera factores financieros y algebraicos.

El LCOE es semejante a calcular una tarifa única de por vida a la cual se vendería toda la energía eléctrica generada por la central, de tal forma que los egresos totales se vean cubiertos en su totalidad, sin tener excedentes ni pérdidas. Básicamente, viene a ser el punto de equilibrio donde no se gane ni se pierda dinero al final de la vida útil del proyecto. Por lo tanto, se puede a partir de esta premisa para determinar la expresión que más se ajuste a la definición, la cual se muestra a continuación.

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos por venta de energía eléctrica} \\ & = \text{Egresos por generación de energía eléctrica} \end{aligned}$$

Ecuación 2

Ambas partes de la ecuación 2 pueden expresarse como la sumatoria de sus componentes anuales, y debido a que se está trabajando con cantidades de dinero en diferentes periodos de tiempo, es necesario traer esas cantidades a valor presente

$$\sum_{t=0}^n \frac{\text{Ganancia anual}_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Egreso anual}_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 3

Las ganancias por venta de energía eléctrica se calculan multiplicando la energía generada a lo largo del año E_t , por el precio o tarifa de la energía eléctrica del mismo año T_t .

$$Ec \sum_{t=0}^n \frac{E_t * T_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Egreso\ anual_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 4

El precio al que se venderá la energía puede variar a lo largo del tiempo de la vida útil del proyecto, no obstante, lo que se desea encontrar es justo un valor supuesto que caracterice el costo de la energía eléctrica durante la vida útil del proyecto mas no el costo real por año, y que sea capaz de igualar los ingresos por venta de energía con los egresos por generación eléctrica. Por lo que se puede considerar al precio o tarifa de la energía eléctrica como un valor constante (en una de las primeras asunciones), y por lo tanto puede extraerse del sumatorio.

$$T * \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Egreso\ anual_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 5

Es precisamente el valor T al cual se lo denomina LCOE. Despejando T de la ecuación 5 se obtiene la siguiente expresión.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Egreso\ anual}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 6

La ecuación 6 representa exactamente lo mismo que las ecuaciones anteriores. De manera más detallada y considerando el delta t que se quiere usar para el cálculo del LCOE y los diferentes tipos de egresos anuales para una compañía puede extenderse la ecuación de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{Ex}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 7

Donde:

CP :	Capital de inversión propia
TI :	Tasa de impuestos
P_t :	Pago del prestamos en los diferentes años t
$O\&M_t$:	Gastos de operación y mantenimiento en año t
Ex :	Valores extra que pueden aumentar o disminuir gastos
E :	Energía generada durante un año
t :	año en el que se calcula el índice
r :	tasa de descuento de los flujos de efectivo del proyecto
n :	Vida útil de la central de generación o proyecto
d :	Tasa de degradación de la central de generación eléctrica.

Es un error pensar que en la ecuación 7 y todas las relacionadas, la energía generada durante cada año sea depreciada mediante la tasa de descuento; como se presentó en esta sección, el termino $\frac{1}{(1+r)^t}$ que se encuentra acompañado al termino E_t

es el resultado de las operaciones algebraicas para despejar una variable, en este caso el LCOE. Es importante señalar esto, debido a que en muchas publicaciones no se muestra el desarrollo ni la explicación de la metodología, y que en muchos foros y sitios de internet se menciona que la energía debe ser afectada por la tasa de descuento siendo esto incorrecto, ya que no es dinero sino energía.

Finalmente, la mayoría de los elementos presentados anteriormente se suelen trabajar con anterioridad y por separado para determinar otros índices de factibilidad como el VAN y el TIR dando como resultado expresiones mas simples, por lo que se puede dar otro enfoque a la ecuación agrupando los egresos en términos de los costos fijos y variables, o en términos de CAPEX y OPEX, ya que es más común trabajar con estas expresiones.

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Costo fijo}_t + \text{Costo variable}_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{Ex}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 8

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=1}^n \frac{Ex}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 9

2.13) COMPONENTES

2.13.1) Capital de inversión

Este componente comprende las inversiones destinadas al diseño, construcción y puesta en marcha de la central de generación.

Son bienes de inversión, aquellos que cumplen las siguientes características:

- No están destinados al consumo inmediato
- Tienen una duración aproximadamente igual al proyecto
- Son gastos comúnmente no reiterativos, es decir, que se los realizara una sola vez

Por lo tanto, los elementos que forman parte del capital de inversión son: diseños (civiles, eléctricos, electromecánicos, y demás), adquisición de licencias, adquisición de bienes, acondicionamiento de terrenos, construcción de vías de acceso, transporte de maquinarias y equipos, puesta en marcha de la central, en ocasiones se suele incluir los sueldos y salarios del primer año.

Es común encontrar que el capital de inversión o la estructura de capital de una empresa provenga de diferentes fuentes de financiamiento (capital propio y deuda), no obstante, como el dinero proveniente de un préstamo es un ingreso que enseguida se gasta no se lo considera como capital de inversión. Otra manera de entenderlo es que el dinero proveniente de préstamos no es propiedad de los accionistas por lo que no es un egreso que salga directamente de la cartera de estos, sin embargo, se debe reembolsar posteriormente. En resumen, el capital de inversión es el capital propio que se invierte en la central.

Una manera sencilla de estimar este valor es mediante la utilización de índices obtenidos empíricamente o por estimaciones por reportes anteriores de gastos como se hará en el presente trabajo.

2.13.2) Costos Fijos (\$/kW)

Existen diversas metodologías para la determinación de los costos fijos, entre las cuales están: la metodología de costos contables, la metodología de valores de reposición, y la metodología de los valores comerciales estos se usan mucho en proyectos en general no necesariamente relacionados con las centrales de generación de energía o transformación de energía primaria a secundaria, para el presente trabajo se tomarán como ejemplo los costos fijos de los proyectos nacionales publicados.

2.13.3) Costos Variables (\$/kW).

Los costos variables de producción son aquellos necesarios para operar y mantener la central de generación y que cambian en función de la energía producida.

De acuerdo con lo mencionado se tomarán en cuenta los informes técnico-económicos del análisis y determinación de costos del servicio público de energía eléctrica y se establecerá lo siguiente:

Para centrales de generación hidráulicas, el cálculo correspondiente a los costos variables deberá realizarse utilizando el factor 0,2 (c\$/kWh) o 2 (\$/MWh) el cual se encuentra establecido en proyectos de hidroeléctricas de bibliografía

Para centrales de generación termina, incluyendo biomasa y biogas, el cálculo correspondiente a los costos variables deberá realizarse conforme a los establecido a continuación:

Los componentes del costo variable de producción son

- Combustible
- Transporte del combustible
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación
- Agua potable
- Mantenimiento programado entre 2 mantenimientos mayores
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación del impacto ambiental
- Energía eléctrica de servicios auxiliares

No se deben considerar aquellos costos correspondientes al mantenimiento destinado a repotenciar las unidades o aquellos costos destinados a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.

3) MARCO PRACTICO PROYECCIONES DE ESCENARIO ENERGÉTICOS PARA BOLIVIA

3.1) APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En el presente capítulo se aplicará la metodología propuesta a las principales plantas de generación de energía secundaria en el país, estos deberán estar en una etapa de producción comercial para que el cálculo del LCOE sea coherente y no ofrezcan resultados alejados de la realidad como pasaría en una planta de generación piloto o en construcción como ser las plantas de energía geotérmica en el sur de Potosí.

Además, se muestra el cálculo del costo beneficio que el estado boliviano incurre con la subvención a los hidrocarburos en la venta de gas a las termoeléctricas. Finalmente se realiza un análisis de los resultados.

3.2) CALCULO DE COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL

Este cálculo es uno de los más importantes para dar validez al presente proyecto, el cálculo del total costo de oportunidad por vender la producción de gas natural al mercado interno en lugar de su exportación es catalogado como uno de los cinco grandes subsidios que Bolivia enfrenta al reducir el costo para la generación eléctrica en las termoeléctricas.

En la presente sección se estima un tipo de subsidio para la producción y consumo de gas natural: 1) de costo de oportunidad. Sin embargo, se debe mencionar que existe otro denominado “el sacrificio fiscal por el IVA asociado a este costo”, el cálculo de este sale del alcance del presente proyecto y es por eso por lo que no se lo

toma en cuenta para el análisis. Si bien en la cadena de transporte y comercialización existen tarifas y márgenes que deben actualizarse, ello también está fuera del alcance de este documento debido a que las características de monopolios regulados de ambas actividades precisan de una información detallada sobre los costos de operación y capital del sistema de ducto y distribución que no son de libre acceso en la actualidad. Adicionalmente se tomaron como factores de corrección variables usadas en el cálculo del subsidio de biografía (Medinaceli, 2022).

En primero lugar se muestra el consumo de gas en las principales termoeléctricas de Bolivia para la gestión 2021, ellas son; Planta Termoeléctrica de Warnes (PTWAR), Planta Termoeléctrica Entre Ríos (PTER) y Planta Termoeléctrica del Sur (PTSUR).



Tabla 4. Consumo de gas natural en plantas termoeléctricas de Bolivia para la gestión 2021.

MES	Consumo de Gas (MPC)			
	PTER	PTSUR	PTWAR	Subtotal
Enero	461,868	448,856	1,002,966	1,913,690
Febrero	527,036	445,683	732,165	1,704,884
Marzo	772,546	454,890	934,516	2,161,952
Abril	1,088,043	445,495	1,194,185	2,727,723
Mayo	647,078	976,691	1,252,389	2,876,158
Junio	364,752	988,346	1,121,993	2,475,091
Julio	480,658	1,112,957	1,115,492	2,709,107
Agosto	848,763	1,145,817	1,360,884	3,355,464
Septiembre	903,718	960,146	1,691,508	3,555,372
Octubre	852,124	1,026,998	1,940,066	3,819,188
Noviembre	906,184	986,835	2,109,527	4,002,546
Diciembre	811,964	890,009	1,773,070	3,475,043
	8,664,734	9,882,723	16,228,761	34,776,218

Fuente: Memoria Institucional Ende Andina 2021, ENDE, 2021

A continuación calcularemos el costo de oportunidad que se pierde cuando se comercializa el gas natural en mercado interno, para el mismo se toman los siguientes supuestos, 1) se toma el valor unitario de exportación de gas natural reportado por el Banco Central de Bolivia (BCB); 2) los volúmenes de mercado interno contemplan el consumo solo de las plantas termoeléctricas, no se toman en cuenta: redes de distribución, plantas de separación de líquidos y la planta de amoníaco y urea; 3) dado que la comparación se realiza en la planta de transformación, se ajusta por la diferencia en las tarifas de transporte de acuerdo a un cálculo previo que se hizo de los subsidios

generales que pueden verse en el ANEXO 4; 4) el precio del mercado interno es el promedio ponderado de precios al consumidor final y; 5) se asocia el valor unitario de exportación al comportamiento del WTI.

Paso 1. Cálculo del costo de oportunidad por unidad de volumen de gas natural (USD/MPC)

Costo Oportunidad Unitario (USD/MPC)

$$= \text{Valor Unitario de Exportacion} - \text{Precio Mercado interno} \\ + \text{Factor diferencia de transporte}$$

$$\text{Costo Oport Unitario (USD/MPC)} = 4.65 \text{ (USD/MPC)} - 1.25 \text{ (USD/MPC)} + (-0.04)$$

$$\text{Costo Oport Unitario (USD/MPC)} = 3.36 \text{ (USD/MPC)}$$

Paso 2. Cálculo del Costo de oportunidad total anual para las 3 termoeléctricas

Costo Oportunidad (USD)

$$= \text{Cost Oport Unit (USD/MPC)} * \text{Volumen total de gas (MPC)}$$

$$\text{Costo Oportunidad (USD)} = 3.36 \text{ (USD/MPC)} * 34,776,218 \text{ (MPC)}$$

$$\text{Costo Oportunidad (USD)} = 116,848,092 \text{ (USD)}$$

Eso quiere decir que el gobierno boliviano perdió 116.85 MMUSD en la gestión pasada por la subvención a los hidrocarburos considerando solamente las 3 principales plantas termoeléctricas del país.

