

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL
DE LAS AMÉRICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL GRADO DE
BACHILLERATO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA
INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO REVERSIBLES
COMO MEDIO DE ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA EN
COSTA RICA”

Autor:

MAURICIO ARGUEDAS MADRIGAL

Tutor:

M.Sc. ALEJANDRO CERVANTES UMAÑA

Lector:

M.Sc. GONZALO MORA JIMÉNEZ

SAN JOSÉ, NOVIEMBRE,2020

Contenido

Índice de Figuras:	7
Glosario de términos técnicos:	10
Dedicatoria:	11
Agradecimientos:	12
Resumen:	13
Capítulo 1: Introducción.....	14
Planteamiento del problema.....	14
Objetivos.	14
Objetivo General:	14
Objetivos Específicos:.....	14
Justificación:.....	15
Represas hidroeléctricas en Costa Rica	20
□ Planta hidroeléctrica Reventazón	20
□ Planta hidroeléctrica La Angostura	21
□ Planta hidroeléctrica Arenal.....	23
□ Planta Hidroeléctrica Miguel Dengo	24
□ Planta hidroeléctrica Cachí.....	26
□ Represa Hidroeléctrica Río Macho	27
Contratos tipo BOT, BOO y BOOT.....	29
BOT (Build, Operate and Transfer)	29
BOO (Build, Own, Operate)	29
BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)	30
Proyecciones:.....	31
Capítulo 2. Marco Referencial:	32
Limitaciones:	32
Antecedentes:	33
Nacionales:	33
Internacionales:.....	41
Capítulo 3. Marco Teórico:	49
¿Qué es una represa hidroeléctrica?	49
Ventajas de una minicentral hidroeléctrica:.....	50

Desventajas de una minicentral hidroeléctrica:.....	50
Tipos de minicentrales:	51
Minicentrales de agua fluyente:	52
Minicentrales con regulación (centrales a pie de presa):	55
Partes que conforman las minicentrales:	57
Represas hidroeléctricas reversibles:.....	61
Funcionamiento de las centrales hidroeléctricas reversibles:	63
Tipos de centrales reversibles:	65
Energía Eléctrica en Costa Rica.....	68
Características del Sistema Eléctrico Costarricense.....	68
Sistema de Generación:.....	68
Sistema de transmisión.....	70
Sistema de Distribución	72
Regulación	73
Ley 7200	75
Ley 7508	76
Costos.....	78
Definición de horarios:	79
VAN (Valor Actual Neto).....	79
TIR (Tasa Interna de Retorno)	80
Capítulo 4. Marco metodológico:	81
Enfoque de la investigación:.....	84
- Enfoque cuantitativo:.....	84
Proceso para recolección y estudio de datos:	85
Métodos de la investigación:	87
- Investigación descriptiva:	87
- Investigación correlacional:	87
- Investigación explicativa:.....	87
- Investigación exploratoria:.....	87
Fuentes de información:.....	88
- Fuentes primarias:.....	88
- Fuentes secundarias:	88

VARIABLES DE ANÁLISIS:	89
- Definición conceptual:	89
- Definición operacional:	89
Capítulo 5. Análisis de resultados:	90
Clasificación de las centrales hidroeléctricas mediante contratos BOT y BOO.....	90
Centrales hidroeléctricas tipo filo de aguas:.....	94
- El General:.....	94
- El Torito	94
- La Joya.....	95
- Chucás	95
- Doña Julia.....	96
- Platanar	96
- Río Lajas	96
Cálculo de la Energía total almacenable	96
Dimensionamiento del sistema de bombeo reversible	104
Análisis financiero del proyecto	111
Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones:.....	117
Conclusiones:.....	117
Recomendaciones.....	120
Bibliografía:.....	121
Anexos:.....	125

Índice de Figuras:

<i>Figura 1. Plantas hidroeléctricas con mayor producción de energía en el 2019.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2. Gráfico de porcentajes de diferentes tipos de generación de energía en Costa Rica</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3. Represa hidroeléctrica Reventazón.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4. Represa hidroeléctrica La Angostura.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 5. Complejo energético Arenal.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6. Represa hidroeléctrica Arenal.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7. Represa hidroeléctrica Miguel Dengo.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 8. Represa hidroeléctrica Cachí.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 9. Represa hidroeléctrica Río Macho.</i>	<i>28</i>
<i>Figura 10. Representación de una represa hidroeléctrica.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 11. Esquema de una minicentral de agua fluyente.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 12. Central de agua fluyente con cámara de carga y tubería forzada.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 13. Central sin tubería forzada, característica de saltos pequeños (central de valle).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 14. Minicentral a pie de presa.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 15. Minicentral a pie de presa con toma de agua de fondo.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 16. Minicentral a pie de presa con toma de agua superficial.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 17. Esquema general de una minicentral.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 18. Esquema central hidroeléctrica de bombeo reversible.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 19. Componentes de una central hidroeléctrica reversible.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 20. Piscina artificial como embalse superior.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 21. Esquema de una central de acumulación de bombeo subterráneo.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 22. Esquema de una central de acumulación por bombeo con agua de mar.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 23. Generación de energía por fuente.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 24. Sistema de Transmisión de Costa Rica.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 25. Área de concesión de servicio de las distribuidoras.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 26. Capacidades de generación Eléctrica a marzo del 2017.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 27. Demanda de energía promedio en día laboral.</i>	<i>78</i>
<i>Figura 28. Ecuación VAN</i>	<i>79</i>
<i>Figura 29. Ecuación TIR.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 30. Tabla resumen de la Metodología</i>	<i>83</i>
<i>Figura 31. Proceso cuantitativo.</i>	<i>84</i>
<i>Figura 32. Ejemplo plan para la obtención de datos.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 33. Tabla de comparación de los montos por kWh.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 34. Tabla factores de planta.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 35. Ecuación de la Energía almacenable</i>	<i>97</i>
<i>Figura 36. Gráfico de ejemplo, Chucás.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 37. Cálculo de la generación máxima teórica.</i>	<i>99</i>
<i>Figura 38. Cálculo de la Energía real generada.</i>	<i>100</i>

Figura 39. Energía real generada 2019, Chucás.....	100
Figura 40. Cálculo de la Energía almacenable de Chucás.....	101
Figura 41. Ecuación de la Energía almacenable.....	101
Figura 42. Cálculo de la Energía almacenable de Chucás, 2do método.....	101
Figura 43. Tabla resumen de la energía almacenable.....	103
Figura 44. Ubicación geográfica del sistema de bombeo reversible.....	104
Figura 45. Energía almacenable noche y valle.....	105
Figura 46. Ecuación de Energía anual almacenable.....	106
Figura 47. Ecuación de Energía diaria almacenable.....	106
Figura 48. Ecuación de la Potencia almacenable.....	106
Figura 49. Ecuación de la potencia almacenable diaria.....	106
Figura 50. Ecuación de la potencia almacenable diaria, método #2.....	107
Figura 51. Ecuación de potencia almacenada.....	107
Figura 52. Resultado del caudal.....	107
Figura 53. Ecuación del volumen de los embalses.....	107
Figura 54. Ecuación de ejemplo de un embalse a 15m.....	108
Figura 55. Ecuación del caudal.....	108
Figura 56. Ecuación del área de un cilindro.....	108
Figura 57. Ecuación para calcular el diámetro.....	108
Figura 58. Ecuación del caudal para distribución.....	109
Figura 59. Ecuación del volumen para distribución.....	109
Figura 60. Ecuación de la potencia de turbinado.....	109
Figura 61. Resultado de la potencia de turbinado.....	109
Figura 62. Ecuación de la potencia de turbinado diaria.....	109
Figura 63. Tabla resumen de la energía almacenable vs energía demandada.....	110
Figura 64. Pequeño esquema de un sistema de bombeo reversible.....	110
Figura 65. Ingresos y egresos del flujo de dinero.....	111
Figura 66. Flujo de dinero hasta el año 6.....	111
Figura 67. Ecuación del Costo de construcción.....	112
Figura 68. Costo de construcción.....	112
Figura 69. Ecuación del costo de mantenimiento y operación fijo.....	112
Figura 70. Costo de Mantenimiento y Operación fijo.....	112
Figura 71. Ecuación del costo de Mantenimiento y Operación variable.....	112
Figura 72. Costo de Mantenimiento y Operación variable.....	112
Figura 73. Estructura tarifaria del 2019 y hasta agosto del 2020.....	113
Figura 74. Ecuación del costo de la energía valle.....	113
Figura 75. Costo de la Energía Valle.....	113
Figura 76. Ecuación del costo de la Energía noche.....	113
Figura 77. Costo de la Energía Noche.....	113
Figura 78. Ecuación del costo financiero.....	113
Figura 79. Costo financiero.....	114
Figura 80. Ecuación de la venta de Energía.....	114
Figura 81. Venta de Energía.....	114

<i>Figura 82. Ecuación de la venta de potencia contratada.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 83. Venta de Potencia contratada.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 84. Flujo de dinero hasta el año 17.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 85. Gráfico Flujo de Dinero.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 86. Ecuación de ejemplo para calcular la inflación anual.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 87. VAN y TIR.....</i>	<i>116</i>

Glosario de términos técnicos:

1. Sistema de cierre de la turbina: Formado por compuertas y/o válvulas que cierran el paso de agua a la turbina para operaciones de mantenimiento.
2. Sistemas de regulación: Son elementos que establecen las condiciones de operación de la turbina según las exigencias de la carga en cada momento, haciendo que la máquina trabaje en las mejores condiciones posibles
3. Elementos de protección y control: Forman la denominada aparamenta de protección, mando, regulación y control, propia de toda instalación de producción eléctrica.
4. MW: Megawatts, mega-vatios.
5. kW: kilowatts.
6. rpm: Revoluciones por minuto.
7. SEN: Sistema eléctrico nacional de Costa Rica.
8. SETENA: Secretaría Técnica Nacional Ambiental.
9. ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
10. CENCE: Centro Nacional de Control de Energía
11. CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz
12. ICE: Instituto Costarricense de Electricidad
13. CNE: Costos Nivelados de Energía.
14. IRENA: International Renewable Energy Agency
15. CGR: Contraloría General de la República
16. SNE: Servicio Nacional de Electricidad
17. APP: Asociación Pública Privada

Dedicatoria:

A Dios, por darme la oportunidad de la vida y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el período de estudio.

A mis padres y hermanos, por estar siempre conmigo, en toda mi educación, tanto académica como de la vida, por su amor incondicional y apoyo a través de todos mis estudios.

A mi tío Nando, por toda la ayuda que me brindó, ya que, sin él, este sueño no hubiese sido posible, que descanse en paz mi tío.

Agradecimientos:

A Dios, por darme la oportunidad de terminar mis estudios profesionales y fortaleza para seguir adelante.

A mis padres y a mi tía Sonia, por todos los sacrificios que han realizado para ayudarme a lograr este objetivo, por toda la educación que me han dado día con día y por el amor incomparable que he recibido de ellos.

A mi tío Luis, por permitirme seguir con mis estudios y perseguir mis sueños.

A mis familiares y compañeros, quienes fueron parte esencial en el transcurso de estos años.

Al Máster Alejandro Cervantes Umaña, quién ha sido mi tutor y guía para completar este trabajo de manera exitosa.

Resumen:

En esta tesis se investiga un método para la implementación de centrales hidroeléctricas de bombeo reversible, usando energía renovable, sustentada en análisis técnicos y financieros como un estudio de prefactibilidad, para el almacenamiento de energía a gran escala en Costa Rica.

La estrategia estudiada consiste en transportar desde una laguna, el agua que ya ha sido turbinada por la represa hidroeléctrica, mediante un grupo de bombas que son accionadas por alguna fuente de energía renovable, en un horario nocturno donde la demanda de energía eléctrica de la red es sumamente baja y existe una gran cantidad de infraestructura ociosa; siendo así, un proceso totalmente renovable.

El utilizar una fuente de energía renovable para el accionamiento del sistema recuperador de fluido puede representar ventajas desde el punto de vista técnico y económico.

Determinar la producción máxima teórica de la energía hidroeléctrica, en los proyectos filo de aguas, para así calcular la cantidad de energía teórica que se podría llegar a almacenar mediante el proceso de bombeo reversible y dimensionar las características del posible proyecto, con el objeto de determinar la viabilidad técnica y financiera de la implementación de estos sistemas como una medida de la mejora para la producción de energía en el país.

Las centrales reversibles o de bombeo tienen la capacidad de almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior, constituyendo en la actualidad una alternativa viable para el almacenamiento de energía eléctrica; además su infraestructura permite mejoras en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico y en determinadas circunstancias se verifica la reducción de costos de operación del sistema de bombeo.

Capítulo 1: Introducción.

Planteamiento del problema.

¿Es factible, desde el punto de vista técnico y económico, la incorporación de los sistemas de bombeo reversibles en la red eléctrica nacional de Costa Rica?

Objetivos.

Objetivo General:

- 1) Determinar la viabilidad técnica y financiera de la incorporación de sistemas de bombeo reversible a la red eléctrica nacional de Costa Rica.

Objetivos Específicos:

1. Cuantificar la capacidad teórica de producción de energía anual, de los proyectos existentes en Costa Rica, escogidos para el estudio.
2. Determinar la capacidad ociosa en términos de energía real de los proyectos escogidos.
3. Dimensionar un sistema de bombeo reversible, capaz de almacenar la cantidad de energía ociosa de los proyectos estudiados.
4. Realizar el análisis de factibilidad financiera del proyecto a dimensionar, para determinar si el proyecto es rentable.

Justificación:

Según un estudio del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) del 2014 hasta el 2018, Costa Rica generó el 98,53% de su electricidad con cinco fuentes renovables, agua, geotermia, viento, biomasa y sol.

Entre el 1 de junio de 2014 y el 30 de junio de 2018, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) produjo 44.300,53 Gigavatios/hora. De estos, el 98,53% (43.647,72 gigavatios/hora) provinieron de plantas que emplean los recursos renovables de la matriz nacional.

A partir de 2016, la generación limpia se vio reforzada con la entrada en operación de la Planta Hidroeléctrica Reventazón, cuya función, con su embalse de regulación, es contribuir a mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica del país, además de evitar el consumo de hidrocarburos. En estos 48 meses, al SEN se le adicionaron 14 plantas: siete eólicas, seis hidroeléctricas y una solar; se acumularon 1.197 días de producción 100% renovable.

Durante 2018, la electricidad limpia llega a 97,30%, por lo que se proyecta que se mantenga en el promedio de los últimos cuatro años. En marzo de ese año, Costa Rica alcanzó la mayor generación eólica de su historia en un solo mes: 216,56 megavatios/hora.

Desde junio de 2014, solamente 652,82 gigavatios/hora se originaron en plantas que usan búnker o diésel, encendidas mayoritariamente en el primer cuatrimestre del año, época de menor cantidad de lluvias. Basar su generación en recursos renovables permite al país contar con uno de los factores de emisiones de gases de efecto invernadero por consumo eléctrico más bajos del planeta.

En el año 2019 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sumará, al finalizar este año, más de 99% de generación renovable, procedente de las cinco fuentes renovables nacionales mencionadas, según datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Las fuentes nacionales no hídricas llegarán a su máximo aporte histórico, al sumar casi 30% de la producción entre enero y diciembre. Desde 2015, Costa Rica ha superado el 98% de generación eléctrica con recursos limpios.

Las cifras se alcanzan a pesar de las condiciones secas afrontadas en 2019, hasta con un 20% menos de precipitaciones. Según los mismos registros del CENCE, al 31 de octubre, las plantas que han producido más energía durante 2019 son Dengo, Reventazón, Arenal, Angostura, Cachí y Miravalles II. En total, las seis han contribuido con el 35% de la electricidad proveniente del SEN.

Costa Rica cuenta con 18 plantas eólicas, ubicadas en Guanacaste y San José, administradas por empresas públicas, privadas, municipales y cooperativas.

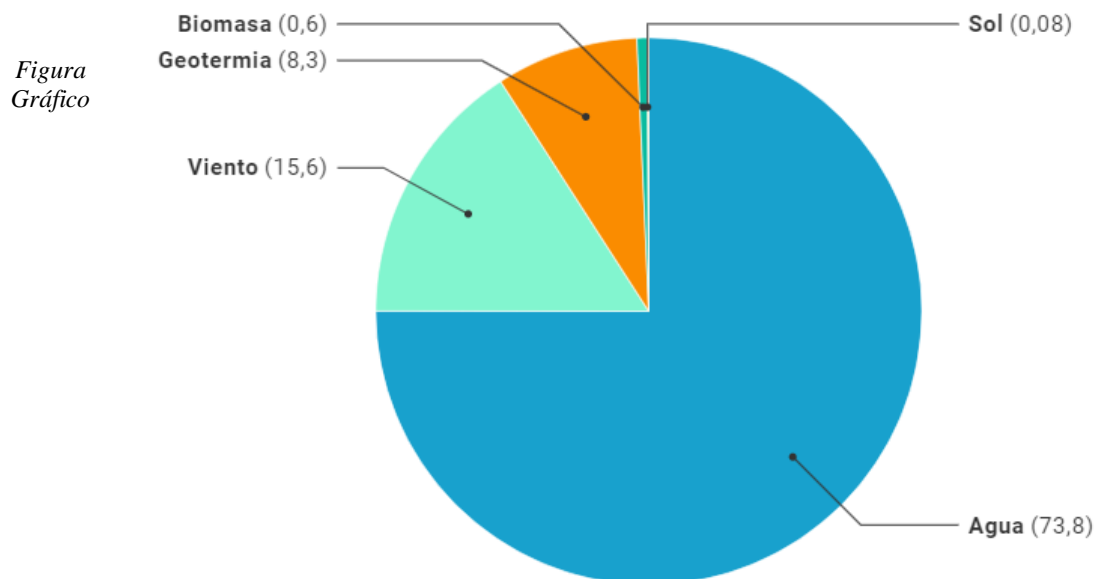
Plantas hidroeléctricas con mayor producción en 2019

Planta	Generación en gigavatios hora
Dengo	782,32 GWh
Reventazón	688,50 GWh
Arenal	677,36 GWh
Angostura	491,82 GWh
Cachí	345,10 GWh
Miravalles II	330,24 GWh

* AI. *Figura 1. Plantas hidroeléctricas con mayor producción de energía en el 2019.*

Fuente: presidencia.go.cr/comunicados

Gráfico de porcentajes de los diferentes tipos de producción de energía renovable en Costa Rica (datos en porcentaje).



porcentajes de diferentes tipos de generación de energía en Costa Rica

Fuente: grupoice.com

Como se puede observar en el gráfico, la generación de energía hidroeléctrica es la predominante en el país.

Como parte de la información, se presenta una línea del tiempo, para ilustrar la llegada de las energías renovables a Costa Rica hasta el 2014, por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).





Arenal empieza sus funciones y empuja la expansión de la red nacional; se convierte en el proyecto más grande del ICE a ese año. La electricidad llega cada día a más áreas del país y se estimula el desarrollo de zonas periféricas.



Entra en producción la primera etapa del **Proyecto Geotérmico Miravalles**, con lo que el ICE incorpora la segunda fuente de energía renovable a su matriz y empieza la diversificación.

Tras tres semanas de manifestaciones de todos los sectores sociales costarricenses, el Poder Ejecutivo retira de la corriente legislativa el "**Combo energético**". El proyecto buscaba la apertura del mercado eléctrico y plasmaba un cambio absoluto en la misión y la estructura del ICE.



El ICE da servicio eléctrico al 99,4% de hogares, comercios e industrias del país. Cuando inició sus tareas, en 1949, este porcentaje se calculaba en 14%.

1979

1990

1994

1995

2000

2002

2014

Por mandato de ley, el ICE debe comprar a generadores privados el 15% de la producción eléctrica nacional en el formato de "generación paralela".

Aprobada la reforma legal para compra de electricidad a entes privados. Es agregado otro 15%, con lo que el máximo es de 30% de la producción nacional.

En setiembre, se inaugura oficialmente la **Planta Eólica Tejona**, con 30 turbinas que empezaron a trabajar desde enero. Es la tercera fuente de energía renovable que el ICE adiciona a la red nacional.



Represas hidroeléctricas en Costa Rica

Las primeras represas hidroeléctricas que se construyeron en Costa Rica, tanto de servicio público como privado, eran de potencias inferiores a los 5000 KW, tamaño que, al principio del siglo XX, era suficiente para cubrir las necesidades de energía y que se consideraba pequeño al hacer al hacer la comparación con los proyectos hidroeléctricos de gran capacidad que se construyen, existen y se necesitan en la actualidad.

En Costa Rica, la fuente principal de abastecimiento de energía en Costa Rica son las plantas hidroeléctricas, la estructura y tecnología utilizada en su construcción es catalogada de primer mundo; Reventazón, Angostura, Arenal, Miguel Dengo y Cachí son las cinco de mayor relevancia, por su caudal, abastecimiento y por los años de operar.

Algunas de las represas hidroeléctricas más importantes de Costa Rica, son:

✓ Planta hidroeléctrica Reventazón

Esta represa se encuentra ubicada en la provincia de Limón y es caracterizada por ser la más grande de Centroamérica, tiene una potencia efectiva de 306,2MW. Proyecta abastecer un promedio de 525.000 hogares, aproximadamente un tercio de todas las viviendas de Costa Rica. La planta cuenta con caudal más importante de Costa Rica, 245 m³. Según el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el 2016 tuvo una producción del 6,8% de la energía del país, lo que en cifras es 744,4 GWh (Giga watts-hora).

Aunque es una obra compleja, su mecanismo es relativamente sencillo:

5. La presa construida genera un embalse de aproximadamente 7 km². El agua almacenada es dirigida a través de una toma que canaliza el líquido a una tubería, a una alta presión para dirigirlo hasta la casa de máquinas donde se encuentran las turbinas.
6. La fuerza del agua hace girar las turbinas a una velocidad de 300 rpm, que crean energía mecánica, la cual es transmitida a transformadores que convierten esa energía en electricidad.
7. En el caso de los excedentes de agua, son redirigidos al cauce del río por medio de un vertedero y pasan por una central de compensación ecológica, con capacidad para 13 MW adicionales.

8. Toda la electricidad es enviada a la subestación eléctrica que se encarga de distribuirla a la red nacional.



Figura 3. Represa hidroeléctrica Reventazón.

✓ Planta hidroeléctrica La Angostura

Esta planta se ubica en la provincia de Cartago, la potencia efectiva de la planta Angostura es de 180MW, con capacidad promedio de abastecer 225.000 hogares. Tiene el segundo caudal más importante con 160 m³ de agua. En 2016 representó un 6% (674,3 GWh) en la generación de energía a nivel nacional, de acuerdo con el SEN.

La represa está conformada, en general, por los siguientes elementos:

- Embalse: Para contar con los 160 m³/s de caudal, se formó un embalse de regulación semanal de 256 hectáreas, su capacidad de almacenamiento total es de 16,7 Hm³, con un volumen útil de once millones de metros cúbicos (11 x 10⁶ m³) y una superficie máxima de espejo de agua de 2,5 km².
- Casa de máquinas: En esta represa la casa de máquinas alberga tres turbinas tipo Francis de eje vertical, con sus respectivos generadores; estos turbogeneradores aprovechan una caída bruta de 141,5 metros que permiten generar una potencia de 172.201,5 kW.

Esta energía es llevada al Sistema Nacional Interconectado mediante la Subestación Elevadora Angostura y la Línea de Transmisión Angostura.

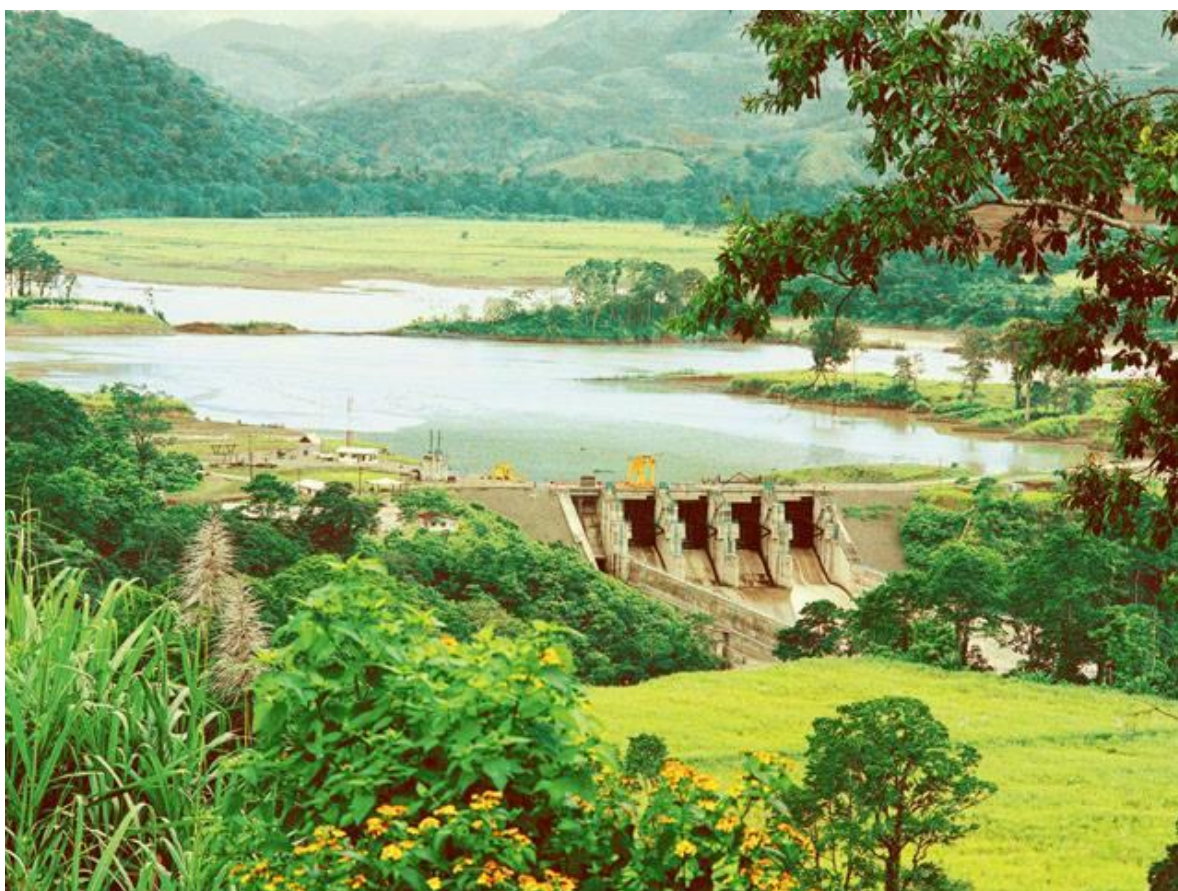


Figura 4. Represa hidroeléctrica La Angostura.

✓ Planta hidroeléctrica Arenal

El 9 de diciembre de 1979, el ICE inauguró Arenal, la primera de las tres hidroeléctricas que componen el mayor complejo energético de Costa Rica. El proyecto ha trascendido por su manejo socioambiental, su impulso al desarrollo local y su contribución para dinamizar la economía nacional.

