UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS A FILO DE AGUA

JOSÉ JULIO GUZMÁN ARÉVALO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Manizales, Marzo de 2019

PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS A FILO DE AGUA

JOSÉ JULIO GUZMÁN ARÉVALO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de MAGISTER EN INGENIERÍA – INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director: Dr. Ing. Eduardo Antonio Cano Plata
Profesor Titular
eacanopl@unal.edu.co

PROGRAMA MAESTRÍA EN INGENIERÍA – INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Manizales, Marzo de 2019

Dedico el presente trabajo de grado
a mi esposa y a mis hijos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi esposa por el incesante apoyo y motivación.

Agradezco a mis hijos por la comprensión y su voluntad de apoyo, que me permitió más de una vez desentenderme de mis tareas al interior de mi hogar.

Agradezco a mi empresa CEDENAR S.A. E.S.P. por la oportunidad brindada, por las facilidades brindadas en cuanto a desplazamientos y el tiempo dedicado a este propósito.

Agradezco a mis profesores, compañeros y amigos por la transferencia desinteresada de conocimientos y en su colaboración.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS …….. 4
LISTA DE ILUSTRACIONES…….. 5
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS…….. 7
RESUMEN DEL TRABAJO DE GRADO ……. 8
1. INTRODUCCIÓN 11
2. JUSTIFICACIÓN 12
2.1 LA ENERGÍA EN EL MUNDO 12
2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....13
2.3 LA CENTRAL DE RÍO MAYO.....15
2.4 EL CASO DE HIDROITUANGO 15
3. OBJETIVOS 17
3.1 OBJETIVO GENERAL.....17
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....17
4. CENTRALES HIDRÁULICAS A FILO DE AGUA 18
4.1 COMPONENTES BÁSICOS.....18
4.2 ENERGÍA HIDRÁULICA.....20
4.3 ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA A INSTALAR 24
4.4 PÉRDIDAS EN LA TUBERÍA DE PRESIÓN.....27
4.4.1 Fuerza cortante de Newton 27
4.4.2 Número de Reynolds.....29
4.4.3 Ecuación de Darcy y Weisbach.....31
4.4.4 Método simplificado para estimar pérdidas 35
4.4.5 Caudal óptimo para una tubería de carga 36
4.5 LOCALIZACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS 39
4.5.1 Caudal disponible en el sitio.....39
4.5.2 Determinación de la altura 45
4.6 GEOLOGÍA.....46

4.7 SELECCIÓN DE LOS MEDIOS DE CONDUCCIÓN 47
4.8 TURBINAS.....49
4.9 CONSIDERACIONES REGLAMENTARIAS.....49
4.10 COSTOS INDICATIVOS.....50
4.10.1 Estudios Iniciales 53
4.10.2 Vías de Acceso 54
4.10.3 Adecuación de caminos existentes.....54
4.10.4 Redes para Transmisión de energía.....54
4.10.5 Obras Civiles.....55
4.10.6 Tubería de Carga.....55
4.10.7 Casa de Máquinas 56
5. TURBINAS 57
5.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS.....57
5.2 SELECCIÓN PRELIMINAR DE LA TURBINA 59
5.3 ECUACIÓN DE EULER DE TURBO MAQUINAS 61
5.4 RELACIONES DE SEMEJANZA 65
5.5 VELOCIDAD ESPECÍFICA.....67
5.6 EFICIENCIA O RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS 71
5.7 TUBO DE ASPIRACIÓN.....74
5.8 CAVITACIÓN.....78
5.9 ASPECTOS A CONSIDERAR AL SELECCIONAR LAS TURBINAS 81
6. TURBINAS FRANCIS.....87
6.1 RODETES LENTOS: 89
6.2 RODETES NORMALES: 89
6.3 RODETES RÁPIDOS: 90
6.4 CÁMARA ESPIRAL 90
6.5 DISTRIBUIDOR 92
6.6 SERVOMECANISMOS.....92
6.7 PALAS DEL DISTRIBUIDOR Y FUSIBLE MECÁNICO. 93
7. CENTRAL HIDRÁULICA DE RÍO MAYO 94

7.1 LOCALIZACIÓN Y GENERALIDADES DE LA CENTRAL 94
7.2 PRESA Y EMBALSE 95
7.3 BOCATOMA 98
7.4 TÚNEL DE CONDUCCIÓN 99
7.5 ALMENARA O CHIMENEA DE EQUILIBRIO 100
7.6 VÁLVULA MARIPOSA. 101
7.7 TUBERÍA DE PRESIÓN 102
7.8 CASA DE MAQUINAS 104
7.9 HIDROLOGÍA DE LA CENTRAL 121
7.10 CABEZAS DE DISEÑO Y DE OPERACIÓN 123
7.11 MEDIOS DE CONDUCCIÓN Y PÉRDIDAS 123
7.12 VELOCIDAD ESPECÍFICA ESTIMADA Y REAL 125
7.13 EFICIENCIA REAL DE LAS TURBINAS 127
7.14 COEFICIENTE DE CAVITACION DE THOMA 128
8. CONCLUSIONES 130
9. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS 132
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 133

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ecuaciones para determinar el factor de fricción de Darcy- Weisbach. 32
Tabla 2. Factores de rugosidad k para distintos materiales. 33
Tabla 3. Notación de variables en modelos de semejanza 65
Tabla 4. Algunas velocidades sincrónicas útiles en Colombia 69
Tabla 5. Ecuaciones para velocidad especifica según año de fabricación. 70
Tabla 6. Tabla de presión de vapor según la temperatura del agua. 79
Tabla 7. Presión atmosférica según la altitud sobre el nivel del mar. 80
Tabla 8. Valores de Coeficiente de Thoma Mínimos para que no se presente Cavitación. 80
Tabla 9. Componente básicos turbina Francis. 87
Tabla 10. Niveles de diseño de la presa de Río Mayo 95
Tabla 11. Características generales y técnicas nominales de las turbinas de Río Mayo. 108
Tabla 12. Características generales y técnicas nominales de los generadores y excitatrices de Río Mayo. 120
Tabla 13. Pérdidas teóricas en la conducción de Río Mayo 124
Tabla 14. Comparación pérdidas reales y teóricas en Río Mayo 125

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Suministro mundial de energía por fuentes años 1971 y 2016. 12
Ilustración 2. Fuentes de Energía Eléctrica en Colombia. Año 2017. 14
Ilustración 3. Esquema de central a Filo de Agua del Autor sobre una Imagen de Google Earth. 18
Ilustración 4. Agua circulante por una ladera en tubería 22
Ilustración 5. Fluido dentro de una tubería. 27
Ilustración 6. Desarrollo del perfil de velocidad en una tubería. 29
Ilustración 7. Fotografía de un flujo laminar. 30
Ilustración 8. Fotografía de un flujo en estado de transición. 30
Ilustración 9. Fotografía de un flujo en estado turbulento. 30
Ilustración 10. Diagrama de Moody 34
Ilustración 11. Pérdidas en la tubería de presión, por cada metro de tubería. 35
Ilustración 12. Óptimo de potencia en función de caudal y pérdidas. 37
Ilustración 13. Vertedero Triangular 39
Ilustración 14. Dimensiones típicas vertedero rectangular. 40
Ilustración 15. Esquema para medición del caudal en un río. 42
Ilustración 16. Curvas de calibración de los limnímetros 4 y 5 de Rio Mayo. (X) 43
Ilustración 17. Ejemplo de información de caudales medios en la estación limnigráfica. 44
Ilustración 18. Ejemplo de una sección del túnel de conducción de la central Río Mayo. (X) 48
Ilustración 19. Costo Promedio mundial de Centrales Hidroeléctricas 2010 a 2017. 51
Ilustración 20. Gráfico para Selección de Turbina en función de H y Q. 59
Ilustración 21. Gráfico 2 para selección de turbina en función de H y Q. (X) 60
Ilustración 22. Triángulos de velocidad sobre el álabe. 61
Ilustración 23. Triángulos de velocidad vistos sobre la turbina. 62
Ilustración 24. Detalle de los triángulos de velocidad de Euler para turbo máquinas. (X) 62
Ilustración 25. Curva de altura contra velocidad específica (*) 70
Ilustración 26. Eficiencia en función de la potencia (X) 72
Ilustración 27. Ejemplo de curva de eficiencia real en una turbina Francis. 73
Ilustración 28. Ejemplo de diagrama colinar de una turbina Francis. (X) 74
Ilustración 29. Efectos del tubo de aspiración según su posición. 75
Ilustración 30. Vistas de perfil y planta de dos tipos de Tubos de Aspiración. 76
Ilustración 31. Esquema de turbina y tubo de aspiración. 76
Ilustración 32. Esquema de procesos de erosión por Cavitación. 78
Ilustración 33. Curva de mínimo valor de Coeficiente de Thoma contra Velocidad Específica. 80
Ilustración 34. Coeficiente de cavitación de Thomas en función de la velocidad especifica en turbinas reales. (Francis y Kaplan) (X) 81

Ilustración 35. Límites de velocidad específica (Métrica) en función de la carga en m. para turbinas Francis, Kaplan y Pelton. (X) 84
Ilustración 36. Esquema de una Turbina Francis....87
Ilustración 37. Turbina Francis con álabes directores móviles cerrados y abiertos 88
Ilustración 38. Configuración típica rodete Francis Tipo Lento. 89
Ilustración 39. Configuración típica rodete Francis Tipo Normal....89
Ilustración 40. Configuración típica rodete Francis Tipo Rápido.....90
Ilustración 41. Esquema de una cámara en Espital.....91
Ilustración 42. Esquema de un Distribuidor para Turbina Francis. 92
Ilustración 43. Detalle del Fusible Mecánico....93
Ilustración 44. Fotografía aguas abajo de la presa de la central de Río Mayo. 96
Ilustración 45. Fotografía aguas arriba de la presa de la central de Río Mayo. 96
Ilustración 46. Fotografía de la bocatoma de Río Mayo. 98
Ilustración 47. Detalle sección transversal de la bocatoma de Río Mayo (X) 99
Ilustración 48. Fotografía parte superficial de la chimenea de Equilibrio. 100
Ilustración 49. Detalle de sección vertical de la almenara (X) 101
Ilustración 50. Plano de la tubería de presión de Río Mayo. (X)....102
Ilustración 51. Fotografía casa de máquinas y tubería de presión de la central de Río Mayo....103
Ilustración 52. Fotografía sala de control de Río Mayo....104
Ilustración 53. Fotografía parte interna casa de máquinas de Río Mayo....105
Ilustración 54. Fotografía grupo turbina, regulador de velocidad y generador de Río Mayo.....105
Ilustración 55. Fotografía una de las válvulas principal entrada a turbina tipo esférica de Río Mayo 107
Ilustración 56. Fotografía Cámara espiral, sistema distribuidor y laberintos lado generador de la turbina 109
Ilustración 57. Fotografía Rodete tipo Francis de la turbina 110
Ilustración 58. Fotografía Tapa base de alabes directrices lado succión de la turbina 111
Ilustración 59. Fotografía Tapa Intermedia de la turbina 112
Ilustración 60. Fotografía Eje de acople mecánico turbina- generador....113
Ilustración 61. Fotografía Tubo de aspiración de la turbina 114
Ilustración 62. Fotografía Alabes directrices....115
Ilustración 63. Fotografía Vista posterior de la turbina, se aprecia el sistema de servomecanismo del sistema de regulación y también chumacera de empuje 116
Ilustración 64. Fotografía Tapa de la turbina lado generador 117
Ilustración 65. Fotografía Pre armado y asentamiento de alabes directrices sobre tapa de la turbina lado generador en un proceso de reparación general 118
Ilustración 66. Fotografía Banco de transformadores de 3* 8,75 MVA más una unidad de reserva de la planta de Río Mayo....121
Ilustración 67. Caudales medios anuales 1956-1957-1958 (X) 122

Ilustración 68. Curva de duración de caudales 1956 a 1959 de Río Mayo.(X) 122

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
Eg	Energía potencial Gravitatoria	W s	Ec. 1
m	Masa	kg	Ec. 1
g	Aceleración de la Gravedad	m/s^2	Ec. 1
h	Altura	m	Ec. 1
Q	Caudal de un fluido	m^3/s	Ec. 2
V	Velocidad media del fluido	m/s	Ec. 2
A	Área de una sección transversal	m^2	Ec. 2
ρ	Densidad de un fluido	kg/m^3	Ec. 3
γ	Peso específico de un fluido	Kg/m^2s^2	Ec. 4
H_N	Altura neta en una PCH	m	Ec. 5
ε	Eficiencia grupo turbina generador	%	Ec. 5
Fc	Fuerza cortante	kgf	Ec. 6
φ	Viscosidad absoluta del fluido	Kg/ms	Ec. 6
hf	Pérdidas por fricción en tubería	m	Ec. 7
Re	Número de Reynolds	N.A.	Ec. 8
D	Diámetros en tuberías o máquinas	m	Ec. 8
v	Viscosidad cinemática del fluido	m^2/s	Ec. 8
hf	Pérdidas por fricción	m	Ec. 9
f	Factor de fricción de Darcy- Weisbach	N.A.	Ec. 9
k	Factor de rugosidad de tubería	m	Tabla 1 y 2
α	Ángulos en el triángulo de velocidades	Grados	Numeral 5.3
u	Velocidad tangencial	m/s	Ec. 11
w	Velocidad relativa	m/s	Ec. 11
CREG	Comisión de Regulación de Energía	N.A.	Numeral 4.10
GRP	Poliéster reforzado con fibra de vidrio	N.A.	Numeral 4.10
IGAC	Instituto geográfico Agustín Codazzi	N.A.	Numeral 4.5.2
INVIAS	Instituto Nacional de Vías	N.A.	Numeral 4.10
ONU	Organización de Naciones Unidas	N.A.	Numeral 2.1
SIN	Sistema Interconectado Nacional	N.A.	Numeral 2.2
tep	Toneladas Equivalentes de Petróleo	11630 kWh	Numeral 2.1
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	N.A.	Numeral 4.10
ZNI	Zonas No Interconectadas	M.A.	Numeral 2.2

PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS A FILO DE AGUA

GUZMÁN ARÉVALO JOSÉ JULIO

Universidad Nacional de Colombia, Carrera 27 # 64-60, Manizales, Caldas - Colombia

Resumen

La energía es motor de desarrollo de los pueblos y es un propósito universal obtener los mejores mecanismos para usarla, procurando la sostenibilidad. Las micro y pequeñas centrales hidráulicas unen la conservación ambiental y paisajística con la posibilidad de brindar mejores condiciones a las comunidades donde se desarrollen.

El presente documento incluye una breve explicación de las transformaciones de la energía por medio del agua y presenta algunos aspectos relativos a la formulación de pequeños proyectos hidráulicos para la generación de la energía eléctrica.

Uno de los componentes para la generación eléctrica son las turbinas hidráulicas, en este trabajo se ha profundizado en el estudio de las características principales, las más comunes son las turbinas Francis y aquí se dedica un capítulo a los aspectos constructivos de este modelo.

En el último capítulo, a manera de caso de estudio, se puede observar una aplicación práctica de la determinación de las características de centrales hidráulicas, al comparar algunos datos teóricos con los existentes en la central de Río Mayo. La metodología para abordar el tema, consiste en revisar los procesos de diseño, aplicando las fórmulas conocidas y comparar los resultados con las condiciones reales de la central de Río Mayo.

Finalmente se presentan algunas conclusiones y recomendaciones para seguir avanzando en el conocimiento de estos proyectos.

Palabras Clave: Energía, agua, hidráulica, Turbinas Francis

SMALL HYDROPOWER PLANTS RUN OF RIVER

Abstract

Energy is the driving force for the development of peoples and it is a universal purpose to obtain the best mechanisms to use it, striving for sustainability. The micro and small hydroelectric plants collect environmental and landscape conservation with the possibility of providing better conditions to the communities where they are developed.

This document includes a brief explanation of the transformations of energy through water and presents some aspects related to the formulation of small hydraulic projects for the generation of electric power.

Hydraulic turbines are one of the components for the electric generation, in this work the study of the main characteristics has been studied, the most common are the Francis turbines and a chapter is devoted to the constructive aspects of this model.

In the last chapter, as a case study, we can observe a practical application of the determination of the characteristics of hydraulic power plants, by comparing some theoretical data with those existing in the Rio Mayo power plant. The methodology to address the issue consists of reviewing the design processes, applying the known formulas and comparing the results with the actual conditions of the Rio Mayo power plant.

Finally, some conclusions and recommendations are presented to continue advancing in the knowledge of these projects:

Key Words: Energy, water, hydraulics, Francis Turbines

1. INTRODUCCIÓN

En el último siglo, los seres humanos en su afán de un desarrollo, concebido únicamente como crecimiento monetario, han consumido gran cantidad de recursos fósiles que se aprovechan mediante su quema, generado las condiciones propicias para un calentamiento global. Nuestro país cuenta con una riqueza muy grande en una fuente limpia de energía como lo es la posibilidad de adelantar un sinnúmero de aprovechamientos pequeñas centrales hidráulicas, los cuales se encuentran respaldados en la normatividad vigente del Sector Eléctrico Colombiano.

El presente trabajo pretende incentivar nuevos desarrollos mostrando en algunos ejemplos que permiten vislumbrar un futuro negocio prometedor, sin llegar a ser un manual para la construcción de estos aprovechamientos, ya que en la bibliografía aparecen casi una decena de ellos.

Luego de la justificación y objetivos, en este documento, se incluye un capítulo destinado a las consideraciones generales para la construcción de centrales hidráulicas de filo de agua, que representan una oportunidad importante de desarrollo y potencialidad económica para muchas comunidades que se puedan organizar, grupos de personas interesadas o para los inversionistas de capital con interés en incursionar en alternativas productivas que mejoren las condiciones de la gente y de ellos mismos. Vale la pena mencionar como el Grupo Colsanitas desarrolló el proyecto Patico en el Cauca y luego lo vende a Conconcreto para su autogeneración, así empresas de distintos sectores pueden intervenir hoy en día en la generación eléctrica basados en la energía hidráulica, este es un negocio real y al alcance de muchos.

Dentro del capítulo destinado a las centrales a filo de agua, se estudian los conceptos básicos de la transformación de la energía a través del agua, dedicando un aparte a examinar las pérdidas en las tuberías, otro a los medios para determinar el caudal aprovechable y otros aspectos relevantes en materia de geología y consideraciones regulatorias en Colombia.

El capítulo 5 se estudia de manera detallada las consideraciones de diseño para tener en cuenta en las turbinas hidráulicas en general, el capítulo 6 se dedica a la estructura constructiva de las turbinas Francis y en el siguiente capítulo se usan los conceptos y fórmulas al caso de la central a filo de Agua de Río Mayo que es propiedad de CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

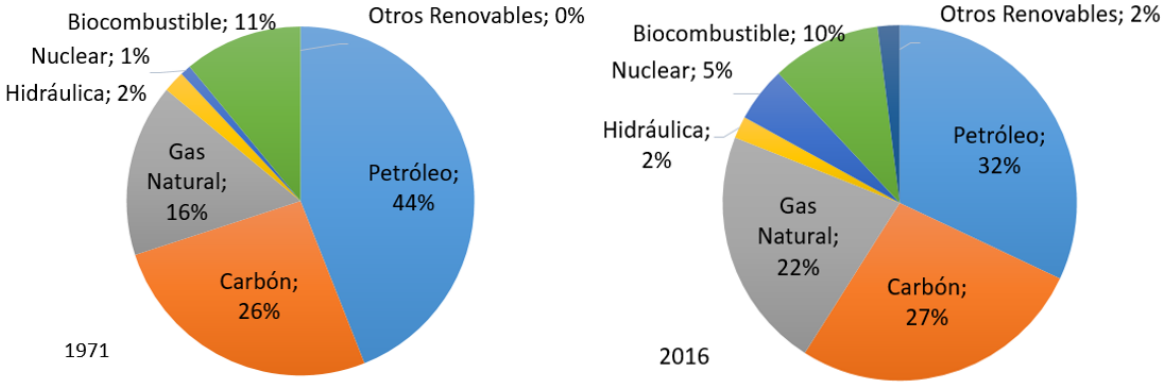
2. JUSTIFICACIÓN

La energía es una fuente para el desarrollo de los pueblos, pero hoy en día, millones de personas carecen de energías apropiadas.

2.1 LA ENERGÍA EN EL MUNDO

La Agencia Internacional de Energía, organismo de la ONU, en su "World Energy Balances Edición 2018", indica que el suministro total de energía entre 1971 y 2016, por fuente de combustible, ha presentado los siguientes cambios:

Ilustración 1. Suministro mundial de energía por fuentes años 1971 y 2016[1].



Según la misma fuente, para el año 1971 el suministro mundial de energía fue de 5523 Millones de toneladas Equivalentes de Petróleo (Mtep) y en 2016 paso a ser de 13761 Mtep, es decir se multiplicó 2.5 veces.

Como se observa los combustibles fósiles siguen representando la principal fuente de abastecimiento energético, para todos los usos, generando los indeseables efectos del cabio climático.

La Organización de las Naciones Unidas[2], que adopta los intereses de las 193 naciones asociadas, fijó 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para ser alcanzados en el año 2030, el "Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos", incluye como meta: "7.2 De

[1] Datos del World Energy Balances Edición 2018, ilustración del autor.
[2] Datos y textos en comillas tomados de http://www.un.org Recuperados el 28 de septiembre de 2018.

aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas". Las centrales hidráulicas a filo de agua cumplen las condiciones para impactar positivamente en la meta 7.2 de las Naciones Unidas, por lo cual se espera reciban incentivos importantes por parte de gobiernos y organizaciones alrededor de todo el mundo.

2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Las grandes ciudades cuentan con el abastecimiento de energía eléctrica proveniente de centrales de generación interconectadas incluso de manera transnacional con Ecuador, Panamá y Venezuela, conformando el Sistema Interconectado Nacional – SIN, sin embargo, en extensas zonas rurales de Colombia, hay miles de hogares sin acceso a energía eléctrica y en la cocción emplean leña, con un efecto adverso al ambiente y a su propia salud por la aspiración de los dañinos humos.

A partir de la constitución de 1991, se ha creado un esquema muy seguro para que inversionistas privados puedan incursionar en los negocios del sector eléctrico, que son Generación, Transmisión, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica, esto es posible tanto en el SIN, como en las Zonas No Interconectadas ZNI.

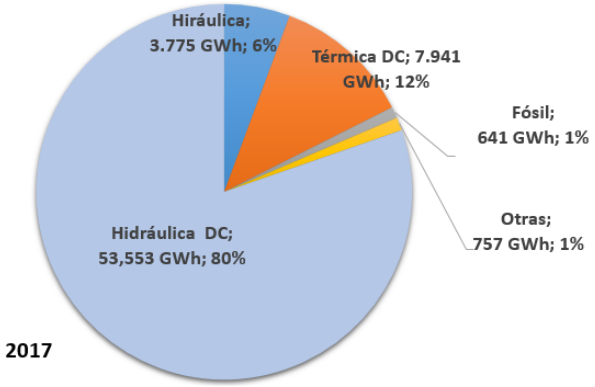
Según estudios realizados por el Gobierno Nacional, nuestro país tiene posibilidades de instalar 90.000 MW en generación hidráulica. A diciembre de 2017, existían 10.943 MW en 32 grandes centrales hidráulicas, que son despachadas centralmente y solamente 779 MW en 111 pequeños aprovechamientos, así que cerca del 87% de la capacidad detectada por el gobierno nacional se encuentra desaprovechado.

Durante el año 2017, el 80% de la energía eléctrica proviene del recurso hidráulico Despachado Centralmente (DC), que corresponde a grandes centrales, otro 6% lo generan centrales también hidráulicas pero más pequeñas, normalmente a filo de agua.

El restante 14% de la energía eléctrica en Colombia, tiene como fuente las térmicas despachadas centralmente son la segunda fuente de energía eléctrica y en últimos lugares se encuentran centrales con combustible fósil y las otras donde se incluyen biomasa (algunos ingenios azucareros), eólica (parque Eólico de Jeripachi), solar, fósil, cogeneradores y autogeneradores.

El informe de Operación del SIN del año 2017, elaborado por la firma XM, empresa encargada de su operación integrada, para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país, indica los datos de la generación del año 2017, que son:

Ilustración 2. Fuentes de Energía Eléctrica en Colombia. Año 2017[3].



El Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de XM, es responsable del despacho integrado de todas las fuentes de energía eléctrica en Colombia. Las centrales a filo de agua, tienen prelación, toda la energía que les sea posible producir se entrega a la red y por tanto le es reconocida económicamente a sus propietarios, así estas centrales son una interesante posibilidad de negocio.

Considerando la generación de energía como negocio, durante el 2017, XM presenta, sobre las cuentas que administra, indicadores de recaudo de 99.82%, así se refuerza la idea de que es un buen negocio.

Las Zonas No Interconectadas de Colombia presentan un atraso significativo respecto al resto del país en cuanto al suministro de energía eléctrica, en ellas prima la generación con combustibles fósiles especialmente ACPM, conllevando altos costos que son asumidos principalmente mediante subsidios, con recursos del Presupuesto General de la Nación y son entregados a quienes realizan las actividades de Generación, distribución y comercialización en estas localidades, por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Las centrales hidráulicas a filo de agua se constituyen en una oportunidad de negocio, en Colombia, que además contribuye al logro de objetivos universales.

[3] Datos de XM, Gráfica del Autor.

2.3 LA CENTRAL DE RÍO MAYO

A partir del estudio realizado, se cuenta bases para mejorar el estado de operación de una fuente de energía limpia, como lo es la central hidráulica a filo de agua de Río Mayo, con miras a incentivar su producción energética en el futuro, igualmente, puede servir de base para quién desee incursionar en la generación eléctrica mediante la tecnología de centrales a filo de agua, ya que se dan pequeñas indicaciones que una vez ampliadas con la extensa bibliografía consultada pueden incentivar otros proyectos que contribuyan a la meta 7.2, de las Naciones Unidas, en el cual todos los seres humanos tenemos responsabilidad.

Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., es la empresa propietaria de la central de Río Mayo, localizada en el municipio de San Pablo, al norte del departamento de Nariño en la república de Colombia. Esta central se construyó durante la década de 1960, iniciando los procesos contractuales en 1961 y se puso en funcionamiento en 1969, por tanto, sus equipos ya han cumplido la vida útil y la tecnología de construcción de algunos de ellos ha mejorado considerablemente.

El conocimiento reunido en este trabajo, permite contar con mejores prácticas para el mantenimiento de las turbinas existentes en la central de Río Mayo y así contribuir con más energía de origen limpio para todos los colombianos, disminuyendo la necesidad de emplear fuentes que aceleren el cambio climático.

2.4 EL CASO DE HIDROITUANGO

Colombia esperaba la entrada de la central de Ituango (Hidroituango), en Antioquía, con lo cual las pequeñas centrales como las de Río Mayo no aportarían gran cantidad de energía al sistema y por tanto mantenerla en operación sería una opción a considerar. Sin embargo, en mayo de 2018 se conoce que el proyecto Hidroituango podría incluso no llegar a entrar en operación, así que los precios de la energía en el sistema eléctrico colombiano se han incrementado de manera significativa y es previsible que se sigan creciendo mientras no haya claridad completa en cuanto a la fecha de entrada en operación del mega proyecto, lo cual, por lo menos hasta los inicios de 2019 sigue en un terreno especulativo.

Bajo las condiciones planteadas, el estudio de la central de Río Mayo permite a CEDENAR S.A. E.S.P., avanzar en dos tópicos: por una parte, de manera inmediata debe conducir a mejores prácticas en cuanto al mantenimiento de la central lo que

repercute en mejores eficiencias independientemente de lo que ocurra en Hidroituango y por otra parte si se llega a confirmar demoras importantes en ese proyecto podría plantearse la optimización de la central con tiempos de respuesta mucho más rápidos que bajo las condiciones del conocimiento existentes hoy en día, así, el presente trabajo puede contribuir a la capacidad de reacción de CEDENAR S.A. E.S.P. ante posibles futuras presiones financieras, que se deriven de la dinámica del proyecto antioqueño, durante los siguientes meses.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general es presentar algunos aspectos básicos que se deben tener en cuenta al considerar proyectos en Pequeñas centrales hidráulicas, profundizando en el tema de selección de las turbinas y presentar un caso de estudio concerniente a la información técnica relativa a la Central de Río Mayo, propiedad de CEDENAR S.A. E.S.P.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Resaltar las consideraciones técnicas que a juicio del autor corresponden a los tópicos más relevantes en los proyectos hidráulicos a filo de agua.

Estudiar cuales metodologías de diseño llegan a los resultados más próximos a las medidas encontradas en Río Mayo.

Promover el interés de los lectores en proyectos de centrales a filo de agua.

4. CENTRALES HIDRÁULICAS A FILO DE AGUA

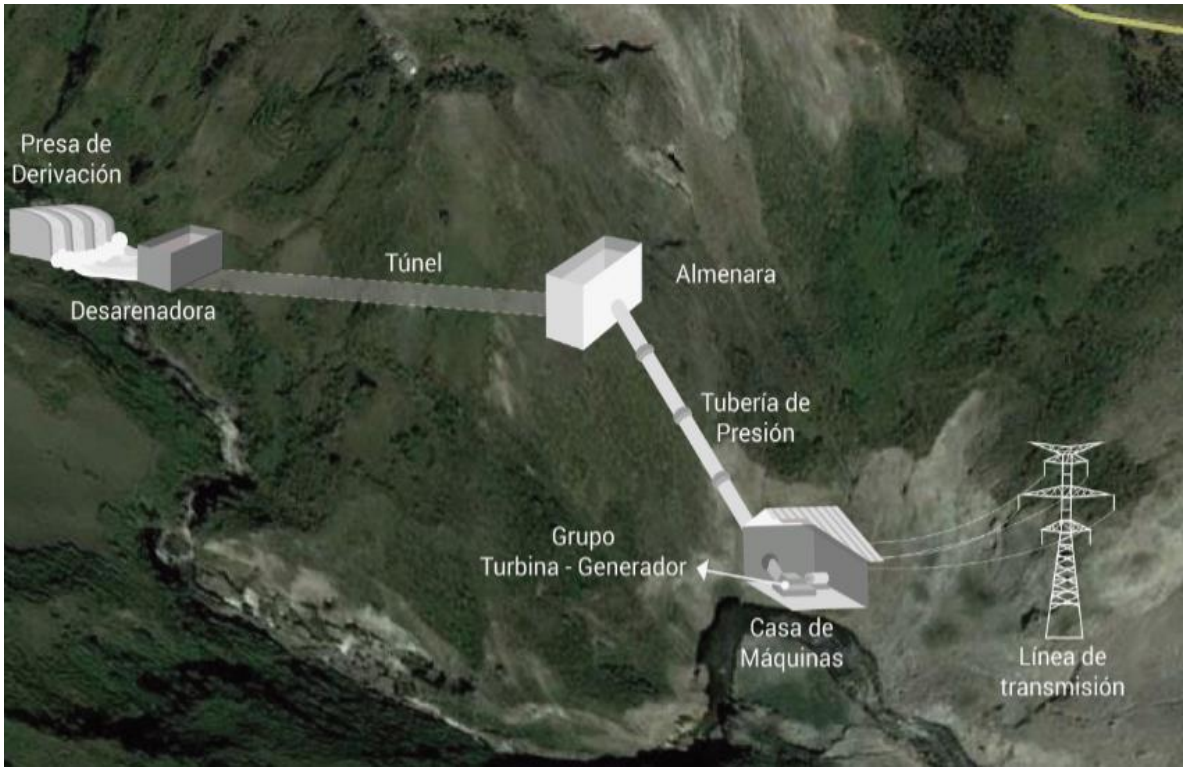
Las centrales a filo de agua se distinguen por no requerir un embalse y una presa muy grandes, se sirven de una topografía apropiada del terreno que permita obtener un desnivel del agua de un río o arroyo y con su aprovechamiento se genera la energía eléctrica.

En este capítulo se introducen algunos de los tópicos básicos de este tipo de esquemas, con algunas consideraciones puntuales y prácticas.

4.1 COMPONENTES BÁSICOS

En la siguiente figura se pueden apreciar los componentes de una central a filo de agua, las cuales son las más económicas y con el menor impacto medioambiental posible. En Colombia además gozan de la preferencia en su despacho, esto quiere decir que toda la energía que pueda producir sale a la red y es adquirida en el sistema eléctrico como mínimo al precio de bolsa o de contrato que rija en cada momento.

Ilustración 3. Esquema de central a Filo de Agua del Autor sobre una Imagen de Google Earth.



Las centrales a filo de agua, se componen de algún sistema o estructura pequeña para desviar una porción del caudal de un río, hacia un sistema de conducción hasta un punto donde existe un tanque de carga que alimenta la tubería de carga, desde aquí se lleva el agua directamente a la casa de máquinas que es el lugar donde se colocan las turbinas y generadores.

Existen videos que muestran el desarrollo y operación de una microcentral a filo de agua, se recomienda un video elaborado por el IPSE, disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=FwR355lVRRI&t=426s con el nombre de "Centrales Hidroeléctricas, PCH, Michell Banki", que explican claramente los componentes y funcionamiento de dos pequeñas centrales.

La energía eléctrica, de la central debe ser consumida de manera inmediata por una carga o demanda y por tanto se encuentra sometida a las variaciones o fluctuaciones, que pueden ser desde el encendido de un bombillo a un cortocircuito importante, así que se debe contar con mecanismos que le permitan reaccionar y acomodarse a la nueva situación, para ello en el caso de centrales aisladas de poca capacidad, es usual encontrar bancos de baterías que surten más energía en caso de un aumento en la demanda y la almacenan durante los períodos de baja demanda.

En sistemas más grandes que atienden a unos cientos de usuarios, pueden emplearse como sistemas de respaldo plantas diésel o incluso con baterías, de manera que existan tres fuentes para abastecer la demanda. En Mocoa (Putumayo) existió una central de 300 kW y el sistema de control eran resistencias eléctricas para evitar sobretensiones, mientras en Bahía Solano (Chocó) donde la PCH es de 3 MW, se cuenta con varias plantas diésel que aportan energía en horas pico para controlar la frecuencia y el voltaje, pues sus redes abarcan varias poblaciones.

En el caso del Sistema Interconectado Nacional SIN, se cuenta entre otros, con un sistema denominado AGC, que es un Sistema de Regulación Secundaria de frecuencia que nos permite disfrutar de una buena calidad de la energía eléctrica, ante eventos imprevistos del sistema como la falla de grandes circuitos, que pueden llegar a afectar ciudades enteras.

4.2 ENERGÍA HIDRÁULICA

El agua en su ciclo hidrológico recibe calor del sol, lo que le permite evaporarse y ganar altura, de esta forma, gana energía potencial gravitacional o gravitatoria.

