

1-1-2004

Prefactibilidad del suministro de energía eléctrica a zonas rurales no interconectadas, por medio de turbinas eléctricas sumergibles sobre el Río Putumayo

Sandra Patricia Urueña Romero
Universidad de La Salle, Bogotá

Edward Hernando Cepeda Bohórquez
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Urueña Romero, S. P., & Cepeda Bohórquez, E. H. (2004). Prefactibilidad del suministro de energía eléctrica a zonas rurales no interconectadas, por medio de turbinas eléctricas sumergibles sobre el Río Putumayo. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/463

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**PREFACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA A ZONAS
RURALES NO INTERCONECTADAS, POR MEDIO DE TURBINAS
ELECTRICAS SUMERGIBLES SOBRE EL RIO PUTUMAYO**

**SANDRA PATRICIA URUEÑA ROMERO
EDWARD HERNANDO CEPEDA BOHÓRQUEZ**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
BOGOTA, D.C.
2004**

**PREFACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA A ZONAS
RURALES NO INTERCONECTADAS , POR MEDIO DE TURBINAS
ELECTRICAS SUMERGIBLES SOBRE EL RIO PUTUMAYO**

**SANDRA PATRICIA URUEÑA ROMERO
EDWARD HERNANDO CEPEDA BOHÓRQUEZ**

**Monografía para optar el título de
Ingenieros Electricistas**

**Director
JOSE DIAZ
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
BOGOTA, D.C.
2004**

Nota de aceptación

***Director del proyecto
Ing. José Díaz***

Jurado Julio Cesar García S.

Jurado Fabio Alberto Aldana M.

***Ni la universidad, ni el director del proyecto, ni el jurado calificador,
son responsables de las ideas expuestas por los graduandos.***

***A Dios por la oportunidad de vida
Por acompañarme y permitirme
alcanzar mis metas.***

***A mis padres por el apoyo y
la confianza que depositaron en mí,
A mi hermano por sus consejos.***

A mis profesores, amigos y compañeros.

Edward Hernando Cepeda Bohórquez

***A DIOS por ayudarme a culminar
con éxito mi carrera y ser mi apoyo
en todos los momentos de mi vida.***

***A mi familia y en especial a mis padres
por su gran apoyo incondicional,
por confiar en mi futuro como profesional;
y por creer firmemente en mis capacidades***

***A mi novio Andrés por su amor,
su confianza y por enseñarme muchas cosas
que me han hecho crecer como persona,
por estar presente en estos momentos de mi vida.***

***A mis maestros, compañeros y amigos
por las enseñanzas, anécdotas y recuerdos
que estarán presentes en mi mente.***

Sandra Patricia Urueña Romero



CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE ANEXOS	xii
GLOSARIO	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	xv
CAPITULO 1	18
1.0 CENTRALES HIDROELECTRICAS	18
1.1 INTRODUCCIÓN	18
1.2 HISTORIA	19
1.2.1 Desarrollo de la energía hidroeléctrica	20
1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES	21
1.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES MEDIOAMBIENTALES	25
CAPITULO 2	27
2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONAS RURALES	
NO INTERCONECTADAS SOBRE EL RIO PUTUMAYO	27
2.1 INTRODUCCION.	27
2.2 SECTOR ENERGETICO - PLAN COLOMBIA	28
2.3 ZONAS NO INTERCONECTADAS	29
2.3.1 Criterios económicos y financieros	31
2.4 CARACTERISITICAS DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	32
2.4.1 Resumen de las características generales	32
2.5 CARACTERISTICAS DE LAS ZONAS RURALES NO	
INTERCONECTADAS SOBRE EL RIO PUTUMAYO	34
2.5.1 Ubicación geográfica	34
2.5.1.1 Recursos hídricos	35
2.6 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	40
2.6.1 Suministro	40



2.6.1.1 Generación	40
2.6.1.2 Sistema de distribución	42
2.6.2 Demanda	43
2.6.2.1 Costo de energía eléctrica	48
2.6.2.2 Tarifas servicios públicos EMPULEG E.S.P.	48
CAPITULO 3	49
3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TURBINAS	49
3.1 INTRODUCCIÓN	49
3.2 Principio básico de las turbinas sumergibles	49
3.2.1 Blue Energy Approach	52
3.2.2 UEK Corporation	54
CAPITULO 4	56
4.0 ANÁLISIS TÉCNICO	56
4.1 INTRODUCCIÓN	56
4.2 DETERMINACIÓN DEL SITIO	56
4.3 ASPECTO TEÓRICO DE LA TURBINA UEK	57
4.3.1 Características de la tecnología	57
4.3.2 Descripción de la alternativa	58
4.3.3 Requisitos técnicas de la tecnología	59
4.3.4 Potencia	59
4.3.5 Instalación	62
4.3.6 Operación y mantenimiento	69
4.3.7 Monitoreo	69
CAPITULO 5	70
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	70
5.1 INTRODUCCION	70
5.2 COSTOS DEL SISTEMA DE TURBINAS SUMERGIBLES UEK	70
5.2.1 Costos privados	71
5.2.2.1 Costos de inversión	71
5.3 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	75
5.3.1 Análisis financiero de cada alternativa	76
5.3.2 Flujogramas de costos de las alternativas	81



5.3.3 Flujogramas de beneficios de las alternativas	82
5.3.4 Flujo final para la situación actual y cada una de las alternativas	83
5.3.5 Criterios De Selección de Mejor Alternativa	86
5.3.6 Valor del kilowatio instalado	86
CAPITULO 6	87
6.0 CONSIDERACIONES AMBIENTALES	87
6.1 INTRODUCCIÓN	87
6.2 ASPECTOS POSITIVOS	87
6.3 BARRERAS	88
6.3.1 Impacto visual	88
6.4 PROTOCOLO DE KYOTO	88
6.4.1 Conferencias sobre la reducción de gases de efecto invernadero	89
6.5 EMISIONES DE CO ₂	91
CAPITULO 7	92
7.0 MARCO LEGAL	92
7.1 INTRODUCCION	92
7.2 LEY 697 DE OCTUBRE DE 2.001	92
7.3 LEY 223 DE DICIEMBRE DE 1.995	92
7.4 DECRETO 2532 DE NOVIEMBRE DE 2.001	92
7.5 RESOLUCIÓN No. 010 CONTRIBUCIONES DE SOLIDARIDAD EN ZONA NO INTERCONECTADAS	93
7.6 RESOLUCIÓN NO. 054 TARIFAS PARA EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO EMPULEG S.A. E.S.P.	93
8 CONCLUSIONES	94
BIBLIOGRAFIA	96
BIBLIOGRAFÍA ELECTRÓNICA	98
ANEXOS	99

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Antigua Rueda Hidráulica	19
Figura 2 Central De Baja Presión	22
Figura 3 Central De Acumulación	23
Figura 4 Central De Bombeo Turbinas Hidráulicas	23
Figura 5 Turbina Kaplan	24
Figura 6 Turbina Francis	24
Figura 7 Turbina Pelton	24
Figura 8 Mapa de Zonas No Interconectadas En Colombia	33
Figura 9 Mapa División Política del Putumayo	36
Figura 10 Mapa Geográfico Del Putumayo	37
Figura 11 Promedio De Temperatura De Puerto Leguízamo	39
Figura 12 Organigrama EMPULEG	40
Figura 13 Diagrama Unifilar De La Subestación	41
Figura 14 Curva De Carga Grupo No. 1	45
Figura 15 Curva De Carga Grupo No. 2	47
Figura 16 Turbina tipo Bombilla	50
Figura 17 Turbina de Nivel	50
Figura 18 Turbina Tubular	51
Figura 19 Turbina Flotante	51
Figura 20 Zona De Factibilidad Para La Turbina	52
Figura 21 Turbina Blue Energy	52
Figura 22 Rotor De La Turbina Blue Energy	53
Figura 23 Unidad Blue Energy de 250 kW	53
Figura 24 Grupo De Turbinas Blue Energy	54
Figura 25 Turbina UEK	55
Figura 26 Lugar Ideal Para La Instalación De La Turbina En el Río	57
Figura 27 Turbina UEK Perfil (a)	59
Figura 28 Turbina UEK Perfil (b)	60
Figura 29 Turbina UEK Perfil (c)	60



Figura 30 Turbina UEK	61
Figura 31 Turbina UEK Unidad Gemela	61
Figura 32 Turbina UEK Instalación De Cables De Interconexión	62
Figura 33 Turbina UEK Instalación 1	63
Figura 34 Turbina UEK Instalación 2	63
Figura 35 Turbina UEK Instalación 3	64
Figura 36 Turbina UEK Ubicación de las turbinas en Alaska	64
Figura 37 Turbina UEK Interconexión Con La Subestación (a).	65
Figura 38 Turbina UEK Interconexión Con La Subestación (b).	65
Figura 39 Turbina UEK Anclaje Almirantazgo, Tanque De Flotación	66
Figura 40 Turbina UEK Pantalla Deflectora Y Tanques De Flotación	66
Figura 41 Turbina UEK Anclaje Al Lecho Del Río De La Plataforma	67
Figura 42 Turbina UEK Diferentes Niveles De Un Río	67
Figura 43 Turbina UEK Pantalla Deflectora	68
Figura 44 Turbina UEK En El Lecho Del Río Yukon (Alaska) Perfil (a)	68
Figura 45 Turbina UEK En El Lecho Del Río Yukon (Alaska) Perfil (b)	69
Figura 46 Flujo de caja	75
Figura 47 Flujo De Caja De Los Costos Para El Estado Actual	81
Figura 48 Flujo De Caja De Los Costos Para La Turbina UEK	81
Figura 49 Flujo De Caja De Los Costos Para Generación DIESEL 24 Horas	81
Figura 50 Flujo De Caja De Los Costos Para Generación DIESEL-UEK	82
Figura 51 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación DIESEL 8 Horas	82
Figura 52 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación UEK	82
Figura 53 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación DIESEL 24 Horas	83
Figura 54 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación UEK - DIESEL	83
Figura 55 Flujo De Caja De la alternativa 1 “UEK”	85

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Zonas No Interconectadas	28
Tabla 2 Distribución de las Zonas No Interconectadas	34
Tabla 3 Estaciones Pluviométricas y Meteorológicas Ubicadas En La Región	38
Tabla 4 Estaciones Hidrométricas Ubicadas En La Región	38
Tabla 5 Precipitaciones Medias Mensuales	38
Tabla 6 Balance Hídrico	39
Tabla 7 Descripción De Los Generadores	41
Tabla 8 Transformadores De La Subestación	41
Tabla 9 Descripción De Transformadores	42
Tabla 10 Descripción De Los Circuitos De Baja Tensión	42
Tabla 11 Postes Que Soportan La Red	43
Tabla 12 Cuadro De Carga Grupo No. 1	44
Tabla 13 Cuadro De Carga Grupo No. 2	46
Tabla 14 Tarifas De Servicios De Energía	48
Tabla 15 Tarifas De Prestación De Servicios De Energía	48
Tabla 16 Configuración De Las Unidades UEK	55
Tabla 17 Resumen de las fases y sus costos	71
Tabla 18 Descripción de la Fase 1	73
Tabla 19 Descripción Fase 2	74
Tabla 20 Descripción Fase 3	74
Tabla 21 Gastos Operacionales	77
Tabla 22 Consumo Promedio En KW	79
Tabla 23 Flujo Final De La Situación Actual y Cada Una de Las Alternativas	84
Tabla 24 Criterios de selección de la mejor alternativa	86
Tabla 25 Criterios De Selección De La Mejor Alternativa Para Un Particular	86
Tabla 26 Emisiones de CO ₂ en el mundo	87

**LISTA DE ANEXOS**

	Pág.
Anexo 1. Adecuación de las instalaciones en Puerto Leguízamo	99
Anexo 2. Costo de la turbina y fletes	100
Anexo 3. Gastos administrativos, pólizas y mano de obra	101
Anexo 4. Diferencia en pesos del kW DIESEL Vs. UEK	102
Anexo 5. Flujo de fondos de operación y mantenimiento para cada uno de los escenarios, Depreciación	103
Anexo 6. Consumo total de potencia de la población anual	104
Anexo 7. Informe proyección del costo unitario de prestación del servicio 2004	105
Anexo 8. Ley 697 de octubre de 2.001	106
Anexo 9. Ley 223 de diciembre de 1.995	107
Anexo 10. Decreto 2532 De Noviembre De 2.001	108
Anexo 11. Resolución No. 010 Marzo 2 De 2000	109
Anexo 12. Resolución No. 054 Agosto 17 De 2000	110

GLOSARIO

C.I.F: Coste, Seguro y Flete; El exportador es responsable de embarcar la mercancía al recipiente de transportación y de despachar aduana en el país de exportación. También, es responsable de comprar un seguro.

ETP: Evapotranspiración potencial, la combinación de la disipación de vapor de cuerpos de agua y suelo con la transpiración por parte de plantas, hacia la atmósfera.

F.O.B: Franco a Bordo, El exportador es responsable de enviar la mercancía desde su punto de negocios

GPS: Sistema de posición global.

ICEL: Instituto Colombiano de Electrificación (Actualmente **IPSE**)

ICTICA: Fauna y flora Acuática.

MCH: Micro Central Hidroeléctrica.

PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SENAMHI: Servicio Nacional de meteorología e hidrológica del Perú.

TIO: Tasa de interés de oportunidad.

TIR: Tasa interna de retorno.

UEK: Underwater Electric Kite, significa Cometa Eléctrica Subacuática.

VAN: Valor presente neto.

ZNI: Zonas No Interconectadas.



RESUMEN

El objetivo de este proyecto ha sido establecer la prefactibilidad para la generación mediante el suministro de energía eléctrica a zonas rurales no interconectadas; por medio de turbinas Eléctricas Sumergibles UEK en el río Putumayo, las cuales gracias a la potencia que generan son más rentables que otros sistemas. En esta monografía se presenta un estudio de aplicación para una posible implementación de las turbinas eléctricas sumergibles, en zonas rurales no interconectadas, donde existan ríos con caudales considerables y profundidades necesarias, para satisfacer la demanda de energía eléctrica a las zonas que se encuentren en la ribera del Río Putumayo.

En primer término, se encuentra una retrospectiva general de la historia de la primera central de baja Potencia; allí se puede apreciar la utilización de la generación de energía eléctrica, incluyendo la tecnología empleada para el aprovechamiento de la misma; mediante el desarrollo del documento se puede observar como en el transcurso del tiempo han evolucionado las turbinas que hoy en día son fuente primordial de la generación. También se presentan consideraciones teóricas a tener en cuenta en el proceso de instalación y mantenimiento de las Turbinas UEK.

Por último, se presentan conclusiones y recomendaciones, de tipo económico, como la prefactibilidad existente de utilizar la tecnología de las Turbinas como fuente de energía eléctrica, para el consumo propio de una zona aislada y sus posibles costos proyectados a un tiempo determinado, estas conclusiones y recomendaciones están dirigidas a viabilizar el uso de fuentes alternativas en distintas zonas rurales del territorio nacional, en nuestro caso el municipio de Puerto Leguízamo.

INTRODUCCIÓN

El servicio de energía eléctrica se presta en el país en dos sectores diferenciados; el sistema interconectado nacional (**SIN**) que funciona en un esquema integrado de generación , transmisión distribución y comercialización regulado y controlado estrictamente por las entidades del orden nacional respectivas, zona en la cual se encuentran las grandes ciudades del país y que ocupa principalmente las ciudades y poblaciones ubicadas en las cordilleras y la región de la costa atlántica; y un segundo sector de **zonas no interconectadas (ZNI)** al sistema nacional, que se surten de energía eléctrica por sistemas aislados y comercialmente desarrollan esquemas empresariales locales; mayoritariamente, generan a través de combustibles derivados del petróleo y registran servicios deficientes e inestables, lo que en parte no ha permitido un mejor nivel de desarrollo.

La generación de energía eléctrica utilizando las inmensas fuentes naturales de agua, representa una de las soluciones con mayor viabilidad técnica y ambiental a la problemática de un suministro de energía confiable y estable en la región. El uso de esta opción de suministro de energía, presenta características especiales, tales como:

- Utilizan un recurso natural en permanente y constante renovación.
- Mayor inversión inicial y mínimos costos de operación y mantenimiento y reposición de equipo.
- Aprovecha fuentes locales de energía.
- No requieren combustibles fósiles ni minerales. Son autosostenibles.
- Garantizan la autonomía energética.

- Cumplen con acuerdos sectoriales, nacionales e internacionales de producción limpia, sin emitir a la atmósfera mono y bióxido de carbono, responsables directos del deterioro de la capa de ozono y pérdida de la biodiversidad.
- Vida útil por encima de 20 años.
- Libera a la región y a los presupuestos de la dependencia de los combustibles fósiles, permitiendo otro tipo de inversiones sociales.

La Amazonia, la Orinoquía y el Chocó, poseen importantes recursos hídricos; existen numerosos ríos con caudales importantes y estables, aún a pesar de los cambios estacionales. Por el contrario no es fácil encontrar caídas de agua utilizables en la generación de energía mediante PCH o Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, una de las tecnologías más eficientes y económicas existentes, dada la topografía plana que normalmente tienen estas regiones. Por esa razón, los últimos avances tecnológicos en lo referente a turbinas hídricas se han orientado al aprovechamiento de la velocidad y volumen de los CAUDALES, más que de la Diferencia de Altura o CABEZA DINÁMICA de los mismos. Las turbinas de CABEZA CERO, llamadas también “Run of the River”, permiten el aprovechamiento de estos caudales de forma eficiente y económica, lo que las hace la mejor alternativa de generación en la mayor parte de las comunidades localizadas en las zonas mencionadas. Generalmente, estas zonas no ofrecen recursos solares o eólicos eficientes, como para ser competitivos técnica y económicamente.

Pueden ser utilizadas en cualquier río de estas zonas, siempre que se cumplan los requisitos esenciales de profundidad y velocidad del caudal. Es una tecnología de fácil implementación; puede ser instalada en el lecho de los ríos, en plataformas flotantes o incluso en muelles, y removida rápidamente. Además, no requieren obras civiles de infraestructura importantes y pueden ser modulares, es decir, pueden crecer con las necesidades de la comunidad o reducirse si es necesario, al contrario de las tecnologías tradicionales.



Ambientalmente, para los ecosistemas y la fauna íctica de los ríos, es una tecnología transparente, de mínimo impacto, dada la poca velocidad de movimiento de las aspas que generan la energía, y el espacio libre entre ellas.

CAPITULO 1

1.0 CENTRALES HIDROELECTRICAS

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía hidráulica se basa en aprovechar la caída del agua desde cierta altura. La energía potencial, durante la caída, se convierte en cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente, se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. Es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua, y una vez utilizada, es devuelta río abajo. Su desarrollo requiere construir embalses, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipos para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales y el bajo mantenimiento que requieren una vez estén en funcionamiento centran la atención en esta fuente de energía.

El aprovechamiento de las fuerzas naturales fue constante preocupación de la humanidad que vio en ellas un medio de aliviar el trabajo muscular con el ahorro consiguiente de las energías del hombre, quien de este modo podría realizar cantidades de trabajos importantes que hubieran precisado abundante mano de obra.

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica.

Este capítulo se centra en la historia, desarrollo y los distintos tipos de centrales y turbinas generadoras, así como también sus partes constitutivas más importantes.

1.2 HISTORIA

Los antiguos romanos y griegos aprovechaban ya la energía del agua; utilizaban ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga retrasó su aplicación generalizada hasta el siglo XII. Durante la edad media, las grandes ruedas hidráulicas de madera desarrollaban una potencia máxima de cincuenta caballos. La energía hidroeléctrica debe su mayor desarrollo al ingeniero civil británico John Smeaton, que construyó por primera vez grandes ruedas hidráulicas de hierro colado.



Figura 1 Antigua Rueda Hidráulica

La hidroelectricidad tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial. Impulsó las industrias textil y del cuero y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible. La energía hidráulica ayudó al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América hasta la construcción de canales a mediados del siglo XIX, que proporcionaron carbón a bajo precio.

Las presas y los canales eran necesarios para la instalación de ruedas hidráulicas sucesivas cuando el desnivel era mayor de cinco metros. La construcción de grandes presas de contención todavía no era posible; el bajo caudal de agua durante el verano y el otoño, unido a las heladas en invierno,



obligaron a sustituir las ruedas hidráulicas por máquinas de vapor en cuanto se pudo disponer de carbón.

La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad. La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo XX.

A principios de la década de los noventa, las primeras potencias productoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene un 60% de su electricidad de centrales hidráulicas. En todo el mundo, la hidroelectricidad representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de electricidad más importante son Noruega (99%), República Democrática del Congo (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo (77.000 GWh/año). Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, genera cerca de 6.500 MW y es una de las más grandes.

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En muchas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con buenos resultados.

1.2.1 Desarrollo de la energía hidroeléctrica.

Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se controla y se puede mantener casi constante. El agua se

transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a la demanda de electricidad. El agua que entra en la turbina sale por los canales de descarga. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos, las turbinas Pelton para grandes saltos y pequeños caudales y las Kaplan se puede utilizar incluso para pequeñas caídas de agua (hasta 20 m).

Además de las centrales situadas en presas de contención, que dependen del embalse de grandes cantidades de agua, existen algunas centrales que se basan en la caída natural del agua, cuando el caudal es uniforme. Estas instalaciones se llaman de agua fluente. Una de ellas es la de las Cataratas del Niágara, situada en la frontera entre Estados Unidos y Canadá.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES.

Todas las centrales hidroeléctricas aprovechan la corriente de agua que cae por un desnivel. Se utilizan desniveles naturales del terreno, o bien se hace que el agua caiga desde una presa o dique. Las centrales hidroeléctricas se dividen a grandes rasgos en centrales de baja, mediana y alta presión. El criterio para su clasificación es la altura de embalse o la altura de remanso de agua.

Se pueden distinguir dos tipos de centrales:

- Centrales de baja presión: Son centrales hidroeléctricas situadas en corrientes de agua con desniveles de caída de 10 metros o inferiores y se construyen intercalándolas en los cursos de los ríos o de los canales. Por razones de índole económica y ecológica el agua se utiliza en su curso natural, siendo embalsada mediante presas. Estas centrales hidroeléctricas pequeñas tienen la desventaja de proporcionar una potencia eléctrica fluctuante, puesto que las variaciones estacionales de las precipitaciones

pueden hacer variar el flujo de agua, y por tanto la cantidad de agua disponible, la figura 2 es cortesía de www.acolgen.org.co.

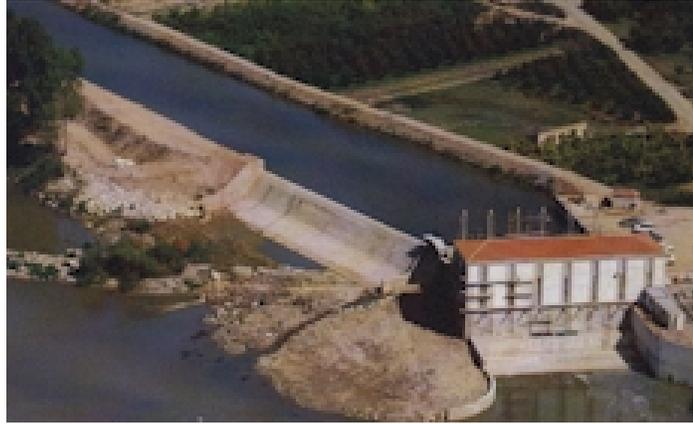


Figura 2 Central De Baja Presión

- Centrales de mediana o alta presión: Son centrales hidroeléctricas de acumulación o de bombeo (desniveles hasta 100 m.). Estas centrales disponen de zonas de embalse en forma de gran tamaño o zonas enteras de ríos en las que el agua se acumula durante períodos cortos (acumulación diaria) o más prolongados (acumulación anual). Las centrales hidroeléctricas de acumulación se construyen casi siempre en presas de valles, y aprovechan el agua de cursos naturales renovables. Las centrales hidroeléctricas de bombeo, por el contrario, son centrales que en las épocas de sobre-oferta de energía eléctrica donde los costos de esta son bajos, se bombea el agua hasta un nivel más elevado para volver a transformar la energía potencial generada, en energía eléctrica en horas de pico de carga. Por esta razón, las centrales hidroeléctricas de bombeo no pueden clasificarse en la categoría de plantas que aprovechan energías renovables.