El embalse de Arenal, de 87,8 km² (almacena 2.416 millones de metros cúbicos de agua), es el único en el país que permite almacenar agua durante la estación lluviosa para emplearla en la producción eléctrica en los meses más secos del año. Conjuntamente, su belleza escénica ha impulsado uno de los desarrollos turísticos más importantes del país.

Esta planta se encuentra en la provincia de Guanacaste y abastece 255.000 hogares, en promedio. Tiene un caudal de 98 m³ y su potencia efectiva es 166MW. De acuerdo a datos del SEN, en el 2016, alcanzó 763,6 GWh (7%) en la producción de energía nacional.

Complejo Hidroeléctrico Arenal

Planta	Inauguración	Capacidad instalada
Arenal	1979	157,39 megavatios
Dengo	1982	174,01 megavatios
Sandillal	1992	31,97 megavatios

Figura 5. Complejo energético Arenal.

Esta represa está conformada, en general, por lo siguientes elementos:

- Embalse: Es el represamiento del río Arenal, desaguadero de la antigua laguna del mismo nombre, cubre un área de 87,8 km² donde acumula 2.416 millones de metros cúbicos de agua, de los cuales 2.000 millones constituyen el embalse útil.
- Toma de aguas: Está ubicada hacia el extremo este del embalse, tiene un diámetro de 6 metros y está protegida por un gran cuerpo de varillas, para evitar el paso de materiales de gran tamaño hacia la conducción.

- Tubería de presión: tiene una longitud de 641,38 metros. La variación del diámetro interior es de 4,60 metros a 2,0 metros en los tres ramales de las turbinas.
- Casa de máquinas: Incluye las unidades turbogeneradoras, la sala de control, los tableros y pupitres de mando, la sala de auxiliares, los transformadores de potencia y la antecámara de restitución.

La planta Arenal tiene tres turbinas tipo Francis, que giran a razón de 360 rpm y aprovechan una caída bruta es de 210 metros. El caudal turbinable por unidad es de 32,5 m³/s. La capacidad de cada generador es de 61.725 kVA y un factor de potencia de 0,85 que da 52.466,25 kW.



Figura 6. Represa hidroeléctrica Arenal.

✓ Planta Hidroeléctrica Miguel Dengo

La hidroeléctrica Miguel Dengo se ubica en la provincia de Guanacaste, tiene una potencia efectiva de 174MW, un caudal 98 m³ y la demanda para abastecer, en promedio, es de 294.000 hogares. Según el SEN el 8% (883,2 GWh) de la energía nacional producida en 2016, fue de esta planta.

Desde su creación en 1982 y hasta el 2002 esta planta se llamó "Planta Hidroeléctrica Corobicí". Pero al cumplir los 20 años se le cambió el nombre a "Miguel Dengo Benavides", como homenaje a quién fungió como jefe del Proyecto Hidroeléctrico Corobicí y en 1980 perdió la vida en un percance mientras recorría las aguas del embalse de Arenal.

Esta represa está conformada, en general, por lo siguientes elementos:

- Embalse: El embalse Santa Rosa: Constituye el desfogue de la planta Arenal; su volumen es de 143.670 m³, lo cual permite la operación coordinada de las dos plantas, evitando derrames y garantizando la operación de la Miguel Dengo por un corto tiempo, en caso de interrupciones temporales de una o más unidades de la Arenal.
- Toma de aguas: Está localizada en el extremo de la antecámara de restitución de Arenal. La toma de Corobicí consta de dos tomas gemelas de 7,38 metros de ancho por 6,86 metros de alto cada una.
- Casa de máquinas: Su superficie es de 1.557,5 m². Incluye las tres unidades turbogeneradoras, los sistemas de control, medición y protección, la sala de auxiliares, los transformadores de potencia, bodegas, oficinas, etc. Las turbinas son tipo Francis; giran a razón de 360 rpm y aprovechan una caída bruta de 234 metros. El caudal unitario es de 32,5 m³/s.

Los generadores, al igual que en Arenal, están acoplados por un eje vertical a las respectivas turbinas. La capacidad unitaria es de 68.240 kVA, con factor de potencia de 0,85 para una capacidad neta de 58.004 kW.



Figura 7. Represa hidroeléctrica Miguel Dengo

✓ Planta hidroeléctrica Cachí

Debido al crecimiento de la demanda eléctrica que se dio en la década de los años sesenta y a las características de las plantas ya existentes, se hacía necesario construir una fuente de energía que operara cerca de la base de curva de carga del sistema. Para lo cual se requería contar con un embalse de regulación estacional, siendo la solución más conveniente aquella, que, llenando estas características de operación, produjera el kW/h más económico. Bajo estas condiciones nace la idea de la construcción de la represa hidroeléctrica Cachí, que entró en operación en 1966. Su capacidad total instalada es de 100.800 kW. Es el segundo aprovechamiento de las aguas de la cuenca media del Río Reventazón. Esta planta entra a formar parte del Sistema Eléctrico Nacional con una capacidad inicial de 64 000 kW (2 unidades de 32 000 kW cada una, sin contar la unidad añadida recientemente de 36 800 kW).

El caudal es de 50 m³ y abastece en promedio 171.000 hogares. Ubicada en la provincia de Cartago y con una potencia efectiva de 156MW, Cachí, en el 2016, según datos del SEN, produjo 4,6% de la energía nacional (513,1 GWh), recientemente, la planta se amplió para aumentar la capacidad de 100 a 160 MW. Algunos de los principales cambios fueron, construir un segundo túnel (6050 metros de longitud) e instalar una cuarta unidad con una tubería forzada y un tanque de oscilación.

Esta represa está conformada, por los siguientes elementos:

- Embalse: El embalse de regulación de la planta almacena 54 millones de metros cúbicos. El manejo del embalse se hace de tal manera, que al entrar la estación seca se encuentre con el máximo de su capacidad, para que la planta genere durante la dicha estación sin dificultad.
- Toma de aguas: Se encuentra en el margen derecho del embalse, muy cerca de la presa. Tiene forma de bocina y cuenta con rejillas de limpieza. Está al inicio del túnel de conducción.
- Tanque de oscilación: Se encuentra al inicio de la tubería de presión, es un tanque subterráneo o llamado pozo.
- Casa de máquinas: Es un edificio de concreto y acero en el que se alojan los equipos turbogeneradores, los pupitres de mando, tableros de lecturas y mediciones; oficina, bodegas, etcétera. Las turbinas son de reacción, tipo Francis, giran a razón de 514 rpm. La caída mínima aprovechable es de 238 metros. La capacidad instalada de los

generadores es de 40.000 kVA en las unidades N°1 y N°2, con un factor de potencia de 0,8 para la generación de 32.000 kW y la unidad N°3 de 46.000 kVA con el mismo factor de potencia, para dar 36.800 kW.



Figura 8. Represa hidroeléctrica Cachí.

✓ Represa Hidroeléctrica Río Macho

La primera etapa de su construcción se dio entre 1959 y 1963 con una capacidad inicial de 30 000 kW (2 Unidades de 15 000 kW cada una) que aprovechan las aguas del río Macho, el Blanco y el río Pejibaye. Estas unidades entraron en operación el 01 de junio y el 01 de agosto de 1963 respectivamente, las restantes tres unidades con una capacidad de 30.000 kW cada una, entraron el 23 de marzo de 1972, 20 de octubre, del mismo y el 30 de abril de 1978, respectivamente. El embalse se encuentra en un sitio denominado El Llano y corresponde a un lago artificial de 400.000 metros cúbicos.

Algunos de los elementos que la conforman son:

- Embalse: Se encuentra en el sitio llamado El Llano. Es un lago artificial de 60.000 m² de superficie y una profundidad de 10 metros. La capacidad útil es de 380.000 m³.
- Presa: Presa: La Planta Río Macho se construyó en tres etapas. Para la primera etapa no se hizo presa, sino una toma de fondo en un sitio del río llamado El Salto. La toma

desvía las aguas por un tobogán hacia el túnel, localizado 20 metros por debajo del fondo del río.

- Casa de máquinas: Es un espacioso edificio de acero que aloja los equipos turbogeneradores, los tableros de operación y control, los pupitres de mando, tableros y equipos de protección, equipos auxiliares y transformadores para el servicio propio de la planta. Las unidades 1 y 2 constan de una turbina, y un generador de 18.750 kVA, con un factor de potencia de 0,8 para generar 15.000 kW. Las unidades 3 y 4, que corresponden a la ampliación de la planta de río Macho (Tapantí), lo mismo que la unidad N°5, ampliación río Macho N°2, constan de dos turbinas, en medio de las cuales está situado un generador, es decir, cada unidad tiene un generador activado por dos turbinas. Las últimas tres unidades son de 37.500 kVA con un factor de potencia de 0,8, para 30.000 kW cada una, por lo que la capacidad instalada total es de 120.000 kW. Las turbinas giran a razón de 450 revoluciones por minuto y los generadores producen la corriente a 13.800 voltios. La caída aprovechable es de 450 metros, la más alta del país.



Figura 9. Represa hidroeléctrica Río Macho.

Contratos tipo BOT, BOO y BOOT.

De acuerdo con la Ley de Asociación Pública Privada, el esquema de provisión del servicio contempla diferentes tipos de estructuración de APP, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

BOT (Build, Operate and Transfer)

Esta modalidad de contrato establece que la sociedad vehículo del proyecto (SVP) deberá construir, operar y, luego, transferir al Estado los activos o todos los componentes del proyecto. Es decir, la empresa privada se encarga de ejecutar la obra bajo su riesgo, y, al final, cobra por el uso directo de la misma.

En el contrato tipo BOT, luego de que se cumple el plazo para amortizar la inversión, el activo pasa inmediatamente al sector público. Un ejemplo de este tipo de concesión es el sector energético, donde una vez que se concluye el proyecto, este es transferido al Estado para su operación. Es el sector público, quien, al tener la propiedad del activo, cancelará el costo y los intereses de la deuda con los ingresos generados por la infraestructura.

Entre los proyectos hidroeléctricos estudiados, los siguientes se encuentran firmados bajo este tipo de contrato, la central hidroeléctrica Chucás, la central hidroeléctrica El General, la central hidroeléctrica La Joya y la central hidroeléctrica El Torito.

BOO (Build, Own, Operate)

Este tipo de acuerdo dispone que el proveedor privado debe construir y operar los activos de la prestación del servicio. En este particular, el Estado solo regulará y supervisará la prestación del servicio público, ya que la propiedad del activo siempre es del inversionista proveedor.

El BOO es muy común en concesiones de transporte y en servicios de productores independientes. Este sistema permite que la entidad privada que ejecuta el proyecto cobre directamente la prestación del servicio.

Entre los proyectos hidroeléctricos estudiados, los siguientes se encuentran firmados bajo este tipo de contrato, la central hidroeléctrica Doña Julia, la central hidroeléctrica Platanar, la central hidroeléctrica Río Lajas y la central hidroeléctrica Volcán.

BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)

BOOT (build, own, operate and transfer). En las Asociaciones Públicas Privadas que se establecen bajo la figura contractual de BOOT, los activos son construidos y operados por la empresa privada. En este sentido, la propiedad de estos es del consorcio privado hasta que culmina el plazo del contrato, momento en el cual deben transferirse al Estado. Sin embargo, el proveedor privado tiene el derecho a cobrar por el uso directo de los activos.

Para el estudio se eligieron algunas centrales hidroeléctricas, de las cuales ninguna se encuentra firmada bajo las condiciones de este tipo de contrato.

Proyecciones:

Como resultado de este proyecto, se entregará en formato digital un estudio de la capacidad de generación y almacenamiento de la energía, en los proyectos de energía renovable en Costa Rica.

Se entregará un plan para el almacenamiento de la energía, con un sistema de bombeo reversible, para los proyectos existentes en Costa Rica, que no tengan la capacidad de hacerlo o que su capacidad de almacenamiento sea limitada.

Por último, se entregará el resumen financiero del proyecto, para verificar la rentabilidad, del mismo.

Capítulo 2. Marco Referencial:

Limitaciones:

El proyecto tiene las siguientes limitaciones:

- 1) La recopilación de antecedentes nacionales se complicó debido a que, al ser un tema prácticamente nuevo en la generación y almacenamiento de energía renovable en el país, no existe gran cantidad de proyectos de este tipo o similares en las universidades privadas o públicas.
- 2) Para la realización de este trabajo de tesis se utilizaron estudios de generación del año 2019, en forma demostrativa; esto debido a que la información no se encuentra tan fácilmente, ya que está ubicada en sistemas de datos de ARESEP y de CENCE, que no están habilitados para toda la población. Para un análisis más eficiente se necesitan estudios de vientos, para los proyectos eólicos, de por lo menos 30 años, los cuales no están al alcance de este proyecto.
- 3) La recolección de datos e información se vio perjudicada, puesto que, al año de realizado este trabajo, la población mundial se encontraba en cuarentena debido a la pandemia causada por el virus COVID-19.
- 4) Al principio del proyecto, se planteaba realizar estudio de las centrales hidroeléctricas y de los parques eólicos, al no tener la información de las velocidades del viento para la ubicación de cada proyecto eólico, el estudio se concentró solamente en las centrales hidroeléctricas.

Antecedentes:

Nacionales:

Tesis #1:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Estudio de una minicentral hidroeléctrica para Moravia de Chirripó

Autor: Jorge Valverde Barrantes

Año: 1980

En el trabajo de investigación se describe que una de las desventajas de las centrales hidroeléctricas de baja potencia (minicentrales), además de los altos costos unitarios, como es el caso que se estudia en el antecedente, es que, implican una limitación en el desarrollo de las zonas, pues no permiten una futura instalación de industrias en las mismas, aunque sean de un tamaño relativamente pequeña. En cambio, no ocurre lo mismo con las centrales de mayor potencia (más de 500 KW), en las cuales sí es posible estimar alguna demanda futura de tipo industrial en el mismo estudio preliminar.

El autor del trabajo presenta varias alternativas para la producción de energía en el lugar determinado y después de analizar el valor presente de cada una de ellas, se observa que la opción más favorable es la de extensión de red, que les daría servicio a otros poblados y facilitaría la instalación en la zona de grandes industrias.

Por lo tanto, en el caso de la implementación de una minicentral, el costo es muchísimo mayor que el de la extensión de redes, por ende, se descarta esta alternativa junto con la segunda que había propuesto el autor del proyecto. Otra de las razones por la cual se descarta la idea de implementar la minicentral hidroeléctrica es que el tiempo de construcción es más alto que el de la extensión de redes, esta puede requerir más o menos un año para que ya el proyecto esté operando, mientras que la extensión de redes requiere menos de un año.

Tesis #2:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Diseño de una micro central hidroeléctrica para la Reserva Biológica Alberto Manuel Brenes

Autores: Marvin Rodríguez Rojas y Leonardo Suárez Matarrita

Año: 2013

El principal objetivo del trabajo de investigación es diseñar un sistema de generación de energía hidroeléctrica óptimo, para cubrir las necesidades energéticas de dicha reserva ya existente. Para realizar dicho proyecto de forma eficiente y confiable, capaz de abastecer en la mayor medida posible las necesidades energéticas de la reserva, los autores iniciaron analizando las instalaciones y equipos eléctricos de la estación, dando como resultado una demanda de potencia con un valor de 5,5 kW pico, esto realizando solo un cambio en el tipo de luminarias y el hábito de consumo. También realizaron un estudio de prefactibilidad económica, donde se demuestra la rentabilidad de desarrollar el proyecto en relación con el costo de electrificación pública o colocando una planta térmica.

Consideraron la ubicación de la toma de agua a 320 metros desde la casa de máquinas, la cual se mantuvo en el mismo lugar en el que estaba antes del proyecto de investigación. Desarrollaron un diseño tal, que la toma estuviera protegida ante el ingreso de objetos no deseados al sistema.

Obteniendo el potencial hidráulico del río, del cual van a generar la energía, les permitió realizar las gráficas de perfil hidrológico para el año húmedo, el año seco y el año promedio. De esta manera, escalaron los datos de acuerdo con las mediciones directas que obtuvieron y se determinó el caudal de diseño para la planta hidroeléctrica, de manera que se puede predecir el comportamiento del río.

Por lo tanto, considerando los recursos potenciales, tecnológicos y el análisis económico, obtenidos en el trabajo, se determinó que existía una sana base técnica para que el proyecto fuera factible con un recurso energético renovable, en el caso de este trabajo, el hídrico, y se aumenta la potencia y calidad de la energía entregada por el sistema propuesto, en comparación con el sistema que existía en el momento de la investigación.

Las principales características del proyecto son:

- Bajo aumento de los costos de operación una vez construido.
- Alta calidad de la energía producida.
- Potencial para la construcción, mantenimiento y operación del proyecto con recursos locales.

Tesis #3:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Estudio preliminar para la instalación de una minicentral hidroeléctrica de 30 kW

Autor: Leonardo Marín Rojas

Año: 1979

Como un buen parámetro para iniciar con la idea de poder implementar una minicentral hidroeléctrica es imprescindible medir el caudal de la fuente durante un año y hacer los cálculos respectivos con base en ese caudal mínimo. Para realizar el estudio, el autor escogió un lugar en el cantón de San Carlos, por ser una zona apta para la instalación de minicentrales, ya que, mediante los estudios realizados, se observa que la zona cuenta con fuentes importantes de agua cuyos caudales son muy apropiados para la instalación, de las mismas.

Por lo tanto, se concluye que la construcción de la minicentral es un proyecto rentable, no obstante, el estudio se basó en el dinero que se ahorraría la cooperativa, en ese momento, al no tener que comprar lo que produce la planta, pero, no se tomó en cuenta lo que ganaría al vender esta energía al consumidor, lo que produciría una mayor rentabilidad del proyecto.

Se observa que el estudio de rentabilidad, en este trabajo, se realizó para doce años, pero como estudiamos en este proyecto, la vida útil de estas minicentrales hidroeléctricas es aproximadamente veinte años, por lo que provocaría que el proyecto estudiado en este antecedente se vuelva aún más rentable para la empresa que lo financie.

Tesis #4:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Perspectivas de la energía eólica en Costa Rica: estado, retos y oportunidades

Autor: Lucía Contreras y Pablo Sauma

Año: 2017

Este trabajo está conformado por tres capítulos. En el primero de ellos se hace referencia al contexto internacional de la energía eólica, mientras que en el segundo al contexto costarricense. Finalmente, en el tercer capítulo se analizan los retos y oportunidades de la generación de energía eólica en Costa Rica.

En los capítulos del trabajo se analiza con detenimiento el estado y las oportunidades de la energía eólica en Costa Rica y el mundo, para proceder a resaltar las oportunidades y plantear los retos para el país.

Se reconoce entonces el potencial de la generación eólica en el país, pero no se puede dejar de hacer referencia a la conveniencia o no de seguir expandiendo este tipo de energía no firme o intermitente. A lo largo del documento se exponen los múltiples beneficios de la generación eólica; no obstante, también se señala que uno de sus principales retos es su intermitencia, es decir, que su disponibilidad no está garantizada durante todo el día o durante todo el año, dependiendo completamente de las condiciones naturales y el estado del tiempo. A este tipo de fuentes les llaman energías renovables variables (ERV). Dada su no firmeza, aumentar la penetración en un sistema eléctrico de las ERV, como la energía eólica y solar, se necesita de un respaldo que actúe en aquellos momentos donde las condiciones naturales no permitan que estas generen electricidad y así asegurándose de que el servicio eléctrico no sea interrumpido.

Con este pensamiento en mente, es donde inicia la idea de nuestro proyecto, que básicamente sería quitarle esa intermitencia a la generación de energía renovable, poniendo en marcha el hecho de que, si una de las dos energías es detenida por el medio, por ejemplo, falta de aire, la otra represa que es la hidroeléctrica va a suplementar esa energía consumida por la población hasta el momento donde la energía eólica vuelva a iniciar operaciones y este misma cargue de nuevo el embalse de la represa hidroeléctrica para su funcionamiento al día siguiente, dándole así un sistema bastante interesante.

Tesis #5:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Diseño hidráulico del sistema de desvío del Proyecto Hidroeléctrico Savegre

Autor: Pablo Andrés Delgado Camacho

Año: 2016

En el trabajo se explica que el proyecto hidroeléctrico Savegre forma parte del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2014 del ICE, para suplir la creciente demanda eléctrica del país. Como objetivo principal del trabajo era realizar un diseño de desvío del río Savegre para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Savegre.

Para este análisis y diseño de las obras del PH Savegre el autor contaba con registros de caudales de 27 años y estudios geológicos y geotécnicos, lo que le disminuye la incertidumbre del diseño.

El desarrollo de proyectos hidroeléctricos conlleva un amplio análisis que deberá considerar diversos factores, entre los que se encuentran el tipo de presa adecuado y la existencia de condiciones de sitio favorables para todas las obras asociadas, por ejemplo, la construcción de la casa de máquinas, la instalación de la tubería de presión, entre otras. Este análisis requiere de una exhaustiva recopilación de datos, desde hidrológicos hasta geológicos y geotécnicos, por un periodo prolongado de tiempo, de manera que se puedan tener los mejores resultados y de esta manera tomar mejores decisiones.

Una adecuada elección del sistema de desvío, según las condiciones del sitio, favorecerá a simplificar el análisis, disminuir tiempos constructivos y generar diseños económicos, que es lo que se busca al realizar un trabajo temporal como el que expone el autor de este trabajo.

Mediante el análisis hidro económico se define un período de retorno de 14 años, lo que implica un caudal de diseño de 1790 m³/s, según el autor, este caudal estaría asociado al menor costo total de las obras, contemplando también tanto los costos constructivos como los costos por daños.

Tesis #6:

Institución: Universidad de Costa Rica

Tema: Efectos en la calidad de la energía en un circuito de distribución de la CNFL ante la conexión del Proyecto Eólico Valle Central

Autor: Bryan Molina Guzmán

Año: 2017

En el trabajo se creó un modelo equivalente del Proyecto Eólico del Valle Central y del circuito San Ana Norte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). En el trabajo se utilizó el software libre de simulación "OpenDSS". En el modelo se realizan simulaciones para estimar los efectos sobre la calidad de la energía por la conexión del PEVC a este circuito de distribución de la subestación Escazú de la CNFL, tales como flujos de potencia para observar niveles de tensión y pérdidas, corriente de cortocircuito, etc.

Dentro de los resultados obtenidos en el trabajo, se logró determinar que los niveles de corriente de cortocircuito aumentan por la inclusión de un nuevo elemento capaz de inyectar corriente en una falla. En media tensión se determinó la necesidad de realizar una nueva coordinación de protecciones, porque en zonas alejadas a la subestación, se presentan aumentos superiores a 500A y estos pueden generar problemas de coordinación en una falla. Para el caso de baja tensión estos aumentos de corriente no representan un problema para la calidad de la energía de los clientes.

A modo de conclusión, se observa que, en media tensión, las corrientes de falla de cortocircuito aportadas por el PEVC podrían generar descoordinación de los equipos de protección en zonas cercanas al proyecto y en donde se tienen las corrientes máximas, por lo cual es necesario realizar un estudio de coordinación de protecciones, antes de realizar la conexión de respaldo.

Los niveles de tensión en las barras de media tensión, se ven afectadas en porcentaje menor al 5% y mantiene sus niveles en el rango adecuado de tensión (0,95pu – 1,05pu), por lo cual no representa un problema para el sistema. Y, a su vez, en los ramales de baja tensión,

aunque el efecto es un poco más alto, no representan de igual manera un problema para la calidad de la energía.

Por otra parte, la empresa CNFL, deberá revisar el desbalance de carga presente en el circuito utilizado en este proyecto, para determinar si se debe a un error en el ingreso de datos o realmente está presente en el circuito, el cual presenta un nivel alto de desbalance. El autor del trabajo finaliza recomendando reacomodar las cargas de la fase A, hacia las fases B y C.

Internacionales:

Tesis #1:

Institución: Universidad Politécnica Salesiana, Sede Quito, Ecuador

Tema: Conversión de pequeñas centrales hidroeléctricas en sistemas reversibles usando energía eólica.

Autor: Juan Javier Inga Aguilera

Año: 2015

En este trabajo se plantea convertir las centrales hidroeléctricas de Ecuador, en sistemas de bombeo reversible utilizando energía eólica, para el almacenamiento de la energía. En el trabajo se realiza un estudio técnico y económico para verificar la factibilidad del proyecto.

La metodología que se utilizó para verificar la fiabilidad técnica y financiera del proyecto se resume en:

- Identificar las principales características de cada central
- Identificar un espacio físico para desarrollar el parque eólico
- Realizar una campaña de medición del recurso eólico
- Verificar la complementariedad entre los recursos eólicos y los hidroeléctricos
- Determinar el tamaño de la instalación eólico
- Determinar el tamaño de la instalación de bombeo
- Realizar el diseño eléctrico inicial
- Determinar la energía adicional de la central modificada
- Realizar el estudio financiero del proyecto.

Para realizar la conversión de una pequeña central hidroeléctrica en una central reversible, es necesario disponer de información confiable y suficiente para realizar un análisis detallado que se relacione con la generación de la central hidroeléctrica, el potencial eólico, la complementariedad eólica-hidroeléctrica, entre otras variables.

La tecnología eólica es muy confiable, con alta disponibilidad y una vida de veinte años o más. Por otra parte, los costos de los aerogeneradores han disminuido en los últimos años y a la par se ha incrementado la fiabilidad técnica.

Para el desarrollo del trabajo se han empleado las herramientas matemáticas y metodologías que permiten un diseño sistemático del parque eólico. Son muchos los factores involucrados: ingeniería de la energía eólica, ingeniería civil, ingeniería ambiental, ingeniería financiera, etc.

Este trabajo trata básicamente del mismo procedimiento que se quiere emplear en nuestra investigación, tomando este antecedente como un resultado muy positivo para la implementación de centrales hidroeléctricas – eólicas con un sistema de bombeo reversible en Costa Rica, para el almacenamiento de energía a gran escala.

Tesis #2.

Instituciones: Universidad Las Palmas de Gran Canaria, Universidad EAN, Bogotá, Colombia y Universidad Católica, Bogotá, Colombia.

Tema: Diseño y cálculo de una central híbrida solar - hidráulica en Gran Canaria.

Autores: Abian Beltrán, Herberth Gracia León, Daniela Rodríguez Urrego & Leonardo Rodríguez Urrego.

Año: 2018

Con respecto a la viabilidad económica, se obtiene un flujo de caja en el que a partir del decimosexto año (16^o), en el año 2033, se ha recuperado la inversión y se obtiene unas primeras ganancias de 739.580 €. Además, se ha obtenido una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 7%, lo que quiere decir es que, si se financiase la inversión a un coste equivalente a esa tasa, el proyecto ni aportaría riqueza ni supondría costo económico alguno.

En cuanto a la satisfacción de la demanda en la isla de Gran Canaria, el consumo medio en la franja horaria que está centrado este trabajo (entre las 18 y 22 horas) es de 504,37MW, y la central aporta una potencia de 12,62MW, lo que supone un aporte de 2,5% de origen renovable.