A continuación, se calculará los mismos valores desde el año base que tomamos para el presente proyecto que es el 2020 hasta el 2025 con las estimaciones y supuestos ya mencionado. Los datos de volumen de consumo de gas serán tomados de las memorias institucionales y el crecimiento a la demanda de gas en las 3 termoeléctricas serán del 3% como sugiere la electrificación del país.

Tabla 5. Valores de Costo de Oportunidad de venta de gas natural a las termoeléctricas para gestiones 2020-2025.

Año	Volumen de Gas Natural recibido en las termoeléctricas (MPC)	Precio del Gas Natural en Mercado Interno (USD/MPC)	Valor Unitario de exportación de Gas Natural (USD/MPC)	Diferencia de Transporte (USD/MPC)	Costo de Oportunidad por Unidad de Gas Natural (USD/MPC)	Costo de Oportunidad Total (USD)
2020	24,707,894	1.27	4.66	0.00	3.39	83,759,761
2021	34,776,218	1.25	4.65	-0.04	3.36	116,848,092
2022	35,819,505	1.25	9.68	-0.04	8.39	300,525,643
2023	36,894,090	1.24	8.89	-0.05	7.60	280,395,082
2024	38,000,912	1.24	8.06	-0.05	6.77	257,266,177
2025	39,140,940	1.24	8.56	-0.05	7.27	284,554,632

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, y para dar mayor importancia a estas cifras mostraremos el porcentaje que las mismas tienen en el total de los subsidios que se planea tener en Bolivia para el año 2025. Las estimaciones fueron tomadas de estudios de subsidios y proyecciones económicas de biografía y están presentes en el ANEXO 5.

Tabla 6. Estimaciones de costo de oportunidad de las 3 termoeléctricas y su impacto en el subsidio total a los hidrocarburos 2020-2025.

Año	Costo de Oportunidad Total (USD)	Subsidio total estimado a los hidrocarburos (USD)	Porcentaje del total de subsidio
2020	83,759,761	515,000,000	16.26%
2021	116,848,092	1,000,000,000	11.68%
2022	300,525,643	2,147,000,000	14.00%
2023	280,395,082	1,926,000,000	14.56%
2024	257,266,177	1,696,000,000	15.17%
2025	284,554,632	1,434,000,000	19.84%

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la tabla 6 la cantidad de dinero que el estado boliviano pierde y perderá en las futuras gestiones a causa del costo de oportunidad del gas natural destinado a las termoeléctricas no es poco tomando en cuenta las sumas. Además, debemos considerar que solamente se calculó un tipo de subsidio (El costo de oportunidad) de los 5 que los economistas sugieren que Bolivia incurre cada año, esos son; “el costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de su exportación; la importación directa de gasolinas, diésel oíl y GLP a precios altos para su posterior venta a precios bajos; la no actualización de los márgenes de la cadena de valor de los derivados del petróleo; el sacrificio fiscal por el IVA no recaudado y; el incentivo entregado a los operadores de los campos en Bolivia. En total, se estima que el año 2022 estas cinco categorías representarán el 11.6% del PIB, con la siguiente desagregación: costo de oportunidad (5.8%), importación directa

(3.1%), actualización de márgenes (1.2%), sacrificio fiscal por IVA (1.1%) e incentivo (0.4%)". (Medinacelli, 2022)

3.3) CALCULO DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

3.3.1) Suposiciones de calculo

Con base a la información obtenida de las centrales de generación de electricidad de las bases de datos de empresas, proyectos en estado comercial y memorias institucionales de las entidades públicas del país, se trata de encontrar patrones semejantes entre las centrales de la misma tecnología para completar la información faltante, principalmente los costos de inversión inicial que en su mayoría crece al entrar a operación. Un claro ejemplo es la termoeléctrica de Warnes en Santa Cruz de la Sierra que en la primera puesta en marcha se anunció un costo total de 171 MMUSD sin embargo a la fecha las memorias institucionales calculan que el costo fue de 468MMUSD. Se trato de evitar el uso de información de otros países muy alejados a la región ya que los costos varían mucho, se verifico los datos con los reportes gubernamentales y los informes de rendición de cuentas del Ministerio de Hidrocarburos y Energías de la gestión pasada.

Para estimar la energía generada se utilizaron datos obtenidos de memorias institucionales e informes de estadística de las empresas operadoras de la planta y de periódicos. La proyección de energía y de la demanda se hizo en base a biografía y el crecimiento económico de la región dando un margen de 3% a la electrificación de países en vías de desarrollo como Bolivia.

Para establecer los costos fijos y variables de los proyectos se usó información proporcionada por los informes técnicos de gestiones pasadas y rendición de cuentas de las entidades operadoras. Muchas de ellas al ser proyectos relativamente fueron estimados con proyectos de igual capacidad de generación eléctrica cercanas a la región y se tomó en cuenta la recesión del 2020 y 2021 de la región.

En el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas, ya que no se cuenta con una metodología de cálculo de costos fijos y variables de la región, se optó por utilizar factores presentados en trabajos de investigación y papers del tema, donde el costo AO&M para centrales eólicas esta entre el 2 y 3% de la inversión total cada año, y para las centrales fotovoltaicas se establece un rango entre 25 y 30 USD/kWp-año.

Para establecer los montos de capital de inversión de las centrales se tomaron en cuenta los montos totales que figuran en os informes de rendición de cuentas de la gestión 2021 del ministerio de hidrocarburos y energía.

Finalmente, no se aplicarán ningún mecanismo de incentivo económico en los cálculos para el análisis del LCOE.

3.3.2) Ejemplo de cálculo.

Tabla 7. Datos de cálculo para planta generadora.

Central de Generación de electricidad				
Capacidad	1500MW			
Número de Unidades	8			
Factor de planta estimado diseño	66.21%			
Factor de planta real promedio 3 años	47%			
Inversión total	2600MM			
Valor medio de costo fijo anual	33.68 \$/W			
Generación Neta MWh				
	2017	2018	2019	2020
Enero	579373	590538	565855	541288
Febrero	492081	416726	483609	534194
Marzo	513032	554767	544618	517608
Abril	385581	550042	536658	544423
Mayo	410145	551157	553943	563811
Junio	398438	486835	524103	609250
Julio	440339	533919	370123	630994
Agosto	413051	468864	524122	552486
Septiembre	574378	519740	550700	627297
Octubre	563802	456083	572516	624127
Noviembre	532383	497844	584505	436446
Diciembre	611217	574187	591148	458479

Fuente: Elaboración propia

Con los datos de generación mensual se procede al cálculo del valor promedio y la desviación estándar de la muestra, es bueno aclarar que estos datos de valor promedio ya son dados en las memorias técnicas de las instituciones por lo que la desviación estándar queda excluida en el caso de estudio. Posteriormente se calcularon valores anuales de generación con los que se calculó nuevamente un valor medio y una desviación estándar.

Tabla 8. Parámetros promedio de generación para la planta hidroeléctrica.

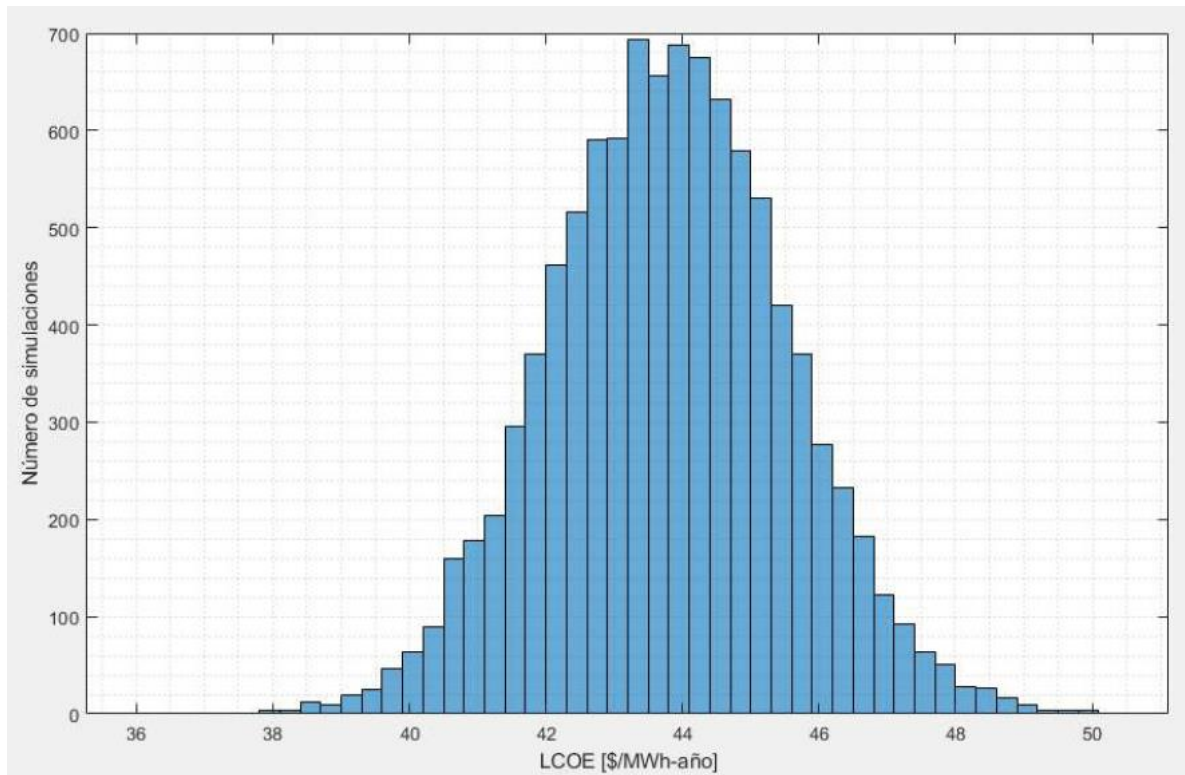
Parámetros de generación MWh		
	Mensual	Anual
Valor Promedio	514,345	6,172,340
Desviación Estándar	65,525	225,972

Fuente: Elaboración Propia

A partir de la información proyectada se calcularon los costos variables con el factor de 2 (US\$/MWh). Y para la proyección de las gestiones siguientes los costos fijos se utilizó el valor disponible de proyectos de similar capacidad de generación. Una vez que se tuvieron los datos de generación, costos fijos y costos variables para los periodos establecidos (5 años como se hará en el caso de estudio), con la ayuda de la ecuación 5 se calculó el valor de LCOE. Sin embargo, este valor es solamente uno de muchos para las diferentes meses y gestiones, por lo cual se calcula un LCOE promedio para una central de 1500MW como la del ejemplo, así que todo el proceso se repite con las demás centrales donde solo se variaran las capacidades de generación, capital inicial, y costos fijo y variables.

Los resultados para el LCOE de la central hidroeléctrica del ejemplo se muestran en el histograma de la figura de abajo.

Figura 25. Distribución de cálculo del LCOE para la planta de generación de ejemplo.



En la figura 25 se puede apreciar que el valor LCOE más probable para las centrales hidroeléctricas de 1500MW de acuerdo con las condiciones dadas, se encuentra alrededor de 43 (\$/MWh). EL LCOE específico para la central es uno de los valores representados en el histograma y no necesariamente corresponde al valor medio, sino que, debido a la cantidad de volúmenes de generación se han generado mas valores de LCOE para proyectos de 1500MW inexistentes pero factibles con los que se ha calculado un valor medio más probable. Este paso es obviado en los casos de proyectos donde se tiene el valor promedio de generación anual y no así los valores de generación mensual debido a la falta de datos o a la variación muy alejada como ser el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas.

