



Universidad Austral de Chile

Facultad de Ciencias de la Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Civil Electrónica

ESTUDIO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA  
DE ILUMINACIÓN PARA PUENTE CUTIPAY – RUTA T-350  
MEDIANTE ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Tesis para optar al título de:  
Ingeniero Electrónico.

*Profesor Patrocinante:*  
*Sr. Renato Loaiza Herrera.*  
*Ingeniero de Ejecución en Electricidad,*  
*Mención Potencia*  
*Magíster en Administración de Empresas*  
*Doctor en Energías Renovables*

DANIEL ANTONIO CHATRE JIMENEZ  
VALDIVIA - CHILE  
2010

## MIEMBROS COMISIÓN DE TITULACIÓN

Profesor Patrocinante  
**Renato Loaiza Herrera**  
Ingeniero E. Eléctrico

Profesor Informante  
**Fredy Ríos Martínez**  
Ingeniero Electrónico

Profesor Informante  
**Mario Fox Osses**  
Ingeniero Civil Electricista

**FECHA DE TITULACIÓN:**

***A mi padre y a mi prima Marcela por ser ejemplos de vida y regalarme la paciencia y seguridad para seguir adelante.***

## RESUMEN

Este trabajo de tesis estudia la generación de energía eléctrica a través de la energía mareomotriz disponible bajo el Puente Cutipay ubicado en la carretera T-350 que corresponde a la ruta costera Valdivia-Niebla.

Se obtiene el caudal disponible dependiente de los flujos y reflujos del río Cutipay calculando la potencia máxima disponible logrando así, diseñar un sistema de generación eléctrica para iluminar el sector Cutipay utilizando luminarias LED.

## ABSTRACT

This research studies the generation of electric energy, through the tidal energy available under the Cutipay Bridge, located on T-350 highway that belongs to the coast road Valdivia-Niebla.

There are obtained the available flow dependent on the flows and refluxes of the river Cutipay calculating the maximum available power managing this way, to design a system of electrical generation to illuminate the sector Cutipay using LED lights.

## INDICE

	Pág.
<b>CAPITULO I ANTECEDENTES</b>	
<b>1.1 ENERGIAS RENOVABLES</b>	11
1.1.1 Costo utilización nuevas tecnologías para la generación de energía.	11
1.1.2 Matriz energética chilena y aporte de las ERNC	13
1.1.2.1 Matriz eléctrica	14
1.1.3 Medios de generación ERNC	17
1.1.4 Marco regulatorio ERNC	18
<b>1.2 HIDROELECTRICIDAD Y ENERGIA MAREOMOTRIZ</b>	20
1.2.1 Energía mareomotriz	21
1.2.1.1 Las mareas	21
1.2.2 Principio de funcionamiento de una central mareomotriz	27
1.2.2.1 Por simple efecto	29
1.2.2.2 Por doble efecto	30
1.2.2.3 Acumulación por bombeo	33
1.2.3 Condiciones naturales y viabilidad	34
1.2.4 Ventajas de una central mareomotriz	35
1.2.5 Otros tipos de energía oceánica	36
1.2.5.1 Energía de las olas	38
1.2.5.2 Energía de las corrientes marinas	39
 <b>CAPITULO II</b>	
<b>EVALUACION DEL RECURSO HIDROENERGETICO</b>	
<b>2.1 NIVEL DEL AGUA</b>	40
<b>2.2 SELECCIÓN DEL SITIO</b>	41

<b>2.3 MEDICION DEL CAUDAL</b>	42
2.3.1 Método de utilización del correntómetro	
2.3.2 Método del recipiente	45
2.3.3 Método del área y velocidad	46
<b>2.4 HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE CAUDALES</b>	47
<b>2.5 CURVA DE DURACION DE CAUDALES</b>	49
<b>2.6 CURVA DE DURACION DE POTENCIAS</b>	52
<b>2.7 CARACTERISTICAS DE LAS CUENCAS</b>	53
<b>2.8 TURBINAS HIDRAULICAS</b>	53
2.8.1 Partes de una turbina hidráulica	54
2.8.1.1 El distribuidor	54
2.8.1.2 El rodete	54
2.8.2 Tipos de turbinas hidráulicas	55
2.8.2.1 Turbinas de acción	55
2.8.2.2 Turbinas de reacción	55
2.8.3 Potencia de una turbina	57
2.8.4 Selección rápida de una turbina	59

## **CAPITULO III**

### **GENERADORES ELECTRICOS EN MICROCENTRALES**

<b>3.1 GENERADORES ELECTRICOS EN MICROCENTRALES HIDRAULICAS</b>	60
<b>3.2 PRINCIPIO DE GENERACION ELECTRICA</b>	60
3.2.1 Inducción electromagnética.	60
3.2.2 Fuerzas en un campo magnético sobre los conductores con corriente circundante	61
3.2.3 Reacción de armadura	62
3.2.4 Excitación de campo	62
<b>3.3 COMPONENTES DE GENERADORES ELECTRICOS</b>	63
3.3.1 Circuito magnético	63
3.3.2 Circuito eléctrico	63
3.3.3 Aislamiento-circuito dieléctrico y térmico	63

<b>3.4 GENERADOR SINCRONO</b>	65
3.4.1 Velocidad de sincronía	65
3.4.2 Principio de operación	66
3.4.3 Excitatriz	67
<b>3.5 CONSTRUCCION DE UN ALTERNADOR</b>	67
3.5.1 Regulación de tensión	68
3.5.2 Regulador automático de tensión	69
3.5.3 Calibración	71
3.5.4 Regulación de tension automático compuesto	72
3.5.4.1 Principio de operación	72
3.5.4.2 Calibración	73
3.5.5 Regulación manual de tension	74
3.5.6 Alternador standards y alternador especial	75
3.5.7 Criterios de selección	76
3.5.7.1 Carga regulada por tiristores	77
3.5.7.2 Operación en paralelo	77
3.5.7.3 Desequilibrio de corriente de carga	77
3.5.8 Mantenimiento, averías, causas y remedio específico	78