La solución de una central híbrida solar-hidráulica y su aplicación en zonas aisladas o de distribución descentralizada, denota una oportunidad aprovechable a la hora de desarrollar soluciones energéticas en zonas isleñas, como lo es el presente caso. Además, su análisis financiero en cuanto a inversión, rentabilidad y sostenibilidad en el tiempo contribuye a la viabilidad de proyectos de esta magnitud en cualquier lugar del mundo, creando sinergias al momento de crear sistemas híbridos renovables con el fin de abastecer una región.

Como se puede observar en este trabajo, el diseño e instalación de una central de bombeo reversible, es un proyecto rentable tanto técnico como económicamente.

Tesis #3:

Institución: Universitat Rovira i Virgili

Tema: Estructuras eléctricas para la integración de un sistema de generación eólica a la red eléctrica.

Autor: Freddy Flores Bahamonde

Año: 2014

La generación eólica como fuente de energía renovable ha alcanzado un nivel importante, convirtiéndose en una de las alternativas más fiables. Importantes avances tecnológicos han permitido tanto, el desarrollo de generadores de mayor potencia, como la evolución de la electrónica de potencia asociada para la conversión de energía.

En este trabajo se propone un sistema para la integración de un generador eólico a la red eléctrica, que utiliza la configuración más básica de inyección de energía a la red, que consiste en la utilización de un rectificador trifásico, un condensador intermedio y un ondulator conectado a red. En el caso de sistemas eólicos, esta configuración se compone generalmente de un rectificador controlado de tipo “boost”, encargado de regular la tensión continua necesaria para DC, y de un ondulator de tipo “buck”, encargado de inyectar la energía a la red eléctrica.

Por lo tanto, en este antecedente se propone el diseño de un ondulator “boost”, con el cual es posible eliminar el requerimiento de tensión mínima en la entrada del rectificador. Además, permite una relajación del sistema, operando con rangos de tensión en el condensador variables y así evaluar el punto de mayor eficiencia en la cadena global de conversión.

En este proyecto se analiza un diseño para implementar un sistema de generación de energía eólica mediante un proceso innovador para conectarla a la red eléctrica de España.

Se puede observar que es un proyecto muy rentable tanto técnico como económicamente, esto nos sirve en nuestro trabajo como para dar por un hecho que la generación de energía eléctrica es 100% confiable.

Tesis #4:

Instituciones: Facultad de Informática y Electrónica, Escuela superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador; Centro de Estudios de Energía y Refrigeración, Fernando Brossard Pérez, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba; Centro de Energías Alternativas y Ambiente, Grupo de Energía Eólica, Escuela superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador.

Tema: Influencia de la estructura de los Parques Eólicos en el costo y rentabilidad.

Autores: Lorenzo A. Enríquez, Luis J. García, Carlos Miranda y Alex R. Jordán.

Año: 2019

En este trabajo se propone la solución de dos de los principales problemas que deben ser resueltos en las primeras etapas del proyecto de los parques eólicos, la estructura que deberá tener el parque y su rentabilidad. Se aplica un modelo matemático desarrollado a partir del método paramétrico que permite determinar de forma rápida y con aceptable precisión el costo capital mediante parámetros técnicos relevantes. El modelo fue calibrado mediante una base de datos representativa de los países de América Latina que mayor utilización hacen de la energía eólica. Se utilizó para definir la estructura más adecuada del proyecto de cinco parques en la provincia de Chimborazo, en Ecuador. Se concluye que el número de máquinas, sus potencias y alturas de las torres son los tres parámetros que determinan el costo del parque y al mismo tiempo, son los que definen la energía producida y la rentabilidad.

En el trabajo de investigación se logra cumplir dos de los objetivos fundamentales del proyecto de los parques eólicos: la determinación de la mejor estructura del parque y los beneficios que éste puede aportar, se puede observar, que la mayor rentabilidad se obtiene para las máquinas de mayor potencia pero con altura de los aerogeneradores de 65 m, porque a pesar de haber un incremento de la energía para 78 m de altura, esta no es suficiente para compensar el aumento del costo del parque en el lugar determinado. Esto es una demostración de que el costo capital del proyecto depende de la estructura que adopte el parque, dada por la combinación del número de máquinas, sus potencias y alturas de las torres; pero, para determinar la mejor variante, debe completarse el estudio mediante un criterio de validación económico-financiero.

Por lo tanto, con este trabajo de investigación se puede verificar y comprobar, el sistema de generación eólica, para así realizar un mejor diseño del mismo en nuestro proyecto, donde se pueda sacarle el mayor provecho a este tipo de generación eléctrica; y, sumada a la generación hidroeléctrica de nuestro proyecto, se logre almacenar la mayor cantidad de energía renovable en los diferentes puntos de generación de energía de Costa Rica.

Tesis #5:

Institución: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, México.

Tema: Predicción de potencia Eólica utilizando técnicas modernas de Inteligencia Artificial.

Autores: Héctor González, Mónica Pacheco, Alberto Ballesteros y Alejandro García López.

Año: 2017

En este trabajo se describe el desarrollo de una tecnología de Inteligencia Artificial para el pronóstico de potencia eólica basado en información meteorológica de varios años. Se identificó la necesidad de considerar el tiempo en el proceso de pronóstico y se realizó una propuesta novedosa. El sistema de pronóstico se probó con datos meteorológicos y se compararon los resultados con predicciones hechas con series de tiempo y se encontraron resultados satisfactorios, confirmando que las Redes Bayesianas Dinámicas son una herramienta prometedora para la predicción de la potencia eólica.

El pronóstico de potencia eólica es un requisito indispensable para la expansión de este tipo de generación de energía renovable. Las Redes Bayesianas son una técnica desarrollada para el manejo de sistemas inteligentes con incertidumbre. Este artículo presenta una aplicación novedosa de redes Bayesianas dinámicas para el pronóstico de potencia eólica.

Se puede observar en el proyecto que la contribución más importante radica en el desarrollo de modelos dinámicos especializados en el pronóstico de potencia de corto plazo y la metodología para aprender estos modelos. La innovación de las Red Bayesianas dinámicas expuestas en este trabajo consiste en la correspondencia entre las suposiciones realizadas para el problema de pronóstico y la formación de la estructura de la Red Bayesiana dinámica. La novedad del método utilizado es este trabajo de investigación es que se comparan dos técnicas con variables de distinta naturaleza (discretas y continuas). De esta manera, se aprovecha mejor el poder de los aproximadores de funciones y de los métodos para manejo de incertidumbre.

Este trabajo se toma como información importante para nuestra investigación ya que es una idea innovadora en términos de diseño de energía eólica, ya que una de las partes más

importantes para estos diseños es la potencia eólica, o en palabras más sencillas, la cantidad de energía que se pueda llegar a obtener para incorporarla a la red eléctrica nacional y el ahorro que este pueda llegar a provocar en la generación de energía.

Tesis #6:

Institución: Universidad de Zaragoza, España.

Tema: Análisis de viabilidad de los bombeos reversibles

Autor: Marta Navarro Uriel

Año: 2013

En este trabajo de investigación, al igual que el proyecto en el que se está trabajando, se estudia la económica de las centrales de bombeo reversible. Debido a la gran necesidad de almacenar energía para adecuar la oferta y demanda eléctrica, y aprovechar excedentes puntuales de las energías renovables, los bombeos reversibles parecen ser una de las mejores opciones disponibles, dada su flexibilidad y rápida respuesta a dichas variaciones.

En este trabajo el análisis de viabilidad se lleva a cabo con precios reales tanto de compra como de venta de los últimos años para una hipotética central hidroeléctrica de bombeo reversible que se instalara entre varios pares de embalses (superior e inferior) existentes en el lugar determinado; analizando, además, diversas formas de gestión de la operación. Dada la escasa rentabilidad del sistema analizado de forma individual sin las ventajas que aporta al sistema eléctrico, se analizó el beneficio adicional que supondría que la central reversible bombeara sus excesos de producción.

En pocas palabras, el proyecto propone estudiar la rentabilidad actual de los bombeos reversible puros como forma de almacenamiento energético mediante una instalación que funcionará aprovechando la capacidad de los embalses, y generando una energía eléctrica cuya venta supere el costo de compra de energía para el bombeo, de acuerdo con los períodos horarios más favorables y el marco tarifario vigente.

En el proyecto se obtuvo el precio de compra y venta en el mercado, obteniendo una serie de horas rentables, establecidas según el año analizado. Asimismo, se analizaron los posibles esquemas de funcionamiento de la central de bombeo reversible, obteniendo mayor beneficio

bombeando las mismas horas, que, turbinando a lo largo de una gestión semanal del par de embalses, es decir, comprando y vendiendo el mismo número de horas.

Como conclusión de cómo está planteado este trabajo, desde el punto de vista económico, la rentabilidad de las centrales reversibles estudiadas, como una unidad independiente en el sistema eléctrico, no es elevada, por tanto, no resultó viable, debido en gran medida al mercado, estudiado en ese momento, de la energía y la elevada inversión requerida en la mayoría de los casos. En el trabajo se propone añadirle otros incentivos derivados de la flexibilidad y fiabilidad que aporta al sistema eléctrico y a otras instalaciones generadoras de energía como la eólica y la térmica o nuclear.

Capítulo 3. Marco Teórico:

¿Qué es una represa hidroeléctrica?

Una represa hidroeléctrica, o central hidroeléctrica, es un sistema que convierte la energía potencial del agua en energía eléctrica, aprovechándose del desnivel existente en dos puntos de un río determinado. Para ello, se capta del río cierta cantidad de caudal y se conduce por una tubería hasta una turbina, donde, en su eje, se obtiene energía cinética de rotación que sirve para accionar un generador eléctrico. La potencia que se obtiene es directamente proporcional a la altura del salto y al caudal de agua que circula por la turbina (caudal turbinado).

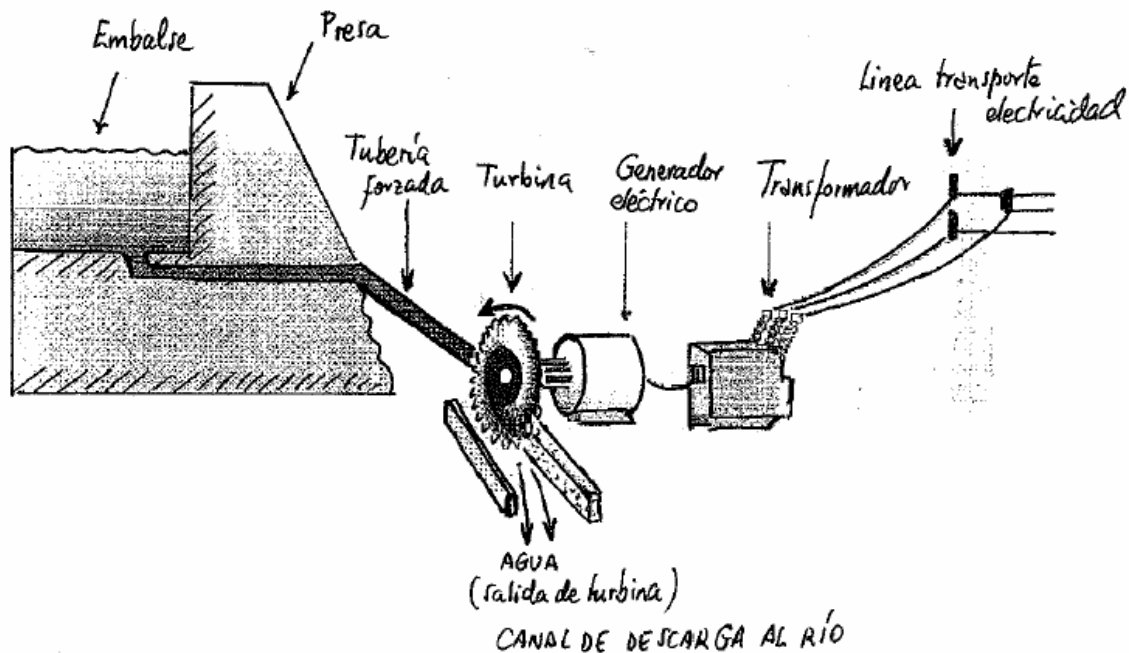


Figura 10. Representación de una represa hidroeléctrica.

Aunque no exista una norma, se acostumbra a denominar pequeña hidráulica (small hydro power) o minicentral a la instalación cuya capacidad o potencia nominal no es superior a 10 MVA y micro central si no supera 100 kVA.

A pesar, que una minicentral presenta los mismos componentes y equipos que una central hidroeléctrica de gran potencia, no puede tratarse como un simple cambio de escala, ya que

las características de sus componentes deben tener presente los aspectos específicos de la pequeña potencia.

En general, los emplazamientos utilizados para la ubicación de minicentrales son:

- Nuevas construcciones especialmente proyectadas para minicentrales
- Rehabilitación de antiguos azudes, molinos o pequeños aprovechamientos hidroeléctricos abandonados.
- Integración de la minicentral en infraestructuras existentes o de nueva construcción para otros fines (embalses de regulación, riego, abastecimiento de poblaciones, etc.)

Ventajas de una minicentral hidroeléctrica:

- Usa una fuente de energía primaria renovable y no produce emisiones ni residuos contaminantes, por lo que es un recurso energético perfectamente sostenible
- La tecnología por utilizar, tanto en las infraestructuras y obra civil como en los equipos (turbina y generador) es madura y conocida, y por tanto de fácil alcance
- Sus costes de explotación y mantenimiento son bajos y a menudo presentan un funcionamiento totalmente automatizado sin necesidades de personal
- Su uso es no consuntivo ya que retorna el agua utilizada otra vez al cauce del río sin alterar la cantidad ni calidad, de la misma.

Desventajas de una minicentral hidroeléctrica:

- El coste unitario de inversión (coste por kW de potencia instalado) es en general elevado, debido a la economía de escala, dada la pequeña potencia, de las mismas (< 10 MVA).

- Si el emplazamiento dista bastante del punto de conexión con la red eléctrica de alta tensión, el coste de la línea de transporte puede ser elevado, así como su mantenimiento y las pérdidas por transporte.
- La energía eléctrica producida puede variar sensiblemente en función del caudal explotado dada la variabilidad estacional que puede presentar el caudal del río.

En relación con la capacidad hidroeléctrica de un río o de una cuenca, caben distinguir los siguientes conceptos:

- Potencial teórico bruto: es la energía potencial anual disponible si todos los caudales fuesen turbinados hasta el nivel del mar.
- Potencial técnicamente explotable: es la parte del potencial teórico bruto que puede explotarse dentro de los límites de la tecnología disponible, es decir que es viable técnicamente.
- Potencial económicamente explotable: es la parte del potencial teórico bruto que puede explotarse dentro de los límites de la tecnología disponible con un rendimiento económico apropiado, es decir, es viable técnica y económicamente.

Tipos de minicentrales:

Una minicentral está formada por los siguientes subsistemas o elementos:

- 1) Subsistema de captación y conducción de agua: formado por la obra que incluye, la desviación del agua mediante un azud o la acumulación por una presa, la toma de agua, el canal de conducción o derivación, la cámara de carga y/o el depósito de regulación, la tubería forzada, los edificios y el canal de descarga.
- 2) Subsistema de producción eléctrica: formado básicamente por la turbina y el generador eléctrico.

- 3) Subsistema de exportación de energía eléctrica a la red: incluye el transformador y los equipos de interconexión con la red exterior de transporte.

Las minicentrales también se pueden clasificar, por medio de su captación y conducción del agua:

Minicentrales de agua fluyente:

Se capta una parte del caudal del río y se conduce hasta la central, donde se turbinan y luego se devuelve al río, no poseen sistema de regulación como un embalse, aunque en muchos casos poseen un azud. Por lo que el caudal disponible para turbinar es muy variable, en función del régimen del río y por ello, tanto la potencia como la energía producida pueden presentar una notable variabilidad a lo largo del año. En la figura 2 se puede observar un esquema de este tipo de minicentrales.

Las minicentrales de agua fluyente se dividen en:

- 1) Fluyentes sin toma: la turbina está colocada directamente en el curso del río, por lo que no tienen ni elementos de toma ni de conducción.
- 2) Fluyentes sin azud: la captación del caudal se realiza a través de una toma sumergida en el lecho del río, provista de una rejilla.
- 3) Fluyentes con azud sin cámara de carga: disponen de un sistema de captación y desvío formado por un azud y un canal de derivación que conduce el agua desde el azud hasta la turbina.
- 4) Fluyentes con azud y con cámara de carga: formadas básicamente por un azud de donde sale un canal de derivación hasta una cámara de carga o un pequeño embalse. En este último elemento se inicia una tubería forzada que transporta el agua hasta las turbinas. La presencia de la tubería forzada exige la existencia de una cámara de carga para aumentar la presión.

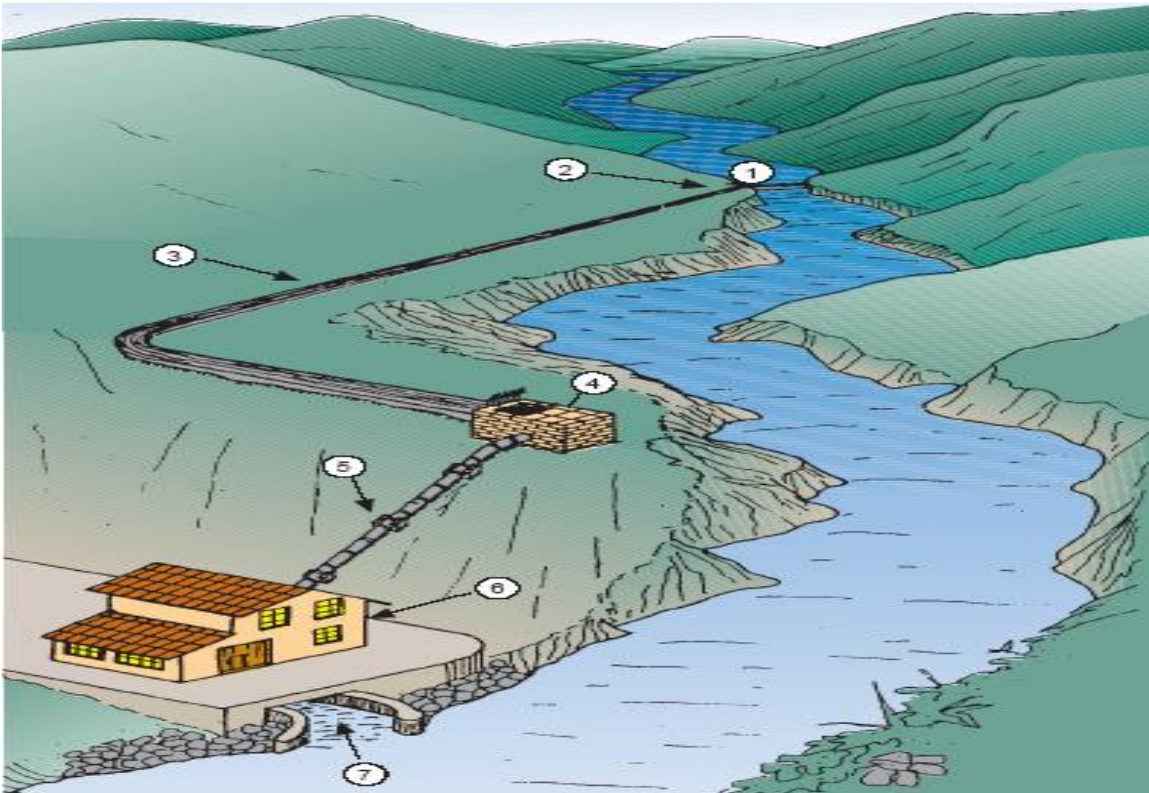


Figura 11. Esquema de una minicentral de agua fluyente

- 1) Azud 2) Toma de agua 3) Canal de derivación 4) Cámara de carga 5) Tubería forzada 6) Casa de máquinas 7) Canal de salida

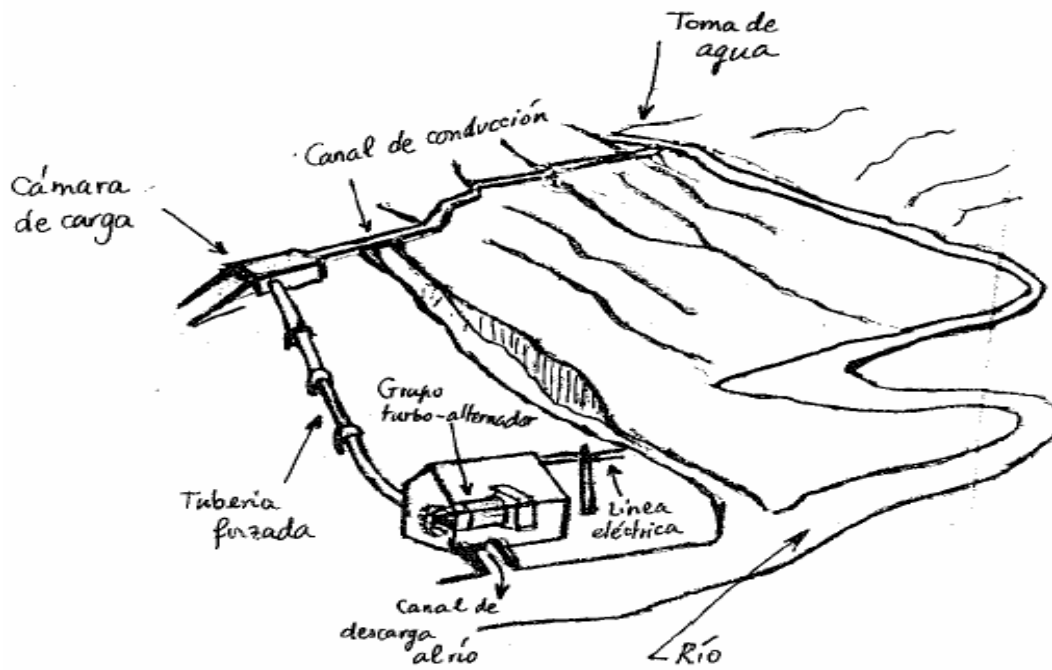


Figura 12. Central de agua fluuyente con cámara de carga y tubería forzada.

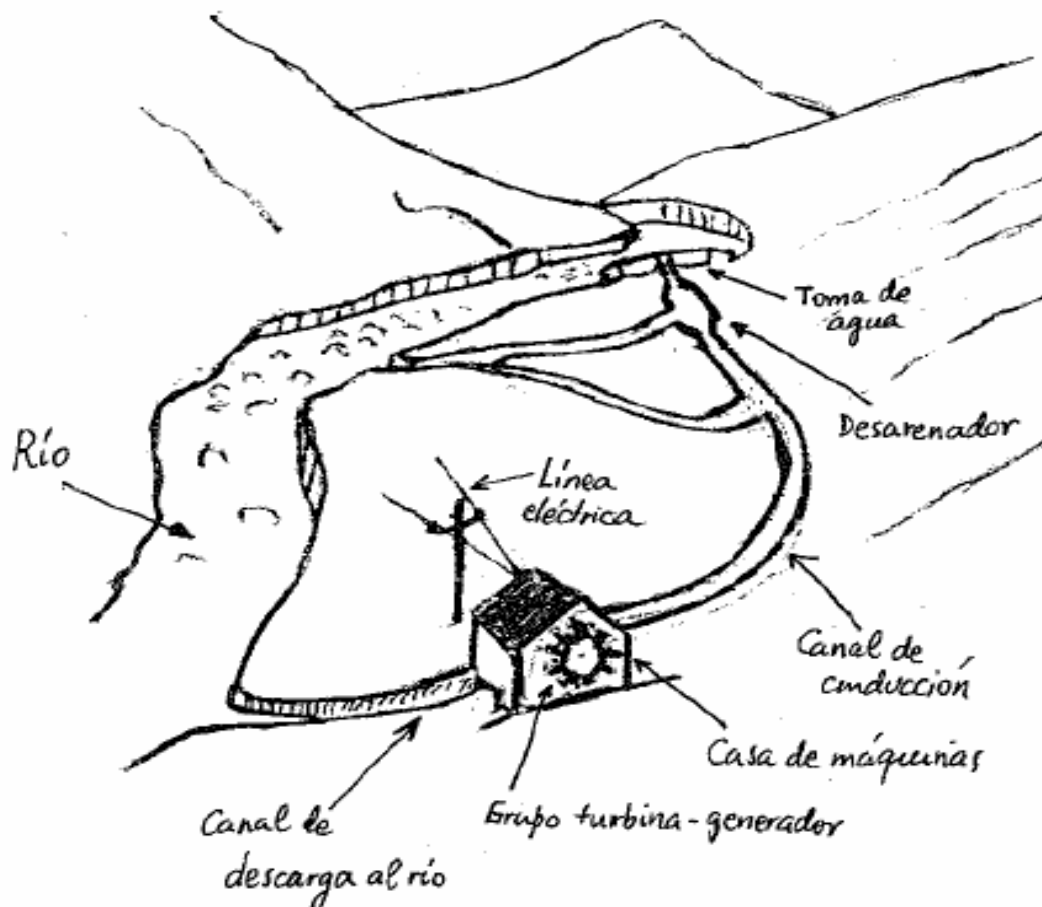


Figura 13. Central sin tubería forzada, característica de saltos pequeños (central de valle).

Minicentrales con regulación (centrales a pie de presa):

Son centrales con regulación, disponen de un embalse que permite el almacenamiento de agua, para poderla turbinar cuando se desee. Un esquema de este tipo de centrales es el siguiente:

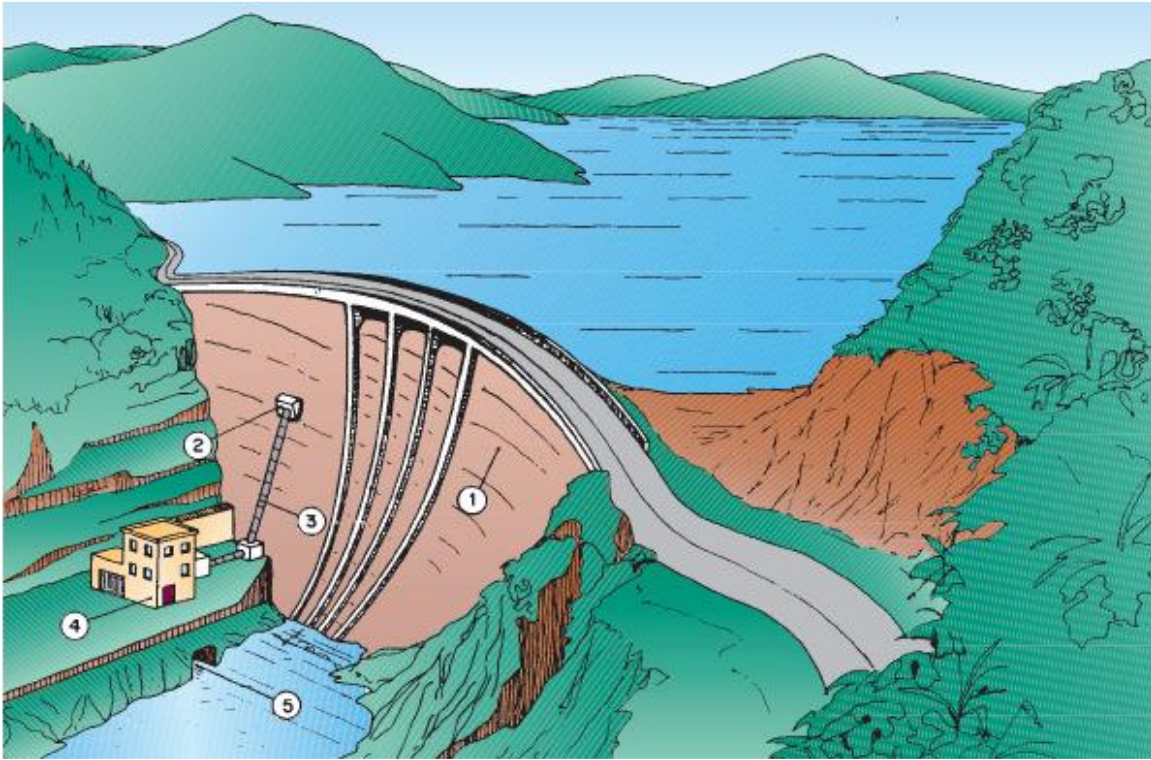


Figura 14. Minicentral a pie de presa.