3.4) CASO DE ESTUDIO.

A continuación, se muestran los resultados de cálculo del LCOE de las centrales de generación de plantas de Bolivia, aplicando un descuento de 10%.

3.4.1) Central Hidroeléctrica.

Primero se muestran los resultados obtenidos para las centrales hidroeléctricas de varias capacidades, se puede notar que el valor del LCOE medio va disminuyendo a medida que la capacidad central de generación incrementa; esto se debe a que, si bien es cierto que el costo de implementación de una central hidroeléctrica aumenta con su capacidad instalada, el costo por vatio de la central se reduce y que, las centrales hidroeléctricas de gran capacidad se construyen con embalses que aumentan los factores de la planta. Se utilizó una escala semilogarítmica para una mejor visualización de los datos, debido a la diferencia entre los datos grandes y pequeños.

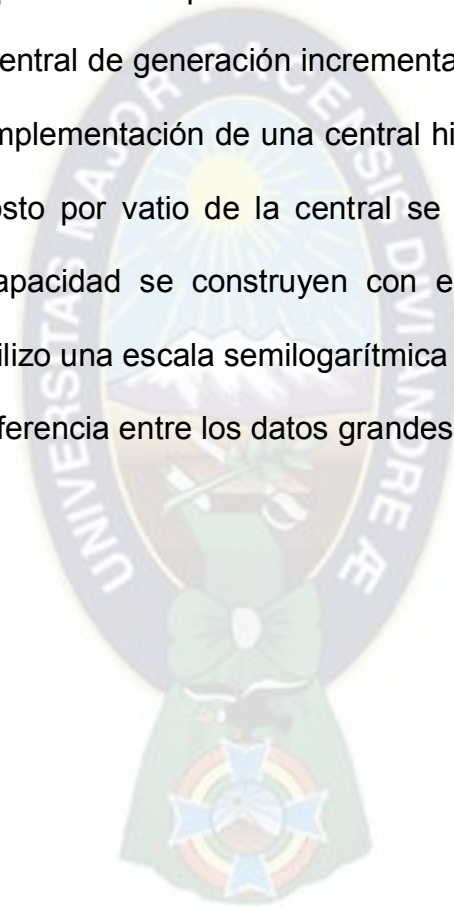
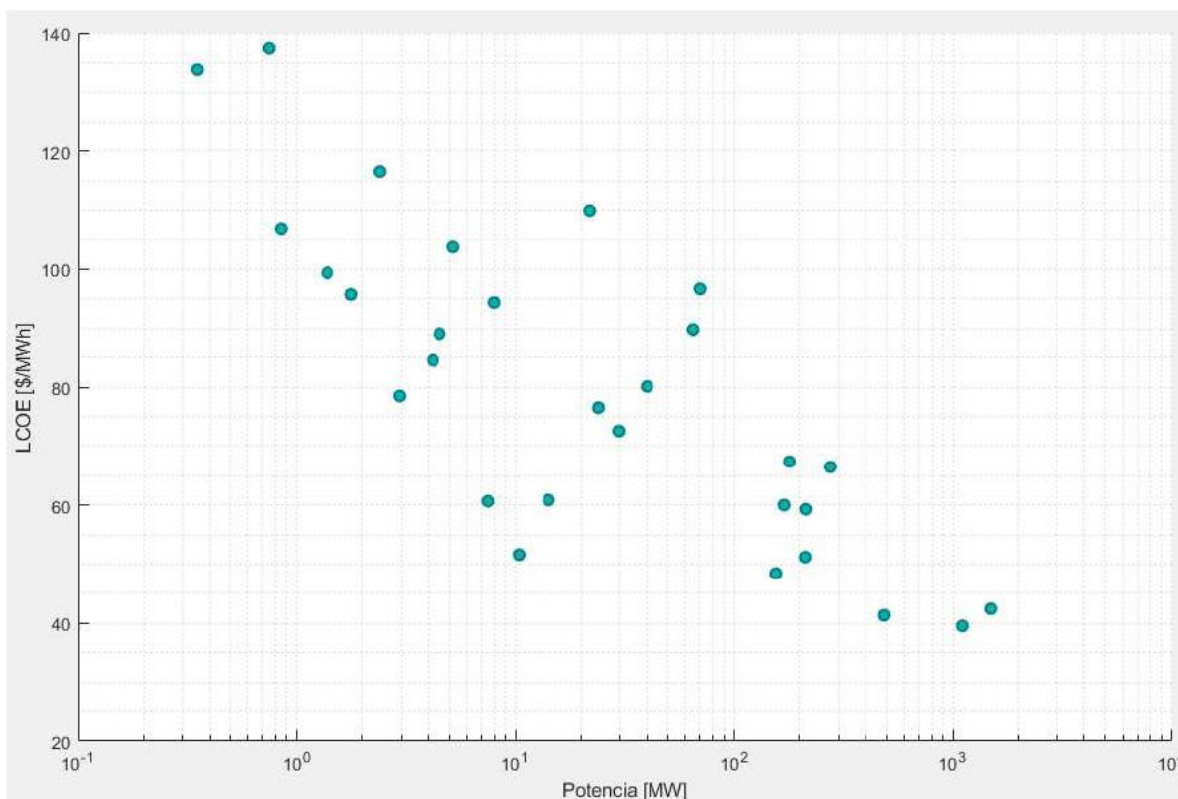


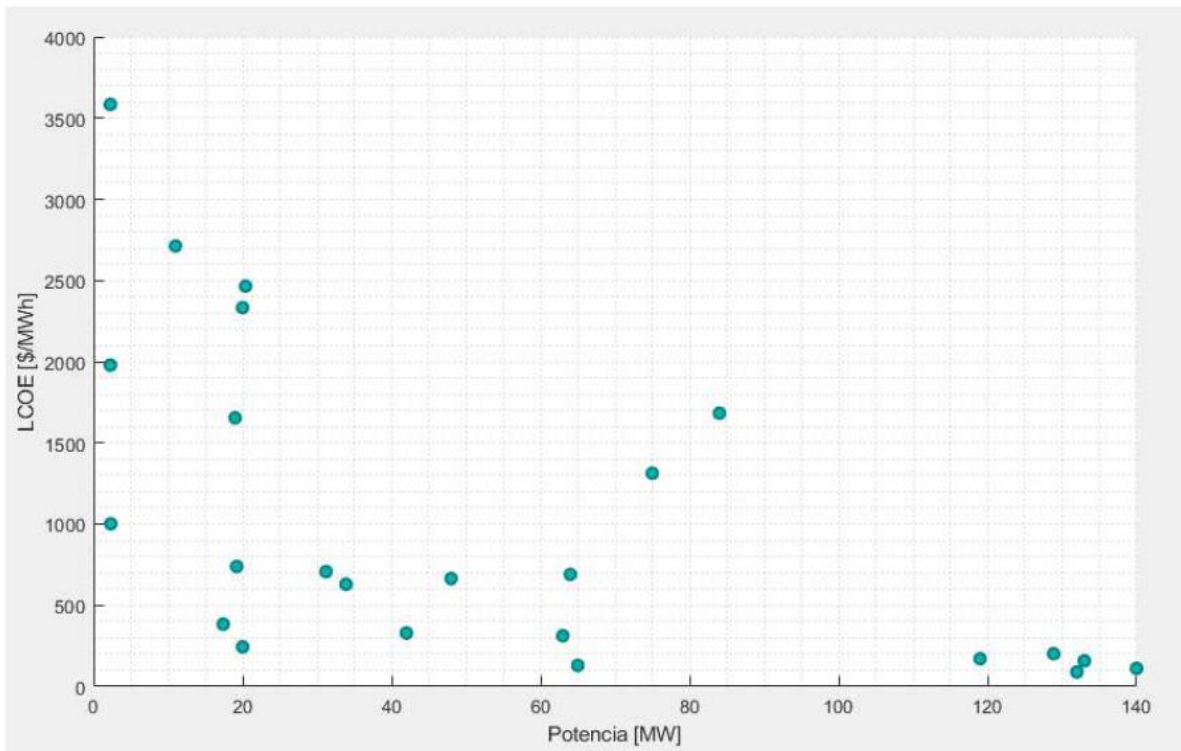
Figura 26. LCOE promedio para centrales hidroeléctricas.



3.4.2) Centrales Térmicas.

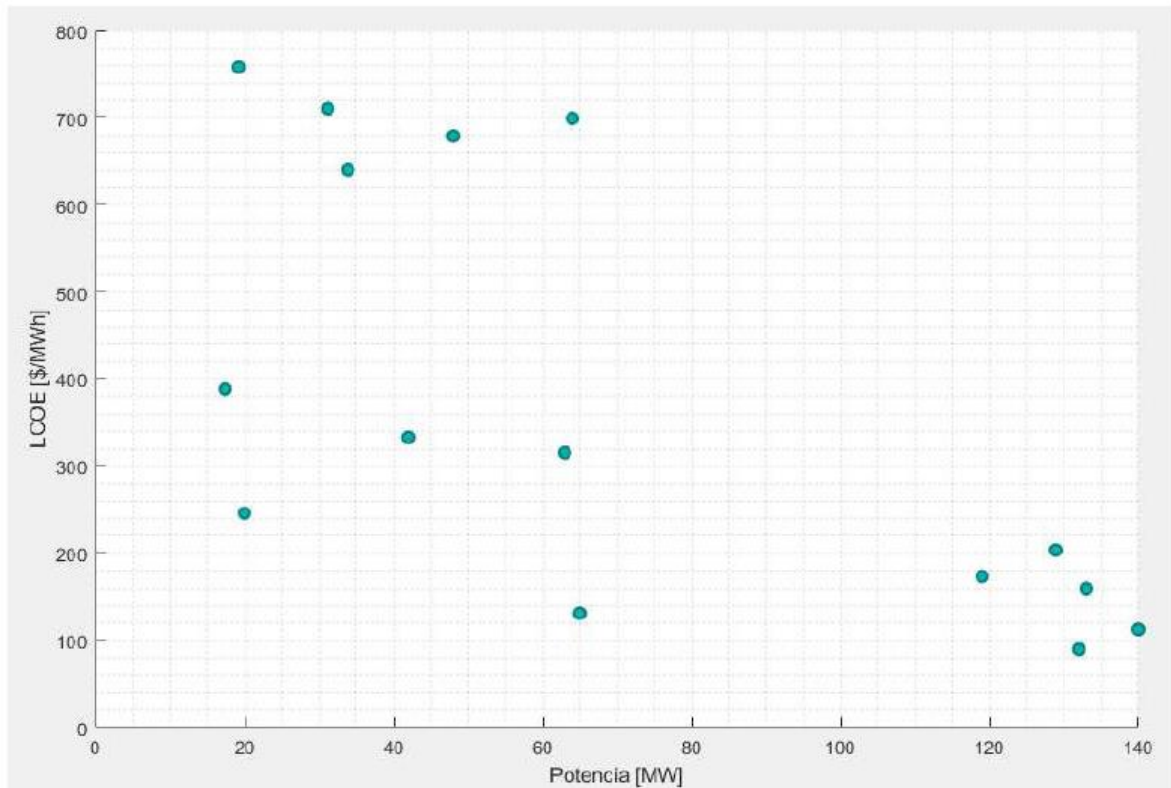
A continuación, se muestran los resultados obtenidos para centrales térmicas de varias capacidades y de diferentes periodos de generación, a primera vista se puede notar que los valores de LCOE están muy dispersos y no se rigen a ninguna tendencia y esto se debe a que las centrales de generación térmica se clasifican en diferentes tecnologías que presentan grandes diferencias unas de otras.