Las figuras 3 y 4 son cortesía de <http://www.proyectogeo.com.ar> y las figuras 5, 6 y 7 son cortesía de <http://thales.cica.es/rd/Recursos> .



Figura 3 Central De Acumulación



Figura 4 Central De Bombeo Turbinas Hidráulicas



Figura 5 Turbina Kaplan



Figura 6 Turbina Francis



Figura 7 Turbina Pelton



Las turbinas hidráulicas se emplean para aprovechar la energía del agua en movimiento. La turbina Kaplan es semejante a una hélice de un barco. Las amplias palas o álabes de la turbina son impulsadas por agua de alta presión liberada por una compuerta. La turbina Pelton es un modelo del siglo XIX cuyo funcionamiento es más parecido al de un molino de agua tradicional. La rueda gira cuando el agua procedente del conducto forzado golpea sus paletas o álabes.

Para la formación de un salto de agua es preciso elevar el nivel superficial de ésta sobre el nivel normal de la corriente, atajando el agua con una presa para producir el salto total utilizable en la misma presa o contribuir a este salto, derivando a la vez las aguas por un canal de derivación de menor pendiente que el cauce del río. Las aguas del canal de derivación hay que conducir las a las turbinas y, para ello, en los saltos menores de unos 12 m, el agua desemboca directamente en la cámara de turbinas y, en los saltos superiores a 12 m, termina en un ensanchamiento llamado cámara de presión desde donde parte la tubería a presión que en conducción forzada, lleva el agua a las turbinas. El agua sale a gran presión por la tobera e impulsa los álabes que hacen girar un eje y el generador. A la salida de las turbinas, el agua pasa a un canal de desagüe por el que desemboca nuevamente en el río.

1.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES MEDIOAMBIENTALES

Ventajas

- Es renovable.
- No se consume. Se toma el agua en un punto y se devuelve a otro a una cota inferior.
- Es un recurso propio de la región y, por consiguiente, evita importaciones del exterior.
- Es completamente segura para personas, animales o bienes.



- No genera calor ni emisiones contaminantes (lluvia ácida, efecto invernadero)
- Genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y explotación.
- Requiere inversiones muy cuantiosas que se realizan normalmente en comarcas de montaña muy deprimidas económicamente.
- Genera experiencia y tecnología fácilmente exportables a países en vías de desarrollo.

Inconvenientes

- Altera el normal desenvolvimiento en la vida biológica (animal y vegetal) del río.
- Las centrales de embalse tienen el problema de la evaporación de agua: En la zona donde se construye aumenta la humedad relativa del ambiente como consecuencia de la evaporación del agua contenida en el embalse.
- En el caso de las centrales de embalse construidas en regiones tropicales, estudios realizados han demostrado que generan, como consecuencia del estancamiento de las aguas, grandes focos infecciosos de bacterias y enfermedades.

CAPITULO 2

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONAS RURALES NO INTERCONECTADAS SOBRE EL RIO PUTUMAYO

2.1 INTRODUCCION

La energización se concibe como un proceso continuo y ordenado de uso de la energía, para atender los requerimientos de las actividades domésticas, de servicios y productivas, de manera que posibiliten un mejoramiento de las condiciones de vida, así como de la calidad y cantidad de los productos generados, en forma compatible con la necesidad de preservar y aprovechar el medio ambiente.

La dotación de servicios energéticos adecuados, es un requisito indispensable para facilitar un proceso de desarrollo sostenible, tanto por su impacto directo en los niveles de vida de los pobladores, como por su contribución a la generación de actividades económicas.

Cabe destacar que el concepto de energización, debe ser considerado como estrechamente asociado al concepto de uso racional de energía; esto quiere decir que la energización no necesariamente implica incrementos en el uso de energéticos, sino que puede significar ahorros de energía y sustitución entre fuentes.

En consecuencia, la energización debe ser considerada como un componente estratégico de un marco más amplio de acciones de desarrollo rural integral, teniendo en cuenta que el análisis de los aspectos energéticos es una condición necesaria, pero no suficiente para lograr dicho desarrollo.

En Colombia las zonas no interconectadas -ZNI: están en general localizadas sobre por las vertientes hídricas de la Amazonía, la Orinoquía y el Pacífico. En estas zonas el servicio público de electricidad no se presta a través del Sistema Interconectado Nacional. Los niveles de cobertura del servicio de electricidad en el país tanto para las zonas rurales como urbanas son los siguientes

Tabla 1 Zonas No Interconectadas¹

Región	Rural	Urbano
1	No Disponible	74%
2	63%	No Disponible
3	No Disponible	80%
4	54%	No Disponible

1. Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, San Andrés y Sucre
2. Antioquia, Caldas, Caquetá, Huila, Quindío, Risaralda y Tolima
3. Amazonas, Arauca, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guainía, Guaviare, Meta, Norte de Santander, Putumayo, Santander, Vaupés, Vichada.
4. Cauca, Chocó, Nariño y Valle.

Cabe anotar que en la actualidad el servicio de energía eléctrica en estas zonas se presta 13 horas diarias en promedio para las cabeceras municipales y 8 horas diarias promedio para las zonas rurales.

2.2 SECTOR ENERGETICO - PLAN COLOMBIA

Una de las más importantes metas del Gobierno es aumentar la cobertura del sector eléctrico para que el servicio se preste a las zonas marginales y rurales. La energización de estas zonas posibilitará el incremento de la productividad y calidad de vida de los habitantes.

¹ Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 1998-2010 UPME.

Para la realización del Plan Colombia se han establecido los siguientes objetivos:

- ✓ Atender los requerimientos de las actividades domésticas, de servicios y productivas, de manera que posibiliten un mejoramiento de las condiciones de vida, así como de la calidad y cantidad de los productos generados.
- ✓ Crear las condiciones necesarias para fomentar el desarrollo económico y social de las regiones beneficiadas. La dotación de servicios energéticos adecuados es un requisito indispensable para facilitar un proceso de desarrollo sostenible, tanto por su impacto directo en los niveles de vida de los pobladores, como por su contribución a la generación de actividades económicas.
- ✓ Desarrollar proyectos energéticos que estén involucrados e integrados dentro de los planes de desarrollo de los municipios y las regiones para apoyar el crecimiento de una economía dinámica.
- ✓ Constituir proyectos energéticos sostenibles a largo plazo, viables financieramente y acordes con los recursos naturales disponibles, mitigando el impacto al medio ambiente.
- ✓ Implementar la alternativa energética de mínimo costo comparada con las otras y que brinde los mayores beneficios a la sociedad.

2.3 ZONAS NO INTERCONECTADAS

Los actuales planes de energización se localizan en las zonas no interconectadas –ZNI-, las cuales corresponden a aquellas áreas del País que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado



Nacional -SIN- y cuya interconexión generalmente no es financieramente viable, por falta de economías de escala que permitan amortizar los proyectos. Dichas zonas alcanzan una extensión cercana a los 600.000 km² (52% del territorio nacional) en los cuales se encuentran incluidas 929 localidades, que corresponden a 72 cabeceras municipales y 857 localidades rurales, donde habitan aproximadamente dos (2) millones de habitantes.²

En general, la densidad poblacional de las ZNI es extremadamente baja (3 hab/km²), por la dispersión tanto de los municipios como de las viviendas, factor que hace difícil la logística de atención del servicio, con altos costos unitarios de inversión y operación. Esto se debe a la deficiente o en gran parte nula infraestructura de movilización y transporte, agravada por las condiciones políticas y socioeconómicas de las regiones.

Según datos del antiguo ICEL³ (IPSE), a mayo de 1999, las ZNI contaban con una capacidad instalada de 100 MW, equivalente al 50.3% de la capacidad requerida.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que a la fecha del total de la población de las ZNI, cerca de 600.000 habitantes no tienen acceso a una fuente comercial confiable de energía.

Cabe anotar que en la actualidad el servicio de energía eléctrica en estas zonas se presta 13 horas diarias en promedio para las cabeceras municipales y 8 horas diarias promedio para las zonas rurales.

Se busca mediante la ejecución de los proyectos planteados, la mejor alternativa energética para la región tanto tecnológica como económica, ambiental y socialmente sostenible.

² De acuerdo con la actualización del censo elaborado por el DANE en 1993 y con una tasa de crecimiento poblacional de 1.8% anual.

³ Plan de Energización de ZNI 2000-2004, Mayo de 1999. Actualmente IPSE.

2.3.1 Criterios económicos y financieros

El consumo de electricidad en zonas aisladas, no interconectadas eléctricamente de la red nacional, se suple a través de diferentes proyectos y obras de infraestructura financiados casi en su totalidad por el Estado, que no consideran criterios de rentabilidad financiera para su desarrollo, por varias razones:

- El uso final de la energía es mayoritariamente para consumos domésticos y sólo en casos excepcionales para fines productivos
- Como consecuencia de lo anterior los consumos de energía son muy bajos
- Las poblaciones se encuentran alejadas unas de otras a distancias tales que es imposible pensar en sistema integrales de energía.
- Las vías de comunicación son deficientes, lo cual incrementa los precios de combustibles y de construcción de las obras de infraestructura
- La capacidad de pago de los habitantes es limitada
- Existen problemas de violencia y orden público

Todo lo anterior hace que sea imposible la valoración de los proyectos con criterios de rentabilidad o de retorno de la inversión. Las decisiones de inversión se realizan únicamente con criterios económicos, sociales y técnicos, entre los cuales se encuentran, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes y el fomento de proyectos de desarrollo agrario como criterios sociales, y la eficiencia, el buen manejo de los recursos disponibles en el área y la sostenibilidad de los proyectos en el mantenimiento y la operación a largo plazo, como criterios técnicos y económicos.

2.4 CARACTERISITICAS DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI

2.4.1 Resumen de las características generales:

- Dichas zonas alcanzan una extensión cercana a los 600.000 km² (52% del territorio nacional) en los cuales se encuentran incluidas 929 localidades, que corresponden a 72 cabeceras municipales y 857 localidades rurales, donde habitan aproximadamente dos (2) millones de habitantes.
- En general, la densidad poblacional de las ZNI es extremadamente baja (3hab/km²), por la dispersión tanto de los municipios como de las viviendas, factor que hace difícil la logística de atención del servicio, con altos costos unitarios de inversión y operación.
- Según datos del ICEL (IPSE), a mayo de 1999, las ZNI contaban con una capacidad instalada de 100 MW, equivalente al 50.3% de la capacidad requerida.
- Cabe anotar que en la actualidad el servicio de energía eléctrica en estas zonas se presta 13 horas diarias en promedio para las cabeceras municipales y 8 horas diarias promedio para las zonas rurales.

ZONAS NO INTERCONECTADAS

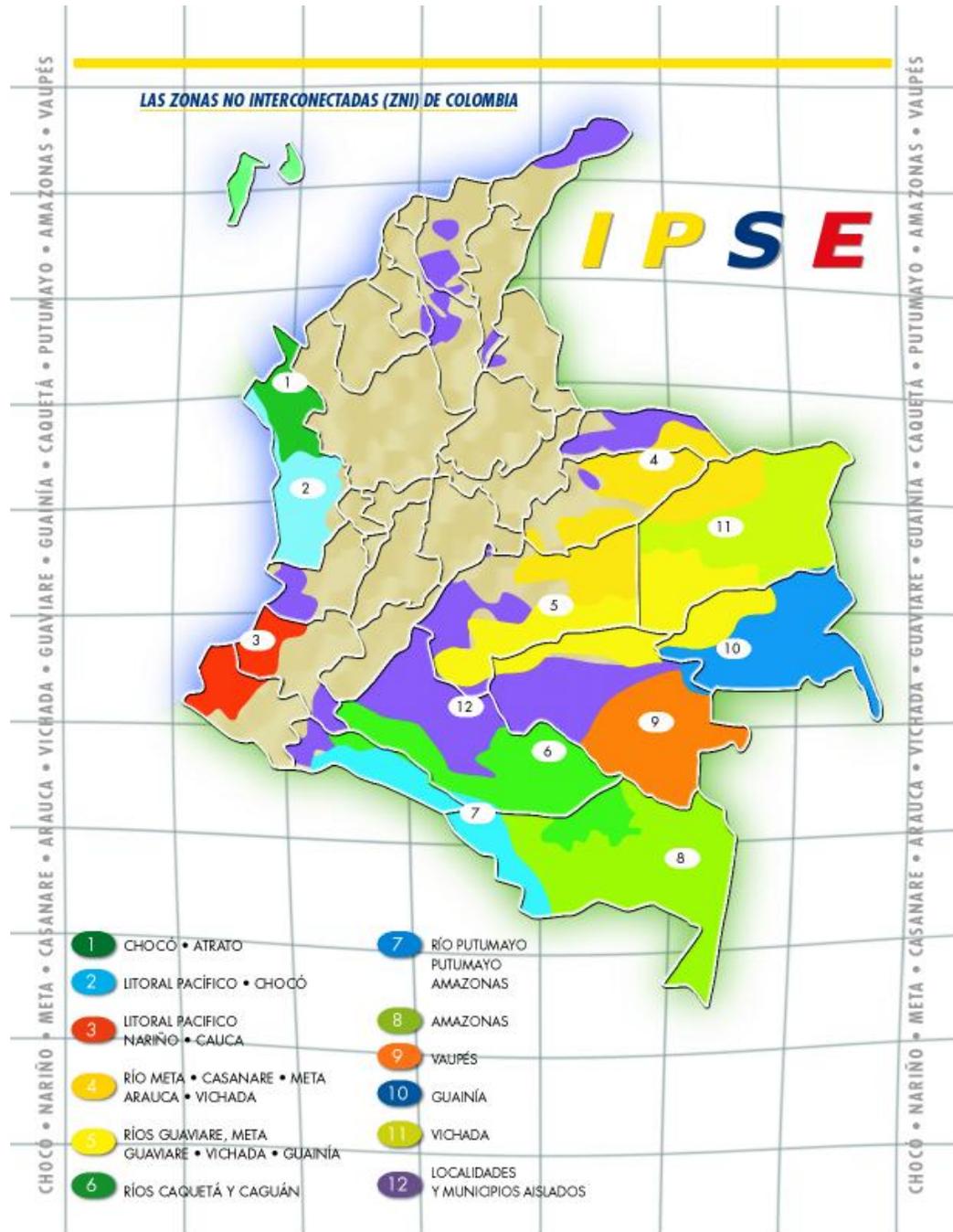


Figura 8 Mapa de Zonas No Interconectadas En Colombia

Tabla 2 Distribución De Las Zonas No Interconectadas.

Grupo	Nombre	Número de localidades	Cantidad de Población	
			Centros Poblados	Rural
1	Chocó / Atrato	41	36.344	45.611
2	Litoral Pacífico - Chocó	148	57.673	133.531
3	Litoral Pacífico - Nariño/ Cauca	354	156.180	75.166
4	Ríos Meta y Casanare	36	21.911	72.104
5	Río Guaviare	43	38.159	93.557
6	Ríos Caquetá y Caguán	38	17.354	59.897
7	Río Putumayo	16	12.326	43.995
8	Departamento del Amazonas	40	35.580	14.769
9	Departamento del Vaupés	26	8.647	9.080
10	Departamento de Guainía	18	10.045	13.577
11	Departamento de Vichada	14	13.181	22.191
	Totales	774	407.400	583.478

Fuente: Plan de inversiones e infraestructura eléctrica en las ZNI DNP.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS RURALES NO INTERCONECTADAS SOBRE EL RIO PUTUMAYO (Grupo 7)

2.5.1 Ubicación geográfica

El área del estudio correspondiente a la Cuenca del Río Putumayo forma parte de la Cuenca del Amazonas. Abarca cerca de 160.500 km² en la zona fronteriza de Colombia y Perú. Está ubicada entre las coordenadas 0°20'49" de latitud Norte y 4°23'27" de latitud Sur y 69°48'39" y 75°37'02" de longitud Oeste.



En la zona rural no interconectada sobre el río Putumayo se encuentra el municipio de Puerto Leguízamo, población a orillas del río Putumayo creado en 1958, dividido por la línea Ecuatorial. Con once mil seiscientos cuarenta 11.640 Km² de área total, se constituye en uno de los municipios más extensos del país, ocupando el 43% del territorio departamental. Al interior del municipio se localiza el parque nacional La Paya y algunos resguardos indígenas.

Los límites geográficos de puerto Leguízamo son: Norte con el departamento de Caquetá, Noroccidente con el municipio de Puerto Guzmán, al occidente con el municipio de Puerto Asís, al Sur oriente con el departamento del Amazonas, al sur occidente con el Ecuador, al sur con el Perú. Sus vías de acceso son aéreas desde Bogotá y Puerto Asís, fluviales desde Puerto Asís y Florencia.

2.5.1.1 Recursos hídricos

Características Hidrográficas

La región es privilegiada desde el punto de vista de los recursos hídricos con importantes cursos de agua tributarios del río Amazonas, como el Caquetá, el Putumayo, el Napo y el Yavarí. Los ríos y caños que nacen dentro de la región en general se caracterizan por sus aguas de coloración oscura.

El Río Putumayo, siendo limítrofe entre Colombia y Perú, recibe por la margen izquierda, entre otros, los ríos Caucaya, Caraparaná, Sabaloyacu, Buri-Buri, Igara-Paraná y Pupuña. Por la margen derecha desembocan los ríos Gueppí, Angusilla, Yubineto, Campuya, Ere, Algodón, Yaguas, entre otros. El Putumayo se forma en territorio colombiano, en las alturas del Nudo de Pasto, y desemboca en territorio brasileño, a la altura de Puerto San Antonio. Tiene una longitud de aproximadamente 1.560 Km. Su ancho promedio es de 700 m, alcanzando los 1.200 m en territorio brasileño. Su lecho es arenoso, arcilloso desde su desembocadura en el Amazonas hasta puerto Ospina (Colombia),

volviéndose luego mayormente pedregoso. Las riberas del Putumayo son en general bajas e inundables.

Las crecientes del río ocurren entre los meses de mayo y octubre presentándose los mayores caudales en el mes de junio. En época de crecientes, es totalmente navegable por embarcaciones de hasta 3 pies de calado. Embarcaciones de 4 pies de calado pueden llegar hasta Gueppí y de 12 pies de calado hasta Tarapacá. La navegación nocturna es recomendable sólo hasta la desembocadura del río Campuya.

La morfología del Putumayo cambia en tiempos muy cortos por la aparición y desaparición de islas y la erosión de sus riberas, siendo el canal de navegación muy variable. Las "quirumas" (estacas de árboles) constituyen el mayor peligro de navegación. El nivel del río sube y baja con frecuencia, pero por lo regular esta variación de nivel es menor de 0,5 metros al día; sin embargo ocasionalmente supera el metro.



Figura 9 Mapa División Política del Putumayo



Figura 10 Mapa Geográfico Del Putumayo

Características Hidrometeorológicas

Los parámetros hidrometeorológicos en la región se obtienen en base a 42 estaciones pluviométricas y meteorológicas y 34 estaciones hidrométricas, operadas en la zona Colombiana por el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras-HIMAT y estaciones del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-SENAMHI. En las tablas 3 y 4 se presenta la lista y principales características de estas estaciones.

**Tabla 3 Estaciones Pluviométricas Y Meteorológicas Ubicadas En La Región**

Estación	Código	Altitud m	Latitud	Longitud	Fecha Instal. año- mes	Categoría	Entidad
			Grados-Minutos				
Puerto Leguízamo	4704501	147	00-12	74-09	73-11	SP	HIMAT

Fuentes: HIMAT y SENAMHI

Tabla 4 Estaciones Hidrométricas Ubicadas En La Región

Estación	Código	Altitud m	Latitud	Longitud	Fecha Instal. año-mes	Categoría	Corriente
			Grados-Minutos				
Pto. Leguízamo	4704705	147	00-12	74-49	86-05	LG	Putumayo

Fuentes: HIMAT y SENAMHI

- **Pluviometría**

El sector de Puerto Leguízamo, el mes de junio es el más lluvioso con registros promedio de 395 mm, en tanto que el mes con menor pluviosidad es enero con 105 mm. En los meses de junio, julio y agosto las lluvias disminuyen a valores que oscilan entre 150 y 190 mm. Otro pico menor se produce de septiembre a diciembre, con precipitaciones entre 230 y 270 mm.

Tabla 5. Precipitaciones Medias Mensuales (mm)

Estación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Anual
P.Leguízamo	105,9	182	201,7	287,4	344,6	394	338,6	258,4	252,7	256,6	188,5	149	2959,5

Fuentes: HIMAT y SENAMHI

- **Temperatura del Aire**

Los registros de temperatura media mensual en la región oscilan entre 23,5 y 28 °C; Las temperaturas máximas están entre 29,8 y 31,6 °C. La mínima mensual entre 20 y 22°C (Figura 11).

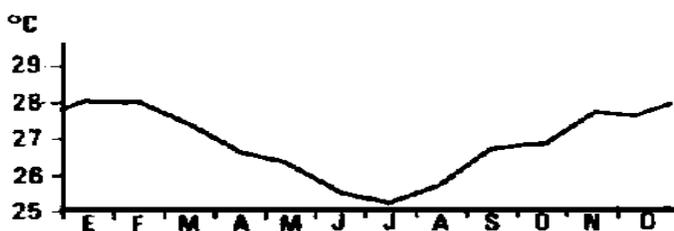


Figura 11 Promedio De Temperatura De Puerto Leguizamo

- **Humedad Relativa**

Este elemento, al igual que la temperatura, es muy constante en toda la región oscilando la media anual entre 82% y 93%.

Tensión de Vapor y Velocidad Media del Viento

En la región la tensión de vapor oscila entre 25,4 y 30, 2 milibares, mientras que la velocidad media del viento varía a nivel mensual entre 0,7 y 1,2 m/s.

Altitud. Este municipio se caracteriza por tener altitudes entre los 95 MSN. y los 250 m.s.n.m.

Tabla 6 Balance Hídrico (mm)

Estación	Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Puerto Leguizamo													
Latitud: 0-12S	ETP	114	106	110	107	99	89	103	120	114	125	117	113
Longitud: 74-49	Precipitación	106	182	202	287	345	394	339	258	258	253	257	189
Elevación: 147 m	ALM	162	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	152
Drenaje: Bien drenado	Déficit							0	0				
Profundidad: 100 cm.	Exceso		68	92	180	246	305	236	138	144	128	140	76
Cap.alm.: 170 mm													

Nota: Suelos: Textura: Franco-arcilloso-arenoso
Fuente: HIMAT

2.6 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.6.1 Suministro.

El suministro de energía eléctrica se hace por medio de la empresa de servicios públicos de puerto Leguízamo “EMPULEG E.S.P.”

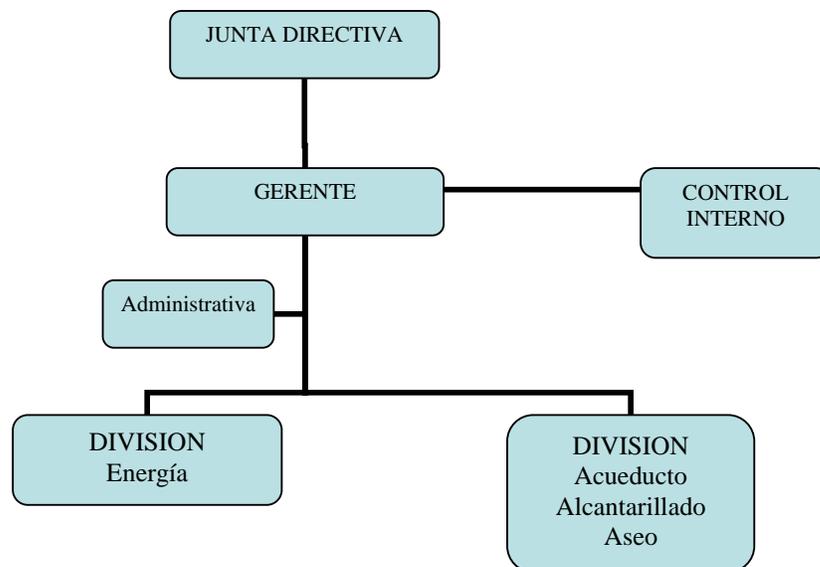


Figura 12 Organigrama EMPULEG

2.6.1.1 Generación

El servicio de energía es prestado con cuatro grupos electrógenos con una potencia total instalada de 2.462 KW pero debido a las unidades que están fuera de servicio la potencia instalada es de 1.360 KW con un cubrimiento del 99%, el servicio de alumbrado público es bueno.