## **CAPITULO IV**

### **SISTEMAS DE ILUMINACION E INSTALACIONES DE ALUMBRADO**

<b>4.1 FOTOMETRIA</b>	79
4.1.1 Flujo luminoso	79
4.1.2 Intensidad luminosa	79
4.1.3 Iluminancia	80
4.1.4 Luminancia	81
4.1.5 Rendimiento luminoso o eficiencia luminosa	81
4.1.6 Cantidad de luz	82
<b>4.2 GRAFICOS Y DIAGRAMAS</b>	82
4.2.1 Diagrama polar o curvas de distribución luminosa	82
4.2.2 Matriz de intensidades luminosas	84

<b>4.3 DIAGRAMAS ISOCANDELAS</b>	84
4.3.1 Proyectores para alumbrados por proyección	84
4.3.2 Luminarias para alumbrado público	85
4.3.3 Curvas isolux	86
<b>4.4 ALUMBRADO DE VIAS PUBLICAS</b>	87
4.4.1 Criterios de calidad	88
4.4.2 Coeficientes de uniformidad	88
4.4.3 Deslumbramiento	88
4.4.4 Coeficiente de iluminación en los alrededores	89
4.4.5 Luminarias	90
4.4.6 Disposición de luminarias en la vía	93
4.4.7 Niveles de iluminación recomendados	97
<b>4.5 LAMPARAS</b>	99
4.5.1 Lámparas incandescentes	99
4.5.1.1 Tipos de lámparas incandescentes	100
4.5.2 Lámparas de descarga	100
4.5.2.1 Tipos de lámpara de descarga	101
4.5.3 Lámparas fluorescentes	101
4.5.4 Lámparas de vapor de mercurio de alta presión	102
4.5.5 Lámparas de luz de mezcla	103
4.5.6 Lámparas con halogenuros metálicos	103
4.5.7 Lámparas de vapor de sodio a baja presión	104
4.5.8 Lámparas de vapor de sodio a alta presión	105
4.5.9 LEDs de luz blanca	106
4.5.9.1 Funcionamiento físico de un LED	107
4.5.9.2 Angulo de apertura y potencia lumínica de un LED	108
4.5.9.3 Operación en corriente continua DC	109
4.5.9.4 Operación en corriente alterna AC	109
4.5.9.5 Operación en régimen de pulsos	110
4.5.9.6 Disipación de potencia y eficiencia	111

## **CAPITULO V**

### **ESTUDIO PARA IMPLEMENTACION SISTEMA DE ILUMINACION PARA EL PUENTE CUTIPAY – RUTA T-350 MEDIANTE ENERGIA MAREOMOTRIZ.**

<b>5.1 ANTECEDENTES</b>	112
<b>5.2 EVALUACION DEL RECURSO ENERGETICO</b>	114
5.2.1 Nivel del agua	114
5.2.2 Medición del caudal	125
5.2.2.1 Frecuencia absoluta y relativa de caudales	128
5.2.3 Selección de la turbina	131
5.2.4 Potencia del sistema	132
<b>5.3 EVALUACION DEL SISTEMA DE ILUMINACION</b>	134
5.3.1 Clase de alumbrado de las Vías de Trafico Vehicular	136
5.3.1.1 Vías de tráfico vehicular con separación de los diferentes tipos de usuario	136
5.3.1.2 Complejidad del trazado de carreteras	137
5.3.1.3 Requisitos de iluminación	137
5.3.2 Vías de tráfico vehicular sin separación de los diferentes tipos de Usuario	138
5.3.2.1 Requisitos de iluminación	138
<b>5.4 ELECCION DE LUMINARIAS</b>	140
5.4.1 Distribución fotométrica	140
5.4.2 Características principales	141
5.4.3 Dimensiones físicas	141
5.4.4 Características eléctricas	141
<b>5.5 ESTUDIO FOTOMETRICO</b>	141
5.5.1 Posición de luminarias	142

<b>5.6 ESTUDIO Y DIMENSIONADO DE INSTALACION ELECTRICA</b>	148
5.6.1 Consumo eléctrico diario	148
5.6.1.1 Perdidas en el regulador de carga	149
5.6.1.2 Perdidas en el inversor DC/AC	150
5.6.1.3 Baterías	150
5.6.1.4 Perdidas en alambres y cables de conexión	151
5.6.2 Calculo de perdida totales del sistema	151
5.6.3 Elección del inversor	154
5.6.4 Elección del regulador de carga	155
5.6.5 Elección del alternador	157
5.6.6 Caja amplificadora de RPM	158
5.6.7 Configuración del sistema de generación	162
5.6.8 Configuración del sistema eléctrico	165
5.6.9 Sistema de alarma por no generación	168
<b>5.7 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL</b>	170
<b>5.8 ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO</b>	170
5.8.1 Costos de inversión	171
5.8.1.1 Activo fijo	171
5.8.1.2 Activo intangible	172
5.8.1.3 Costos de operación y mantención	173
5.8.1.4 Costo total del proyecto	173
<b>VI CONCLUSIONES</b>	175
<b>ANEXO 1 PLANO ELECTRICO</b>	
<b>ANEXO 2 ACCIONES DE MANTENIMIENTO EN EL ALTERNADOR Y EQUIPAMIENTO ELECTRICO.</b>	179

# Capítulo I

## ANTECEDENTES

### **1.1 ENERGÍAS RENOVABLES**

El concepto de energías renovables engloba a una serie de fuentes de energías que son inagotables y que no producen un impacto en el medio ambiente siendo la energía solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y mareomotriz, alternativa de energías limpias, duraderas y eficaces. Estas se presentan como alternativa a la gran demanda mundial para reemplazar al uso de combustibles fósiles definidos comúnmente como, gas natural, petróleo o carbón.