Figura 27. LCOE promedio para centrales termoeléctricas.



Se distinguió que los valores de LCOE se disparaban exageradamente en algunos casos y se determinó que esto solo ocurre en centrales de baja capacidad de generación en determinados meses, donde el factor de planta es reducido mucho y de aquellas plantas que no operan con continuidad y que tienen valores promedio anuales muy bajos porque solo funcionaron un par de meses. Resulta que las centrales que arrojan valores de LCOE excesivamente altos corresponden a aquellas centrales térmicas que funcionan como respaldo o compensación y por lo tanto un valor de generación alta y no continua; las mismas son descartadas del análisis por la diferencia de datos.

Figura 28. LCOE promedio para centrales termoeléctricas de alta capacidad.

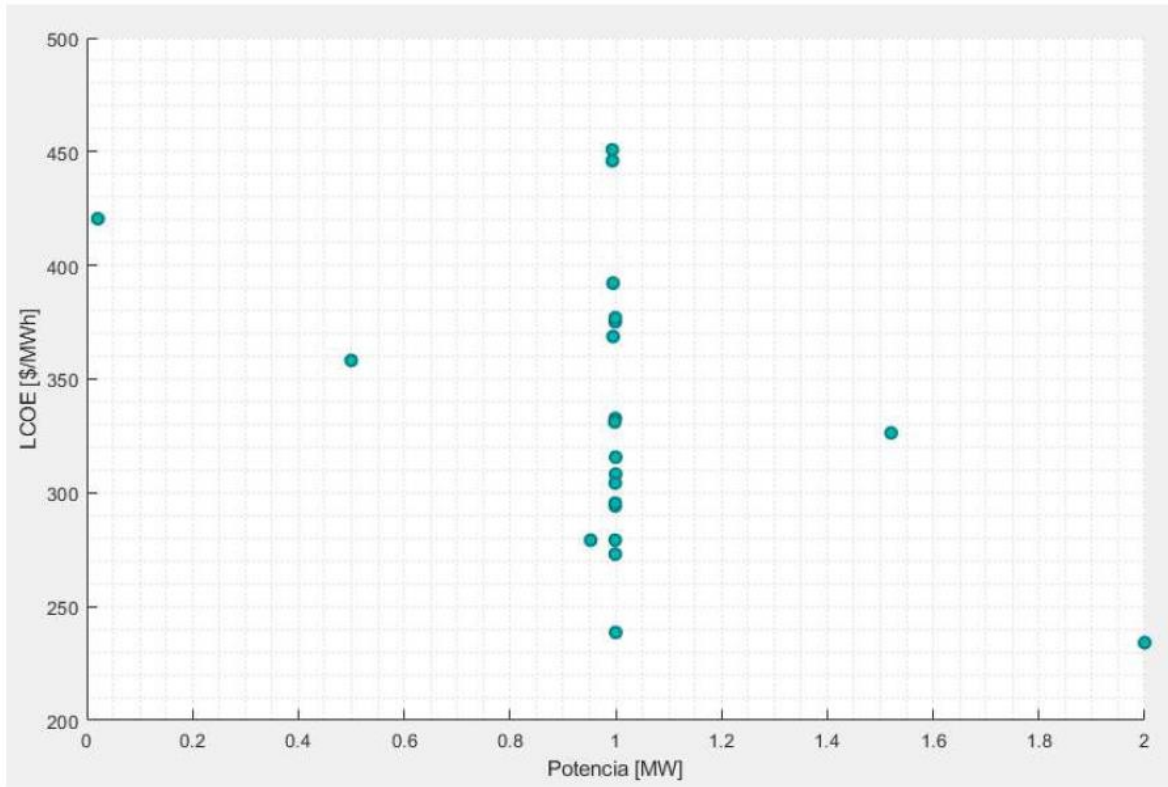


3.4.3) Centrales fotovoltaicas

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para proyectos fotovoltaicos de varias capacidades, se puede notar que en Bolivia existen pocos proyectos de gran capacidad resaltando el de Oruro de 50 MW y que el LCOE es muy variable debido a la discontinuidad de la generación de electricidad para este tipo de plantas; esto tiene mucho sentido ya que el parámetro que más diferencia una central fotovoltaica de otras de las mismas capacidades, es la energía generada. Esto está estrechamente ligado a la región donde se instala la planta fotovoltaica y el mes del

año de generación. En el caso boliviano como lo habíamos mencionado la alta radiación solar está localizada en el occidente boliviano y altiplano.

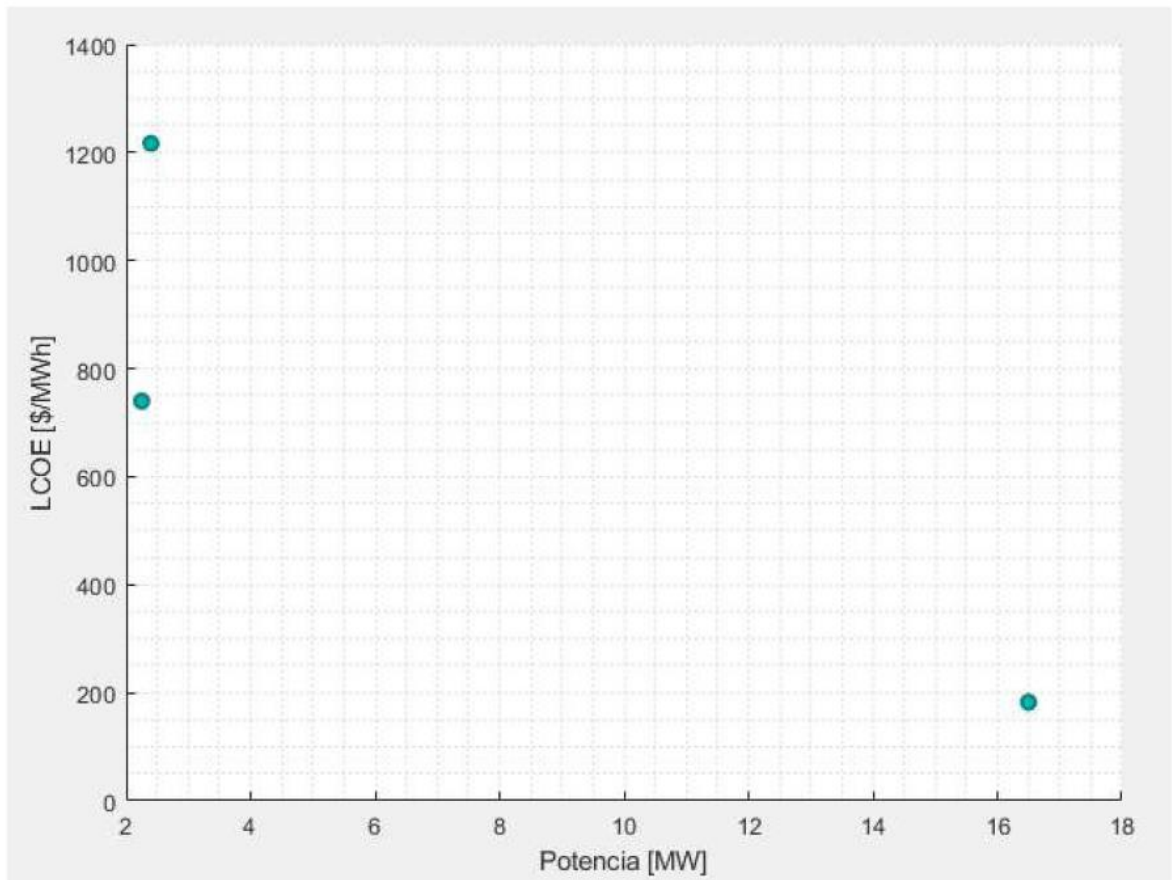
Figura 29. LCOE promedio para centrales fotovoltaicas.



3.4.4) Centrales Eólicas

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los únicos proyectos de generación eólicas en Bolivia con capacidad significativa, no se puede predecir un comportamiento adecuado debido a dos principales factores; la mínima cantidad de datos disponibles y la discontinuidad de generación que tienen estas plantas durante el día y la temporada de año. Sin embargo, en relación de variables se nota un comportamiento similar entre ellas.

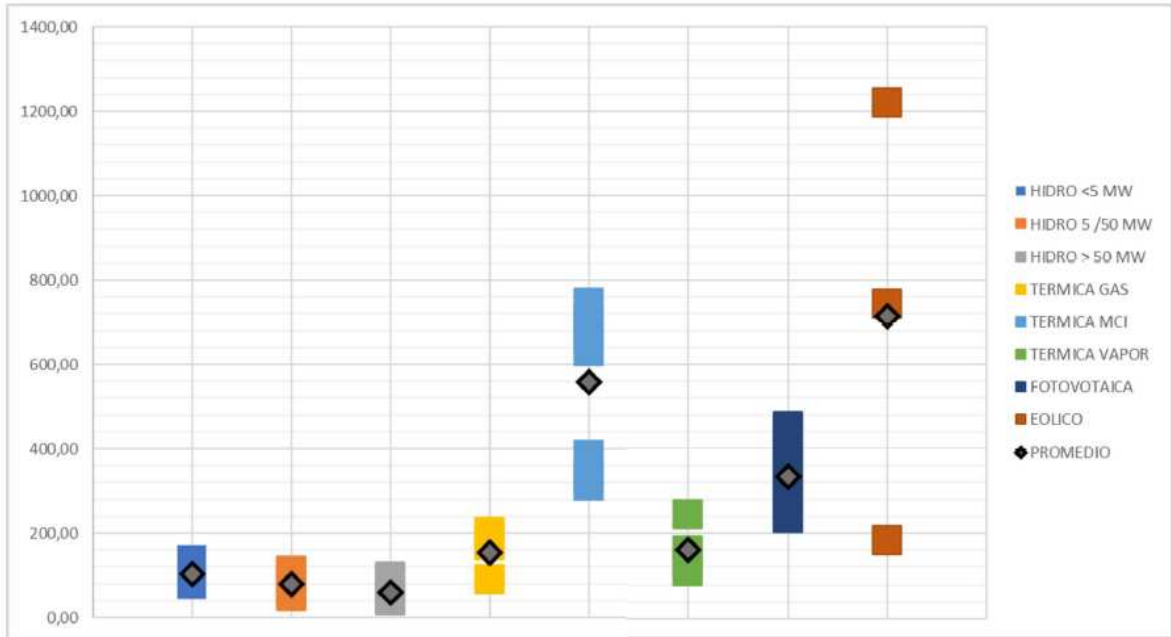
Figura 30. LCOE promedio para centrales eólicas.



3.4.5) Comparativa de datos obtenidos.

A continuación, se presentan los resultados de cálculo de LCOE para los diferentes métodos de generación, los resultados fueron agrupados y divididos de acuerdo con el método de generación y capacidad.

Figura 31. Rangos de LCOE por tipo de tecnología y capacidad.



De manera general se sabe que a medida que la tasa de descuento se incrementa, los valores de LCOE también tenderán a crecer, pero como se mencionó en el apartado de consideraciones de cálculo se tomó uno de 10%.

La variación más grande ocurre en las centrales termoeléctricas, debido a que son aquellas que tienen un bajo costo de inversión inicial en comparación con el costo del combustible y los volúmenes requeridos, además del mantenimiento que es el más elevado dentro del tipo de proyectos. Estos flujos de efectivo que ocurren en el futuro sufren mayor afectación por la tasa de descuento que se utilizaría.

También debemos considerar el tamaño de los proyectos energéticos de Bolivia y la disponibilidad de datos de los mismos para hacer estos cálculos.

4) CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos se concluye que el LCOE es un valor que varía mucho de acuerdo con las suposiciones realizadas, es decir metodologías de cálculo de cada componente (costo de inversión, costos fijos y variables, tasas de descuento, y energía generada), por lo que es imprescindible establecer metodologías concretas para determinar cada uno de estos componentes con una mayor precisión.

Se concluye que Bolivia es un país dependiente de los combustibles fósiles para la generación de energía primaria en forma de combustible y energía secundaria en forma de electricidad. Bolivia pierde muchos ingresos económicos en forma de costo de oportunidad al subvencionar el gas a las termoeléctricas con un valor que es actualmente un tercio del valor internacional y que podría llegar a ser un sexto del valor internacional según las proyecciones que se realizaron.

Se concluye que el mejor tipo de proyecto energético para el contexto nacional para aliviar el consumo de gas natural es de las hidroeléctricas por las siguientes razones: si bien el rango de valores de LCOE es el segundo más alto en las gráficas mostradas es el más estable a comparación de los demás. La generación de energía es continua y varía poco durante el día y las temporadas. La inversión inicial es la más fuerte pero los costos de operación son menores, además que no tiene volúmenes grandes de combustibles que ayudan a la generación de electricidad. La geografía boliviana la hace una de las más favorables para este tipo de proyectos.

Se concluye que para un mejor análisis es necesario la utilización de diferentes indicadores de rentabilidad, ya que, trabajando en conjunto, todos los indicadores presentan una mejor información de los beneficios que trae un proyecto a comparación

de otros, utilizar el VAN y el TIR en aspectos económicos y el LCOE en aspectos técnicos.

Se concluye que el LCOE calculado para centrales fotovoltaicas es muy dependiente de la energía generada y por lo tanto la localización de la planta es muy importante; por lo cual, una aplicación más específica del LCOE es que permite comparar el diseño de una misma planta fotovoltaica construida con diferentes elementos, por ejemplo, permite comparar una central construida con paneles policristalinos versus la misma central construida con paneles monocristalinos. La relación del LCOE con la comparación de materiales de construcción en plantas fotovoltaicas puede ser un proyecto interesante ya que las demás variables son iguales.

Se concluye que el LCOE calculado para las centrales eólicas es también dependiente de la ubicación y temporada del año, comparten muchos rangos y variables con las centrales fotovoltaicas donde el costo de capital y la ubicación son las variables que tienen mayor peso en el LCOE.

Se concluye que el LCOE para centrales hidroeléctricas son menos propensos a variaciones con la tasa de descuento debido a que la mayor cantidad de los costos ocurren en la inversión al momento de la construcción, y por lo tanto menor cantidad de capital se ve afectado, a diferencia de las centrales térmicas que tienen costos de O&M más elevados y un monto de inversión más bajos. Es por ello que dentro de la comparación de LCOE los indicadores demuestran que la sustitución de un porcentaje de generación de electricidad de las termoeléctricas con centrales hidráulicas es la mejor opción no solamente para la diversificación de la matriz energética boliviana sino

también para la economía de la matriz, se reduce el requerimiento de gas natural, se tiene energía constante y se reduce la contaminación atmosférica al reducir de manera drástica la emisión de gases de efecto invernadero.



5) RECOMENDACIONES

Se recomienda actualizar las metodologías existentes en las normativas vigentes de Bolivia, de tal forma que cualquier persona interesada en el desarrollo de proyectos de generación de energía secundaria sea capaz de hallar una guía que se encuentre a la par con el desarrollo de las tecnologías más actuales. Esto brindaría un ambiente de transparencia al momento de las licitaciones públicas y crearía conciencia ciudadana.

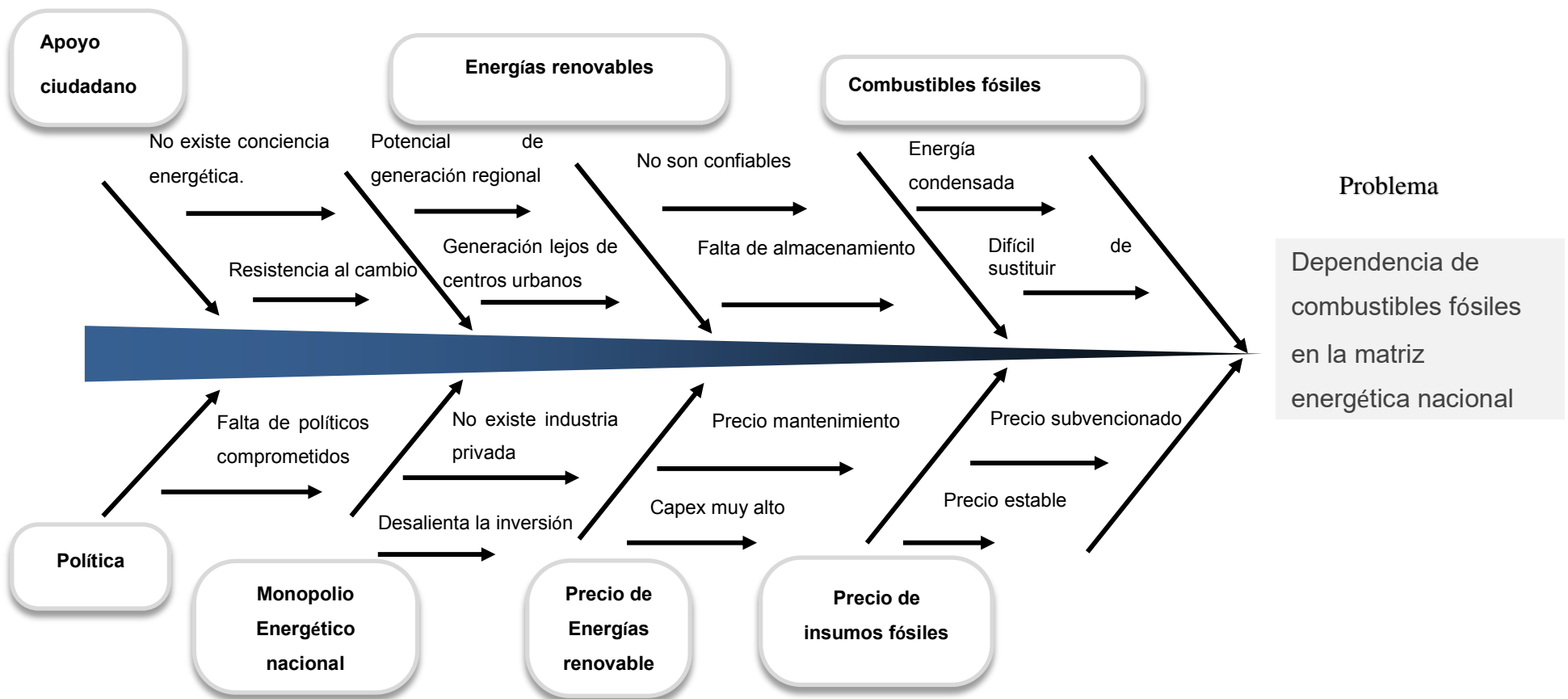
Se recomienda formular metodologías sencillas para determinar cada componente del cálculo del LCOE y establecerlas de manera homogénea de tal forma que cualquier interesado en el desarrollo de proyectos energéticos tenga una guía con bases sólidas y actualizadas.

Se recomienda actualizar el presente estudio con la incorporación de un análisis de incentivos a los proyectos de energías renovables a medida que la norma se actualice, de tal forma que se contraste ambos resultados y se refuerce aún más la importancia de las energías renovables con sustento en el cálculo del LCOE.

6) ANEXOS

6.1) ANEXO 1

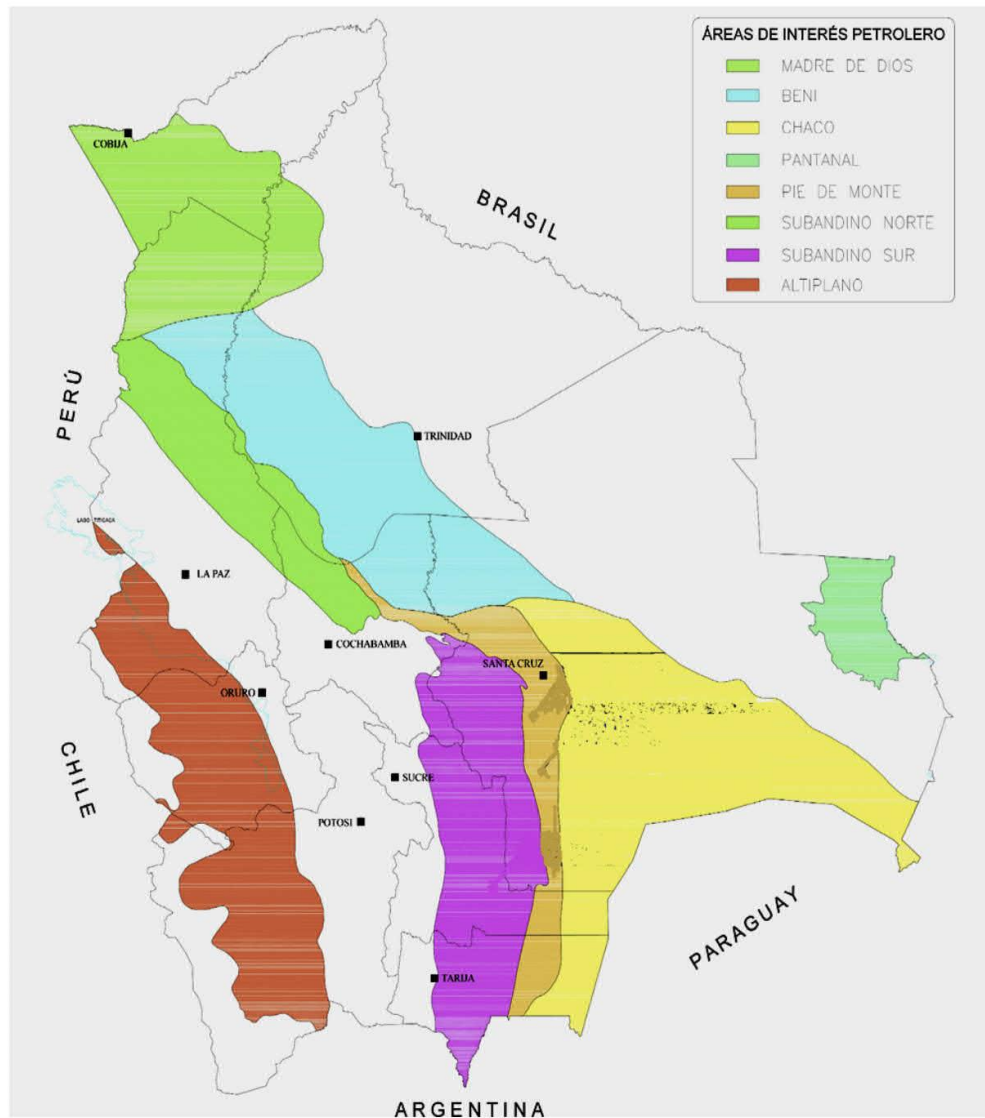
Identificación del problema con diagrama de Ishikawa.