(1) Presa; (2) Toma de agua; (3) Tubería forzada; (4) Casa de máquinas; (5) Canal de salida

La minicentral a pie de presa puede presentar dos configuraciones:

- Con toma de agua de fondo: la toma de agua se realiza a una cierta profundidad en el embalse y directamente a través de tubería forzada que la canaliza hasta la turbina en la casa de máquinas.

- Con toma de agua superficial a través de un canal de descarga que conduce el agua hasta una cámara de carga para desde allí, y por tubería forzada, canalizarla hasta la turbina hidráulica.

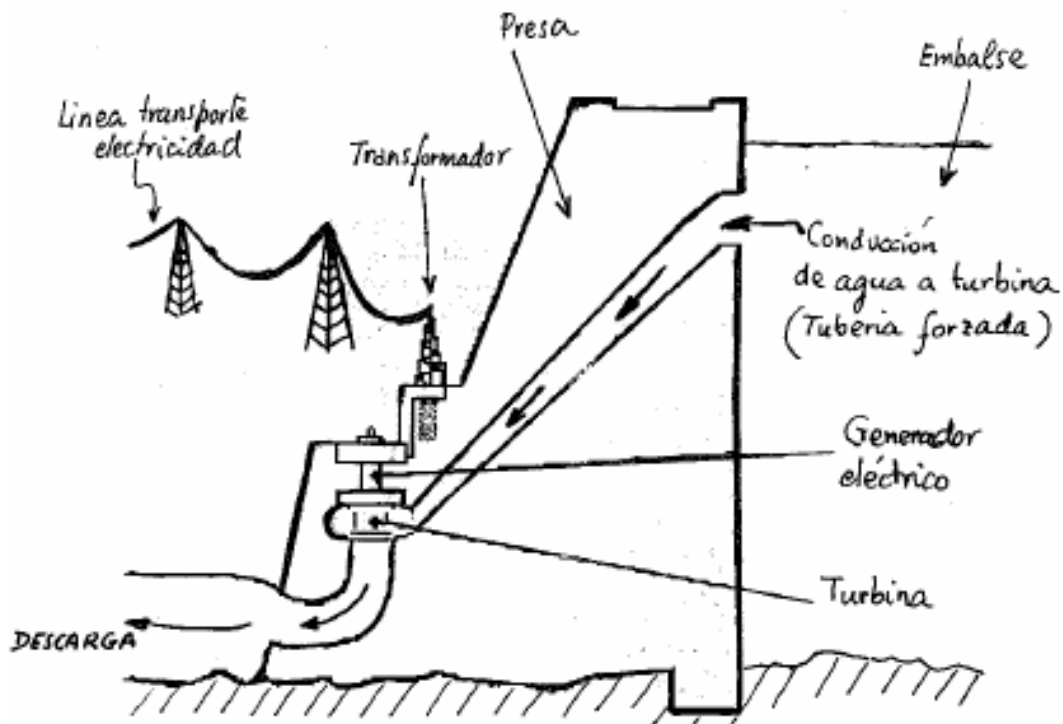
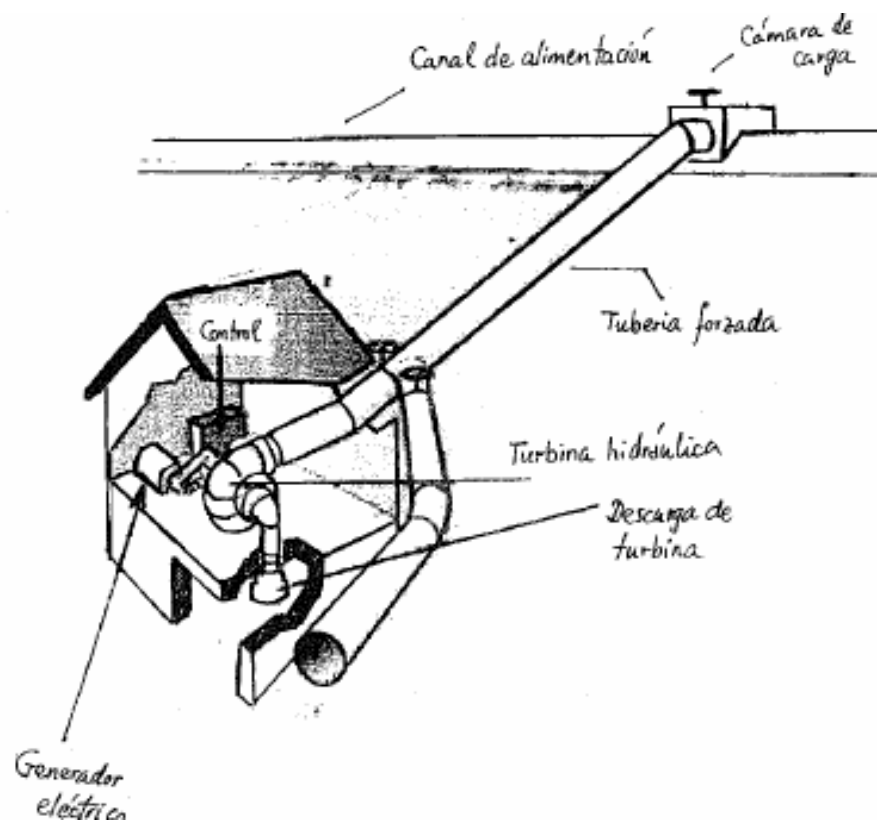


Figura 15. Minicentral a pie de presa con toma de agua de fondo.

Figura 16. Minicentral a pie de presa con toma de agua superficial.



Partes que conforman las minicentrales:

- a) Azud o presa: es la barrera que se coloca transversalmente en el cauce del río para retener y remansar el agua para lograr una pequeña elevación del nivel, de la misma y facilitar su captación y aprovechamiento de su energía potencial; generalmente, el azud no tiene una altura mayor a unos 3 m.

Por su parte, la presa cumple la misma función que el azud, pero, en general son de mayor altura que el azud y embalsa una cantidad importante de agua.

- b) Bocatoma o toma de agua: Es la zona de captación del agua para su conducción hasta la casa de máquinas por medio de un canal o una tubería forzada, generalmente se encuentra ubicada en la zona lateral del azud o la presa. La toma de agua se calcula para las condiciones de máximo caudal y su construcción se realiza durante los períodos de mínimo caudal.
- c) Canal de conducción: Es una tubería que conduce el agua desde el punto de captación, hasta la cámara de carga o hasta la casa de turbinas.

A lo largo del canal puede haber alguna compuerta para limpieza y vaciado y al final, del mismo, justo antes de la cámara de carga se coloca una reja de finos y una compuerta de seguridad.

- d) Cámara de carga y desarenador: La cámara de carga o de presión, es donde descarga el canal de conducción y se inicia la tubería forzada. Su función es la de almacenamiento de agua y presurización de la tubería forzada.
El desarenador: es simplemente un estanque de mayor anchura que el canal y en donde el agua se remansa facilitando la sedimentación de la materia en suspensión.
- e) La tubería forzada: conduce el agua hasta la cámara de turbinas, generalmente salva un desnivel notable, por lo que se requiere un sistema adecuado de fijación y anclaje a lo largo de todo su trayecto desde la cámara de carga hasta la casa de turbinas. Al

inicio de su trayecto se instala un sistema de cierre que permita evitar el flujo de agua y facilitar el vaciado de la tubería.

Para evitar los efectos del denominado “golpe de ariete”, en tuberías que salvan un gran desnivel se acostumbra a usar una chimenea de equilibrio. Esta chimenea consiste en un pozo vertical ubicado en algún punto del trazado de la tubería forzada y lo más próximo posible a la casa de máquinas.

- f) Su finalidad es la de absorber las sobrepresiones o depresiones que puedan generarse en el flujo de agua debido a las maniobras de cierre o apertura de válvulas de regulación de las turbinas. De esta forma se evita que estas oscilaciones de presión puedan dañar los elementos sensibles de la instalación.
- g) Casa de máquinas: en ella se aloja la maquinaria hidráulica y eléctrica usada para la transformación de la energía del agua en electricidad. Se encuentra la válvula principal, la turbina, el generador eléctrico y los sistemas de regulación y control. En general, junto a la casa de máquinas se sitúa el parque de transformación que eleva la tensión de producción en los generadores a la tensión necesaria para la interconexión con la red eléctrica.
- h) Canal de descarga: Sirve para la conducción del agua turbinada desde la salida de las turbinas hasta el punto de descarga que acostumbra a estar situado en el mismo cauce del río.

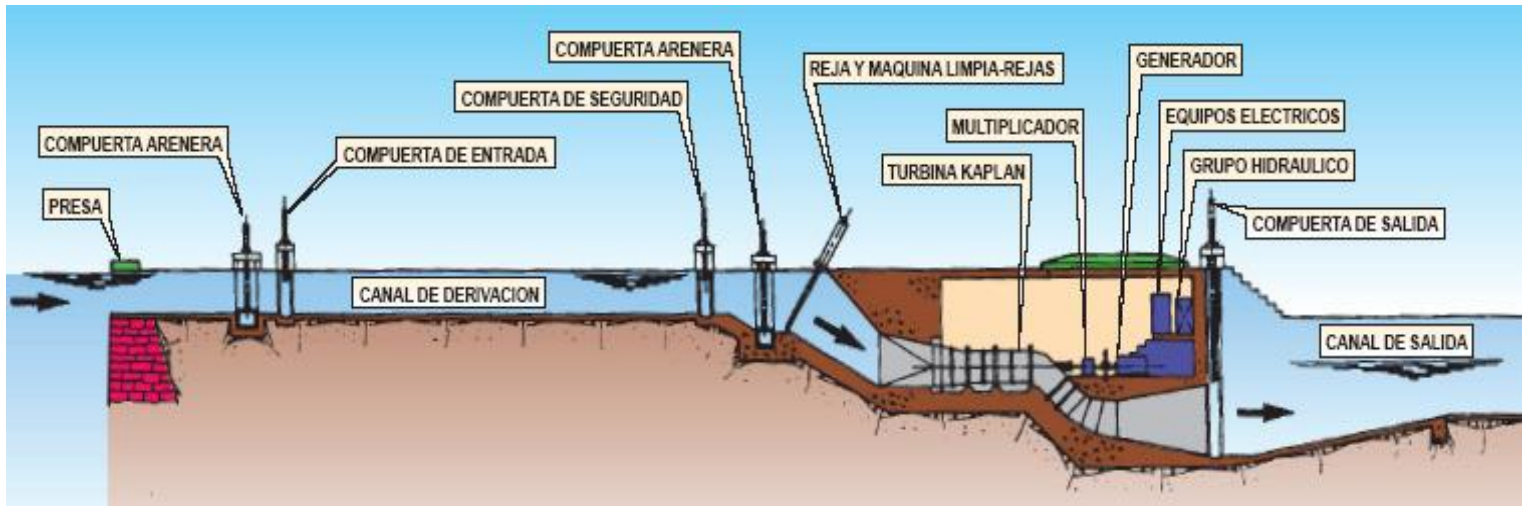


Figura 17. Esquema general de una minicentral.

Entre los sistemas electromecánicos que conforman estas minicentrales, se destacan los siguientes:

- a) Turbinas: Es la máquina que transforma la energía mecánica del caudal de agua en energía cinética de rotación en su eje y que se utiliza para el accionamiento del generador eléctrico.

El tipo de turbina depende de las características del recurso hidráulico por explotar, estas características a su vez dependen básicamente de dos factores: la altura del salto y el caudal de agua disponible para turbinar.

En relación con la altura del salto se toma en consideración lo siguiente:

- La altura del salto: de acuerdo con la misma se pueden considerar saltos de gran caída (> 150 m), de media (50 a 100 m) y de baja (2 – 20 m).
- El caudal de agua disponible para turbinar y su variabilidad a lo largo del año.

Dado que la potencia depende del salto y del caudal, en función de estas variables se distinguen diferentes tipos de turbinas:

- Turbinas de acción: utilizan sólo la energía cinética del agua. El tipo más utilizado es la turbina Pelton cuyo rodete está formado por un conjunto de álabes en forma de cucharas de doble cuenca sobre la que incide el chorro de agua a gran velocidad. Las turbinas de acción se usan básicamente en aprovechamientos hidroeléctricos de grandes saltos y pequeños caudales.
 - Turbinas de reacción: su diseño utilizar no sólo la energía cinética del agua sino también la de presión. Las más empleadas son la turbina Francis y la Kaplan. Las turbinas de reacción se utilizan en general para saltos de media y pequeña altura y grandes o medianos caudales.
- b) Generador eléctrico: Convierte la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. En general la producción se hace en forma de corriente alterna y en este caso el generador recibe el nombre genérico de alternador.
- Se distinguen los siguientes tipos de generador:
- Generador asíncrono o de inducción: usado en pequeñas centrales, en general inferior a 500 kVA. Deben estar interconectadas con la red de donde toman la energía reactiva para su funcionamiento.
 - Generador síncrono: es el tipo de generador más utilizado en minicentrales. Usado preferentemente para potencias superiores a 2000 kVA.
- c) Transformador: Es la máquina eléctrica estática que permite elevar la tensión desde el nivel de producción (tensión a la salida del generador) hasta el nivel de transporte (exportación de energía eléctrica).

Represas hidroeléctricas reversibles:

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica, que tiene dos embalses, uno superior y uno inferior, el agua contenida en el embalse superior es utilizada durante el día, por la represa hidroeléctrica, para producir la energía demandada por los usuarios; esta agua es transportada, por las líneas de desagüe, al embalse situado en el nivel más bajo (embalse inferior), y es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica nuevamente al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de turbinarla, al día siguiente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico y así sucesivamente durante toda su vida útil.

Por lo tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior; constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Un esquema de una central hidroeléctrica de bombeo reversible es el siguiente:

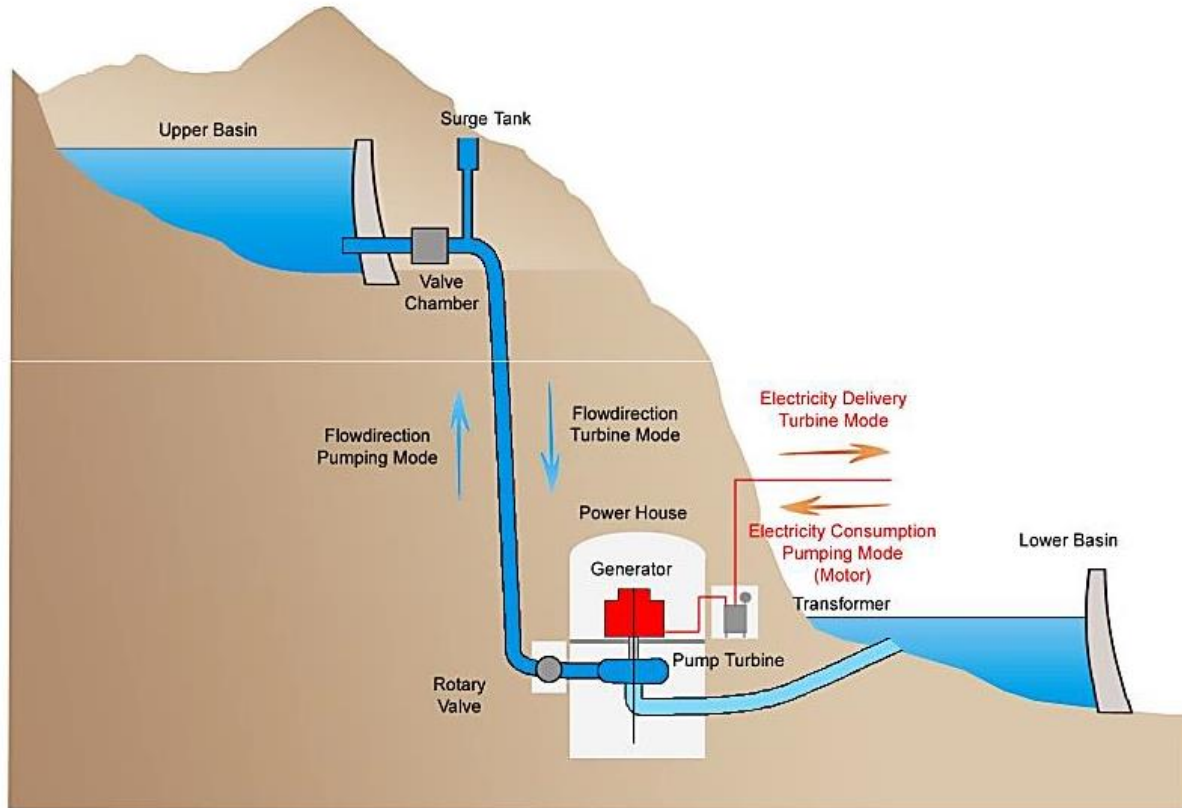


Figura 18. Esquema central hidroeléctrica de bombeo reversible.

De izquierda a derecha, son: embalse superior, cámara de carga, tanque de compensación, dirección del fluido modo bomba centrífuga \uparrow / turbina \downarrow , válvula rotatoria, casa de máquinas, bomba/turbina, generador, transformador, salida de la electricidad modo turbina \rightarrow / bomba \leftarrow , embalse inferior.

En algunos casos se habla de caverna de máquinas en vez de casa de máquinas debido a que tanto el circuito hidráulico como la sala de máquinas y la sala de transformadores, se suelen instalar de forma subterránea, constituyendo un aspecto positivo ya que los impactos visuales son mínimos, quedando a la vista los embalses superior e inferior.

Funcionamiento de las centrales hidroeléctricas reversibles:

El principio de funcionamiento de una represa hidroeléctrica – eólica reversible se describe a continuación:

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior, cerrado por una presa, es transportada desde el embalse superior a través de una tubería, hasta la cámara de carga, que almacena el agua y la presuriza para enviarla por la tubería forzada hasta la sala de máquinas de la central eléctrica.

Para la regulación de las presiones del agua entre la cámara de carga y la tubería forzada se construye en ocasiones una chimenea de equilibrio o un tanque de compensación. En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética al chocar, contra los álabes de la turbina hidráulica se convierte en energía mecánica rotatoria; esta energía se transmite al generador para su transformación en electricidad de media tensión y alta intensidad. Una vez elevada su tensión por los transformadores, es enviada a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión. El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe o tubo difusor hasta el embalse inferior, donde se mantiene almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica (generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana), se aprovecha la energía eléctrica para energizar el circuito reversible de la central, debido a que en esos horarios la producción de electricidad tiene en el mercado un costo bajo. Esta energía se utiliza para accionar la turbina de la casa de máquinas en una forma inversa, provocando una bomba centrífuga, que es accionada por los generadores que actúan como motores, que elevan el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de las tuberías y el tanque de compensación. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior está, nuevamente, en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.



Figura 19. Componentes de una central hidroeléctrica reversible.

Tipos de centrales reversibles:

Las centrales de bombeo se clasifican en tres tipos:

a. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo convencional:

Este tipo de centrales hidroeléctricas son las más utilizadas en la actualidad, estas utilizan los dos embalses (superior e inferior) en la superficie terrestre. El embalse inferior puede obtenerse ya sea mediante el uso de un lago o el cauce de algún río, existente en la zona de proyecto o mediante la producción de una presa, para crear un embalse artificial que permita acumular agua y de esta forma cumplir con los ciclos de bombeo y generación requeridos, al utilizar un estanque tipo artificial, los costos del proyecto se pueden reducir considerablemente.

La casa de máquinas y el circuito hidráulico pueden estar ubicados sobre o bajo la superficie del terreno y como depósito superior se puede utilizar un lago o construir una presa.



Figura 20. Piscina artificial como embalse superior.

b. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo subterráneo:

En este tipo de centrales, el embalse inferior se encuentra en un sistema de huecos bajo tierra o en un acuífero subterráneo. El embalse superior se encuentra en la superficie terrestre y puede ser construido de la misma manera que el embalse de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo convencional. La casa de máquinas y el circuito hidráulico son ubicados necesariamente bajo la superficie del terreno.

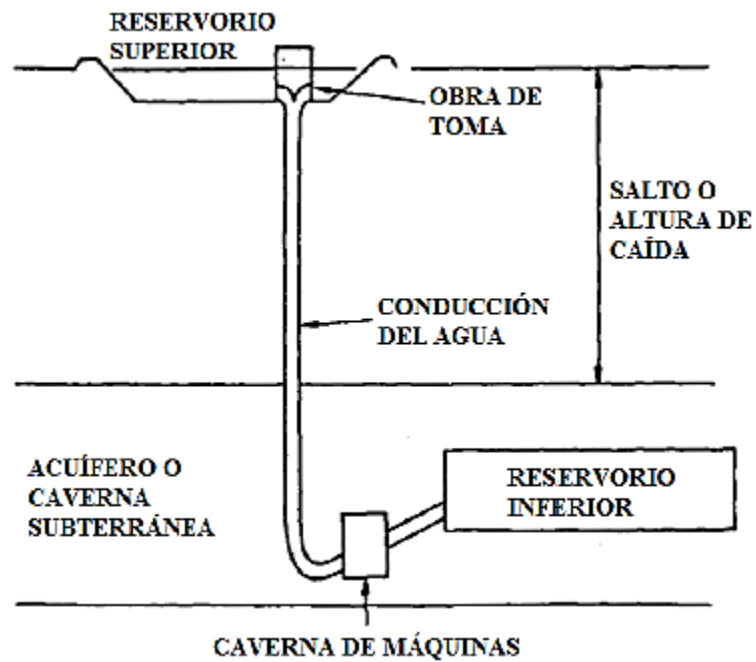


Figura 21. Esquema de una central de acumulación de bombeo subterráneo.

c. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar.

Este tipo de centrales utilizan como embalse inferior el océano. La primera planta construida en el mundo fue la “Okinawa Yanbaru sea-water pumped-storage station” ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón.



Figura 22. Esquema de una central de acumulación por bombeo con agua de mar.

Energía Eléctrica en Costa Rica

En este capítulo se estudia el contexto de la energía eléctrica en Costa Rica, comenzando con una caracterización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), seguida por un análisis a profundidad de la evolución de la energía eólica en el país.

Características del Sistema Eléctrico Costarricense

Se presentan aquí las particularidades de este sistema en cuanto a su organización, generación y capacidad instalada, costos y política pública.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por diversos actores que trabajan en conjunto para brindar y garantizar un servicio eléctrico de calidad a los habitantes. Estos actores se encargan de llevar a cabo actividades tales como definir políticas y regular el sistema, así como generar, transportar y distribuir la electricidad a los consumidores.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el organismo encargado de la definición de políticas del sector energético en el país, incluyendo la definición de políticas del subsector eléctrico. el MINAE elabora los Planes Nacionales de Energía, en el cual se presentan los objetivos de política nacional de energía a largo plazo, tanto para el subsector eléctrico como para el de transportes. En términos generales, los planes nacionales de energía se han elaborado con una frecuencia de en promedio uno cada cuatro años, y el último corresponde al VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (MINAE, 2015).

La provisión del servicio eléctrico en el SEN incluye tres grandes subsistemas: la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad.

Sistema de Generación:

La generación de electricidad en Costa Rica, a diciembre del 2017, la realizan siete empresas de servicio público y 37 generadores privados, siete de los cuales responden a contratos bajo el esquema B.O.T.

Del lado de los generadores privados, el marco jurídico se estableció entre principios y mediados de los años noventa. Este marco está constituido por la ley número 7200 de setiembre de 1990, y de su reforma contenida en la ley número 7508 de mayo de 1995. Según el marco legal vigente, la capacidad instalada de generación privada no puede sobrepasar el 30% de la capacidad total en el país. Además, esta legislación estipula que las empresas privadas de generación solo están autorizadas a producir electricidad empleando fuentes renovables (Ley 7508, 1995).

A abril del 2017, en el país existen 28 plantas privadas que funcionan bajo el capítulo I de la ley número 7200, denominadas anteriormente plantas de generación autónoma o paralela. El tipo de generación que se autoriza en este capítulo de la ley es energía producida por centrales eléctricas privadas, hidroeléctricas o centrales no convencionales, en bloques que no sobrepasen los 20.000 kW de generación. Según la legislación, la capacidad instalada de estas plantas no puede significar más del 15% total instalado en el país (Ley 7508).

Además, a la misma fecha hay 7 plantas privadas que operan según el capítulo II de la ley 7200, llamadas previamente plantas bajo el contrato B.O.T (del inglés Building, Operation and Transfer, en español Construcción, Operación y Transferencia). Estas plantas pueden producir energía hidráulica o energía proveniente de fuentes no convencionales en bloques de no más de 50.000 kW. Según la legislación, la capacidad instalada del conjunto de estas plantas solo puede significar el otro 15% del restante del 30% permitido para la generación privada (Ley 7508, 1995).

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico a diciembre del 2017 fue de 3 530 MW, conformada por un 66% de plantas hidroeléctricas, 16% de plantas térmicas, 6% de plantas geotérmicas, 11% de plantas eólicas, 1% de biomasa y un 0.2% de solar.

De la capacidad instalada al año 2017, el ICE opera un 70% con plantas propias y un 20% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 10% corresponden a plantas bajo contratos del tipo B.O.T. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el restante 10% de la capacidad instalada.

En la siguiente figura se muestra el porcentaje de generación bruta por fuente, para el año 2017.