Las principales características de los generadores se dan en la tabla 15.

Tabla 7. Descripción De Los Generadores

Generador No.	Voltaje de Salida (V)	Potencia /Unidad	Observaciones	Marca
19063	220	570 kW	Fuera de servicio	CUMMINS-STANFORD
77612-9	440	280 kW	En servicio	DETROIT G.M. 6-71
500331	220	750 kW	En servicio	KOHLER
	440	330 kW	En servicio	LISTER BLACKSTONE
	440	532 kW	Fuera de servicio	LISTER BLACKSTONE

Fuente: Plan de Gestión y Resultados (PGR) "EMPULEG" Año 2002

La subestación cuenta con tres transformadores uno de ellos fuera de servicio.

Tabla 8 Transformadores De La Subestación

	Potencia	Voltaje
T1	630 kVA	220
T2	800 kVA	220
T3	200 kVA	440

Fuente: Plan de Gestión y Resultados (PGR) "EMPULEG" Año 2002

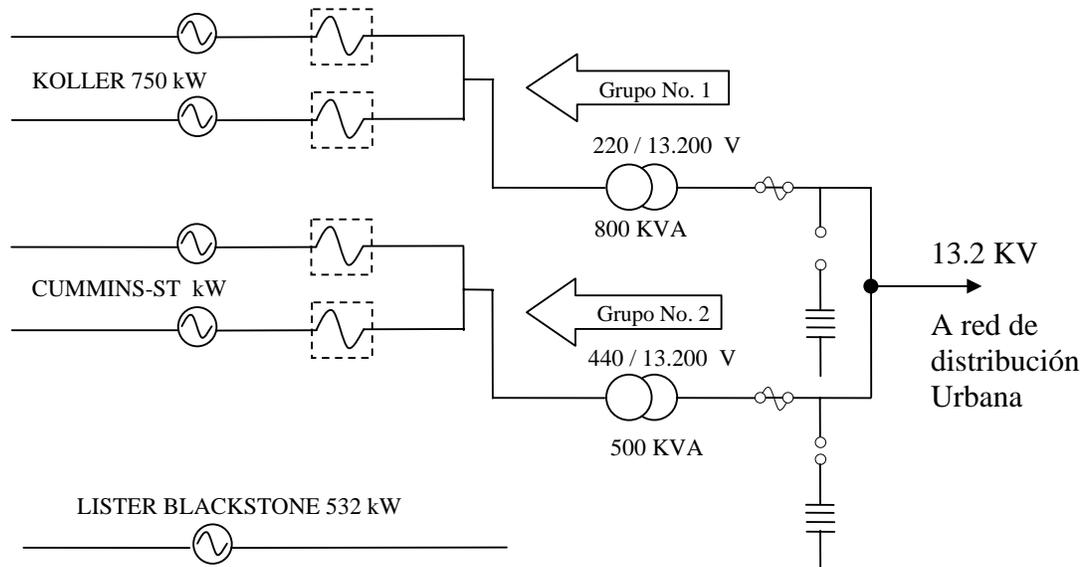


Figura 13 Diagrama Unifilar De La Subestación

2.6.1.2 Sistema de distribución

Las redes y posteria en general se encuentran en buen estado tienen el calibre adecuado y los transformadores en su totalidad son trifásicos en aceite y se encuentran en buen estado. Existen dos circuitos de media tensión con un total de 5 Km. de tendido.

Tabla 9 Descripción De Transformadores

Transformador No.	kVA	Estado	Tipo	Voltaie (V)
1	75	Bueno	AC	220
2	75	Bueno	AC	220
3	75	Bueno	AC	220
4	75	Bueno	AC	220
5	75	Bueno	AC	220
6	75	Bueno	AC	220
7	75	Bueno	AC	220
8	75	Bueno	AC	220
9	75	Bueno	AC	220
10	75	Bueno	AC	220
11	75	Bueno	AC	220
12	30	Bueno	AC	220

Fuente: Aene Consultoría S.A. Año 2.002

Existen 14 circuitos de baja tensión conformados de la siguiente manera:

Tabla 10 Descripción De Los Circuitos De Baja Tensión

Circuito No.	Sector-Barrio	Transformador	Tipo	No. De Usuarios
1	Rancho Lindo	75 kVA	Trifásico	98
2	Villas	75 kVA	Trifásico	89
3	Magdalena	75 kVA	Trifásico	119
4	Cruz	75 kVA	Trifásico	115
5	Progreso	75 kVA	Trifásico	90
6	Progreso	75 kVA	Trifásico	112
7	Centro	112.5 kVA	Trifásico	139
8	Centro	75 kVA	Trifásico	100
9	Centro	75 kVA	Trifásico	103
10	Centro	75 kVA	Trifásico	63
11	Martha Lucia	75 kVA	Trifásico	67
12	Parque	30 kVA	Trifásico	
13	KM-22	15 kVA	Bifásico	5
14	Harold Polania	15 kVA	Bifásico	1
TOTAL				1151

Fuente: Aene Consultoría S.A. Año 2.002

Tabla 11 Postes Que Soportan La Red

Clase De Poste	No. De Postes
Madera	14
Concreto	398
Metálico	12

Fuente: Aene Consultoría S.A. Año 2.002

2.6.2 Demanda

De lunes a viernes 5:30 AM. a 6:30 AM, de 12:30 PM. a 4 PM. y de 5 PM. a 11 PM.

El día sábado se presta el servicio por 10 horas de 2 PM. a 12 PM.

Días festivos el servicio se presta por 9 horas así: De 2 PM. a 11 PM.

La capacidad instalada es de 2.462 KW pero esta disminuye debido a que se encuentran fuera de servicio algunas unidades, la potencia demandada es aproximadamente de 800 KW para la población.

En las siguientes tablas se puede ver la carga que describe el consumo típico en ciertas horas del día, donde se puede observar que el mayor consumo se da en las horas de la noche para cada uno de los dos grupos de generación.

Tabla 12 Cuadro De Carga Grupo No. 1

UNIDAD	LOCALIDAD:			PUERTO LEGUIZAMO						
	MUNICIPIO:			PUERTO LEGUIZAMO						
HORA	VOLTIOS			AMPERIOS			KW	KVAR	KVA	FP%
	R	S	T	R	S	T	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
14.26	130,0	136,0	107,0	1329,0	1176,0	1002,0	366,0	337,3	500,7	76,4
14.39	127,0	136,0	109,0	1410,0	1236,0	1116,0	386,7	338,2	515,9	77,5
15.08	128,5	134,5	129,7	1407,0	1314,0	1104,0	395,5	352,2	529,4	75,5
15.16	129,1	136,5	128,6	1020,0	912,0	786,0	276,1	262,8	382,5	74,1
17.28	129,1	134,1	130,1	1239,0	1218,0	810,0	281,6	251,2	379,3	74,0
21.34	129,4	134,6	129,4	1152,0	1050,0	894,0	348,8	261,3	436,8	88,9

Fuente: Plan de Gestión y Resultados (PGR) "EMPULEG"

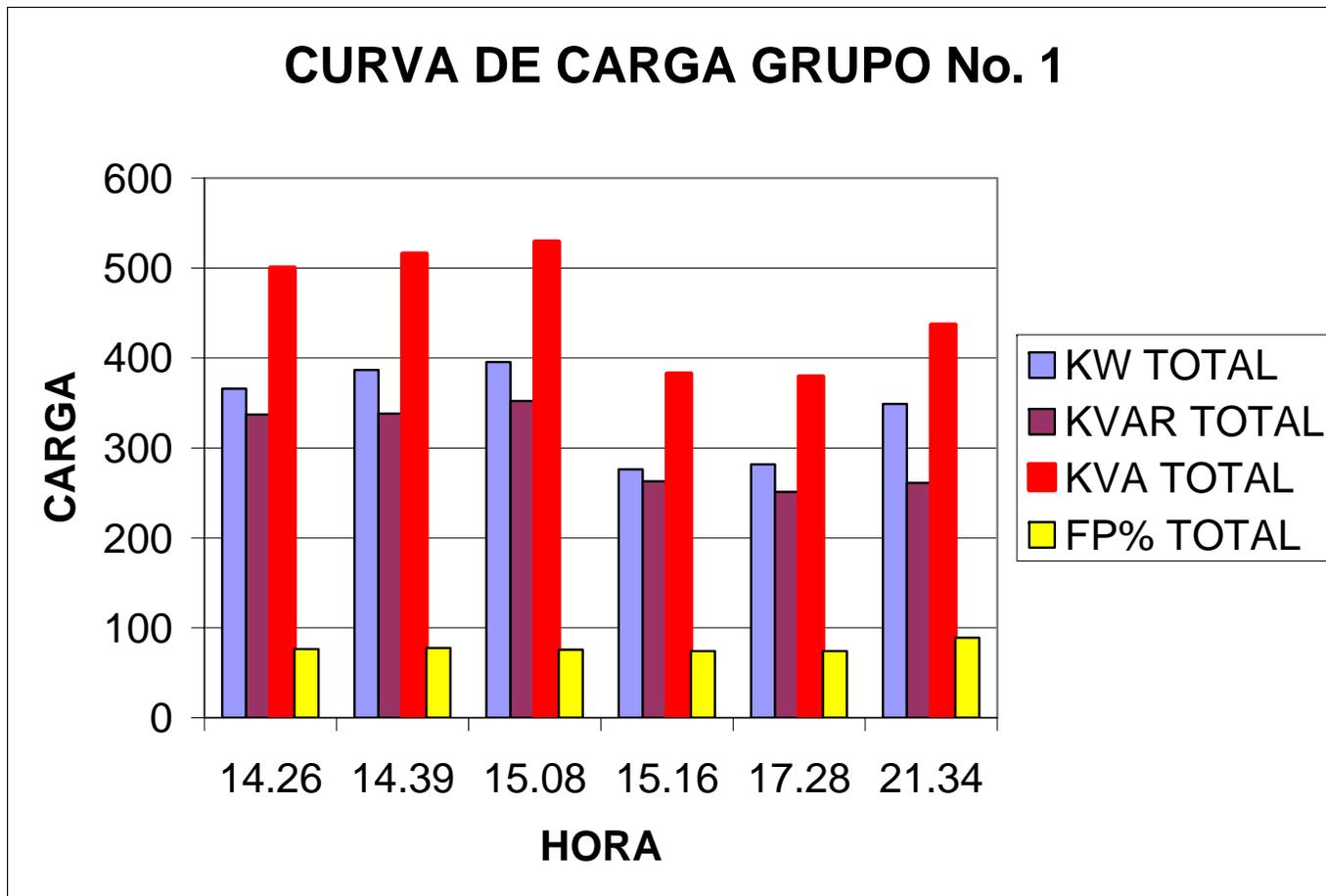


Figura 14 Curva De Carga Grupo No. 1

Tabla 13 Cuadro De Carga Grupo No. 2

UNIDAD	LOCALIDAD:			PUERTO LEGUIZAMO						
	MUNICIPIO:			PUERTO LEGUIZAMO						
HORA	VOLTIOS			AMPERIOS			KW	KVAR	KVA	FP%
	R	S	T	R	S	T	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
15.21	261,0	261,0	270,0	172,6	156,8	178,0	38,0	23,2	46,0	83,0
17.23	262,0	258,0	172,0	197,0	178,0	196,0	43,4	23,2	43,6	86,4
21.39	262,0	258,0	272,0	231,8	209,6	225,0	152,0	80,0	180,0	86,4

Fuente: Plan de Gestión y Resultados (PGR) "EMPULEG"

CURVA DE CARGA GRUPO No. 2

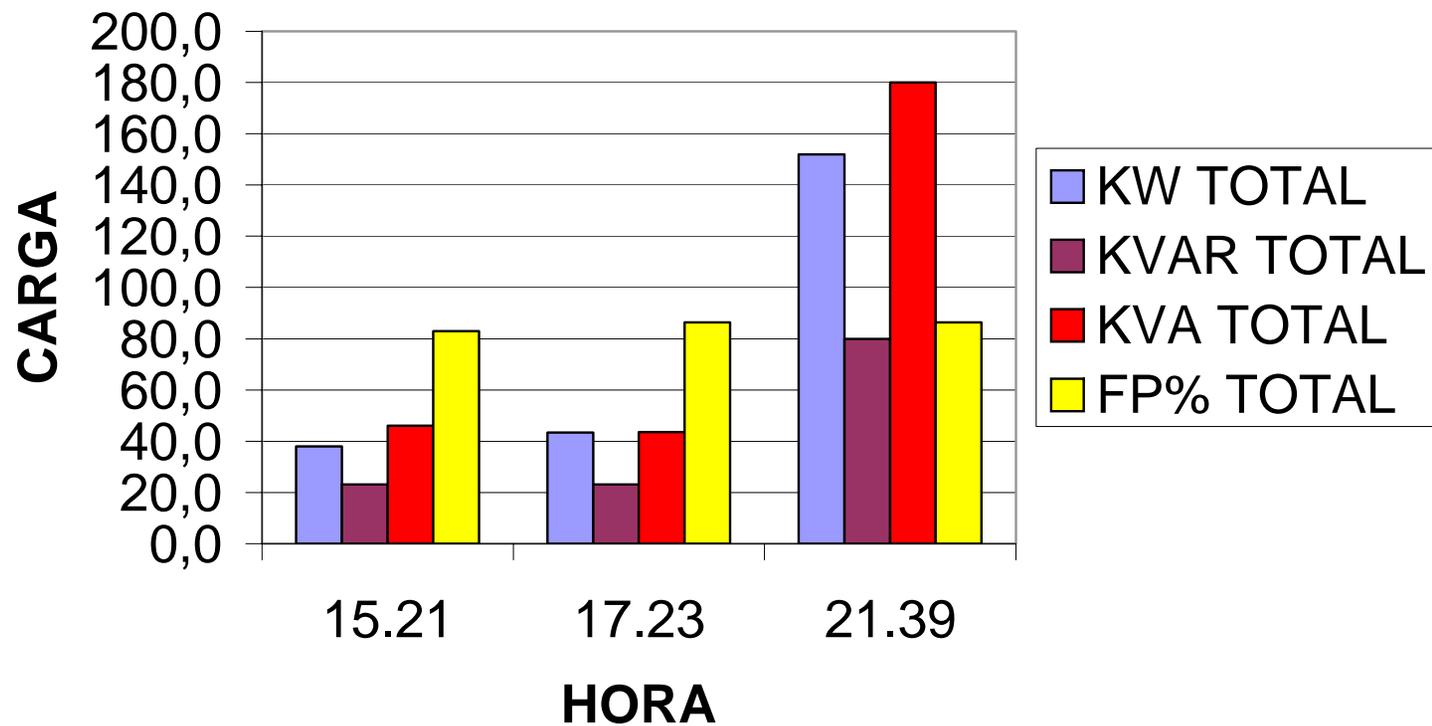


Figura 15 Curva De Carga Grupo No. 2

2.6.2.1 Costo de energía eléctrica

2.6.2.2 Tarifas servicios públicos EMPULEG E.S.P.

Según la resolución CREG 108 de 2003, se establece que para los estratos 1 y 2 se debe garantizar que las tarifas no crezcan por encima de la inflación. Se tomó un promedio del precio del kW-hora de la proyección hecha por la Superintendencia de Servicios Públicos.⁴

Tabla 14. Tarifas De Servicios De Energía

ESTRATO	VALOR CONSUMO
	0-200 KW
1	289.59
2	289.59

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos

Tabla 15. Tarifas De Prestación De Servicios De Energía

OTROS SERVICIOS-ENERGIA	
SERVICIO	VALOR/ HORA
DETROIT	96.900
DIA-KOHLER	194.000
NOCHE-KOHLER	239.000

*Fuente: Costos de generación sistema DIESEL Plan de Gestión y Resultados (PGR)
"EMPULEG"*

⁴ Proyección del costo unitario según Superintendencia de Servicios Públicos ver ANEXO 7

CAPITULO 3

3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TURBINAS SUMERGIBLES

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta las características y condiciones ideales para la operación de la turbina sumergible “Run Of The River”, de acuerdo a sus especificaciones técnicas.

Se analizan los requerimientos energéticos esperados (caudal, profundidad) con el fin de calcular los costos y compararlos con respecto de la generación de energía eléctrica que se utiliza en esta zona a partir de plantas DIESEL.

El objeto de este capítulo es describir la turbina desde la óptica energética en cuanto a su estado operativo teniendo en cuenta sus costos comparados con otros tipos de generación ya mencionados anteriormente.

3.2 Principio básico de las turbinas sumergibles

El concepto básico es el de extraer la energía cinética de una corriente ya sea en un río o de la marea, su funcionamiento es similar al de las turbinas de viento. La generación de electricidad de estas turbinas es muy similar a la generación hidroeléctrica, sólo que el agua puede fluir en las dos direcciones lo cual debe tenerse en cuenta en el desarrollo de los generadores. Estas turbinas tienen un impacto menor en el medio ambiente en los ecosistemas acuáticos. El costo de sistemas de potencia de marea o de río varía dependiendo de los rasgos biológicos, geográficos y geológicos del sitio.

La operación y el mantenimiento de estas plantas es muy bajo porque no se requiere de combustible.

Existen varios tipos de configuraciones de las turbinas sumergibles:

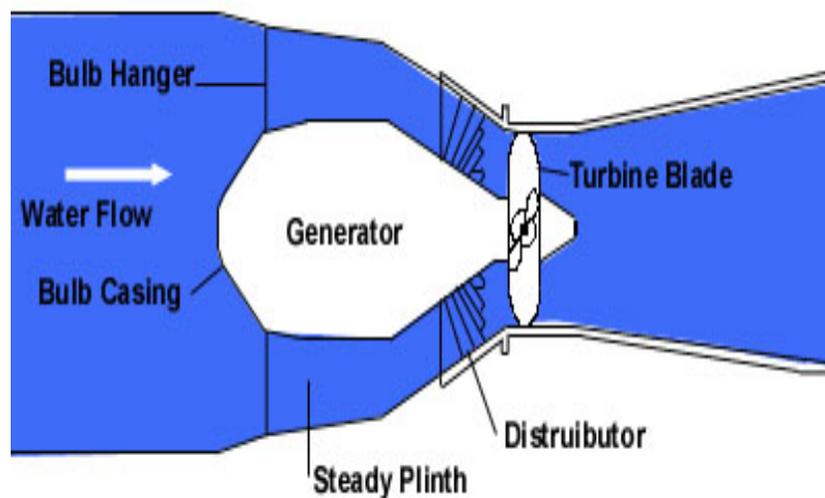


Figura 16 Turbina tipo Bombilla (Copyright Boyle, 1996)

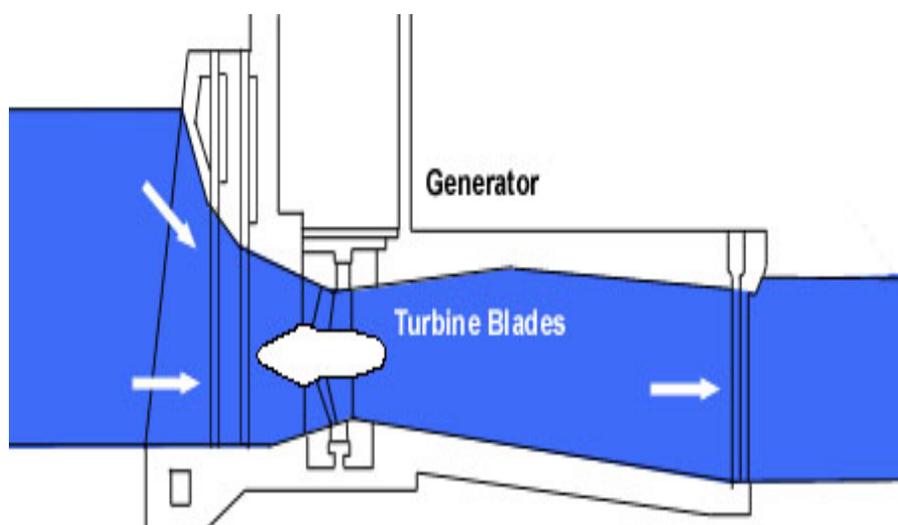


Figura 17 Turbina de Nivel (Copyright Boyle, 1996)

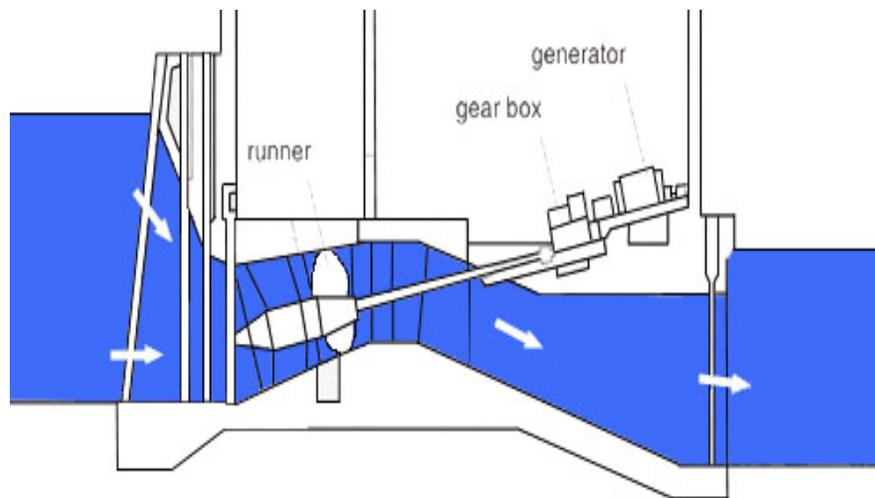


Figura 18 Turbina Tubular (Copyright Boyle, 1996)

Poco después la crisis de petróleo de los años setenta, las turbinas de marea se han vuelto realidad.

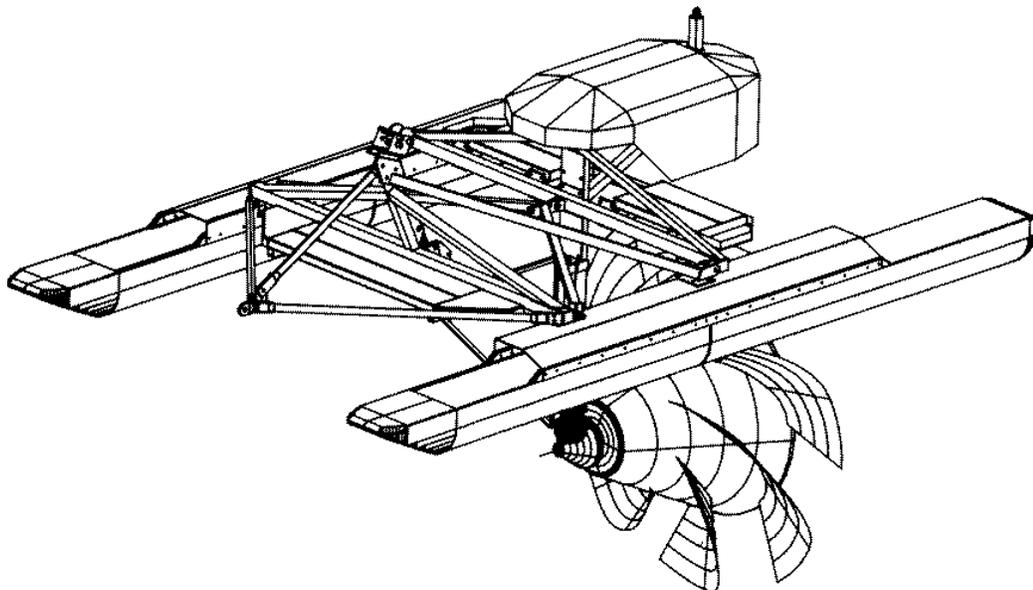


Figura 19 Turbina Flotante (Tyson)

En la siguiente figura se muestra el área típica (Zona verde) factible para extraer energía tidal (cinética) del mar por parte de una turbina sumergible de la compañía Marine Current Turbines.