6.2) ANEXO 2

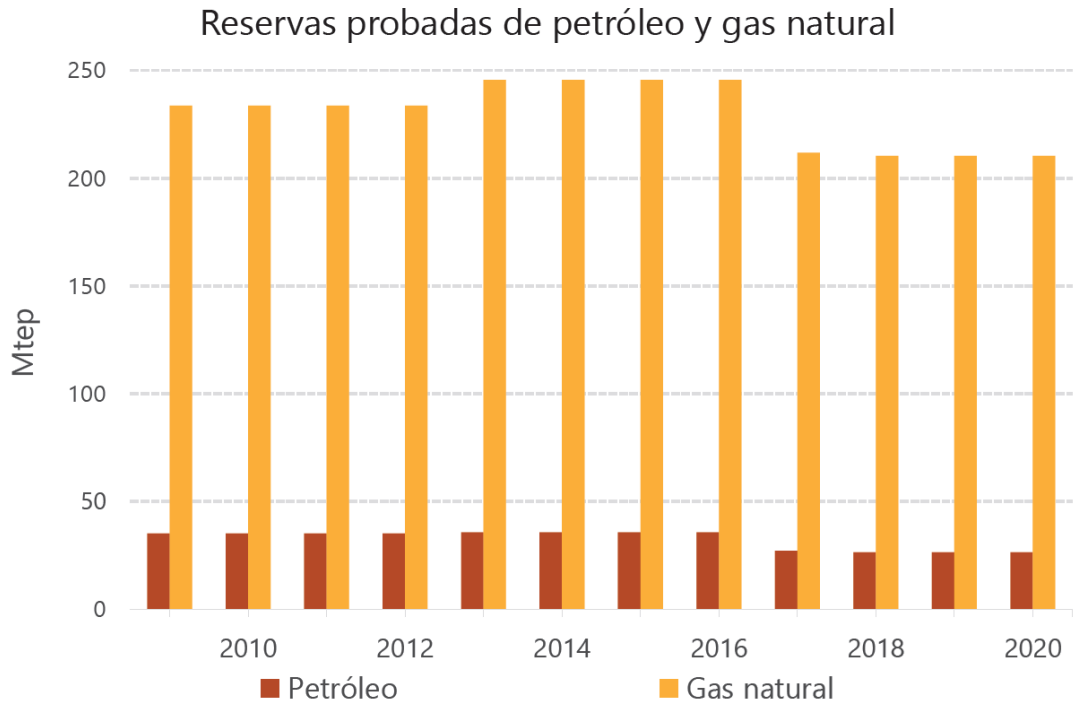
Potencial Energético de Bolivia

Mapa 1. Potencial Hidrocarburífero de Petróleo y Gas en Bolivia



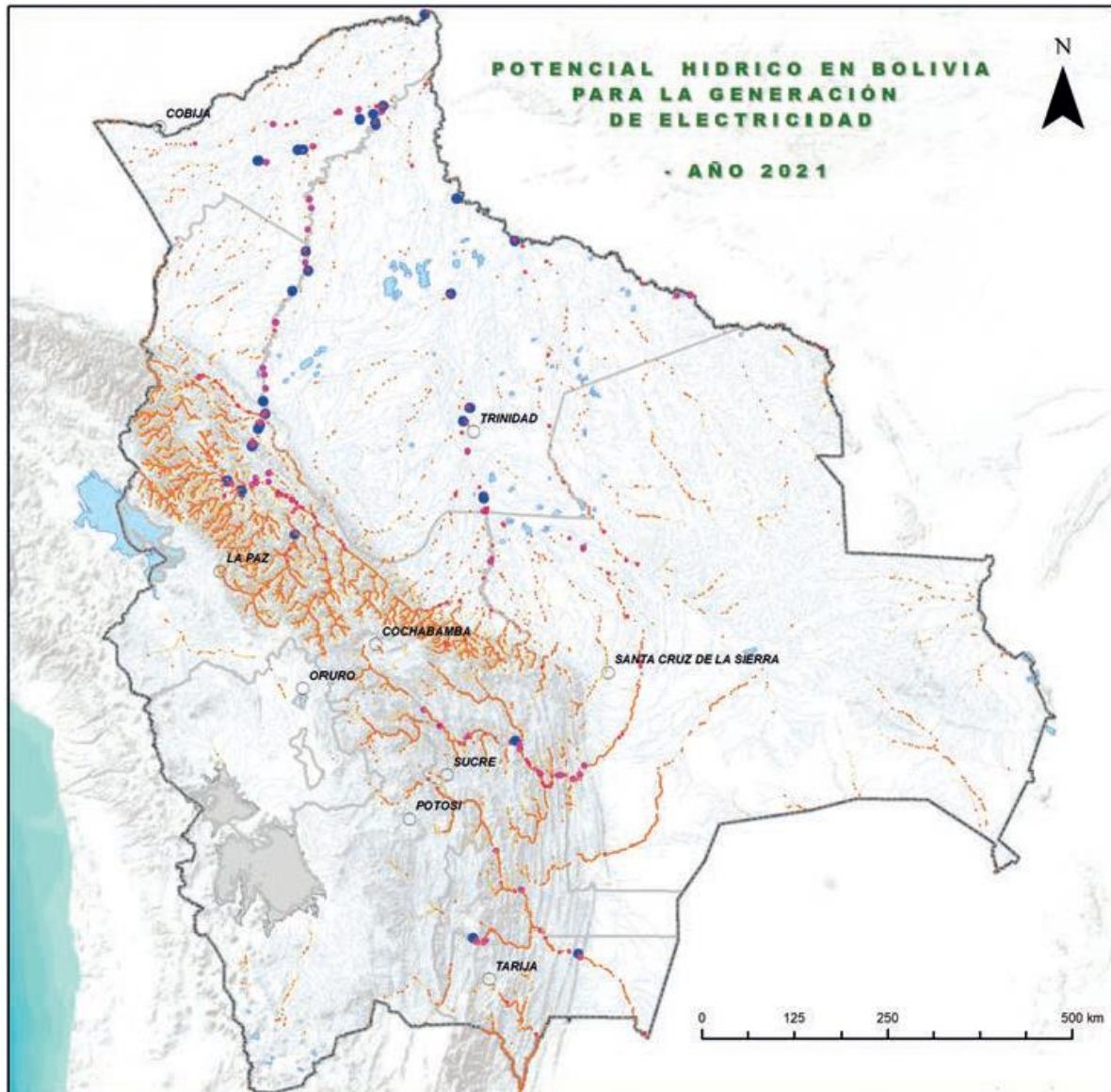
Cantidad total de barriles de petróleo a 2020: 190 Mbpe Millones de barriles de petróleo equivalente. (Fuente, Olade Outlook para Latinoamérica 2022)

Volumen total de gas en reserva a 2020: 253 Gm³ Miles de millones de metros cúbicos. (Fuente, Olade Outlook para Latinoamérica, OLADE, 2022)



Nota: Las reservas de petróleo y gas no fueron certificadas desde el año 2017.

Mapa 2. Potencial hidroeléctrico de Bolivia



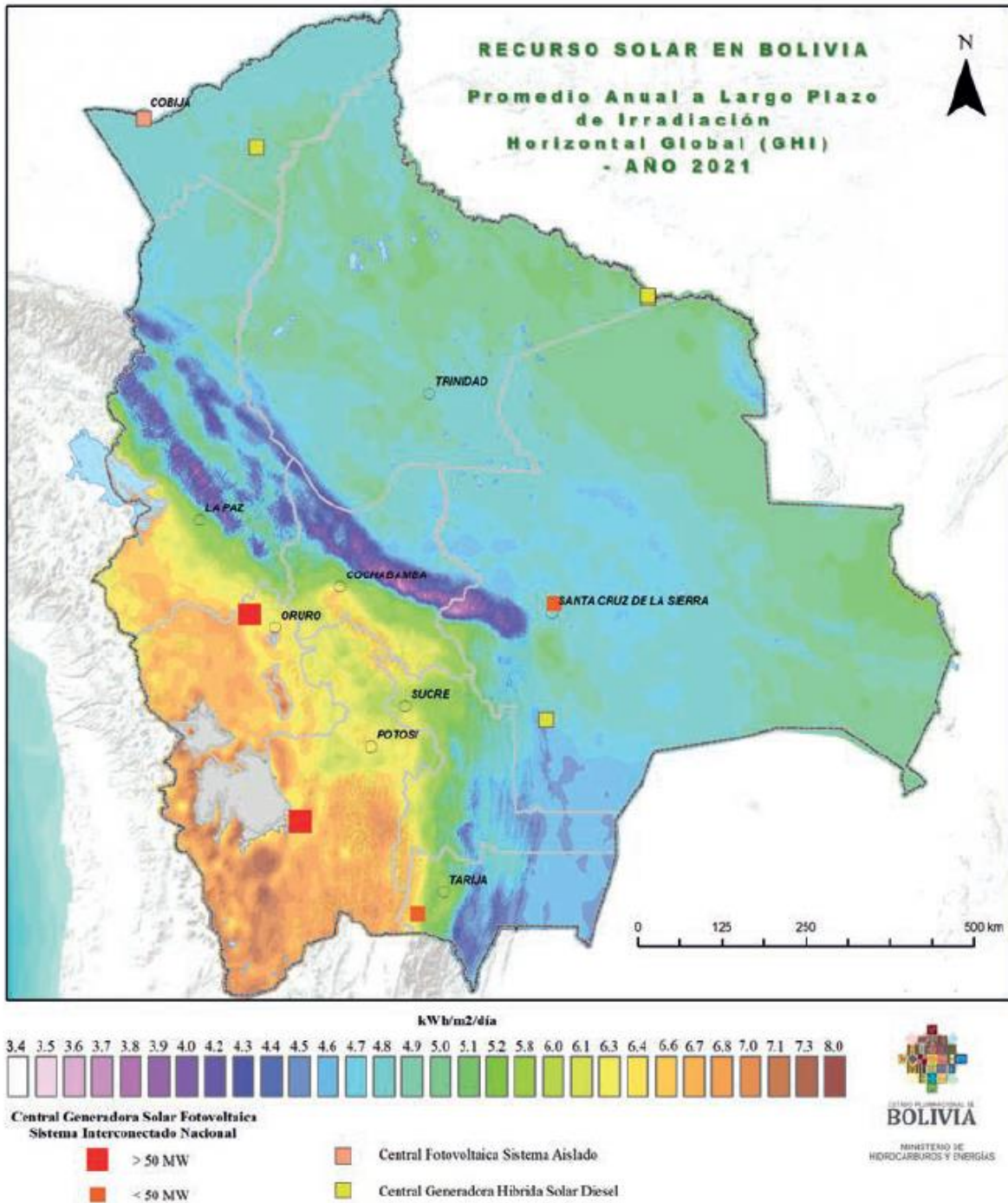
Tramos de Ríos con Potencial de
Generación Hidroeléctrica