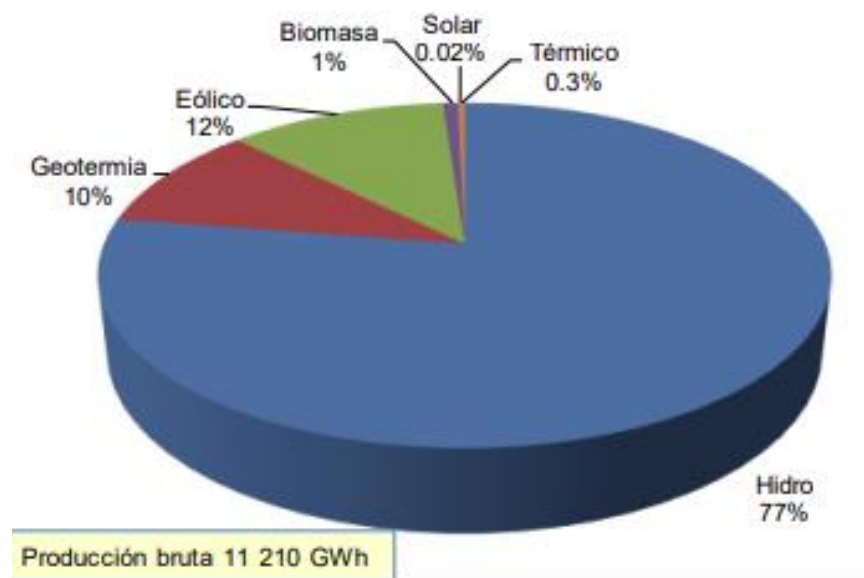


Figura 23. Generación de energía por fuente.

Sistema de transmisión

El sistema de transmisión es el encargado del transporte a alta tensión de la electricidad producida en las plantas generadoras hacia las subestaciones de distribución. Una línea de transmisión de electricidad está conformada por una serie de cables que transmiten la energía, los cuales se colocan sobre altas estructuras, como torres o postes, que los separan de la tierra o de cualquier elemento evitando interferencias (ICE, 2011). Como se ha indicado, en Costa Rica esta actividad recae completamente sobre el ICE, que tiene a cargo garantizar la capacidad de transporte de la energía eléctrica y velar por la operación segura de la transmisión.

El sistema de transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Sixaola en el Caribe hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre todo el país. Al año 2017, el país disponía de un total de 2 375 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1 723 km de enlaces en 230 kV y

652 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986.

El sistema de transmisión nacional cuenta con 63 subestaciones. La capacidad de transformación del país es de 11 035 MVA, de los cuales 4 662 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 202 MVA a elevadores, 2 091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

En la siguiente figura se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión actualizado al año 2017.

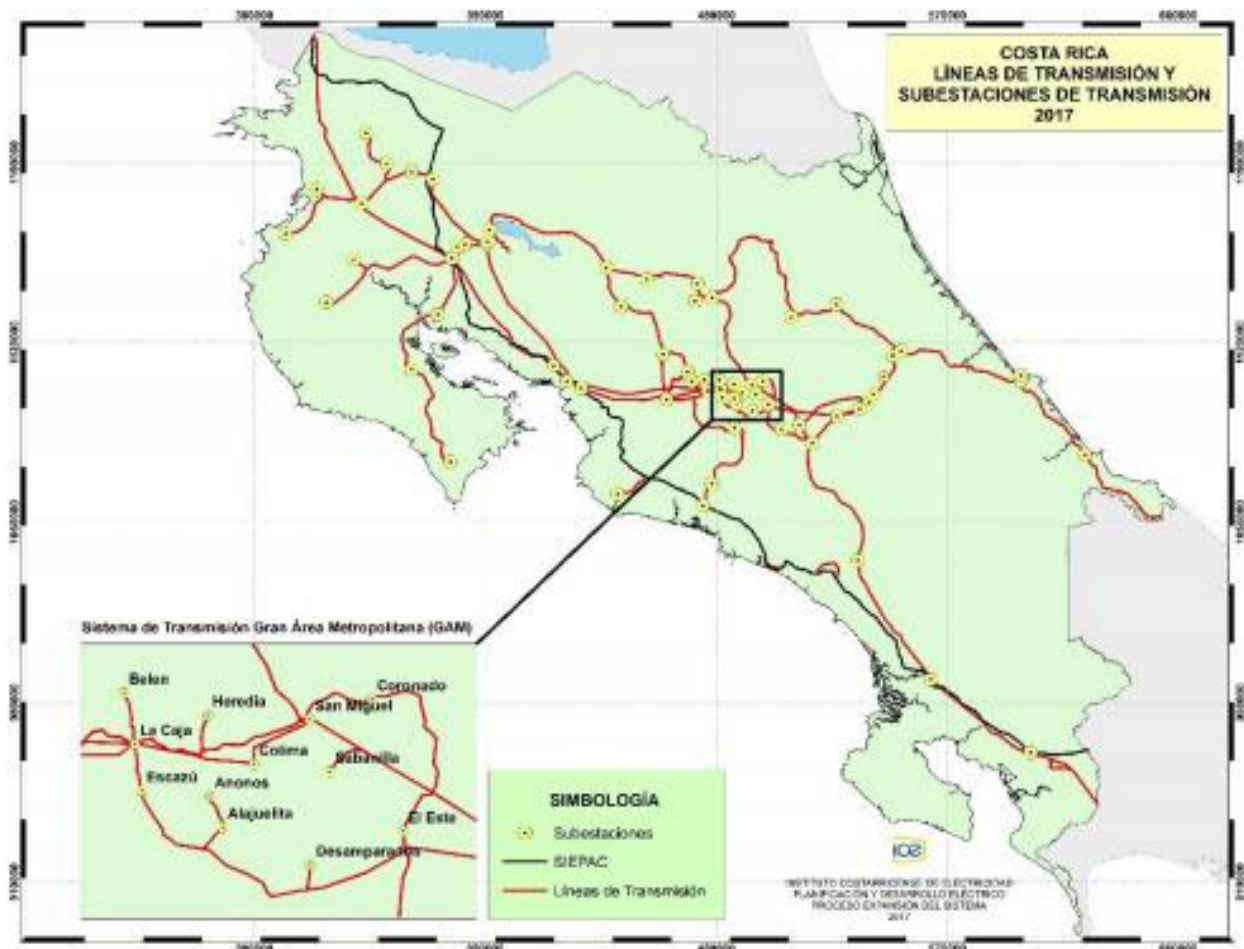


Figura 24. Sistema de Transmisión de Costa Rica.

Sistema de Distribución

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público.

Estas empresas son el ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfarero Ruiz, denominadas respectivamente COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO.

En la siguiente figura se indica el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras.

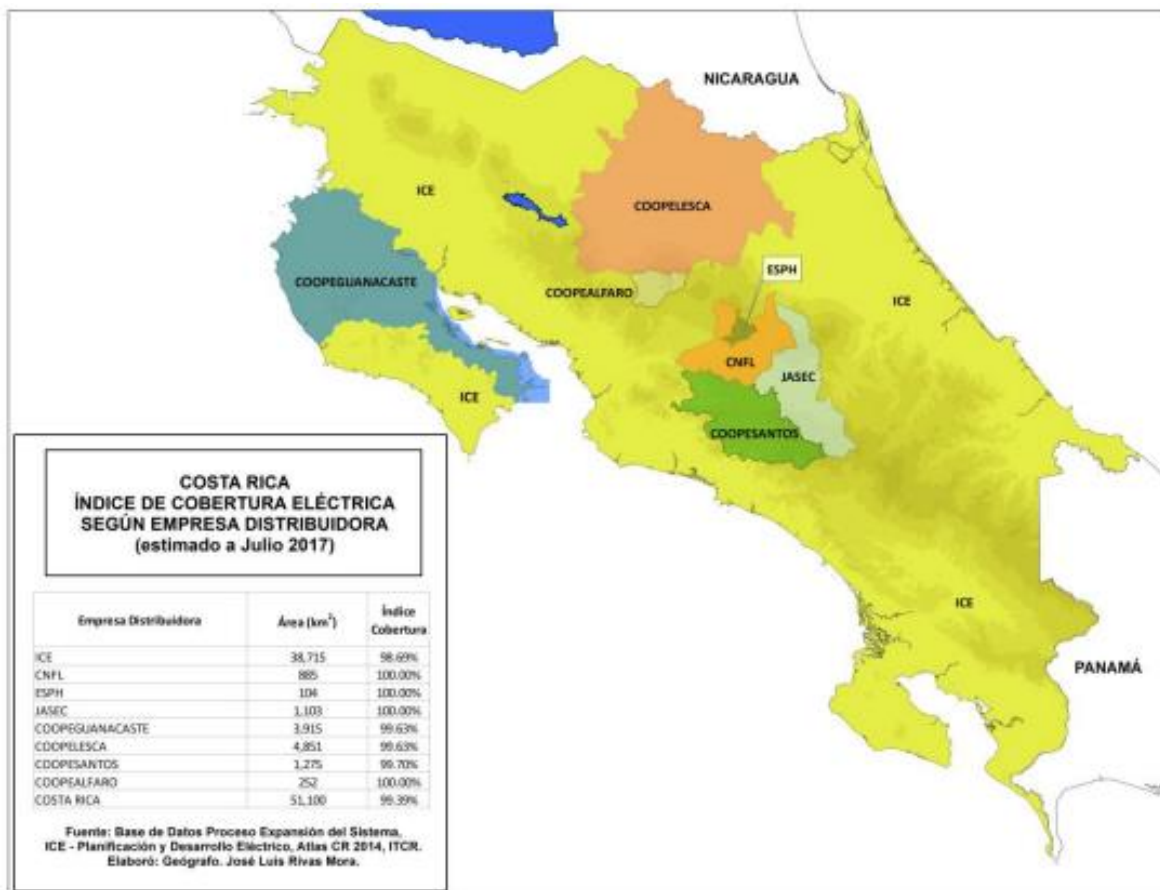


Figura 25. Área de concesión de servicio de las distribuidoras.

Regulación

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la institución pública costarricense encargada de regular la prestación de los servicios públicos, incluido el servicio eléctrico. Esta institución se encarga de aprobar las metodologías para la fijación tarifaria y de atender las solicitudes de ajuste hechas por proveedores de servicio eléctrico.

En efecto, la ARESEP determina ajustes porcentuales a las tarifas para que estas permitan cubrir los costos de prestar el servicio, proveer un monto de retribución competitiva sobre el capital invertido y garantizar un desarrollo adecuado de la actividad. Cada proveedor de servicio eléctrico debe de realizar, mínimo una vez al año, una solicitud tarifaria ordinaria ante la ARESEP.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es el actor más grande del sector, y participa en los tres subsistemas de prestación del servicio. Lo hace junto con otras empresas en el caso de la generación y la distribución, pero es el único responsable de la transmisión. El ICE es una institución autónoma del Estado que nació en abril de 1949, con el objetivo de hacer frente a los problemas de escasez eléctrica a los que entonces se enfrentaba el país.

Hoy juega un papel central dentro del SEN ya que tiene la responsabilidad de asegurar el abastecimiento eléctrico en el país, de administrar y realizar la planificación de corto plazo del sector eléctrico, y de fungir como comprador único y propietario de las líneas de transmisión de electricidad.

En la figura se presenta la capacidad instalada de generación por empresa. Como se aprecia en el mismo, el ICE cuenta con la mayor capacidad instalada del país, con el 71,2% del total. El ICE produce electricidad mediante recursos hidráulicos, térmicos, geotérmicos, eólicos y solares.

Generadores	Porcentaje
ICE	71,2
CNFL	4,1
Coneléctricas R.L. ^{1/}	4,7
ESPH	0,8
JASEC	0,7
Empresas privadas:	18,6
Capítulo I ley 7200 ^{2/}	8,3
Capítulo II ley 7200 ^{3/}	10,3

1/ Incluye a Coopeguanacaste R.L, a Coopesca R.L, a Coopesantos R.L y a Coopealfaroruiz R.L

2/ Modalidad de contrato para la compra de generación eléctrica por el ICE a empresas privadas de tipo “construir, ser dueño y operar”, anteriormente llamada de generación autónoma o paralela.

3/ Modalidad de contrato para la compra de generación eléctrica por el ICE a empresas privadas de tipo “construir, operar y transferir”, anteriormente llamada de BOT (del inglés *Building, Operation and Transfer*).

Fuente: CENCE (2017a).

Figura 26. Capacidades de generación Eléctrica a marzo del 2017.

La CNFL, a partir de 1971 subsidiaria del ICE (CNFL, 2017), cuenta con un 4,1% de la capacidad instalada, y genera electricidad a partir de energía hidráulica y eólica.

Ley 7200

Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

Como lo dice el artículo 1 de esta ley, la generación autónoma o paralela se define como la energía producida por centrales eléctricas de limitada capacidad, pertenecientes a empresas privadas y cooperativas de electrificación rural que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

En el artículo 2, se define las centrales eléctricas de limitada capacidad como aquellas no convencionales que no sobrepasen los 20 MW.

Esta ley cuenta con 24 artículos, todos relacionados con la generación de energía en el país, entre los artículos más importantes de esta Ley, se encuentran los siguientes:

- Artículo 3: Se declara de interés público la compra de electricidad por parte del Instituto Costarricense de Electricidad, a las cooperativas de electrificación rural y a aquellas empresas privadas en las cuales, al menos, el sesenta y cinco por ciento (65%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de limitada capacidad para la explotación del potencial hidráulico en pequeña escala, y de fuentes no convencionales de energía, siempre y cuando éstas no hayan sido previamente parte del sistema eléctrico nacional.
- Artículo 5: El Servicio Nacional de Electricidad tendrá facultad para otorgar concesiones destinadas a la explotación de centrales eléctricas de limitada capacidad de hasta un máximo de veinte mil kilovatios (20.000 KW), y hasta por un plazo no mayor de quince años. También podrá prorrogarlas, modificarlas o traspasarlas, sin que para ello se requiera autorización legislativa, requisito que sí será indispensable cuando la explotación sobrepase los veinte mil kilovatios (20.000 KW), o cuando ésta sea menor de veinte mil kilovatios (20.000 KW) y el adquirente tenga concesiones aprobadas que, sumadas a las nuevas, excedan esa cantidad.
- Artículo 6: Para otorgar una concesión destinada a explotar centrales de limitada capacidad, el Servicio Nacional de Electricidad, además de lo estipulado en la Ley de Nacionalización de Aguas, Fuerzas Hidráulicas y Eléctricas, No. 258 del 18 de agosto

de 1941 y sus reformas, deberá exigir una declaratoria de elegibilidad otorgada por el Instituto Costarricense de Electricidad. Esta declaratoria deberá producirse en un plazo no mayor de ciento veinte días naturales, contados a partir de la presentación de la solicitud.

- Artículo 8: Además de la declaratoria de elegibilidad a que se refiere el artículo 6, para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a veinte mil kilovatios (20.000 KW), el interesado deberá aportar al Servicio Nacional de Electricidad una certificación sobre la aprobación de un estudio del impacto ambiental, elaborado por un profesional del ramo. Este estudio deberá ser presentado previamente al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, para su aprobación o rechazo, dentro de un plazo de sesenta días naturales, a partir de su presentación.
- Artículo 20: Para el cumplimiento de lo dispuesto en esta ley, el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas y el Instituto Costarricense de Electricidad crearán las dependencias encargadas de realizar las funciones que se señalan en esta ley, y quedan facultadas para crear las plazas, contratar el personal y adquirir el equipo necesario.

Ley 7508

Reformas de la Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, No 7200.

Esta ley como lo dice el capítulo 1, se implementó para modificar la estructura de la Ley 7200 para que se divida en capítulos.

El Capítulo I comprenderá del artículo 1 al 19, inclusive y se denominará Generación eléctrica autónoma o paralela.

Esta Ley cuenta con 4 artículos que modifican la Ley 7200, entre lo más importante está:

- Artículo 2: Reformas

- ✓ Se reforman los artículos 1, 3, 5, 18 y 19 de la citada Ley.
- ✓ Artículo 3: Se declara de interés público la compra de electricidad, por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales, por lo menos el treinta y cinco por ciento (35%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales, siempre y cuando previamente no hayan sido parte del sistema eléctrico nacional.

- ✓ Artículo 5: El (SNE) tendrá facultad para otorgar concesiones destinadas a explotar centrales eléctricas de capacidad limitada, hasta de un máximo de veinte mil kilovatios (20.000 kW) y por un plazo no mayor de veinte años. Asimismo, podrá prorrogar esas concesiones, modificarlas o traspasarlas, sin que se requiera autorización legislativa; pero este requisito será indispensable cuando la explotación sobrepase los veinte mil kilovatios o el adquirente tenga concesiones aprobadas que, sumadas a la nueva, excedan de esa cantidad.

- Artículo 3: Se adicionan el capítulo II y las disposiciones finales a la misma ley, a partir del artículo 20 y se corre la numeración. Sus textos dirán:
 - ✓ Artículo 20: Se autoriza al ICE para comprar energía eléctrica proveniente de centrales eléctricas de propiedad privada, hasta por un quince por ciento (15%) adicional al límite indicado en el artículo 7 de esta Ley.
Esa autorización es para adquirir energía de origen hidráulico, geotérmico, eólico y de cualquier otra fuente no convencional, en bloques de no más de cincuenta mil kilovatios (50.000 kW) de potencia máxima.

Costos

La demanda eléctrica agregada de todo el país tiene un patrón horario muy marcado, con consumo estacional prácticamente constante.

Las curvas de carga horarias también tienen un patrón semanal, donde los días laborales de lunes a viernes presentan una demanda mayor que los sábados y domingos. Durante la mañana la demanda va creciendo hasta alcanzar un primer pico cerca del mediodía, seguido de un segundo pico más fuerte al anochecer, separados por un altiplano (valle) que cada año tiende a elevarse.

Con el crecimiento del mercado, también ha mejorado el factor de carga del sistema. Es natural que conforme aumenta el tamaño y la diversidad de la demanda, las curvas de carga tiendan a achatarse.

A inicios de los años 80, el factor de carga (demanda de energía dividida entre la energía que podría entregar el sistema si funcionara a plena carga durante el período de tiempo considerado) era inferior al 60%, mientras que para el año 2017 alcanza el 74%.

En la siguiente figura se presenta la curva de carga para días laborables del 2017 y se compara con curvas de años anteriores.

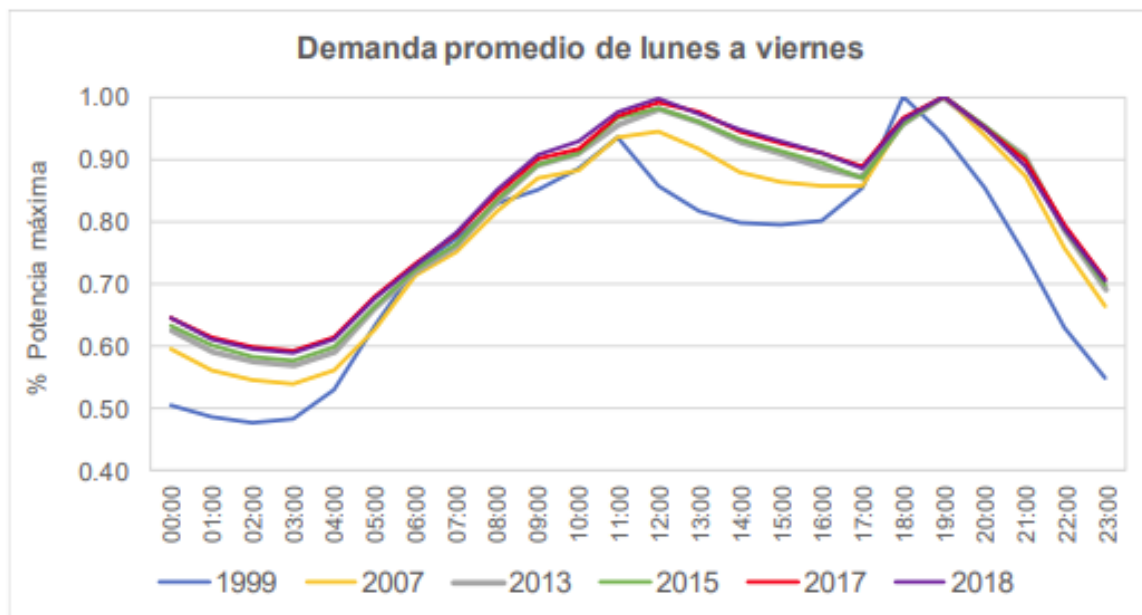


Figura 27. Demanda de energía promedio en día laboral.

Definición de horarios:

En Costa Rica existen 3 horarios diferentes para la compra y venta de energía eléctrica, estos horarios se dan con base en la cantidad de energía demandada por la población costarricense, como se explica a continuación:

1. Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.
2. Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.
3. Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

VAN (Valor Actual Neto)

El método de evaluación del análisis de la instalación ha sido el VAN (valor actual neto), que computa el valor actual (al año 0) de todos los flujos de caja positivos y los negativos, descontando una tasa de descuento determinada, que en este caso va a ser del 3%, y situando el año base de cálculo a aquel año en que finaliza la construcción de la obra y comienza se explotación. Su expresión matemática por lo tanto será:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^t \frac{FC_i}{(1+r)^t}$$

Figura 28. Ecuación VAN

Donde:

- I_0 : es la inversión inicial
- t : tiempo
- r : tasa de descuento
- FC es el flujo de caja, que corresponde a la diferencia entre ingresos y gastos, es decir, el beneficio neto anual.

Por lo tanto, para que una inversión sea rentable el VAN debe ser como mayor que cero, si el valor es negativo la actuación no es rentable.

TIR (Tasa Interna de Retorno)

Es el valor de la tasa de interés con la que se tiene un VAN nulo para una inversión, un periodo y un flujo de caja determinados. Se obtiene iterando de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^t \frac{FC_i}{(1 + TIR)^t} = I$$

Figura 29. Ecuación TIR

Para que un proyecto sea rentable, el TIR tiene que ser igual o mayor a la tasa de descuento aplicada en el VAN, es decir, $TIR \geq r$. Para que la inversión tenga poco riesgo, el doble sería un valor seguro del TIR con respecto al interés.

Capítulo 4. Marco metodológico:

En el siguiente capítulo se explican los aspectos metodológicos utilizados para la elaboración del proyecto: objetivos específicos, fuentes, variables y el tratamiento e interpretación de la información.

En el presente trabajo se estudiará la factibilidad de la instalación de un bombeo reversible en represas hidroeléctricas tipo filo de aguas, utilizando de forma demostrativa, los datos de generación reales producidos por cada una de las centrales estudiadas, en el año 2019. Se determinará la cantidad de energía máxima teórica que una central hidroeléctrica podría haber producido en el año 2019, a partir de la energía real generada para ese mismo año; y así, poder obtener la energía no aprovechada o la energía que se podría almacenar, para su venta en hora pico, que es donde la producción de energía tiene el mayor costo y producirla en el horario de noche, que es donde la generación tiene menor costo y con esta información, determinar la rentabilidad económica del trabajo.

El estudio se delimitará solamente a las siguientes hidroeléctricas de tipo filo de aguas:

- Central hidroeléctrica Chucás
- Central hidroeléctrica Doña Julia
- Central hidroeléctrica El General
- Central hidroeléctrica La Joya
- Central hidroeléctrica Platanar
- Central hidroeléctrica Río Lajas
- Central hidroeléctrica El Torito
- Central hidroeléctrica Volcán

Como ya se mencionó anteriormente, el estudio se realiza en forma demostrativa, con datos del año 2019, facilitados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica (ARESEP).

Al inicio de este trabajo se establecieron algunos objetivos específicos, con el fin de detallar los procesos necesarios para lograr realizar el objetivo principal, los cuales vamos a citar a continuación y con esto, establecer la metodología utilizada durante todo el estudio.

1. Cuantificar la capacidad teórica de producción de energía anual, de los proyectos existentes en Costa Rica, escogidos para el estudio.

2. Determinar la capacidad ociosa en términos de energía real de los proyectos escogidos.
3. Dimensionar un sistema de bombeo reversible, capaz de almacenar la cantidad de energía ociosa de los proyectos estudiados.
4. Realizar el análisis de factibilidad financiera del proyecto a dimensionar, para determinar si el proyecto es rentable.

Objetivo	Variable	Fuente de información	Tratamiento de la información	Método de interpretación
Cuantificar la capacidad teórica de producción de energía anual, de los proyectos existentes en Costa Rica, escogidos para el estudio.	Generación de energía real horaria.	ARESEP	Generación de energía real horaria por cada proyecto en el año 2019.	Determinar la producción de energía real en cada proyecto para el año 2019.
	Generación de energía a máxima capacidad.	Secundaria	Generación de energía máxima que pueda producir cada proyecto en el año 2019.	Determinar la máxima energía que se podía generar en cada proyecto en el año 2019.
Determinar la capacidad ociosa en términos de energía real de los proyectos escogidos.	Potencial de energía no producido.	Secundaria	Energía que no se produjo en el año 2019 y que se podría llegar a almacenar.	Diferencia entre la energía real y la energía máxima teórica. $\Delta E = E_{\text{real}} - E_{\text{máx.teórica}}$
Dimensionar un sistema de bombeo reversible, capaz de almacenar la cantidad de energía ociosa de los proyectos estudiados	Caudal	Australian Renewable Energy Agency (ARENA), AREMI.	Características del caudal para cada uno de los proyectos estudiados	Determinar las dimensiones de los embalses, para cada proyecto estudiado.
	Salto	Australian Renewable Energy Agency (ARENA), AREMI.	Características de salto para cada uno de los proyectos estudiados.	Ubicar geográficamente cada sistema de bombeo reversible.
Realizar el análisis de factibilidad financiera del proyecto a dimensionar, para determinar si el proyecto es rentable	Costos	International Energy Agency (IEA)	Costos medios de construcción y generación por MWh.	Se obtienen los costos necesarios del proyecto.
	VAN	Secundaria	Obtener el valor actual neto del proyecto.	Determinar la rentabilidad económica del proyecto.
	TIR	Secundaria	Obtener la tasa interna de retorno del proyecto.	Determinar la rentabilidad económica del proyecto.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Figura 30. Tabla resumen de la Metodología

Enfoque de la investigación:

Como se observa en este capítulo y en el análisis de resultados, la investigación es del tipo cuantitativo.

- Enfoque cuantitativo:

Para Hernández et al., (2010) cada etapa precede a la siguiente, por lo que no se puede proceder “brincando o eludiendo” pasos. Se parte de una idea que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación. Se revisa la literatura y se construye un marco o perspectiva teórica. Se elabora un diseño para probarlas y se miden las variables en un determinado contexto. Luego se analizan las mediciones obtenidas (con frecuencia utilizando métodos estadísticos) y se establecen una serie de conclusiones respecto de la(s) hipótesis.