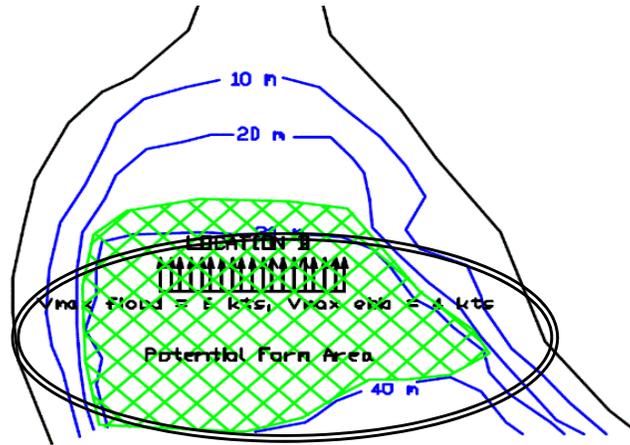


Figura 20 Zona De Factibilidad Para La Turbina

Las tecnologías vienen de principalmente dos regiones geográficas, Europa (Marine Current Turbines and Rochester Venturi) o América del Norte (Blue Energy, Clean Current y UEK).

3.2.1 Blue Energy Approach

La Turbina puede compararse en funcionamiento y rendimiento a un molino de viento.

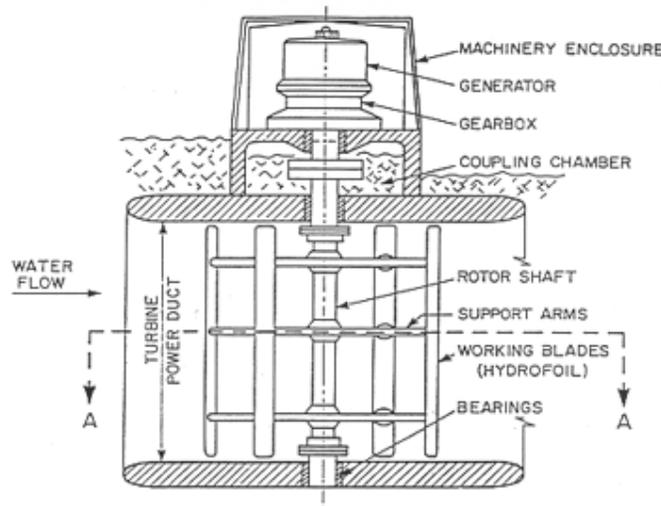


Figura 21 Turbina Blue Energy

Se conectan cuatro paletas fijas a la Turbina, a un rotor que maneja una caja de engranajes integrada ensamblada al generador. La turbina está montada en un cajón sobre el lecho, el flujo de agua pasa a través de la turbina. Las paletas emplean un principio de alzamiento hidrodinámico que causa que la turbina se mueva más rápido que la velocidad del agua circundante.

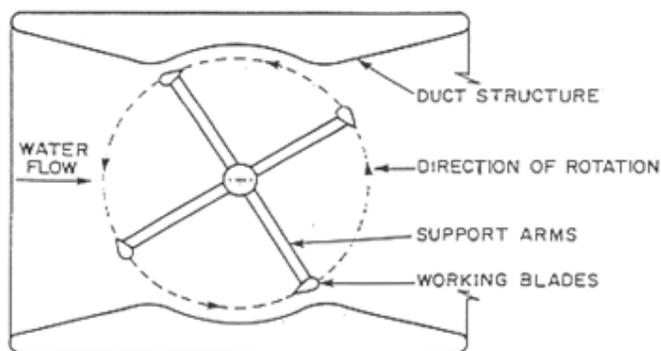


Figura 22 Rotor de la turbina Blue Energy

Las turbinas pueden usarse como unidades individuales en un río como se muestra en la figura 23.

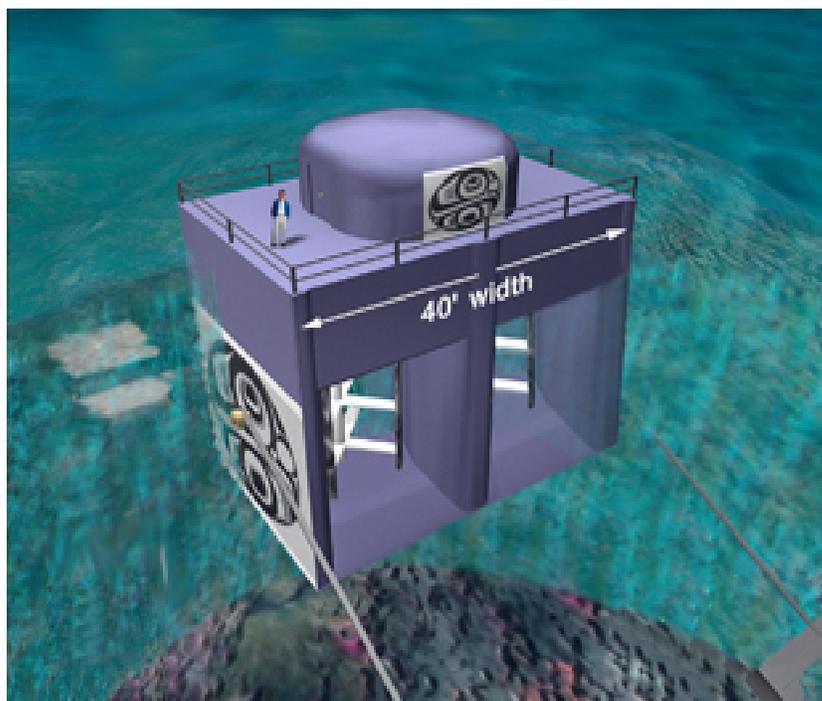


Figura 23 Unidad Blue Energy de 250 kW

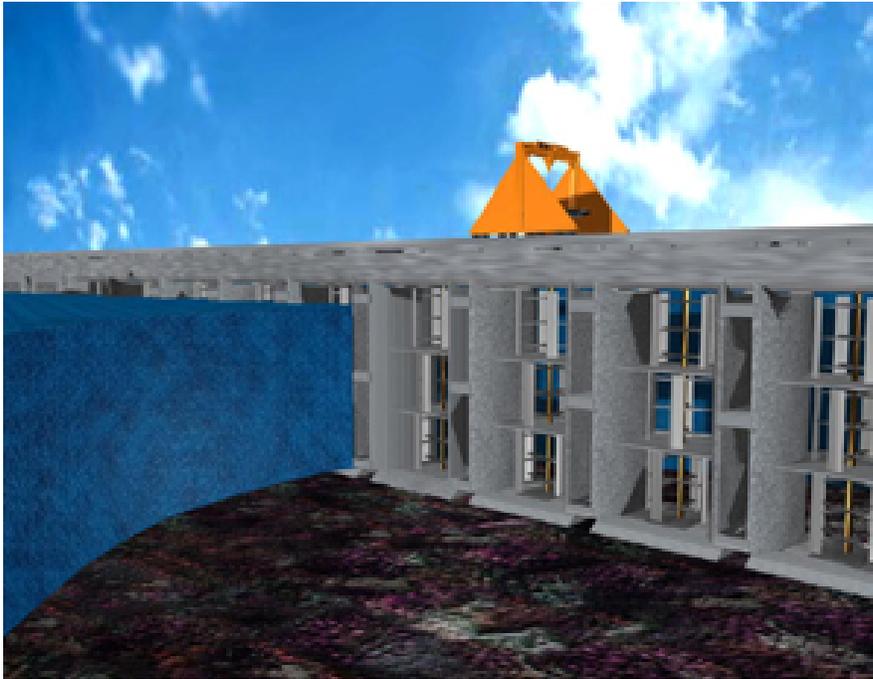


Figura 24 Grupo De Turbinas Blue Energy

3.2.2 UEK Corporation

Consiste en un turbogenerador ligero flotante autónomo que está suspendido como una cometa dentro del río o de la marea (vea Figura 25). La potencia puede ser generada con turbinas múltiples como en una granja eólica. Para un proyecto típico, cada uno de las turbinas de UEK se fija al lecho marino o del río, en una plataforma en el fondo que se puede retirar fácilmente para mantenimiento periódico, El sistema es operacional en ambas direcciones del flujo de la marea con la misma eficiencia

Las turbinas de UEK están disponibles en unidades de una fase o modelos del doble-fase o unidades gemelas.

Con la turbina de una fase, la potencia mecánica está directamente aplicada a través de una velocidad al ingresar a un generador.

En la actualidad, la máquina de UEK normalizada es de 3.0 m de altura esta turbina gemela entrega 90 kW en corrientes de 5 nudos. El sistema pesa aproximadamente 5,720 lbs sin el anclaje.



Figura 25 Turbina UEK

Tabla 16 Configuración De Las Unidades UEK

Velocidad	500 kW Nominal	1 MW Nominal
5 Nudos	Unidades Gemelas de 4-141 kW	Unidades Gemelas de 8 - 141 kW
6 Nudos	Unidades Gemelas de 3-244 kW	Unidades Gemelas de 5 - 244 kW
7 Nudos	Unidades Gemelas de 2-389 kW	Unidades Gemelas de 3 - 389 kW
8 Nudos	Unidades Gemelas de 1-577 kW	Unidades Gemelas de 2 - 577 kW
9 Nudos	Unidades Gemelas de 1-822 kW	Unidades Gemelas de 2 - 822kW
10 Nudos	Unidades Gemelas de -1128 kW	Unidades Gemelas de 1 - 1128 kW

Fuente: UEK Corporation

CAPITULO 4

4.0 ANÁLISIS TÉCNICO.

4.1 INTRODUCCIÓN

El municipio de Puerto Leguízamo al depender de la generación de energía con plantas DIESEL, representa altos costos de transporte, grandes inversiones en el combustible y el gran riesgo debido a la situación de orden público de la zona, tanto para la población como para el Estado que cubre el 90% de los costos anuales, los cuales incluyen operación, mantenimiento y la parte administrativa, esto hace que estos gastos sean grandes para Gobierno, por lo cual se propone una SOLUCION ENERGETICA SOSTENIBLE con base en la Tecnología de las Turbinas Sumergibles UEK.

Para la implementación de esta tecnología se requiere de cuatro etapas; El estudio Técnico para la implementación de la Tecnología UEK, adquisición del equipo, montaje y posteriormente la operación de este.

4.2 DETERMINACIÓN DEL SITIO

Para la determinación del sitio para el parque hídrico de turbinas sumergibles se requiere de un estudio técnico el cual esta compuesto de ciertas características mínimas:

- Perfiles de velocidad del río.
- Perfiles de profundidad.
- Plano de localización del lugar seleccionado.
- Diseño eléctrico para la interconexión del parque.
- Evaluación de la red existente en función de la tecnología UEK.

En este caso se utilizaran GPS Endeco (medidor de velocidad de agua y sonar de profundidad), existen otras formas de obtener estas mediciones como ecosondas.

De acuerdo a los datos suministrados por el IDEAM (Capítulo 2) el Río Putumayo cuenta con niveles de 16.8m y de 8 m. que cumplen los requisitos mínimos para el funcionamiento de la turbina sumergible como se ve en la siguiente figura.

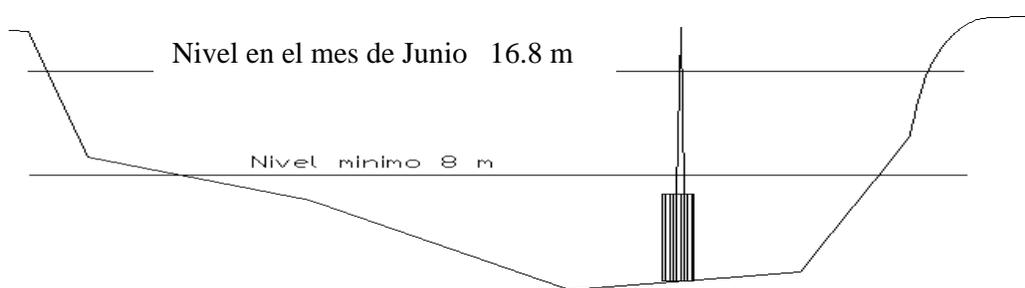


Figura 26 Lugar Ideal Para La Instalación De La Turbina En el Río Putumayo.

4.3 ASPECTO TEÓRICO DE LA TURBINA UEK

4.3.1 Características de la tecnología

UEK significa Cometa Eléctrica Subacuática (Underwater Electric Kite); esta innovación tecnológica sugiere un comportamiento similar a las cometas conocidas. La Turbina se “orienta” automáticamente para enfrentar el “mejor” caudal (Velocidad y Dirección) aprovechando eficientemente la Fuerza Cinética existente. Para lograr esto su instalación debe ser lo suficientemente “flexible” como para poder aprovechar tales cambios; esta flexibilidad define algunos elementos primordiales.

- 1) Mínimos costos de instalación (No Hay Obras Civiles)
- 2) Una gran habilidad para evitar cuerpos extraños superficiales o profundos, que pudieran impactar las turbinas.



Finalmente, respecto a la variación del canal movilizado por los cambios estacionales podemos exponer el siguiente concepto:

Las propiedades de comportamiento del flujo; o canal, en un canal abierto permiten predecir que, la velocidad del agua en el canal en cuestión permanezca constante para un nivel determinado, con respecto al lecho del canal (o río), por el principio de conservación del flujo masivo. Dicho principio establece una velocidad del agua constante, aprovechada por la Turbina, independientemente de la época estacional de altas o bajas precipitaciones. Esto sucede en aparente contradicción con la observación visual de la disminución de la corriente de agua en la superficie, que parece tener lugar al aumentar el espejo fluvial, o superficie, en la zona del canal.

4.3.2 Descripción de la alternativa

La tecnología de la turbina de cabeza cero UEK, fue desarrollada para atender lugares alejados de la red de energía, donde adicionalmente no exista CABEZA o altura DINÁMICA, que permita el aprovechamiento del recurso hídrico mediante el “represamiento y posterior conducción del caudal” para operar turbinas convencionales en configuraciones conocidas como PCHs o MCHs. Estas últimas requieren de obras de infraestructura, generan diferentes niveles de impacto ambiental, y a pesar de su alta eficiencia y bajo costo, significan, generalmente, altos costos de inversión, debidos a las obras asociadas a su instalación (Longitud de redes, Represas, Conducción del Caudal, etc.). Por el contrario, las TURBINAS DE CABEZA CERO UEK no requieren obras de infraestructura especiales y no significan impactos ambientales al entorno. Su flexibilidad y facilidad de instalación, modularidad (el “Parque Hídrico” puede crecer progresivamente, de acuerdo con las necesidades específicas del consumo).

4.3.3 Requisitos técnicas de la tecnología

VELOCIDAD DEL CAUDAL	2 m/s (metros por segundo)
PROFUNDIDAD DEL CANAL:	3.5 m (metros de profundidad)

Como ya se vio el Río Putumayo, dependiendo del tramo o zona seleccionada, cumple con las exigencias de niveles y caudales mínimas en todas las épocas del año. El diseño determinará la localización exacta del “Parque Hídrico”. De acuerdo con las primeras evaluaciones documentales realizadas (Fuente Ideam)⁵, el río Putumayo ofrece mejores condiciones preliminares.

4.3.4 Potencia

La Turbina típica UEK, Standard, produce entre 33 KW, a 2 m/s, y 90 KW, a 3 m/s y es controlada por medio de un control de sincronización cuando la carga varía $\pm 10\%$. La velocidad del caudal determina su potencia real. Este tipo de turbinas tiene una eficiencia aproximada de 57.1%. Existe una versión de “Baja Velocidad” que cambia notoriamente la configuración o “ángulo de Ataque” de sus aspas, para ofrecer mayor eficiencia en bajas velocidades. El generador que se emplea en esta tecnología es UEK.

Para el parque hídrico en el municipio de Puerto Leguízamo se utilizará 10 turbinas gemelas de 90 KW las cuales describiremos en las siguientes figuras:

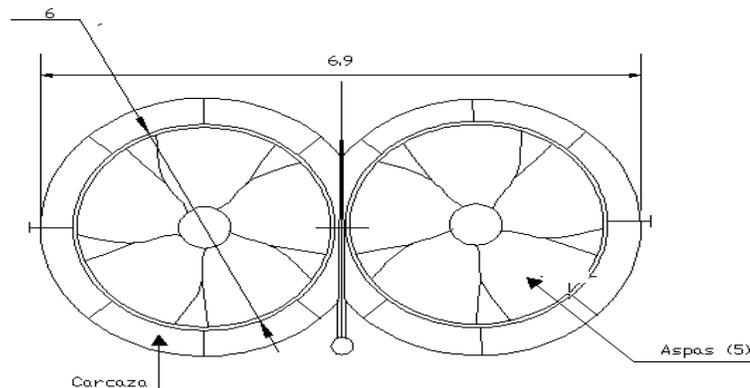


Figura 27 Turbina UEK Perfil (a)

⁵ Datos HIMAT actualmente IDEAM, se describen las características de esta zona en la página 38

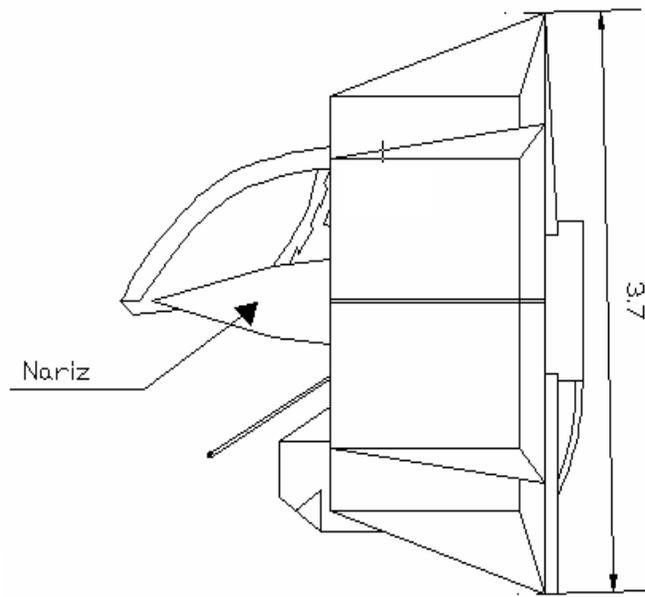


Figura 28 Turbina UEK Perfil (b)

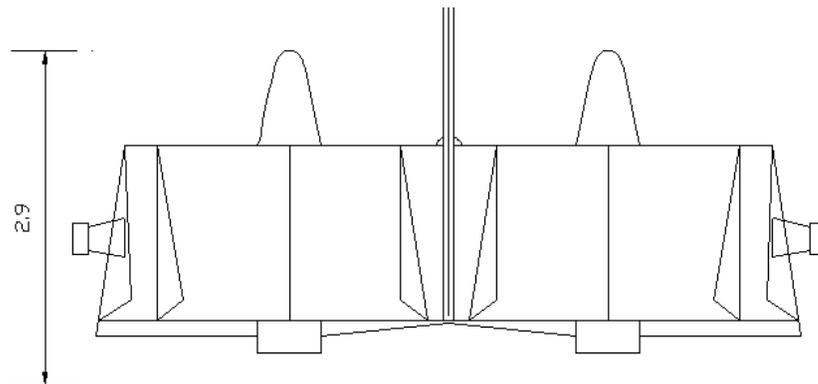


Figura 29 Turbina UEK Perfil (c)



Figura 30 Turbina UEK



Figura 31 Turbina UEK Unidad Gemela



Figura 32 Turbina UEK Instalación De Cables De Interconexión

4.3.5 Instalación.

Cada Turbina es soportada por un ancla especial al lecho del río. La “cuerda de la Cometa” o cable guía, mantiene la turbina en posición a una distancia previamente determinada, dependiendo de las condiciones particulares del caudal. La turbina se mantiene flotando mediante un par de tanques. Dependiendo de la potencia total requerida, y de la velocidad del caudal encontrada, se instala un número determinado de Turbinas para producir la energía esperada; la instalación considerará todos los aspectos y exigencias técnicas, distancia, sistema de anclaje, conexión, etc. Para el desarrollo del Parque Hídrico.

Debido a su gran tamaño para su instalación requiere de grúas para su traslado.

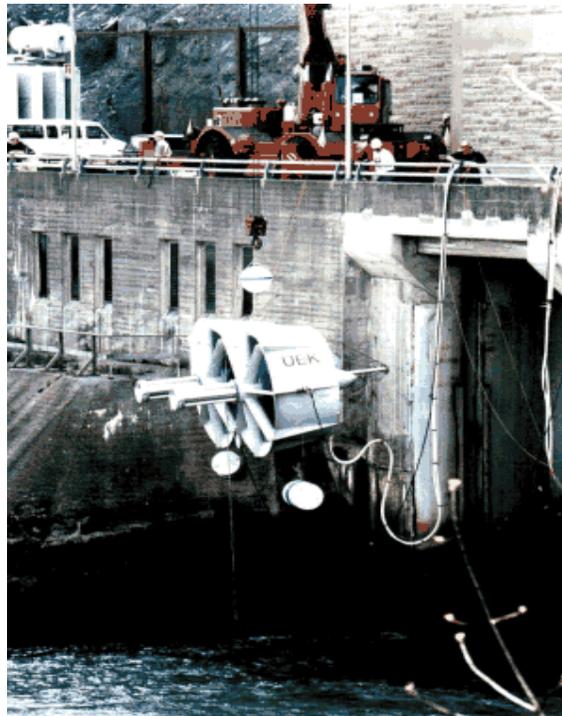


Figura 33 Turbina UEK Instalación 1



Figura 34 Turbina UEK Instalación 2



Figura 35 Turbina UEK Instalación 3

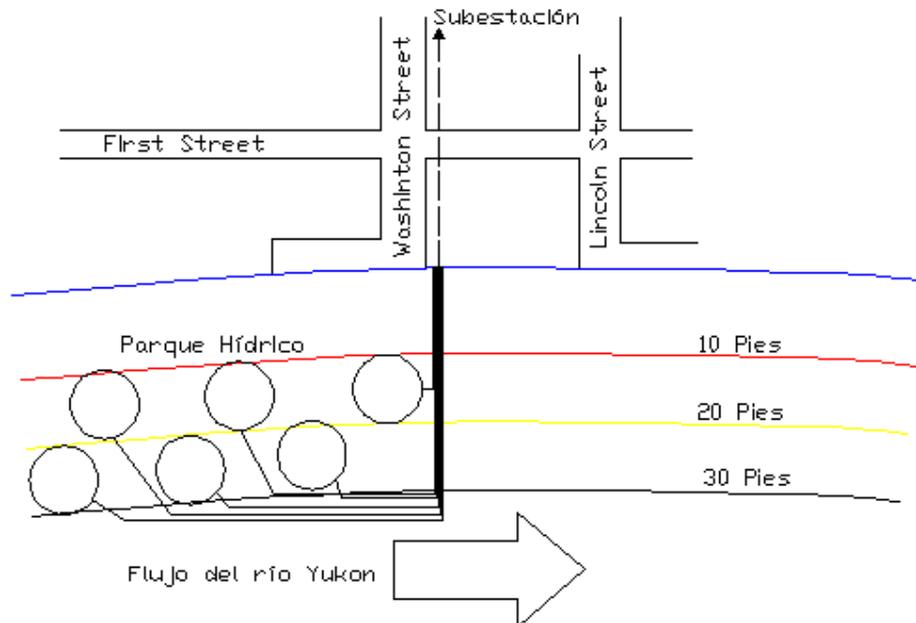


Figura 36 Turbina UEK Ubicación de las turbinas en Alaska



Figura 37 Turbina UEK Interconexión Con La Subestación (a).