Estas energías son producidas por el sol y el efecto que produce la radiación solar, provocando cambios de presión, producción de fotosíntesis y descomposición, evaporación, etc. La radiación solar además produce fuertes cambios climáticos y dependiendo de la ubicación terrestre podemos establecer los recursos renovables que pueden ser utilizados para la generación de energía eléctrica y establecer un desarrollo sustentable.

Nuestro país es poseedor de una cantidad enorme de recursos renovables que pueden utilizarse como opción sustentable y clasifica las energías renovables en convencionales y no convencionales según el grado de desarrollo de tecnología para su aprovechamiento y la penetración en los mercados eléctricos que presenten. ERNC es la sigla utilizada para las energías renovables no convencionales y encierra a la energía eólica, la biomasa el biogás, solar, la geotermia, la pequeña hidroeléctrica y la mareomotriz.

#### **1.1.1 COSTO UTILIZACIÓN NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.**

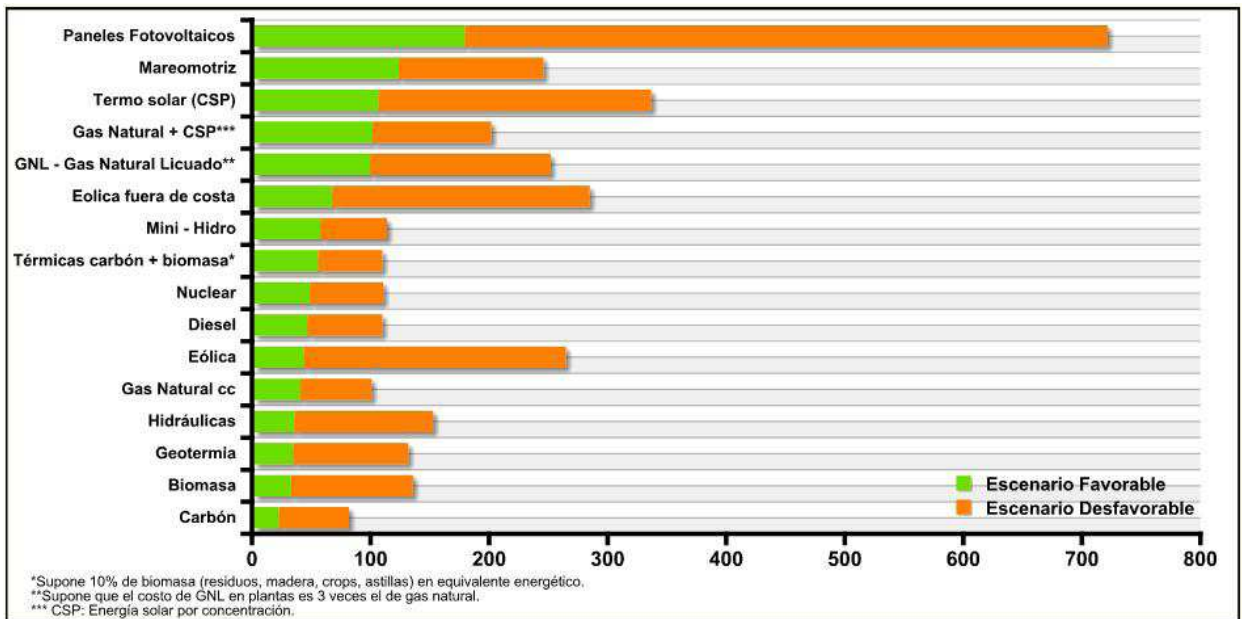
El alza observada en los precios de los combustibles fósiles ha sido uno de los principales motores para la inversión en soluciones alternativas, tanto en nuevas tecnologías y en mejoras tecnológicas, como en eficiencia energética. Para algunos países también han sido

determinantes las consideraciones de seguridad energética y/o las consideraciones ambientales.

Producto de la investigación y desarrollo y de la expansión de los mercados, las nuevas tecnologías han experimentado reducciones significativas en sus costos. En contraste, las tecnologías tradicionales se han visto relativamente encarecidas por el alza generalizada del precio de materiales de construcción (en particular del acero). No obstante, en términos de costos de inversión, las tecnologías tradicionales aún son más competitivas, siendo el carbón y los ciclos combinados de gas natural las opciones de desarrollo más económicas. Al incorporar los costos de operación en los análisis, los reactores nucleares y las unidades basadas en fuentes renovables se vuelven más competitivos, si bien las tecnologías no convencionales presentan una mayor variación en sus costos en función de las características específicas de los proyectos.

A continuación se presenta un rango de costos de proyectos, de acuerdo a estimaciones de la IEA para el año 2006 para distintas formas de generación eléctrica. Los costos de tecnologías corresponden a los costos de generación, incluyendo los de inversión y operación, estimados al año 2006. Se muestra dos escenarios de precios: el escenario "favorable", en el cual se alcanza el costo más bajo posible y el escenario "desfavorable", en el cual el costo es el mayor que se podría alcanzar con cada tecnología.

Cuadro 1.1 Grafico de costos aproximado de proyectos ERNC



### **1.1.2 MATRIZ ENERGETICA CHILENA Y APORTE DE LAS ERNC. <sup>1</sup>**

Chile se define como un país en desarrollo con tasas de crecimiento significativas, pero con una alta dependencia de fuente de energía importada, por lo tanto tiene la necesidad imperante de buscar mejorar sustancialmente el nivel de vida de la población. La energía en el mundo como en nuestro país se vuelve vital a la hora de cumplir con los objetivos de mejoramiento de calidad de vida ya que no es posible un crecimiento económico sólido sin una energía segura y con costos adecuados.

Durante los últimos años, los precios de los combustibles fósiles han experimentado un aumento sostenido y una alta volatilidad, factor importante que afecta el mantener la seguridad del suministro y los compromisos ambientales internacionales que han tomado la mayoría de los países además de la consideración de que la energía debe estar física y económica disponible. Es por eso que los costos actuales y su posible evolución han atraído un renovado interés por el desarrollo de ciertas tecnologías que habían estado en declinación, tales como las termoeléctricas a carbón o la nuclear, además de cambios de gran alcance tanto en las tecnologías de generación establecidas como en nuevas formas de generación energética.