La siguiente Ilustración muestra el proceso cuantitativo:

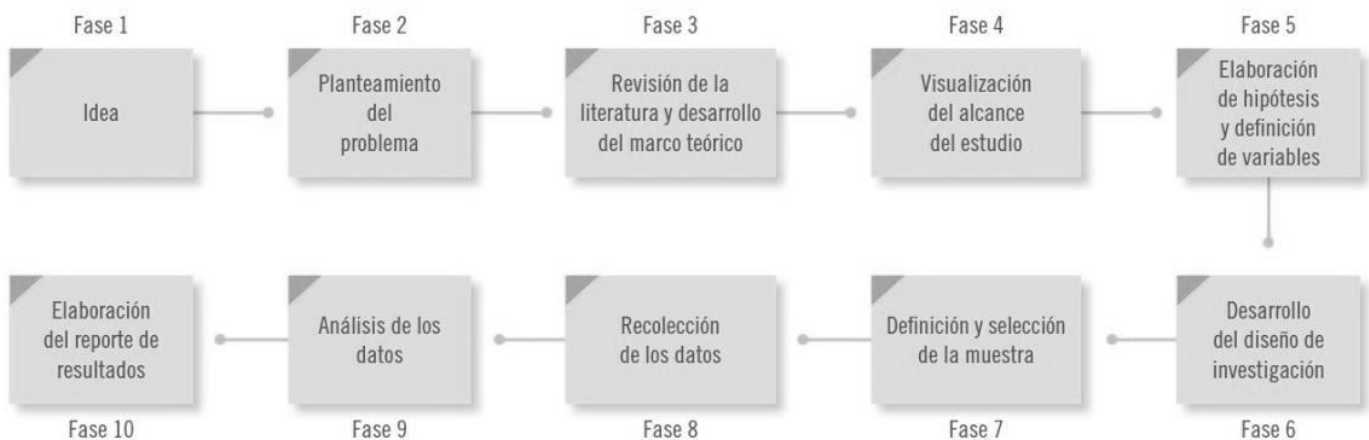


Figura 31. Proceso cuantitativo.

Fuente: Metodología de la Investigación 5ta Edición (2010).

Proceso para recolección y estudio de datos:

El proceso de recolección de los datos implica elaborar un plan detallado de procedimientos que nos conduzcan a reunir datos con un propósito específico. Este plan incluye determinar:

- a) ¿Cuáles son las fuentes de donde se obtendrán los datos? Es decir, los datos van a ser proporcionados por personas, se producirán de observaciones o se encuentran en documentos, archivos, bases de datos, etcétera.
- b) ¿En dónde se localizan tales fuentes? Regularmente en la muestra seleccionada, pero es indispensable definir con precisión.
- c) ¿A través de qué medio o método vamos a recolectar los datos? Esta fase implica elegir uno o varios medios y definir los procedimientos que utilizaremos en la recolección de los datos. El método o métodos deben ser confiables, válidos y objetivos.
- d) Una vez recolectados, ¿de qué forma vamos a prepararlos para que puedan analizarse y respondamos al planteamiento del problema?

Una vez determinadas las respuestas de las preguntas anteriores, el plan se nutre con los siguientes elementos:

5. Las variables, conceptos o atributos a medir (contenidos en el planteamiento e hipótesis o directrices del estudio).
6. Las definiciones operacionales. La manera como hemos operacionalizado las variables es crucial para determinar el método para medirlas, lo cual, a su vez, resulta fundamental para realizar las inferencias de los datos.
7. Los recursos disponibles (de tiempo, apoyo institucional, económicos, etcétera).

Un ejemplo de plan para la obtención de datos se muestra en la siguiente figura:

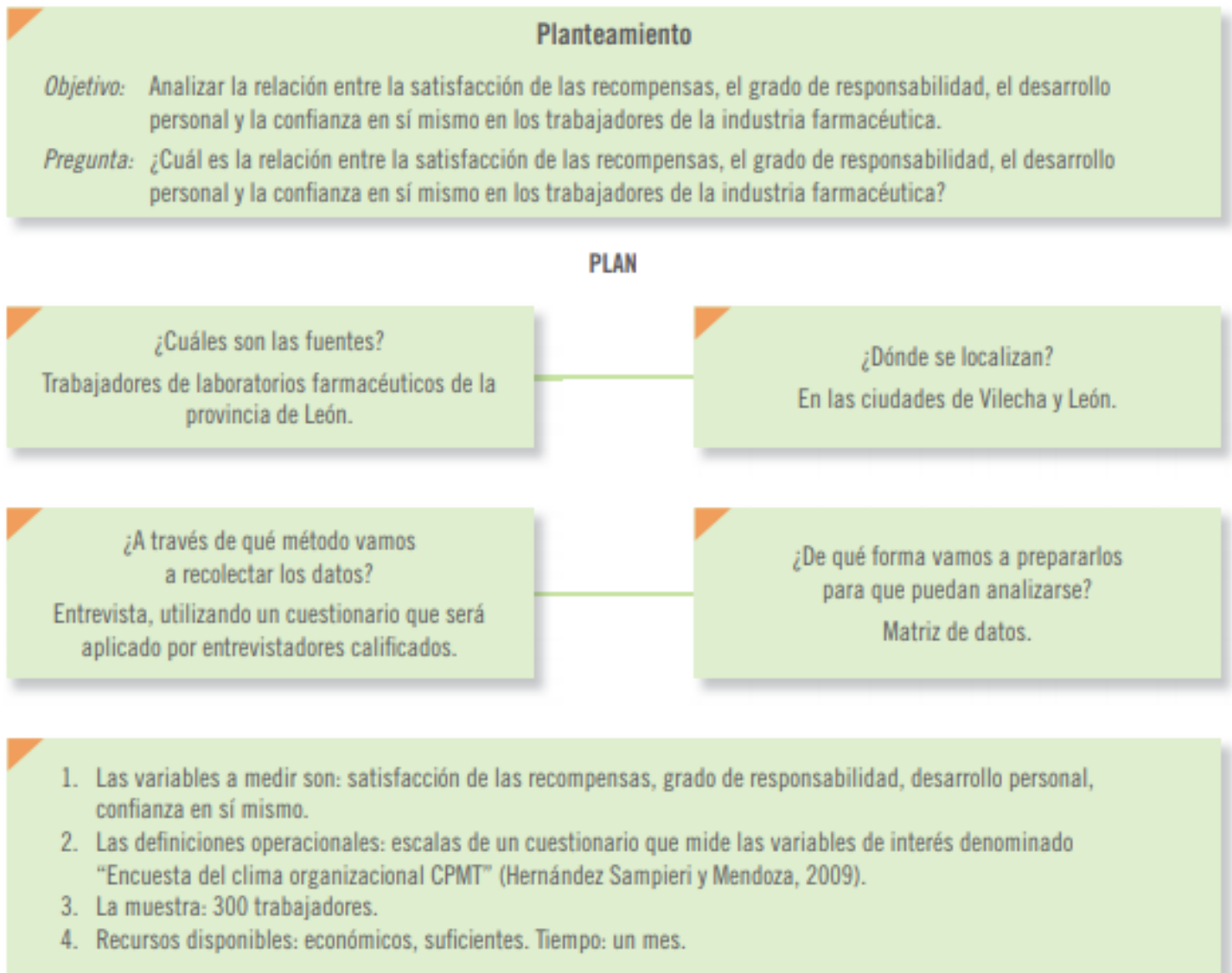


Figura 32. Ejemplo plan para la obtención de datos.

Fuente: Metodología de la Investigación 5ta Edición (2010).

Métodos de la investigación:

- Investigación Descriptiva:

Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos, o cualquier otro fenómeno que se someta a análisis. Es decir, únicamente pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las que se refieren.

Los estudios descriptivos son útiles para mostrar con precisión los ángulos o dimensiones de un fenómeno, contexto o situación.

- Investigación correlacional:

Este tipo de estudios tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular. En ocasiones solo se analiza la relación entre dos variables, pero con frecuencia se ubican en el estudio relaciones entre tres, cuatro o más variables.

Los estudios correlacionales, al evaluar el grado de asociación entre dos o más variables, miden cada una de ellas (presuntamente relacionadas) y después cuantifican y analizan la vinculación. Tales correlaciones se sustentan en hipótesis sometidas a prueba.

- Investigación explicativa:

Los estudios explicativos van más allá de la descripción de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos, es decir, están dirigidos a responder por las causas de los eventos y fenómenos físicos o sociales.

Como su nombre lo indica, su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta.

- Investigación exploratoria:

Los estudios exploratorios se realizan cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado, del cual se tienen muchas dudas o no se ha abordado antes. Es decir, cuando la revisión de la literatura reveló que tan solo hay guías no investigadas e

ideas vagamente relacionadas con el problema de estudio, o bien, si se desea indagar sobre temas y áreas desde nuevas perspectivas.

Los estudios exploratorios sirven para familiarizarse con fenómenos relativamente desconocidos, obtener información sobre la posibilidad de llevar a cabo una investigación más completa respecto de un contexto particular, investigar nuevos problemas, identificar conceptos o variables promisorias, establecer prioridades para investigaciones futuras, o sugerir afirmaciones y postulados.

Fuentes de información:

- Fuentes primarias:

Para Hernández et al., (2010) las referencias o fuentes primarias proporcionan datos de primera mano, pues se trata de documentos que incluyen los resultados de los estudios correspondientes. Ejemplos de estas son: libros, antologías, artículos de publicaciones periódicas, monografías, tesis y disertaciones, documentos oficiales, etcétera.

- Fuentes secundarias:

Para Hernández et al., (2010), en general, las funciones de las fuentes secundarias se pueden dividir en dos categorías principales. En primer lugar, para proporcionar a los usuarios una síntesis de la información que existe en los documentos primarios acerca de temas de interés y, segundo, para remitirlos a las obras cuyos contenidos pueden ayudar a ubicar y obtener la información necesaria.

Algunos ejemplos de fuentes de información secundaria, puede ser:

- Publicaciones
- Diccionarios
- Enciclopedias
- Índices
- Resúmenes
- Normas

VARIABLES DE ANÁLISIS:

La investigación como una variable es una propiedad que puede oscilar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse. Ejemplos de variables son el género, la motivación intrínseca hacia el trabajo, el atractivo físico, el aprendizaje de conceptos, la religión, la resistencia de un material, etcétera.

El concepto de variable se aplica a personas u otros seres vivos, objetos, hechos y fenómenos, los cuales adquieren diversos valores respecto de la variable referida. Por ejemplo, la inteligencia, ya que es posible clasificar a las personas de acuerdo con su inteligencia, pues no todas las personas la poseen en el mismo nivel; es decir, varían en ello.

Las variables adquieren valor para la investigación científica cuando llegan a relacionarse con otras variables, es decir, si forman parte de una hipótesis o una teoría.

- Definición conceptual:

Hernández et al., (2010) indican que una definición conceptual trata a la variable con otros términos. Así, inhibición proactiva se podría definir como: “la dificultad de evocación que aumenta con el tiempo”; y poder como: “influir más en los demás que lo que estos influyen en uno”.

- Definición operacional:

Constituye el conjunto de procedimientos que describe las actividades que un observador debe realizar para recibir las impresiones sensoriales, las cuales indican la existencia de un concepto teórico en mayor o menor grado. En otras palabras, especifica cuáles actividades u operaciones deben realizarse para medir una variable.

Una definición operacional dice que para recoger datos respecto de una variable hay que hacer esto y esto otro. Además, articula los procesos o acciones de un concepto que son necesarios para identificar ejemplos de este. Así, la definición operacional de la variable “temperatura” sería el termómetro, etcétera.

Capítulo 5. Análisis de resultados:

En el siguiente capítulo se explican los procedimientos realizados para lograr el objetivo del proyecto, el cual es determinar la factibilidad técnica de la instalación de un sistema de bombeo reversible en las centrales hidroeléctricas tipo filo de aguas, existentes en Costa Rica, mediante el aprovechamiento del potencial de producción de energía no utilizada o no generada. Debido a esto se calcula, a partir de un análisis de producción de energía horaria, la generación real y la generación máxima teórica para cada central durante el año 2019; con estos datos obtenidos, se procede a calcular la energía total almacenable de cada central, dividida en los tres horarios diferentes de tarifas que existen en el país: noche, valle y pico; para así, obtener el mejor horario para la producción y venta de la energía almacenada y con esto, calcular la rentabilidad del proyecto.

Clasificación de las centrales hidroeléctricas mediante contratos BOT y BOO

Antes de iniciar con los cálculos, es necesario conocer y analizar los dos tipos diferentes de contratos, a las que están sometidas las centrales hidroeléctricas estudiadas:

- Contrato tipo B.O.T:

El contrato tipo BOT, es un tipo de contrato en donde el proveedor privado debe construir y operar el sistema, por una cantidad determinada de años establecida en el mismo, para luego de que se cumple el plazo para amortizar la inversión, el activo pasa inmediatamente al sector público.

Entre las centrales estudiadas, las siguientes son las que pertenecen a este tipo de contrato:

- ✓ Central Hidroeléctrica Chucás
- ✓ Central Hidroeléctrica El General
- ✓ Central Hidroeléctrica La Joya
- ✓ Central Hidroeléctrica El Torito

- Contrato tipo B.O.O:

Este tipo de acuerdo dispone que el proveedor privado debe construir y operar los activos de la prestación del servicio. En este particular, el Estado solo regulará y supervisará la prestación del servicio público, ya que la propiedad del activo siempre es del inversionista proveedor.

Entre las centrales estudiadas, las siguientes son las que pertenecen a este tipo de contrato:

- ✓ Central Hidroeléctrica Doña Julia
- ✓ Central Hidroeléctrica Platanar
- ✓ Central Hidroeléctrica Río Lajas
- ✓ Central Hidroeléctrica Volcán

Como se podrá observar más adelante en el desarrollo de este capítulo, en Costa Rica, la mayor cantidad de energía generada se produce en dos de los tres horarios existentes para la generación, valle y noche; esto lo que nos va a provocar es que el precio por cada kWh de energía generado sea muy alto comparado a si se produjera la energía en el horario nocturno, que es donde la producción de energía tiene el menor costo.

En este trabajo se plantea la generación y distribución de la energía, diferente a como se ha estado realizando a lo largo de estos años en el país; se pretende almacenar o comprar la energía, en horario valle y noche, debido a lo relativamente barato que es la generación en estas horas del día y la distribución o la venta de la energía, solamente en el horario pico, porque en este horario la energía se vende al precio más alto de los tres horarios ya mencionados, y con esto, asegurarnos de sacarle el máximo provecho a la energía generada.

A continuación, se muestra una comparación donde se observa el precio promedio a la cual se pagó cada kWh de energía generada mensualmente en el 2019, en La Joya, siendo una central con contrato tipo B.O.T y Platanar que es una central con contrato tipo B.O.O:

La Joya							Platanar						
Año	Mes	Nombre de la planta	Energía (kWh)	Energía (MWh)	Monto total (\$)	Monto por kWh (\$/kWh)	Año	Mes	Nombre de la planta	Energía (kWh)	Energía (MWh)	Monto total (\$)	Monto por kWh (\$/kWh)
2018	1	LA JOYA	6 710 487	6 710,49	\$6 319 975,67	0,9418	2018	1	PLATANAR	10 610 877	10 610,88	\$1 573 945,49	0,1483
2018	2	LA JOYA	8 841 985	8 841,99	\$2 457 197,20	0,2779	2018	2	PLATANAR	8 067 606	8 067,61	\$1 248 300,58	0,1547
2018	3	LA JOYA	7 417 374	7 417,37	\$2 380 268,18	0,3209	2018	3	PLATANAR	5 808 382	5 808,38	\$1 007 579,70	0,1735
2018	4	LA JOYA	4 990 738	4 990,74	\$2 249 229,86	0,4507	2018	4	PLATANAR	4 204 939	4 204,94	\$732 227,15	0,1741
2018	5	LA JOYA	14 935 405	14 935,41	\$806 511,88	0,0540	2018	5	PLATANAR	4 313 616	4 313,62	\$719 220,51	0,1667
2018	6	LA JOYA	20 907 802	20 907,80	\$1 129 021,30	0,0540	2018	6	PLATANAR	5 000 173	5 000,17	\$147 464,01	0,0295
2018	7	LA JOYA	8 930 703	8 930,70	\$484 044,12	0,0542	2018	7	PLATANAR	5 594 968	5 594,97	\$159 984,70	0,0286
2018	8	LA JOYA	12 906 296	12 906,30	\$699 521,26	0,0542	2018	8	PLATANAR	5 823 664	5 823,66	\$173 892,71	0,0299
2018	9	LA JOYA	19 198 791	19 198,79	\$1 040 574,47	0,0542	2018	9	PLATANAR	7 044 381	7 044,38	\$227 821,52	0,0323
2018	10	LA JOYA	18 695 887	18 695,89	\$1 013 317,10	0,0542	2018	10	PLATANAR	9 514 197	9 514,20	\$338 996,81	0,0356
2018	11	LA JOYA	15 578 116	15 578,12	\$844 333,87	0,0542	2018	11	PLATANAR	7 458 363	7 458,36	\$249 893,35	0,0335
2018	12	LA JOYA	9 273 317	9 273,32	\$502 613,75	0,0542	2018	12	PLATANAR	5 577 436	5 577,44	\$205 549,78	0,0369
2019	1	LA JOYA	6 910 343	6 910,34	\$5 982 425,70	0,8657	2019	1	PLATANAR	4 429 644	4 429,64	\$741 880,82	0,1675
2019	2	LA JOYA	2 491 733	2 491,73	\$2 126 801,09	0,8535	2019	2	PLATANAR	3 331 561	3 331,56	\$559 362,41	0,1679
2019	3	LA JOYA	6 388 856	6 388,86	\$2 338 414,87	0,3660	2019	3	PLATANAR	3 293 892	3 293,89	\$553 037,91	0,1679
2019	4	LA JOYA	5 012 603	5 012,60	\$2 263 684,33	0,4516	2019	4	PLATANAR	2 747 854	2 747,85	\$461 359,16	0,1679
2019	5	LA JOYA	15 150 128	15 150,13	\$822 651,94	0,0543	2019	5	PLATANAR	3 503 318	3 503,32	\$582 210,80	0,1662
2019	6	LA JOYA	17 335 830	17 335,83	\$941 335,57	0,0543	2019	6	PLATANAR	3 974 136	3 974,14	\$162 847,43	0,0410
2019	7	LA JOYA	16 581 307	16 581,31	\$903 681,22	0,0545	2019	7	PLATANAR	5 990 877	5 990,88	\$219 890,90	0,0367
2019	8	LA JOYA	21 944 891	21 944,89	\$1 195 996,53	0,0545	2019	8	PLATANAR	3 274 791	3 274,79	\$119 106,02	0,0364
2019	9	LA JOYA	19 500 595	19 500,60	\$1 062 779,73	0,0545	2019	9	PLATANAR	6 891 694	6 891,69	\$236 432,66	0,0343
2019	10	LA JOYA	22 320 000	22 320,00	\$1 216 440,00	0,0545	2019	10	PLATANAR	6 888 135	6 888,13	\$245 016,84	0,0356
2019	11	LA JOYA	16 557 582	16 557,58	\$902 388,21	0,0545	2019	11	PLATANAR	7 778 300	7 778,30	\$255 143,66	0,0328
2019	12	LA JOYA	11 740 164	11 740,16	\$639 838,96	0,0545	2019	12	PLATANAR	9 170 049	9 170,05	\$281 893,54	0,0307
						0,158873							0,089327

Figura 33. Tabla de comparación de los montos por kWh.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se logra observar en la figura anterior, se realiza un estudio de los pagos realizados en dólares, por cada mes desde el año 2014 hasta el 2019, en la figura se muestra solamente los años 2018 y 2019 de forma demostrativa, la tabla completa se encuentra en el anexo #1; para la central hidroeléctrica la Joya, el promedio de costo por cada kWh generado es de 0,15 \$/kWh generado, en cambio, si observamos la central hidroeléctrica Platanar se paga 0,08 \$/kWh generado. Esto, puede ser debido a que, como se observará más adelante en este capítulo, la planta se utiliza solo cuando la energía demandada por la población es alta, por ejemplo, en los horarios valle y pico; y esta energía, no se puede suministrar con la energía disponible en ese momento dado.

En los contratos tipo BOT está estipulado un costo fijo por kWh, ya sea que la central genere o no esa energía, se tiene que pagar la totalidad de lo que el contrato establece, haciendo el costo por cada kWh que sí generó la central, más alto de lo que debería; ahora, si la planta se encontrara en funcionamiento a la capacidad a la que fue diseñada, el precio por cada kWh generado sería bastante más bajo.

Para darle una mayor relevancia a lo explicado anteriormente, en la siguiente figura se presenta una tabla con los factores de planta reales y potenciales para cada central hidroeléctrica con contrato tipo B.O.T.

Hidroeléctricas con contratos BOT	Chucás	El General	La Joya	Torito
Potencia en placa (GW)	0,05	0,04	0,05	0,05
Generación Real (GWh)	156,654	189,036	162,169	202,364
Generación Máx. Teórica (GWh)	423,433	303,603	286,792	319,784
Energía Almacenable (GWh)	266,779	114,567	124,624	117,420
Factor de planta (Fp) Real	36%	54%	37%	46%
Factor de planta (Fp) Potencial	97%	87%	65%	73%
Todos los datos son del 2019.				

Figura 34. Tabla factores de planta.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se observa en la figura anterior, los factores de planta¹ reales son muy bajos comparados con los factores de planta potenciales, esto porque la generación de energía real es muy baja comparada a la energía máxima teórica.

Los datos de generación real y generación máxima teórica se explicarán más adelante.

- 1- Factor de planta: el factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período

Centrales hidroeléctricas tipo filo de aguas:

Las centrales hidroeléctricas tipo filo de aguas o de agua fluyente, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica, operan de forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua al no disponer de embalse, debido a esta característica de las centrales filo de aguas, es que nace la idea del bombeo reversible, donde se pueda almacenar gran cantidad de energía, en una hidroeléctrica relativamente pequeña.

Al principio del trabajo se citan algunos de los proyectos hidroeléctricos más representativo de Costa Rica, hablando de generación de energía, sin embargo, el trabajo va enfocado en las centrales hidroeléctricas tipo filo de aguas, que se rigen bajo los tipos de contrato B.O.T. o B.O.O., según sea el caso, a la cuales se les encuentra por Generación Paralela y que se explican a continuación:

- El General:

El proyecto hidroeléctrico El General se localiza a 50 km de San José y 102 km desde Puerto Limón, en la costa atlántica de Costa Rica; se encuentra en la margen izquierda del Río General, aguas abajo del Parque Nacional Braulio Carrillo, que protege la cuenca del río.

Es una central hidroeléctrica con dos turbinas de eje vertical con una capacidad total combinada de 40 MW.

Es un proyecto tipo B.O.T. La empresa Hidroenergía Del General S.R.L. es la desarrolladora del proyecto, recibió una concesión del ICE para diseñar, construir, y operar la central El General durante 17 años; después de esto el proyecto será transferido al ICE.

- El Torito

La central hidroeléctrica El Torito pertenece a GNF (Gas Natural Fenosa). Es una Central Hidroeléctrica no reversible de 50 MW y se encuentra ubicada en el Cantón de Turrialba, en Cartago.

La instalación se desarrollará bajo la modalidad B.O.T. y el plazo de explotación será de 20 años, de los cuales, tres años, se destinarán a su construcción.

El Torito se localiza en la zona noreste de Costa Rica y aprovecha las aguas del río Reventazón una vez que han pasado por las turbinas de la Central de Angostura (propiedad del ICE). Esta agua turbinada se conduce a la nueva instalación de Torito y se devuelve al mismo río, aguas abajo, de la captación.

- La Joya

Este es un proyecto hidroeléctrico bajo la modalidad B.O.T. promovido por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que aprovecha las aguas que desfogan de la Planta Cachí del ICE, se encuentra ubicado en Tucurrique de Cartago.

El agua es conducida por una estructura de conexión de la salida del desfogue de Cachí hacia un tanque previsto con una obra de vertido y de restitución de canales. La casa de máquinas cuenta con 3 turbinas Francis de eje vertical, para una potencia instalada de 50 MW.

- Chucás

Es un proyecto hidroeléctrico bajo la modalidad B.O.T. promovido por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y se encuentra ubicado en Concepción de Alajuela. Aprovecha las aguas del río Grande de Tárcoles, consta de una presa de 54 m de altura que forma un embalse de regulación, una toma de aguas en la margen izquierda y una tubería de acero expuesta sin juntas de expansión.

Una casa de máquinas que aloja dos turbinas Francis, con una capacidad total de 50 MW.

- Doña Julia

Es un proyecto hidroeléctrico bajo la modalidad B.O.O. promovido por la compañía Hidroeléctrica Doña Julia. Se encuentra ubicada en Sarapiquí de Heredia.

Cuenta con una capacidad instalada de 18 MW, con 2 turbinas 9MW cada una.

- Platanar

Es un proyecto hidroeléctrico bajo la modalidad B.O.O. promovido por la Cooperativa de electrificación rural de San Carlos (COOPELESCA). Se ubica en San Juan, Platanar.

Cuenta con una capacidad instalada de 15,50 MW.

- Río Lajas

Este proyecto hidroeléctrico consta de tres obras de toma de agua: dos tomas de fondo en los ríos Guayabo y Lajas y una toma lateral en el río Torito. El embalse es de regulación diaria con obras de disipación para cada conducción, vertedero de excedencia y antecámara como inicio de la tubería de presión.

La casa de máquinas alberga dos turbinas tipo Francis de eje horizontal, con una capacidad instalada de 11 MW.

Cálculo de la Energía total almacenable

La energía almacenable se define como los métodos para conservar, en la medida de lo posible, una cierta cantidad de energía, para utilizarla cuando se requiera, en la misma forma en que se recolectó o en otra diferente.

Como se menciona en el segundo objetivo específico del trabajo, determinaremos la capacidad ociosa en términos de energía real que puedan llegar a producir las diferentes centrales hidroeléctricas estudiadas, es decir, la energía que se podía llegar a producir pero

que no se produjo en el año 2019 y que se puede almacenar, para utilizarla en el momento que se necesite.

Para lograr calcular cuanta es la energía que se podría haber almacenado en el 2019, es necesario conocer los siguientes conceptos:

- Generación de energía real: es la energía que produjo la central hidroeléctrica en el año 2019, este se obtiene directamente de la base de datos de la ARESEP, como se puede observar en el anexo #2.
- Generación de energía máxima: Se define como el valor máximo de energía que pudo haber producido la central hidroeléctrica, es decir, trabajando a máxima capacidad. Para calcular este tipo de energía es necesario realizar una suposición de funcionamiento de la central hidroeléctrica con base en el caudal del río del que se extrae la energía, la cual se explicará más adelante.

Por último, la energía almacenable se calcula como la diferencia entre los dos tipos de generación de energía mencionados anteriormente, como se muestra en la siguiente figura:

$$E_{almacenable} = E_{m\acute{a}x. te\acute{o}rica} - E_{real}$$

Figura 35. Ecuación de la Energía almacenable

En el siguiente gráfico, se muestra la generación de energía en MWh, las 24 horas del día, específicamente para el 1 de enero del año 2019, de la central hidroeléctrica Chucás. Este se utiliza, de forma demostrativa, para explicar cómo se ha realizado el estudio de los datos de generación real y de generación máxima de energía en cada una de las centrales hidroeléctricas estudiadas.