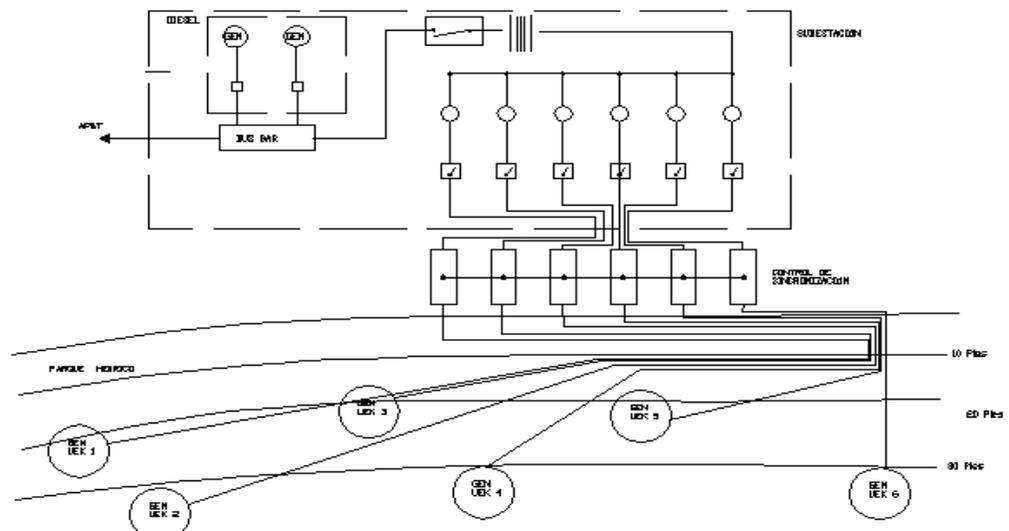


Figura 38 Turbina UEK Interconexión Con La Subestación (b).

Existen dos formas de instalar la turbina en un río: la primera es por medio de tanque de flotación y la segunda es anclando la turbina directamente en el lecho del río.

1. Por tanque de flotación:

Esta se realiza con la ayuda de un compresor que permite que la turbina flote a diferente nivel en el río, lo cual permite que esta se pueda ubicar en

un lugar óptimo para que el caudal sea aprovechado de una mejor manera, la plataforma que soporta a la turbina esta sujeta por unos cables a un par de anclas tipo almirantazgo para que esta quede fija en un lugar definido. Para proteger la turbina contra basuras y cuerpos extraños se emplea una pantalla deflectora la cual desvía esta tipo de cuerpos que pueden dañar la turbina.

En las Figuras 39, 40, 41,42 y 43 se muestra los diferentes perfiles del método de flotación diseñado por ACQUIRE LTDA representante de UEK en Colombia.

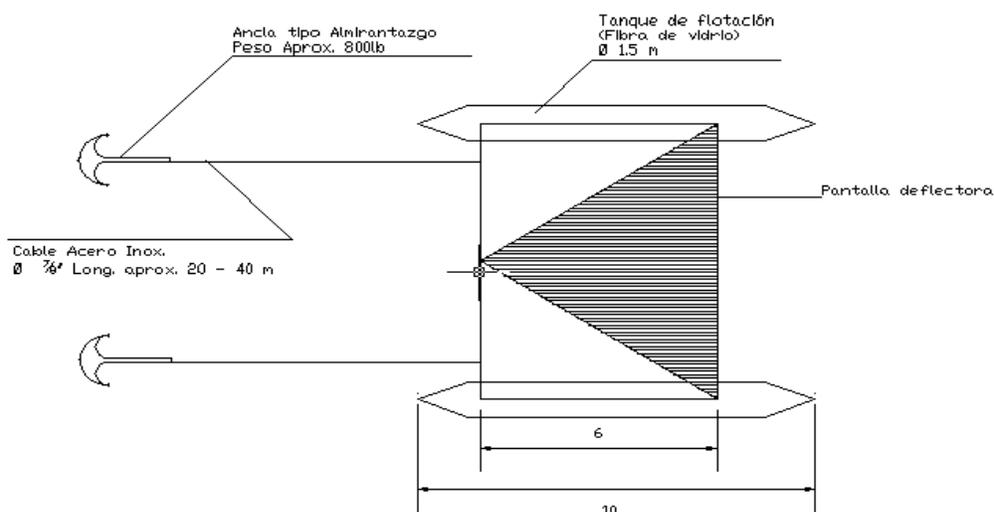


Figura 39 Turbina UEK Anclaje Almirantazgo, Tanque De Flotación y Pantalla Deflectora.

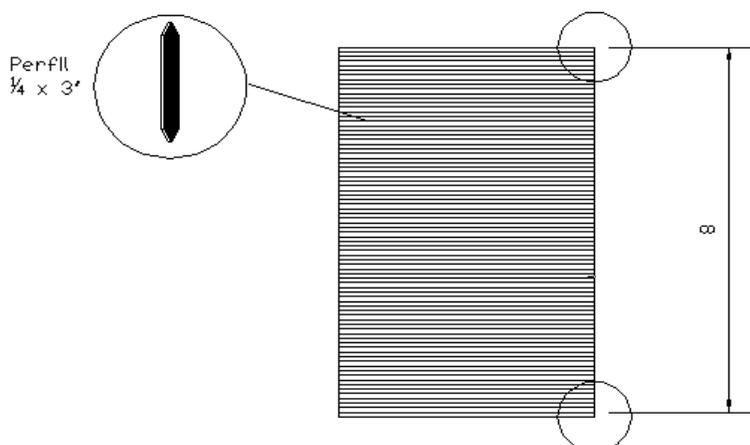


Figura 40 Turbina UEK Pantalla Deflectora y Tanques De Flotación

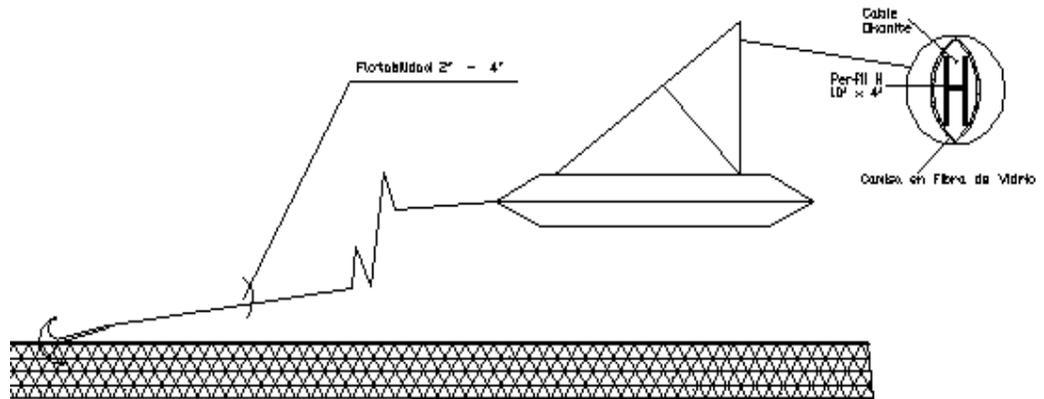


Figura 41 Turbina UEK Anclaje Al Lecho Del Río De La Plataforma.

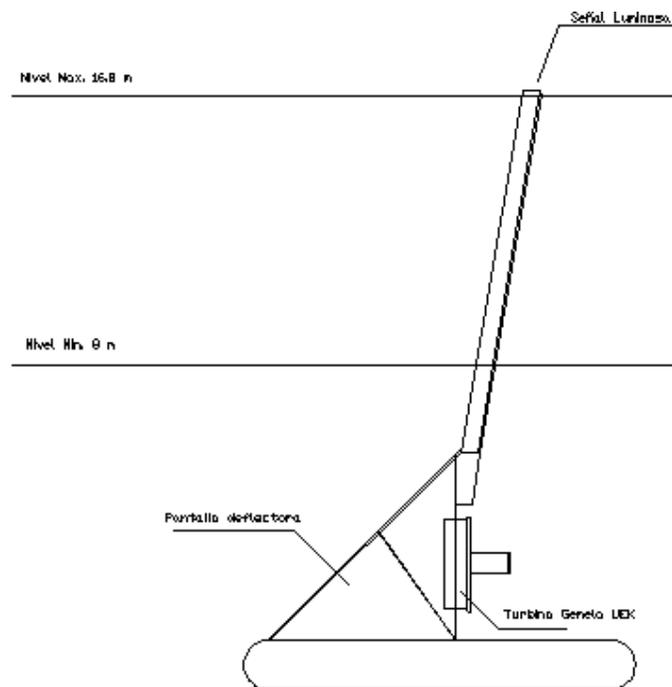


Figura 42 Turbina UEK Diferentes Niveles De Un Río Y Señal Luminosa.

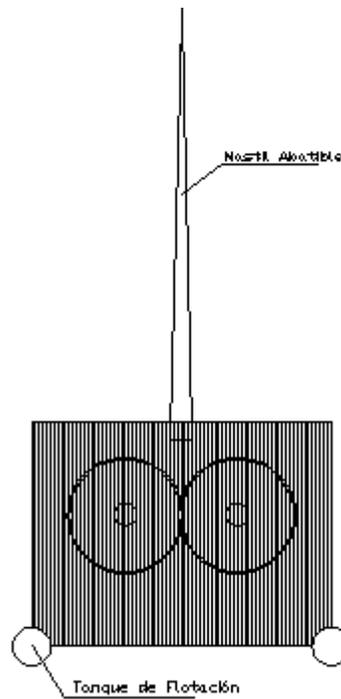


Figura 43 Turbina UEK Pantalla Deflectora

2. Por anclaje directo al Lecho en el río:

Esta forma de instalación se realizó en el Río Yukon en Alaska; consiste en fijar directamente la turbina en el lecho del río como se ve en la siguiente figura.

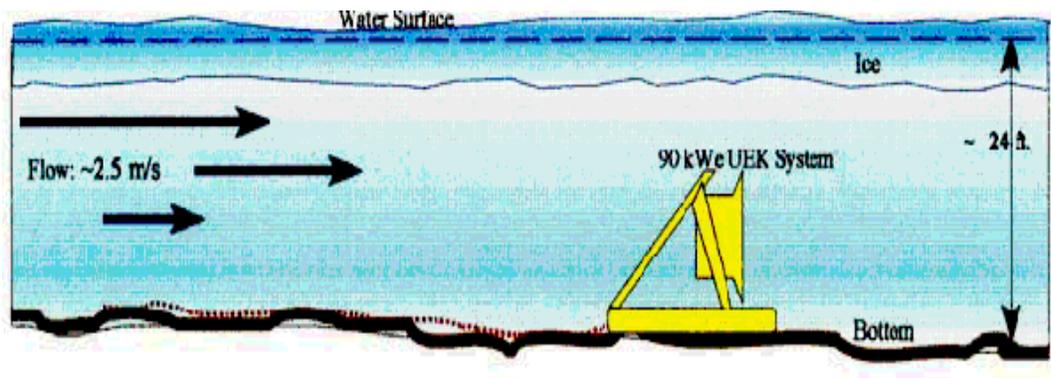


Figura 44 Turbina UEK En El Lecho Del Río Yukon (Alaska) Perfil (a)

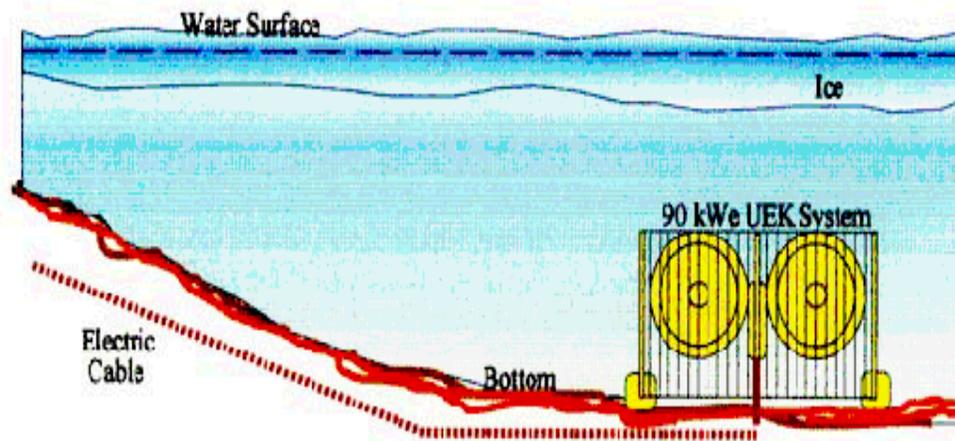


Figura 45 Turbina UEK En El Lecho Del Río Yukon (Alaska) Perfil (b)

4.3.6 Operación y mantenimiento

La tecnología es de fácil operación y mantenimiento; el personal capacitado para el proceso, durante la etapa de implementación del Parque, podrá asumir todas las actividades necesarias para su normal funcionamiento. Adicionalmente y de acuerdo con las condiciones locales, se podrá realizar un contrato de operación y mantenimiento (O/M) que garantice todas las variaciones involucradas en su operación, reparación, reemplazo o cualquier otra condición requerida. Se requieren de un mantenimiento anual el cual consiste básicamente en la limpieza de cada unidad y retoque de soldadura y pintura, el mantenimiento es flexible ya que no requiere sacar la totalidad del parque, solo se saca de servicio a la unidad que requiere mantenimiento: esta flexibilidad la permite el diseño del parque.

4.3.7 Monitoreo

La operación de las turbinas es “monitoreada” por medio de cámaras directamente y también vía Satélite, mediante un programa similar al utilizado en los Parques Eólicos; su temperatura, eficiencia, producción, y desempeño general, pueden ser visualizado; y registrados instantáneamente, tanto desde la empresa local de energía, como desde cualquier otro lugar geográfico.

CAPITULO 5

5. ANÁLISIS ECONÓMICO.

5.1 INTRODUCCION.

En el plan de desarrollo del departamento del Putumayo y el Plan Colombia tienen como prioridad la electrificación de los municipios no interconectados al **SIN**. Sin embargo Puerto Leguízamo por estar tan alejado hace que los costos y el impacto ambiental de las redes de transmisión sean altos de acuerdo con las evaluaciones realizadas por el IPSE; además del mantenimiento de una red de aproximadamente de 100 Km. haría difícil que sea sostenible.

Las alternativas propuestas son:

- a) **Autónoma:** Turbinas de Cabeza Cero.
- b) **Probable:** Planta DIESEL operando 24 horas
- c) **Híbrida:** Turbina UEK – DIESEL

La energía es motor del desarrollo económico y social de una comunidad; al evaluar las alternativas energéticas se puede determinar una solución eficiente y sostenible.

5.2 COSTOS DEL SISTEMA DE TURBINAS SUMERGIBLES UEK

Los costos de generación de la tecnología UEK se pueden analizar en diferentes escenarios. Para el inversionista los costos privados que se analizan son los directamente soportados por éste, como los costos de inversión y de explotación entre otros, pero si la inversión es de tipo público (social) entran otros valores que se deben tener en cuenta para la rentabilidad de la inversión los ahorros energéticos y los costos y beneficios ambientales que se pueden obtener para la comunidad.

5.2.1 Costos privados

En este tipo de tecnologías se destacan los costos de inversión y de explotación de los recursos que benefician a una comunidad.

5.2.2.1 Costos de inversión

El costo de inversión incluye el estudio técnico para la implementación de la Tecnología UEK, el suministro, traslado y montaje de la planta UEK, como se especifica a continuación. Se utilizará una **TRM de \$ 2.689,85** al 30 de Junio de 2004.

El costo total para la implementación de la tecnología UEK se describe a continuación en tres fases las cuales muestran de manera detallada cada componente para cada fase. Estos costos no incluyen la distribución del servicio de energía en la población

A continuación se describen cada una de las fases y su costo en pesos Colombianos y en US\$ (Dólares).

Tabla 17 Resumen De Las Fases y Sus Costos

Fase	ACTIVIDAD	TOTAL US\$	TOTAL PESOS COL.
1	ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TURBINAS UEK Ver Tabla 18	\$19.770	\$ 53.376.000
2	SUMINISTRO APORTACIÓN Y TRASLADO DE LA PLANTA UEK Ver Tabla 19	\$ 4.517.482	\$ 12.529.478.483
3	MONTAJE DE LA PLANTA UEK Ver Tabla 20	\$ 67.625	\$ 182.577.168
COSTO TOTAL		\$ 4.604.877	\$ 12.765.431.650

Primera fase

Consta de los estudios hidrológicos en los lugares de mayor factibilidad de mínima velocidad y profundidad. A demás se realizan estudios técnicos con la red eléctrica existente de la población para diseñar una óptima interconexión con el futuro parque hídrico de turbinas UKE, esta fase se muestra en la tabla 18 con cada uno de sus componentes.

Segunda fase

La segunda fase contempla la adquisición de los equipos (importación, fletes e impuestos) la exención del IVA (impuesto de Valor Agregado) para maquinaria o equipo como lo estipula la Ley 223 del 20 de Diciembre de 1995 la cual se encuentra mas detallada en el capítulo 7. Se describen los costos por el traslado de los equipos de USA a Puerto Leguízamo; este traslado es posible en avión de carga ya que debido a la modularidad de esta turbina se puede transportar por partes en guacales, la importación se realizaría por Interworld Ltda. y en el país por Aerocharter Carga Ltda. estas empresas trasladan la turbina de acuerdo a su peso el cual es de 10.233 Kgs. por cada unidad gemela Esta información se detalla en los anexos 2(a) y 2(b), esta fase se muestra en la tabla 19 con cada uno de sus componentes.

Tercera fase

En la tercera fase se realiza el montaje de cada turbina en esta fase se tiene en cuenta el alquiler de equipos y la mano de obra calificada que se debe tener en cuenta para el desarrollo de esta solución energética, esta fase se muestra en la tabla 20 con cada uno de sus componentes.

Tabla 18 Descripción De La Fase 1

ESTUDIO HIDROLÓGICO	SELECCIÓN DEL SITIO: Sitio donde se hará el estudio hidrológico para el desarrollo del parque de Generación	Cant	Unid.	Valor	Total
		1	Días	\$ 232.000	\$ 232.000
ESTUDIO HIDROLÓGICO	SELECCIÓN DEL SITIO: Alquiler Lanchas	1	Días	\$ 232.000	\$ 232.000
ESTUDIO HIDROLÓGICO	Alquiler Lancha	6	Días	\$ 232.000	\$ 1.392.000
ESTUDIO HIDROLÓGICO	ALQUILER DE EQUIPOS, GPS Endeco (medidor de velocidad de agua y sonar de profundidad.	6	Días	\$ 179.000	\$ 1.074.000
ESTUDIO HIDROLÓGICO	Mediciones en el sitio UEK	6	Días	\$ 290.000	\$ 1.740.000
ESTUDIO HIDROLÓGICO	Mediciones en el sitio 1 profesional	6	Días	\$ 232.000	\$ 1.392.000
Análisis de la red Eléctrica y del Sistema DIESEL	Análisis para el diseño con la información recolectada (UEK)	4	Horas	\$ 464.000	\$ 1.856.000
Viajes UEK Internacionales	Funcionario para analizar Información	1	Viaje	\$ 4.392.000	\$ 4.392.000
Viajes Nacionales	Funcionario UEK y un ingeniero para realizar Estudios en Pto. Leguizamo	2	Viaje	\$ 1.507.000	\$ 3.014.000
Coordinación y Admón.	Comunicaciones locales e internacionales	30	Horas	\$ 58.000	\$ 1.740.000
Coordinación y Admón.	Papelería, correo, fotocopias	60	Horas	\$ 58.000	\$ 3.480.000
Coordinación y Admón.	Preparación del informe del Proyecto	48	Horas	\$ 58.000	\$ 2.784.000
Coordinación y Admón.	Oficina, servicios, apoyo secretarial	48	Horas	\$ 70.000	\$ 3.360.000
Impuestos	I.V.A	16%			\$ 26.688.000
TOTAL					\$ 53.376.000

Fuente: ACQUAIRE LTDA

Tabla 19 Descripción Fase 2

SUMINISTRO IMPORTACIÓN Y TRASLADO DE LA TURBINA		Unid.	VALOR
TURBINA NODRIZA UEK ANEXO 2 (a)	Adquisición de bienes	1	\$ 733.357.808
Fletes EE.UU.- Pto. Leguízamo ANEXO 2 (b)	Adquisición de bienes	1	\$ 314.880.255
Interventoría Técnica 6%	Costos complementarios	1	\$ 62.894.282
Interventoría administrativa 4%	Costos complementarios	1	\$ 41.929.521
Gravamen	Costos complementarios	1	\$ 99.886.012
TOTAL			\$ 12.529.478.483

Fuente: ACQUAIRE LTDA

Tabla 20 Descripción Fase 3

MONTAJE DE LA PLANTA UEK		Cant.	VALOR
Estudio de suelos ANEXO 3 (e)	Obra Física	3	\$ 11.136.000
Alquiler equipo estudio de suelos ANEXO 1 (f)	Obra Física	3	\$ 19.892.000
Adecuaciones físicas ANEXO 1 (a)	Obra Física	1	\$ 2.218.600
Trabajos eléctricos ANEXO 1 (b)	Obra Física	1	\$ 21.648.520
Pólizas ANEXO 3 (b)	Adquisición de bienes	1	\$ 14.041.775
Compresor ANEXO 1 (c)	Adquisición de bienes	1	\$ 5.677.356
Equipos auxiliares ANEXO 1 (e)	Adquisición de bienes	1	\$ 11.968.000
Alquiler equipos montaje ANEXO 1(g)	Costos complementarios	1	\$ 5.104.000
Video- Control ANEXO 1 (d)	Costos complementarios	1	\$ 7.070.244
Ensamble ANEXO 3 (d)	Ingeniería	1	\$ 10.161.600
Montaje ANEXO 3 (d)	Ingeniería	1	\$ 6.774.400
Viajes Internacionales ANEXO 3 (c)	Costos complementarios	3	\$ 9.697.284
Viajes Pto. Leguízamo ANEXO 3 (c)	Costos complementarios	7	\$ 3.654.000
Gastos contrato ANEXO 3 (a)	Costos complementarios	1	\$ 14.041.775
Inertventoría técnica 6%	Costos complementarios	1	\$ 8.585.133
Interventoría administrativa 4%	Costos complementarios	1	\$ 5.723.422
IVA 16 %	Costos complementarios	1	\$ 25.183.058
TOTAL			\$ 182.577.168

Fuente: ACQUAIRE LTDA

5.3 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Al incurrir en una inversión lo que se desea a determinado tiempo es que los beneficios que se obtienen cubren el gasto que se hizo y queden utilidades.

Es así como podemos modelizar una inversión por medio de la figura 34 donde C_i y $P_1, P_2, P_3 \dots P_n$ representan los flujos de fondos para cada periodo.

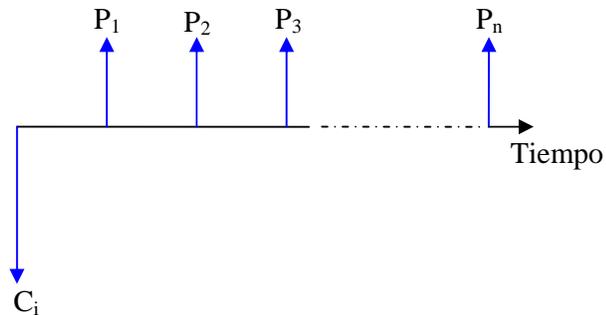


Figura 46 Flujo de caja

Para determinar la factibilidad de esta inversión, se utilizó el método del valor presente o actualización del flujo de fondos y para medir la rentabilidad de la misma se aplicaron los conceptos de Valor Presente Neto (VAN) y de Tasa Interna de Retorno (TIR).

Se analizará este proyecto, mediante la aplicación de los métodos **VAN y TIR** mencionados anteriormente.

Valor Actual Neto (VAN):

El valor presente neto de un proyecto de inversión es su valor medido en dinero de hoy, expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en pesos actuales, de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.



Mediante este método se actualizan los flujos de fondos con el fin de hallar su valor actual, en el momento de la inversión, que si es positivo indicará que el proyecto presenta un rendimiento más elevado que el costo de capital necesario para llevarlo a cabo. Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = C_i \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1+i)^t}$$

Donde:

C_i representa el movimiento de caja al comienzo del período de la inversión.