A partir de las leyes de la mecánica clásica, presentadas por Isaac Newton en el año 1687, en su libro denominado "*Philosophiæ Naturalis Principia Mathematica*", todo cuerpo, que se encuentre cercano a la tierra, vale decir dentro de la atmósfera terrestre, posee una energía potencial gravitatoria, la cual depende de la diferencia de altura respecto a un punto de referencia, su masa y la aceleración de la gravedad "g", esta energía se encuentra expresada en una fórmula matemática que es:

Ecuación 1. Energía potencial gravitatoria

$$Eg = m.g.h$$

Donde:

Eg: Es la energía potencial o gravitatoria y de acuerdo a las unidades establecidas del sistema internacional se encuentra en Julios (1 W s).

m: Es la masa de la partícula o del cuerpo, que se expresa en kilogramos (kg).

g: Es la aceleración de la gravedad, para efectos prácticos podemos suponer como constante e igual a 9.81 m/s^2.

h: Es la diferencia de altura entre la posición inicial del cuerpo o partícula y el punto o lugar de referencia en el cual deseamos medir la energía y se mide en metros.

Cuando una gota de agua se encuentra por encima de un punto de referencia, tiene la capacidad de producir un trabajo, que es igual a su energía potencial gravitacional, en el punto de referencia. Por tanto, si queremos producir más trabajo necesitamos que la diferencia de altura entre el sitio (lugar de referencia) donde deseamos extraer la energía y el punto donde captamos el agua sea lo más grande posible.

Sabemos que una gota de agua puede generar un trabajo si se encuentra en un lugar más elevado respecto a otro punto, pero si deseamos que exista una continuidad necesitamos muchas gotas de agua, por ejemplo, para mover una

turbina, de tal forma que requerimos un medio o conducto para transportar esa agua y se genere un flujo de agua.

Los flujos de agua fueron estudiados con el propósito de prever inundaciones, se realizaron varias propuestas para entender su comportamiento, la historia, según indican Pedroza y otros[4], la iniciaron las disquisiciones entre Giovanni Fontana y el padre Benedetto Castelli, con el propósito de explicar una inundación de Roma en 1598, a partir de las cuales se llegó a la fórmula de Castelli:

Ecuación 2. Caudal de un fluido

$$Q = A * V$$

Donde:

Q: Es el caudal o gasto y hoy se mide en m^3/s.

A: Es el área de la sección transversal que atraviesa el flujo, por ejemplo, en un canal se trata de un área trapezoidal, mientras en una tubería completamente llena sería el área del circulo interior de dicha tubería, para el sistema internacional de unidades, debe indicarse en metros cuadrados.

V: Es la velocidad media del fluido que atraviesa el área a la cual nos referimos, se expresa en m/s.

El estudio de fluidos, según Pedroza y sus colegas, lo continuaron Evangelista Torrecilli, Newton propuso una alternativa y Johann Bernoulli, en su libro Hidráulica de 1743, expone una fórmula que resulta complementaria y contribuye a explicar los fenómenos de los fluidos, basado en trabajos previos de su propio hijo Daniel (de hecho abundante literatura consultada le da la autoría de la fórmula a Daniel), llegando a la ecuación de fluidos de Bernoulli, la cual en su forma actual se representa matemáticamente de la siguiente manera:

Ecuación 3. Ecuación de fluidos de Bernoulli

$$h + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} = Constante$$

[4] PEDROZA GONZÁLEZ, Edmundo; ORTIZ MEDEL, Josefina; MARTÍNEZ GONZÁLEZ, Francisco. Historia del Teorema de Bernoulli. En: Acta Universitaria, vol. 17, núm. 1, enero-abril, 2007, pp. 39-45, Universidad de Guanajuato. Guanajuato, México

Donde:

h: Es la diferencia de altura con respecto a una referencia, es la misma de la ecuación 1, de la energía potencial gravitatoria.

P: Es la presión que soporta cada partícula del fluido a lo largo del conducto, bien sea cauce o tubería que lo transporta.

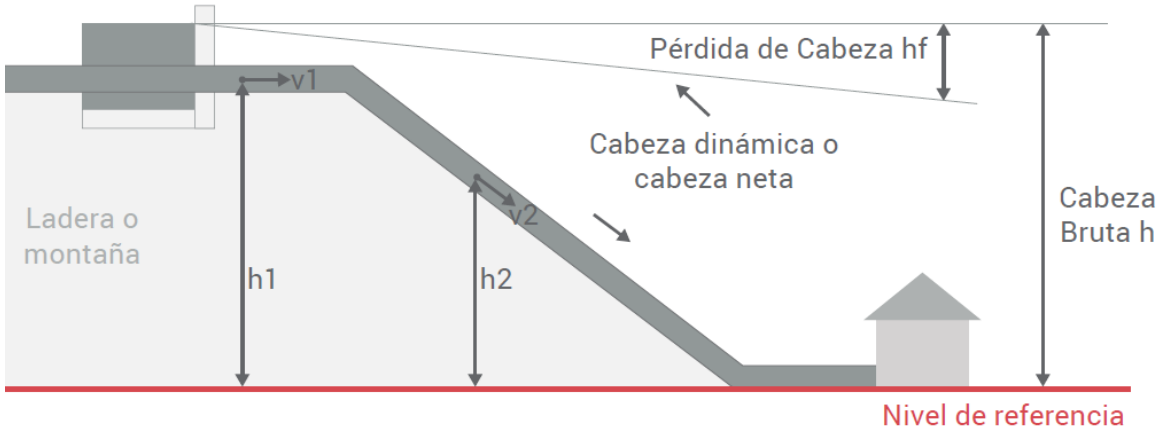
ρ: Es la densidad del fluido, que para el caso de centrales hidráulicas es el agua.

V: Es la velocidad del fluido, en la sección transversal del elemento (ducto o canal) que la conduzca.

g: Es la aceleración de la gravedad, como ya se ha indicado será constante e igual a 9.81 m/s^2.

Cuando el agua circula por una tubería o un canal, respecto a una referencia, se van dando transformaciones de la energía del agua, la energía potencial inicial dada por la Ecuación 1, y representada en la ecuación de Bernoulli por h, se transforma en Energía de presión y en energía cinética, que son los otros dos sumandos de la Ecuación de Bernoulli.

Ilustración 4. Agua circulante por una ladera en tubería



Todos los sumandos de la ecuación de Bernoulli, representan un tipo de energía, cada término es una longitud, por lo cual se ha denominado también como la cabeza de energía, y deben expresarse en metros o en otras unidades de longitud.

Ejemplo:

Supongamos que en una finca existe una quebrada, de la cual se puede tomar 10 litros por segundo, la diferencia de altura al sitio donde se va a instalar una turbina es de 30 metros y vamos a usar una tubería de 4 pulgadas de diámetro. Tomamos la presión en la parte baja de la tubería y encontramos que es de 27 PSI. La pregunta sería, ¿cuál es la cabeza disponible en la turbina?

Solución

La cabeza de presión, se obtiene conociendo que: 1 metro de columna de agua (mca) = 1.422 psi, así directamente la cabeza de presión es:

$$Cabeza\ de\ Presión = 27[PSI] * \frac{1[mca]}{1{,}422[PSI]} = 18.99\ m$$

En caso de manómetros que se encuentren calibrado en mca, el valor que marca corresponde al de la cabeza de presión.

A partir del caudal se estima la velocidad media del agua, conociendo que 4 pulgadas son 10.16 cm y 10 litros son 0.01 m^3, entonces:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.01[m^3/s]}{\pi * (\frac{0.1016^2}{4})[m^2]} = 1.23[m/s]$$

Por tanto, la cabeza de velocidad está dada por:

$$Cabeza\ de\ Velocidad = \frac{V^2}{2 * g} = \frac{(1.23\frac{m}{s})^2}{2 * 9.81 m/s^2} = 0.08\ m$$

La cabeza total en el punto de instalación de la turbina sería igual a la cabeza de velocidad y la cabeza de presión, pues la cabeza de altura es cero, ya que estamos en el nivel de referencia donde h = 0, así la cabeza total es 18.99 m + 0.08 m = 19.07 m.

Se debe observar que se contaba con una cabeza inicial o bruta de 30 metros, así existen unas pérdidas de 11 metros, las cuales se denominan pérdidas por fricción en la tubería (hf).

4.3 ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA A INSTALAR

La variación de la energía sobre el tiempo es la potencia, de tal manera:

$$P = \frac{Eg}{t} = \frac{m * g * h}{t}$$

Expresando la masa como la densidad multiplicada por el volumen, que llamaremos "Vol", tendremos:

$$P = \rho * \frac{Vol}{t} * g * h$$

Dado que volumen entre tiempo corresponde al caudal (Q), podemos realizar esta sustitución en la ecuación y reordenando los términos se tiene:

Ecuación 4. Potencia de un fluido

$$P = \rho * Q * g * h = \gamma * Q * h$$

Donde:

P: Es la potencia.

γ: Es el peso específico del fluido.

Q: Es el caudal.

h: Es la altura.

Como siempre esta ecuación presenta restricciones, en razón a que no se ha considerado las pérdidas derivadas de la tubería de carga, ni las derivadas de la eficiencia de la turbina y el generador.

En centrales hidráulicas, conocemos que la densidad del agua, la cual, a temperaturas normales permanece en un valor muy cercano a 1000 kg/m^3 y la aceleración de la gravedad es 9.81 m/s^2, así, incluyendo un análisis dimensional de la ecuación, así como la eficiencia del grupo turbina generador y las pérdidas derivadas de la tubería se tendría que:

$$P\,[W] = 1000\left[\frac{kg}{m^3}\right] * 9.81\left[\frac{m^2}{s}\right] * Q\left[\frac{m^3}{s}\right] * H_N[m] * \varepsilon$$

Si dividimos entre 1000 a ambos lados de la ecuación, se tiene:

Ecuación 5. Potencia de centrales hidráulicas

$$P[kW] = 9.81 \left[\frac{kg}{ms}\right] * Q \left[\frac{m^3}{s}\right] * H_N[m] * \varepsilon$$

Se han introducido dos componentes nuevos que son:

H_N: Corresponde a la altura neta, es decir la altura total o bruta, menos las pérdidas de la tubería.

ε: Es la eficiencia del grupo turbina – generador.

Ejemplo

En la finca, donde el caudal era 0.01 m^3/s, ya conocimos cual es la altura neta disponible a nivel de la turbina de 19.07 metros, así aplicando la ecuación de potencia en las centrales hidráulicas se tiene:

$$P[kW] = 9.81 * 0.01 * 19.07 * \ \varepsilon = 1.87\ [kW] * \varepsilon$$

Siendo que se aplicó la altura neta (19.07 metros) y no la altura bruta (30 metros), esta potencia corresponde a la que se puede obtener como entrada en la turbina, bajo los supuestos dados.

En cuanto a la eficiencia del grupo turbina generador, en potencias tan pequeñas, se intenta contar con alternativas de bajo costo, puede ser el uso de bombas en sentido inverso conectadas a un motor de jaula de ardilla o alternador, lo cual resulta mucho más económico que una turbina. La eficiencia del grupo bomba – motor, trabajando de manera inversa puede estar en el orden del 50%, muy bajo en relación a las eficiencias normales de grupos Turbina Generador que pueden alcanzar el 95%, pero se compensa por el costo y la facilidad de consecución de los elementos.

Entonces, la potencia eléctrica disponible a la salida del equipo turbina – generador sería de 0.94 kW.

Podemos determinar cuál sería la energía que produce este sistema, durante un año, asumiendo que trabajara el 65% del tiempo, tendríamos:

$$Energía\ [kWh] = P[kW] * tiempo = 0.94 * \ 24 * 365 * 0.65 = 5326\ kWh$$

Para decidir construir o no una central hidráulica, es necesario revisar cual es el costo de la energía, por ejemplo, en mayo de 2018 para la zona del SIN atendida por CEDENAR S.A. E.S.P su costo "G" es de $190.50/kWh[5], mientras en las ZNI, en el departamento del Vaupés el valor del mismo componente "G" es $1930,37/kWh[6].

Luego entonces tenemos:

Valor de la Energía en Nariño:

$$Valor\ Energía = Energía * Tarifa = 5326\ [kWh] * 190.50\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] = \$1.014.603$$

Valor de la Energía en Vaupés:

$$Valor\ Energía = Energía * Tarifa = 5326\ [kWh] * 1930.37\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] = \$10.281.151$$

Por tanto, la inversión en el mismo sistema, puede recuperarse muy rápidamente en las ZNI, pero puede tomar algunos años en el SIN.

La potencia se encuentra limitada por el máximo caudal disponible, pero tiene un amplio margen donde puede ser rentable, dependiendo de las condiciones específicas del mercado donde se desea colocar la energía, por ejemplo, una pequeña central que no sea rentable para convertirse en generador, puede interesar a una industria, hotel o comercio que consuma toda la energía si se encuentra muy cerca, ya que existen costos adicionales a la generación, que podría evitar.

En la Ilustración 2. Fuentes de Energía Eléctrica en Colombia. Año 2017.se muestra que en Colombia, se produjeron 757 GWh por otras fuentes, de esta cantidad los Cogeneradores y Autogeneradores, aportaron 158 GWh, cuyo valor a una tarifa de $ 190.50/kWh, equivalen a un poco más de $ 30.000 Millones, si adicionamos los cargos por las actividades de transmisión, comercialización y distribución, el ahorro

[5] http://scl.cedenar.com.co/consignacioneslocales/Archivos/tarifa_113.pdf, Recuperado el 1 de octubre de 2018.
[6] http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_131, Recuperado el 1 de octubre de 2018.

total obtenido por estos usuarios que tomaron la determinación de invertir en su propia energía, puede alcanzar los $ 90.000 Millones (solo en el 2017), conociendo que el costo de generación representa aproximadamente un tercio del costo unitario (por kWh) de electricidad.

4.4 PÉRDIDAS EN LA TUBERÍA DE PRESIÓN

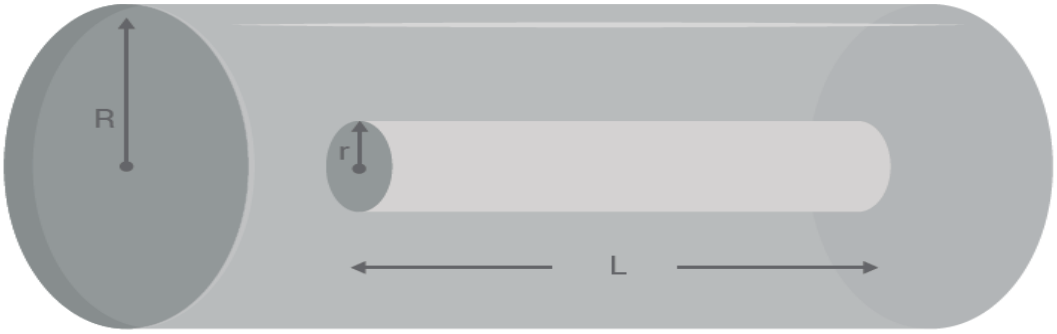
4.4.1 Fuerza cortante de Newton

Para explicar pérdidas en la tubería de presión, la primera Ley de Newton (Ley de acción y reacción), indica que la superficie del fluido en contacto con las paredes de la tubería o canal, recibe por parte de ese medio de transporte una fuerza contraria a la que el mismo fluido ejerce sobre ella, de hecho, si pensamos que el fluido esta compuestos por láminas cada lámina va ejerciendo una fuerza contraria a la lámina que se encuentra inmediatamente encima en el caso de canales o se encuentra hacia el interior en el caso de tuberías.

Newton propuso que esa fuerza se debía a una propiedad del fluido que se ha llamado viscosidad y la fuerza era directamente proporcional tanto al área de contacto del fluido con conducto que lo contiene y a su velocidad e inversamente proporcional a la distancia entre esa zona de contacto y el punto donde se quiera tomar la lámina de fluido.

Tomemos el siguiente esquema donde un fluido viaja por una tubería:

Ilustración 5. Fluido dentro de una tubería.



El radio interno de la tubería es R y suponemos que por ella viaja un fluido compuestos de una infinidad de láminas cilíndricas y concéntricas de radio “r”, con un espesor “dr” y con una longitud L, así cada lámina del líquido se encuentra sometida a una fuerza, que según la Ley de Newton corresponde a:

Ecuación 6. Ecuación de la fuerza cortante de Newton

$$Fc = A\varphi \frac{dv}{dr}$$

Donde:

Fc: Es la fuerza cortante que ejerce la lámina anterior o la tubería en caso de la lámina más externa, en contra del movimiento del fluido.

A: Es el área que se encuentra en contacto con la lámina.

φ: Es la viscosidad absoluta del fluido.

dv: Es la diferencia de velocidad entre el cilindro de fluido considerado y el cilindro más externo.

dr: Es el espesor del cilindro considerado

Tomando en cuenta lo anterior, en el caso de tuberías, la ecuación de Bernoulli sufre una corrección y se debe incluir en el punto más bajo de una tubería, una altura de pérdidas, a la cual denominaremos “hf”.

Recordemos la Ilustración 4. Agua circulante por una ladera en tubería” y la aplicación que se realizó de ecuación de Bernoulli, entonces, al incluir las perdidas reescribimos la misma ecuación de la siguiente manera:

Ecuación 7. Ecuación de Bernoulli incluyendo pérdidas.

$$h1 + \frac{P1}{\rho g} + \frac{V1^2}{2g} = h2 + \frac{P2}{\rho g} + \frac{V2^2}{2g} + hf$$

Esta sería la aplicación de la ecuación de Bernoulli en una tubería donde h1 es mayor que h2, con respecto a una misma referencia, incluyendo las pérdidas en la tubería, las cuales aquí hemos colocado con la notación “h_f”, en alguna literatura se encuentra denominado como H_{rp} o también como h_L.

4.4.2 Número de Reynolds

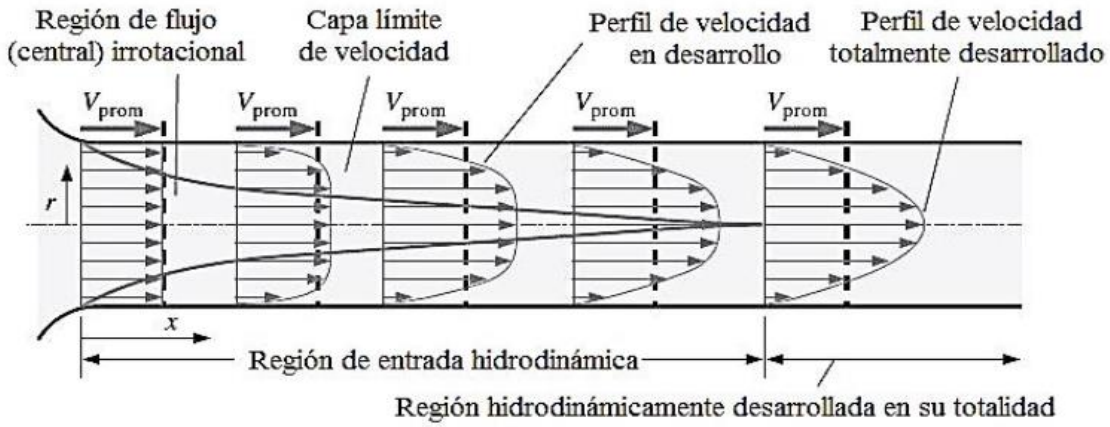
Según Jackson y Launder[7], el profesor Osborne Reynolds inició una serie de experimentos en el año 1883, que lo llevaron a presentar en 1895 un artículo donde analizaba las condiciones de turbulencia de los fluidos, esta condición resulta importante por cuanto las pérdidas se elevan cundo se pasa de un fluido laminar (muy parecidos a los fluidos ideales), a lo que denomina flujo turbulento.

Como se observa, desde el inicio de sus experimentos a la deducción de la ecuación de Reynolds, pasaron cerca de 12 años.

En la Universidad Tecnológica de Mixteca Iturbide y otros investigadores, desarrollaron un equipo, similar al del profesor Reynolds que permite visualizar el comportamiento de los fluidos, las siguientes imágenes son tomadas del artículo denominado: “Diseño y construcción de un equipo para visualizar el comportamiento de los fluidos en regímenes laminar y turbulento” publicado en las memorias del XXIII Congreso Internacional anual de la Sociedad Mexicana de Ingeniería Mecánica, llevada a cabo entre el 20 y el 22 de septiembre de 2017.

Se debe considerar inicialmente la explicación gráfica de los tipos de flujo, ya que el flujo laminar no se presenta sino cuando aparece la región hidrodinámicamente desarrollada, como se muestra en la figura también tomada del artículo citado.

Ilustración 6. Desarrollo del perfil de velocidad en una tubería.



[7] JACKSON Derek, Launder Brian; Osborne Reynolds and the Publication of His Papers on Turbulent Flow **En:** Annual Review of Fluid Mechanics. 2007. 39:19–35

A continuación, las fotografías de los tres tipos de flujo obtenidas por el equipo de la Universidad Tecnológica de Mixteca

Ilustración 7. Fotografía de un flujo laminar.

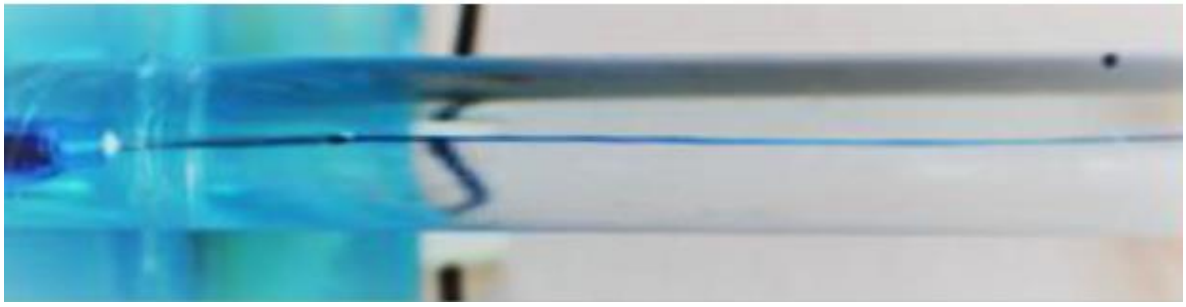


Ilustración 8. Fotografía de un flujo en estado de transición.

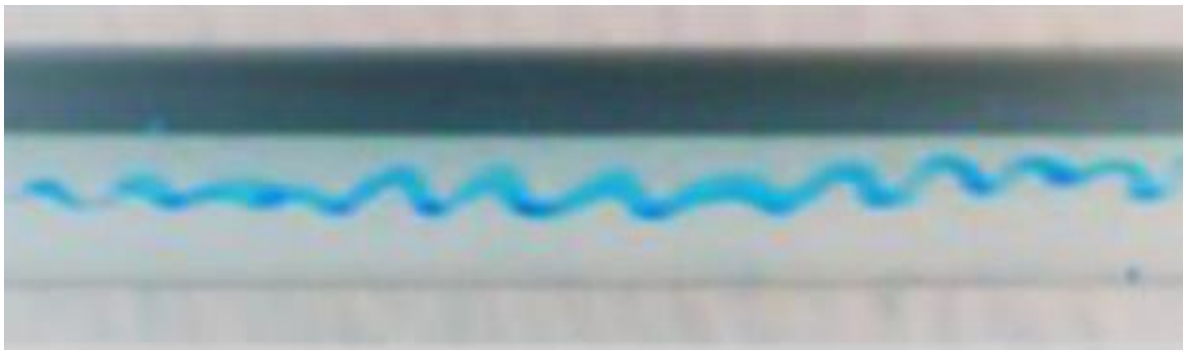
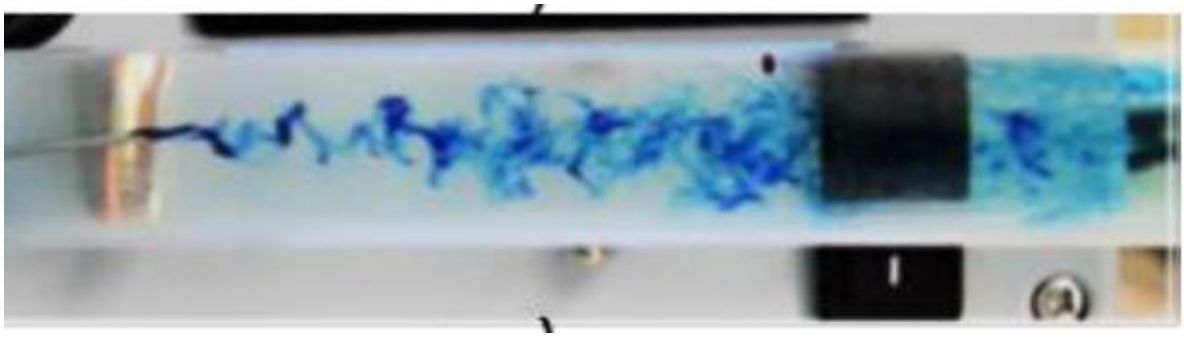


Ilustración 9. Fotografía de un flujo en estado turbulento.



Luego de muchos experimentos, Reynolds dedujo que las condiciones de los fluidos podrían estimarse a partir de la siguiente ecuación:

Ecuación 8. Número de Reynolds para fluidos en una tubería.

$$R_e = \frac{VD}{\nu}$$

Donde:

Re: Es el número de Reynolds

V: Es la velocidad media del fluido, debe expresarse en m/s.

D: Es el diámetro interior de la tubería

v: Es la viscosidad cinemática del fluido

Experimentalmente se observa que cuando R_e alcanza un valor cercano a 2000 se inicia un régimen de transición y luego de 5000, el flujo es turbulento.

El número de Reynolds permite estimar las pérdidas por fricción "hf" en las tuberías como se verá más adelante, así, es posible buscar las mejores condiciones tanto técnicas como económicas para el diseño de la tubería de presión que nos permitan establecer un régimen cercano al laminar la mayor parte del tiempo durante la operación de la central, para un caudal dado que varía en el tiempo es posible estimar con distintos diámetros de tubería cual será el número de Reynolds, además podemos tabular los costos probables de la tubería en cada caso y lograr una selección óptima tanto en términos técnicos como en términos económicos .

4.4.3 Ecuación de Darcy y Weisbach

Dentro de la investigación en fluidos, se propuso encontrar como expresar las pérdidas hf en función de parámetros conocidos de los sistemas, para desarrollar simulaciones y determinar, antes de la construcción, la forma en que deben funcionar las tuberías de transporte y por tanto que altura se requiere para lograr un determinado trabajo en el punto más bajo.

Durante la década de 1850, varios investigadores, de manera experimental, llegaron a una ecuación para calcular la altura de pérdidas, la cual se ha denominado la ecuación de Darcy – Weisbach, la cual, se representa de la siguiente forma:

Ecuación 9. Ecuación de pérdidas de Darcy- Weisbach.

$$\mathrm{hf} = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

hf: Son las pérdidas de altura en la tubería

f: Se denomina como factor de fricción de Darcy- Weisbach, en variada literatura se encuentra como γ.

L: Es la longitud de la tubería, en metros.

D: Es el diámetro de la tubería, en metros.

V: Es la velocidad media del fluido, en m/s.

g: La aceleración de la gravedad.

Existen varias posibilidades para determinar f, acorde a la situación particular de un fluido, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1. Ecuaciones para determinar el factor de fricción de Darcy- Weisbach.

Condición del Flujo	Nombre Ecuación	Fórmula
Laminar	Ecuación de Poiseuille para el factor de fricción de Darcy-Weisbach	$f = \frac{64}{R_e}$
Turbulento, en tuberías lisas y con 2000<Re<100.00	Ecuación de Blasius para factor de fricción de Darcy- Weisbach	$f = \frac{0.316}{R_E^{1/4}}$
Turbulento, en tuberías lisas y con Re>100.00	Primera ecuación de Kármán-Prandtl	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 * log_{10}(R_e * \sqrt{f}) - 0.8$
Turbulento en zona de transición con tubería rugosas	Ecuación de Colebrook-White para factor de fricción de Darcy- Weisbach	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * log_{10}\left(\frac{\frac{k}{D}}{3.7} + \frac{2.51}{R_e\sqrt{f}}\right)$

Condición del Flujo	Nombre Ecuación	Fórmula
Turbulento hacia la zona final, en tubería rugosas	Segunda Ecuación de Kármán-Prandtl para factor de fricción de Darcy- Weisbach	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 * log_{10}\left(\frac{D}{2k}\right) + 1.74$

En las ecuaciones anteriores, la única variable que no se ha nombrado es "*k*", la cual corresponde a la rugosidad del material, la cual se puede consultar en tablas para los materiales más comunes comercialmente de tuberías.

Como ejemplo, podemos citar algunas rugosidades de tuberías comerciales, tomadas del libro "Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica", que se encuentra en la bibliografía:

Tabla 2. Factores de rugosidad k para distintos materiales.

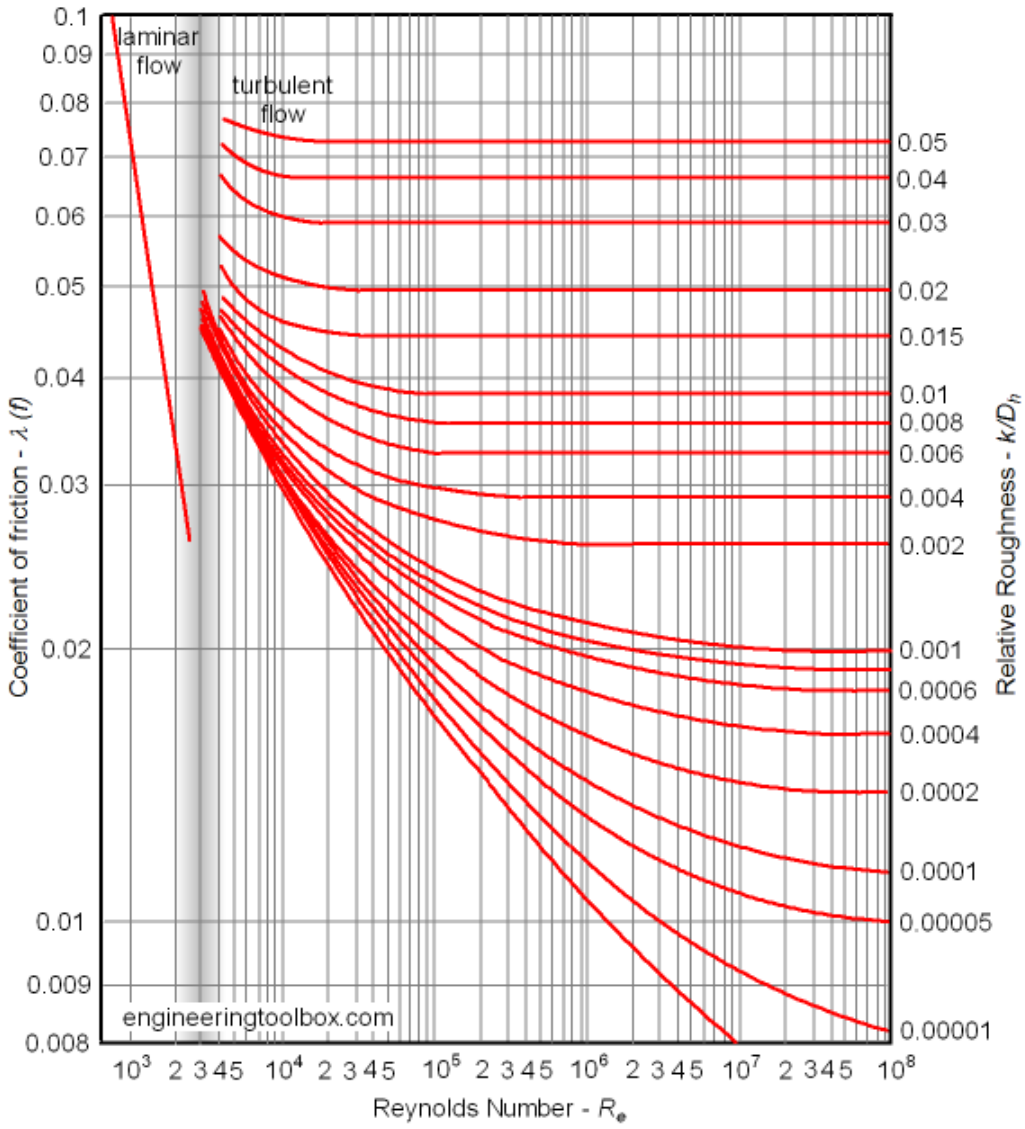
Tipo de Tubo	k (mm)
Tubería de polietileno	0,003
Tubería de fibra de vidrio con resina epoxy	0,003
Tubería de acero estirado sin costura (nuevo)	0,025
Tubería de acero estirado sin costura (ligeramente oxidado)	0,250
Tubería de acero estirado sin costura (galvanizado)	0,150
Tubería de acero soldado	0,600
Tubería de hierro fundido protegido con barniz centrifugado	0,120
Tubería de Uralita	0,025
Tubería de duelas de madera	0,600
Tubería de hormigón colado in situ/encofrado metálico	0,360

Las ecuaciones que gobiernan la dinámica de fluidos se pueden considerar casuísticas y por ello es necesario estar muy seguros del caso pertinente a un problema que se desee analizar o en el mismo problema se requiera aplicar varios casos dependiendo de las condiciones particulares, por ejemplo, el aumento o disminución del caudal, puede dar lugar a situarnos en uno u otro escenario, partiendo de una tubería única.

En la práctica, la ecuación de Poiseuille junto a la de Colebrok White son las más usuales, por ello se desarrollaron unas graficas contenidas en un papel doble logarítmico, muy aplicadas en los problemas de fluidos y se denominan los Diagramas de Moody.