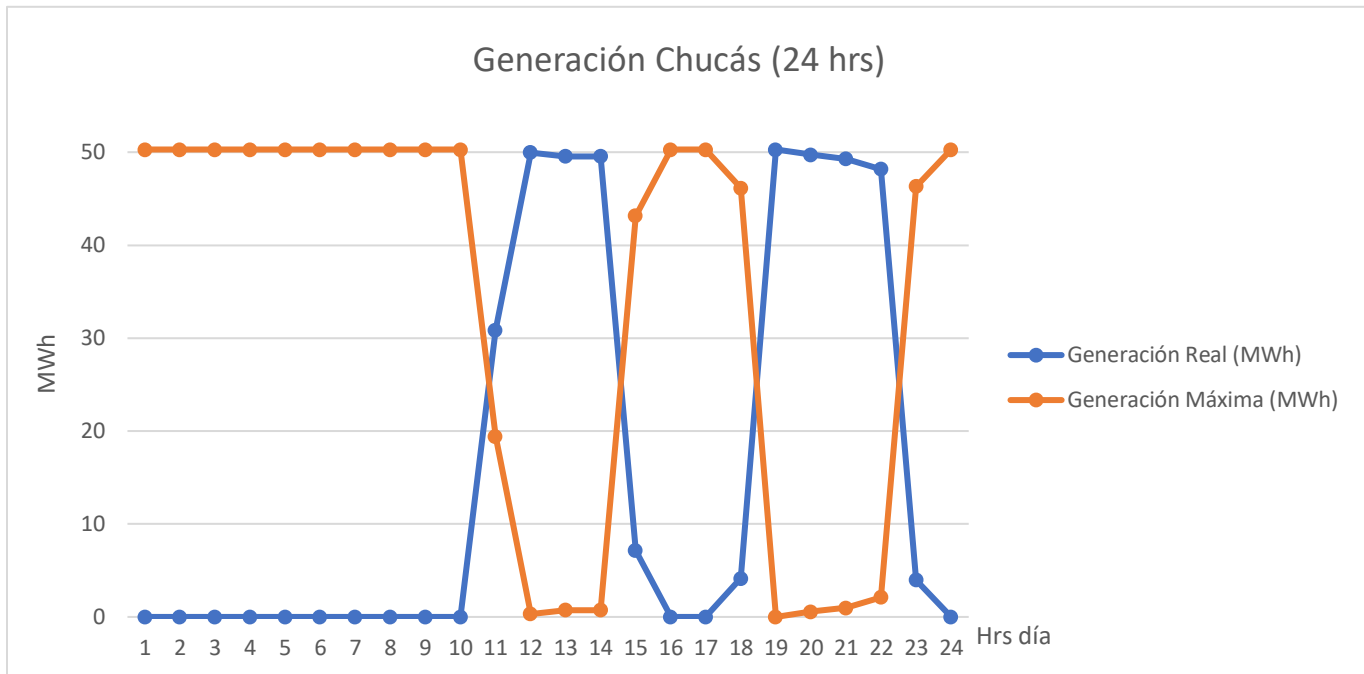


Figura 36. Gráfico de ejemplo, Chucás.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se puede observar en el gráfico, el dato mayor de generación para el día 1 de enero es de 50MWh, pero, en este mismo día, solo se logra obtener los 50 MWh en 7 de las 24 horas del día. Con el conocimiento de que, en prácticamente la central se encuentra apagada 17 horas al día, se plantea el supuesto de que un caudal de agua de un determinado río, no va a cambiar en 24 horas, exceptuando si fuera por algún fenómeno natural, un derrumbe, o alguna obstaculización causada por la interacción humana; con este supuesto en mente, se logra obtener la generación máxima teórica que podía haber producido la central hidroeléctrica, es decir, como si hubiera generado 50 MWh las 24 horas del día.

Horas / día	Días del año	1	Ealmac	30	Ealmac	31	Ealmac	
Noche	0	0	50	0	50	0	50	
	1	0	50	0	50	0	50	
	2	0	50	0	50	0	50	
	3	0	50	0	50	0	50	
	4	0	50	0	50	0	50	
	5	0	50	0	50	0	50	
Valle	6	0	50	0	50	0	50	
	7	0	50	0	50	0	50	
	8	0	50	0	50	0	50	
	9	0	50	2	49	1	49	
Pico	10	31	19	21	29	21	29	
	11	50	0	50	0	50	0	
	12	50	1	50	1	50	0	
	13	50	1	4	46	3	47	
Valle	14	7	43	0	50	0	50	
	15	0	50	0	50	0	50	
	16	0	50	0	50	0	50	
Pico	17	4	46	2	48	3	47	
	18	50	0	50	0	50	0	
	19	50	1	50	0	50	0	
	20	49	1	50	1	49	1	
Noche	21	48	2	4	46	4	46	
	22	4	46	0	50	0	50	
	23	0	50	0	50	0	50	
	Total	50,289	814,272	50,386	925,964	50,054	920,409	
Noche		52,150	400,452	4,211	449,265	3,649	446,836	
Valle		7,139	344,884	1,783	350,921	1,348	349,028	
Pico		333,377	68,935	277,311	125,778	275,885	124,545	
Total		392,667	814,272	283,305	925,964	280,882	920,409	
						Máx. generación mensual	36183,444	MWh

Figura 37. Cálculo de la generación máxima teórica.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Todos los datos están expresados en MWh.

En la figura 54, se muestra un ejemplo de la sumatoria que se realiza para obtener el dato de la generación de energía máxima teórica mensual que pudo producir la hidroeléctrica, al ser una sumatoria de más de 8760 datos, se escogió solamente la sumatoria de los días 1, 30 y 31 de enero, de la central hidroeléctrica Chucás, para mostrar el ejemplo.

La sumatoria completa de los datos se encuentra en el anexo #2.

Obtenido el dato de la generación máxima teórica, se procede a aplicar una sumatoria de la generación de energía, las 24 horas del día, los 365 días del año, esto para obtener la generación real anual de la central hidroeléctrica Chucás, en el 2019.

Horas / día	Días del año	1	Ealmac	30	Ealmac	31	Ealmac
Noche	0	0	50	0	50	0	50
	1	0	50	0	50	0	50
	2	0	50	0	50	0	50
	3	0	50	0	50	0	50
	4	0	50	0	50	0	50
Valle	5	0	50	0	50	0	50
	6	0	50	0	50	0	50
	7	0	50	0	50	0	50
	8	0	50	0	50	0	50
Pico	9	0	50	2	49	1	49
	10	31	19	21	29	21	29
	11	50	0	50	0	50	0
	12	50	1	50	1	50	0
	13	50	1	4	46	3	47
Valle	14	7	43	0	50	0	50
	15	0	50	0	50	0	50
	16	0	50	0	50	0	50
Pico	17	4	46	2	48	3	47
	18	50	0	50	0	50	0
	19	50	1	50	0	50	0
	20	49	1	50	1	49	1
Noche	21	48	2	4	46	4	46
	22	4	46	0	50	0	50
	23	0	50	0	50	0	50
Total		50	814	50	926	50	920
Noche		52,150	400,452	4,211	449,265	3,649	446,836
Valle		7,139	344,884	1,783	350,921	1,348	349,028
Pico		333,377	68,935	277,311	125,778	275,885	124,545
Total		392,667	814,272	283,305	925,964	280,882	920,409
Total E _{real}						9073,608	MWh

Figura 38. Cálculo de la Energía real generada.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Todos los datos están expresados en MWh.

Como se observa en la figura 55, están los datos de generación real del 1, 30 y 31 de enero, para la planta hidroeléctrica Chucás; se realiza la sumatoria de los datos de generación de las 24 horas, para obtener el máximo de cada día, resaltados con verde en la figura, y cuando se obtenga el máximo de todos los días del año, calcular la generación real anual del 2019, sumándolos.

Total E _{real} Generada 2019	156654,10	MWh
Total E _{real} Generada 2019	156,654	GWh

Fuente: Elaboración propia.

Figura 39. Energía real generada 2019, Chucás

Como se observa en la figura anterior, para Chucás, la Energía real generada es de 156,654 GWh.

Como se observa en la figura 55, la energía se calcula en las tres franjas horarias diferentes definidas anteriormente: noche, valle y pico; esto para saber con mayor precisión el costo que va a tener la compra y la venta de energía, con las 3 diferentes tarifas y con esto poder realizar el mejor análisis financiero. Para obtener la Energía almacenable de cada una de las centrales hidroeléctricas estudiadas, se puede realizar de dos maneras:

- 1) Se suman los datos de los tres diferentes horarios, de los 365 días del año, como se muestra en la figura 57; que, para Chucás, la energía total que se puede almacenar es de 266,779 GWh.

E _{almacenable}			
	Noche	150984,83	MWh
	Valle	63686,97	MWh
	Pico	52075,82	MWh
E _{almacenable}		266778,6156	MWh
E _{almacenable}		266,779	GWh

Figura 40. Cálculo de la Energía almacenable de Chucás

Fuente: Elaboración propia, 2020.

- 2) La energía total almacenable también se puede calcular, haciendo una resta de la energía máxima teórica menos la energía real generada, de la misma planta, en el mismo período de tiempo. Tal y como se observa en la ecuación de la figura 58.

$$E_{almacenable} = E_{m\acute{a}x\ te\acute{o}rica} - E_{real}$$

Figura 41. Ecuación de la Energía almacenable

Aplicando la fórmula anterior, tenemos que:

Hidroeléctrico	Generación Real (GWh)	Generación Máx. Teórica (GWh)	Energía Almacenable
Chucás	156,654	423,433	266,779

Figura 42. Cálculo de la Energía almacenable de Chucás, 2do método.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se puede observar, la Energía almacenable de Chucás es de 266,779 GWh.

Con los procedimientos anteriores comprendidos, se continúa a realizar una tabla resumen, donde se observa la energía almacenable total en los 8 proyectos hidroeléctricos y la energía total producida en los 3 diferentes horarios que existen en Costa Rica.

Hidroeléctrico	Generación Real (GWh)	Generación Máx. Teórica (GWh)	Energía Almacenable (GWh)	Noche (GWh)	Valle (GWh)	Pico (GWh)
Chucás	156,654	423,433	266,779	150,985	63,687	52,076
Doña Julia	84,625	133,558	48,932	31,423	9,702	7,808
El General	189,036	303,603	114,567	74,067	18,465	22,035
La Joya	162,169	286,792	124,624	63,529	30,419	30,675
Platanar	60,543	111,790	51,246	35,238	7,176	8,833
Río Lajas	44,510	80,492	35,982	25,795	5,276	4,912
Torito	202,364	319,784	117,420	64,553	28,458	24,409
Volcán	32,870	89,498	56,628	29,446	15,832	11,350
Todos los datos son del 2019.		Total (GWh)	816,178	475,035	179,015	162,097

Figura 43. Tabla resumen de la energía almacenable.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Dimensionamiento del sistema de bombeo reversible

Como se menciona en el tercer objetivo específico, se dimensionará un sistema de bombeo reversible, capaz de almacenar la cantidad de energía ociosa de los proyectos estudiados. Se calculará el tamaño de los dos embalses y su ubicación geográfica, utilizando el mapa conocido como “AREMI” de la Australian Renewable Energy Agency (ARENA).

AREMI es una herramienta que tiene como objetivo, conectar los puntos para los desarrolladores de energía limpia, que necesitan datos de alta calidad sobre recursos, infraestructura y tecnologías existentes para desarrollar nuevos proyectos de energía renovable. AREMI proporciona información clave para las primeras etapas del desarrollo del proyecto, lo que permite identificar una solución de suministro de energía óptima.

Utilizando el mapa AREMI, se encuentra la ubicación geográfica donde se puede instalar el sistema de bombeo reversible, el cual se muestra en la siguiente figura.



Figura 44. Ubicación geográfica del sistema de bombeo reversible.

El embalse A (embalse superior) se encontraría ubicado en las siguientes coordenadas:

- Latitud: 10,2012° N
- Longitud: 84,3475° W
- Elevación: 2030

La casa de máquinas estaría ubicada en las siguientes coordenadas:

- Latitud: 10,6779° N
- Longitud: 84,33787° W

El embalse B (embalse inferior) estaría ubicado en:

- Latitud: 10,13316° N
- Longitud: 84,32847° W
- Elevación: 1271

Ya ubicado geográficamente donde se puede instalar el sistema, se procede calcular el potencial de energía almacenable y el potencial de energía para vender.

Para empezar, se obtiene la energía almacenable, solamente de los horarios noche y valle; se excluye la energía en hora pico ya que producir esta energía es relativamente caro y no se le va a sacar mayor ganancia, ya que su venta es a un precio igual o un poco mayor al de la generación.

Noche (GWh)	Valle (GWh)
150,985	63,687
31,423	9,702
74,067	18,465
63,529	30,419
35,238	7,176
25,795	5,276
64,553	28,458
29,446	15,832
475,035	179,015

Figura 45. Energía almacenable noche y valle

Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

La energía almacenable anual sería:

$$E_{almacenable} = 475,035 + 179,015 = 654,05 \text{ GWh}$$

Figura 46. Ecuación de Energía anual almacenable.

Para convertir esta energía en potencia es necesario calcular cuanta sería la energía almacenada diariamente, lo cual sería dividirlo entre los 365 días del año.

$$E_{almac.} = \frac{654,05 \text{ GWh}}{1 \text{ año}} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 1,7919 \text{ GWh/día}$$

Figura 47. Ecuación de Energía diaria almacenable.

Ya obtenida la Energía almacenable diariamente, se procede a convertirla en potencia:

$$P_{almac.} = 1,7919 \text{ GWh} \times \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 6450,90 \text{ GJ}$$

Figura 48. Ecuación de la Potencia almacenable.

Al utilizarse solo la energía almacenable en dos de los tres horarios de generación del día, se realiza una sumatoria para obtener las horas que estaría trabajando la central hidroeléctrica durante un día; se obtiene que son 9 horas del horario noche y 7 del horario valle, por ende, se trabajaría 16 horas al día. Con esto, se procede a calcular la energía de almacenamiento diario, que se puede calcular de dos diferentes maneras:

1. Para calcular la energía de almacenamiento diaria, se puede calcular la Potencia de almacenamiento diaria y dividirlo entre los segundos que tiene una hora, como se realiza a continuación:

$$P_{almac. \text{ diaria}} = \frac{6450,90 \text{ GJ}}{16 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,111 \text{ 994 GW}$$

Figura 49. Ecuación de la potencia almacenable diaria.

Entonces, la Energía almacenada mensualmente sería de 111,99 MW.

2. El segundo método para calcular la energía de almacenamiento diaria, y el más sencillo, sería dividir la energía de almacenamiento diaria, calculada anteriormente, por las 16 horas que calculamos que durará el día, como se realiza a continuación:

$$P_{almac. \text{ diaria}} = \frac{1,7919 \text{ GWh}}{16 \text{ h}} = 0,111 \ 994 \text{ GW}$$

Figura 50. Ecuación de la potencia almacenable diaria, método #2.

Como se puede observar, utilizando cualquiera de las ecuaciones el resultado tiene que ser el mismo, 0,111994 GW, que es igual a 111,99 MW.

Ya calculada la potencia de energía almacenada, se procede a calcular el caudal (Q) de los embalses, del sistema de bombeo reversible:

$$\begin{aligned} P_{alamace} &= \rho \times g \times \frac{Q \times h}{\eta_B} \rightarrow 111,99 \times 10^6 \text{ W} \\ &= 1000 \text{ Kg/m}^3 \times 9,81 \text{ m/s}^2 \times \frac{Q \times 759 \text{ m}}{0,9} \end{aligned}$$

Figura 51. Ecuación de potencia almacenada

$$Q = 13,5366 \text{ m}^3/\text{s}$$

Figura 52. Resultado del caudal.

Donde:

- $P_{alamace}$ = Potencia de almacenamiento de la energía en W.
- $\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$ densidad del agua a 1 Atm de presión y aproximadamente 4°C de temperatura.
- g = aceleración de la gravedad, cuyo valor sobre la superficie de la tierra es de 9.81 m/s²
- Q = Caudal de los embalses en m³/s
- h = altura del sistema de bombeo reversible
- η_B = eficiencia de bombeo, para llevar el agua del embalse inferior al superior, cuyo valor es aproximadamente del 90%.

Ya obtenido el caudal de los embalses, se puede calcular el volumen de cada uno:

$$V = 13,5366 \text{ m}^3/\text{s} \times \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \times 16 \text{ h} = 779 \ 708,16 \text{ m}^3$$

Figura 53. Ecuación del volumen de los embalses.

A modo de ejemplo se calcula el área de un embalse de 779 708,16 m³, a 15 m:

$$V @15m = \frac{779\,708,16\,m^3}{15\,m} = 51980,54\,m^2$$

Figura 54. Ecuación de ejemplo de un embalse a 15m.

Como se puede observar el embalse sería de 51980,54 m², que es igual a 5,2 hectáreas.

Calculado esto, solo nos haría falta calcular el diámetro de la tubería de impulsión, lo cual se calcula con el caudal y la velocidad, como se puede observar a continuación:

$$Q = V \times A$$

Figura 55. Ecuación del caudal.

$$A_{cilindro} = \frac{\pi}{4} \times d^2 \rightarrow d = \sqrt{\frac{4}{\pi}}$$

Figura 56. Ecuación del área de un cilindro.

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 13,5366\,m^3/s}{\pi \times 2\,m/s}} = 3\,m$$

Figura 57. Ecuación para calcular el diámetro.

Se escoge una velocidad media por la cual el agua va a subir de la casa de máquinas por la tubería hasta el embalse superior, escogemos un valor de 2 m/s.

Estos cálculos son para la parte del sistema que almacena la energía, vamos a proceder por calcular la parte de la generación y/o distribución de energía, para analizar si se puede suplir la demanda de energía del país, con los 1,7919 GWh de energía que se logran almacenar.

Como hemos hablado anteriormente, la generación y la venta de energía tienen 3 tarifas diferentes, dependiendo de las horas del día, como el horario pico es el más caro de los tres, se procede a calcular la distribución de energía en solo las 8 horas del día que corresponden al horario pico, esto para sacarle el mayor provecho a la energía vendida.

Para empezar, se calculará el caudal total que se necesitará para la distribución de la energía:

$$Q_{distribi} = \frac{779\,708,16\text{ m}^3}{8\text{ h}} \times \frac{1\text{ h}}{3600\text{ s}} = 27,07\text{ m}^3/\text{s}$$

Figura 58. Ecuación del caudal para distribución.

Una vez calculado el caudal y conociendo el área, se procede a calcular la velocidad a la cual el agua va a pasar por la tubería desde el embalse superior hacia la casa de máquinas:

$$Q = V \times A \rightarrow V = \frac{27,07\text{ m}^3/\text{s} \times 4}{3^2 \times \pi} = 3,83\text{ m}^3/\text{s}$$

Figura 59. Ecuación del volumen para distribución.

Para calcular la potencia de turbinado, se resuelve la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} P_{turbinado} &= \rho \times g \times Q \times h \times \eta_T \\ &= 1000\text{ Kg}/\text{m}^3 \times 9,81\text{ m}/\text{s}^2 \times 27,07\text{ m}^3/\text{s} \times 759\text{ m}^2 \times 0,95 \end{aligned}$$

Figura 60. Ecuación de la potencia de turbinado.

$$P_{turbinado} = 191,480\text{ MW}$$

Figura 61. Resultado de la potencia de turbinado.

Donde:

- $P_{turbinado}$ = Potencia de las turbinas en la generación de energía, en W o MW.
- $\rho = 1000\text{ Kg}/\text{m}^3$ densidad del agua a 1 Atm de presión y aproximadamente 4°C de temperatura.
- g = aceleración de la gravedad, cuyo valor sobre la superficie de la tierra es de 9.81 m/s^2
- Q = Caudal de los embalses en m^3/s
- h = altura del sistema de bombeo reversible
- η_T = eficiencia de turbinado o eficiencia de la generación de energía, cuyo valor es aproximadamente del 95%.

Para obtener la energía generada diariamente, se multiplica la potencia de turbinado que acabamos de obtener por las 8 horas del día en las cuales se va a vender esa energía, como se observa a continuación:

$$P_{turbinado\text{ diaria}} = 191,480\text{ MW} \times 8\text{ h} = 1,5318\text{ GWh}$$

Figura 62. Ecuación de la potencia de turbinado diaria.

En los cálculos se trabaja en forma ideal, donde se desprecian las pérdidas por rozamiento en tuberías, etc.

Analizando los resultados, se concluye que la energía almacenable durante el año 2019 es mayor a la energía demandada para el mismo año, por ende, se observan resultados positivos en cuanto a los sistemas de almacenamiento de la energía, la cual analizaremos en forma económica, para determinar si es un proyecto realmente rentable.

Sistema de bombeo reversible		
Energía de carga	1,7919	GWh
Energía a distribuir	1,5318	GWh
Pérdidas de energía por eficiencia	0,2601	GWh
Datos del 2019.		

Figura 63. Tabla resumen de la energía almacenable vs energía demandada.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se observa en la figura anterior, al realizar la resta de la energía con la que se carga el sistema menos la energía que va a ser distribuida o entregada a la red, nos damos cuenta, que las pérdidas por la eficiencia de los ciclos de bombeo y turbinado es de 0,2601 GWh, o que es lo mismo a 260,1 MWh.

En la siguiente figura, se presenta un pequeño esquema sobre como quedaría el sistema de bombeo reversible con los datos calculados anteriormente.

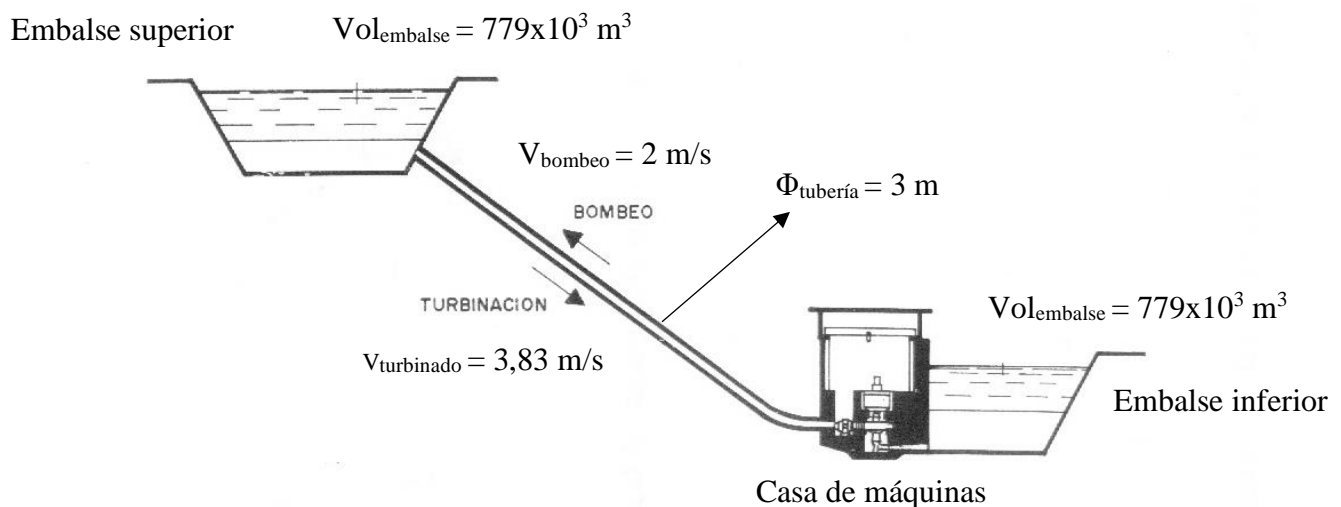


Figura 64. Pequeño esquema de un sistema de bombeo reversible.

Análisis financiero del proyecto

Para obtener un mejor análisis financiero, se realizó un flujo de efectivo donde se introdujeron algunos de los egresos e ingresos más significativos, como lo son los siguientes:

Costo de Capital	1 225 000,00	\$/MW
Tiempo de generación	8,00	h
Potencia en placa	191,48	MW
Energía Almacenada diaria	1 531 840,00	kWh/Dia
Costos M&O Fijos Anuales	5,47	\$/kW - year
Costos M&O variables	0,0002618	\$/MWh
Inflación	1,00	%
Costo energía	0,03	\$/kWh
Precio energía	0,09	\$/kWh
Tasa de interés del préstamo	0,03	
Energía anual valle	179,02	GWh
Energía anual noche	475,04	GWh
Costo de energía valle	0,0973760	\$/kWh
Costo de energía noche	0,0168040	\$/kWh
Precio potencia contratada	4,6125000	\$/kW-mes

Figura 65. Ingresos y egresos del flujo de dinero.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Como se observa en la figura anterior, se utilizan como egresos los costos de la producción de energía, el costo del préstamo para la construcción del sistema, los costos de mantenimiento y obras fijas y variables, estos dos últimos y el costo de capital, fueron sustraídos del informe “Storage Cost and Performance Characterization Report”. Los ingresos son básicamente la venta de energía, y la potencia contratada.

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
COSTO DE CONSTRUCCION	234 563 000,00						
COSTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN FIJOS		1 047 395,60	1 057 869,56	1 068 448,25	1 079 132,73	1 089 924,06	1 100 823,30
COSTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN VARIABLES		146 378,03	147 841,82	149 320,23	150 813,44	152 321,57	153 844,79
COSTO DE ENERGIA							
COSTO DE ENERGIA VALLE		17 431 764,64	17 606 082,29	17 782 143,11	17 959 964,54	18 139 564,19	18 320 959,83
COSTO ENERGIA NOCHE		7 982 488,14	8 062 313,02	8 142 936,15	8 224 365,51	8 306 609,17	8 389 675,26
COSTO FINANCIERO		7 036 890,00	6 510 113,13	5 960 154,11	5 386 243,70	4 787 588,83	4 163 371,89
COSTOS TOTALES ANUALES	234 563 000,00	33 644 916,41	33 384 219,81	33 103 001,86	32 800 519,93	32 476 007,82	32 128 675,07
VENTA DE ENERGÍA HORA		50 320 944,00	50 824 153,44	51 332 394,97	51 845 718,92	52 364 176,11	52 887 817,87
POTENCIA		883 201,50	892 033,52	900 953,85	909 963,39	919 063,02	928 253,65
INGRESOS TOTALES		51 204 145,50	51 716 186,96	52 233 348,82	52 755 682,31	53 283 239,14	53 816 071,53
DEFICIT/SUPERAVIT ANUAL	-234 563 000,00	17 559 229,09	18 331 967,15	19 130 346,97	19 955 162,39	20 807 231,32	21 687 396,46
SERVICIO DE LA DEUDA	-234 563 000,00	-217 003 770,91	-198 671 803,77	-179 541 456,80	-159 586 294,42	-138 779 063,10	-117 091 666,64

Fuente: Elaboración propia. Figura 66. Flujo de dinero hasta el año 6.