F_{ct} los subsiguientes flujos de capital o de caja para cada período t.

n la vida útil de la inversión.

r la rentabilidad interna o TIR.

5.3.1 Análisis financiero de cada alternativa

Se consulto con ACQUAIRE ECOPRODUCTOS, para obtener los datos sobre el costo de los equipos ya que esta empresa ha realizado proyectos de soluciones energéticas en Colombia.

Este tipo de proyectos debido a su alto costo es mas factible que sea financiado por el gobierno ya que debido a la gran inversión es poco atractivo para inversionistas privados y por ello seria más el beneficio social en la reducción de las tarifas y una mejora en la calidad y la continuidad del servicio para esta zona.

En la tabla 21 se expresan los costos por operación y mantenimiento del sistema actual y de las tres las tres alternativas propuestas para la solución del suministro de energía a Puerto Leguizamo. Los costos suministrados para cada tipo de alternativa fueron obtenidos a partir de proyectos realizados por la UPME el IPSE y ACQUAIRE en este tipo de zonas con tecnologías como Eólica y Solar para solucionar problemas de abastecimiento de energía por parte de grupos electrógenos en zonas alejadas del **SIN**.

Tabla 21 Gastos Operacionales

DETALLES DE GASTOS OPERACIONALES		DIESEL		UEK	Año HIBRIDO UEK - DIESEL	
ESCENARIOS		ACTUAL 8 Hrs / Día	24 Hrs / Día	100 % UEK	Año HIBRIDO UEK - DIESEL	
		\$3.800 /Galón	\$3.800 /Galón		100 % UEK	8 Horas DIESEL \$ 3.800 / Gal.
GENERACIÓN DE ENERGÍA - KW	SISTEMA UEK (KW)			900	900	800
	DIESEL (KW)	1.200	1.200			

1. GASTOS ADMINISTRATIVOS

1. ADMINISTRACIÓN	Administración \$ / Año	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650
	TOTAL ADMINISTRACIÓN	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650	\$ 55.611.650

2. COSTOS OPERACIONALES

2.1 COMBUSTIBLES	\$ / Galón	\$ 3.800	\$ 3.800			\$ 3.800
	Galones / Hora	68	68			52
	HORAS / DIA	8	24	24	24	12
	FACTORA DE OPERACIÓN	1	1	1	1	0,333
	\$ Costo anual	\$ 754.528.000	\$ 2.263.584.000	\$ 0	\$ 0	\$ 288.496.000
2.2 ACEITE	\$ / Galón	\$ 18.500	\$ 18.500	\$ 0	\$ 0	\$ 18.500
	Galones / Mes	83	249	0	0	28
	\$ Costo Anual	\$ 18.426.000	\$ 55.278.000	\$ 0	\$ 0	\$ 6.216.000
2,3 FILTROS	\$ / Año	\$ 7.415.000	\$ 26.694.000			\$ 1.648.000
2.4 PERSONAL	\$ / Año (3 operarios y mecánico)	\$ 60.130.000	\$ 216.469.000	\$ 109.123.000	\$ 109.123.000	\$ 109.123.000
TOTAL COSTOS OPERATIVOS		\$ 840.499.000	\$ 2.562.025.000	\$ 109.123.000	\$ 109.123.000	\$ 405.483.000

Continuación

3.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Repuestos \$ / Año	\$ 142.969.772	\$ 514.691.179	\$ 233.827.529	\$ 233.827.529	\$ 314.384.526
	Mantenimiento General y M.O.	\$0	\$ 0	\$ 266.137.400	\$ 266.137.400	\$ 281.956.850
	Horas trabajadas / Año	2.920	8.760	8.760	8.760	8.760
	Provisión Anual Overhaul	\$ 147.496.400	\$ 420.387.040	\$ 116.913.764	\$ 116.913.764	\$ 127.486.439
TOTAL COSTOS MANTENIMIENTO		\$ 290.466.172	\$ 935.078.219	\$ 616.875.693	\$ 616.875.693	\$ 723.827.815

ENERGÍA / AÑO	TOTAL GASTOS OPERACIONALES / AÑO	\$ 1.186.576.822	\$ 3.552.714.869	\$ 781.613.343	\$ 781.613.343	\$1.184.922.465
	KWH / AÑO	3.504.000	10.512.000	7.884.000	7.884.000	3.504.000
	COSTO GENERACIÓN : \$ / KWH	\$ 339	\$ 338	\$ 99	\$ 219	

Fuente: ACQUAIRE LTDA



En el **ANEXO 4** se presenta la diferencia en pesos entre las dos alternativas este valor es lo que sería subsidiado por el gobierno por generar a partir de plantas DIESEL.

En la siguiente tabla se muestra el consumo típico de el total de usuarios y el consumo promedio de cada uno para 20 años con un crecimiento vegetativo del 3% anual.

Tabla 22 Consumo Promedio En KW

AÑOS	USUARIOS	POTENCIA REQUERIDA / USUARIO 0,9 KW	Consumo Pto. Leguiz. / año kW	Potencia usuario/año KW	Potencia usuario/mes KW
2004	1.692	1.523	2.576.578	1.523	127
2005	1.743	1.568	2.733.491	1.568	131
2006	1.795	1.616	2.899.961	1.616	135
2007	1.849	1.664	3.076.568	1.664	139
2008	1.904	1.714	3.263.931	1.714	143
2009	1.961	1.765	3.462.705	1.765	147
2010	2.020	1.818	3.673.584	1.818	152
2011	2.081	1.873	3.897.305	1.873	156
2012	2.143	1.929	4.134.651	1.929	161
2013	2.208	1.987	4.386.451	1.987	166
2014	2.274	2.047	4.653.586	2.047	171
2015	2.342	2.108	4.936.989	2.108	176
2016	2.412	2.171	5.237.652	2.171	181
2017	2.485	2.236	5.556.625	2.236	186
2018	2.559	2.303	5.895.023	2.303	192
2019	2.636	2.372	6.254.030	2.372	198
2020	2.715	2.444	6.634.901	2.444	204
2021	2.797	2.517	7.038.966	2.517	210
2022	2.881	2.592	7.467.639	2.592	216
2023	2.967	2.670	7.922.418	2.670	223
2024	3.056	2.750	8.404.894	2.750	229
2025	3.148	2.833	8.916.752	2.833	236

Fuente: EMPULEG



Para el flujo de las alternativas se tomo una inversión inicial (C_i) de \$ 12.765.431.650 para la alternativa uno turbina UEK y para la alternativa tres UEK- DIESEL. Para la alternativa de generación de 24 horas de DIESEL y la situación actual de 8 horas no se tomo inversión inicial.

Para las turbinas UEK los costos de mantenimiento a través de la vida útil de esta turbina (20 años) se reducen en un 11% debido que disminuyen las probabilidades de repuestos y la mayor parte de costos los generan el mantenimiento anual y la operación de esta. Se tomo un incremento del 10% anual en las tarifas de las dos tecnologías, la tasa de interés de oportunidad (**TIO**) que se emplea es de 9%⁶ que es establecida por la CREG y es utilizada por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IPSE para proyectos que son financiados por el Estado.

Los flujos de egresos de las alternativas se desglosan en el **ANEXO 5** donde se presentan los costos de operación y mantenimiento para veinte (20) años y el **ANEXO 6** el consumo de la población en \$ kW-h/año para veinte (20) años, y según el artículo 116 de la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo, reglamentado por la CREG 108 de 2003, se establece que para los estratos bajos (1 y 2) se debe garantizar que las tarifas no crezcan por encima de la inflación, y conforme con a la proyección de la Superintendencia de Servicios Públicos⁷ para la región del Bajo Putumayo la tarifa es de \$ 289,59 KW-H la cual es una tarifa residencial y empleamos en este trabajo para calcular los ingresos para cada una de las alternativas.

⁶ **RESOLUCIÓN CREGNo.103 del 13 NOV. 2003** Por la cual se aprueban la tasa de descuento y el perfil de pagos para evaluar las convocatorias.

⁷ Informe proyección del costo unitario de prestación del servicio 2004 Dirección Técnico de Gestión de Energía, ver ANEXO 7



5.3.2 Flujogramas de costos de las alternativas.

1. Situación Actual Costos de Generación DIESEL 8 Horas

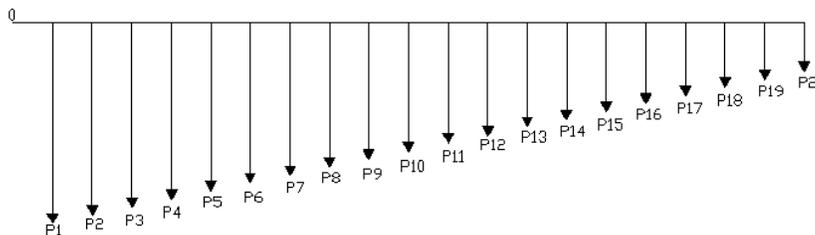


Figura 47 Flujo De Caja De Los Costos Para El Estado Actual

2. Alternativa 1: Costos de Generación de UEK 24 Horas

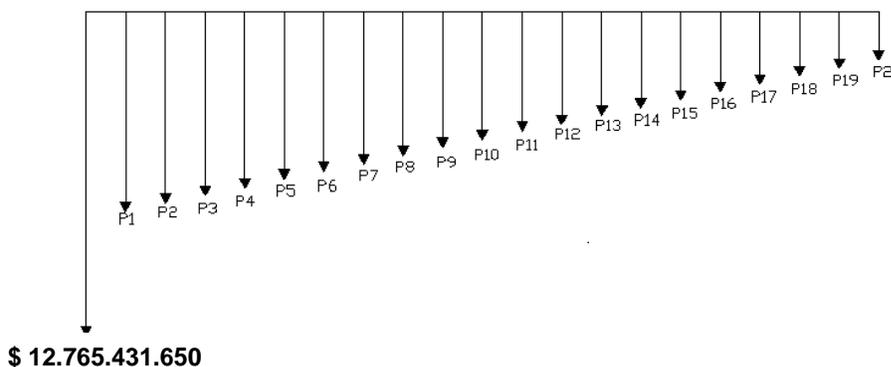


Figura 48 Flujo De Caja De Los Costos Para La Turbina UEK

3. Alternativa 2: Costos de Generación

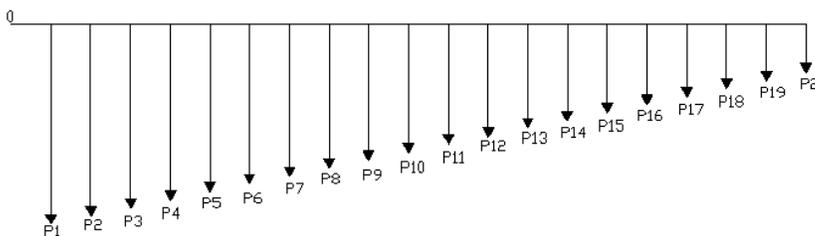


Figura 49 Flujo de caja de los costos para Generación DIESEL 24 Horas



4. Alternativa 3: Costos de Generación UEK - DIESEL

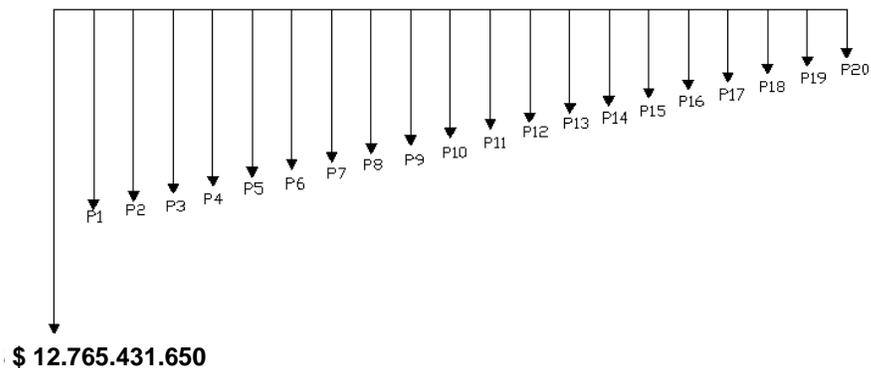


Figura 50 Flujo De Caja De Los Costos Para Generación DIESEL-UEK

5.3.3 Flujogramas de beneficios de las alternativas.

1. Situación Actual de los Beneficios de Generación DIESEL 8 Horas

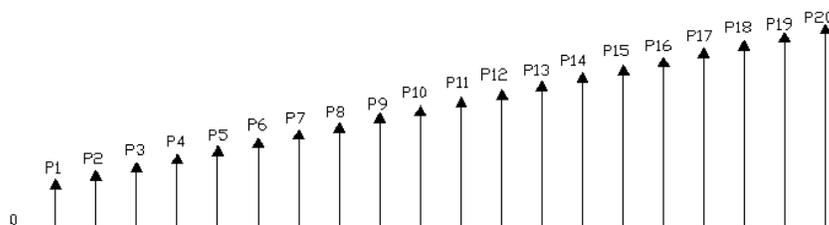


Figura 51 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación DIESEL 24 Horas

2. Alternativa 1: Beneficios de Generación de UEK 24 Horas

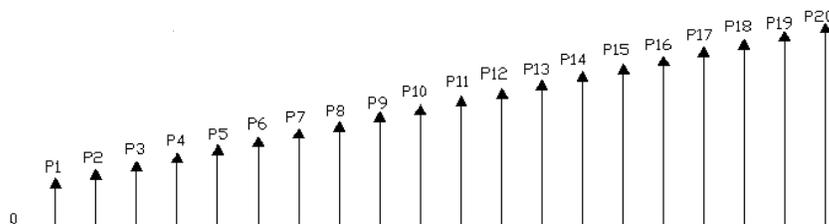


Figura 52 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación UEK

3. Alternativa 2: Beneficios de Generación de DIESEL 24 Horas

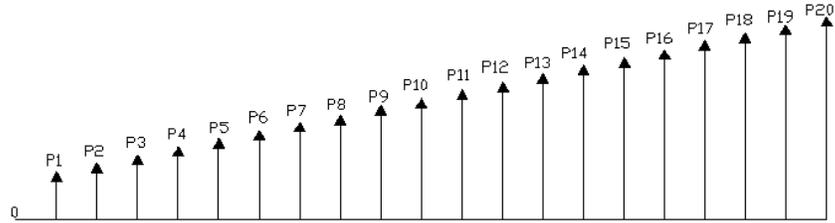


Figura 53 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación DIESEL 24 Horas

4. Alternativa 3: Beneficios de Generación de UEK – DIESEL

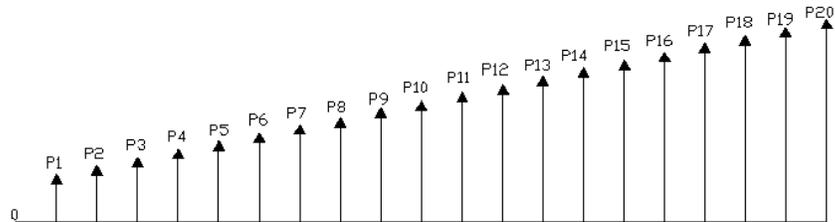


Figura 54 Flujo De Caja De Los Beneficios Para Generación UEK - DIESEL

5.3.4 Flujo final para la situación actual y cada una de las alternativas.

El flujo final para cada una de las alternativas se presenta a continuación en la tabla 23, en donde se expresa en cada año los ingresos y egresos totales de cada una de las alternativas que se plantean.



Tabla 23 Flujo Final De La Situación Actual y Cada Una De Las Alternativas

AÑOS	DISEL 8 H	UEK	DIESEL 24 H	UEK-DIESEL
0	\$ 0	\$ -12.765.431.650	\$ 0	\$ -12.765.431.650
1	\$ -945.015.539	\$ -56.929.494	\$ -2.828.031.020	\$ -1.241.851.959
2	\$ -786.019.538	\$ 72.683.209	\$ -2.351.744.577	\$ -993.747.010
3	\$ -632.153.210	\$ 298.938.168	\$ -1.890.776.995	\$ -660.849.029
4	\$ -481.105.116	\$ 539.422.508	\$ -1.438.200.978	\$ -324.385.969
5	\$ -330.494.637	\$ 799.103.215	\$ -986.880.978	\$ 21.675.586
6	\$ -177.828.737	\$ 1.083.491.724	\$ -529.343.570	\$ 383.806.858
7	\$ -20.454.677	\$ 1.398.766.182	\$ -57.635.656	\$ 769.049.802
8	\$ 144.492.308	\$ 1.751.910.682	\$ 436.832.462	\$ 1.185.165.940
9	\$ 320.147.519	\$ 2.150.874.683	\$ 963.462.543	\$ 1.640.804.415
10	\$ 509.982.750	\$ 2.604.756.315	\$ 1.532.666.237	\$ 2.145.693.074
11	\$ 717.881.187	\$ 3.124.013.862	\$ 2.156.089.748	\$ 2.710.856.946
12	\$ 948.222.942	\$ 3.720.710.406	\$ 2.846.870.394	\$ 3.348.869.181
13	\$ 1.205.983.188	\$ 4.408.797.384	\$ 3.619.930.977	\$ 4.074.140.281
14	\$ 1.496.845.169	\$ 5.204.443.796	\$ 4.492.318.778	\$ 4.903.252.404
15	\$ 1.827.330.707	\$ 6.126.418.856	\$ 5.483.597.065	\$ 5.855.346.603
16	\$ 2.204.951.289	\$ 7.196.537.181	\$ 6.616.298.316	\$ 6.952.572.154
17	\$ 2.638.383.269	\$ 8.440.177.126	\$ 7.916.449.810	\$ 8.220.608.601
18	\$ 3.137.671.339	\$ 9.886.884.583	\$ 9.414.184.020	\$ 9.689.272.910
19	\$ 3.714.465.078	\$ 11.571.076.667	\$ 11.144.448.239	\$ 11.393.226.162
20	\$ 4.382.294.205	\$ 14.266.219.860	\$ 13.147.830.317	\$ 14.106.154.406

Se puede observar en la tabla anterior que las alternativas que tienen la mayor recuperación de la inversión en menor tiempo es la alternativa 1 la de la turbina UEK operando solamente y la alternativa 3 que como ya se dijo es la operación conjunta de la turbina UEK y la planta DIESEL.

En el siguiente flujo grama se muestra de una manera más detallada el flujo de fondos final para la alternativa 1.

Se utilizó para este flujo una depreciación de línea recta con un valor de salvamento del 10% sobre el valor de las 10 Turbinas, el cual en el último año se incluye. Ver **ANEXO 5 (b)**.

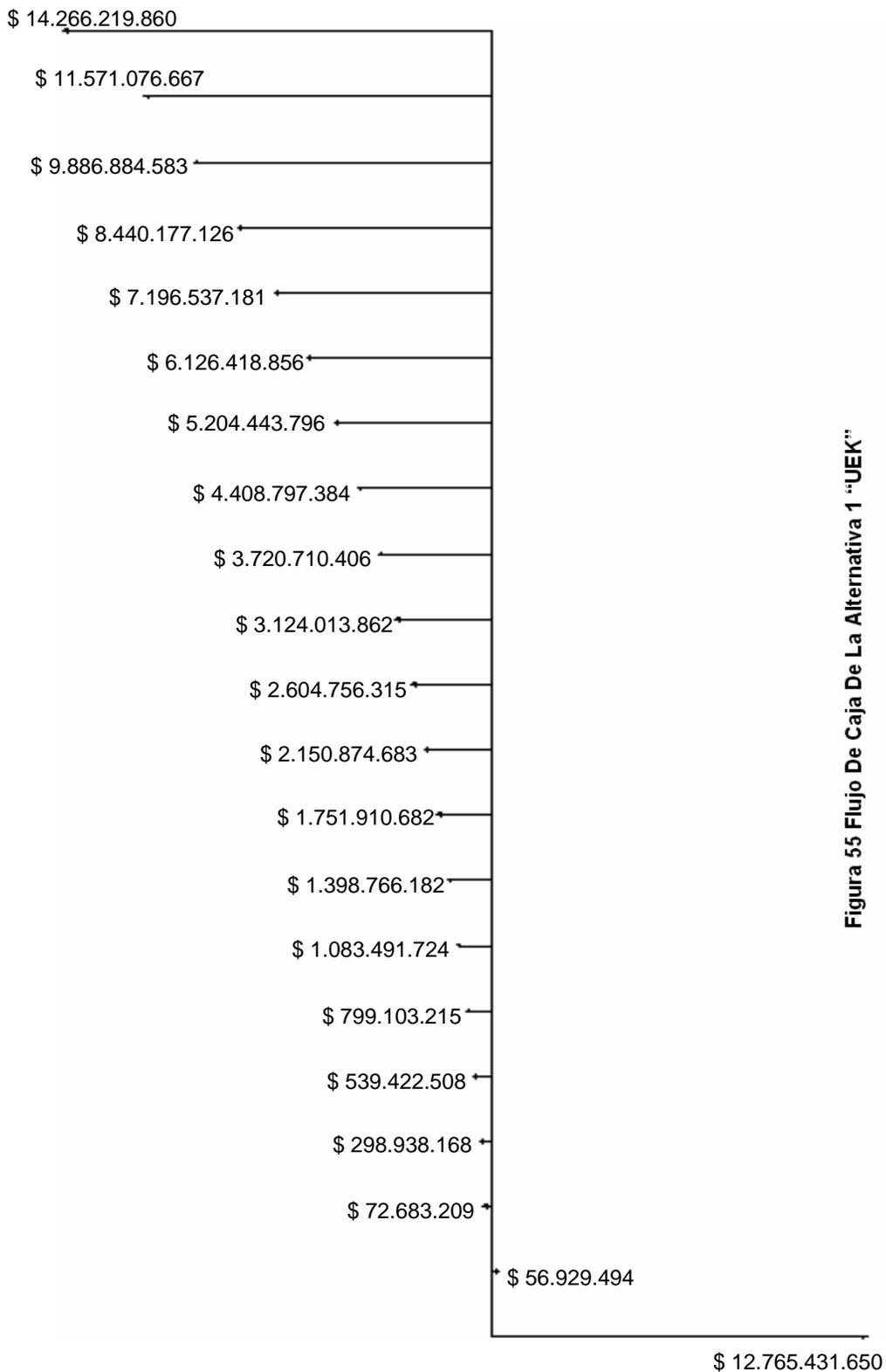


Figura 55 Flujo De Caja De La Alternativa 1 "UEK"

5.3.5 Criterios De Selección de Mejor Alternativa

Para evaluar la rentabilidad de cada una de las alternativas se emplearon el VPN (VNA) y la TIR. Se utilizó una tasa de interés de oportunidad del 9%, establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para proyectos del Estado en el 2004. El tiempo de Evaluación es de 20 años, el incremento de las tarifas es del 10% anual y el crecimiento de la población es del 3% anual (crecimiento Vegetativo).

Tabla 24 Criterios De Selección De La Mejor Alternativa.

		VAN	TIR
Actual	DISEL 8 H	\$ 3.038.632.924	16%
Alternativa 1	UEK	\$ 10.622.638.854	14%
Alternativa 2	DIESEL 24 H	\$ 9.152.021.968	16%
Alternativa 3	UEK-DIESEL 24H	\$ 4.521.491.983	11%

Del análisis financiero se puede observar que la **alternativa 1** es la mejor ya que presenta mayor rentabilidad para una inversión.

Para un inversionista particular se emplearía una TIO aproximada del 16%, con lo cual se observa en la tabla 25 que no le es rentable para invertir.

Tabla 25 Criterios De Selección De La Mejor Alternativa Para Un Inversionista Particular

		VAN	TIR
Actual	DISEL 8 H	\$ -123.131.388	16%
Alternativa 1	UEK	\$ -2.617.257.700	14%
Alternativa 2	DIESEL 24 H	\$ -342.579.670	16%
Alternativa 3	UEK-DIESEL 24H	\$ -7.146.180.516	11%

5.3.6 Valor del kilowatio instalado

Tenemos que para la alternativa seleccionada (1) el precio del Kilowatio instalado es:

$$kw_{\text{Instalado}} = \frac{\$12.765.431.650}{900kw}$$

$$kw_{\text{Instalado}} = \$14.183.813 \quad \text{pesos} \quad \text{Colombiano s}$$

$$kw_{\text{Instalado}} = \text{US\$}5.254 \quad \text{Dólares}$$

CAPITULO 6

6.0 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

6.1 INTRODUCCIÓN

Toda tecnología existente o nueva tiene un impacto sobre el medio ambiente y la comunidad, los cuales la mayoría de las veces son difíciles de cuantificar, pero se deben realizar para la evaluación del proyecto. A continuación se realizara un breve análisis de los aspectos relacionados con la implementación de turbinas sumergibles o cabeza cero.