Hoy en día es posible tomar los diagramas digitalizados y tomar medidas superiores a lo que se consigue con papel usando las gráficas en el computador, con programas especializados como “Meazure” o “Pixel Ruler”, que además permiten definir los puntos de 0,0, así que pude localizar uno aceptable en siguiente vinculo: https://www.engineeringtoolbox.com/docs/documents/618/moody-diagram-2.png, el cuál es el siguiente:

Ilustración 10. Diagrama de Moody

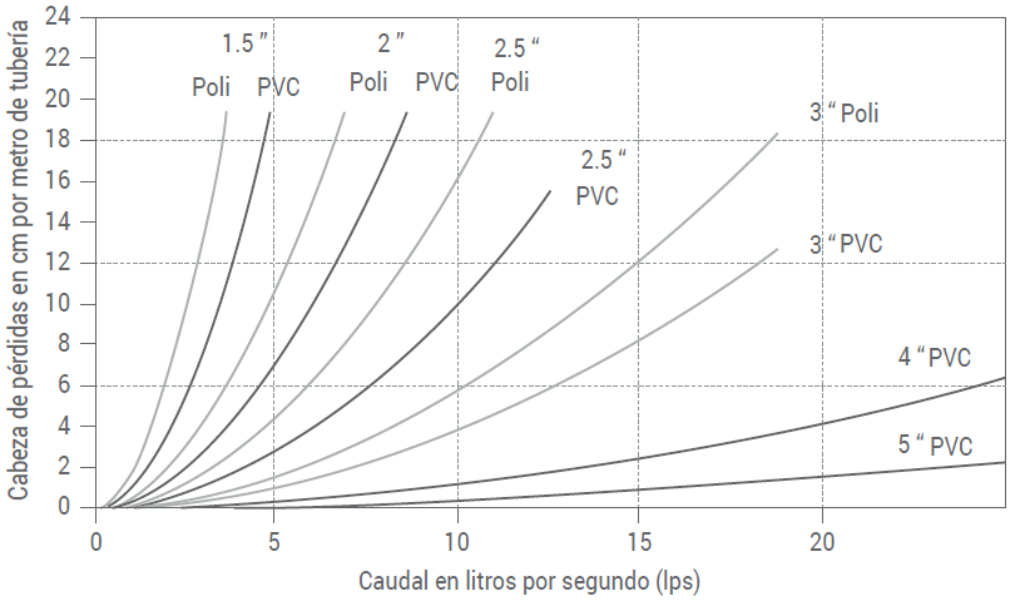


Evidentemente resulta mejor tomarlo directamente en internet. Igualmente existen calculadoras “on line” para definir el valor de “f” en condiciones dadas y para ciertos materiales.

4.4.4 Método simplificado para estimar pérdidas

Es posible el desarrollo de gráficas de pérdidas para pequeñas tuberías, en función de la longitud y del caudal, la siguiente figura se adaptó desde el libro de (MASTERS, 2004)., donde aparece en el eje horizontal Galones por Minuto y el eje vertical pies perdidos por cada 100 pies de longitud, pasando de manera muy cuidadosa y con elementos apropiados a litros por segundo y centímetros por metro de longitud.

Ilustración 11. Pérdidas en la tubería de presión, por cada metro de tubería.



Ejemplo

En una finca, se toman 10 litros por segundo (lps) de una quebrada, por medio de un pequeño canal en tierra que lleva el agua cerca de la cámara de carga, desde este punto tiende una tubería de polietileno de 3 pulgadas y una longitud de 300 metros, que conduce el agua a una turbina que se encuentra 30 metros debajo del nivel del agua en el tanque de carga, la pregunta es cuanta potencia se tiene a la entrada de la turbina y ¿cuánta energía puede generar en 30 días?

Solución

A partir de la Ilustración 11. Pérdidas en la tubería de presión, por cada metro de tubería. Podemos observar como un caudal de 10 lps, en una tubería de 3" de polietileno, tiene una pérdida del orden de 6 cm por cada metro, entonces:

$$Pérdida = 300\ m * \frac{0.06m}{1m} = 18\ m$$

Por tanto, la cabeza neta en la turbina es 30m – pérdida = 30 m – 18 m = 12 m.

De conformidad con la ecuación de potencia en centrales hidráulicas, la potencia a la entrada de la turbina será:

$$P(kW) = 9.81 * Q * H_N = 9.81 * 0.01 * 12 = 1.177\ kW$$

Para considerar la energía se multiplica este valor por la eficiencia del grupo turbina – generador que como hemos indicado anteriormente sería alrededor de un 50%, aunque en centrales de unos cientos de kilovatios hacia arriba se pueda llegar a ver eficiencias del orden del 80% al 95%. En este caso la potencia eléctrica disponible será un 50% de la de la turbina, es decir 588 W, con lo cual la energía a generar en 30 días, asumiendo que funcione el 65% del tiempo. Será:

$$Energía\ (kWh) = 0.588 * 24 * 30 * 0.65 = 275\ kWh$$

A nivel comparativo, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME de Colombia ha fijado, mediante la resolución 355 de 2004 un consumo mínimo de subsistencia por cada vivienda que es igual a 173 kWh al mes, si la vivienda se encuentra a una altura inferior 1000 msnm y de 130 kWh si se localiza por encima de dicho nivel, así que esta pequeña central podría suministrar la energía mínima vital para dos viviendas. Partiendo de valores reales de consumo que se pueden consultar en el SUI, podría atender entre 6 y 10 viviendas.

El consumo mínimo de subsistencia se aplica para efectos de cancelar subsidios a los usuarios residenciales pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 dentro del territorio nacional, por encima de dicho límite no hay subsidio.

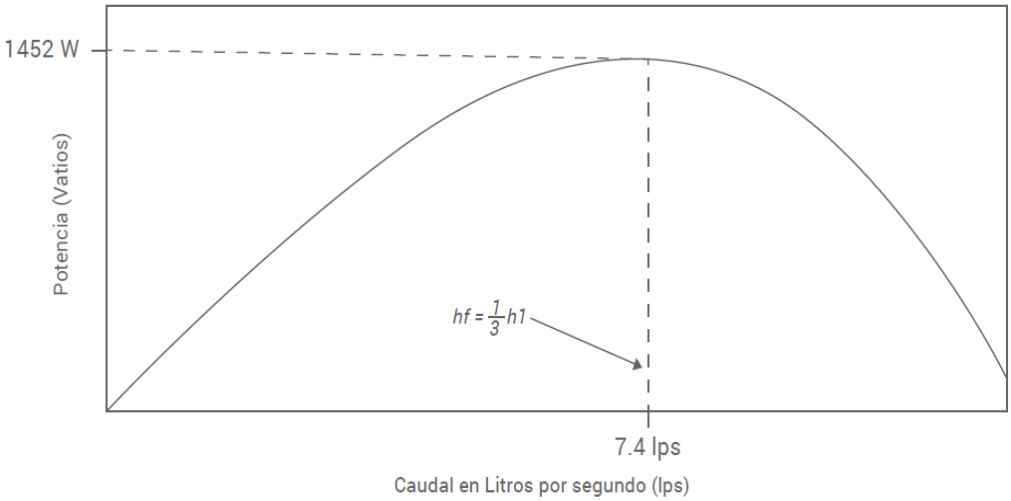
4.4.5 Caudal óptimo para una tubería de carga

A partir de la ilustración de pérdidas en la tubería de presión, podemos observar que entre mayor sea el diámetro de la tubería, menores serán las pérdidas, sin embargo, cuando se pasa de cierto punto para una tubería dada, la velocidad disminuye y hay un momento que en las pérdidas vuelven a elevarse.

Asumamos que existe por alguna razón la tubería, por ejemplo, en los casos donde se ha repuesto la tubería de un sistema de riego o de acueducto y quedan sobrantes utilizables o en regiones remotas donde una exploración petrolera abandona tuberías empleadas para en ese propósito, en estos casos y otros que puedan ocurrir se cuenta con la tubería, aquí la pregunta sería si es posible diseñar un sistema que le saque la máxima eficiencia a este elemento.

Hay una relación entre la potencia, la altura bruta y las pérdidas óptimas que maximizan la potencia de salida, para lo cual las pérdidas de la tubería deben corresponder a 1/3 de la altura bruta, gráficamente puede verse:

Ilustración 12. Óptimo de potencia en función de caudal y pérdidas.



Ejemplo:

Asumamos que en una finca existe un sobrante de tubería de polietileno de 3” con la longitud suficiente para transportar el agua desde la cámara de carga hasta el sitio donde vamos a instalar la turbina, en una longitud de 300 metros y la altura bruta son 30 metros. La pregunta sería ¿cuál es el caudal óptimo para esta tubería?

Solución:

Las pérdidas que optimizan la situación corresponden a 1/3 de la cabeza o altura bruta, que son 30 metros, es decir que las pérdidas deben ser del orden de 10 metros, dentro de la tubería que tiene longitud de 300 metros. Lo cual significa una pérdida de 10/300 = 0.033 m por cada metro, o lo que es lo mismo 3.3 cm por metro,

este punto lo podemos localizar en la ilustración 12 sobre el eje vertical y con el estimamos el caudal óptimo es de 7.4 lps.

Podemos aplicar la ecuación de las centrales hidráulicas, recordemos que en este caso y para un caudal de 10 lps, se había obtenido una potencia a la entrada de la turbina de 1.177 kW, si aplicamos nuevamente la ecuación de potencia en centrales hidráulicas tenemos:

$$P(kW) = 9.81 * Q * H_N = 9.81 * 0.0074 * 20 = 1.452\ kW$$

Para obtener datos más precisos de las gráficas, se pueden pasar a un archivo tipo imagen, luego con el programa Paint en la pestaña “ver” se selecciona cuadricula, en este caso se puede aumentar la visualización en el eje Y para situar el punto de pérdidas deseado y se traza una línea horizontal que alcance la curva de la tubería deseada, luego se traza una línea vertical para encontrar el caudal óptimo, nótese que una vez localizado el primer punto se puede variar la escala del dibujo sin complicación. Luego se guarda sin salvar la imagen para volver a utilizarla.

Los dos principales parámetros de una central hidráulica son el caudal y la altura bruta, entonces en función de ellos se debería definir cada uno de los componentes de la central, como en efecto se realiza, tomando en cuenta el objetivo final consistente en la generación de riqueza, bien sea expresada en la posibilidad de sustituir otras fuentes de energía o como ingresos por la venta de la energía eléctrica.

La forma de evaluar el diámetro de la tubería consiste en iniciar con supuestos de una u otra tubería, realizar el análisis financiero de las pérdidas de energía y de los beneficios obtenidos y el costo de construcción, para cada supuesto se obtienen unos flujos futuros de dinero, que traídos a valor presente nos indicaran cual es la mejor alternativa. Los medios computacionales actuales permiten desarrollar en una hoja de cálculo todo un modelo matemático de forma que se simplifique el trabajo previo.

En potencias muy pequeñas, se encuentran en la literatura otras curvas que permiten la selección rápida del diámetro a usar.

Algunos autores indican que en potencias muy pequeñas pueden ser aceptables pérdidas del orden del 20% en la tubería de carga y en potencias más grandes, las pérdidas máximas deberían ser de 4%.

En general, existe un acuerdo referente a la velocidad del agua en los sistemas de conducción, la cual debería estar alrededor de 1 m/s.

4.5 LOCALIZACIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS

Los principales factores que afectan la localización de las centrales hidráulicas son la disponibilidad de un caudal de agua suficiente y la altura de caída que se pueda obtener de una manera fácil y económica

4.5.1 Caudal disponible en el sitio

Cuando el caudal es abundante y la demanda de energía muy pequeña, el conocimiento de las personas que habitan la zona puede ser todo lo que se requiera, ya que todos los equipos de la Central se dimensionan respecto a la demanda.

En los otros casos, se debe conocer el caudal disponible en sitio, para poder dimensionar la infraestructura a construir y los equipos a instalar, todo lo cual se diseña y dimensiona para un lugar en particular y ese uso exclusivo.

Los caudales de los ríos y arroyos varían constantemente dependiendo de las lluvias que existan en su hoya hidrográfica, es necesario contar con un estudio en el tiempo, de forma que se pueda estimar lo más acertadamente posible los caudales a futuro.

En arroyos o cauces pequeños, puede emplearse la medida del caudal mediante vertederos, similares a los de la siguiente ilustración:

Ilustración 13. Vertedero Triangular

La ilustración anterior, se tomó de la página WEB de la FAO[8].

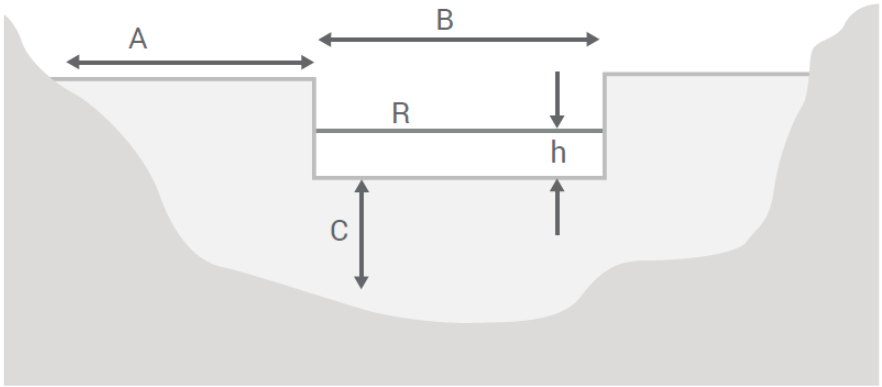
Los vertederos son elementos hidráulicos consistentes en colocar una pared completamente vertical en medio de la corriente, la cual puede construirse en madera, concreto o metálica, en ella, se le realiza un corte en medio en la parte superior denominada escotadura, debe ser bien definida en forma trapezoidal, triangular o rectangular, de esta manera se obliga a pasar toda el agua del cauce por dicha sección y así resulta relativamente sencillo, mediante fórmulas ya conocidas, definir el caudal teniendo la altura de la lámina de agua que pasa por encima del corte infligido a la pared que se instale.

En la ilustración, se observa atrás del vertedero una regla, previamente calibrada de manera que indique la altura de la lámina de agua desde la parte baja de la escotadura, así conociendo la forma que se le dio, se puede estimar el área.

Para conocer la velocidad un mecanismo sencillo es usando un flotador que se arroja en el cauce y se toma el tiempo con un cronometro para una distancia prefijada, esa distancia entre el tiempo en segundos nos da la velocidad, con esto se calcula el caudal a partir de la Ecuación 2. Caudal de un fluido.

Cuando se tienen velocidades bajas, inferiores a 0.15 m/s, existen fórmulas para el caudal a partir de la altura, se requiere cumplir unas reglas así:

Ilustración 14. Dimensiones típicas vertedero rectangular.



[8] http://www.fao.org/docrep/T0848S/t0848s06.htm, recuperado el 27 de septiembre de 2018.

En la ilustración, la literatura recomienda seguir dimensiones, que dependen de la máxima altura h esperada, que corresponde a la altura sobre el vertedero de la lámina de agua, entonces se deben cumplir:

A: Es la distancia de la tierra hasta donde inicia la escotadura, hay autores que indican debe ser mayor a 2 veces h, otros con 3 veces h y se debe cumplir en ambas riberas del cauce, en lo posible es mejor tomar algo superior a 3h.

B: Es el ancho de la escotadura, algunos autores indican que debe ser mayor a 3 veces el valor de h, otros lo dimensionan acorde al caudal indicando que con 1 metro se puede medir hasta 0.15 m^3/s, con 1.5 metros hasta 0.30 m^3/s y con una dimensión de B de 2 metros es útil para 0.60m^3/s.

C: Es la distancia entre el borde inferior de la escotadura del vertedero al lecho del cauce, se recomienda que sea como mínimo 4 veces el valor de h, además se debe tener en cuenta el valor de B, si B = 1.0 m, entonces C son 90 cm; para B = 1.5 m, C son 120 cm y si B = 2.0 m, el valor de C debe ser 150 cm.

Cumpliendo estas características, se puede estimar el caudal con la siguiente fórmula:

Ecuación 10. Caudal en un vertedero rectangular.

$$Q\left[\frac{m^3}{s}\right] = 1.8 * (B[m] - 0.2 * h[m]) * h[m]^{3/2}$$

Hay que recordar poner h en metros y que B es el ancho de la escotadura del vertedero, no es el ancho total del mismo.

El sistema de medida de caudal con vertedero es útil en casos donde el máximo caudal esperado sea del orden de 1.5 m^3/s, debe tenerse en cuenta que la pared del vertedero debe ser completamente vertical y la cresta del vertedero debe estar cortada en bisel y las paredes del mismo abarcar todo el ancho del cauce.

En el caso de caudales mayores, en Colombia, el gobierno nacional creó el antiguo Himat, que fue transformado por Ley en 1999 al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), el cual lleva registros de varios sitios de interés tanto energético como para el suministro de agua para las poblaciones, su información se puede solicitar en línea y es gratuita.

Bajo las condicione ideales se puede contar con la lectura directa de caudal en el sitio tanto diaria, o mensual que es la más usual mediante algunas de las estaciones que opera el IDEAM.

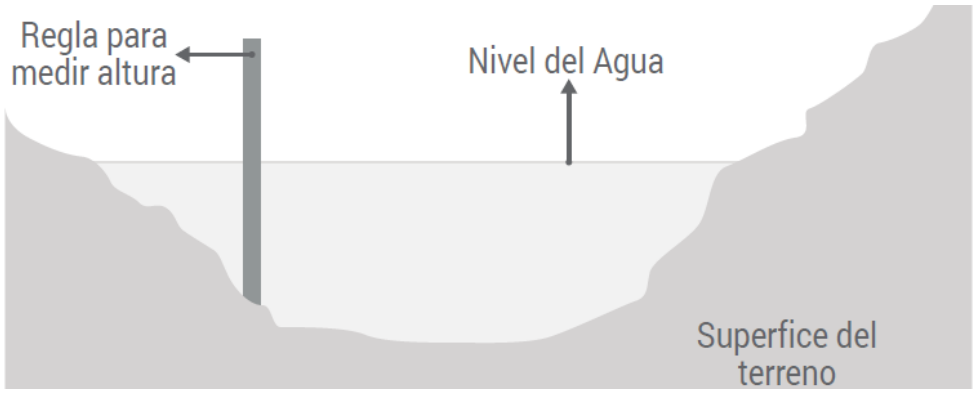
Estas estaciones denominadas limnigráficas, utilizan la Ecuación 2. Caudal de un fluido ecuación de caudales, para lo cual se realizan campañas en terreno donde se conoce el área de la sección transversal del río y se toman lecturas de la velocidad del agua del río en distintas épocas del año, dado que la velocidad depende básicamente de la inclinación del terreno, con algunas medidas y correcciones anuales es suficiente, así, conociendo el perfil del río en el sitio de instalación es posible calcular el área en cada momento y con el solo dato de altura del agua y una curva característica del sitio, conocer el caudal.

También es posible utilizar limnigráfos de efecto Doppler, los cuales tienen la ventaja de revisar en tiempo real tanto la altura como la velocidad del agua y por tanto nos entrega directamente el valor del caudal, en un tramo del río.

Estas estaciones pueden ser tan simples como una regla o escala limnimetrica que debe fijar muy bien al lecho del río.

El esquema básico es el siguiente:

Ilustración 15. Esquema para medición del caudal en un río.

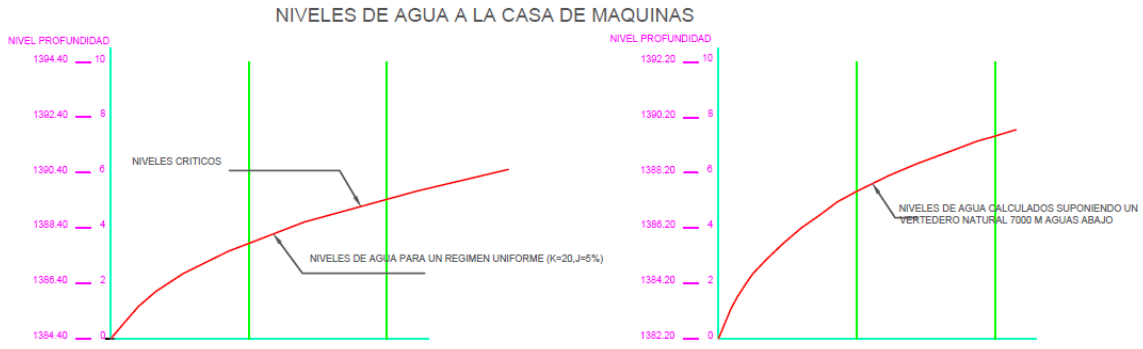


En este tipo de estaciones y considerando que los ríos pueden variar su caudal incluso varias veces en el día, se suele tomar medidas en la mañana y en la tarde, si se cuenta con equipos electrónicos se puede tomar incluso cada minuto, esto sirve especialmente para estimar los caudales mínimos en épocas secas.

Cuando no se cuenta con una estación limnigráfica es posible emplear los datos de estaciones pluviométricas cercanas, este es el denominado método indirecto y así contar con información de varios años, dependiendo del tamaño de la central a instalar se requiere mayor o menor cantidad de información, todo depende de los recursos económicos que se van a invertir en la construcción, por regla general, las investigaciones iniciales deberían acercarse a un 3% del presupuesto de inversión.

En el caso de la central de Río Mayo, que es una central de 21 MW, la determinación de su construcción se tomó luego de un estudio inicial de los caudales disponibles de 5 años, con varios limnigráfos instalados tanto en el punto seleccionado para la captación y otros en el sitio donde se instalaron las turbinas y la casa de máquinas, a continuación, podemos ver un ejemplo de la curva de calibración del limnigráfo de altura contra caudal:

Ilustración 16. Curvas de calibración de los limnímetros 4 y 5 de Rio Mayo. (X)



Estas curvas aparecen en la documentación técnica de Río Mayo[9].

Para efectos de realizar las curvas de calibración primero se determina la sección del río, en el sitio seleccionado para la estación limnigráfica, atravesándolo bien sea a pie o en canoa y tomando varias mediciones de manera que se pueda definir de manera confiable el área transversal del río y de sus riveras. Para conocer la velocidad del río se usan instrumentos como molinetes o caudalimetros, existen de varios tipos, como hélice o ultrasonido y cuentan con medios para pasar la información directamente al computador, es conveniente medir la velocidad en

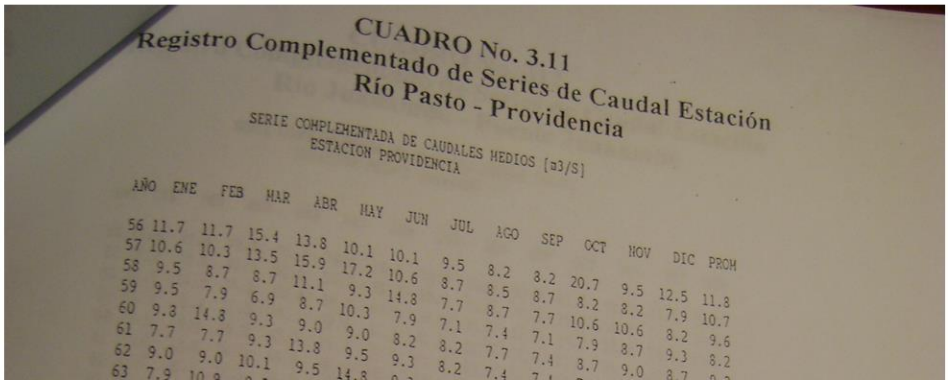
[9] Curva elaborada por la firma SYNDIBEL para el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, (actual IPSE), se encuentra en el documento rotulado como Dossier 121 Plano 41, con fecha 10 de abril de 1961.

temporada seca y húmeda y en caso de ser necesario se realiza correcciones a la curva de calibración inicial.

Una vez se cuenta con la curva de calibración, es necesario contar con la información de altura de la lámina de agua y llevar su registro diario.

En otros casos, existe el registro de caudales por el IDEAM, como estos:

Ilustración 17. Ejemplo de información de caudales medios en la estación limnigráfica.



CUADRO No. 3.11
Registro Complementado de Series de Caudal Estación
Río Pasto - Providencia

SERIE COMPLEMENTADA DE CAUDALES MEDIOS [m3/S]
ESTACION PROVIDENCIA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
56	11.7	11.7	15.4	13.8	10.1	10.1	9.5	8.2	8.2	20.7	9.5	12.5	11.8
57	10.6	10.3	13.5	15.9	17.2	10.6	8.7	8.5	8.7	8.2	8.2	7.9	10.7
58	9.5	8.7	8.7	11.1	9.3	14.8	7.7	8.7	7.7	10.6	10.6	8.2	9.6
59	9.5	7.9	6.9	8.7	10.3	7.9	7.1	7.4	7.1	7.9	8.7	9.3	8.2
60	9.8	14.8	9.3	9.0	9.0	8.2	8.2	7.7	7.4	8.7	9.0	8.7	
61	7.7	7.7	9.3	13.8	9.5	9.3	8.2	7.4					
62	9.0	9.0	10.1	9.5									
63	7.9												

Como se observa los registros parten de años cercanos a la construcción de Río Mayo, aquí vale la pena mencionar que la generación eléctrica en Colombia inicio con proyectos particulares, como el caso de la empresa de los Samper fundada en 1896, que hoy es el Grupo de Energía de Bogotá, luego los gobiernos tanto nacional como locales adquirieron algunas de las empresas ya fundadas y deciden entonces que proyectos se hacen y cuáles no, para la década de 1960, en Colombia prevalecía el gobierno como ente rector y ejecutor del sistema eléctrico, pero a partir de la constitución de 1991, el estado, se desligó de su papel como ejecutor concentrándose en un papel regulatorio.

La constitución de 1991, ha dado origen a nuevos desarrollos privados, donde la rentabilidad y condiciones particulares de facilidad del negocio permiten la ejecución de nuevas centrales de generación, esto lo han aprovechado muy bien los antioqueños, donde ya existen varias centrales completamente privadas, por ejemplo, la central Montañitas que es propiedad de Celsia, La Central Carlos Lleras Restrepo realizada con capital 100% privado, hay noticias sobre un hotel con 70 kW que invirtió $ 180 Millones en el año 2004 y los recuperó en un período de 4 años, por ello es lamentable que siendo Nariño un departamento con igual o mejor potencial que Antioquía se encuentre rezagado en este tipo de iniciativas.

4.5.2 Determinación de la altura

La primera evaluación debería hacerse con mapas del IGAC (en Colombia), donde puede observase curvas de nivel y con la diferencia de cotas se conoce la altura probable.

Para el pre diseño de la central, un buen método inicial es seguir la curva de nivel desde el punto de captación y mirar aguas abajo un sitio para tomar una pendiente pronunciada hasta el punto donde pude quedar la turbina, es decir nuestro nivel de referencia. Es importante limitar la distancia entre el tanque de carga y la casa de máquinas ya que esto origina las pérdidas de la tubería de carga.

Si el río recorre un cañón con paredes altas, es posible pretender realizar una presa hidráulica, siempre es necesario revisar varios sitios, realizar estimaciones de presupuesto en cada uno y mirar el flujo financiero a futuro, este es el único mecanismo para determinar cuál será el mejor emplazamiento del proyecto.

En Río Mayo se asume que el método de selección para definir el sitio donde se instaló la captación y el tanque de carga, fue mediante visitas de varios ingenieros al terreno, quienes definían cuales eran las condiciones de acceso más propicias y que representaban las mejores alternativas en el proyecto desde el punto de vista constructivo y económico, lo cual son aspectos que seguramente han variado hoy en día comparado a la década de 1960.

Otras metodologías parten de los planos en Arqgis, con lo cual se puede obtener mayor resolución, todo el trabajo que se pueda adelantar en oficina facilita posteriormente el trabajo, que necesariamente se debe llevar a campo, un ojo experto puede descartar una vez en campo proyectos que en teoría parecieran viables, por ejemplo, en caso de encontrar la necesidad de realizar una carretera en terreno demasiado empinado para llegar al punto de la casa de máquinas y otros detalles que no son observables en los planos.

Hoy en día es muy común contar con un altímetro digital, siempre que se encuentre bien calibrado con una referencia puede servir para una primera evaluación, se toma la altitud en el punto donde se piensa captar el agua a turbinar y luego en el sitio o nivel de referencia, donde se ha considerado instalar las turbomáquinas, se deben visitar los dos puntos y evaluar las condiciones de acceso pensando especialmente en los transportes necesarios, tanto en la fase de construcción como en la fase de operación.

Todos los estudios se profundizan para concretar los diseños finales o de fase 3, que indican que se encuentran listos para iniciar la construcción.

4.6 GEOLOGÍA

En general, la geología no resulta ser una preocupación cuando se trata de aprovechamientos muy pequeños, en Colombia basta con seguir las normas de construcción sismo resistente para el caso de las obras civiles necesarias incluyendo la estructura de derivación, la conducción, la tubería de presión y la casa de máquinas, que en general suelen ser muy sencillas y no implican grandes estudios, siendo que la obra se desarrolla en laderas, es importante definir si existe o no la posibilidad de deslizamientos que puedan arruinar lo construido.

En su lugar, para centrales con potencias superiores a unos MW, las presiones y los cambios que origina el agua contra las paredes que la contengan bien sea en una presa o en un medio de conducción son enormes. Todos estos esfuerzos son trasladados hacia el terreno y por tanto se debe conocer la capacidad real que tiene para soportarlos.

En Italia durante la construcción de la presa Vianot en 1963, cuando se inicia la fase de llenado del embalse, el agua en contacto con la montaña, contribuyó al deslizamiento de una enorme masa de tierra de las laderas del embalse, la cual produce una ola de 200 metros de altura, cuando se había calculado sería de la décima parte causando evidentemente destrucción a su paso, existen varios videos sobre este caso, pero por su mensaje técnico se recomienda el del siguiente vínculo: https://www.youtube.com/watch?v=Iq5ReH1IN1A.

Según lo ha explicado la prensa colombiana el caso italiano es similar, a lo ocurrido en Hidruituango.

Así se observa como un proyecto hidráulico de algunos megavatios, debe considerar un trabajo multidisciplinario, que permita la seguridad tanto durante la construcción como en la operación a largo plazo.

En el caso de Río Mayo las cimentaciones de la tubería de carga reciben presiones importantes, especialmente cuando se trabaja con las tres turbinas, lo cual obligó a

emplear dados de cimentación o muertos cada 14 metros aproximadamente, con algunos incrementos en su tamaño en puntos específicos de quiebre de la tubería.

4.7 SELECCIÓN DE LOS MEDIOS DE CONDUCCIÓN

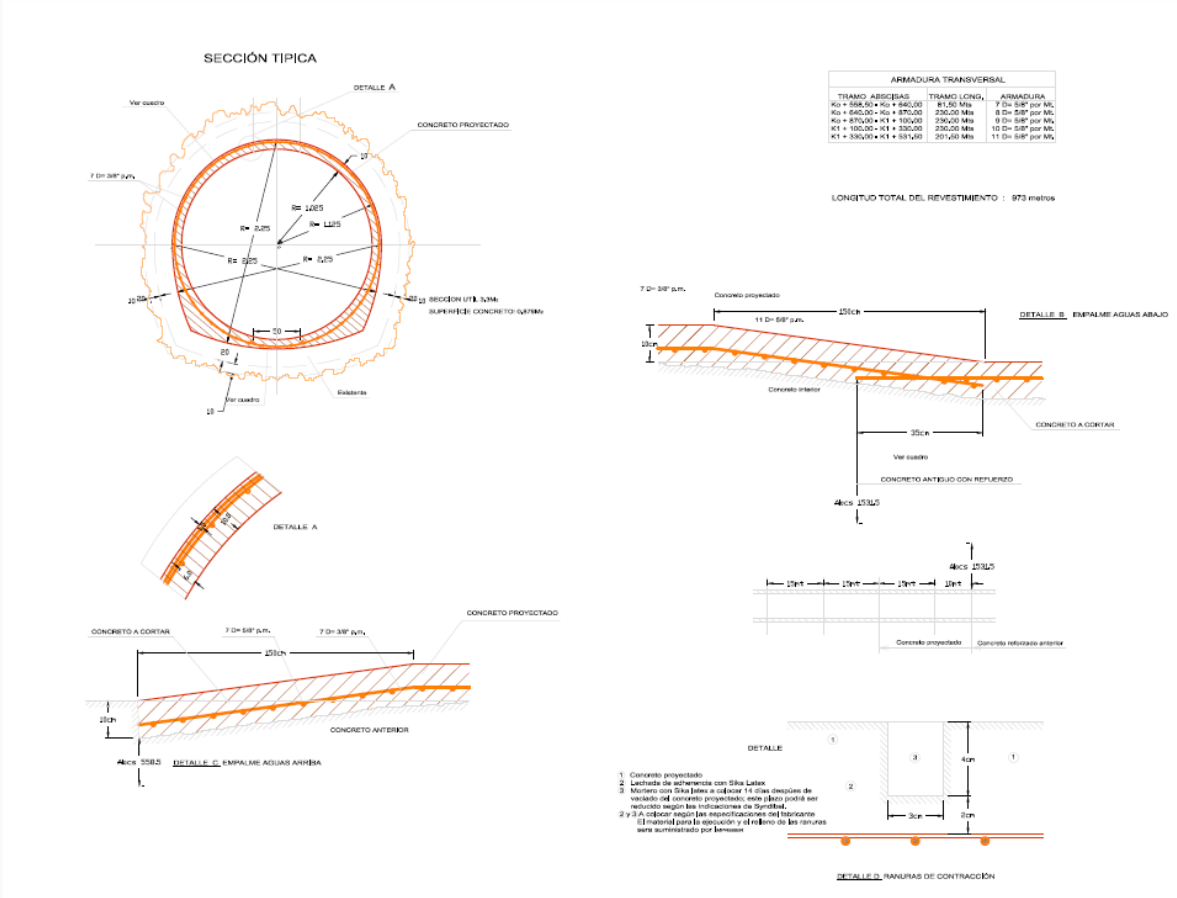
Las centrales de generación a filo de agua, requieren que se recorra un camino hasta el tanque de carga, el cual debe localizarse lo más cercano posible a la casa de máquinas donde se alojan las turbinas, de tal forma que se debe seguir un recorrido de manera que la pérdida de altura entre el lugar de captación y el tanque de carga sea el mínimo posible.

Para lograr el objetivo anterior, se debe estudiar las condiciones del terreno y en lo posible, por su bajo costo recurrir a canales de conducción que pueden ser abiertos o cerrados o una mezcla de los mismos, también pueden emplearse tuberías o tramos de ellas intercaladas bien haciendo las veces de sifón o como puentes para la conducción del agua. En otras oportunidades se recurre a túneles que pueden ser en la roca viva o con algún tipo de cobertura por ejemplo en concreto, todo acorde a las condiciones del proyecto específico.

Los materiales entre más lisos mejor, por ello, en las últimas dos décadas, se usan conductos en materiales plásticos para centrales de mediana capacidad, incluso en la tubería de presión.

En Río Mayo se emplea una conducción por medio de túnel a presión, en el plano con marcado como Dossier 121 Número 86 del 10 de mayo de 1961 aparecen secciones transversales típicas como la siguiente:

Ilustración 18. Ejemplo de una sección del túnel de conducción de la central Río Mayo. (X)



Para caudales de hasta unos 20 m^3/s es usual emplear lo que los geólogos denominan la sección constructiva mínima, la cual aproximadamente fue la usada en el caso de Río Mayo.