- > 100 MW
- 50 - 100 MW
- 25 - 50 MW
- 1 - 25 MW
- < 1 MW



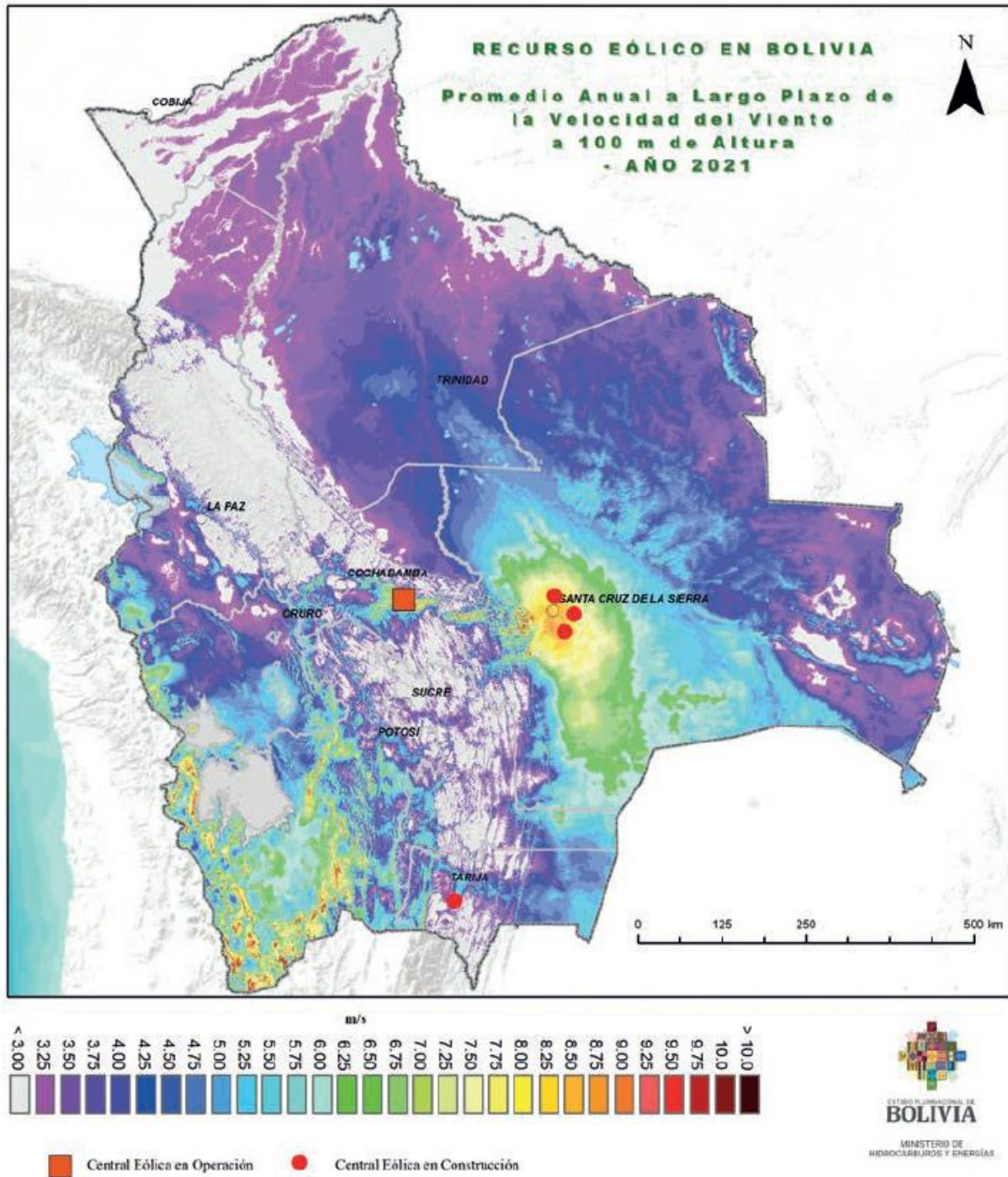
Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de
Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

Mapa 3. Potencial solar en Bolivia



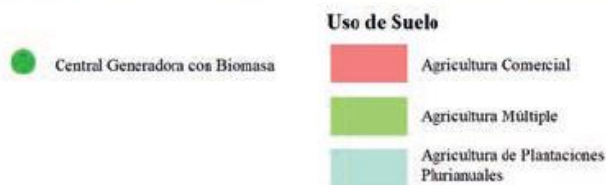
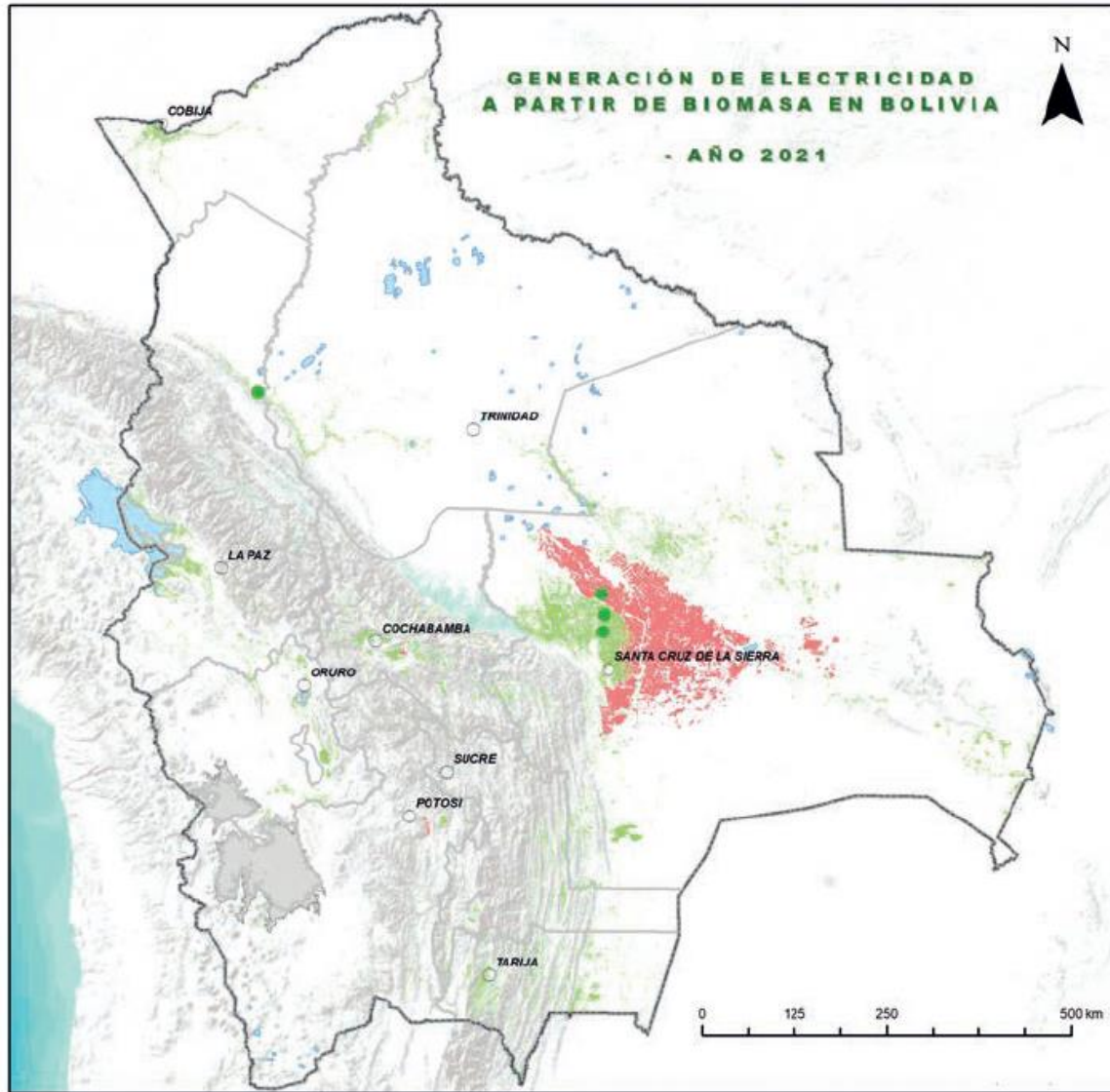
Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

Mapa 4. Potencial eólico en Bolivia



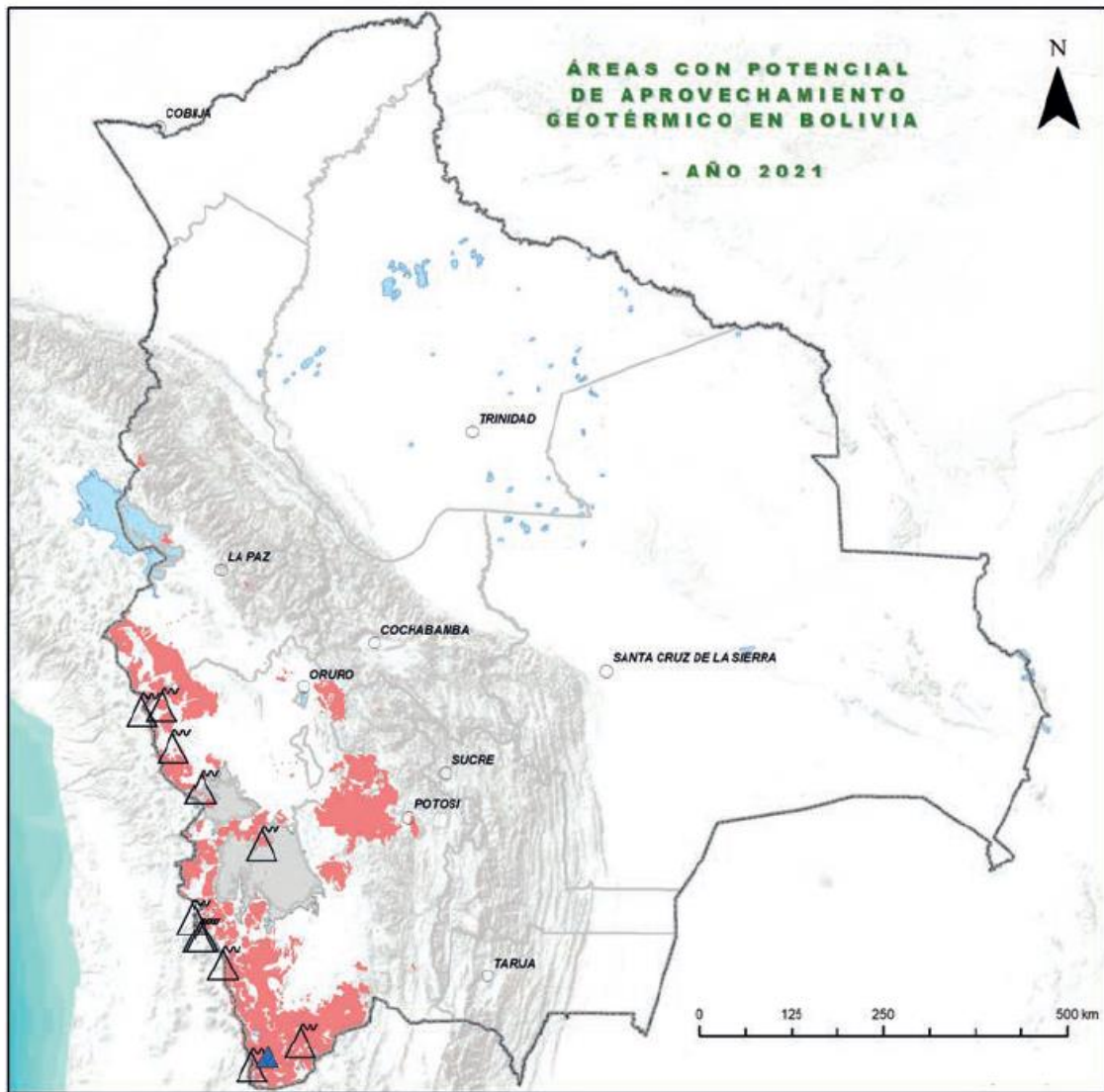
Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

Mapa 5. Potencial de energía por biomasa en Bolivia.