6.2 ASPECTOS POSITIVOS

Una gran parte de la contaminación de CO₂ a nivel mundial es producida por las plantas Diesel generadoras o grupos electrógenos de electricidad que utilizan combustibles como el carbón y petróleo para la generación.

Otro aspecto a destacar es que no requiere de construcción de un dique o embalse para la generación de electricidad lo cual afecta el microclima local de una región, además no tiene una contaminación como ruido, la contaminación visual es mínima ya que ocupa áreas pequeñas en los ríos que se instala por que esta sumergida.

Tabla 26 Emisiones De CO₂ En El Mundo⁸.

Combustible	kg de CO ₂ por GJ	kg de CO ₂ por kg de combustible
Gasolina	73	3,20
Fuel/fracciones ligeras del Petróleo	74	3,16
Fracciones pesadas del petróleo	78	3,15
Gas natural (metano)	57	2,74
Carbón	95	2,33

⁸ Revista Mundo Eléctrico Colombiano, No. 37. Beneficios e intereses de la energía eólica. Pág. 95, octubre-diciembre de 1.999.

6.3 BARRERAS

6.3.1 Impacto visual

El factor visual es el más difícil de cuantificar por que es muy subjetivo, pero se puede generalizar que es bajo ya que las turbinas están sumergidas, lo cual hace que la contaminación visual sea baja con respecto a otro tipo de tecnologías que se emplean para la generación de electricidad.

6.4 PROTOCOLO DE KYOTO

El protocolo de Kyoto es un acuerdo adoptado en la tercera conferencia sobre cambio climático de las Naciones Unidas celebrada en diciembre de 1.997 en Kyoto (Japón). Por primera vez, se fijaron cuotas para la reducción de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero. Al tiempo que se establecían compromisos, se introdujeron mecanismos para flexibilizarlos.

Otros compromisos previstos en este protocolo son:

- Los 38 principales países industrializados se comprometen a reducir sus emisiones de 6 gases perjudiciales para el clima en un 5.2% por debajo del nivel de 1.990; este objetivo deberá ser alcanzado entre el 2.008 y 2.012.
- Los Estados de Unión Europea deberán reducir sus emisiones en un 8%; de este porcentaje, se prevé para Alemania un 21%.
- Se introducen nuevos y flexibles instrumentos para la protección del clima, como el comercio de emisiones e inversión en proyectos determinados en países industrializados y en desarrollo apropiado para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

6.4.1 Conferencias sobre la reducción de gases de efecto invernadero

En esta conferencia se establecen acuerdos para reducir las emisiones de gases de invernadero a la atmósfera.

➤ **1ra Conferencia sobre el cambio climático**

Berlín (Alemania) 1.995, se firmó el llamado “*Mandato de Berlín*” por representantes de 160 países en donde se establece la voluntad de reducir los gases causantes del efecto invernadero, pero sin compromisos sobre cifras y plazos. Se eligió la ciudad de Bonn (Alemania) como sede de la secretaría permanente de la convención marco de la ONU sobre el cambio climático.

➤ **2da Conferencia sobre el cambio climático**

Ginebra (Suiza) 1.996, asistieron 150 países que asumieron la responsabilidad del factor humano en el cambio climático reconociendo la necesidad de fijar un objetivo cuantitativo para limitar la emisión de gases de efecto invernadero por parte de los países industrializados.

➤ **3ra Conferencia de Kyoto**

Kyoto (Japón) 1.997; también llamado protocolo de Kyoto, asistieron 155 naciones que al firmar este acuerdo obliga a los países industrializados a reducir sus emisiones de gases, dividiendo a estos países en 8 grupos y obligando jurídicamente a frenar y reducir la emisión de seis gases que producen el efecto invernadero. 160 Se establece que EEUU rebaje un 7% las emisiones de gases contaminantes, Japón un 6%, la Unión Europea un 8%, Rusia un 0% y los Estados de Europa central y Oriental un 8%.

Estos gases son:

- CO₂
- Metano
- Óxido nitroso
- Hidrofluorocarbono
- Perfluorocarbono
- Sulfuro hexafluoruro

➤ **4ta Conferencia de las partes de la convención marco sobre el cambio climático**

Representantes de 170 países aplazan hasta el año 2.000 la puesta en marcha del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) acordado en el protocolo de Kyoto, acordando también la presencia de organizaciones no gubernamentales en órganos de negociación de la convención del clima.

➤ **5ta Conferencia del clima**

Bonn (Alemania) 1.999, acuden 4000 delegados de 166 países en donde se ponen en evidencia las diferencias entre los países industrializados y las naciones en desarrollo.

➤ **6ta Conferencia del clima**

La Haya (Holanda) 2.000, La reunión fue un fracaso y se suspendió sin ningún acuerdo para precisar los mecanismos de aplicación del Protocolo de Kyoto; los sumideros de carbono, el comercio de los derechos de emisión y la financiación del mecanismo de desarrollo limpio.



➤ **7ta Conferencia del clima (2ª parte)**

Bonn (Alemania) 2.001, en esta reunión se planteó la disyuntiva de si se enterraba o no el protocolo de Kyoto; este se salvó finalmente al anunciar la Unión Europea que iba a ratificarlo, postura a la que se unió Japón. Sin embargo los EEUU se quedaron aislados.

6.5 EMISIONES DE CO₂

El total de CO₂ emitido en Colombia en 1.990 fue de 167.046Gg, es decir, una emisión anual per-capita de 5,2 Ton/hab. Las principales fuentes fueron: Cambio de Uso de la Tierra y selvicultura, especialmente tala y quema del bosque y Sector Energía (quema de combustibles).

Los sectores que presentaron una mayor participación en la emisión de CO₂ por el consumo de combustibles fósiles (45.448Gg), fueron: el transporte con 32,8%, energía e industrias de transformación con 30,2% y la industria manufacturera con 23,3%. Estos tres sectores tienen una participación del 86,3% en la generación de emisiones de CO₂.

CAPITULO 7

7. MARCO LEGAL

7.1 INTRODUCCION

Para entender mejor lo que se podrá presentar en Colombia, con respecto a las resoluciones impuestas por el Gobierno y demás agentes que pertenecen al circulo legal y político de nuestro país; se debe conocer lo que sucede en la zona a estudiar.

7.2 LEY 697 DE OCTUBRE DE 2.001

Ley No.	Entidad Emisora	Fecha
697	Congreso de la Republica	Octubre 2.001

Mediante el cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.

ANEXO 8

7.3 LEY 223 DE DICIEMBRE DE 1.995

Ley No.	Entidad Emisora	Fecha
223	Congreso de la Republica	Diciembre 20 de 1.995

Con esta ley, a través de su artículo 4 to., se excluye del impuesto de valor agregado (IVA) a equipos destinados a promover las energías renovables. Ver

ANEXO 9

7.4 DECRETO 2532 DE NOVIEMBRE DE 2.001

Decreto No.	Entidad Emisora	Fecha
2532	Ministerio de Hacienda y Crédito Publico	Noviembre 27 de 2.001

Ver ANEXO 10

7.5 RESOLUCIÓN No. 010 CONTRIBUCIONES DE SOLIDARIDAD EN ZONA NO INTERCONECTADAS

Resolución No.	Entidad Emisora	Fecha
010	Comisión Reguladora de Energía y Gas	Marzo 2 de 2000

Por la cual se precisa el alcance de la Resolución CREG-096 de 1999 en cuanto a contribuciones de solidaridad en Zonas No Interconectadas, para efectos de lo dispuesto en la ley 508 de julio de 1999. Ver **ANEXO 11**

7.6 RESOLUCIÓN NO. 054 TARIFAS PARA EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO EMPULEG S.A. E.S.P.

Resolución No.	Entidad Emisora	Fecha
055	Comisión Reguladora de Energía y Gas	Agosto 17 de 2000

Por la cual se fija el Costo Base de Comercialización para la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A E.S.P., aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la misma empresa. Ver **ANEXO 12**



8. CONCLUSIONES

Gracias a la realización del presente trabajo se pudo determinar la utilización de energías alternativas como las Turbinas Sumergibles en ríos para cubrir el déficit de energía eléctrica en zonas alejadas de **SIN**, es una tecnología confiable desde el punto de vista técnico debido a su fácil operación y mantenimiento. El constante desarrollo de estos tipos de tecnologías hace que cada día sean más eficientes.

Dentro del desarrollo del trabajo, se encontró un buen número de fabricantes internacionales de equipos de baja potencia, principalmente en Estados Unidos y España. En Colombia existen empresas como ACQUAIRE ECOPRODUCTOS, que se dedican a la importación de estos equipos para todo el territorio nacional.

Desde el punto de vista económico el proyecto no es atractivo para inversionistas privados debido al alto costo inicial lo hace poco atractivo debido al tiempo que se requiere para recuperar la inversión como lo muestran los indicadores de rentabilidad (TIR y VPN) pero por el contrario es muy buena alternativa para proyectos del Estado que permitan mejorar la calidad de vida en estas zonas alejadas de las redes del sistema de transmisión nacional.

Escogiendo la alternativa de la tecnología UEK, si la inversión inicial se hace por parte de entidades del Estado como el IPSE (Instituto de Planeamiento de Soluciones Energéticas) o CNR (Comisión Nacional e Regalías), la alternativa es muy rentable ya que además de que se mejora el servicio a la comunidad, se reducen las tarifas y debido al bajo costo en la operación y mantenimiento comparado con la generación DIESEL hace que este tipo de solución



energética sea auto sostenible para EMPULEG empresa prestadora del servicio en la población.

Las nuevas tecnologías buscan que la generación de energía eléctrica sea una industria que no termine con los recursos naturales y por otra parte aporte a la conservación del medio ambiente, hace que los países desarrollados se fortalezcan en perfeccionar las tecnologías permitan que sea factible económicamente su aplicación en países en proceso de desarrollo como lo es Colombia. Por todo ello se logra cumplir el objetivo primordial que se busca en la presentación de este proyecto, suministrar de manera eficaz en Zonas no Interconectadas (ZNI) como Puerto Leguízamo, energía eléctrica por medio de turbinas sumergibles sin alterar el ecosistema natural.

Además, se han desarrollado en Colombia normas que permiten la implementación de energías renovables, en su marco regulatorio, cuenta con leyes como lo son la ley 697 de octubre de 2.001, 223 de diciembre de 1.995 y el decreto 2532 de noviembre de 2.001, que fomentan el uso racional de energía y permiten la exención del pago de algunos impuestos sobre la importación de equipos que estén destinados a instalaciones que utilicen energías alternativas.

BIBLIOGRAFIA

ACQUAIRE LTDA., Empresa dedicada a la promoción y comercialización de tecnologías renovables en el territorio nacional Cra, 13 No. 33-74 Of. 401 Tel: 2454431/2883406. Gerente General Juan Fernando Gutiérrez.

FONDO NACIONAL DE REGALÍAS; Av. El Dorado con Carrera 50. Tel: 2220600 Ext. 240/246. Bibliotecóloga Sandra Rivero.

GUTIÉRREZ, Javier. Energías alternativas para el futuro. En: Revista Mundo Eléctrico Colombiano. No. 39. (Abril – junio, 2.000); p. 6-18.

INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. Subdirección de geografía, Esquema de ordenamiento territorial municipal 2.001-2.009 Putumayo. Bogotá D.C.

INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM), Centro de documentación. Diagonal 97 No. 17-60 Tel: 6356006.

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS (IPSE), Portafolio de proyectos de generación de energía eléctrica e interconexiones en zonas no interconectadas 2.000. Bogotá D.C.

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS (IPSE), Cra. 12 No. 84-12 Piso 8. Tel: 6224010. Área de planificación. Ing. Guillermo Salamanca.

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS (IPSE), Centro de Documentación Av. 1 No. 13 A 14 Tel: 3331026. Doctora Marlen Daza.



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; Av. El Dorado CAN; MME Tel: 3245238
3245239 Dirección de Energía. Ing. David Aponte

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; Av. El Dorado CAN; MME Tel: 3245238
3245239 Dirección de Energía. Ing. Jaime Benavides

REVISTA MUNDO ELÉCTRICO COLOMBIANO, No.37. Soplan nuevos vientos
para la energía eólica. Págs. 94-SS, Octubre – Diciembre de 1999.

REVISTA MUNDO ELÉCTRICO COLOMBIANO, No.39. Energías alternativas
para el futuro. Págs. 6-8, Abril – Junio de 2000.

UNIDAD DE SISTEMAS DE PARQUE NACIONALES NATURALES DE
COLOMBIA; Carrera 10 No. 30-30 piso 3. Tel: 2431987 2431850 2433086.
Edgar Anturio González.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA (UPME); Biblioteca,
Av. 40A N° 13-09 Edificio UGI Tel: 2-875334 o 01 8000 91 17 29



BIBLIOGRAFÍA ELECTRÓNICA

www.uaf.edu/run_of_the_river University of Alaska Fairbanks Arctic Energy Technology Development Laboratory.

www.uekus.com UEK (Underwater Eléctrica Kites), turbinas eléctricas sumergibles.

www.acquaire.com ACQUAIRE LTDA. Catálogo de información sobre proyectos realizados. 2.000. Cra. 13 No. 33-74 Of. 401 Tel: 2454431 Bogotá D.C. Juan Fernando Gutiérrez.

www.miniminas.gov.co MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.

www.alaskapt.com

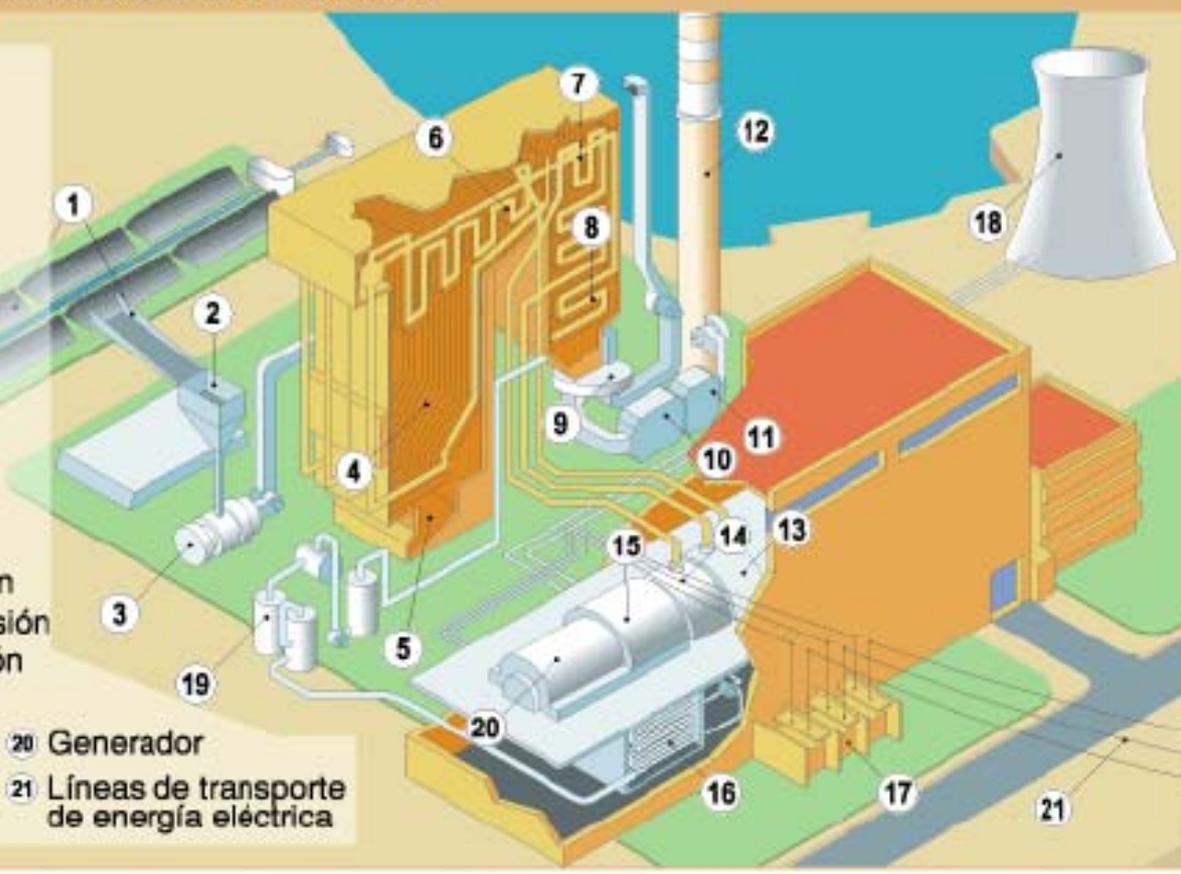
<http://www.absak.com/contact.html>

<http://www.verdantpower.com/Initiatives/eastriver.shtml>

http://www.absak.com/catalog/index.php/cPath/33_89

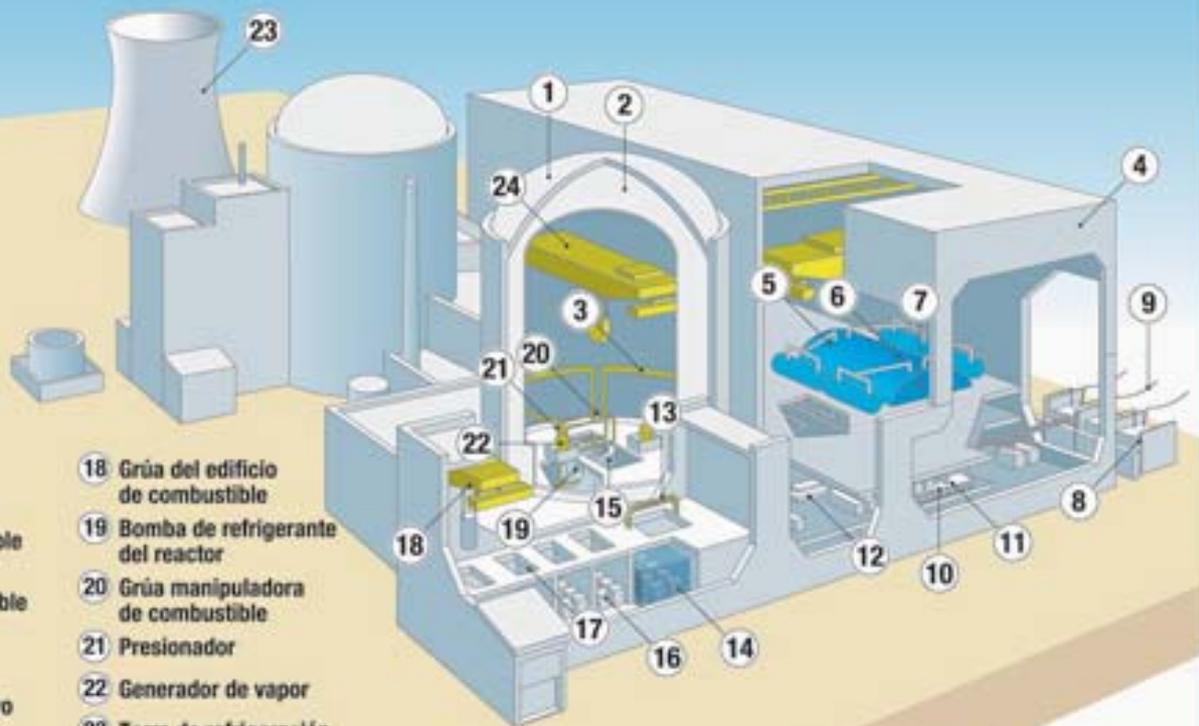
CENTRAL TÉRMICA CONVENCIONAL DE CARBÓN

- 1 Parque de carbón y cinta transportadora
- 2 Tolva
- 3 Molino
- 4 Caldera
- 5 Cenicero
- 6 Sobrecalentador
- 7 Recalentador
- 8 Economizador
- 9 Calentador de aire
- 10 Precipitador
- 11 Desulfuración
- 12 Chimenea
- 13 Turbina de alta presión
- 14 Turbina de media presión
- 15 Turbina de baja presión
- 16 Condensador
- 17 Transformadores
- 18 Torre de refrigeración
- 19 Calentadores
- 20 Generador
- 21 Líneas de transporte de energía eléctrica



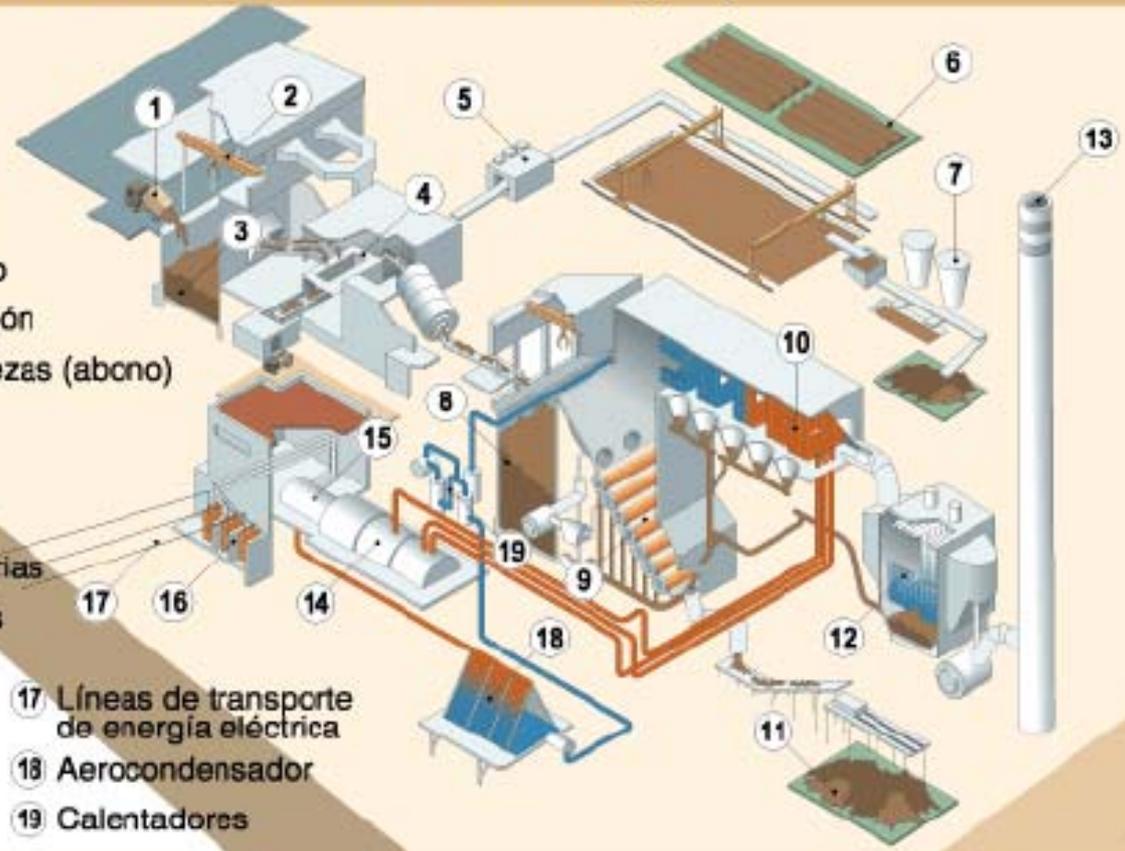
CENTRAL NUCLEAR

- 1 Edificio de contención
- 2 Recubrimiento de acero
- 3 Tuberías de vapor principal
- 4 Edificio de turbinas
- 5 Turbina de alta presión
- 6 Turbina de baja presión
- 7 Generador eléctrico
- 8 Transformadores
- 9 Líneas de transporte de energía eléctrica
- 10 Condensador
- 11 Agua de refrigeración
- 12 Sala de control
- 13 Grúa de manejo del combustible gastado
- 14 Almacenamiento de combustible gastado
- 15 Reactor
- 16 Almacén de combustible nuevo
- 17 Foso de carga de contenedores de combustible gastado
- 18 Grúa del edificio de combustible
- 19 Bomba de refrigerante del reactor
- 20 Grúa manipuladora de combustible
- 21 Presionador
- 22 Generador de vapor
- 23 Torre de refrigeración
- 24 Grúa polar del edificio