Tanto en Río Mayo (década de 1960), como en el proyecto Montañitas que entró en operación en el año 2012, se emplean túneles presurizados, los cuales trabajan llenos totalmente, así la cámara de carga queda retirada de la casa de máquinas, pero no hay pérdida significativa de cabeza en la conducción, en ambos casos se usa una almenara o chimenea de equilibrio en el punto donde coloca la tubería a presión. Dada esta condición los efectos paisajísticos se reducen considerablemente.

Es usual tener una caída de un (1) metro de altura, por cada 10 metros de avance en los medios de conducción. En Río Mayo se tiene una altura de 213 metros y la conducción desde captación al tanque de carga es de 1600 metros, es decir la

relación es 1 metro de altura por cada 7.5 metros de la conducción, mientras en la Central La Encarnación (video del IPSE) se llega a 74 metros de conducción por metro de caída, así, la longitud de conducción es una determinación financiera.

4.8 TURBINAS

Dentro de los desarrollos tecnológicos aplicables a las centrales hidráulicas, existen varios tipos de turbinas, a este tema se dedica el capítulo siguiente.

4.9 CONSIDERACIONES REGLAMENTARIAS

En la constitución de 1991, se decidió que el sector eléctrico colombiano debería estar dividido en cuatro tipos de negocios, la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización, en parte con el propósito de volver a vincular el capital privado al desarrollo de los negocios del sector eléctrico, en donde considere más rentable su inversión.

Para adelantar una central hidráulica, es necesario obtener una concesión de agua, según la potencia a instalar la emite la corporación autónoma regional, que en el caso del departamento de Nariño, se trata de Corponariño o bien se solicita ante la ANLA, que es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, en estas entidades se presentan estudios específicos que tienen que ver con el uso del agua y las implicaciones del proyecto, la profundidad y complejidad de los estudios depende de requisitos que le formulen al proyecto.

Río Mayo, cuenta con la concesión de 12000 litros por segundo. En su momento los trámites los realizaban otras instituciones del estado y por tanto el trámite se realizaba entre entidades “hermanas”, las cuales seguían lineamientos generales del gobierno central, facilitando la ejecución de los proyectos.

Hoy en día los estudios requeridos para una concesión de agua de un proyecto pequeño, son sencillos máxime si la bocatoma y el punto de retorno del agua al cauce se encuentran en el mismo predio.

Existen varios tipos de licencias y permisos adicionales que se deben obtener para la construcción de un proyecto, lo cual depende de su capacidad y la localización.

Una vez se cuente con todos los permisos se procede a la construcción de las obras civiles y a la adquisición de los equipos electromecánicos, pasos en los cuales se debe contar con personal o empresas asesoras para no cometer errores.

La conexión al SIN requiere aprobación tanto de la UPME como de la CREG, incluidas pruebas de la central mediante las cuales se garantiza las condiciones de calidad de la energía a suministrar y que posibles fallas en la central no impliquen un escalamiento a otras partes o componentes importantes del sistema.

Los inversionistas interesados en la generación hidráulica, pueden esperar participar en un negocio que en Colombia y en lo corrido del nuevo milenio, mueve una cifra cercana a los US$ 500 Millones en cada mes.

4.10 COSTOS INDICATIVOS

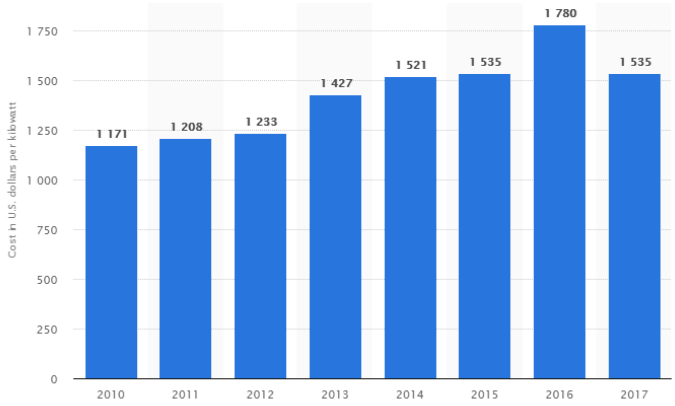
En la planeación de una central hidráulica a filo de agua, se deben dimensionar y construir las obras para obtener toda la potencia posible del sitio seleccionado, ya que las inversiones previas suelen ser elevadas y las demoliciones o adecuaciones parciales posteriores originan nuevos costos, que deben ser evitados con un planeamiento oportuno.

Se parte entonces de la potencia posible a instalar, para lo cual se deben conocer la altura y el caudal, luego se emplea la Ecuación 5. Potencia de centrales hidráulicas, donde, para efectos de costos, se puede asumir una eficiencia muy elevada supongamos 100%. Con este dato se tiene la potencia en kW.

Existen varias firmas especializadas en realizar el seguimiento a los costos de inversión en centrales hidroeléctricas, para los Estados Unidos, existe la oficina de Energía Eficiente y Energía Renovable, que tienen estudios serios y consistentes produciendo un “2017 Hydropower Market Report”, que en la versión publicada en abril de 2018, afirma que el costo por kW instalado en varias hidroeléctricas, dentro de los Estados Unidos, tienen un costo que va desde los USD 1500 a USD 8000 por cada kW. Esto considerando diversas tecnologías y tamaños de las centrales, con datos reales desde 1980 hasta el año 2015, actualizando los precios con la inflación americana.

A nivel mundial, se pudo obtener la siguiente gráfica:

Ilustración 19. Costo Promedio mundial de Centrales Hidroeléctricas 2010 a 2017.[10]



A nivel de estudios preliminares, se puede multiplicar la potencia a instalar por un valor de unos USD 1800 por kW y se tiene el costo de inversión.

Ejemplo

Una agroindustria puede instalar en sus predios una central hidráulica de 200 kW, entonces se pregunta ¿Cuál es el costo de inversión y como se puede estimar su tiempo de retorno de la inversión?

Solución

Dado que los predios ya están adquiridos, razonablemente se puede asumir que el costo por kW va a ser menor, asumamos que se localiza en USD 1500 / kW y consideremos una tasa de cambio de $ 3.300 / USD, luego tenemos:

Inversión = 200 kW * 1500 USD/kW * 3.300 $/USD = $ 990.000.000

Para tener la rentabilidad podemos considerar que el 50% de la energía lo consume la agroindustria y el 50 % restante se deja para la venta en la red eléctrica. En cuanto a costos recordemos que CEDENAR, en promedio para mayo de 2018 cancelaba un costo de $ 190.50 por kWh, asumamos que los propietarios realizan una negociación rápida en el sector eléctrico y venden a $ 150 por kWh, pero el 50% restante de la energía la compraba la agroindustria a $ 450/kWh, pero dado que aporta los terrenos se le va a vender a $ 350/kWh, entonces se tendría:

[10] Gráfica tomada de https://www.statista.com/statistics/799341/global-hydropower-installation-cost/ recuperada el 26 de octubre de 2018

Potencia instalada = 200 kW

Energía Generada al año = 200 kW * 24 h * 365 días * 0.85 = 1.489.200 kWh al año.

Con las consideraciones expuestas se tiene una venta bruta de:

Venta al sistema = 1.489.200 kWh * 50% * 180 $ / kWh = $ 134.028.000
Venta Agroindustria = 1.489.200 kWh * 50% * 350 $ / kWh = $ 260.610.000

Así que tenemos unas ventas brutas de $ 394.638.000

En pagos al municipio y el resto de AOM podemos estimar un 40% anual, es decir que son $ 157.855.200, por tanto, antes de impuesto de renta se tendría un ingreso de $ 236.782.000.

Actualmente el impuesto de renta sería de un 34 %, con lo cual el ingreso neto se reduce a $ 156.276.152, lo cual quiere decir que la inversión se recupera en 6 años, esto sin aplicar ninguna ingeniería financiera especial, es decir bajo el peor escenario posible.

Si esta central se puede construir en Vaupés, la recuperación de la inversión es menor a un año. En todo caso, existen muchas posibilidades para lograr bajar los costos, que de por sí, son alcanzables especialmente si las inversiones iniciales se realizan en grupos. Por ejemplo, si se reúnen dos o tres personas que posean apartamentos para renta, es muy factible alcanzar el monto necesario para realizar la inversión inicial, con la seguridad que finalmente se obtendrá un retorno muy superior a la inversión inmobiliaria, que además será de largo plazo ya que la vida útil de esta central es de 50 años, con todas las posibilidades de duplicarse.

Un caso como el planteado, ocurre con la Asociación Tecno Agrícola Payán – San Pablo, (ASOTAPS) localizada en el municipio de Córdoba (Nariño), donde se agrupan 200 usuarios rurales que se comprometerían con un porcentaje de la inversión inicial y la compra de la energía eléctrica de una central hidráulica a filo de agua a instalarse sobre la quebrada Chiguacos, con una capacidad prevista de 120 kW.

Para afinar el presupuesto inicial, es conveniente revisar el siguiente desglose que incluye estudios y las obras más comunes que se deben ejecutar.

4.10.1 Estudios Iniciales

Esta fase es crítica por cuanto de ella depende si se continúa o no. Los dos estudios principales son el hidrológico y de topografía.

El estudio hidrológico, permite el conocimiento típico del comportamiento del caudal en el sitio de toma, por lo cual se debe realizar con una duración mínima de un año, para lo cual se debe contar con una estación limnigráfica o bien con el sistema de vertederos y la colaboración en su medición por parte de alguien que viva cerca al sitio, de forma que los costos pueden ser muy variables. Para caudales hasta de unos 2 m^3/s, pueden emplearse vertederos, cuyo costo puede ser de $ 5 Millones con el pago del responsable de recuperar los datos diarios, para caudales donde amerite la instalación del limnígrafo este estudio parte puede llegar hasta los $ 200 Millones para instalar instrumentos tipo Doppler, con precios de 2018.

El costo de los estudios de topografía, depende del nivel de trabajo de los topógrafos disponible en la zona, pero se puede realizar en pocos días, según la longitud desde el punto definido como sitio de toma y la dificultad de acceso a los sitios, si se encarga con tiempo puede resultar económico, según los Análisis de Precios Unitarios – APU del INVIAS actualizados a junio de 2018 el día de un topógrafo con su ayudante y equipo está en $ 250.000, más los transportes.

Los restantes estudios también se pueden encargar con tiempo, para lograr una mejor negociación, y deben incluir los siguientes:

- Geología.
- Sísmica.
- Potencial del recurso.
- Estudios de calidad del agua.
- Diseños de obras civiles y equipos electromecánicos.
- Estudios legales y regulatorios.
- Estudio de impacto ambiental.
- Preparación de documentación para licitación de obras civiles y de equipos electromecánicos.

Aquí también existe una gran variabilidad en los costos y dependen la de la localización y magnitud de las obras, que se necesiten programar, podrían iniciar con costos pequeños, alrededor de $ 15 Millones más transportes, para centrales

de hasta 300 kW y sumar alrededor de $ 30.000 por kW adicional para potencias mayores.

4.10.2 Vías de Acceso

Con la potencia a instalar es posible definir si se requiere o no construir vías de acceso, para ello debe tenerse en cuenta las alternativas que permitan la topografía del sitio, podría considerarse desde el transporte manual o la instalación de estructuras temporales tipo teleférico que soporten el peso máximo a transportar, por ejemplo, en el caso de Río Mayo las piezas más grandes correspondientes a una sección de la cámara espiral de cada una de las turbinas de 7 MW pesaba 6500 kg, así es posible asumir, considerando un margen alto de seguridad, que las piezas más grandes a transportar son del orden de unos 2 kg por kW, y con ello se puede simular que resulta más rentable.

En cuanto a los costos de las vías es posible buscar en la página WEB del INVIAS, los análisis de precios unitarios actualizados para cada departamento, con lo cual se conforma el presupuesto de la vía según algún pre diseño, como un indicador grueso, se puede estimar (a junio de 2018) en $ 700 millones el kilómetro de vía nueva de 4 metros de ancho, en terreno pendiente.

4.10.3 Adecuación de caminos existentes

Se deben estudiar las condiciones de los caminos existentes, comparado con los pesos a transportar, de ser previsible que se ocasionen daños a la infraestructura existente, es necesario considerar su costo, lo cual se puede realizar con los costos unitarios del INVIAS. Una alternativa a considerar sería el descargar los equipos mayores en otro sitio y acercarlos por partes en vehículos de menor capacidad.

4.10.4 Redes para Transmisión de energía

Dependen de la potencia a transportar y la distancia para conectar al Sistema existente, como norma general se puede indicar que hasta 10 kilómetros y potencias menores a 10.000 kW se emplearía redes de 13.2 kV, luego pueden emplearse redes de 34.5 kV o 115 kV. Para los costos de referencia, la CREG en la resolución 015 de 2018 incluye gran variedad de elementos con lo cual se puede estimar un presupuesto inicial.

Es importante que en la evaluación financiera se tengan en cuenta las pérdidas de energía en las redes hasta el punto de conexión, dado que la energía final se mide en la frontera comercial. En evaluaciones a 20 años, se ha visto que resulta más conveniente un conductor de mayor capacidad por este efecto, aunque el primero cumpla condiciones de regulación normales.

4.10.5 Obras Civiles

Una vez se cuente con un pre diseño, es posible aplicar costos a para las obras civiles, los costos indicativos pueden buscarse en las obras que contratan los municipios consultando la página WEB www.contratos.gov.co, de esta forma se obtienen precios realistas, pero se debe tener en cuenta que por efecto de retenciones que el estado ejecuta, los costos para en contratación privada son menores.

4.10.6 Tubería de Carga

Como se ha visto, la tubería de carga, es un componente fundamental derivado de las pérdidas que se presentan en este elemento, por tanto, la determinación requiere realizar una evaluación financiera como la propuesta por el ingeniero Toro[11], donde concluye para una misma central de 9.5 MW las pérdidas en la tubería representan en Valor Presente Neto un costo de $ 1.19 Millones de dólares si se realizar con acero y de $ 0.96 Millones de dólares, en el evento de que esta obra se ejecute con tubería de GRP.

Usando precios de octubre de 2018 de PAVCO, se logró determinar el precio de los tubos de infraestructura tipo PR de 200 psi (140 mca), considerando que este precio es la tercera parte se pueden estimar los costos según el diámetro “d” a utilizar, con la siguiente ecuación:

$$Costo\ \left(\$/_{m}\right) = 3 * (1686 * d^2 + 1640{,}1 * d + 2841.2)$$

[11] TORO MARTÍNEZ, Daniel Antonio; Evaluación Financiera de las pérdidas energéticas en las tuberías de conducción de pequeñas centrales hidroeléctricas; Trabajo Final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos. Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión, Medellín, Colombia 2016

Esta ecuación puede usarse para tuberías hasta 20 pulgadas, donde la correlación alcanza 0.9988.

Bajo estas condiciones la tubería de 100 metros de 3” para la hidroeléctrica del ejemplo anterior, costaría un poco más de $ 6.000.000, así que contar con sobrantes de otros proyectos, puede resultar en la ejecución de la central.

4.10.7 Casa de Máquinas

Para estimar el costo de la casa de máquinas de manera preliminar, se pueden consultar las dimensiones de plantas diésel de la misma capacidad, el generador es similar y el motor se reemplaza por la turbina, entonces las dimensiones del grupo turbina generador son similares, pero como mínimo se aconsejan 10 m^2 con un costo medio $ 700.000 por metro cuadrado, aunque puede variar dependiendo del sitio de emplazamiento, adicional a ello se deben considerar los sistemas para retorno del agua turbinada al río, lo cual es parte de las obras civiles a diseñar.

Dado que existen unos costos fijos, entre mayor sea la central mejor.

Siempre es necesario considerar que las características propias de cada sitio, son las que determinan el costo final y la rentabilidad de la inversión.

5. TURBINAS

5.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS

Al final de una tubería de presión, se cuenta con la energía cinética y de presión transportada por el chorro de agua que se descargue por dicha tubería. Para poder usarla se debe transformar en energía mecánica, por medio de una máquina hidráulica.

Los diseños más usados proceden de las mentes, la voluntad y el tesón de tres ingenieros: El británico James B. Francis (1815 – 1892), el estadounidense Lester Allan Pelton (1829 – 1908) y el austriaco Viktor Kaplan (1876 – 1934), cada diseño presenta particularidades que la hacen más aptas según la cabeza total y el caudal que se desee emplear. En pequeñas centrales las máquinas Michell Banki presentan buenas condiciones para operar con saltos hasta de 100 metros y con potencias menores de 1 MW.

Todos estos diseños constan de algún tipo de rueda que es impulsada por el agua y gira en torno a su eje, al cual le transfieren la energía, igualmente existe una carcasa que rodea el conjunto y un sistema de desfogue, difusor o tubo de aspiración para facilitar el manejo del agua al interior de la turbina una vez ha transferido su energía.

El tubo de aspiración o difusor permite el desagüe del caudal ya turbinado hacia el canal de fuga, que es una estructura, construida en concreto y permite aquietar el agua de manera que fluya de una manera suave (con baja velocidad) hacia el cauce del río, con el propósito de evitar la erosión y otros daños ambientales. En el caso de las turbinas de reacción o presión este conducto permite recuperar energía cinética a la salida del rodete.

A parte de los diseños específicos, el funcionamiento de las turbinas origina una clasificación, según se presente o no dentro de la máquina una variación de la presión, a lo cual se le denomina grado de reacción, que es la relación entre la la energía total de entrada y la energía de presión que transfiere el fluido a la turbina

mientras la recorre, según este criterio, las turbinas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Turbinas de acción, impulso o chorro libre, (como lo es la rueda Pelton) son aquellas donde boquillas expulsan el agua directamente al rodete a la presión atmosférica, así que toda la energía del agua en este punto es cinética.

- Turbinas de reacción o de presión, (como las turbinas Francis y Kaplan) son aquellas donde el rodete se encuentra inmerso dentro del flujo de agua que proviene de la tubería y la carcasa evita la entrada de aire hasta pasar completamente por el rodete, así el rodete absorbe tanto la energía cinética como de la presión contenida en el flujo de agua.

Otra clasificación de las turbinas depende de la forma en que el agua entra al rodete, de la siguiente manera:

- Turbinas tangenciales, cuando el agua choca de manera tangencial con las cucharas del rodete, que en general son tipo Pelton.

- Turbinas Radiales, si el agua entra de manera perpendicular al eje de la turbina, como en el caso de las Francis.

- Turbinas Axiales donde el agua circula de manera paralela al eje.

Existen otros tipos de turbinas y clasificaciones, pero las nombradas hasta el momento son las más usadas.

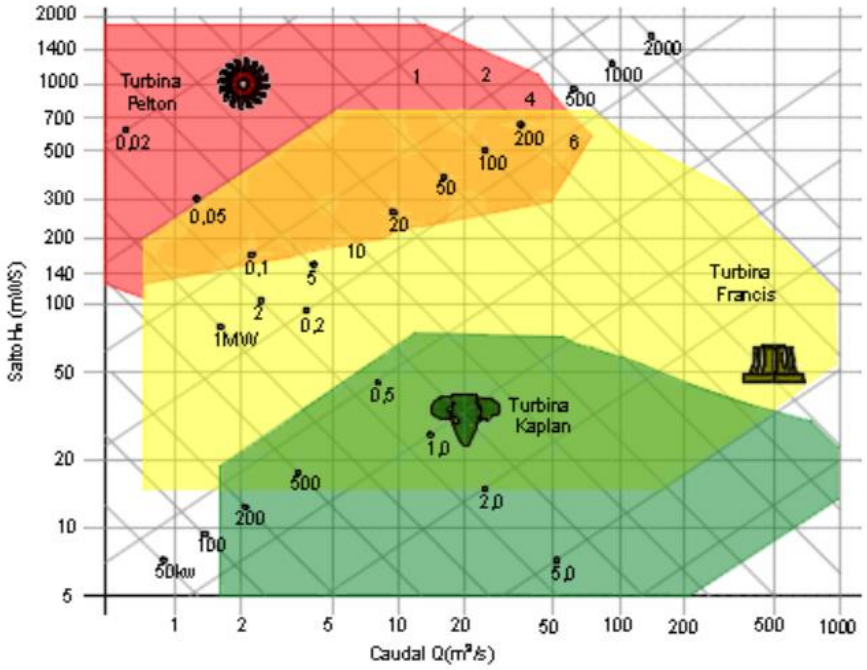
El estudio de las turbomáquinas ha encontrado variados caminos, el primero es un método experimental, del cual se derivan buena parte de los principios que se aplican en su desarrollo actual, se aplica el método analítico examinando, a partir de la mecánica de fluidos, la interrelación del fluido con los álabes, en este campo se va desde la ecuación de Euler hasta aplicaciones con métodos aerodinámicos para el diseño más adecuado de los álabes, un tercer camino recurre al análisis dimensional lo que ha permitido llegar a conclusiones y fórmulas que facilitan el ejercicio de modelación del comportamiento de las máquinas ante las circunstancias en que se va a trabajar.

Se ha logrado la reunión de todos los conceptos, en lo que últimamente se ha llamado la mecánica de fluidos computacional.

5.2 SELECCIÓN PRELIMINAR DE LA TURBINA

A partir de la experiencia, los estudiosos y fabricantes han desarrollado un tipo de gráfico para seleccionar las turbinas, en función de los parámetros básicos de caudal y cabeza, como el siguiente (Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, 1988):

Ilustración 20. Gráfico para Selección de Turbina en función de H y Q.



Los fabricantes de turbinas tradicionalmente entregan sus propias curvas de eficiencia y de selección de turbinas, por lo cual resulta recomendable contar con ese apoyo para comparar alternativas, pero se debe reducir las posibilidades antes de consultarlos.

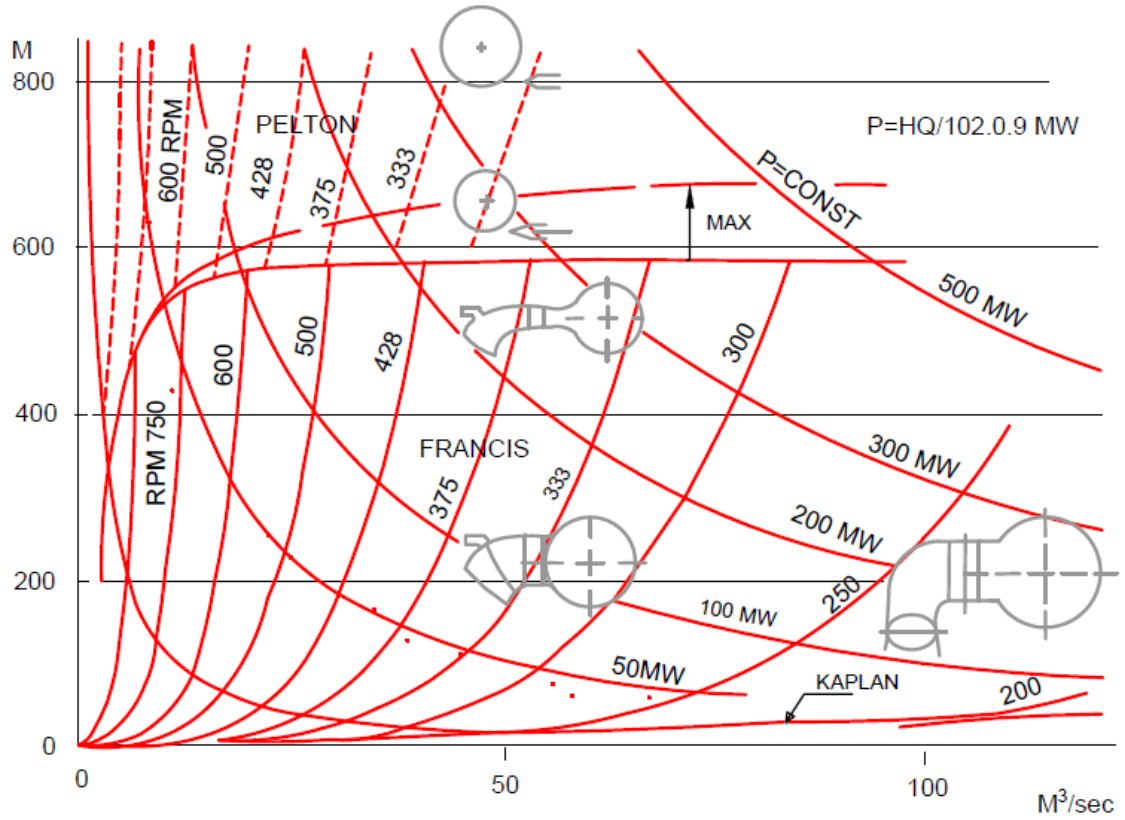
Asumiendo un caudal de 2 m^3/s con una caída de 100 metros se tiene una incertidumbre grande como se muestra en el cruce de las líneas rojas, pero es una alternativa para preguntar con los fabricantes y se inicia un proceso de selección considerando el costo de inversión, siempre debe evaluarse la generación de energía a lo largo de la vida útil, que es función de la hidrología del sitio y las eficiencias de cada máquina.

Del mismo gráfico, resulta que para caídas mayores a 100 metros el tipo de turbinas preferido sería la Pelton, mientras la Francis abarca un margen más amplio tanto en caída como caudal, esta es la razón por la cual son las más vendidas alrededor del mundo, mientras tanto las Kaplan o Axiales en el gráfico presentan buenas condiciones para alturas menores a los 15 metros, en otros gráficos llegan hasta los 30 metros. En cuanto a las Michel Banki, presentan buenas condiciones con bajo caudal, menor a 3 m^3/s y compiten por ser muy simples con las Francis.

Estas gráficas resultan de la experiencia acumulada en gran variedad de aprovechamientos existentes alrededor del mundo, surgen de la experiencia práctica donde se vincula el costo como un factor determinante.

Como se observa, el gráfico solamente alcanza para caudales de hasta 30 m^3/s, en caudales mayores existen otros gráficos, como el de Brekke (2001) siguiente:

Ilustración 21. Gráfico 2 para selección de turbina en función de H y Q.



5.3 ECUACIÓN DE EULER DE TURBO MAQUINAS

Un chorro de un fluido disparado contra una superficie, le transmite a esta un empuje que depende del peso del líquido que transporta el chorro, su velocidad y el área del chorro. Si además la superficie sobre la que incide el líquido puede moverse, por ejemplo, si la superficie es una pala que se encuentra sujeta a una rueda, se genera un trabajo que es función tanto de la velocidad con que impacta el fluido, la velocidad del fluido después del impacto y la distancia que recorrió dicha pala en un segundo. Se conoce que la transferencia de energía es mayor cuando la superficie es curva, esta es la razón la cual las paletas usadas en las turbinas son curvas.

El matemático y físico suizo Leonard Euler (1707 – 1773), tomó sus desarrollos en matemática vectorial y descompuso la velocidad absoluta (c) de una partícula que entra o sale del elemento circular en una velocidad tangencial o periférica a la rueda (u) y una velocidad relativa del agua (w), originando lo que se denomina los Triángulos de velocidad que se muestran a continuación:

Ilustración 22. Triángulos de velocidad sobre el álabe.

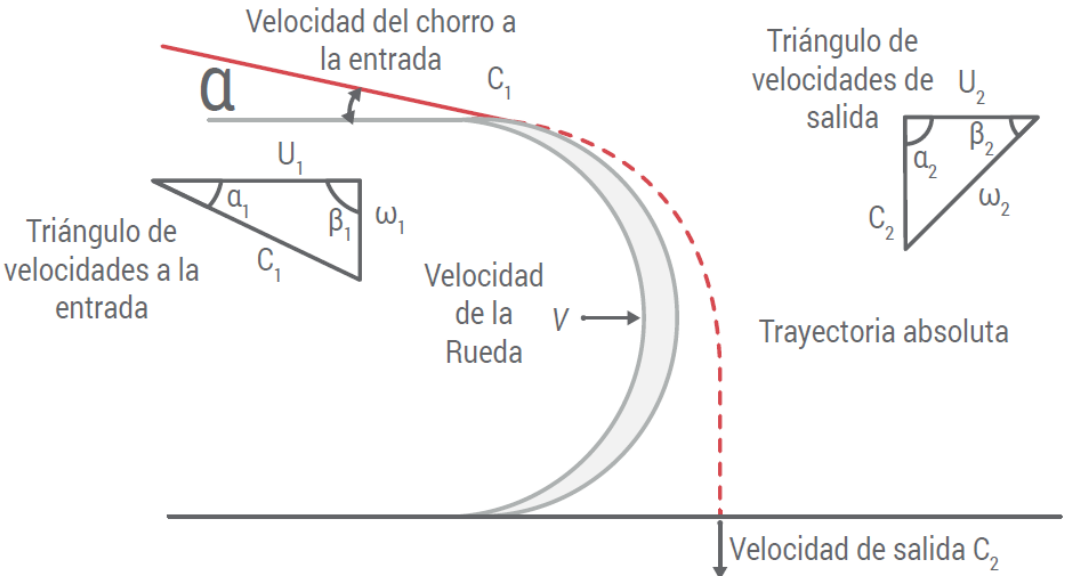


Ilustración 23. Triángulos de velocidad vistos sobre la turbina.

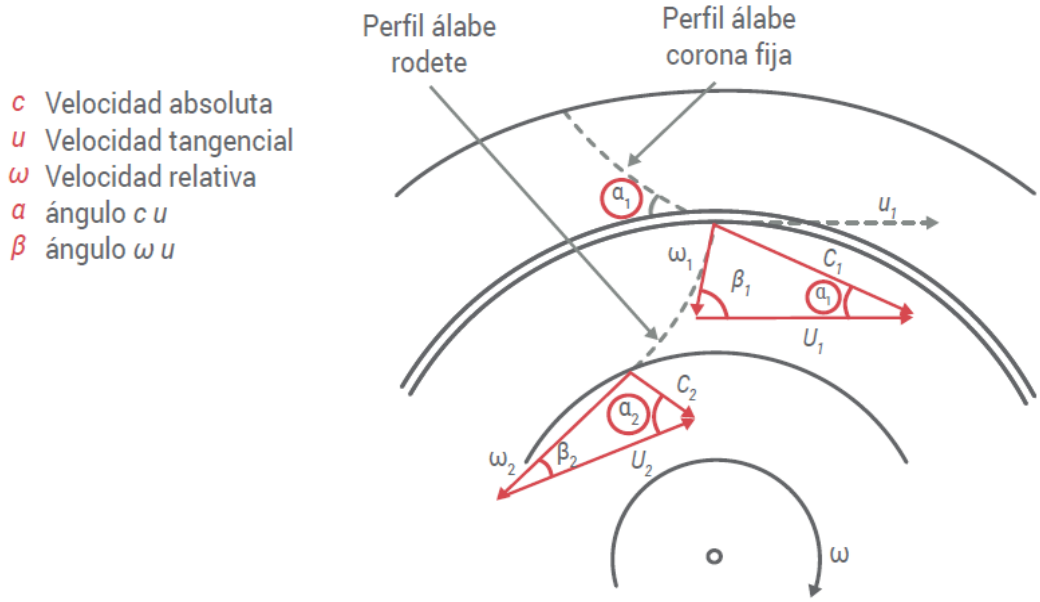
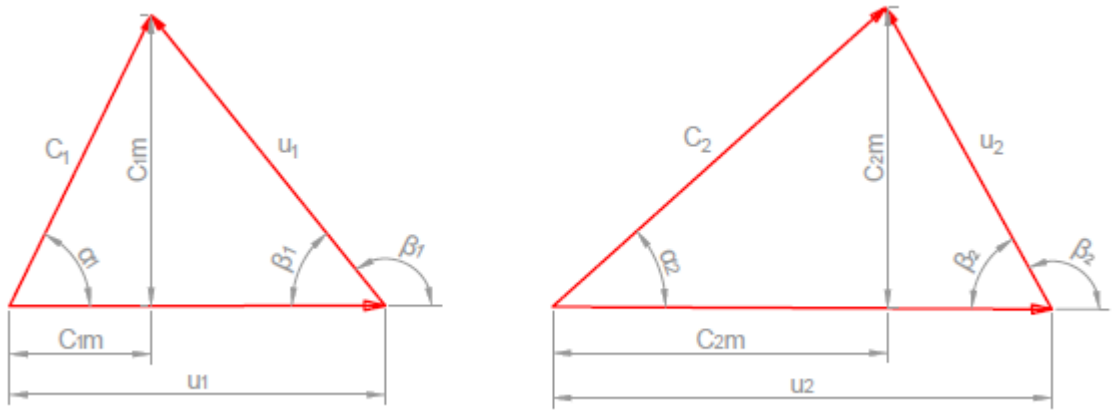


Ilustración 24. Detalle de los triángulos de velocidad de Euler para turbo máquinas.



Esta visión tiene limitaciones ya que en ella el flujo está en dos dimensiones, pero se considera representativa de los hechos que ocurren dentro de las turbinas.

Por trigonometría podemos definir las siguientes expresiones:

$$Cu_1 = c1 * Cos(\alpha_1) \quad y \quad Cu_2 = c2 * Cos(\alpha_2)$$

$$Cm_1 = c1 * Sen(\alpha_1) \quad y \quad Cm_2 = c2 * Cos(\alpha_2)$$

En las turbinas de reacción, cada dos álabes conforman un ducto, por el cual circula el flujo de agua, en este caso el rodete permanece completamente inmerso en el fluido, de tal forma que las paredes del álabe reciben el empuje del fluido y por tanto se genera una potencia sobre ellas, la suma de todas las fuerzas que ejerce el agua en cada álabe, se traduce en una fuerza sobre el eje de la máquina y por tanto en una potencia que se define de la siguiente manera:

Ecuación 11. Potencia en el eje de la turbina.

$$P = \tau\omega$$

Donde:

P: Es la potencia en el eje de la turbina.

τ: Es el momento que le transfieren los álabes al eje de la turbina.

ω: Es la velocidad angular de la turbina.

Siendo que el rodete de la turbina y el eje se fijan de manera que funcionen como una sola unidad, los momentos que actúan sobre este, son los mismos que actúan sobre el eje, así que debemos conocer las potencias sobre el rodete. Para ello, tengamos en cuenta que r_1 es el radio a la entrada del rodete y r_2 a la salida, entonces se tiene:

$$P = Q * \rho * (c1\cos\alpha 1r1 - c2cos\alpha 2r2) * \omega$$

$$P = Q * \rho * (u1c1\cos\alpha 1 - u2c2cos\alpha 2)$$

Además la potencia hidráulica, según la Ecuación 4. Potencia de un fluido está dada por:

$$P = \gamma * Q * h$$

Igualando las dos ecuaciones se tiene:

$$\gamma * Q * h = Q * \rho * (u1c1\cos\alpha 1 - u2c2cos\alpha 2)$$

$$g * \rho * Q * h = Q * \rho * (u1c1\cos\alpha 1 - u2c2cos\alpha 2)$$

$$g * h = (u1c1\cos\alpha 1 - u2c2cos\alpha 2)$$

$$g * h = (u1\ c\ u1 - u2\ cu2)$$

Así, la representación matemática de la energía por unidad de masa que se transfiere al rodete será:

Ecuación 12. Ecuación de Euler para turbo maquinas.

$$h = \frac{(U_1 * Cu_1 - U_2 * Cu_2)}{g}$$

Donde:

U: Son las velocidades absolutas del fluido, con subíndice 1 es a la entrada en contacto con el álabe y con subíndice 2 corresponde a la velocidad absoluta a la salida del mismo.