Debido a que Chile se ha insertado de manera ordenada y paulatina en la economía globalizada, con una apertura creciente al comercio internacional y en su estrategia por dinamizar su economía, ha enfocado recientemente su atención sobre la innovación tecnológica. El Consejo de Innovación chileno ha realizado una serie de propuestas de política pública para la innovación tecnológica basados en tres pilares: un sistema de aprendizaje continuo de su capital humano, el fortalecimiento de una plataforma de generación, difusión y aplicación del conocimiento y, la consolidación de un sistema empresarial innovador orientado a la creación de valor como estrategia de competencia en los mercados globales. Esto incluye el uso y fomento de I + D <sup>2</sup> en el ámbito de ERNC suponiendo el conocimiento del balance nacional de consumo de energía para su aplicación.

---

<sup>1</sup> Fuente: CNE, Comisión Nacional de Energía.

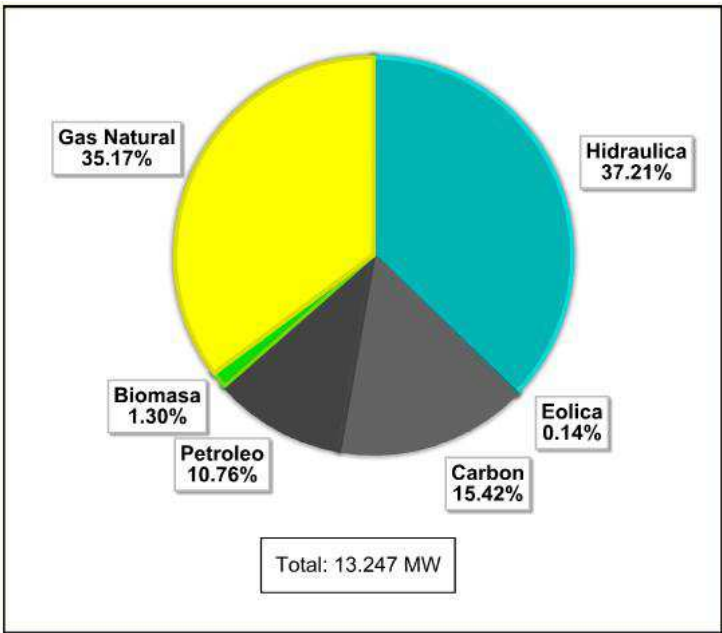
<sup>2</sup> Investigación y Desarrollo.

**1.1.2.1 Matriz eléctrica.**

Según datos entregados por la CNE al año 2008 la capacidad instalada eléctrica chilena bordea los 13 mil MW y la generación total de electricidad bruta supera los 55 mil GWh, siendo la hidroelectricidad, las plantas térmicas a carbón y las plantas térmicas híbridas, es decir gas natural y diesel, las principales tecnologías usadas para la generación de electricidad. También se utilizan energías renovables pero en una proporción muy reducida.

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región de Aysén; y, el Sistema de Magallanes, con una capacidad instalada de 9.385 MW, 3.602 MW, 47.8 MW y 79,6 MW respectivamente.

Cuadro 1.2- Capacidad SIC + SING (diciembre 2008)



Fuente: CNE (2008)

En la última década se ha observado una evolución importante en la matriz de generación eléctrica. Durante 1996 y 1997, en promedio, la generación eléctrica fue 60% hidráulica, 35% a carbón y 5% con petróleo y biomasa. La importante participación de la

hidroelectricidad dentro de la generación eléctrica genera un elemento de riesgo debido a la variabilidad en las hidrologías anuales. Los antecedentes hidrológicos de las últimas décadas muestran que la capacidad de generación hídrica puede ser hasta tres veces mayor en un ciclo hidrológico lluvioso, del orden de 30.000 GWh, que en uno seco, del orden de 10.000 GWh, considerando la capacidad instalada actual.

A partir de 1998 y hasta el 2004, el gas natural sustituyó a la generación con carbón (con un peak de generación basada en gas natural el 2001). A partir del 2005, debido a los recortes en el abastecimiento de gas natural desde Argentina, la situación comenzó a revertirse y la generación basada en carbón aumentó. No obstante, la generación a gas natural no ha sido completamente sustituida, dado los tiempos requeridos para la construcción de nuevas centrales.

Para hacer frente a las restricciones de envío de gas y los años secos, se incrementó la generación con derivados de petróleo, especialmente diesel. Esto fue posible por las inversiones en "dualización" de las centrales originalmente diseñadas para funcionar en base a gas natural, el esfuerzo de distribuidoras de combustible por el tema logístico y la instalación de turbinas y motores diesel. En el 2008, contribuyó el proyecto de ley que estableció la devolución inmediata del impuesto al diesel.

La generación con derivados de petróleo aumentó desde un 1% del total de generación eléctrica en el año 2006 a un 22% del total de generación en el año 2007 y en el mes de abril del 2008 alcanzó un record de 38,2% del total (SIC+SING). La suficiencia en la provisión total de energía debe ser equilibrada con una composición que permita manejar los riesgos e impactos asociados. En la actualidad, la composición de nuestra matriz nos expone a riesgos de suministro y costos, además de los riesgo asociados al cambio climático y al problema de impactos locales destacando el significativo aumento de centrales térmicas basadas en carbón, las cuales tienden a concentrar en exceso la matriz energética del SING. En el caso del SIC, las centrales a carbón son complementadas por el desarrollo de otro tipo de proyectos.