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

Mapa 6. Potencial de Energía Geotermal en Bolivia



- ▲ Proyecto Laguna Colorada
- △ Volcán Potencialmente Activo
- Afloramiento de Rocas Volcánicas y Plutónicas



Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

6.3) ANEXO 3

Portafolio de proyectos energéticos para Bolivia a 2020

Energía Solar Fotovoltaica			
Proyectos	Potencia (kW)	Estado	
Cobija	5.200	Proyectos ejecutados	170.000
Uyuni	60.000		
Yunchara	5.000		
El Sena – Pando	400		
Oruro – Fase I y II	100.000		
Riberalta	5.800	Proyectos estudio	en 5.800
Total (kW)			175.800

Energía Eólica			
Proyecto	Potencia (kW)	Estado	
Qollpana fase I	3.000	Proyectos ejecutados	27.000
Qollpana fase II	24.000		
El Dorado	54.000	Proyectos ejecución	en 132.000
Warnes	14.400		
San Julian	39.600		
La Ventolera	24.000	Proyectos estudio	en 5.100
Qollpana fase III	5.100		
Total (kW)			164.100

Energía Geotermal			
Proyecto	Potencia (kW)	Estado	
Planta piloto – Laguna Colorada	5.000	Proyectos ejecutados	105.000
Laguna Colorada	100.000		
Total (kW)			105.000

Natural Gas Thermolectric Plants (TE)		
Proyectos	Potencia (kW)	Estado
TE. de Warnes	200.000	Proyectos ejecutados
TE. de Entre Ríos	110.000	
TE. del Sur	160.000	
Ciclo combinado Guaracachi	82.000	
Planta de emergencia Valle Hermoso	24.540	
Planta de emergencia Alto Kenko	42.320	
Planta de emergencia San Matias	17.500	
Planta de emergencia Pia	2.800	
Planta Alto Kenko	32.000	
Ciclo combinado TE Sur	320.000	
Planta ciclo combinado Entre Ríos	360.000	
Planta TE Warnes	320.000	
Central TE Beni	6.300	
Ciclo combinado Car1 & Car2	52.000	Proyectos en estudio
Ciclo combinado GCH 11	36.000	
Ciclo comb SCZ1 & SCZ2	28.000	
Total (kW)		

671.070

1.006.300

116.000

1.793.370

Energía Biomasa			
Proyectos	Potencia (kW)	Estado	
Cobija	20.000	Proyectos en estudio	40.000
Riberalta	20.000		
Total (kW)			40.000

Energía Hidroeléctrica			
Proyectos	Potencia (kW)	Estado	
Misicuni	120.000	Proyectos ejecutados	244.000
San Jose	124.000		
Cuenca del Rio Ivirizu	290.200	Proyectos en ejecución	508.168
Miguillas	203.000		
El Condor	1.468		
Quinta Turbina Corani	13.500		
Banda Azul	133.700	Proyectos bajo estudio	6.035.290
Juntas de Corani	439.400		
Ambrosia	84.900		
Oquitas	125.000		
Huacata	10.670		
Cambari	93.000		
Molineros	100.800		
El Bala	3.676.000		
Santa Barbara	144.000		
Rositas	600.000		
El Pescado	184.000		
Aguas Calientes	94.000		
Laram Kkota	10.940		
Repotenciamiento	2.280		
Rio Yura	101.280		
Icona	177.000		
Chayanta	18.000		
Incahuasi	40.000		
Muñecas	No definido		
Carrizal	No definido		

Cuenca Amazónica	No definido		
Rio Madera	No definido		
Cuenca del Plata	No definido		
Misicuni phase III	No definido		
Total (kW)			6.787.458

Fuente: “Balance Energético Nacional 2006-2020”, Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, 2021.

6.4) ANEXO 4

Tabla de cálculo de Subsidio Costo de Oportunidad para los Hidrocarburos

Tabla 28 Subsidio Costo de Oportunidad e IVA asociado – Producción de Gas Natural

Año	Volumen producido de gas natural MI* (MM MPC)	Precio del gas natural MI** (USD/MPC)	Valor unitario de exportación gas natural*** (USD/MPC)	WTI**** (USD/Barril)	Diferencia de transporte (USD/MPC)	Subsidio Gas Natural Costo de Oportunidad (USD/MPC)	Subsidio Gas Natural Costo de Oportunidad (MM USD)	Subsidio Margen Bruto del Operador (MM USD)	Subsidio Regalías 18% + ISD 32% (MM USD)	Sacrificio Fiscal (MM USD)
	a	b	c	d	e	f = c-b+e	g = f * a	g * 50%	g * 50%	g * 13/87
2010	91.0	1.28	6.84	79.5	0.09	5.65	514	257	257	77
2011	101.2	1.28	9.55	94.9	0.12	8.39	850	425	425	127
2012	105.5	1.27	10.60	94.1	0.15	9.47	999	499	499	149
2013	111.2	1.27	10.21	98.0	0.15	9.09	1,011	506	506	151
2014	125.3	1.27	9.67	93.2	0.16	8.55	1,072	536	536	160
2015	129.9	1.28	6.16	48.7	0.16	5.05	656	328	328	98
2016	148.7	1.28	4.82	43.3	0.16	3.70	550	275	275	82
2017	145.5	1.27	4.78	50.8	0.19	3.69	538	269	269	80
2018	153.4	1.24	6.06	65.2	0.18	5.00	767	383	383	115
2019	146.5	1.23	6.50	57.0	0.19	5.46	800	400	400	120
2020	130.0	1.27	4.66	39.2	0.00	3.39	441	220	220	66
2021	131.8	1.25	4.65	68.1	-0.04	3.36	443	221	221	66
2022(e)	134.7	1.25	9.68	96.9	-0.04	8.39	1,131	565	565	169
2023(e)	137.7	1.24	8.89	88.6	-0.05	7.60	1,047	523	523	156
2024(e)	141.3	1.24	8.06	80.0	-0.05	6.78	958	479	479	143
2025(e)	144.1	1.24	7.17	70.6	-0.05	5.88	848	424	424	127

(*) Incluye las ventas a las termeléctricas, redes de distribución de gas natural, plantas de separación, planta de amoníaco y urea

(**) Precio promedio ponderado

(***) Banco Central de Bolivia

(****) EIA

Fuente: BCB, INE, YPF y ANH

Elaboración: Propia

Fuente: Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 – 2025.

Medinaceli & Velásquez, 2022.

6.5) ANEXO 5

Resumen de los subsidios a los hidrocarburos (Millones de USD)

Tabla 29: Resumen de los subsidios a los hidrocarburos (Millones de USD)

Año	Costo oportunidad (MM USD)	Actualización de márgenes (MM USD)	NOCREs (MM USD)	Sacrificio fiscal por IVA (MM USD)	Incentivo (MM USD)	Total (MM USD)	PIB (MM USD)
2010	978	257	281	187	-	1,703	15,769
2011	1,524	283	617	273	-	2,696	18,573
2012	1,703	322	654	306	-	2,985	20,428
2013	1,832	389	678	336	-	3,236	22,839
2014	1,893	429	627	351	-	3,301	24,570
2015	874	466	224	204	38	1,806	25,343
2016	698	539	186	189	96	1,708	27,558
2017	813	528	330	205	96	1,973	30,640
2018	1,291	518	561	276	114	2,760	32,999
2019	1,195	456	612	254	101	2,617	33,962
2020	515	489	184	154	-	1,343	30,979
2021	1,000	459	612	224	16	2,311	34,325
2022(e)	2,147	440	1,130	393	159	4,268	36,855
2023(e)	1,926	422	1,058	358	144	3,907	39,572
2024(e)	1,696	406	977	321	144	3,544	42,488
2025(e)	1,434	390	879	280	133	3,116	45,620
Año	Costo oportunidad (% PIB)	Actualización de márgenes (% PIB)	NOCREs (% PIB)	Sacrificio fiscal por IVA (% PIB)	Incentivo (% PIB)	Total (% PIB)	PIB (%)
2010	6.2%	1.6%	1.8%	1.2%	0.0%	10.8%	100.0%
2011	8.2%	1.5%	3.3%	1.5%	0.0%	14.5%	100.0%
2012	8.3%	1.6%	3.2%	1.5%	0.0%	14.6%	100.0%
2013	8.0%	1.7%	3.0%	1.5%	0.0%	14.2%	100.0%
2014	7.7%	1.7%	2.6%	1.4%	0.0%	13.4%	100.0%
2015	3.4%	1.8%	0.9%	0.8%	0.2%	7.1%	100.0%
2016	2.5%	2.0%	0.7%	0.7%	0.3%	6.2%	100.0%
2017	2.7%	1.7%	1.1%	0.7%	0.3%	6.4%	100.0%
2018	3.9%	1.6%	1.7%	0.8%	0.3%	8.4%	100.0%
2019	3.5%	1.3%	1.8%	0.7%	0.3%	7.7%	100.0%
2020	1.7%	1.6%	0.6%	0.5%	0.0%	4.3%	100.0%
2021	2.9%	1.3%	1.8%	0.7%	0.0%	6.7%	100.0%
2022(e)	5.8%	1.2%	3.1%	1.1%	0.4%	11.6%	100.0%
2023(e)	4.9%	1.1%	2.7%	0.9%	0.4%	9.9%	100.0%
2024(e)	4.0%	1.0%	2.3%	0.8%	0.3%	8.3%	100.0%
2025(e)	3.1%	0.9%	1.9%	0.6%	0.3%	6.8%	100.0%

Fuente: INE, YPFB y ANH

Elaboración: Propia

Fuente: Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 – 2025.

Medinaceli & Velásquez, 2022.

7) REFERENCIAS

- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Seguridad. (2018). *Anuario estadístico 2017*.
- Brant, L. N. (2016). *Desarrollo Sostenible de la Matriz Energética en América Latina*. Belo Horizontes.
- Comite Nacional de Carga. (2018). *Memorias CNDC*.
- Energética. (2012). *Compendio de Mapas de Potencial Energético*.
- Energética. (2014). *Proyecto El Sol. Dinamizando la Energía Termosolar en Bolivia*.
- Energética. (2018). *Acceso Universal y Transición Energética*. Cochabamba.
- Fernandez, V. D. (2017). *Aplicación de los modelos bottom-up de toma de decisión en los sistemas de producción pesquera artesanal a pequeña escala: el caso de las Reservas Marinas de Interés Pesquero de Os Miñarzos y Ría de Cedeira (Galicia)*. España: Universidad de Coruña.
- Gobierno de Bolivia. (2006). Decreto Supremo 28701.
- Gobierno de Bolivia. (2008). Decreto Supremo 29644.
- Gobierno de Bolivia. (2009). *Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia*.
- Gobierno de Bolivia. (2017). Decreto Supremo 3058.
- Gobierno de Bolivia. (24, mayo de 2018). Ley N 8.
- GTCCJ & MISEREOR. (2017). *Estudio Sociedad y Energía en Bolivia*. La Paz, Bolivia.

- IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5 grados*.
- Lucano, & Fuentes. (2010). *Atlas de la Distribucion Solar en Bolivia*. Cochabamba: Universidad Mayor de San Simon.
- Ministerio de Energia. (2019). *Rendicion Publica de Cuentas inicial 2019*. La Paz, Bolivia.
- Ministerio de Energias. (2020). *Plan Estrategico Institucional Reformulado 2017-2020*. La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energia . (2014). *Plan Electrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energia . (2014). *Plan para el Desarrollo de las Energias Alternativas 2025*. La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energia. (2015). *Balance Energetico Nacional 2000-2014*. La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energias. (2011). *Politica de Energias Alternativos para el Sector Electrico en el Estado Plurinacional de Bolivia*. La Paz.
- Murillo, K. P. (2016). *El cambio de la Matri Energetica en Ecuador 2014-2017*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Oca, M. d. (2005). *Enciclopedia Geografica de Bolivia*.
- OLADE & ENDE. (1984). *Evaluacion de recursos Hidroenergeticos de Bolivia*.
- Organizacion Latinoamericana de Energia OLADE. (2019). *Sistema de Informacion Energetica de Latinoamerica y el Caribe*.
- Torrice Martinez, K., & Aliaga, F. J. (2015). *Revision de Modelos Energeticos*. La Paz Bolivia: Universidad Catolica Boliviana.
- Transportadora de Electricidad. (2009). *Atlas Eolico de Bolivia*.

Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos. (2014). *Potencial Hidrocarburifero*. La Paz.

Zaratti, F. (2017). Cambio de la Matriz Energetica en Bolivia. *Camara Nacional de Industrias*. La Paz, Bolivia.