Cu: Son la componente de la velocidad tangencial a la entrada y salida de la turbina, que presenta una partícula del fluido y se calculan como se ha descrito bajo la Ilustración 24. Detalle de los triángulos de velocidad de Euler para turbo máquinas..

g: Como de costumbre es la gravedad.

En las turbinas se busca obtener la mayor transferencia de la energía del agua a la turbina, lo cual se denomina rendimiento, para ello existen dos mecanismos:

- El primero es hacer que la velocidad de salida sea lo más pequeña posible, así la velocidad absoluta a la salida debería ser perpendicular a la velocidad periférica, como ocurre en el caso de una descarga axial, lo cual se presenta en las turbinas Kaplan o de hélice.

- El segundo mecanismo consiste en que el ángulo de ataque del chorro contra los álabes tienda a cero, lo cual ocurre cuando el flujo ingresa de manera tangencial a la turbina, lo que se presenta en las turbinas Pelton.

5.4 RELACIONES DE SEMEJANZA

Como se observa el diseño de turbinas implica lograr ajustar las dimensiones y geometría de múltiples componentes, tanto de los mecanismos por los cuales se entrega el agua al rodete como las partes y curvaturas del mismo, por tanto, suelen construirse modelos a escala y comprobar su rendimiento antes de fabricar las turbinas a instalar en un sitio específico.

Para construir el modelo, se siguen una serie de pasos y reglas, mediante los cuales se ha encontrado que los resultados finales, corresponden con lo esperado. Las definiciones que se deben tener en cuenta son las siguientes:

Tabla 3. Notación de variables en modelos de semejanza

Variable	Notación en el Modelo	Notación en la Real
Potencia	P'	P
No. De rpm	n'	n
Caudal	Q' (m^3/s)	Q
Par Motor	C' (m kg)	C
Salto Neto	H_n' (m)	Hn

Se asumen los siguientes criterios:

a) El rendimiento se mantiene prácticamente uniforme en la zona de funcionamiento de las turbinas.

b) El mismo número de unidades para cada turbina, es decir, una sola rueda para las Francis y Kaplan-hélice, y un solo inyector para las Pelton.

c) Las dos turbinas tienen la misma admisión, es decir, el mismo ángulo de apertura del distribuidor para las Francis y Kaplan-hélice.

d) La relación de todos los diámetros y longitudes entre las del modelo y la turbina esperada real debe ser una constante supongamos "ψ". En la literatura a esta constante se le denomina coeficiente de semejanza geométrica.

e) En las secciones donde existe paso de agua, se debe mantener la relación entre las áreas que corresponda a ψ^2. Cuando se trata de secciones circulares, esto ocurre de manera natural al mantener la escala de los diámetros en la relación ψ.

f) Como el rendimiento de la turbina en función de los coeficientes óptimos de velocidad es:

$$\eta_{man} = 2(\varepsilon_1 \mu_1 - \varepsilon_2 \mu_2)$$

Entonces, para que sea el mismo en la turbina real (o prototipo) y en el modelo, los coeficientes óptimos de velocidad son iguales.

Así, se tendrían las siguientes relaciones:

Real:

$$\mu_1 = \varepsilon_1 * \sqrt{2 * g * H_n} = \frac{\pi * D_1 * n}{60}$$

Modelo:

$$\mu_1{}' = \varepsilon_1{}' * \sqrt{2 * g * H_n{}'} = \frac{\pi * D_1{}' * n'}{60}$$

De las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$\frac{n}{n'} = \frac{D_1'}{D_1} * \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} = \psi^{-1} * \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}}$$

Y por tanto:

$$n = n' \psi^{-1} * \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}}$$

Además, se tiene:

$$Caudal: \ Q = Q' * \psi^2 * \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} \qquad Potencia: \ P = P' * \psi^2 * \sqrt{\left(\frac{H_n}{H_n'}\right)^3}$$

En las fábricas de turbinas, suelen contar con laboratorios construidos para los ensayos con modelos y en proyectos grandes es posible construir un modelo completo del terreno, esto ya se ha realizado en el laboratorio de hidráulica de la Universidad Nacional de Manizales, para la central Porce III, en el año 2004 y posteriormente en el año 2010, con el propósito de afinar unos estudios.

5.5 VELOCIDAD ESPECÍFICA

Se ha definido como velocidad específica (n_s), al número de revoluciones por minuto (rpm), que debe alcanzar un modelo de cualquier tipo de turbina, con dimensiones que sigan las leyes o supuestos de semejanza, que se anotaron en el numeral anterior, de tal forma que el modelo produzca una potencia de salida de un (1) Caballo de Vapor (CV), cuando se somete a una cabeza neta de entrada igual a un (1) metro, es decir a un metro de columna de agua.

Con la ecuación de la potencia establecida en la semejanza y sustituyendo ψ en términos de las velocidades n' y n, tomando P' = 1 CV y H_n' = 1 metro, se puede despejar la siguiente ecuación:

Ecuación 13. Velocidad especifica en términos de potencia.

$$n' = n_s = n * \frac{\sqrt{P}}{H_n^{5/4}}$$

En esta ecuación, n se encuentra en rpm, P en caballos de vapor (CV) y H_n en metros. En distintas referencias se puede encontrar que la potencia se encuentra en kW, en cuyo caso, es necesario contar con la siguiente transformación:

Ecuación 14. Equivalencia velocidad específica en kW y en CV

$$n_s con\ unidades\ en\ kW = 0.8577 * n_s con\ unidades\ en\ CV$$

La misma expresión de la ecuación 12, puede usarse en el sistema inglés, en este caso n es en rpm, la potencia en HP y la altura va en pies, la equivalencia es la siguiente:

Ecuación 15. Equivalencia velocidad específica sistema métrico y sistema inglés.

$$\frac{n_{s\ en\ el\ sistema\ méterico}}{n_s\ en\ el\ sistema\ inglés} = 4.44$$

En la práctica, este número (n_s) nos permite conocer, durante la fase de planteamiento de una central hidráulica, las dimensiones de una turbina para un aprovechamiento especifico, y lo que resulta incluso más importante su rendimiento ya que se buscan las curvas de rendimiento de turbinas con dicho n_s.

Ejemplo:

Supongamos que existe la posibilidad de un aprovechamiento hidráulico en un río, se cuenta con una caída bruta de 150 metros y el caudal otorgado en la licencia ambiental fue de 4 m^3/s, bajo estos supuestos, desarrollemos el ejercicio para determinar el tipo de turbina.

Solución:

Entonces, las variables fundamentales del aprovechamiento hidráulico son

Q= 4 m^3/s
H = 100 m

Podemos tener turbinas de varias “rpm”, igualmente podemos contar con varias turbinas, para este ejercicio dividimos en 2 el caudal, es decir nos queda un caudal de 2m^3/s en cada turbina, así calculamos la velocidad específica en cada caso:

Caudal = 4 m3/s			Caudal = 2 m3/s		
n	**n_s**	**Turbina Seleccionada**	**n**	**n_s**	**Turbina Seleccionada**
100	23	Pelton de un inyector.	100	16	Pelton de un inyector.
200	46	Pelton de varios inyectores.	200	33	Pelton de varios inyectores.
400	92	Francis lenta.	400	65	Francis lenta.
865	200	Francis normal.	865	141	Francis lenta.
1200	277	Francis rápida.	1200	196	Francis lenta.
2000	462	Francis de varios rodetes y T. Hélice.	2000	326	Francis rápida.
3000	693	T. hélice y Kaplan	3000	490	Francis rápida.

Como se observa en el primer caso se usaron valores de “n” que produjeran cualquier tipo de turbina, por efectos de desgaste de los componentes, se prefieren velocidades más bajas.

Para definir las “rpm”, de la turbina, se debe tener en cuenta la construcción del generador eléctrico, el cual debe acoplarse a la turbina y requiere permanecer trabajando a la velocidad sincrónica, necesaria para mantener la frecuencia de salida en la onda de la energía eléctrica.

Ecuación 16. Velocidad sincrónica de un generador eléctrico

$$n_{sin} = 60 * \frac{f_e}{Pp}$$

Donde:

n_{sin}: Es la velocidad sincrónica del generador expresado en rpm.

f_e: Es la frecuencia de la red eléctrica en Hz

P_p: Es el número de pares de polos del generador

En Colombia y gran parte de américa la frecuencia eléctrica (f_e) es de 60 Hz, así que podemos definir las velocidades sincrónicas útiles para Colombia según el número de polos con los que se construya el generador en la siguiente tabla:

Tabla 4. Algunas velocidades sincrónicas útiles en Colombia

P_p	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
n_{sin}	3600	1800	1200	900	720	600	514	450	400	360	327	300	277	257	240	225	212	200	190	180

Cuando la central hidráulica, se planifica con baterías y un inversor, la solución del problema lo da el último equipo. En la Central de Itaipú entre Brasil y Paraguay, las frecuencias de la red 60 Hz y 50 Hz respectivamente, en esta central, se cuenta con equipos electrónicos de gran capacidad que hacen la conversión, también se ha optado por colocar unos grupos para cada frecuencia.

En generadores, se observa una relación inversa entre sus rpm y el tamaño de los mismos, así entre más rpm el diámetro y por tanto el peso del generador para una misma potencia será menor.

García y Nava (2014), citan una correlación entre la altura de diseño Hd y la velocidad específica, en cerca de 100 Turbinas tipo Francis en operación para el año 1976, de donde se concluye que la velocidad específica ha mejorado para una

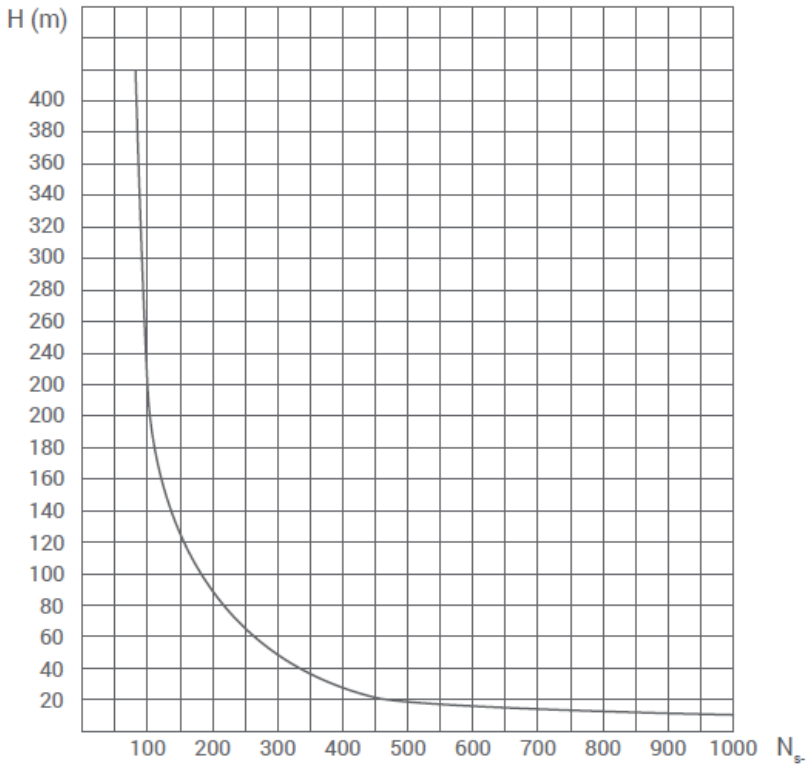
misma altura con el tiempo, es decir ha aumentado. Las ecuaciones son las siguientes:

Tabla 5. Ecuaciones para velocidad especifica según año de fabricación.

Año de Fabricación	Ecuación de Regresión
1960 - 1964	$n_s = 2959 * H_d^{-0.625}$
1965 - 1969	$n_s = 3250 * H_d^{-0.625}$
1970 - 1975	$n_s = 3470 * H_d^{-0.625}$

En CEDENAR S.A. E.S.P., se cuenta con 4 centrales hidráulicas, la más antigua entró en operación en 1949 y la más reciente en 1969, unas poseen turbinas Pelton y otra Francis, sin embargo, la curva de la ecuación para los años 1960 a 1964, representa las condiciones de dichas centrales muy acertadamente, la gráfica de esta ecuación es la siguiente:

Ilustración 25. Curva de altura contra velocidad específica (*)



(*) Nota: Esta curva es válida para turbinas construidas en la década de 1960, posteriormente se han logrado mejoras, es decir mayores velocidades para las

mismas alturas, siempre en la determinación final debe contar el precio y la cantidad de energía que pueda generar cada grupo turbina generador en el tiempo.

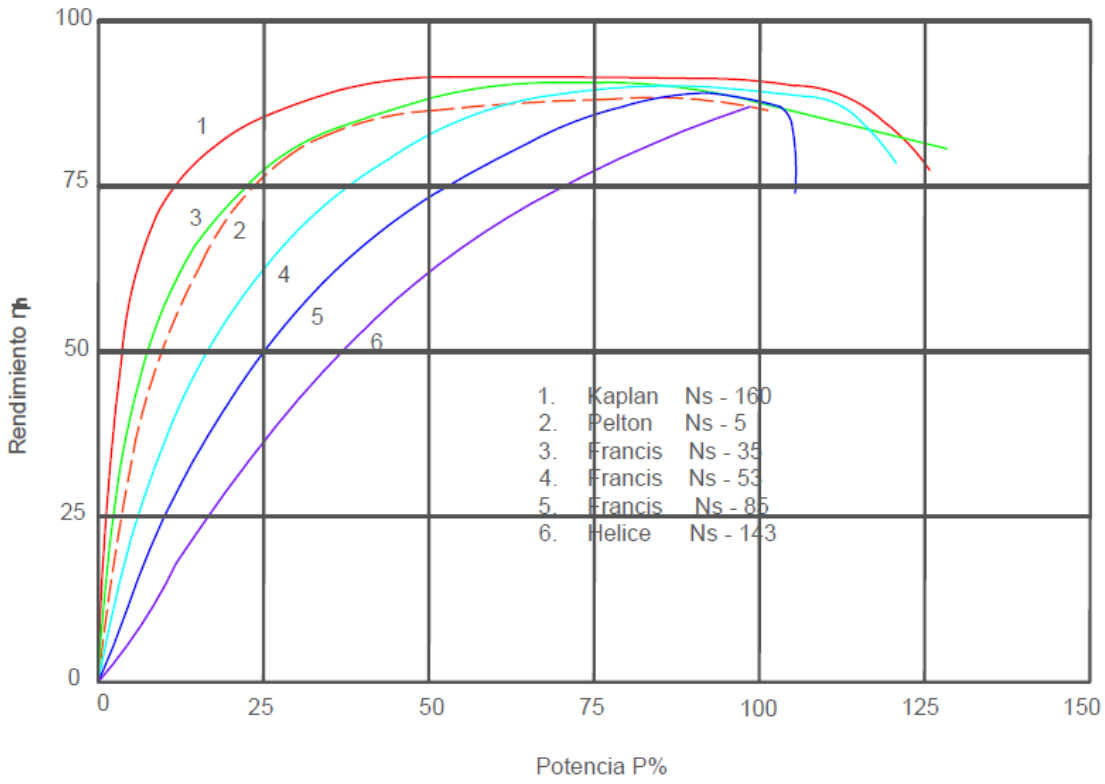
5.6 EFICIENCIA O RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS

Otro aspecto para seleccionar una turbina, es la eficiencia o rendimiento, que nos permitan extraer la mayor cantidad de la energía del caudal disponible. Dado que el caudal puede variar a lo largo del año, incluso en el día, es recomendable usar más de una turbina, esto permite manejar mejores eficiencias con caudales más bajos y contar con la posibilidad de seguir generando si una de las máquinas requiere mantenimiento.

La mejora de eficiencia se da en razón a que las máximas eficiencias se encuentran al caudal de diseño, para el caso del ejemplo, la turbina diseñada para $4m^3/s$, tendrá su máxima eficiencia con caudales cercanos a este valor y disminuye cuando se tiene la mitad de este caudal o entre más alejado de este punto se encuentre, en cambio con dos turbinas es posible lograr un efecto combinado que supera la curva de eficiencia contra caudal al de la única turbina.

La eficiencia de las turbinas también se modifica respecto a la potencia, como la que presenta POLO (1976) y que se toma a continuación.

Ilustración 26. Eficiencia en función de la potencia



Se debe considerar que tanto el caudal como la altura afectan la potencia y por ello las curvas de eficiencia contra potencia son muy parecidas a las de eficiencia contra caudal o altura.

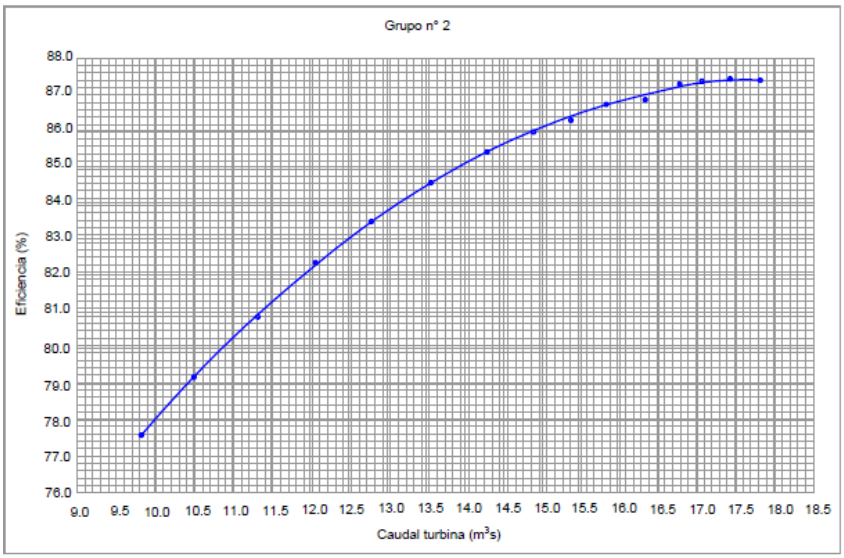
Las turbinas Kaplan presentan el mejor desempeño cuando la potencia o caudal disminuyen respecto al valor de diseño, lo cual implica una importante ventaja en el manejo de este recurso, sin embargo, normalmente resultan más cotosas de construir para saltos mayores de 30 metros. Es necesario realizar una simulación en el tiempo con los caudales del sitio y revisar si la energía generada extra compensa los mayores costos, de la inversión inicial. En variada literatura se encuentra que existen turbinas Kaplan para saltos de hasta de 75 metros.

Jaramillo y Larrahondo[12], ingenieros de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., en la Central Hidroeléctrica Calima en el Valle del Cauca, desarrollaron con

[12] JARAMILLO VILLARRUEL, Camilo Andrés y LARRAHONDO COBO, Francisco José. MEDICIÓN DE EFICIENCIA GLOBAL DE INSTALACIÓN HIDROELÉCTRICA, INCLUYENDO TURBINA, GENERADOR, Y CIRCUITO HIDRÁULICO. **En:** Memorias XX Congreso Internacional de

la norma IEC 60041 “Pruebas de aceptación en campo para determinar el rendimiento hidráulico de turbinas hidráulicas, bombas de almacenamiento y turbinas de bomba” pruebas de eficiencia, para las turbinas Francis de Eje Vertical de 38.8 MW y 450 rpm que trabajan con una altura de 220 metros, obteniendo las curvas características para las 4 unidades, como ejemplo se tiene:

Ilustración 27. Ejemplo de curva de eficiencia real en una turbina Francis.



La eficiencia máxima de la turbina del grupo No. 2, se presenta cuando el caudal es de 18.08 m^3/s, con un valor de 89.57%. Las gráficas de las cuatro unidades son similares y en todos los casos se logró obtener funciones polinómicas de orden 2 que representan la eficiencia en función del caudal, para el caso de la turbina 2, dicha ecuación corresponde a la siguiente:

$$\varepsilon(turbina\ 2\ en\ \%) = -0.1392 * Q^2 + 5.0330 * Q + 44.080$$

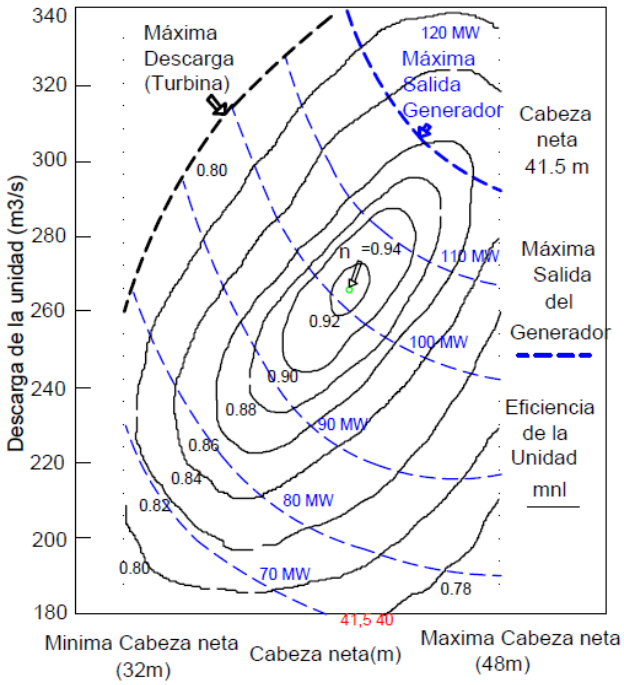
Cada turbina presenta una ecuación independiente y se pueden obtener también en conjunto con el respectivo generador. Estas ecuaciones permiten manejar los caudales para lograr la máxima eficiencia bajo las condiciones de la hidrología previstas para el embalse y así optimizar la operación.

A parte de los diagramas de eficiencia contra potencia y contra caudal, se han desarrollado otros diagramas denominados “colinares” que involucran cabeza y

Mantenimiento 2018 ACIEM.

caudal. Una gráfica, ejemplo, para turbinas Francis, se toma de DÍAZ (2009), la gráfica es la siguiente:

Ilustración 28. Ejemplo de diagrama colinar de una turbina Francis.



El doctor Díaz, también publica una tesis doctoral en el año 2011, donde crea un modelo matemático con el cual representa justamente las curvas colinares, indicando que para encontrar la solución de un problema semanal un computador de altas calidades tomaba aproximadamente 40 minutos. Una propuesta alternativa sería convertir las curvas colinares a una matriz de números fijos (base de datos) que representan la eficiencia de la turbina. Este ejercicio lo puede realizar en Excel, aunque efectivamente tarde una mañana entera en desarrollar la matriz con unos 200 puntos para una turbina que se deseaba evaluar, entonces con la entrada de caudal y altura se definía la eficiencia de la turbina, si no se encontraba el punto, la eficiencia se estimaba por interpolación, claro luego era necesario otro proceso para calcular el mejor punto de operación considerando los caudales proyectados.

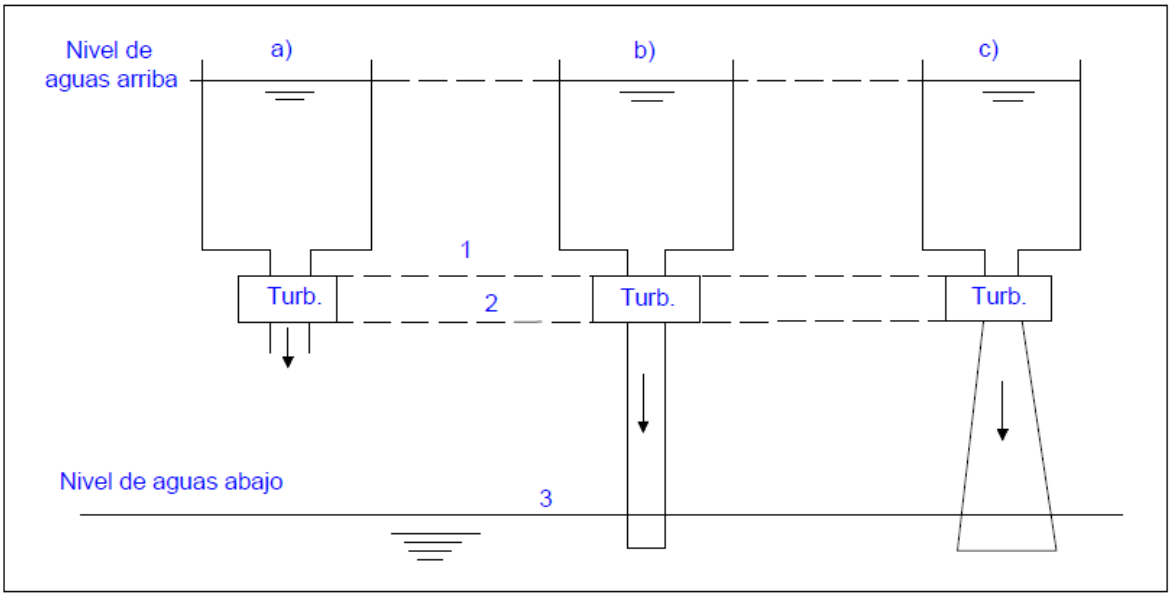
5.7 TUBO DE ASPIRACIÓN

Los tubos de desagüe de las turbinas de reacción, tienen la particularidad de crear una succión bajo el rodete y logran la recuperación de parte de la energía de presión, para ello, el tubo debe concebirse adecuadamente, de forma que la

velocidad del fluido al final del tubo sea lo más pequeña posible, por tanto, no es conveniente que sea cilíndrico, debe ser de forma cónica, para aumentar el área al final del mismo.

Polo (1976), presenta una ilustración, donde se muestra el efecto del tubo de aspiración, en el funcionamiento de la turbina:

Ilustración 29. Efectos del tubo de aspiración según su posición.



Según se describe en el mismo texto: “En el caso a) la turbina descarga directamente a la atmósfera y se pierde la carga debida a la altura entre los niveles 2 y 3. En el caso b) se aprovecha íntegramente la carga entre 2 y 3 al prolongar el ducto cerrado de forma que descargue dentro del agua del socaz. Pero si se da al ducto de descarga la forma divergente que presenta el caso c), se obtendrá una ganancia en presión a la salida del dueto, a expensas de la velocidad del agua a la salida de la turbina”.

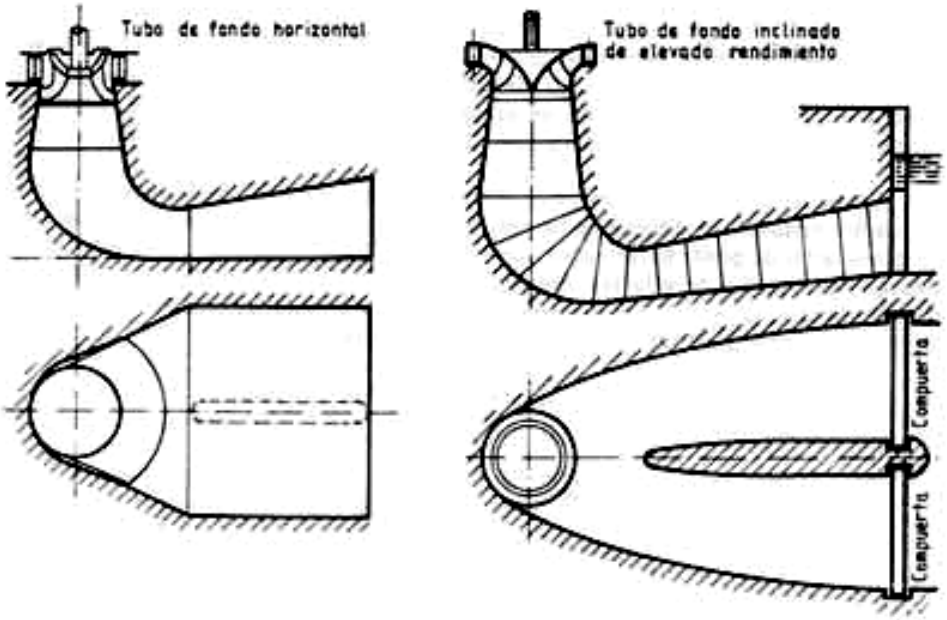
Los tubos más eficientes en cuanto a recuperación de energía son tipo cónico, localizados de manera vertical rectos y con boca inferior abocinada, sin embargo, esto presenta una dificultad, consistente en que la altura del tubo debe corresponder a unas 4 veces el diámetro del tubo a la salida de la turbina, por tanto, requiere excavaciones profundas o situar la turbina en un punto más elevado.

Para el diseño del tubo de aspiración, también debe considerarse la posición del eje horizontal o vertical de la turbina y su velocidad específica, cuando los valores de

"n_s" son pequeños una tubería de sección creciente puede funcionar satisfactoriamente, cuando este valor crece, el diseño del tubo debe considerarse cuidadosamente, dado que una parte importante de la energía (según distinta literatura hasta un 50%), puede recuperarse en este punto.

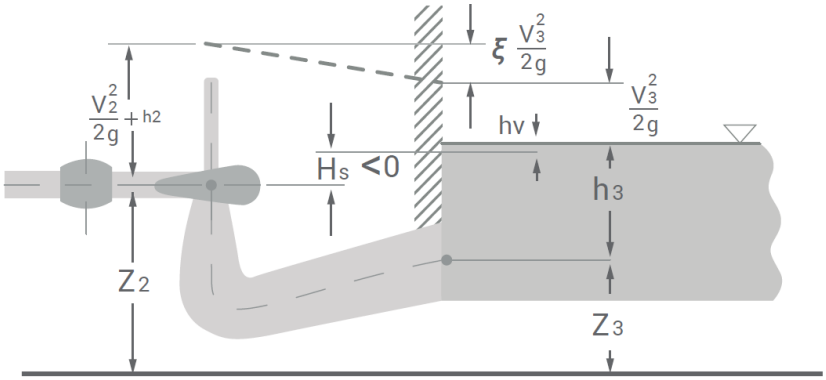
Con el propósito de evitar estructuras en obra civil bastante grandes, se ha optado por incluir codos de 90°, los cuales son los más usados, como los que se presentan a continuación.

Ilustración 30. Vistas de perfil y planta de dos tipos de Tubos de Aspiración.



Para analizar lo que ocurre en el "difusor" o tubo de aspiración tengamos en cuenta la siguiente figura, adaptada de Brekke (2001):

Ilustración 31. Esquema de turbina y tubo de aspiración.



Este es un esquema similar al de la Ilustración 4. Agua circulante por una ladera en tubería, donde la línea inferior gruesa es un nuevo nivel de referencia, si aplicamos la ecuación de Bernoulli tendremos:

$$\frac{V_2^2}{2g} + h_2 + Z_2 = \frac{V_3^2}{2g} + h_3 + Z_3 + \varepsilon\frac{V_3^2}{2g}$$

Ahora bien, se conoce que:

$$h_3 = Z_2 - Z_3 - h_s + h_b + h_v$$

Aquí hemos introducido tres términos adicionales h_s que corresponde a la altura de succión, h_b que es la altura barométrica, representada en la ilustración por el triángulo invertido sobre la línea que representa la superficie del agua y h_v que corresponde a la presión o altura de evaporación del agua, la cual siendo muy pequeña algunos autores la desprecian y la asumen como cero, por sustitución, se eliminan las alturas respecto a la referencia Z y podemos encontrar la altura de succión de la siguiente manera:

$$h_2 = -h_s + h_b + \frac{V_3^2}{2g} + \varepsilon\frac{V_3^2}{2g} - \frac{V_2^2}{2g}$$

Ecuación 17. Cabeza positiva de succión (NPSH).

$$-h_s + h_b - h_v = NPSH > \frac{V_2^2}{2g} - \frac{V_3^2}{2g} - \varepsilon\frac{V_3^2}{2g}$$

Se debe tener en cuenta que en este caso ε es un factor de pérdidas en el difusor o tubo de aspiración.

Existe un límite en el valor de h_s, imagine un tubo vertical al cual se le coloca una bomba que aspire un líquido desde un recipiente localizado en una posición relativa inferior, la altura del líquido en el tubo, alcanza un punto donde se equilibra con la tensión de evaporación del líquido y entonces se producen vapores, que llenan el vacío que le intenta producir la bomba. Para las turbinas y con la notación antes establecida este límite se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 18. Carga de succión máxima.

$$h_s\, Máximo = h_b - h_v$$

En el siguiente numeral veremos lo que ocurre cuando se supera este límite.

5.8 CAVITACIÓN

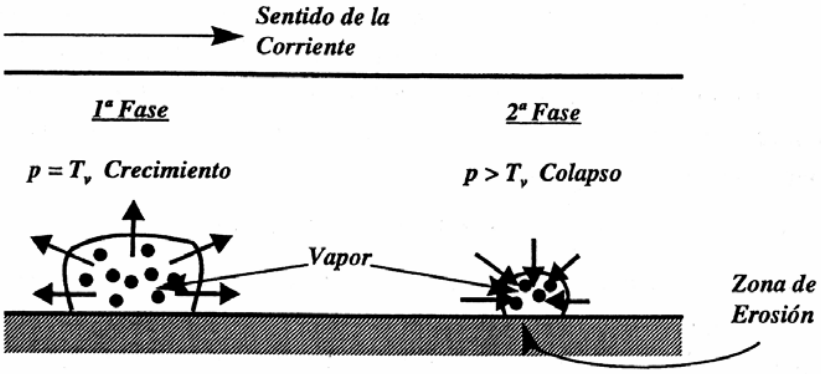
Cuando existen flujos de agua muy rápidos en contacto con algún material, puede presentarse un fenómeno denominado cavitación. Este ocurre cuando la presión absoluta iguala la tensión de vapor, en cuyo caso pequeñas partículas se vaporizan en un instante, entonces las restantes partículas golpean y aplastan a las burbujas de vapor y las obligan a implotar.

En las máquinas hidráulicas, el primer efecto corresponde a la disminución de la velocidad del fluido, en razón a que ya no solo es agua sino agua y vapor, lo cual disminuye el rendimiento de la máquina.

Fuera de esto, el fenómeno produce ruidos, vibraciones, y erosión de las superficies en contacto con el líquido, aun cuando éstas sean de hormigón, hierro fundido, aleaciones especiales, etc.

En la siguiente ilustración, asuma que la zona sombreada es una superficie sobre la cual circula la corriente, así se puede observar esquemáticamente la cavitación, la cual se explica más adelante.

Ilustración 32. Esquema de procesos de erosión por Cavitación.