La experiencia mundial tiende a mostrar que la optimización de la matriz energética, desde el punto de vista de su seguridad, implica utilizar adecuadamente todas las fuentes posibles y compatibles con las condiciones locales y crear una política de diversificación ya que Chile es fuertemente dependiente de combustibles fósiles, los cuales constituyen el 70% del consumo primario, esencialmente de origen externo. En algunos casos, esta dependencia

externa se concentra casi exclusivamente en un proveedor. En ese marco, una mayor diversificación de las fuentes y de proveedores de abastecimiento puede ser especialmente significativa para aumentar la seguridad energética, tanto desde el punto de vista del suministro como del costo.

Para lograr esta diversificación, el país debe buscar, paralelamente, un aumento en la producción nacional de diversas fuentes nacionales y en la cantidad de proveedores y fuentes posibles para aquella fracción que continúe siendo de origen externo. Asimismo, se debe diversificar las fuentes utilizables de energía para poder articular desde la demanda una matriz más flexible. Como complemento, es necesario también expandir la capacidad de almacenamiento para dar mayor seguridad al uso de las diversas fuentes.

La generación eléctrica con energías renovables no convencionales es una herramienta que permite apoyar tanto el aumento de la oferta requerida (con recursos que pueden resultar competitivos), como a la seguridad energética y al cumplimiento de objetivos ambientales y de equidad. En ese sentido, es una herramienta de política de particular valor incorporando a la matriz de generación eléctrica nacional fuentes de energía primaria autóctonas y tecnologías de generación con altos grados de desarrollo y confiabilidad. El nivel de los precios de la energía observado en los últimos períodos implica que buena parte de estos proyectos son competitivos y deberían serlo aún más en la próxima década, en la medida que las empresas proveedoras de equipos en el mundo aumentan y la industria de servicios en Chile se consolida. Además de ser, en forma general, menos invasivas que las fuentes tradicionales, las ERNC producen impactos ambientales muy bajos o nulo, son compatibles o complementarias con otras actividades económicas, permiten un desarrollo distribuido geográficamente y contribuyen a mitigar los efectos que el consumo energético mundial está teniendo en el clima del planeta.

Las características geográficas y climáticas de Chile muestran que en todo el país existe disponibilidad de algún tipo de energía renovable susceptible de ser usada para generación eléctrica. En efecto, las estimaciones realizadas por el CNE sobre el potencial técnico y económico de generación eléctrica muestran que con las tecnologías actuales es posible instalar capacidad por más de 12 mil MW.

Dado lo anterior, y considerando el creciente aumento de competitividad y maduración tecnológica de las ERNC, su incorporación a la matriz de generación eléctrica nacional es inevitable en el largo plazo. Sin embargo, existe un conjunto de barreras que afectan la

inversión en este tipo de energías, dificultando su capacidad de competir en igualdad de condiciones en los mercados y demorando su incorporación. Barreras como la baja disponibilidad de información sobre recursos energéticos, inversionistas dudosos o con incertidumbre sobre costos y desempeño y un marco regulatorio en desarrollo y las características de los proyectos de ERNC que tienen mucha diferencia con los proyectos tradicionales que cuesta asumir por inversionistas y emprendedores. Dos han sido las principales líneas de acción emprendidas para reducir las barreras: el perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico y la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC.

### **1.1.3 Medios de generación ERNC**

Un gran avance para posibilitar el desarrollo de sistemas de generación que usan energías renovables no convencionales en Chile fue la aprobación de las leyes 19.940 (Ley Corta I) y 20.018 (Ley Corta II) que es la modificación correspondiente al mayo del año 2005. Esta ley llamada también Ley general de Servicios Eléctricos fue modificada nuevamente en abril del año 2008 pasando a tener el nombre de Ley para el Desarrollo de las ERNC. Se hace necesario entonces de acuerdo a la última modificación establecer o definir los medios de generación ERNC, es decir los que presentan las siguientes características.

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

#### **1.1.4 Marco regulatorio ERNC**

Gracias a las líneas de acción en los últimos años han mejorado significativamente las condiciones para el desarrollo de las ERNC en Chile, en donde se han eliminado alguna de las barreras, sobre todo la de los inversionistas nacionales y extranjeros que poco a poco han puesto en marcha los primeros proyectos en el SIC que usan energía eólica y biogás, y de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas y de biomasa

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que establece una obligación para las empresas eléctricas que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes ERNC

Las disposiciones principales de la ley son:

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5%

anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto

- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM20 por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.
- Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
- Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.
- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aún cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

Cabe señalar que la acreditación de ERNC no se limita a proyectos menores a 20/40 MW y que las centrales hidráulicas constituyen un caso de tratamiento particular.

## **1.2. HIDROELECTRICIDAD Y ENERGIA MAREOMOTRIZ**

El agua proviene de la evaporación de los océanos, además de servir para otros fines como riego y recreo, se convierte en uno de los recursos energéticos más importantes por su disponibilidad, porque no contamina y porque produce trabajo a la temperatura ambiente. Al igual que todos los recursos, el recurso hídrico no se halla en la misma cantidad en todas las regiones de la tierra. Las zonas tropicales y con grandes zonas montañosas, como Sudamérica, Sudáfrica y el Sureste asiático se convierten en zonas con las características apropiadas pudiéndose aprovechar en gran magnitud el recurso hidráulico.

El sol evapora de los océanos aproximadamente 400.000 Km<sup>3</sup> de agua. La mayor parte del agua evaporada retorna a los mares directamente en forma de lluvia, mientras que solo 100.000 Km<sup>3</sup> caen como lluvia o nieve sobre la tierra firme. De esta última cantidad 63.000 Km<sup>3</sup> se pierden por reevaporación, quedando 37.000 Km<sup>3</sup> que fluyen por los ríos al mar.

Esta tipo de energía comienza a ser utilizada en el tiempo de los romanos hace 2000 años. Se ha desarrollado lentamente por espacio de 18 siglos, debido a que las instalaciones debían situarse junto a los ríos; mientras que las maquinas de vapor se podían instalar en cualquier lado. Al evolucionar la tecnología de la transmisión eléctrica esta permitió el desarrollo de las plantas hidroeléctricas, que se inicio en 1910. Desde esa fecha hubo un incremento muy grande en la instalación de plantas hidroeléctricas principalmente en Europa, Norteamérica y Japón.