El proyecto se plantea con una vida útil de 50 años, en la figura anterior se muestran los primeros 6 años del flujo de efectivo, para los egresos, se obtiene:

El costo de construcción que en este caso es de \$234 563 000, y se calculó con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de construcción} = \text{Costo de capital} * \text{Potencia de placa}$$

Figura 67. Ecuación del Costo de construcción.

$$\text{Costo de construcción} = 1225000 \frac{\$}{MW} * 191,48 MW = \$234 563 000$$

Figura 68. Costo de construcción

El costo de mantenimiento y operación (M&O) fijos, se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de M\&O} = \text{Costo de M\&O fijos} * \text{Potencia en placa}$$

Figura 69. Ecuación del costo de mantenimiento y operación fijo.

$$\text{Costo de M\&O} = \frac{5,47\$}{kW - \text{año}} * 191,48 MW = \$1 047 395,60$$

Figura 70. Costo de Mantenimiento y Operación fijo.

Ahora, el costo *Costo de M&O variable*, se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de M\&O}_{variable} = \text{Costo de M\&O} * \text{Energía Almacenada diaria}$$

Figura 71. Ecuación del costo de Mantenimiento y Operación variable.

$$\text{Costo de M\&O}_{variable} = 0,0002618 \frac{\$}{MWh} * 1 531 840 \frac{MWh}{\text{día}} * 365 \text{ días} = \$146 378,03$$

Figura 72. Costo de Mantenimiento y Operación variable.

Los costos de energía solo se utilizarán de los períodos valle y noche, tomando en cuenta que, para el costo de la energía en valle se promedió con los costos de baja y alta demanda, y para el costo de la energía en horario noche se tomó el precio en demanda baja, tal y como se presenta a continuación:

**Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes
(dólares/kWh)**

Estación\Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	0,167898	0,167898	0,100753
Baja	0,067145	0,026858	0,016804

Figura 73. Estructura tarifaria del 2019 y hasta agosto del 2020.

Fuente: Resolución RE-0008-IE-2019.

- Para el costo del periodo valle se calculó, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Costo de la Energía valle} = 0,167898 + 0,026858 = \frac{0,194756}{2} = 0,0973760 \text{ \$/kWh}$$

- Para el costo del periodo noche, se toma el precio de la figura ## en baja demanda.

Los costos de la energía se calculan con las siguientes fórmulas:

$$\text{Costo de Energía Valle} = \text{Energía anual Valle} * \text{Costo energía valle}$$

Figura 74. Ecuación del costo de la energía valle.

$$\begin{aligned} \text{Costo de Energía Valle} &= 179,02 \text{ GWh} * 0,0973760 \frac{\$}{\text{kWh}} * \frac{1000000 \text{ kWh}}{1 \text{ GWh}} \\ &= \$17\ 431\ 764,64 \end{aligned}$$

Figura 75. Costo de la Energía Valle.

$$\text{Costo de Energía Noche} = \text{Energía anual noche} * \text{Costo energía noche}$$

Figura 76. Ecuación del costo de la Energía noche.

$$\begin{aligned} \text{Costo de Energía Noche} &= 475,04 \text{ GWh} * 0,0168040 \frac{\$}{\text{kWh}} * \frac{1000000 \text{ kWh}}{1 \text{ GWh}} \\ &= \$7\ 982\ 488,14 \end{aligned}$$

Figura 77. Costo de la Energía Noche

Podemos recalcar, que la producción/compra de energía en el período valle es 9 millones de dólares más que la producción de energía en el periodo noche, aproximadamente.

El costo financiero son los intereses que va a generar el préstamo para la construcción del sistema de bombeo reversible. Y se calculan con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo Financiero} = \text{Costo de construcción} * \text{intereses}$$

Figura 78. Ecuación del costo financiero.

$$\text{Costo Financiero} = \$234\,563\,000 * 0,03 = \$7\,036\,890$$

Figura 79. Costo financiero.

Por último, se realiza una sumatoria de todos los costos para obtener el total de lo que se va a gastar por año, para el año 1 son \$33 644 916, 41 y así para todos los años.

Ahora bien, los ingresos son básicamente dos, que se explicarán a continuación:

La venta de energía por hora, como ya se dijo anteriormente, solo se venderá energía en un único horario al día, en el horario pico, esto para sacarle el máximo provecho a la energía generada. La venta de energía se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Venta de energía} = \text{Energía almacenada diaria} * \text{costo de la energía (pico)}$$

Figura 80. Ecuación de la venta de Energía.

$$\text{Venta de energía} = 1\,531\,840 \frac{kWh}{\text{día}} * 0,09 \frac{\$}{kWh} * 365 \text{ días} = \$50\,320\,944$$

Figura 81. Venta de Energía.

El segundo ingreso sería la venta de la potencia contratada, para esto, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Venta potencia contratada} = \text{Potencia en placa} * \text{costo de la potencia}$$

Figura 82. Ecuación de la venta de potencia contratada.

$$\begin{aligned} \text{Venta potencia contratada} &= 191,48 \text{ MW} * 4,6125000 \frac{\$}{kW - \text{mes}} * \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \\ &= \$883\,201,50 \end{aligned}$$

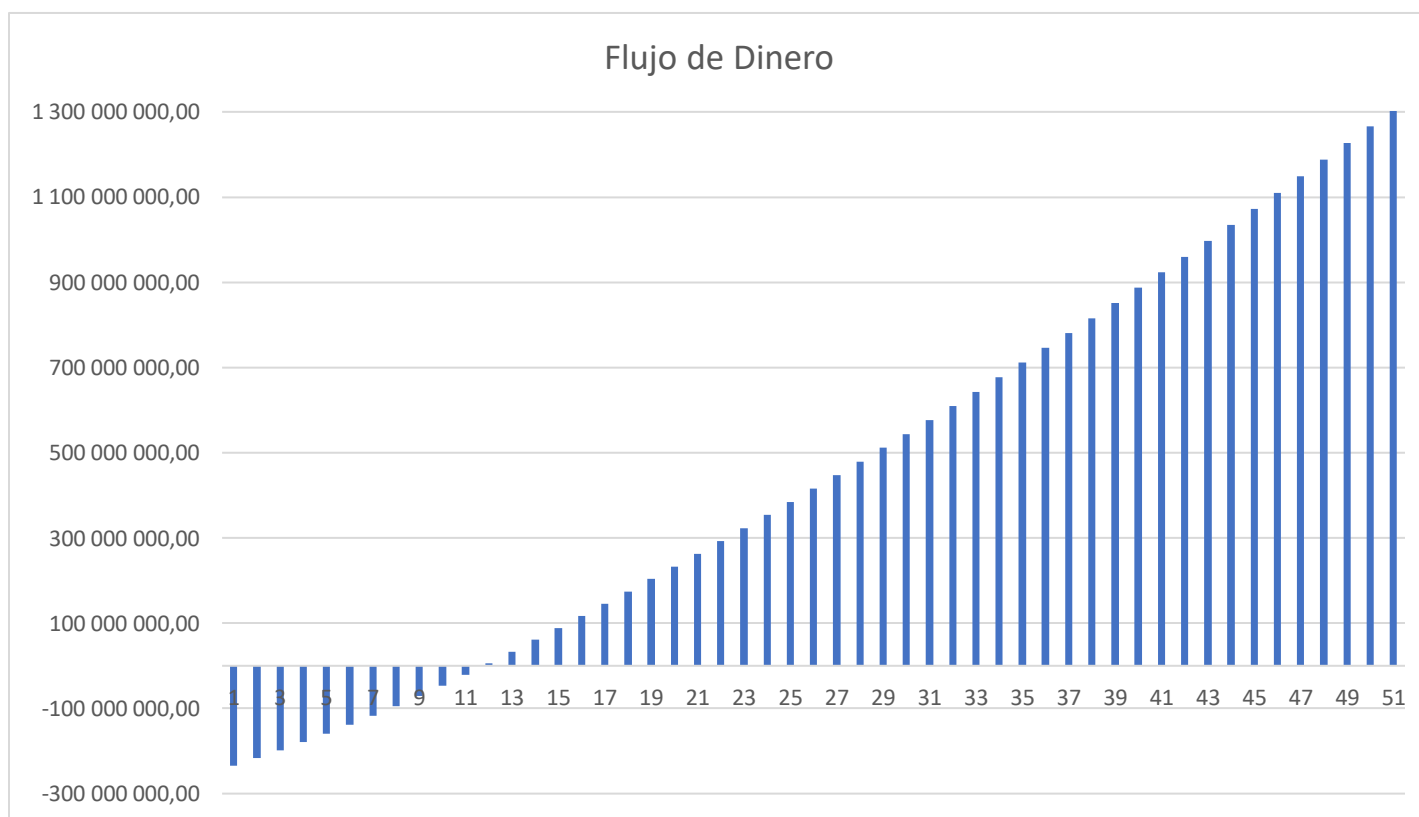
Figura 83. Venta de Potencia contratada.

Por último, se realiza la sumatoria de los dos ingresos para calcular el déficit/superávit de dinero que va a tener el proyecto en los años estudiados en el flujo de dinero y el servicio de la deuda, que sería cuánto dinero se va aportando para el pago del préstamo de construcción.

AÑOS	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
COSTO DE CONSTRUCCION											
COSTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN FIJOS	1 111 831,54	1 122 949,85	1 134 179,35	1 145 521,14	1 156 976,35	1 168 546,12	1 180 231,58	1 192 033,89	1 203 954,23	1 215 993,78	1 228 153,71
COSTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN VARIABLES	155 383,23	156 937,07	158 506,44	160 091,50	161 692,42	163 309,34	164 942,43	166 591,86	168 257,78	169 940,35	171 639,76
COSTO DE ENERGIA											
COSTO DE ENERGIA VALLE	18 504 169,43	18 689 211,12	18 876 103,23	19 064 864,26	19 255 512,91	19 448 068,04	19 642 548,72	19 838 974,20	20 037 363,94	20 237 737,58	20 440 114,96
COSTO ENERGIA NOCHE	8 473 572,01	8 558 307,73	8 643 890,81	8 730 329,72	8 817 633,02	8 905 809,35	8 994 867,44	9 084 816,11	9 175 664,27	9 267 420,92	9 360 095,13
COSTO FINANCIERO	3 512 750,00	2 834 854,22	2 128 788,78	1 393 630,27	628 426,78						
COSTOS TOTALES ANUALES	31 757 706,21	31 362 259,99	30 941 468,61	30 494 436,89	30 020 241,47	29 685 732,84	29 982 590,17	30 282 416,07	30 585 240,23	30 891 092,63	31 200 003,56
VENTA DE ENERGÍA HORA	53 416 696,05	53 950 863,01	54 490 371,64	55 035 275,36	55 585 628,11	56 141 484,40	56 702 899,24	57 269 928,23	57 842 627,51	58 421 053,79	59 005 264,33
POTENCIA	937 536,19	946 911,55	956 380,67	965 944,47	975 603,92	985 359,96	995 213,56	1 005 165,69	1 015 217,35	1 025 369,52	1 035 623,22
INGRESOS TOTALES	54 354 232,24	54 897 774,56	55 446 752,31	56 001 219,83	56 561 232,03	57 126 844,35	57 698 112,80	58 275 093,92	58 857 844,86	59 446 423,31	60 040 887,54
DEFICIT/SUPERAVIT ANUAL	22 596 526,04	23 535 514,58	24 505 283,70	25 506 782,94	26 540 990,56	27 441 111,51	27 715 522,63	27 992 677,86	28 272 604,63	28 555 330,68	28 840 883,99
SERVICIO DE LA DEUDA	-94 495 140,60	-70 959 626,02	-46 454 342,32	-20 947 559,38	5 593 431,18						

Fuente: Elaboración propia. Figura 84. Flujo de dinero hasta el año 17.

Como se observa en la figura anterior, el préstamo de la construcción del sistema reversible se paga en tan solo, los primeros 11 años, por lo que, de los 11 años en adelante es solo ganancias. A continuación, se presenta un gráfico donde colocan los flujos anuales a 50 años, comenzando en el año 1, para un mejor entendimiento del flujo de dinero y representar el tiempo donde se paga el préstamo por la instalación del sistema de bombeo.



Fuente: Elaboración propia. Figura 85. Gráfico Flujo de Dinero.

Para calcular el flujo de dinero durante los 50 años, se supone una inflación del 1% anual, por la disminución del poder adquisitivo que pueda tener el dólar durante estos años. El cual se calcula para todos los ingresos y egresos de igual manera, exceptuando el costo financiero, porque la tasa de intereses se mantiene igual a lo largo de todo el periodo. Para el ejemplo de cómo calculamos la inflación se toma el costo de M&O fijo, del año 1.

Para el primer año se obtiene un *Costo de M&O* de \$1 047 395,60; para obtener el dato del segundo año con la inflación se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de M\&O} = \$1\,047\,395,60 * \left(1 + \frac{0,01}{100} \right) = \$1\,047\,500,34$$

Figura 86. Ecuación de ejemplo para calcular la inflación anual.

Hasta aquí, se obtuvo el dato de todos los ingresos y egresos con la inflación propuesta, para el desarrollo del flujo de dinero.

Por otra parte, el valor actual neto se calcula en Excel tanto a 50 como a 30 años, como se muestra en la siguiente figura:

A 50 AÑOS	VAN	931 300 651,67
	TIR	10%
A 30 AÑOS	VAN	449 071 084,27
	TIR	9%

Fuente: *Elaboración propia*

Figura 87. VAN y TIR.

Como se observa, tanto el VAN como el TIR son datos bastante favorables, para 50 años el VAN es de \$931 300 651, 67 y un TIR del 10%.

Para 30 años el VAN es de \$449 071 084,27 con un TIR del 9%, que nos ayudan a darle un resultado muy positivo al proyecto, tanto en términos de energía aprovechada como en términos económicos.

El flujo de dinero completo se encuentra en el anexo #3.

Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones:

Conclusiones:

Una vez finalizada la investigación del presenta trabajo, fue posible llegar a las siguientes conclusiones:

- La función principal de introducir los sistemas de bombeo reversibles en las centrales hidroeléctricas de Costa Rica es maximizar el factor de planta de las instalaciones existentes aumentando en gran cantidad su eficiencia durante la vida útil de cada proyecto.
- Se determina que, como lo hemos observado a lo largo de toda la investigación, el proyecto es viable tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que, la implementación de los bombes reversibles ayudaría a las centrales hidroeléctricas a utilizarse tal y como fueron diseñadas, en su máxima o cerca a su máxima capacidad.
- En la parte financiera, el proyecto tiene muy buenos resultados, ya que el valor actual neto y la tasa interna de retorno tanto para 50 como para 30 años, son valores positivos y, se calcula que la inversión se pagaría en los primeros 11 años de vida útil del proyecto, para el caso del estudio a 50 años.
- Para el desarrollo de este objetivo, se calculan dos tipos de generación, la generación de energía real horaria y la generación máxima teórica de cada una de las centrales hidroeléctricas estudiadas, para el año 2019.
- Al calcular la generación de energía real, nos damos cuenta que la producción de energía en Costa Rica, prácticamente se da durante el día, en los horarios valle y pico, que es donde la producción tiene un costo muy alto, comparado con lo que costaría la producción de energía en el horario nocturno; en este trabajo, al producir la energía en los dos periodos donde la generación tiene un costo menor, valle y noche; y al

venderla cuando el costo es el más alto, pico; nos aseguramos sacarle el mayor provecho a la energía generada y esto se pone en evidencia cuando realizamos el análisis financiero al obtener unos datos del VAN y el TIR muy favorables.

- Se calcula también la energía máxima teórica que podía haber producido cada central si hubiese trabajado en su máxima o muy cercana a su máxima capacidad. Para calcular esta máxima generación se plantea una hipótesis, donde se menciona que el caudal de un determinado río no va a variar en pequeños lapsos de tiempo, por ejemplo, en 24 horas, con esto pudimos cuantificar la capacidad teórica máxima para cada una de las centrales estudiadas y pudimos conocer que hay una gran capacidad en cada una de las centrales hidroeléctricas, pero que no se están explotando y que se está desaprovechando.
- La capacidad ociosa en términos de energía real, quiere decir, el potencial de energía eléctrica que no se produjo en el 2019 y que, al implementar los sistemas de bombeo reversibles, se puede llegar a almacenar. Es un dato que se obtiene de la diferencia que existe entre la energía máxima teórica y la energía real en cada una de las centrales hidroeléctricas.
- Para dimensionar el sistema de bombeo reversible es necesario tomar en cuenta dos aspectos, el primero sería, las características de los dos embalses, que ambos deberán tener la misma capacidad, la cual observamos en el capítulo 5 del presente trabajo; el volumen de los embalses va a ser de aproximadamente $779708,16 \text{ m}^3$, que para un embalse situado a 15m de elevación, tendríamos un área total de $51980,54 \text{ m}^2$, que es igual a 5,2 hectáreas; que nos permitiría satisfacer la demanda de energía en hora pico.
- El segundo gran aspecto a tomar en cuenta para dimensionar el sistema reversible es la ubicación geográfica del sistema a construir, para esto, se utilizó el mapa de la Australian Renewable Energy Agency, que es un mapa especializado en localizar los puntos geográficos en los que se puede implementar el bombeo reversible. Pero, el

detalle con la utilización de este mapa en particular es que no tiene la capacidad de distinguir la zona donde está ubicando el bombeo reversible, por ejemplo, se puede dar el caso de que uno de los dos embalses o la casa de máquinas quede localizado en un área protegida o en un Parque Nacional, por lo que tuvimos que elegir la zona correcta donde no haya ningún problema en la instalación del sistema.

- Con respecto a la factibilidad económica, se obtiene un flujo de dinero en el que a partir del decimoprimer año (11°), se ha recuperado la inversión y se obtienen unas primeras ganancias de 5 593 431, 18 \$.
- Al finalizar flujo de dinero, con el estudio a 50 años, se obtiene un valor actual neto (VAN) de \$931 300 651, 67; y una tasa interna de retorno (TIR) del 10%, siendo estos valores muy favorables para la implementación del sistema de bombeo reversible en Costa Rica, eso sí, suponiendo una vida útil del sistema de 50 años.
- Ahora bien, apegándose más a la realidad, con respecto a la vida útil de estas centrales hidroeléctricas, pueden tener una vida útil de 25 a 30 años, con esto se realiza el flujo de caja y se obtiene un valor actual neto (VAN) de \$449 071 084,27; y una tasa interna de retorno (TIR) del 9% , por lo que, podemos observar que siguen siendo muy buenos resultados, y que, la implementación de un sistema de bombeo reversible sí es rentable.

Recomendaciones

- Como nos dimos cuenta con la investigación de este trabajo, la principal causa de que las centrales hidroeléctricas existentes en Costa Rica no sean rentables o no estén dando los resultados que se establecieron a la hora de ser diseñadas, es la simple razón de que no se está aprovechando el potencial que tienen cada una de las centrales, al implementar este sistema de bombeo reversible queremos explotar ese potencial existente en cada central y con esto, sacarle el máximo provecho a este tipo de generación de energía renovable.
- Debido a que fue imposible que nos facilitaran los datos de las velocidades del viento, no se pudo realizar el estudio sobre los parques eólicos, pero para un futuro proyecto final de graduación, sería interesante complementar este trabajo con un estudio de los eólicos existentes en el país.
- Para un futuro proyecto de investigación, sería recomendable expandir el estudio con las centrales hidroeléctricas, tipo de filo de aguas, que no se estudiaron en este proyecto debido a que no se pudo conseguir la suficiente información por la situación actual del país, por la pandemia causada por el virus COVID-19.
- Para un cálculo del dimensionamiento más preciso, es necesario calcular las pérdidas por rozamiento, vibraciones en las tuberías, ya que, en este proyecto, se trabajó con datos ideales.
- Para una futura investigación, sería recomendable conseguir la copia o el documento original de los contratos tipo BOT y BOO de las centrales hidroeléctricas que se rigen bajo estas condiciones, para así obtener el dato de los costos por kWh más precisos y comprobar la relación que existe entre la empresa pública, en este caso el ICE, con la empresa constructora del proyecto.

Bibliografía:

- Benavides, S. H. (2017). *Generación de Energía Hidroeléctrica Renovable y Ambiental: Suministro limpio de energía con respeto por las comunidades, los ecosistemas y la vida misma del planeta Tierra* (Spanish Edition). Editorial Académica Española.
- Moreno Haya, F., & Dávila Martín, J. (2012). “Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro”, Sevilla, España, 2012.
- UCR. (2011, enero). *Técnicas de evaluación de flujos de inversión: mitos y realidades*. <https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/economicas/article/view/7051>
- *COSTA RICA SUPERARÁ 99% DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN 2019*. (2019, 16 diciembre) Presidencia.go.cr. <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2019/12/costa-rica-superara-99-de-generacion-electrica-renovable-en-2019/>
- *98,53% DE LA ELECTRICIDAD GENERADA EN COSTA RICA DESDE 2014 ES RENOVABLE*. (2018, 12 julio) Presidencia.go.cr. <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2018/07/9853-de-la-electricidad-generada-en-costa-rica-desde-2014-es-renovable/>
- *Costa Rica: Matriz Eléctrica*. (2015). grupoice.com. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/8823524c-7cc7-4cef-abdea1f06e14da0e/matriz_folleto_web2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=l8SK4gG
- Yendry Alfaro, Y. (2017, 10 agosto). *5 hidroeléctricas que más aportan en la producción energética en Costa Rica*. Revista Construir. <https://revistaconstruir.com/galeria/5-plantas-hidroelectricas-mas-aportan-la-produccion-energetica-costa-rica/>
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2002). *Soluciones energéticas para la vida cotidiana*. <http://www.kerwa.ucr.ac.cr/bitstream/handle/10669/11137/revista%20revisada.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Garza, J. (2019, 16 enero). *Generación eólica desplaza a la geotérmica en Costa Rica*. La República. <https://www.larepublica.net/noticia/generacion-eolica-desplaza-a-la-geotermica-en-costa-rica>

- ICE. (2002). *Planta Eólica Tejona*.
<https://eartheval.org/sites/ceval/files/evaluations/155%20Tejona%20Wind%20Power%20Project%20Costa%20Rica.pdf>
- Altura, G. P. A. (2017b, noviembre 27). *Planta Eólica Guanacaste*. Guanacaste a la altura. <https://www.guanacastealaaltura.com/index.php/cantones/item/463-planta-eolica-guanacaste-genera-electricidad-para-abastecer-70-000-hogares>
- Altura, G. P. A. (2017a, noviembre 2). *CNFL Inaugura Proyecto Eólico Valle Central*. Guanacaste a la altura. <https://www.guanacastealaaltura.com/index.php/el-pais/item/1294-cnfl-inaugura-proyecto-eolico-valle-central>
- ICE. (2015, septiembre). *Energía Eólica en Costa Rica*.
<https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/12a7d75f-c615-4587-b3c4-d6d89ee2bc1d/Eolico+JavierBonilla+ForoER.pdf?MOD=AJPERES&CVID=l1eqvRy#:~:text=Potencial%20e%C3%B3lico%20en%20Costa%20Rica%2C%20CENPE.&text=De%20acuerdo%20con%20los%20an%C3%A1lisis,energ%C3%ADa%20anual%20de%2006.700%20GWh>
- *BID (2017). Estudio de Red Costa Rica. Análisis de opciones para manejar una mayor incorporación de energías renovables variables*. Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Disponible en:
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-307127374-5>
- *CENCE. Informe mensual abril 2017*. San José: *Sistemas de Información Especializados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)*. Disponible en:
https://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=tr&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante
- *CENCE. Producción bruta, demanda de energía y capacidad instalada en placa*. *Sistemas de Información Especializados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)*.
- *CGR (2016). Informe de la Auditoría Operativa Acerca de la Eficacia y Eficiencia en la Asignación de Fuentes de Energía para la Generación Eléctrica*. San José: *División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía de la Contraloría General de la República (CGR)*. Disponible en:
https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docs_cgr/2017/SIGYD_D_2017000696.pdf

- CNFL (2017). *¿Quiénes somos?* San José: Página web de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Disponible en: <https://www.cnfl.go.cr/index.php/perfil-cnfl/quienes-somos#historia>
- COOPESANTOS (2017). *Proyecto Hidroeléctrico*. San José: Página web de la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (COOPESANTOS R.L.). Disponible en: <http://www.coopesantos.com/contenido/pagina/proyecto-hidroel%C3%A9ctrico-2.html>
- Fallas, Carlos y Álvarez, Francisco (1997). *El ICE y la Electrificación en Costa Rica. 1949 - 1996*. San José: Área de Patrimonio Histórico y Tecnológico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- Fallas, Carlos y Hernández, Eunice (s.f.). *Breve Historia de la Electrificación en Costa Rica 1884-1995*. San José: Área de Patrimonio Histórico y Tecnológico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- ICE (2017b). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035*. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/beb21101-9c67-4acf-964ec7a00f682040/PEG+20162035.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IPcDy1N&CVID=IPcDy1N&CVID=IPcDy1N>
- ICE (2015a). *Plan de Expansión de la Transmisión 2015-2025*. San José: Departamento de Proceso de Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Disponible en: <https://grupoice.com/wps/wcm/connect/19ae6b97-af0b-4505-aeb5-2e93266182d7/FolletoLineasdeTransmisionyCamposElectromagneticos.pdf?MOD=AJP>
- Ley 7200 (1990). *Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela*. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 28 de septiembre de 1990.
- Ley 7508 (1995). *Reformas de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela 7200*. República de Costa Rica. Publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 9 de mayo de 1995.
- Hernández Sampieri, R.; Fernández Collado, C., y Baptista Lucio, P. (2010). *Metodología de la investigación (5a ed.)*. México: McGraw-Hill.
- Salkind Neil, J. (1999). *Métodos de investigación (3a ed.)*. México: Prentice Hall.

- ICE. (2019, mayo). *PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2018–2034*. *www.grupoice.com*. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mIeNZKV>
- ICE. (2020, septiembre). *TARIFAS ACTUALES AL 29 SETIEMBRE 2020*. *www.grupoice.com*. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>
- *Australian Renewable Energy - Mapping infrastructure*. (2020, 18 agosto). *Australian Renewable Energy (ARENA)*. <https://nationalmap.gov.au/renewables/>
- B.Z., & S.S. (2015, junio). *Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis*. <https://www.journals.elsevier.com/renewable-and-sustainable-energy-reviews>
- *Banco Interamericano de Desarrollo*. (2010, junio). *Tasas de interés y cargos financieros históricos: Préstamos convertidos en agosto de 2010*. *BID Finanzas*.
- *Contraloría General de la República*. (2019, septiembre). *INFORME DE AUDITORÍA DE CARÁCTER ESPECIAL ACERCA DEL PROCESO INSTAURADO POR EL ICE y LA ARESEP PARA LA CONCESIÓN DE LA GENERACIÓN y COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA a PRIVADOS*. *Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía*. <http://www.cgr.go.cr/>
- *Hydro Wires*. (2019, julio). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*. *US Department of Energy*.
- *International Hydropower Association*. (2018, diciembre). *The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition*. <https://hydropower.org>

Anexos:

- Anexo #1: Costos de la generación privada.



Anexo #1. Costos
de la generación pri

- Anexo #2: Resumen de las centrales hidroeléctricas.



Anexo #2. Resumen
de las centrales hidr

- Anexo #3: Flujo de dinero.



Anexo #3. Flujo de
efectivo.xlsx