Bajo las condiciones apropiadas, el máximo tamaño de las burbujas de cavitación aparece en un aproximadamente 2 ms, luego rompen al ser arrastradas por partículas líquidas a mayor presión, durante un tiempo igualmente breve.

Las partículas de líquido se precipitan hacia el centro de la burbuja y superficies sólidas sobre las que estaba la burbuja, de esta forma, existen partículas liquidas, que se disparan sin ningún impedimento y a velocidades muy altas en contra de las superficies aledañas, este fenómeno se repite con una frecuencia de 25000 ciclos por segundo e incluso mayor.

Las tensiones superficiales producidas por estas acciones, son del orden de 1.000 atmósferas, valor lo suficientemente elevado como para producir grietas, por fatiga del material, en relativamente poco tiempo.

Resulta importante evitar la cavitación en las turbinas, ya que involucra altos costos por la reparación de las máquinas y por el lucro cesante de mantenerla quieta en un momento determinado, así, mediante estudios de la hidráulica y con datos de turbinas en operación se logró definir lo que se ha denominado “Coeficiente de cavitación de Thoma” simbolizado por la letra “σ”. Cuando una máquina se sitúa en un régimen donde este coeficiente es menor al valor de la siguiente ecuación, se presenta la cavitación. La expresión es la siguiente:

Ecuación 19. Coeficiente de cavitación de Thoma.

$$\sigma = \frac{h_b - h_v - h_s}{H_n}$$

Donde:

h_b: Es la presión barómetrica en metros de columna de agua

h_v: Es a presión de vapor para el agua y depende de su temperatura.

h_s: Es la cabeza de succión

La presión de vapor en términos de la temperatura corresponde a:

Tabla 6. Tabla de presión de vapor según la temperatura del agua.

Temperatura	Presión de

°C	Vapor mca
5	0.089
10	0.125
15	0.174
20	0.238
25	0.323

La presión atmosférica según la altitud en msnm son las siguientes:

Tabla 7. Presión atmosférica según la altitud sobre el nivel del mar.

Altitud msnm	Presión Atmosférica mca
0	10.351
500	9.951
1000	9.180
1500	8.637
2000	8.120
2500	7.628
3000	7.160
3500	6.716
4000	6.205

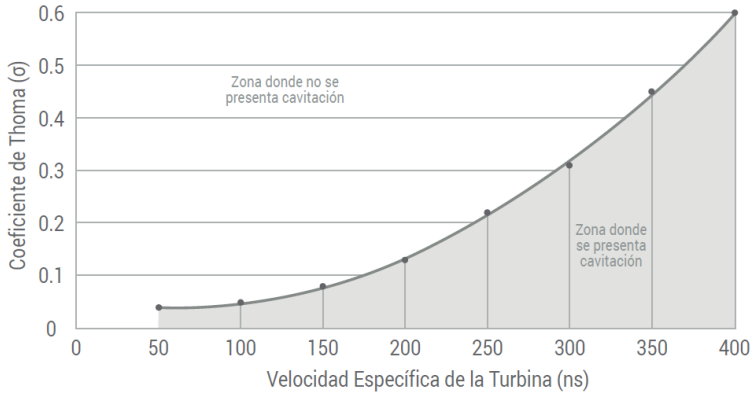
Con turbinas de diversas velocidades específicas "n_s", se ha encontrado que si el coeficiente de cavitación de Thoma "σ", tiene valores inferiores a los que se presentan en la siguiente tabla, existe cavitación:

Tabla 8. Valores de Coeficiente de Thoma Mínimos para que no se presente Cavitación.

n_s	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800
σ	0,04	0,05	0,08	0,13	0,22	0,31	0,45	0,6	0,7	0,9	1,5	2,1

Graficando esto datos en Excel, se puede encontrar una gráfica, que funciona muy bien hasta n_s = 400, para valores mayores se distorsiona.

Ilustración 33. Curva de mínimo valor de Coeficiente de Thoma contra Velocidad Específica.



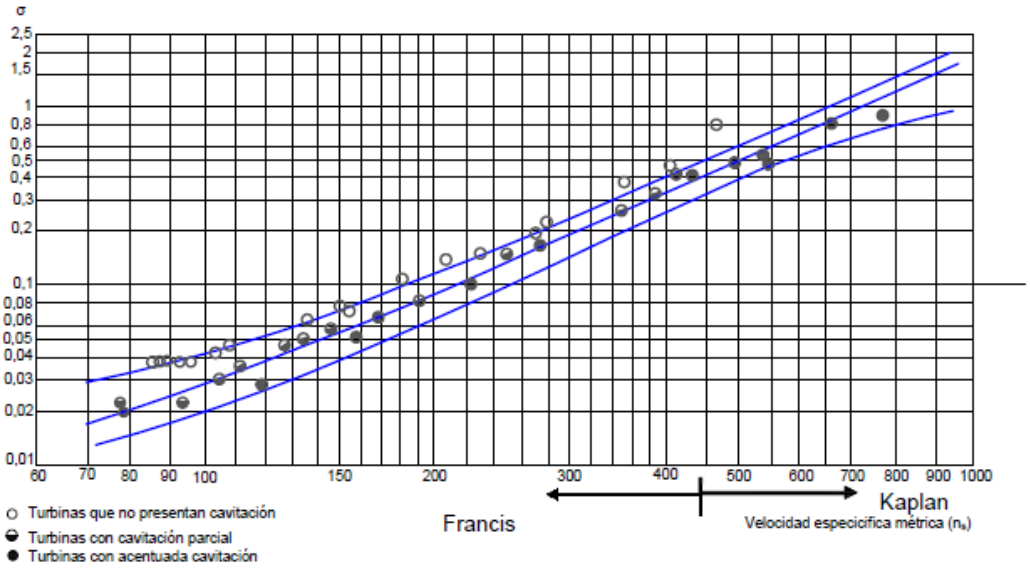
A partir de los datos de la tabla 5, se puede encontrar una ecuación del coeficiente de Thoma para velocidades específicas menores a 400 rpm, con un R^2 de 0.9995, corresponde a la siguiente:

Ecuación 20. Coeficiente de Thoma en función de velocidad especifica.

$$\sigma = 5 * 10^{-6} * (ns)^2 - 0.0006 * ns + 0.06$$

Polo (1976), incluye la siguiente ilustración, elaborada en papel logarítmico donde muestra cerca de 50 turbinas reales, para las cuales se presentó una cavitación acentuada, cavitación parcial o que no la sufrieron:

Ilustración 34. Coeficiente de cavitación de Thomas en función de la velocidad especifica en turbinas reales. (Francis y Kaplan)



5.9 ASPECTOS A CONSIDERAR AL SELECCIONAR LAS TURBINAS

En el desarrollo de las centrales hidráulicas, las turbinas son un componente más dentro de un sistema que permite obtener la energía del agua que se encuentra en una posición más elevada respecto al nivel de referencia, por tanto, el equilibrio general de los componentes debe tenerse como primera regla, esto implica que los costos deben distribuirse entre todos los componentes de manera que sea posible

el retorno de la inversión con una utilidad razonable, lo cual como se ha visto, depende también de condiciones externas como el precio de la energía.

Una mayor velocidad especifica determina que la turbina sea lo más pequeña posible y por tanto económica, sin embargo, si es demasiado elevada presentará desgastes prematuros y por tanto el costo de mantenimiento sube.

Límites Constructivos: Las turbinas de hélice como las Kaplan, dado que la presión de la columna de agua se ejerce en forma directa sobre las paletas o alabes, en una amplia superficie resulta, normalmente, más costoso elaborarlas para cabezas superiores a los 30 metros. En el caso de las turbinas Francis, se presentan dificultades con su cámara en espiral, la cual como una primera alternativa debería considerarse en hormigón, para reducir costos, luego con flejes de acero y finalmente contar con acero moldeado, considerando siempre las presiones a que se verá sometido el material.

No sobra recordar el tema recién visto de cavitación que nos define unos límites de trabajo en cuanto a las velocidades específicas seleccionadas.

La parte eléctrica: La central debe producir energía de calidad, es decir con una tensión y frecuencia estables. En centrales pequeñas (hasta unos 500 kW) esto se puede lograr con equipos alternativos que pueden ser desde baterías y un inversor hasta juegos de resistencias como se usaban en Mocoa (Putumayo). Si la central se va a conectar al SIN, es necesario cumplir los requisitos del código de conexión y del código de medida. En estos casos se debe contar con reguladores en las turbinas que permitan ajustar de manera automática las condiciones de funcionamiento según el caudal de entrada. En general estos equipos son de regla cuando se adquieren las turbinas y permiten (hasta ciertas potencias) que operen largos períodos de forma completamente autónoma, reduciendo por ende los costos de operación.

El proceso de conexión al SIN pude tardar y se aconseja iniciar las acciones pertinentes lo antes posible ya que en el intervienen el Operador de Red o transmisor nacional, con el cual se debe negociar el contrato de conexión y los límites de las responsabilidades, además de intervenir, entre otros, la UPME, el Consejo Nacional de Operación, el Centro Nacional de Despacho y XM.

Costos: De conformidad con la literatura consultada, que va desde Addison (1959) hasta Norconsult (2011) la inversión inicial, resulta más favorable con las turbinas

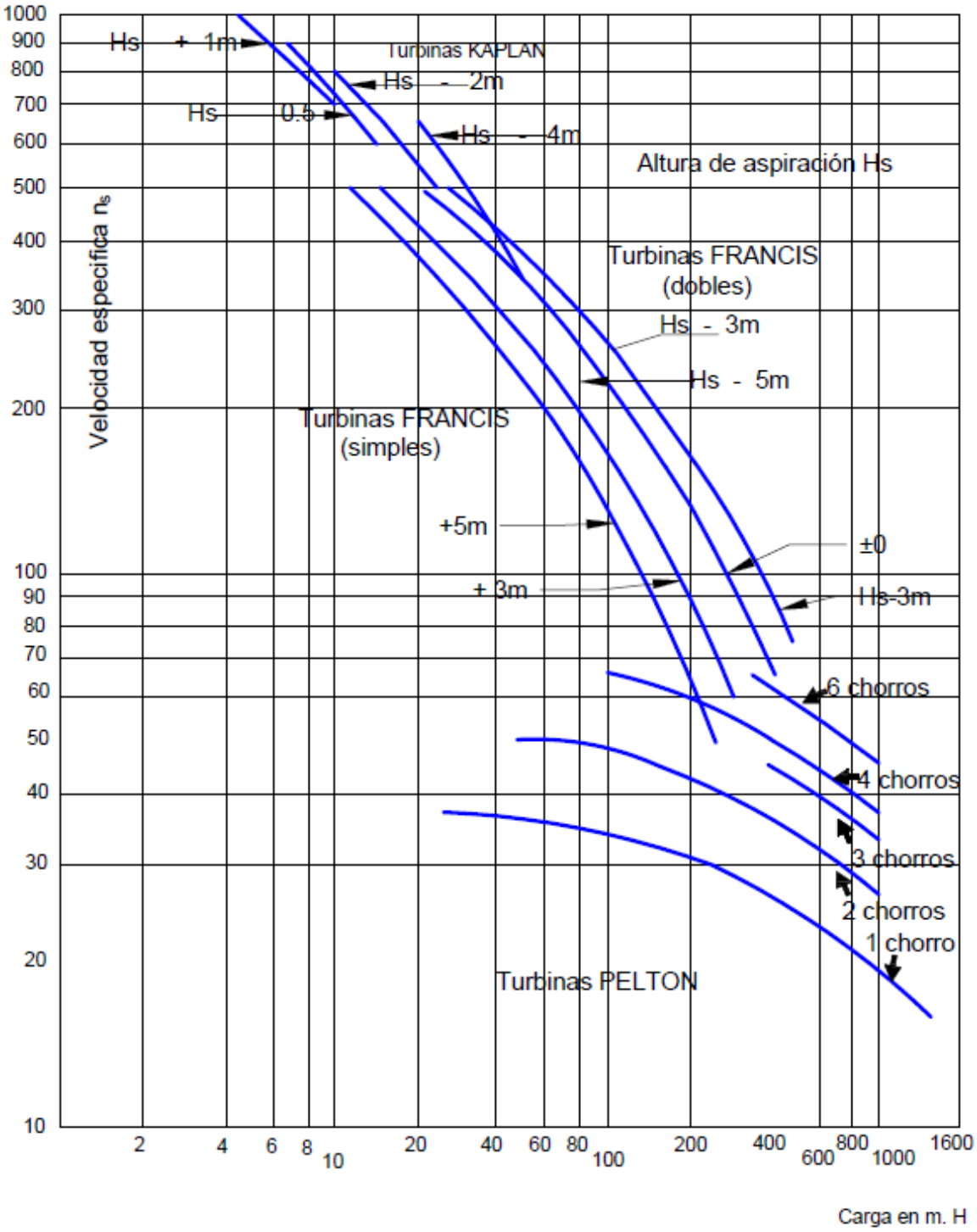
tipo Fancis, siempre que el aprovechamiento se encuentre dentro de los rangos trabajados por los distintos fabricantes.

Variación del Caudal: Siendo que el caudal varía momentáneamente, se debe estudiar cuidadosamente la curva de duración de caudales, ante variaciones elevadas, se debe preferir, siempre que las condiciones sean posibles, las Kaplan o las Pelton ya que trabajan con mejores eficiencias en rangos más amplios que las Francis y esto finalmente se traduce en mayor cantidad de energía a lo largo de la vida útil de la central hidráulica, en todo caso para asegurarse se deben elaborar modelos financieros, especialmente si la potencia supera los 300 kW. Las turbinas Francis, como norma, logran trabajar hasta con el 30 a 40% del caudal de diseño, las Pelton pueden admitir hasta un 4 a 5% y las Kaplan bajan hasta un 20%.

La Demanda a Servir: Evidentemente cuando se piensa en una central hidráulica y en general cualquier proyecto que requiera una inversión se debe considerar el tipo de problema al cual se le va a dar solución, para el caso de Colombia en el SIN, esto proyectos apuntan como ya se ha indicado a reemplazar la generación existente con fuentes combustibles como Diésel o Carbón, incrementando la energía limpia disponible en el sistema por tanto se debe conocer un poco de la operación del sistema y tener presente los precios que se pueden obtener. Para el caso de las ZNI, es necesario conocer las curvas de demanda de cada localidad y contar con un análisis de las variaciones producidas en los casos donde se pueda ofertar la energía por 24 horas si antes contaban con menos, pero con los costos asociados y un sitio apropiado las posibilidades de altas rentabilidades son en la práctica una norma, en todo caso se deben desarrollar todas las previsiones técnicas y reglamentarias que exija en este caso el Ministerio de Minas y Energía.

Polo (1976), incluye a siguiente gráfica para la selección del tipo turbina:

Ilustración 35. Límites de velocidad específica (Métrica) en función de la carga en m. para turbinas Francis, Kaplan y Pelton.



En este caso la velocidad específica también se encuentra en el sistema métrico.

En general, cualquier proyecto, donde se requiera hacer una inversión importante, se recomienda realizar un primer planteamiento general que cubra todos los aspectos del mismo incluyendo el presupuesto de inversión, denominado CAPEX por sus siglas en inglés, el presupuesto de operación (OPEX) y la cuantificación de los beneficios, para llegar a un primer flujo de caja y evaluación financiera. Si se toma la determinación de continuar con el proyecto, posteriormente se pueden refinar y actualizar los presupuestos y la evaluación del mismo.

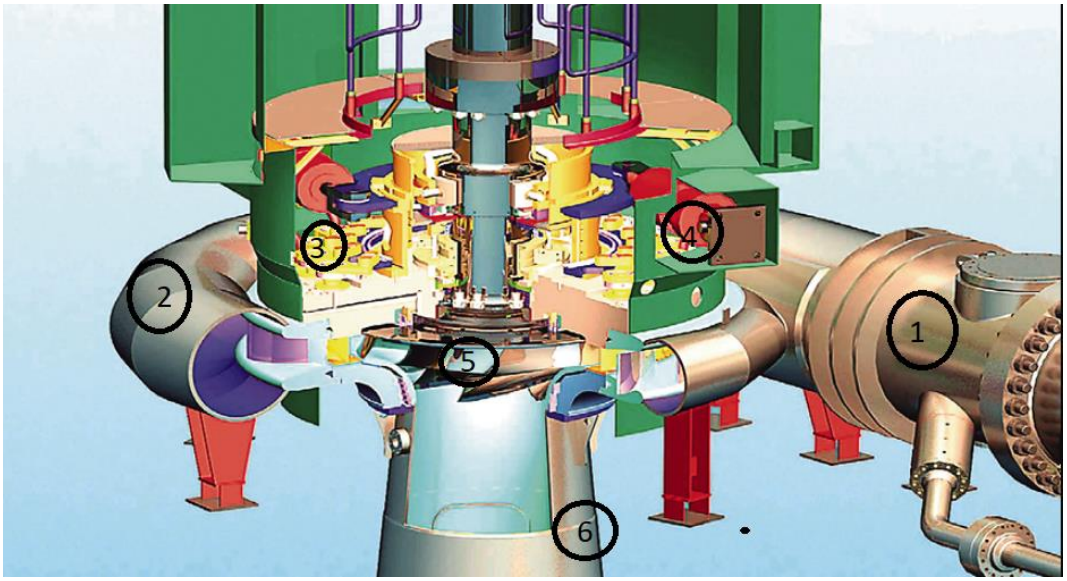
Las centrales hidráulicas, se deben considerar como un todo general inmerso en las condiciones particulares de topografía, hidrografía, con lo cual es posible siguiendo alguno de los manuales citados en la bibliografía elaborar un primer presupuesto de obra. Para simular la operación se debe considerar la selección de la turbina y el generador, en lo cual puede ayudar el presente texto, con este dato se puede cuantificar la energía generada y a partir de ella se han mostrado algunos ejemplos donde se determina cual sería el ingreso por cada kWh que nuestra central produzca, siendo muy precisos se podría suponer que la central inicia operaciones años atrás y con los caudales históricos mirar la generación y por su parte XM presenta los precios de bolsa, que serían el precio mínimo que recibiría una central a filo de agua y así se logra cuantificar los beneficios a lo largo del tiempo.

6. TURBINAS FRANCIS

Las turbinas Francis son las más comunes dada su adaptación a diferentes alturas y caudales, con una alta eficiencia que puede llegar hasta el 95%. Los componentes básicos son el distribuidor, ducto metálico cuyo diámetro va disminuyendo y se enrosca similar a una oruga sobre el rodete, en la parte interior contiene unas paletas directrices, que va acompañada de otros álabes directrices móviles, esto álabes directrices impulsan el agua hacia las paletas del rodete, que es el componente principal de la turbina.

Un esquema de turbina Francis[13], es el siguiente:

Ilustración 36. Esquema de una Turbina Francis



Los números en la figura tienen los siguientes significados:

Tabla 9. Componente básico turbina Francis.

Número	Elemento
1	Válvula mariposa, controlada por algún mecanismo neumático.
2	Caracol o corona exterior.
3	Se observa el sistema de bielas para el control de los álabes móviles en el Distribuidor.
4	Motor neumático que impulsa las bielas de los álabes móviles.

[13] Figura base de: https://www.andritz.com/resource/image/30118/content-image-video/lg/2/hy-image-pumpturbine-single-stage-3d.png Recuperada el 16 de octubre de 2018.

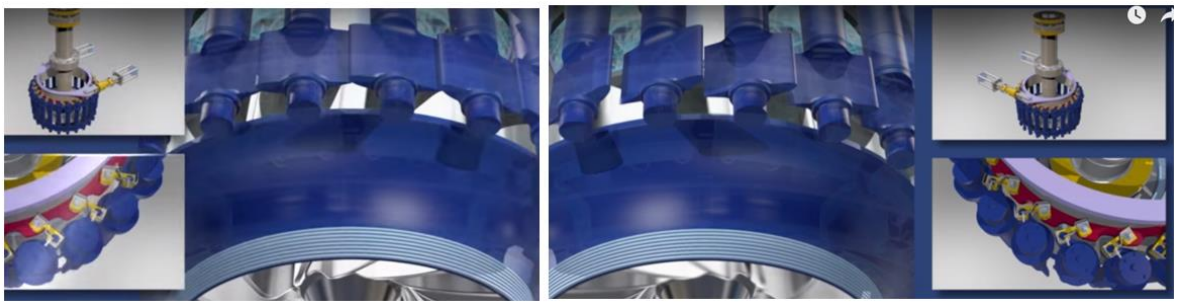
Número	Elemento
5	Rodete de la Turbina.
6	Tubo de aspiración.

La figura corresponde a una máquina con su eje en posición vertical, encima de los componentes de la turbina hay una pasarela para que los operarios puedan realizar el mantenimiento de las bielas y los controles de los álabes móviles, con sus respectivos pasamanos.

Para entender el funcionamiento y operación de las turbinas Francis, la firma Andrys Hydro tiene disponible un video corto y puntual en el siguiente vínculo: https://www.youtube.com/watch?v=LdAAg2kK0Jo. En el minuto 0:30 se observa la apertura de la válvula mariposa que permite el acceso del agua desde la tubería de presión, la cual abarca todo el distribuidor y se observa la apertura de los álabes directrices, así, el agua envuelve todo el rotor, el cual queda inmerso en el flujo que luego es expulsado por el tubo de aspiración.

En el vínculo: https://www.youtube.com/watch?v=pNx76qvT9EU, la firma Voith, tiene disponible en una animación donde se puede observar los cambios en los álabes directores de donde se tomaron las siguientes ilustraciones:

Ilustración 37. Turbina Francis con álabes directores móviles cerrados y abiertos



Las turbinas Francis se construyen acorde a las necesidades de cada aprovechamiento, existiendo tres tipos:

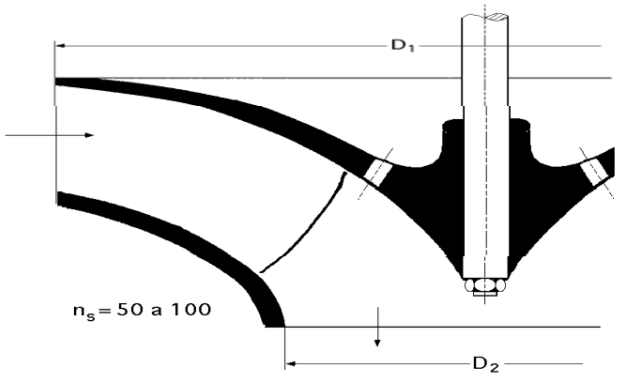
Lentas	Velocidad tangencial de entrada es menor que la velocidad absoluta de entrada (u1 < c1).
Normales	Velocidad tangencial de entrada corresponde a la velocidad absoluta de entrada (u1 =c1).
Rápidas	Velocidad tangencial de entrada es mayor que la velocidad absoluta de entrada (u1 > c1).

La eficiencia de las máquinas puede alcanzar el 95%.

6.1 RODETES LENTOS:

Son usados en grandes saltos, presentan un bajo número de revoluciones, requieren que el diámetro exterior del rodete (D_1) sea mayor respecto al diámetro del tubo de aspiración. Su velocidad específica se encuentra entre 50 y 100.

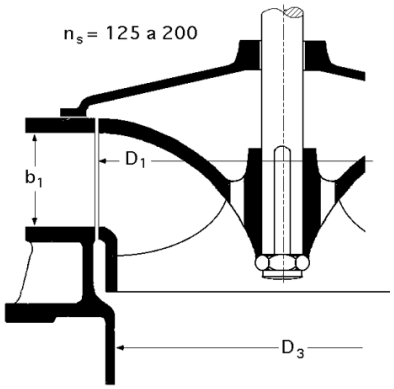
Ilustración 38. Configuración típica rodete Francis Tipo Lento.



6.2 RODETES NORMALES:

El diámetro del rodete D_1 es ligeramente superior al del tubo de aspiración D_3. El agua entra en el rodete radialmente y sale axialmente. Las velocidades específicas de estas máquinas se encuentran entre 125 y 200, el ángulo de entrada $\beta_1 = 90º$.

Ilustración 39. Configuración típica rodete Francis Tipo Normal.



6.3 RODETES RÁPIDOS:

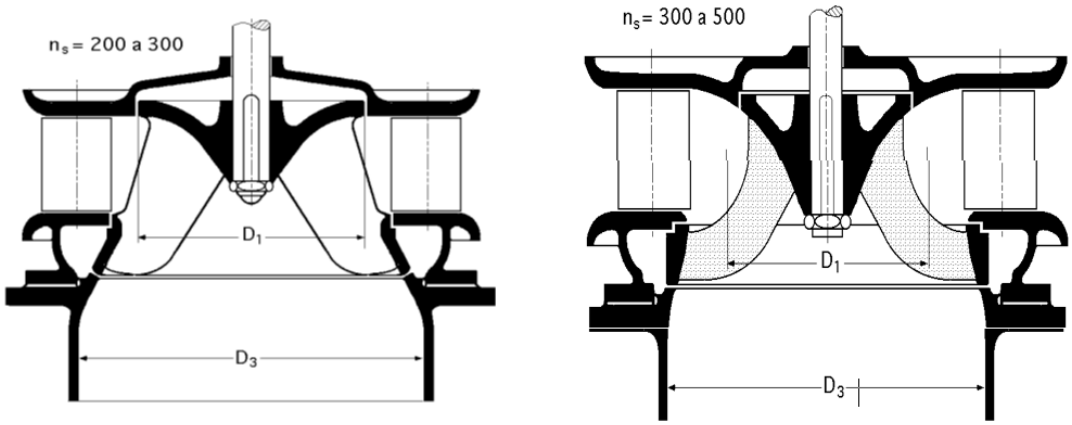
El diámetro del rodete D_1 es menor al del tubo de aspiración D_3, el cambio de dirección del agua se realiza de forma más brusca que en las turbinas normales, los conductos resultan largos y estrechos lo que aumenta las perdidas por rozamiento, reduciendo el rendimiento.

El ángulo de entrada β_1=90º favorece el aumento del número específico de revoluciones porque aumenta u_1.

Presentan un espacio importante entre el distribuidor y el rodete.

Su velocidad específica varía entre 225 y 500.

Ilustración 40. Configuración típica rodete Francis Tipo Rápido.

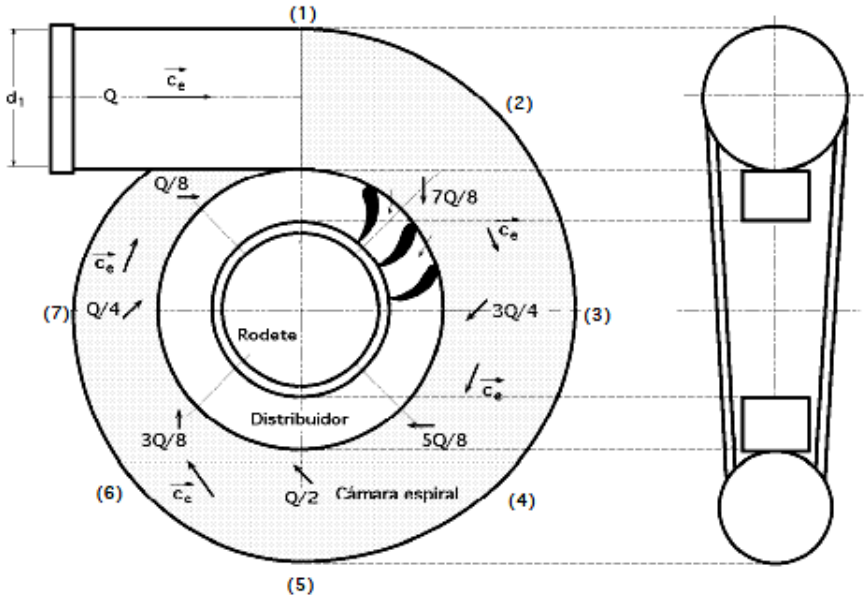


6.4 CÁMARA ESPIRAL

Tiene como misión dirigir de manera adecuada el flujo de agua hacia el distribuidor, su forma es tal que la velocidad media es la misma en cualquier punto de la espiral, pueden ser de sección circular, aunque también puede ser rectangular. El agua debe ingresar a una velocidad que evite pérdidas excesivas.

En el caso de la Ilustración 36. Esquema de una Turbina Francisse puede observar que es metálica, en centrales de gran capacidad puede ser excavada en la roca y en algunos casos recubierta con láminas metálicas o con terminación en hormigón, en cuyo caso es deseable que la velocidad de entrada del agua a este elemento sea menor que en el caso de las metálicas.

Ilustración 41. Esquema de una cámara en Espital.



De conformidad con el material, se recomienda que:

$$Metálicas:\ C_e < 0.18 + 0.28 * \sqrt{2\ g\ H}$$

$$Concreto: C_e < 0.13 * \sqrt{2\ g\ H}$$

Si la cámara de divide en 8 secciones y el caudal entrante es Q, tenemos:

$$Q = A_1 * C_e = \frac{\pi * d_1^2}{4} * C_e \qquad Luego:\ \ d_1 = 1.128\sqrt{\frac{Q}{C_e}}$$

Para mantener la velocidad constante en todos los segmentos de la espiral se debe cumplir que:

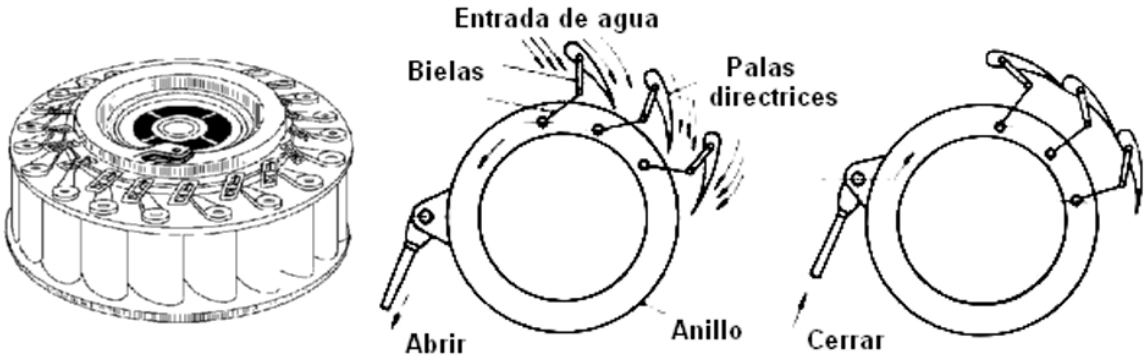
$$d_2 = \sqrt{\frac{7}{8}} * d_1; \qquad d_3 = \sqrt{\frac{6}{8}} * d_1; \qquad d_4 = \sqrt{\frac{5}{8}} * d_1; \qquad d_5 = \sqrt{\frac{4}{8}} * d_1$$

$$d_6 = \sqrt{\frac{3}{8}} * d_1; \qquad d_7 = \sqrt{\frac{2}{8}} * d_1; \qquad d_8 = \sqrt{\frac{1}{8}} * d_1$$

6.5 DISTRIBUIDOR

Este es un elemento fijo que va entre la cámara espiral y la turbina, contiene las paletas directrices que ajustan la apertura para dejar entrar el flujo de agua o cerrarlo completamente, en la parte exterior presenta unos brazos montados sobre un anillo regulador que se mueve mediante varillas y acciona las paletas directrices, como se muestra en la figura a continuación:

Ilustración 42. Esquema de un Distribuidor para Turbina Francis.



Al variar la cantidad de agua que ingresa al rodete, se modifica la potencia de la turbina, lo cual es útil en lugares aislados ya que con ello se sigue la curva de carga existente en la localidad.

En la operación diaria del SIN, una planta de gran capacidad pude ordenársele que reduzca su potencia, según las necesidades horarias y los precios de venta de energía, así que la facilidad de controlar la potencia también aplica en este tipo de unidades.

En las centrales a filo de agua dentro del SIN, dado que deben producir toda la energía posible, no es usual aplicar la reducción del caudal, sino bajo circunstancias particulares que dependen seguramente de la cantidad de agua disponible en el río y no por una necesidad de la central o del sistema.

6.6 SERVOMECANISMOS

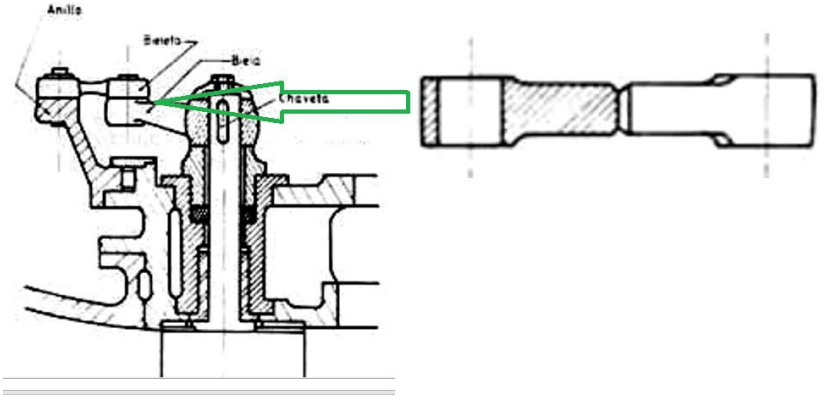
En la Ilustración 36. Esquema de una Turbina Francis, se observan en color rojo dos émbolos, uno marcado con el número 4 y otro en diagonal, aunque existen

configuraciones con uno solo. Estos tienen bastante potencia para poder manejar las altas presiones del agua contra las paletas directrices, el mecanismo es accionado con presión de aceite según órdenes recibidas del regulador. El émbolo se acopla con una varilla a un anillo regulador o anillo de distribución donde existen unas placas metálicas que van acopladas a cada paleta de dirección, así se controla el movimiento de apertura o cierre de todo el conjunto de álabes de dirección, como se muestra en la Ilustración 42. Esquema de un Distribuidor para Turbina Francis., la varilla aparece encima de las palabras abrir y cerrar.

6.7 PALAS DEL DISTRIBUIDOR Y FUSIBLE MECÁNICO.

En la Ilustración 37. Turbina Francis con álabes directores móviles cerrados y abiertos, se observa claramente la posición de abierto y cerrados, según los límites dentro de los que se construyeron, en la operación normal, es posible que el agua arrastre trozos de ramas, de metal como tornillos o de cualquier otro cuerpo extraño, por ejemplo un trozo de concreto desprendido en un túnel a presión, etc. En este caso cuando dicho objeto entra en contacto con una de las palas, suele ser preferible que circule y para ello es necesario liberar la pala afectada, entonces para ello funciona bien lo que se denomina fusible mecánico, consistente en realizar una entalladura al pasador que une los brazos de la biela de forma que se rompa ante esta situación de atasco.