CENTRAL INCINERADORA DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)

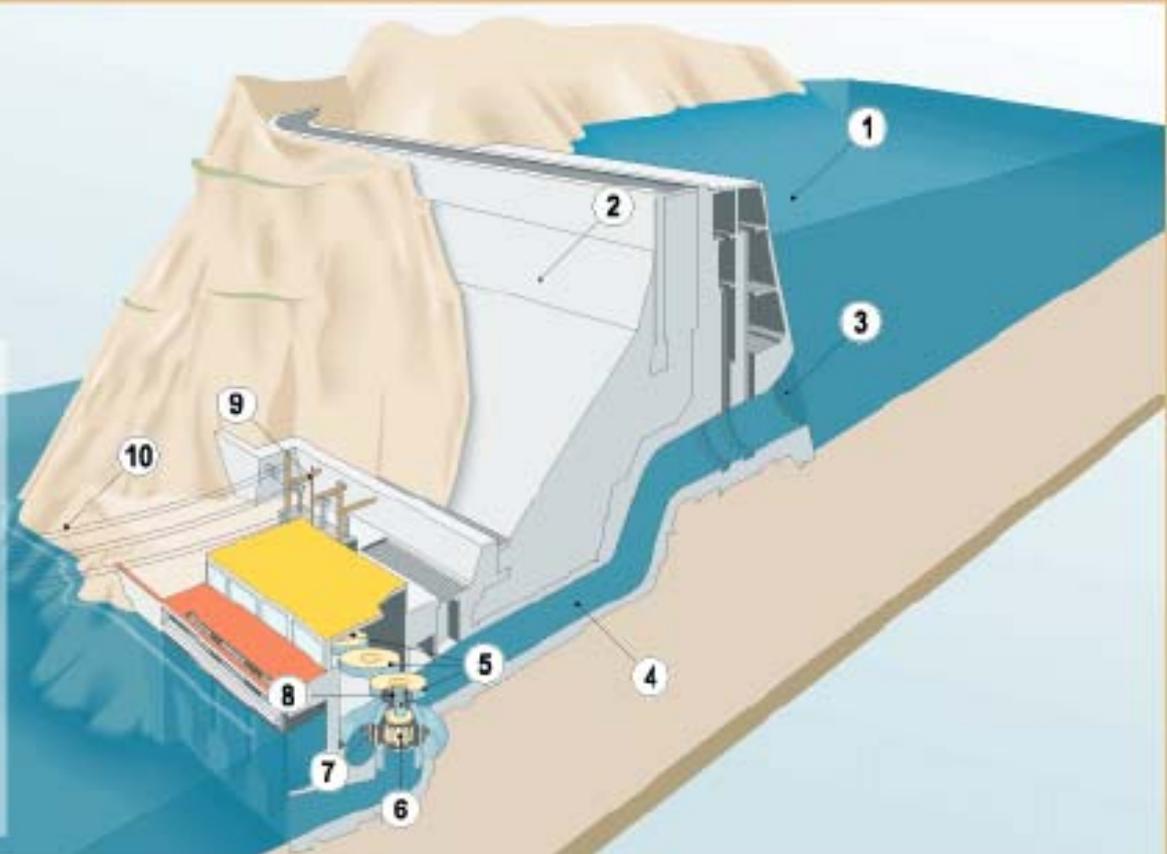
- 1 Nave de descarga
- 2 Puente grúa
- 3 Foso de basuras
- 4 Planta de selección
- 5 Separador magnético
- 6 Playas de fermentación
- 7 Eliminador de impurezas (abcno)
- 8 Depósito
- 9 Horno
- 10 Caldera
- 11 Tratamiento de escorias
- 12 Depuración de gases
- 13 Chimenea
- 14 Turbina
- 15 Generador
- 16 Transformadores



- 17 Líneas de transporte de energía eléctrica
- 18 Aerocondensador
- 19 Calentadores

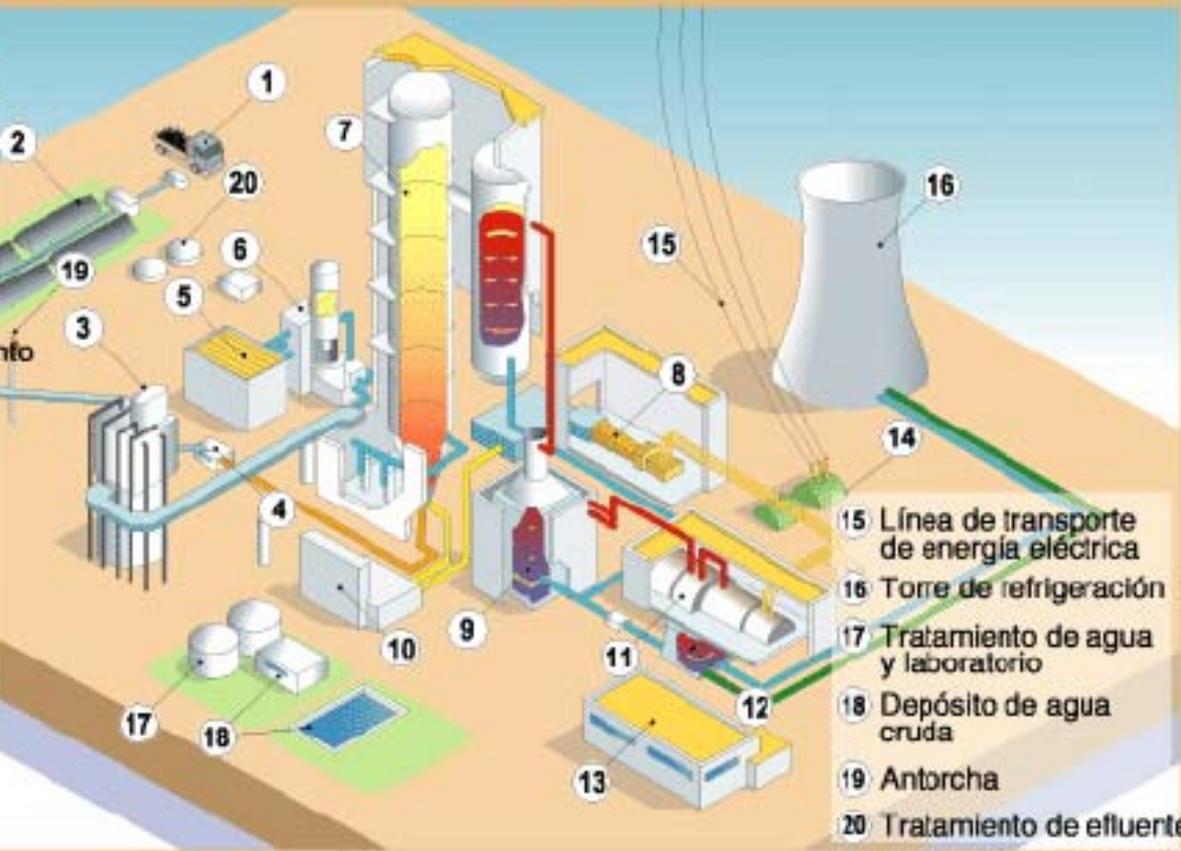
CENTRAL HIDROELÉCTRICA

- 1 Embalse
- 2 Presa
- 3 Rejas filtradoras
- 4 Tubería forzada
- 5 Conjunto de grupos turbina-alternador
- 6 Turbina hidráulica
- 7 Eje
- 8 Generador eléctrico
- 9 Transformadores
- 10 Líneas de transporte de energía eléctrica



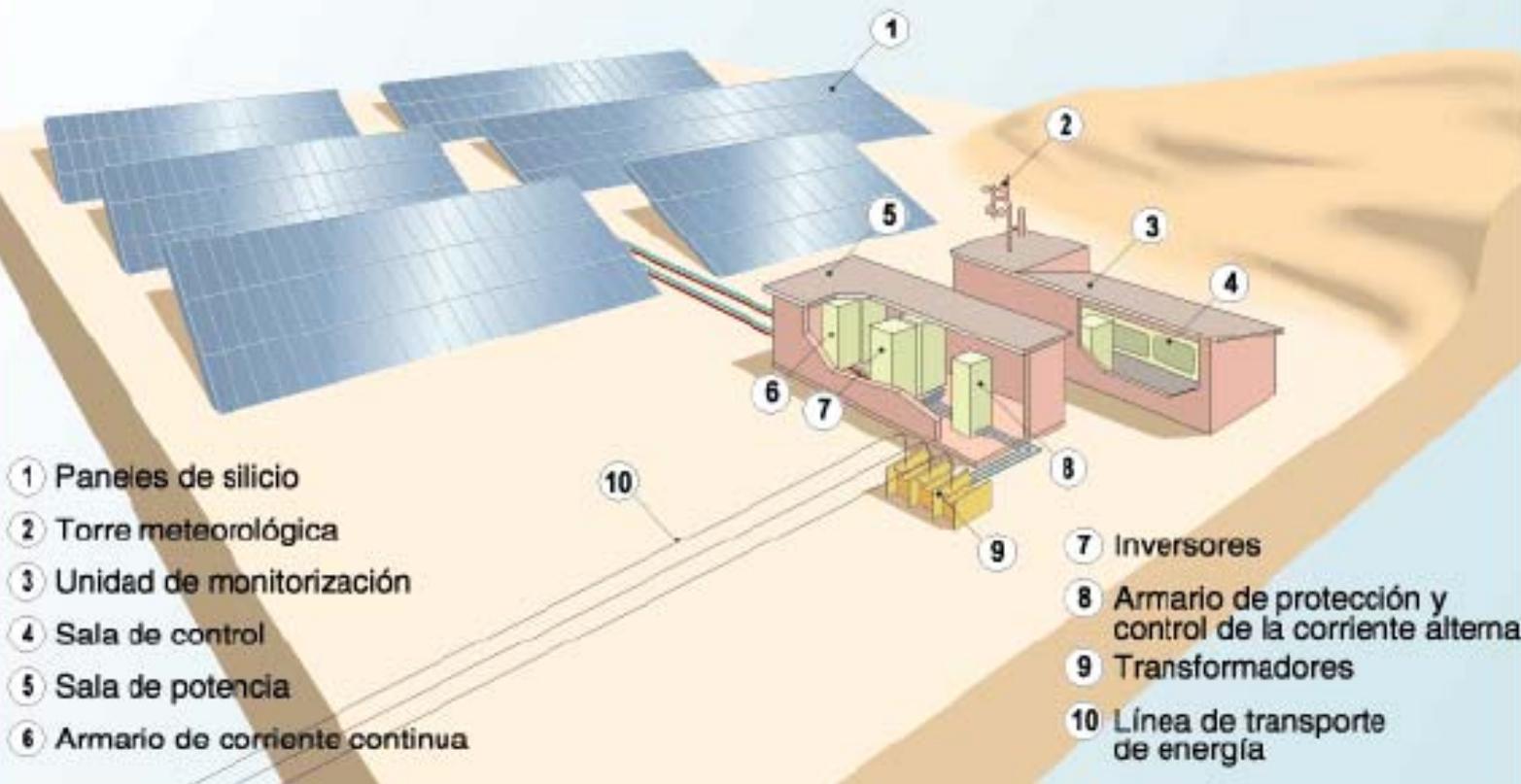
CENTRAL DE GASIFICACIÓN INTEGRADA CON CICLO COMBINADO

- 1 Alimentación de carbón
- 2 Parque de carbón
- 3 Preparación de carbón
- 4 Escorias
- 5 Compresores de la planta de aire
- 6 Unidad de fraccionamiento de aire
- 7 Gasificador
- 8 Turbina de gas
- 9 Caldera de recuperación
- 10 Desulfuración y recuperación de azufre
- 11 Turbina de vapor
- 12 Condensador
- 13 Edificio de control
- 14 Parque de alta tensión

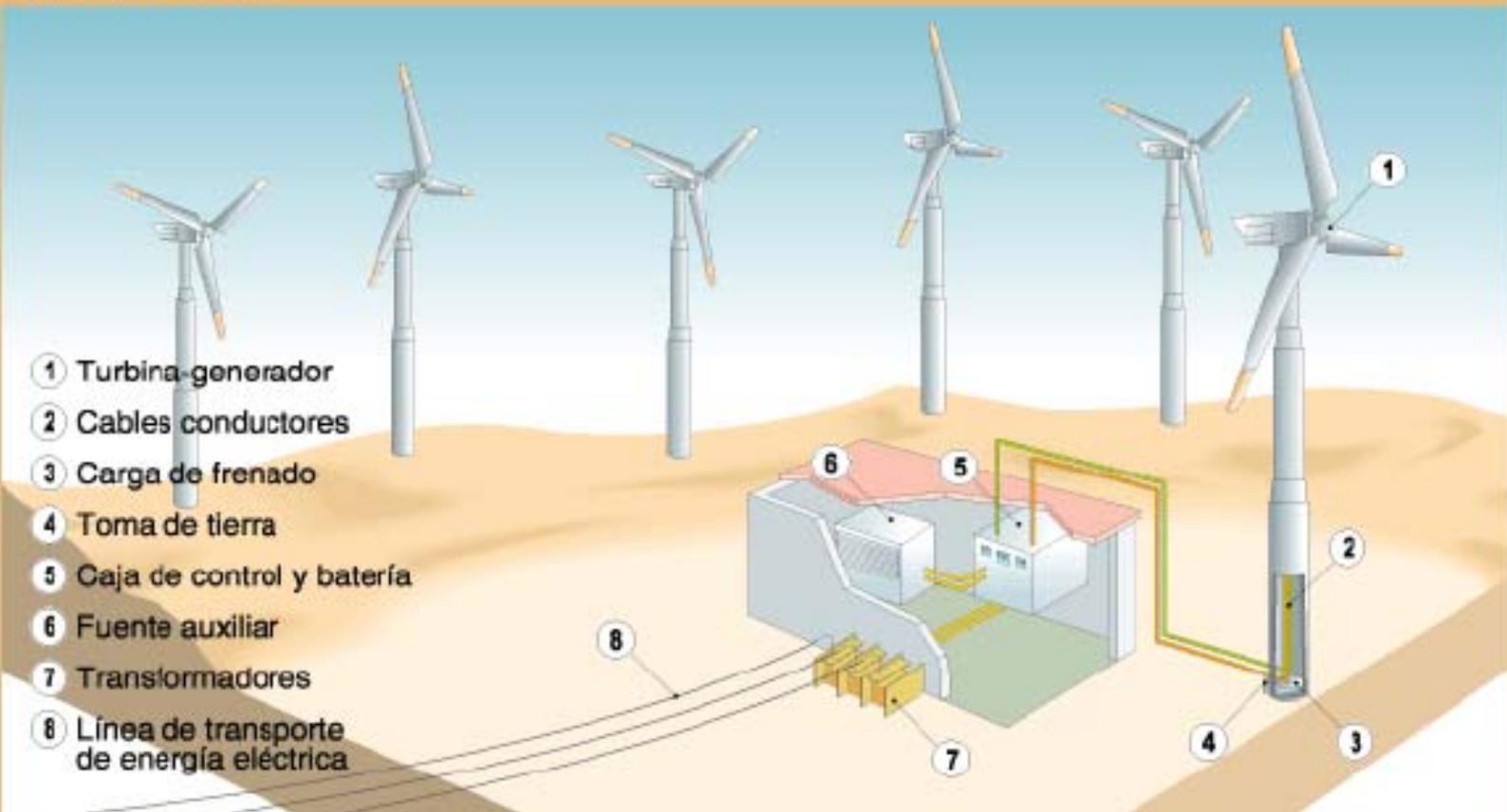


- 15 Línea de transporte de energía eléctrica
- 16 Torre de refrigeración
- 17 Tratamiento de agua y laboratorio
- 18 Depósito de agua cruda
- 19 Antorcha
- 20 Tratamiento de efluentes

CENTRAL FOTOVOLTAICA

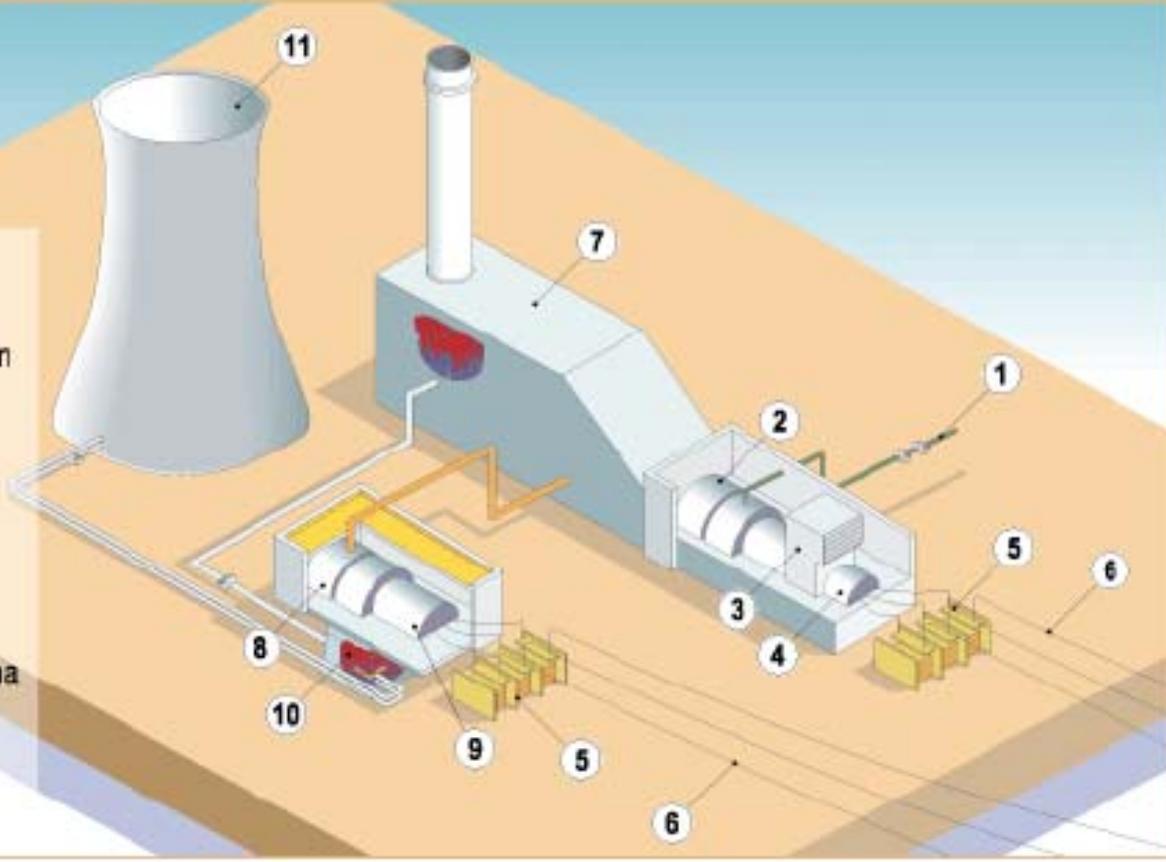


CENTRAL EÓLICA



CENTRAL DE CICLO COMBINADO

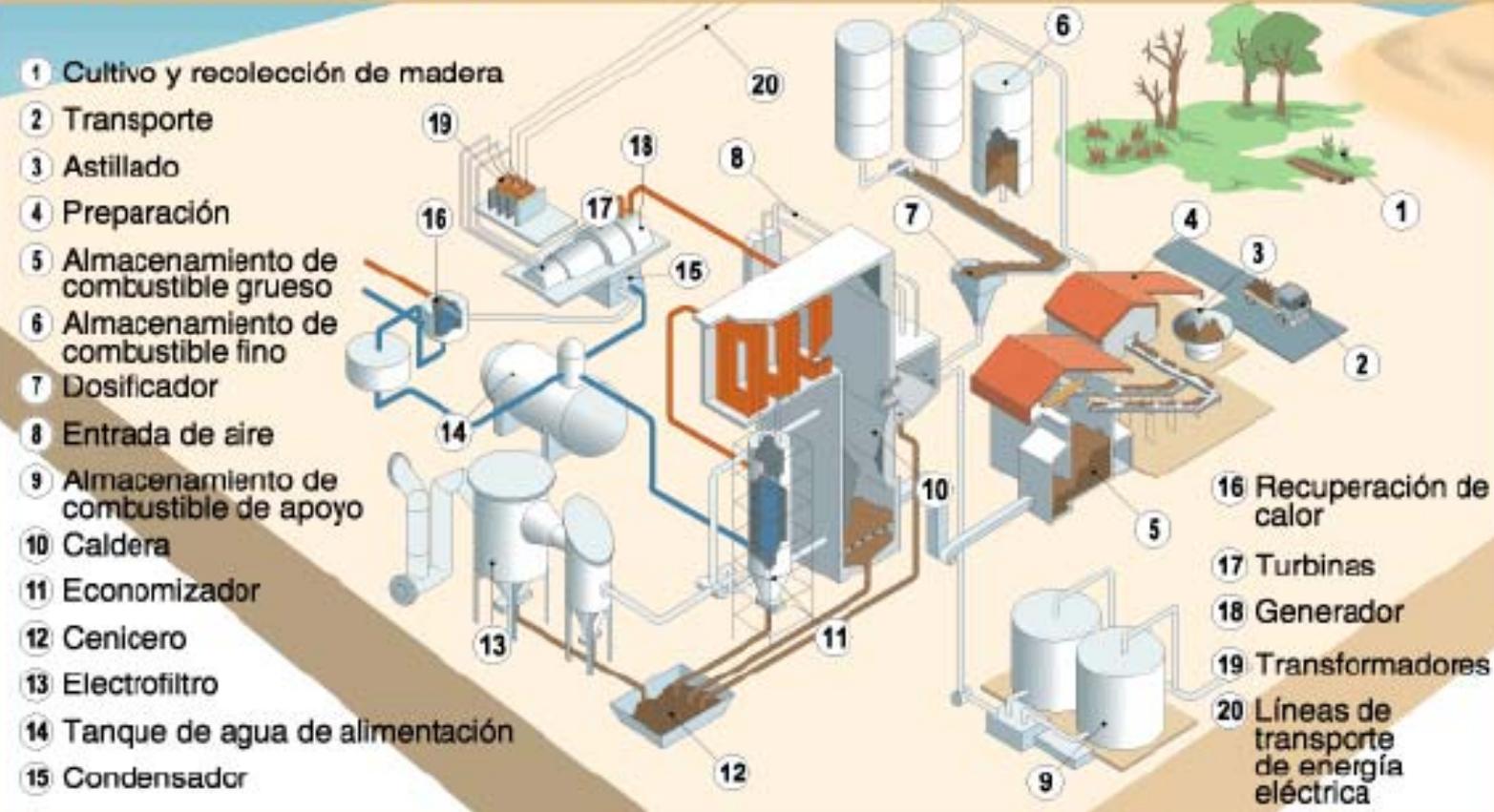
- 1 Entrada de aire
- 2 Turbina de gas
- 3 Cámara de combustión
- 4 Generador
- 5 Transformadores
- 6 Líneas de transporte de energía eléctrica
- 7 Caldera de vapor
- 8 Turbina de vapor
- 9 Generador de la turbina de vapor
- 10 Condensador
- 11 Torre de refrigeración



CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO



CENTRAL DE COGENERACIÓN MEDIANTE BIOMASA



CENTRAL SOLAR TÉRMICA

- 1 Campo de heliostatos
- 2 Caldera
- 3 Torre
- 4 Almacenamiento térmico
- 5 Generador de vapor
- 6 Turbo-alternador
- 7 Aerocondensador
- 8 Transformadores
- 9 Líneas de transporte de energía eléctrica