La hidroelectricidad continuará siendo de vital importancia en el suministro eléctrico y es considerado el más significativo recurso renovable en el corto y mediano plazo para la generación de energía secundaria. Hacia el año 2004 la capacidad instalada mundial en tecnologías hidráulicas llegaba a los 851 GW, 21% de la capacidad total, mientras que la generación hidráulica alcanzó los 2.148 TWh , con una participación del 16,1% en la producción total mundial.

Según las estimaciones, hacia el año 2030 la capacidad instalada hidráulica aumentaría en todo el planeta en cerca de un 60%, superando los 1.370 GW de potencia instalada, llegando a representar aproximadamente un 17% de la potencia instalada mundial. La mayor parte de la expansión se dará en China, India, Turquía y Brasil.

### **1.2.1 ENERGÍA MAREOMOTRIZ**

La energía mareomotriz es una fuente inagotable que solamente ha sido aprovechada y estudiada por primera vez hace 50 años atrás y es una de las catorce fuentes nuevas y renovables que estudian los organismos especializados de las Naciones Unidas. Este tipo de energía obtenida por el movimiento de las mareas y las olas del mar ofrece una serie de alternativas de generación eléctrica y se ha convertido en hoy en día en uno de los conceptos que más atención toma a los investigadores. Los pioneros en el estudio y explotación de este recurso fueron los franceses, cuando en el verano de 1966 se puso en marcha una planta de energía mareomotriz de 240.000 Kw. en el río Rance, un estuario del canal de la Mancha, en el noroeste de Francia. Consiste en un paredón que cierra el río, permitiendo así almacenar agua en la represa cuando sube la marea y luego liberarla cuando el nivel de agua del mar es menor, generando al llenar y vaciar el estuario artificial mediante el paso del fluido por las turbinas generando energía eléctrica, convirtiéndose en un referente a nivel mundial en todo lo que concierne al estudio del funcionamiento y métodos de generación.

Este capítulo hace referencia al concepto de energía mareomotriz explicando la base del funcionamiento de las olas y mareas para estudiar diferentes métodos de aprovechamiento de esa energía como alternativas de solución energética.

#### **1.2.1.1 Las mareas**

La marea es la fluctuación periódica del nivel de los océanos, debida principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cantidad del Sol. Isaac Newton ayuda a explicar este fenómeno con su teoría de la gravedad y concluye que la atracción gravitatoria depende de las masas de los dos cuerpos y la distancia que los separa. Él mostró que la fuerza es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia, lo que significa que, si consideramos la atracción gravitatoria del Sol sobre la Tierra será mucho menor que la fuerza gravitatoria que ejerce la Luna por encontrarse mucho más alejado de la Tierra,

aunque su masa sea muy superior. Esto no quiere decir que el Sol no afecte al fenómeno de mareas, de hecho muchas estrellas y astros cercanos a la Tierra pueden ejercer el mismo efecto.

En particular solo hablaremos de las fuerzas que ejercen la Luna y el Sol sobre la Tierra por ser estas las más influyentes. En la figura se puede apreciar el efecto que causa la Luna sobre la porción de masa de agua que se encuentra frente a la Luna. Por efectos de giro o traslación de la Luna y la Tierra sobre un eje elipsoidal se forma en cada lado del planeta una protuberancia de masa de agua que es la causal de las mareas.

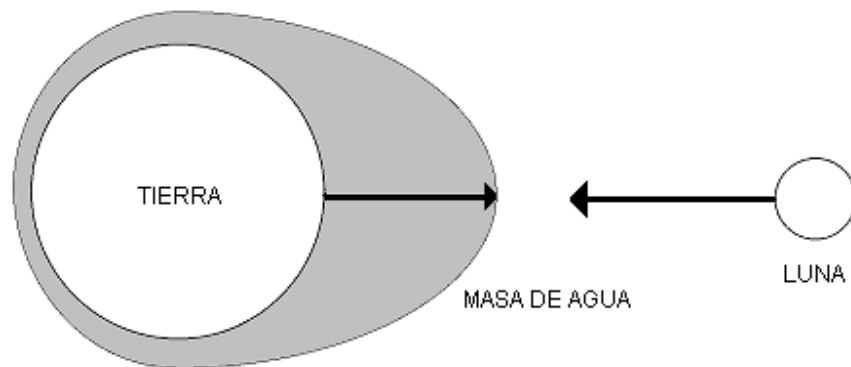


Figura 1.1 Efecto de atracción de la Luna sobre masa de agua.

Además del efecto gravitatorio sobre la masa de agua que puede ejercer la Luna o el Sol hay que sumar la fuerza centrífuga que se origina por el movimiento de rotación de la Tierra. Sin esa fuerza centrífuga de la Tierra la atracción de la masa de agua permanecería solo en un mismo punto.

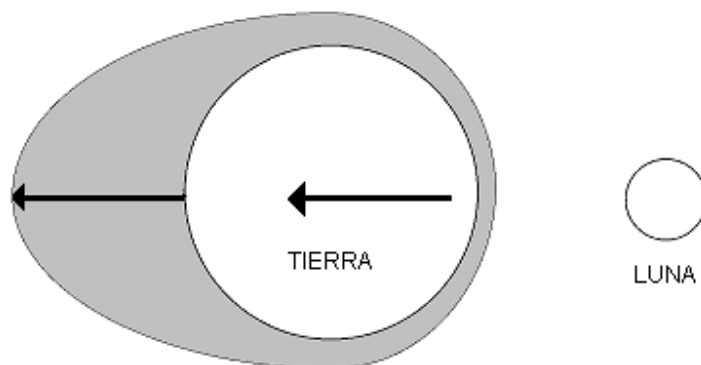


Figura 1.2. Efecto de la fuerza centrífuga sobre masa de agua

Debido a la rotación de la Tierra en cada punto del océano terrestre, se define una marea de tipo **semidiurna**, la cual está compuesta por dos pleamares o altamar correspondiente al nivel máximo alcanzado por una marea creciente y dos bajamares que corresponden al nivel mínimo alcanzado por una marea vaciante en un día cualquiera y que ocurren cada 24 horas.