Ilustración 43. Detalle del Fusible Mecánico



7. CENTRAL HIDRÁULICA DE RÍO MAYO

7.1 LOCALIZACIÓN Y GENERALIDADES DE LA CENTRAL

Se encuentra ubicada en el municipio de San Pablo, al norte del departamento de Nariño, con latitud norte 1° 38’ y longitud oeste 76° 56’, a 130 km de la ciudad de Pasto, es alimentada por la subcuenca del río Mayo, que forma parte de la cuenca del río Patía hacia el océano Pacífico. La central hidroeléctrica Río Mayo inicia su construcción en el año 1961 con el estudio y diseño de la central con una capacidad de 21 MW, , es así como en el año de 1963 se adjudica a la firma SYBETRA de Bélgica el suministro y financiación de los equipos, para que en el año de 1967 la firma SADE inicia la construcción de la línea 115 kV, Río Mayo – Pasto, Río Mayo – Popayán, que hacen parte del sistema interconectado nacional, finalmente la central es puesta en servicio en el año de 1969 por la firma SYBETRA, con una subestación de 6,6/115/34,5/13,2 kV.

Actualmente se encuentra en funcionamiento constituyéndose en el principal activo de Generación de Centrales Eléctrica de Nariño CEDENAR S.A. E.S.P; tiene una generación promedio anual de los últimos diez años de 118.760, 3 MWh (2008-2018), con un factor de planta promedio de 65%

Es una central hidráulica catalogada a filo de agua o de pasada, con un embalse pequeño que prácticamente utilizan el agua necesaria en las turbinas para su potencia máxima, si llega un caudal superior por el río, es necesario botar el agua en exceso, en verano, prácticamente solo queda el flujo base; no se puede optimizar la generación, por esta circunstancia la planta no es despachada centralmente por el CND.

La Central hidráulica está constituida en su orden de operación con los siguientes componentes: una presa de contrafuerte, una bocatoma tipo lateral, túnel de conducción, almenara o chimenea de equilibrio, válvula mariposa (ubicada al final del túnel e inicio de la tubería de presión), tubería de presión y casa de máquinas donde se encuentran los siguientes elementos electromecánicos para cada unidad: válvula principal de entrada tipo esférica, turbina tipo Francis de eje horizontal, eje principal de acople turbina – generador, generador síncrono, sistema de excitación.

La energía obtenida con las tres unidades a nivel de tensión de 6.6 kV, es llevada a un barraje común que conecta con un banco de transformadores que elevan la tensión a 115 kV para conectar al sistema interconectado nacional.

7.2 PRESA Y EMBALSE

La presa tiene una altura máxima de 16 m, capacidad total de almacenamiento del embalse es 350.000 m^3 y un volumen útil de 150.000 m^3, lo que significa que la operación depende del caudal de aporte del rio para el funcionamiento continuo, ya que partiendo de la demanda máxima de 12,5 m^3/s, el volumen útil alcanza a cubrir solo un periodo de 3 horas, por lo tanto, se tipifica como planta a filo de agua.

La obra civil se compone de cuatro muros de contrafuerte, dispuestos transversalmente a la dirección de flujo del rio para su captación total.

Como parámetros de construcción y operación se tienen los siguientes niveles de agua en la presa, tomando como referencia el nivel del mar:

Tabla 10. Niveles de diseño de la presa de Río Mayo

Nivel	msnm
Máximo almacenamiento excepcional	1.601,0
Almacenamiento máximo normal	1.600,0
Almacenamiento mínimo	1.595,0
Área de acceso y servicio	1.601,5
Nivel superior de compuerta de cresta (Compuerta Vagón) en posición inferior, al ras con el aliviadero.	1.594,6
Nivel inferior de entrada de agua a la bocatoma	1.591,6

El nivel del agua del embalse se controla mediante el uso de tres compuertas de fondo tipo radial y tres compuertas en la parte superior tipo vagón de accionamiento vertical.

El propósito de las tres compuertas vagón es regular el nivel de embalse de la presa y evacuación de basuras flotantes y el de las tres compuertas radiales es para evacuar el exceso de agua por crecidas del rio y limpiar periódicamente el sedimento que se ha depositado cerca a la bocatoma para evitar el acceso al túnel de conducción.

Ilustración 44. Fotografía aguas abajo de la presa de la central de Río Mayo.

Ilustración 45. Fotografía aguas arriba de la presa de la central de Río Mayo.

Las especificaciones de las compuertas son las siguientes:

- Tres compuertas de cresta de rodillos o también denominadas compuertas vagón con dimensiones de apertura: 5 m de ancho y 5,38 m de alto cada una, con sellos de caucho y perfil de notas musical. La transmisión de la carga de agua se efectúa mediante 4 ruedas de acero fundido, soportadas por vigas verticales en ambos lados.

  Las compuertas se accionan operando polipastos de cadena, instalados en ambos lados de cada compuerta, por medio de un eje de conexión.

- Tres compuertas del sector inferior llamadas también compuertas radiales tienen medidas de apertura: 5,0 m de ancho por 2,70 m alto en apertura total, es accionada por un servomotor de aproximadamente 18 toneladas de capacidad cada uno, el funcionamiento de cada compuerta se puede realizar independientemente de los otros.

La capacidad de descarga de cada una de las compuertas de vagón o de cresta es de 147 m3/s, al existir tres se tiene una capacidad 441 m3/s en la cresta, asumiendo que el nivel de almacenamiento del embalse es de 1.601 msnm.

En cuanto a las compuertas radiales localizadas en el fondo de la presa, estas cuentan con una capacidad estimada de descarga de 187 m^3/s cada una de las tres para un total de 561 m^3/s en estas compuertas, bajo las mismas condiciones de un nivel de agua de 1.601 msnm.

Así la capacidad de descarga total es de 1.002 m^3/s.

Se dispone de un juego de ataguías o compuertas auxiliares para el reemplazo de las compuertas de cresta o vagón y las compuertas inferiores, en caso de mantenimiento. Estas compuertas comprenden tres elementos de 5 metros de ancho por 2 metros de altura,

Existe, una grúa móvil para levantar, bajar y transportar las ataguías, equipos eléctricos y todos los accesorios necesarios; con capacidad de 10 toneladas, operadas eléctricamente para desplazamiento sobre rieles dispuestos a lo largo de la obra civil de la presa

7.3 BOCATOMA

La entrada de agua al túnel es a través de una bocatoma tipo lateral y abertura de forma rectangular provista de una reja de entrada de 5 m de ancho por 4,75 m de alto conformada con platinas espaciadas a 1”, y una inclinación de 20° la cual es anclada a la obra civil; impide el ingreso de basura y partículas de mayor tamaño que puedan causar obstrucción en la turbina. Como se indicó antes el nivel inferior de entrada de agua a la bocatoma a los 1.591,6 msnm.

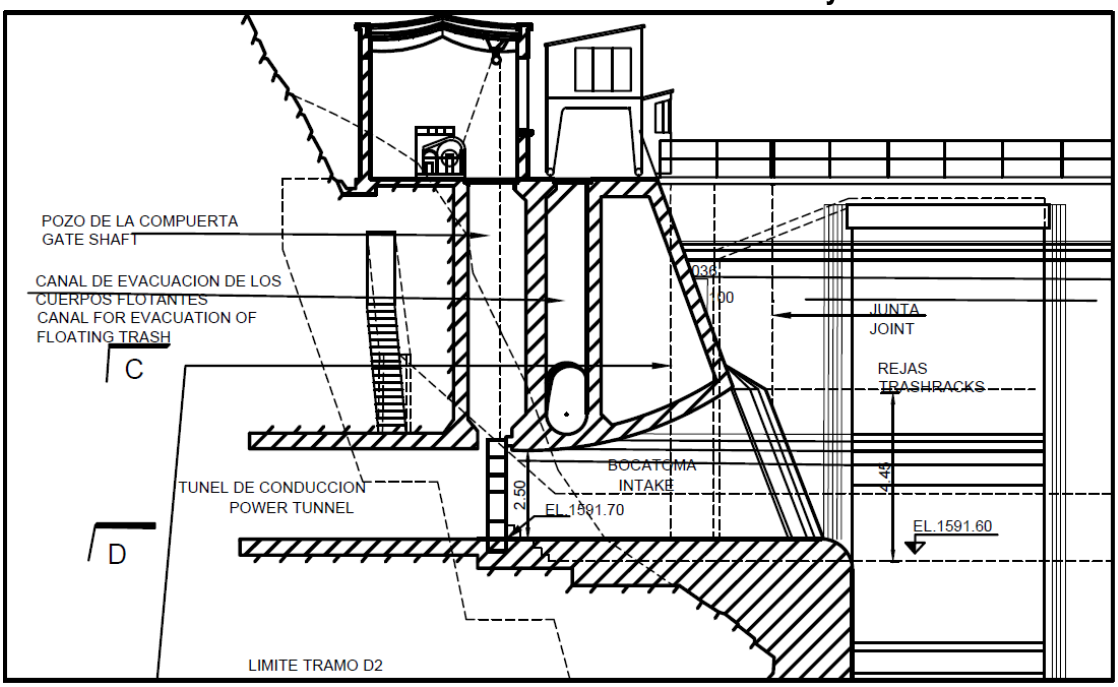
Ilustración 46. Fotografía de la bocatoma de Río Mayo.

Nótese el tamaño relativo de las personas (con cascos amarillos) en la esquina superior derecha de la fotografía.

El sistema de apertura y cierre es por medio de una compuerta rectangular plana con empaquetadura de caucho en los bordes, la que es accionada verticalmente por medio de un mecanismo electromecánico de tambor y guaya. Las medidas de la compuerta son 2,1 m de ancho y 2,5 m de alto.

Para evitar obstrucción de la rejilla de bocatoma con material de arrastre del rio, se utiliza un mecanismo de limpia rejas accionado electromecánicamente con guaya y tambor, el cual permite que el limpia rejas descienda hasta el borde inferior de la rejilla entre en contacto con esta y se halado a lo largo de la rejilla hacia arriba, en cuyo paso va limpiando el material depositado en la reja, hasta llegar a la parte superior donde los desecho son vaciados a un canal de desagüe y evacuación de cuerpos flotantes.

Ilustración 47. Detalle sección transversal de la bocatoma de Río Mayo



7.4 TÚNEL DE CONDUCCIÓN

Para la conducción del caudal necesario desde la represa hasta el inicio de la tubería de presión, existe un túnel de diámetro de 2.0 m en promedio y una longitud de 1.652 m con una baja pendiente de 0,7% hasta llegar a la válvula principal de entrada a la tubería de presión tipo mariposa.

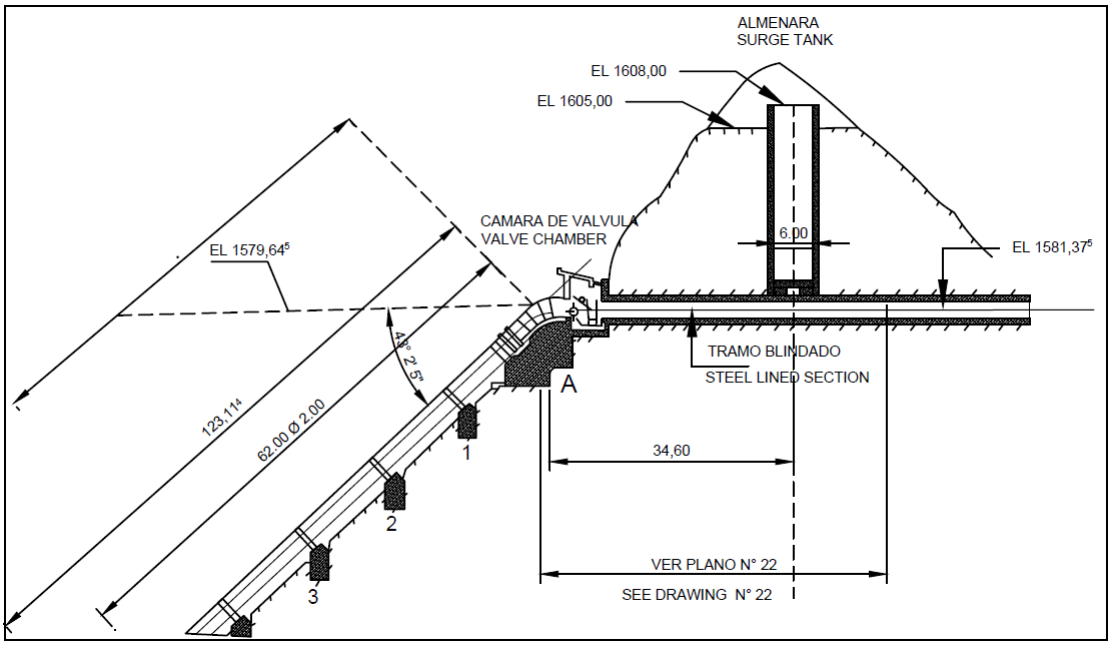
Por condiciones geológicas no uniformes a lo largo de la trayectoria del túnel, se emplearon cinco diferentes tipos secciones cuyo diámetro promedio es de 2 m, en algunos sectores se incluyeron tuberías superficiales.

7.5 ALMENARA O CHIMENEA DE EQUILIBRIO

Ubicada al final del túnel de conducción es del tipo simple, que corresponde a un tubo en derivación a 22,75 m del túnel; de dimensiones 25 m de altura y 6 m de diámetro, la cual permite disipar las ondas elásticas generadas por el flujo cuando se presentan golpe de ariete ocasionado por cierres rápidos de la válvula de admisión principal de entrada a la turbina, puesta en marcha de turbinas o hay presencia de aire en la tubería.

Ilustración 48. Fotografía parte superficial de la chimenea de Equilibrio.

Ilustración 49. Detalle de sección vertical de la almenara



7.6 VÁLVULA MARIPOSA.

Ubicada al final del túnel e inicio de la tubería, dispuesta para el para control y llenado progresivo de la tubería de presión, cuando esta se encuentra vacía. El llenado gradual se realiza a través de una tubería by pass de 8" de diámetro y purga de aire mediante una válvula de aireación.

En operación normal de la central, ésta válvula se utiliza para cierres de emergencia por falla o mantenimiento programado para evitar la pérdida de carga en el túnel de conducción.

El mecanismo de apertura es accionado hidráulicamente por servomecanismo y el cierre se efectúa por contrapeso.

Las especificaciones técnicas de la válvula tipo mariposa son como sigue:

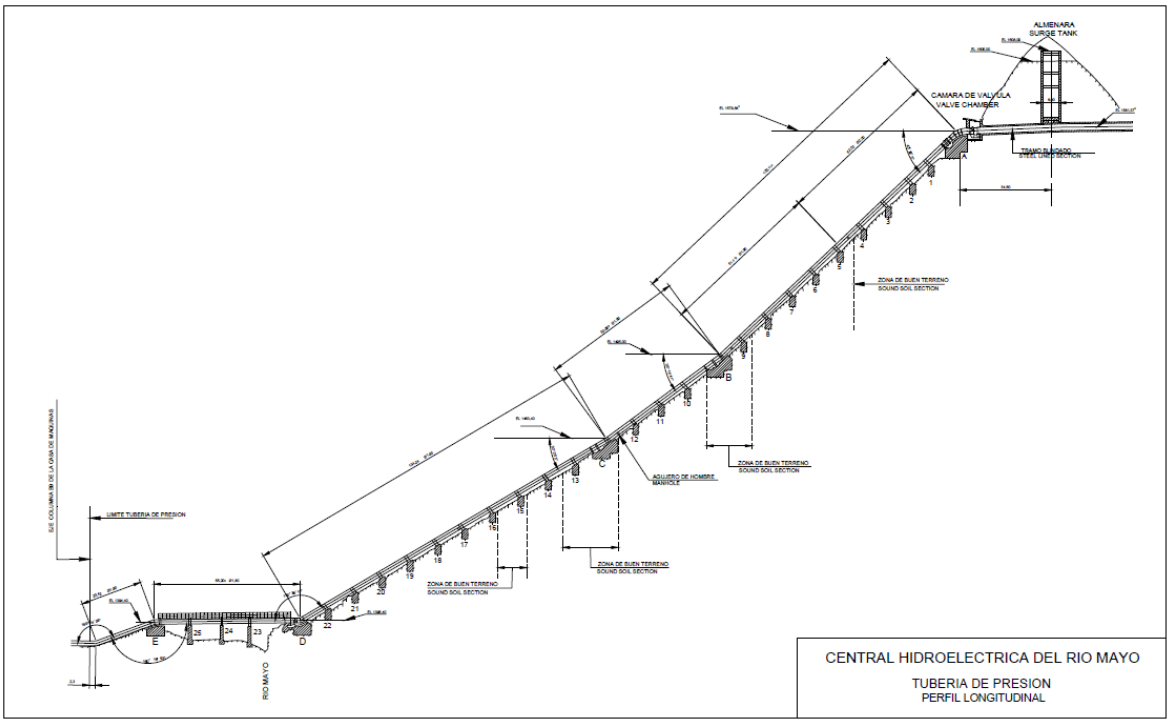
- Marca Escher Wyss
- Diámetro interno 2,0 m
- Presión de diseño 33,0 m WC.
- Caudal máximo 12,5 m^3/ s

- Peso total 13 ton
- Perdidas de altura 6 cm de columna de agua con caudal de 12.5 m^3/ s
- Presión de prueba 50 m CW

7.7 TUBERÍA DE PRESIÓN

Con una longitud total de 399,49 m, está dividida en tres partes de aproximadamente 70 m, 114 m y 215 m; con diámetro interior de 2 m, 1,9 m y 1,8 m respectivamente, tiene espesor de 12 mm a 15 mm, incluido 1 mm adicional para protección por corrosión permisible.

Ilustración 50. Plano de la tubería de presión de Río Mayo.



Las características del acero son: Aldur 35, (c=0,09, Mn=0,6, Si=0,25), Aldur 44, (c=0,16, Mn=1,0, Si=0,3), y Aldur 50, (c=0,2, Mn=0,5, Si=0,45), según la normatividad de la época y que hoy corresponde según la norma española a materiales UNE- EN 10113-2, son aceros laminados en caliente para construcciones metálicas con aceros soldables de grano fino.

La presión máxima permisible en la tubería de presión es de 35% por encima de la presión estática, esto corresponde a una presión de 286 m WC

La tubería de presión esta soportada en su longitud en bases de concreto espaciadas de 12 a 16 m.

En proximidades a la casa de máquinas, la tubería esta embebida en el concreto y se trifurca hacia cada una de las válvulas de admisión la turbina tipo esférica.

A lo largo de la tubería y espaciados a no más de 70 m se tienen 6 manholes de diámetro 60 cm, para diferentes tareas de inspección y mantenimiento.

Ilustración 51. Fotografía casa de máquinas y tubería de presión de la central de Río Mayo

La tubería, también dispone de 5 juntas de expansión con empaquetaduras ajustables cerca de los 5 anclajes de concreto principales que significan un pequeño cambio de pendiente.

Entre los anclajes de concreto principales, existen soportes con apoyos deslizantes para suplir las dilataciones de la tubería por cambios de temperatura ambiente y el fluido de trabajo como las vibraciones generadas por los efectos de golpe de ariete por cierre rápido de las unidades.

7.8 CASA DE MAQUINAS

Antes de entrar a describir a detalle los equipos que se encuentran en la casa de máquinas de la planta Rio Mayo, es importante realizar una sinopsis del proceso de conversión de energía a partir del agua a su paso por las diferentes estaciones que la componen y describir de manera general que la casa de máquinas es de diseño convencional tipo superficial con un área de 900 metros cuadrados distribuidos en una sala de controles con 320 metros cuadrados, casa de equipos electromecánicos con 320 metros cuadrados y zona de taller de mantenimiento de 80 metros cuadrados.

Ilustración 52. Fotografía sala de control de Río Mayo

El agua del Rio Mayo, luego de llegar a la presa tipo filo de agua; realiza un recorrido de 1652 metros a través del túnel de conducción de baja pendiente (0,7%), hasta llegar al punto más alto de la tubería de presión, desde donde desciende vertiginosamente a través de ésta en una longitud de 399.5 metros y con un salto

de 192 metros finalmente llega a la casa de máquinas superficial convencional, donde alimenta 3 turbinas tipo Francis de eje horizontal de 9.900 HP cada una, haciéndolas girar transformando la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica; la cual, a través de un eje acoplado al generador eléctrico es transformada de energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Ilustración 53. Fotografía parte interna casa de máquinas de Río Mayo

La casa de máquinas concentra los equipos electromecánicos directamente encargados de la producción de energía eléctrica en la planta Río Mayo.

Ilustración 54. Fotografía grupo turbina, regulador de velocidad y generador de Río Mayo.

En esta fotografía se observa el grupo turbo generador, en verde se aprecia la turbina con algunos componentes como el caracol y el tubo de aspiración, el equipo en amarillo corresponde al sistema de regulación de velocidad de la turbina, mediante el control de los álabes directrices, las palancas que se acoplan al distribuidor se encuentran pintadas de verde y en rojo se encuentra el generador eléctrico.

En lo concerniente a la parte eléctrica, se tiene en la casa de máquinas luego del acople mecánico al volante de inercia, el acople del Generador Principal conformado por un rotor y estator de características indicadas más adelante, en los cuales se inducen los campo magnético dinámico y estático respectivamente a través de un sistema de excitación principal y sistema de excitación auxiliar; está conformado por anillos rasantes y escobillas Las tres unidades de generación están acopladas a un mismo barraje de 6.6 kV el cual alimenta un banco de transformadores elevadores de 3* 8,75 MVA, 6.6/115 kV que inyectan la energía al Sistema Interconectado Nacional.

Con un poco de más detalle la parte mecánica está compuesta por:

- Válvula de entrada a la turbina tipo esférica, cuyas especificaciones son:

  Marca Escher Wyss
  Diámetro interno 750 mm
  Presión de prueba 29 kg/cm^2
  Longitud entre bridas de 800 mm
  Caudal máximo 5 m^3/ s
  Accionamiento oleo hidráulico con válvulas auxiliares de mando

Ilustración 55. Fotografía una de las válvulas principal entrada a turbina tipo esférica de Río Mayo

- Turbina Francis compuesta de una cámara espiral, sistema distribuidor conformado por 20 álabes directrices, rodete; hacia el lado succión se encuentran tapas base de álabes directrices, tapa intermedia, tubo de aspiración, hacia lado opuesto se encuentra la tapa lado generador donde se encuentran alojados anillo base de alabes, juego de anillos laberinticos (anillo exterior, medio e interior); otros componentes que hacen parte de la turbina esta un juego de bujes y arandelas de bronce para posicionamiento y operación del sistema distribuidor de la turbina.

- Eje de potencia que acopla el rodete Francis con el volante de inercia y rotor del generador, acople mecánico rígido tipo brida.

- El soporte estático y dinámico de todo el conjunto rotórico se realiza mediante dos chumaceras lubricadas por aceite inyectado a presión en un circuito cerrado de lubricación y refrigeración por medio de un intercambiador de calor tipo coraza tubos.

- La hermeticidad de la turbina a la salida del eje de potencia, se logra con un sistema de prensaestopas conformado por tres sellos laberinticos de carbón que deslizan sobre una camisa instalada adecuadamente en el eje.

- Para mantener la velocidad de sincronismo de 720 RPM cada turbina posee un gobernador o regulador de velocidad que bajo el principio de watt aprovecha la fuerza centrífuga de retroalimentación de la velocidad de la turbina para accionar el sistema distribuidor y regular el paso de caudal a la misma turbina.

- A la salida de la turbina, el agua ha entregado todo su potencial energético y sin ningún tipo de contaminación o degradación, es conducida por el tubo de aspiración a la fosa disipadora y de ahí el agua retorna al cauce del rio Mayo.

Tabla 11. Características generales y técnicas nominales de las turbinas de Río Mayo.

DESCRIPCION	TURBINA No. 1	TURBINA No. 2	TURBINA No. 3
Marca	Escher Wyss	Escher Wyss	Escher Wyss
Numero serie	11384	11385	11464
Ano de construccion	1963-1965	1963-1965	1965- 1966
Potencia (HP)	9.900	9.900	9.900
Caudal (L/s)	4.112	4.112	4.112
Caida Neta (m)	204	204	204
Velocidad nominal (rpm)	720	720	720
Velocidad maxima (rpm)	1.249	1.249	1.249
Altura de aspiracion (m)	2,62-3,1	2,62-3,1	2,62-3,1
Diametro del rodete D1 (mm)	1.240	1.240	1.240

Ilustración 56. Fotografía Cámara espiral, sistema distribuidor y laberintos lado generador de la turbina

Su función es distribuir uniformemente el fluido en la entrada del rodete Francis, la forma en espiral o caracol cuya sección transversal va disminuyendo, se debe a que la velocidad media del fluido debe permanecer constante en cada punto de la misma. Según las dimensiones de la turbina se construye de acero colado, fundición, chapa roblonada o soldadura u hormigón armado (solo o blindado con chapa para evitar fugas). Para el caso de la Planta Río Mayo es construida en chapa de ½" soldada y embebida en concreto para anclaje estructural. En el diámetro interno de la cámara espiral, que corresponde a la salida de caudal y entrada radial al rodete Francis, se encuentra el pre distribuidor; el cual está compuesto por álabes fijos que tienen una función netamente estructural, para garantizar la estructura de la caja espiral y conferirle rigidez transversal; además, estos álabes fijos poseen una forma hidrodinámica para minimizar las pérdidas hidráulicas a la salida del flujo de la cámara espiral y transforman parte de la energía de presión del fluido en energía cinética.

Ilustración 57. Fotografía Rodete tipo Francis de la turbina

Rodete Francis, es el elemento más importante o corazón de la turbina, pues es el encargado de realizar el intercambio de energía entre el fluido y la máquina. Esto debido a que la energía del fluido al pasar por el rodete es una suma de energía cinética, energía de presión y energía potencial y en la medida que el fluido impacta y se desliza sobre el rodete convierte su energía en energía mecánica que físicamente se manifiesta en el giro del rodete. El rodete a su vez trasmite esta energía por medio de su eje al generador eléctrico donde se realiza la conversión final en energía eléctrica.

El rodete de Río mayo es de tipo lento (altura de trabajo 204m), con un diámetro de 1.240 mm y posee 20 paletas fijas que se encargan de recibir el fluido de trabajo de forma radial y en su recorrido de conversión energética dado su perfil hidrodinámico hacen que el fluido salga del rodete de forma axial hacia el tubo de desfogue.

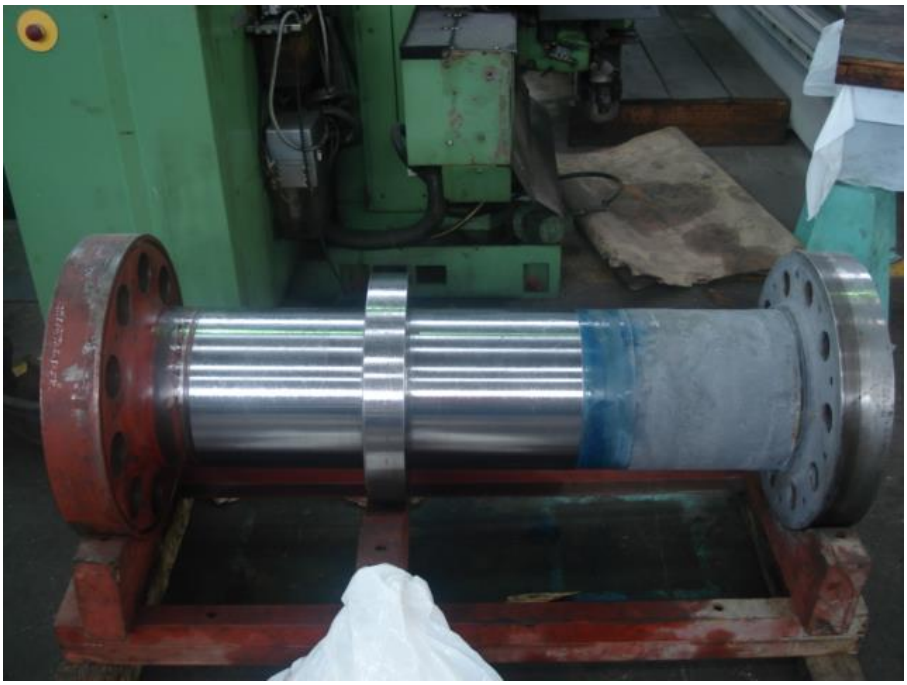
Ilustración 58. Fotografía Tapa base de alabes directrices lado succión de la turbina

Esta tapa tiene como función principal dar soporte y excentricidad a la corona de alabes directrices por el lado succión y junto con la parte opuesta y simétrica de la tapa lado generador, es la sección de albergar y dar cumplimiento a la función principal de los alabes directrices que es regular y direccionar el flujo de agua con el ángulo de diseño hacia el rodete Francis de turbina. La regulación va desde el cierre total hasta pleno paso del caudal.

Ilustración 59. Fotografía Tapa Intermedia de la turbina

Esta tapa como su nombre lo indica, es intermedia entre la tapa base álabes directrices lado succión y el tubo de aspiración; posee una geometría interna que se adapta a la curvatura del rodete Francis incluida la nariz del rodete Francis con una holgura o tolerancia controlada (0,5 mm y 0,7 mm), de tal manera que al encontrarse pernada a la cámara espiral, permita el giro del rodete Francis a la velocidad nominal (720 RPM) sin interferencia mecánica, pero también debe garantizar no se presente demasiada pérdida del fluido de trabajo y es por ello que justamente en el borde de nariz del rodete posee un sello laberintico para disminuir esas pérdidas de caudal, que se desliza externamente por el rodete Francis sin conversión energética hasta llegar al tubo des desfogue.

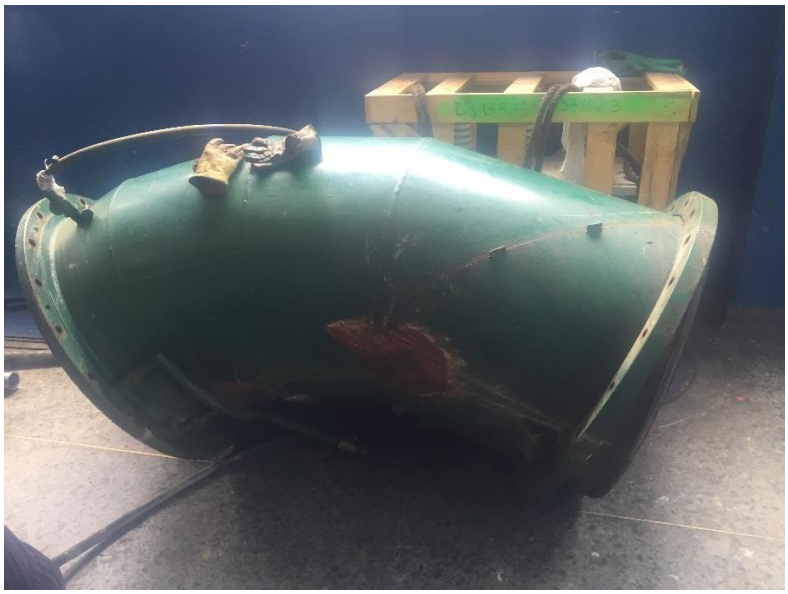
Ilustración 60. Fotografía Eje de acople mecánico turbina- generador



El eje de la turbina es el encargado de acoplar el rodete Francis de la Turbina al generador eléctrico; es decir, trasmite la energía mecánica al generador de la turbina, es por ello que el eje de la turbina tiene características particulares de robustez y rigidez para la alineación y dinamismo de todo el conjunto. Para el caso de la central Rio Mayo, el eje es de disposición horizontal con bridas en los extremos que permiten por un lado el acople al rodete Francis y por el otro extremo al generador junto con el volante de inercia. En su parte intermedia presenta el muñón que coincide con el centro de la chumacera de apoyo de la turbina que tiene como función soportar las cargas radiales del conjunto rodante debidas a su peso y las fuerzas inerciales que se generan durante la operación, de la misma manera, que las caras laterales del muñón del eje transmiten las cargas de empuje axial producidas por acción de reacción del rodete cuando este realiza la conversión de energía del fluido a energía mecánica.

La otra chumaceras de apoyo del todo el conjunto se encuentra al extremo libre del eje del generador y ambas son lubricadas con aceite a presión, el cual es refrigerado en un sistema de intercambiadores de calor coraza – tubos.

Ilustración 61. Fotografía Tubo de aspiración de la turbina



Consiste en un conducto acodado, que une la turbina con el canal de desagüe, tiene como misión recuperar al máximo la energía cinética del agua a la salida del rotor.

En su unión con la turbina se trata de un conducto metálico de sección circular que va aumentando gradualmente de diámetro tomando forma tronco-cónica, tramo conocido como cono de aspiración.

En algunas turbinas y como sucede en la Planta Río mayo, para conseguir un equilibrio de presiones entre la parte inferior y superior del rotor, se establece una comunicación entre ambas zonas por medio de un conducto, que partiendo del cono de aspiración permite el paso de agua, colocándose en dicho conducto una válvula conocida como válvula de compensación.

Ilustración 62. Fotografía Alabes directrices

Como se ha dicho, el sistema distribuidor de las turbinas de la planta Rio Mayo, está constituido por un juego de 20 álabes móviles o directrices, cuya misión es dirigir convenientemente el agua hacia los álabes fijos del rodete Francis y regular el caudal admitido, modificando de esta forma la potencia de la turbina de manera que se ajuste en lo posible a las variaciones de carga de la red eléctrica, a la vez de direccionar el fluido para mejorar el rendimiento de la máquina.

Como se puede observar los álabes directrices están conformados por un extremo corto, la paleta con sección hidrodinámica, un extremo más largo o vástago y un par de muñones que facilitan la conectividad entre ellos y permiten además la instalación de bujes y anillos de bronce montados sobre las tapas base de alabes lado succión y lado generador con un ajuste deslizante que hace posible el semi giro de los álabes directrices con pérdidas volumétricas de caudal mínimas puesto teóricamente todo el flujo debe ingresar por el borde grueso del perfil hidrodinámico de los álabes directrices con un triángulo de velocidades máximo de tal manera que

al abandonar el perfil de la paleta por el borde más delgado o borde de fuga la velocidad tiende acero para asegurar la máxima conversión de energía cinética del fluido en un par de energía mecánica.
El conjunto de álabes directrices se fijan por el vástago a un juego de bielas articuladas y conectadas a un anillo concéntrico a la tapa lado generador sobre la cual tiene la posibilidad de girar al recibir la tensión de dos brazos acoplados al regulador de velocidad el cual recibe la retroalimentación de la carga eléctrica para abrir o cerrar la persiana de álabes directrices conformando así el sistema distribuidor de la turbina.