Cuando el punto esté situado en una latitud importante y el ángulo que forma el astro atractivo con el plano del Ecuador es igualmente elevado, el astro no alcanza el horizonte, lo que implica la pérdida de una pleamar y una bajamar por día, es decir sólo hay una pleamar y una bajamar al mes, lo que se conoce como **marea diurna**. Estas definiciones se pueden resumir en el término **régimen de marea** el cual define la forma característica de la marea con referencia a la relación entre la onda diurna y la semidiurna agregando a la clasificación una **marea mixta**, no habiendo límites bien definidos que permitan separar los grupos. En la marea mixta resultan importantes, tanto la onda diurna como la semidiurna, caracterizándose por una desigualdad de las alturas de las pleamares y bajamares. Por lo general, se producen dos pleamares y dos bajamares cada día, resultando diurna ocasionalmente.

Las **ondas semidiurnas** están influenciadas por la componente lunar, que tiene un período de 12,42 horas y la solar de 12 horas, por lo que entre ambas existe una diferencia de período de 25,25 minutos lo que implica un retraso entre ambas ondas de 50,5 minutos al día, o un retraso de 6,23 horas cada 7,4 días, lo que equivale al semiperíodo de la onda, es decir, cada 7,4 días las dos ondas están en concordancia de fase y sus acciones se suman, mientras que al cabo de otros 7,4 días se encuentran en oposición, deduciéndose de esto la evolución característica de la oscilación semidiurna que consta de grupos que se alternan con amplitudes variables entre un máximo y un mínimo cada 7,4 días. A esto habría que añadir la influencia de la órbita lunar, elíptica, (que origina una onda elíptica lunar) de forma que cada 13,75 días la Luna se encuentra más cerca o más lejos de la Tierra, provocando un exceso o un defecto de atracción que modifica la evolución prevista con la composición de las ondas anteriores. Se ha observado que las ondas semidiurnas son más acusadas cuando la Luna y el Sol están más próximos al Ecuador.

Las **ondas diurnas** están influenciadas por otras componentes, como la lunar diurna con un período de 25,82 horas, la solar diurna (24,07 h) y la onda de declinación mixta Luna-Sol (23,93 h), que se interfieren entre sí formando la evolución característica del grupo de estas

ondas. Las ondas diurnas son máximas cuando la declinación lunar tiene un valor extremo y mínimas cuando la Luna está en el Ecuador; tienen amplitudes máximas en los solsticios<sup>3</sup> y en los equinoccios.<sup>4</sup>

La **onda total**, superposición de las anteriores, confiere a las oscilaciones del nivel marino una

evolución característica oscilante más o menos regular, compuesta frecuentemente por dos pleamares y dos bajamares al día, cuya amplitud varía con un período de 14,8 días aproximadamente; sin embargo existen lugares en los que las mareas varían en forma diferente, con períodos de hasta 24 horas, o con períodos de 5 horas.

Cuando la atracción del Sol se suma a la de la Luna las mareas son grandes y toman el nombre de **Mareas Vivas**, mientras que cuando las atracciones están a 90 grados las mareas son pequeñas toman el nombre de **Mareas Muertas**. Las alturas de las mareas vivas están gobernadas por la distancia de la Luna a la Tierra, siendo más grandes en el **Perigeo** o, cuando la Luna está más cerca de la Tierra, y más pequeñas en el **Apogeo** o, cuando la Luna está más lejos. Como la atracción del Sol está alineada con la de la Luna en Luna Nueva y Luna Llena, éstos son los días en que hay Mareas Vivas.

---

<sup>3</sup> Puntos en los que el Sol alcanza sus declinaciones máximas; también son los instantes en que el Sol alcanza esos puntos señalando el comienzo del invierno y verano en los hemisferios norte y sur.

<sup>4</sup> Los dos puntos en la esfera celeste donde el ecuador celeste corta a la eclíptica o también las horas en que el Sol cruza el ecuador en estos puntos.