Ilustración 63. Fotografía Vista posterior de la turbina, se aprecia el sistema de servomecanismo del sistema de regulación y también chumacera de empuje

Ilustración 64. Fotografía Tapa de la turbina lado generador

Para la central Rio Mayo, este es el componente más grande la turbina, pues se compone de varias secciones con funciones bien especificas; iniciando en la periferia se inicia con el área que se contrapone a la tapa base álabes lado succión y que en conjunto conforma el recinto de albergue de las paletas de los alabes directrices que se disponen como una persiana circular a la salida de la cámara espiral y tienen como función dar la dirección y regulación del flujo de caudal que ingresa de forma radial al rodete; de esta superficie de la tapa se extiende hacia su centro, la región de los laberintos comenzando con la holgura que aloja la nariz del rodete que tiene como función disminuir al mínimo las perdidas volumétrica o de caudal, las cuales continúan su recorrido externamente al rodete sin aportar a la conversión de energía y luego este flujo pasa por el segundo y tercer laberinto hasta encontrarse con el sello de prensaestopas de carbones montados sobre una camisa

del eje para evitar la salida de agua hacia las chumaceras. En la parte central de la tapa lado generador, se encuentra el orificio con holgura suficiente para recibir el diámetro menor del rodete y facilitar la salida del flujo que realizó la conversión energética al pasar por el interior del rodete Francis e impactar y deslizarse por sus álabes fijo. Esta tapa va pernada a la brida de la cámara espiral y por el lado opuesto al área de trabajo de las paletas de los álabes directrices, salen sus vástagos o ejes, los cuales van pinnados a un sistema de bielas articulada con el anillo del distribuidor del regulador de velocidad que controla el paso de caudal a la turbina.

Ilustración 65. Fotografía Pre armado y asentamiento de alabes directrices sobre tapa de la turbina lado generador en un proceso de reparación general

En la ilustración anterior, se muestra el trabajo de taller de asentamiento de las paletas de los álabes directrices sobre el anillo de recambio de acero inoxidable montado sobre la tapa lado generador, de tal manera que se logre un ajuste deslizante que permita el semi giro de los álabes directrices desde la posición cero, cuando las paletas a modo de persiana circular entran en contacto entre ellas restringiendo el paso de caudal y cuando por acción del anillo distribuidor a través de las bielas pinnadas a los vástagos de los álabes directrices por acción del anillo

del distribuidor giran desde la posición cero hasta la máxima abertura del 100% del paso del caudal total o de máxima potencia de la turbina Francis

Tabla 12. Características generales y técnicas nominales de los generadores y excitatrices de Río Mayo.

DESCRIPCION	GENERADOR No. 1	GENERADOR No. 2	GENERADOR No. 3
ESTATOR			
Marca	Acec Charleroi	Acec Charleroi	Acec Charleroi
Pais de origen	Bélgica	Bélgica	Bélgica
Tipo	Amav	Amav	Amav
Numero serie	27GM13138/1	27GM13138/2	GM13441/1
Ano de construccion			
Numero de fases	3	3	3
Conexion	Y	Y	Y
Frecuencia electrica (Hz)	60	60	60
Frecuencia mecanica (rpm)	720	720	720
Potencia nominal (kVA)	8.750	8.750	8.750
Voltaje nominal (V)	6.600	6.600	6.600
Corriente nominal (A)	766	766	766
Factor de potencia (Cosϕ)	0,8	0,8	0,8
Clase de aislamiento	B *	B*	B*
Calentamiento (°C)	80*	80*	80*
Peso estator (kg)	12.500	12.500	12.500
ROTOR			
Voltaje nominal (V)	75	75	75
Corriente nominal (A)	420	420	420
Clase de aislamiento	B	B	B
Calentamiento (°C)	80	80	80
Peso rotor (kg)	16.000	16.000	16.000
EXCITATRIZ PRINCIPAL			
Tipo	6P 130	6P 130	6P 130
Numero fabricacion	27GM 13139 (1)	27GM 13139 (2)	26GM 13442
Potencia nominal (kW)	42	42	42
Voltaje nominal (V)	92	92	92
Corriente nominal (A)	460	460	460
Frecuencia mecanica (rpm)	720	720	720
EXCITATRIZ AUXILIAR			
Tipo	4P 110	4P 110	4P 110
Numero fabricacion	27GM 13140 (1)	27GM 13140 (2)	26GM 13443
Potencia nominal (kW)	2,2	2,2	2,2
Voltaje nominal (V)	110	110	110
Corriente nominal (A)	20	20	20
Frecuencia mecanica (rpm)	720	720	720

Ilustración 66. Fotografía Banco de transformadores de 3* 8,75 MVA más una unidad de reserva de la planta de Río Mayo

7.9 HIDROLOGÍA DE LA CENTRAL

En Río Mayo, se realizaron estudios con varios limnígrafos en la zona de captación, otros en su afluente el Río Sánchez y en la zona de localización de la casa de máquinas. En captación, a partir del histograma de frecuencias, se encontró un flujo promedio de 10.88 m^3/s, para un período de 5 años, en el mismo período, el registro diario menor fue de 5.3 m^3/s.

La firma Syndibel, de Francia, elaboró la curva de duración de caudales para el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico y la presentó en el plano marcado como Dossier 121 Número 43, la cual es la siguiente:

Ilustración 67. Caudales medios anuales 1956-1957-1958

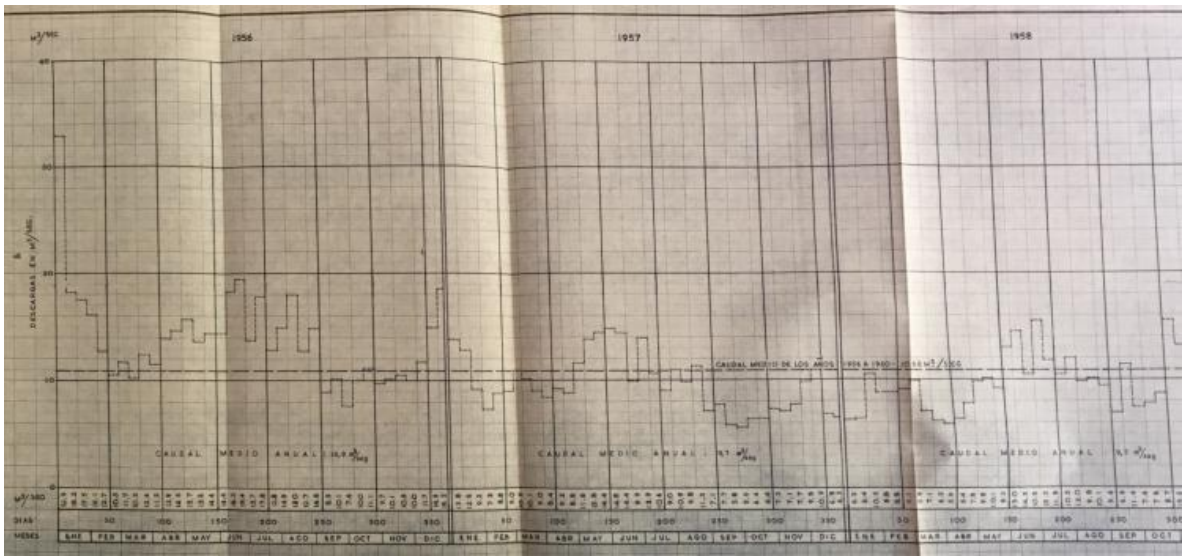
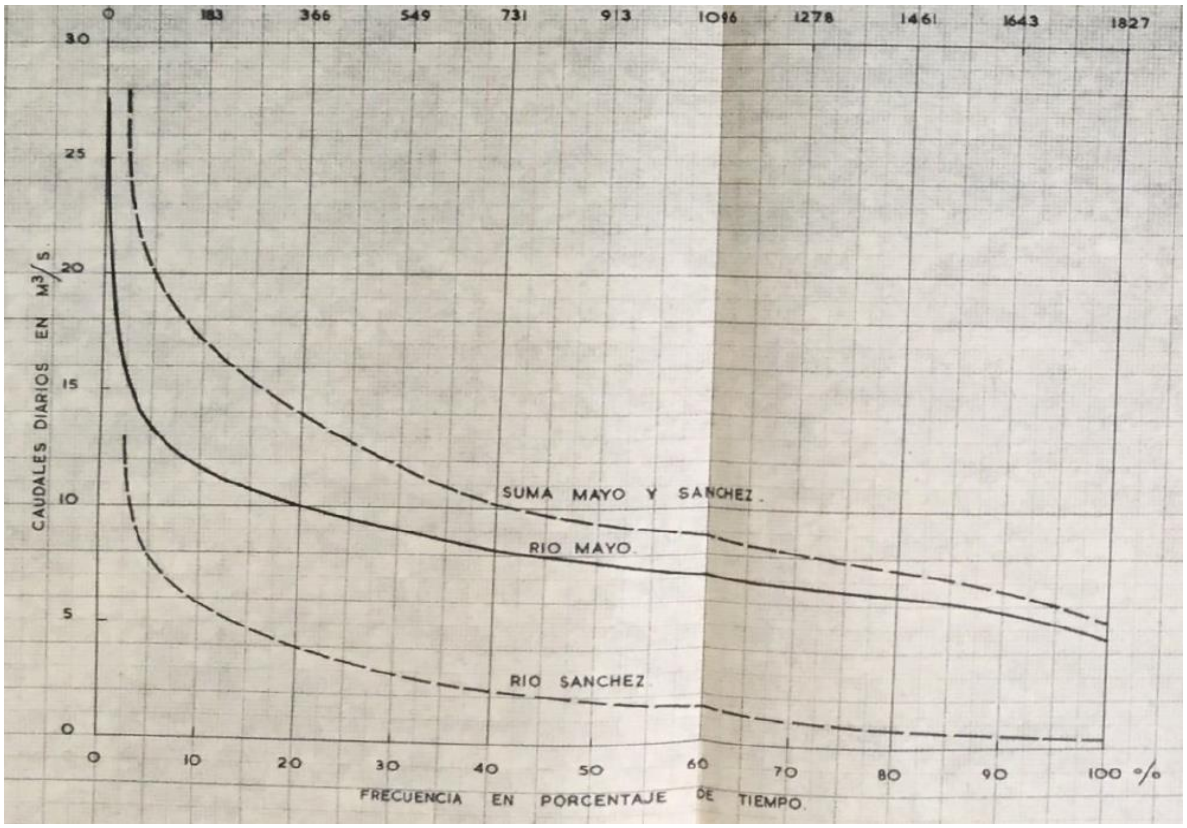


Ilustración 68. Curva de duración de caudales 1956 a 1959 de Río Mayo.



Dada la variabilidad del comportamiento de los caudales en el río, se tomó un caudal de diseño de 4.112 m^3/s, para cada una de las tres turbinas que se instalaron, es decir se tiene un caudal máximo de 12.5 m^3/s.

7.10 CABEZAS DE DISEÑO Y DE OPERACIÓN

En el sitio de capación se cuenta con una represa, que permite un pequeño almacenamiento, el nivel de la lámina de agua en esta represa puede variar, según las condiciones de operación y el agua aportada por la cuenca hidrográfica, desde los 1595 msnm hasta los 1600 msnm, es decir puede variar en 5 metros de altura.

Por su parte, el nivel de la cresta del agua a la salida del vertedero, es decir hacia el río, también varía, el nivel mínimo cuando trabaja una sola turbina a plena carga es de 1384.54 msnm y luego varía de conformidad con la siguiente ecuación:

Ecuación 21. Nivel del agua en el vertedero de desagüe de Río Mayo.

$$Nivel\ Vertedero\ (msnm) = 1384.54 + \frac{Q^{2/3}}{5.6976}$$

Esto implica que la cabeza neta no es fija, pero se considera una cabeza de diseño para las turbinas un valor de 204 metros.

7.11 MEDIOS DE CONDUCCIÓN Y PÉRDIDAS

Como medio de conducción se seleccionó un túnel presurizado, con una longitud de 1.600 metros y un área promedio de 3.55 m^2. Luego existen tres secciones de tubería en acero que conforman la tubería de presión, la longitud de cada una es 70, 114 y 215 metros respectivamente con diámetros internos de 2, 1.9 y 1.8 metros. Esto es suficiente para poder calcular las pérdidas, para lo cual se asume que el túnel posee un coeficiente de rugosidad de 0.6 mm y la tubería uno de 0.25 mm. Se realizan cálculos de pérdidas para varios caudales, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 13. Pérdidas teóricas en la conducción de Río Mayo

Sección	Diámetro (m)	Caudal Q (m^3/s)	Longitud (m)	Area (m^2)	Velocidad (m/s)	Viscosidad Cinemática	Número de Reynolds	k/D	Factor de Darcy f	Pérdida (m)
Túnel	2,12528	4,27	1600	3,55	1,2037	1,3074E-06	1.956.662	0,000282	0,016100	0,8950
1	2	4,27	70	3,14	1,3592	1,3074E-06	2.079.228	0,000125	0,013857	0,0457
2	1,9	4,27	114	2,84	1,5060	1,3074E-06	2.188.661	0,000132	0,013857	0,0961
3	1,8	4,27	215	2,54	1,6780	1,3074E-06	2.310.253	0,000139	0,013859	0,2376
										1,2744
Túnel	2,12528	4,25	1600	3,55	1,1980	1,3074E-06	1.947.497	0,000282	0,016102	0,8868
1	2	4,25	70	3,14	1,3528	1,3074E-06	2.069.489	0,000125	0,013859	0,0452
2	1,9	4,25	114	2,84	1,4990	1,3074E-06	2.178.410	0,000132	0,013953	0,0959
3	1,8	4,25	215	2,54	1,6701	1,3074E-06	2.299.432	0,000139	0,014057	0,2387
										1,2666
Túnel	2,12528	4,22	1600	3,55	1,1896	1,3074E-06	1.933.750	0,000282	0,016104	0,8744
1	2	4,22	70	3,14	1,3433	1,3074E-06	2.054.881	0,000125	0,013863	0,0446
2	1,9	4,22	114	2,84	1,4884	1,3074E-06	2.163.033	0,000132	0,013956	0,0945
3	1,8	4,22	215	2,54	1,6584	1,3074E-06	2.283.201	0,000139	0,014060	0,2354
										1,2490
Túnel	2,12528	8,46	1600	3,55	2,3848	1,3074E-06	3.876.665	0,000282	0,015944	3,4793
1	2	8,46	70	3,14	2,6929	1,3074E-06	4.119.501	0,000125	0,013597	0,1759
2	1,9	8,46	114	2,84	2,9838	1,3074E-06	4.336.317	0,000132	0,013710	0,3733
3	1,8	8,46	215	2,54	3,3246	1,3074E-06	4.577.223	0,000139	0,013834	0,9309
										4,9593
Túnel	2,12528	8,42	1600	3,55	2,3735	1,3074E-06	3.858.336	0,000282	0,015944	3,4466
1	2	8,42	70	3,14	2,6802	1,3074E-06	4.100.023	0,000125	0,013598	0,1742
2	1,9	8,42	114	2,84	2,9697	1,3074E-06	4.315.814	0,000132	0,013711	0,3698
3	1,8	8,42	215	2,54	3,3089	1,3074E-06	4.555.581	0,000139	0,013835	0,9222
										4,9128
Túnel	2,12528	8,36	1600	3,55	2,3566	1,3074E-06	3.830.842	0,000282	0,015946	3,3979
1	2	8,36	70	3,14	2,6611	1,3074E-06	4.070.807	0,000125	0,013600	0,1718
2	1,9	8,36	114	2,84	2,9486	1,3074E-06	4.285.060	0,000132	0,013713	0,3646
3	1,8	8,36	215	2,54	3,2853	1,3074E-06	4.523.119	0,000139	0,013837	0,9092
										4,8435
Túnel	2,12528	12,485	1600	3,55	3,5194	1,3074E-06	5.721.060	0,000282	0,015891	7,5524
1	2	12,485	70	3,14	3,9741	1,3074E-06	6.079.429	0,000125	0,013506	0,3805
2	1,9	12,485	114	2,84	4,4034	1,3074E-06	6.399.399	0,000132	0,013627	0,8080
3	1,8	12,485	215	2,54	4,9063	1,3074E-06	6.754.921	0,000139	0,013758	2,0162
										10,7571

Sección	Diámetro (m)	Caudal Q (m^3/s)	Longitud (m)	Area (m^2)	Velocidad (m/s)	Viscosidad Cinemática	Número de Reynolds	k/D	Factor de Darcy f	Pérdida (m)
Túnel	2,12528	12,42	1600	3,55	3,5011	1,3074E-06	5.691.275	0,000282	0,015891	7,4742
1	2	12,42	70	3,14	3,9534	1,3074E-06	6.047.778	0,000125	0,013507	0,3766
2	1,9	12,42	114	2,84	4,3805	1,3074E-06	6.366.082	0,000132	0,013628	0,7997
3	1,8	12,42	215	2,54	4,8808	1,3074E-06	6.719.753	0,000139	0,013759	1,9954
										10,6459
Túnel	2,12528	12,34	1600	3,55	3,4785	1,3074E-06	5.654.616	0,000282	0,015892	7,3786
1	2	12,34	70	3,14	3,9279	1,3074E-06	6.008.823	0,000125	0,013508	0,3718
2	1,9	12,34	114	2,84	4,3523	1,3074E-06	6.325.076	0,000132	0,013629	0,7895
3	1,8	12,34	215	2,54	4,8493	1,3074E-06	6.676.470	0,000139	0,013760	1,9699
										10,5098

Para encontrar el factor de Darcy, se utilizó la fórmula la Colebrook-White, aplicando la solución con el método de Newton-Raphson, usando la función “Solver” de Excel.

El fabricante entregó tablas, donde muestra las pérdidas para los mismos caudales ya calculados, a continuación, se muestran las diferencias.

Tabla 14. Comparación pérdidas reales y teóricas en Río Mayo.

# TURBINAS	CAUDAL DESCARGA TOTAL (m3/s)	NIVEL SUPERIOR REPRESA (msnm)	NIVEL INFERIOR VERTEDERO (msnm)	CABEZA BRUTA (m)	PERDIDA CABEZA REAL (m)	PERDIDA TEÓRICA (m)	DIFERENCIA (m)	DIFERENCIA %
1	4,27	1.600	1.385	215	1,235	1,2744	0,0394	3%
1	4,25	1.598	1.385	213	1,24	1,2666	0,0266	2%
1	4,22	1.595	1.385	210	1,25	1,2490	-0,0010	0%
2	8,46	1.600	1.385,26	214,74	5,05	4,9593	-0,0907	-2%
2	8,42	1.598	1.385,26	212,74	4,99	4,9128	-0,0772	-2%
2	8,36	1595	1.385,26	209,74	4,92	4,8435	-0,0765	-2%
3	12,485	1.600	1.385,48	214,52	11,03	10,7571	-0,2729	-2%
3	12,42	1.598	1.385,48	212,52	10,86	10,6459	-0,2141	-2%
3	12,34	1595	1.385,47	209,53	10,72	10,5098	-0,2102	-2%

Para estimar la diferencia se tomó la pérdida teórica menos la pérdida real y este valor se divide entre la pérdida real para obtener el porcentaje de diferencia.

7.12 VELOCIDAD ESPECÍFICA ESTIMADA Y REAL

En la selección de la velocidad especifica existen varias fórmulas y gráficos planteadas por autores que orientan en la determinación preliminar. Para darnos

una idea inicial de la velocidad específica de las turbinas de Rio Mayo, podemos aplicar alguna de las ecuaciones de la tabla 5 y la gráfica de la ilustración 25.

Según tabla 5, apliquemos la más antigua:

$$n_s\ (teórica\ 1) = 2959 * H_d^{-0.625} = 2959 * 204^{-0.625} = 106.57$$

Según gráfica de la ilustración 25, curva de altura contra velocidad específica,

$$n_s \sim 98$$

El caudal de diseño se ha fijado en 4.112 m^3/s para cada turbina, entonces:

$$P[kW] = 9{,}81 * Qd * H_N * \varepsilon = 9{,}81 * 4.112 * 204 * 87{,}9\% = 7.238\ \text{kW}$$

La eficiencia declarada en manual es 87,9%, conocemos además que:

$$7.238\ kW = 9.847\ CV$$

Aplicamos la ecuación 12, donde se despeja el valor de “n” para obtener un orden de la velocidad de rotación, entonces tenemos:

Según Formula de tabla 5:

$$n = n_s * \frac{H_n^{5/4}}{\sqrt{P}} = 106 * \frac{204^{5/4}}{\sqrt{9847}} = 823\ rpm$$

Según gráfica de la ilustración 25

$$n = n_s * \frac{H_n^{5/4}}{\sqrt{P}} = 98 * \frac{204^{5/4}}{\sqrt{9847}} = 761\ rpm$$

Si aplicamos la ecuación 14, despejando Pp, podemos determinar el número de pares polos del generador, para cada caso respectivamente será:

$$P_P = 60 * \frac{f_e}{n_{sic}} = 60 * \frac{60}{823} = 4.37$$

$$P_P = 60 * \frac{f_e}{n_{sic}} = 60 * \frac{60}{761} = 4.73$$

Dado que los pares de polos deben ser un número entero, se debe seleccionar entre 4 y 5, que significa elegir entre 900 y 720 rpm. En este caso la elección del fabricante fue de 720 rpm para Río Mayo.

$$n_s(teórica\ 2) = n * \frac{\sqrt{P}}{H_n^{5/4}} = 720 * \frac{\sqrt{9847}}{204^{5/4}} = 92{,}7\ rpm$$

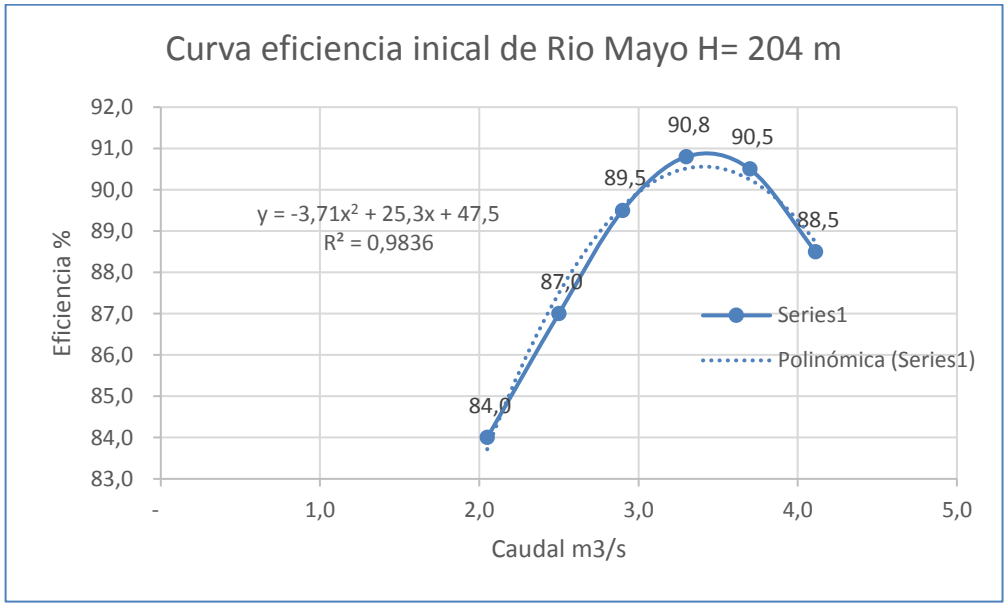
Según los documentos técnicos, los fabricantes garantizan que cada turbina cuenta con una potencia real de 9900 HP, por tanto:

$$n_s(real) = n * \frac{\sqrt{P}}{H_n^{5/4}} = 720 * \frac{\sqrt{10040}}{204^{5/4}} = 93{,}5\ rpm$$

7.13 EFICIENCIA REAL DE LAS TURBINAS

Con datos disponibles de información técnica se presenta la curva de eficiencia garantizada de las turbinas por parte del fabricante al inicio y entrada en operación del proyecto.

Ilustración 60. Curva de eficiencia de las turbinas de Río Mayo.



Se observa el comportamiento típico de una curva de eficiencia de las turbinas Francis, en la ilustración 60, como en la ilustración 26, la mayor eficiencia se obtiene en valores próximos al 80% de la potencia nominal.

Los valores de eficiencia de las turbinas de ɳ = 90.8% funcionando con el 80 % de la potencia nominal y ɳ = 88,5% para 100% de la misma, constituyen un buen referente considerando la fecha de fabricación y que actualmente prácticamente se conservan estas eficiencias.

7.14 COEFICIENTE DE CAVITACION DE THOMA

En la ilustración 34, se muestran los coeficientes de cavitación de Thoma en turbinas reales. Conocida la velocidad especifica de las turbinas de Rio Mayo de $n_s \sim 93$, se tiene que $\sigma = 0{,}027$ para turbinas con cavitación parcial y $\sigma = 0{,}038$ para turbinas que no presentan cavitación.

Según la ecuación 19 y las condiciones específicas de la planta de Rio Mayo que intervienen en el coeficiente están:

h_b = 8,758 mca de tabla 7 e interpolación de datos
h_v = 0,238 mca de tabla 6.
h_s = La línea central del distribuidor se encuentra instalado en la elevación 1.388.1 msnm, es decir, 3,1 m por encima del nivel del agua de carrera de la cola para 1 turbina y de 2,62 m para 3 turbinas con su caudal nominal; entonces el coeficiente respectivamente será:

$$\sigma = \frac{8{,}758_{.} - 0{,}238_{.} - 3{,}1_{.}}{204} = 0{,}027$$

y

$$\sigma = \frac{8{,}758_{.} - 0{,}238_{.} - 2{,}62_{.}}{204} = 0{,}029$$

Resultados concordantes con datos teóricos, los cuales indican como es obvio, que el mayor valor de Thoma es bajo condición de operación de las tres turbinas y con cavitación parcial operando una turbina.

8. CONCLUSIONES

En Colombia, se observa un dinamismo importante en el tema de la construcción de nuevas centrales hidráulicas, en razón a las seguridades del negocio que ofrece el sistema eléctrico y la oportunidad que algunas personas han tomado para adelantar este tipo de proyectos.

Existe una gran potencialidad para que nuevos proyectos de centrales a filo de agua puedan ingresar al mercado eléctrico nacional, ya que las 111 centrales pequeñas solo producen un 6% de la energía que consume nuestro sistema.

El potencial hidráulico de Colombia, permite des carbonar la economía, como lo pretende Costa Rica que, en el año 2017, casi alcanza la meta de producir el 100% de energía eléctrica producida mediante fuentes renovables y ya se enfoca en una movilidad 100% eléctrica.

El desarrollo de una central hidráulica de poca capacidad, puede efectuarse bien en asociaciones o de manera individual y con altas rentabilidades como el caso conocido en este estudio de un hotel con 70 kW y una inversión de $ 180 millones que se recuperó en 4 años.

Un costo promedio del orden de USD 1800 por kW debería permitir ejecutar una central en Colombia con alguna facilidad.

Es necesario entender los proyectos de centrales hidráulicas de manera integral la energía del agua debe conducirse y aprovecharse de la mejor forma a lo largo de todo el sistema para obtener los mejores resultados.

Cuando se desea desarrollar centrales hidráulicas el tamaño influye por que los costos fijos pueden dar al traste con intenciones, por tanto, entre más grande mejor.

En el estudio de los fenómenos de la dinámica de los fluidos, existen muchas relaciones empíricas y es necesario ser muy consciente de la aplicación de las diversas fórmulas y diagramas existentes en cada caso particular.

Se observó que el coeficiente de rugosidad en tuberías grandes puede estimarse con unas consideraciones básicas y los resultados son muy acertados.

El procedimiento planteado, respecto al diseño de turbinas, donde primero se estimó el valor de velocidad específica n_s con las curvas de otras turbinas ya existentes, para definir luego el número de polos resulta acertado para fijar un valor final.

Se observa la aplicación de la metodología estudiada en este documento en el diseño y ejecución del proyecto hidráulico de la central de Río Mayo.

9. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

La literatura existente en el tema de centrales y específicamente de turbinas no cuenta con datos de turbinas recientes, por lo menos hasta donde se pudo consultar, la recolección de datos y seguimiento relacionado con los proyectos existentes debería ser un propósito a nivel institucional.

Se emplearon documentos con distinta edad, encontrando en algunas oportunidades mayor claridad en cuanto al tratamiento de ciertos conceptos en la bibliografía más antigua. Más por curiosidad (por ello no se menciona en la bibliografía) se pudo descargar de la biblioteca de las Naciones Unidas copias de los textos originales del libro “Principia” de Sir Isacc Newton tanto en latín como la primera versión en español y llena de entusiasmo el poder observar las gráficas y textos originales de las teorías que cambiaron el mundo, además de ser realmente claras, se concluye que son tan vitales los textos antiguos como aquellos que presentan los más recientes desarrollos.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADDISON, Herbert (1959). Tratado de Hidráulica Aplicada. Segunda edición en español. Barcelona (España). Editorial Gustavo Gili S.A.

ANDRADE COREIA, Jesús Alberto (2006). Diseño mecánico e hidráulico de una turbina Francis tubular. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas (Venezuela).

BREKKE, Hermond (2001). Hydraulic turbines design, erection and operation. Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. Endringsdato.

DÍAZ SERNA, Francisco Javier (2009). La eficiencia técnica como un nuevo criterio de optimización para la generación hidroeléctrica a corto plazo. En: Revista DYNA, Volumen 76, Núm 157. Facultad de Minias Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

DÍAZ SERNA, Francisco Javier (2011). Optimización de la operación y evaluación de la eficiencia técnica de una empresa de generación hidroeléctrica en mercados de corto plazo. Tesis doctoral. Doctorado en Ingeniería Área de Sistemas e Informática. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Sistemas. Medellín Colombia.

ESHA (2006), Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica. Editor: European Small Hydropower Association - ESHA

FARELL, Cesar; ARROYAVE, Javier; CRUZ Nicholas, GULLIVER, John S. (1983), Hydromechanics of variable speed turbines. Project Report No. 225 University of Minnesota St. Anthony falls hydraulic laboratory. Prepared for State of Minnesota Department Of Natural Resources.

GARCÍA GUTIÉRREZ, Humberto y NAVA MASTACHE, Arturo (2014). Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas. Universidad Nacional Autónoma De México. Facultad de Ingeniería. División de Ingenierías Civil, y Geomática Departamento de Ingeniería Hidráulica. Primera edición Abril de 2014. México.

GALLEGO BETANCUR, Juan esteban (2006). Caracterización de una turbina del tipo francis utilizada por una empresa local de generación de energía. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Mecánico. Universidad EAFIT. Departamento de Ingeniería Mecánica. Área de Mantenimiento. Medellín.

INEA, INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS (1997). Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas. INEA, Oficina de fomento a la investigación y el desarrollo científico. Santafé de Bogotá D.C. Colombia.

INGENIERÍA, ESTUDIOS Y PROYECTOS NIP, S.A. (1995). Mini hidráulica en el país Vasco. Editor: Ente Vasco de la energía. División de Investigación y Recursos. Bilbao.

INTEGRAL S.A. (2005). Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. Estudio desarrollado para la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

INSTITUTO DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS Y FOMENTO ELÉCTRICO. (1956 – 1964). Documentación técnica del proyecto Rio Mayo, entregada por diferentes contratistas y en diversos formatos, según se cite en el texto.

ITURBIDE JIMÉNEZ, Fernando; GARCÍA, Alberto Antonio; MENDOZA JASSO, Álvaro Jesús; ALVARADO, Agustín Santiago y RAMÍREZ, Adán Antonio (2017). Diseño y construcción de un equipo para visualizar el comportamiento de los fluidos en regímenes laminar y turbulento. Universidad Tecnológica de la Mixteca. Varias facultades. **En:** Memorias del XXIII congreso internacional anual de la SOMIM (Sociedad Mexicana de Ingeniero Mecánicos) 20 al 22 de septiembre de 2017 Cuernavaca, Morelos, México

JARAMILLO VILLARRUEL, Camilo Andrés y LARRAHONDO COBO, Francisco José. Medición de eficiencia global de instalación hidroeléctrica, incluyendo turbina, generador, y circuito hidráulico. En: Memorias XX Congreso Internacional de Mantenimiento 2018 ACIEM.

LLAMAS TERRÉS, Armando; FLORES CRUZ, Juan José; TREVIÑO, Belzahet; LUJÁN, José Ignacio (2005). Plantas mini hidroeléctricas con bombas centrífugas y motores de inducción. Ponencia recomendada por el comité de generación del capítulo de potencia del IEEE sección México y presentada en la reunión de verano, RVP-AI'2005, Acapulco, Guerrero, del 10 al 16 de julio de 2005.

MASTERS, G. M. (2004). Renewable and efficient electric power systems. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

MATAIX, Claudio (1986). Mecánica de fluidos y maquinas hidráulicas. Segunda edición. Ediciones del Castillo S.A. Madrid.

OLADE - ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA -. (1985). Manual de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas. Volumen IV. Equipos. Olade. Quito.

OLADE - ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA -. (1988). Apuntes para un manual técnico de diseño, estandarización y fabricación de equipos para pequeñas centrales hidroeléctricas. Olade. Quito.

PEDROZA GONZÁLEZ, Edmundo; ORTIZ MEDEL, Josefina; MARTÍNEZ GONZÁLEZ, Francisco. Historia del Teorema de Bernoulli. En: Acta Universitaria, vol. 17, núm. 1, enero-abril, 2007, pp. 39-45, Universidad de Guanajuato. Guanajuato, México

POLO ENCINAS, Manuel (1976). Turbomaquinas hidráulicas principios fundamentales. México Editorial Limusa.

MONTORO GUILLÉN, José. Norias de corriente en la cuenca hidrográfica del río Segura: Un arquetipo de la arquitectura hidráulica – Libro I Generalidades. Programa de Doctorado: Doctorado en Urbanismo. Murcia. ESCUELA INTERNACIONAL DE DOCTORADO. Universidad Católica de Murcia. Mayo de 2017.

RAMOS, Helana y otros (2000). Guideline for Design of small hydropower plants. WREAN (Western Regional Energy Agency & Network) and DED (Department of Economic Development), Belfast, North Ireland.

STREETER, Victor L y WYLIE, E. Benjamin. (1987) Mecánica de Fluidos. Tercera edición en español. México Editorial McGraw – Hill.

TORIO GARCÍA, Humberto (2014). Máquinas hidráulicas – Bombas y turbinas. Monografía para obtener el título de Ingeniero Mecánico Electricista. Universidad

Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Xalapa (Veracruz México).

TORO MARTÍNEZ, Daniel Antonio; Evaluación Financiera de las pérdidas energéticas en las tuberías de conducción de pequeñas centrales hidroeléctricas; Trabajo Final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos. Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión, Medellín, Colombia 2016

WHITE, Frank M. (2003). Mecánica de fluidos. Quinta edición. McGraw-Hill / Interamericana De España, S. A. U. Madrid.