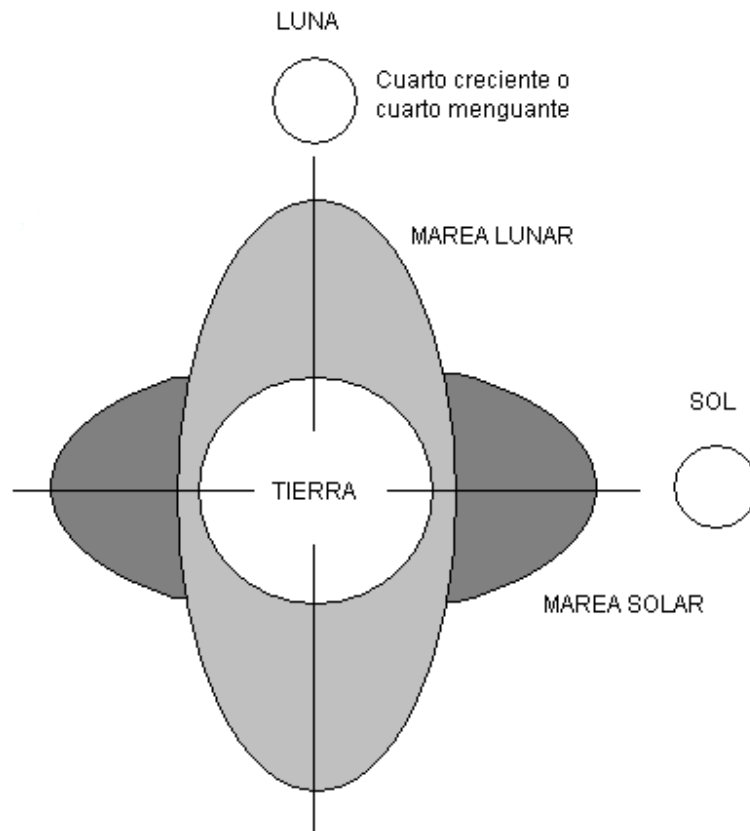


Figura 1.3. Marea Muerta

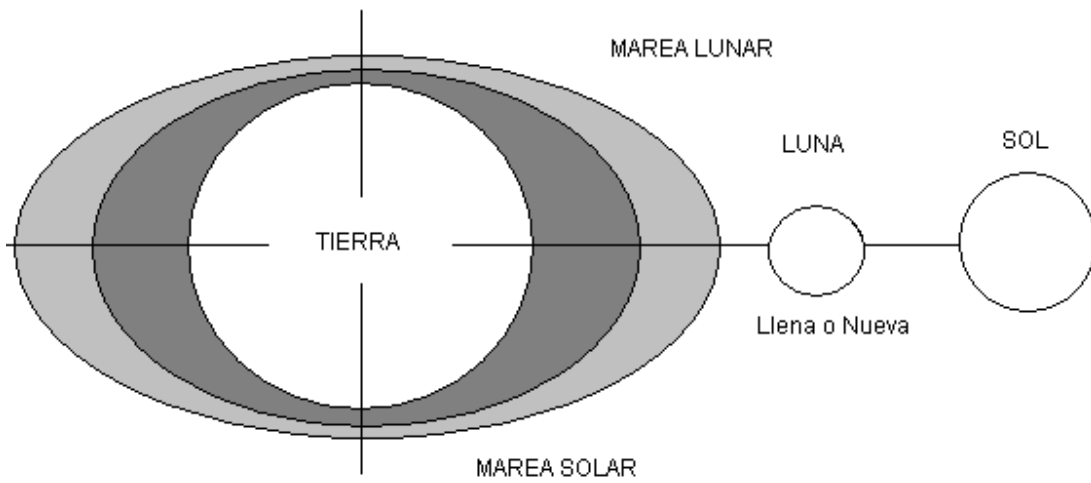


Figura 1.4. Marea Viva

En conclusión la atracción del Sol es menos que la mitad de la de la Luna, así que la frecuencia de las mareas está determinada por el pasaje aparente de la Luna alrededor de la Tierra, lo que toma apenas un poco más de un día o 24 hrs. determinado exclusivamente por la rotación de la Tierra y orbita lunar.

Por otro lado la altura de la marea en cualquier lugar, está determinada por la forma de la línea de la costa y la plataforma continental cercana. La presencia de terrenos inclinados y bahías le da mucho más rango a las mareas que lo que se ve en altamar. Un fenómeno generalmente desapercibido es que el aire y las masas sólidas de la Tierra también se mueven hacia arriba y hacia abajo debido a las fuerzas de mareas. Aunque el movimiento es mucho menor en el terreno que en el mar, puede llegar a ser de un metro de desplazamiento vertical.

Las mareas además de tener una componente de altura en lo que respecta al una pleamar o bajamar también se le asocia una forma de corriente a la llegada o aparición de estas. Es por eso que cuando se habla de una pleamar existe una máxima elevación en el nivel del agua acompañada de un **flujo** de corriente marina. En cambio a la llegada de la bajamar la elevación de nivel es máxima y existe un **reflujo** que dura menos tiempo que la primera.

En nuestro país el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico perteneciente a la Armada de Chile proporciona el horario y la altura pertenecientes al cambio de mareas y otros datos de interés para velar por la seguridad en la navegación en vías fluviales, lacustre, aguas interiores y mar territorial además de contribuir al desarrollo y fomento de otras actividades afines de interés en el país.

El propósito de las observaciones de mareas es crea una base de datos para el estudio de variaciones anuales a nivel del mar para definir planos maréales de referencia y apoyar al sistema Nacional e Internacional de Alerta de Maremotos.

Dentro del estudio de mareas existen también los llamados puntos **anfidrómicos**, que son aquellos en los que la amplitud de la marea es nula, mientras que las corrientes de marea son máximas. El período de una marea es el tiempo que media entre dos pleamares o dos bajamares sucesivas. La marea evoluciona, en general, por la superposición de ondas diurnas y semidiurnas que adquieren amplitudes máximas o mínimas a intervalos de 14,8 días, aproximadamente. La acción de las fuerzas atractivas se transmite mediante ondas que se propagan de formas diversas según la profundidad y según las diversas reflexiones

sobre las costas continentales, de manera que se producen una serie de interferencias que pueden ser constructivas o destructivas, lo que explica la existencia de las mareas diurnas y semidiurnas.

La existencia de todas estas variantes o tipos de marea en el mundo no son todas iguales. Se pueden encontrar lugares del planeta con solo mareas de tipo semidiurna y muy poco del tipo diurna encontrándose en las mayores partes del mundo las mareas mixtas

### **1.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO CENTRAL MAREOMOTRIZ**

Teniendo en consideración los fenómenos físicos del mar con respecto a las mareas y a la formación de flujos y reflujos que dependen de fenómenos y condiciones astronómicas, se aprovecha la energía potencial de las mareas en conjunto con una serie de dispositivos mecánicos para generar energía eléctrica definiendo ciertos parámetros de fundamental importancia a la hora de estudiar la posibilidad de generar energía eléctrica. Generalmente una central mareomotriz se basa en llenar un estanque, dique o estuario de agua con el flujo de agua producido por una pleamar. Toda el agua que se almacena a su vez se vacía junto con la bajamar a través de turbinas conectadas a generadores de electricidad. Es así como en cada ciclo de marea se obtiene energía, la cual esta en función de la amplitud de la marea y de el agua que ingresa al dique.

En las figura 1.5 se explica el principio de funcionamiento básico de una central mareomotriz basado en el cambio de mareas.

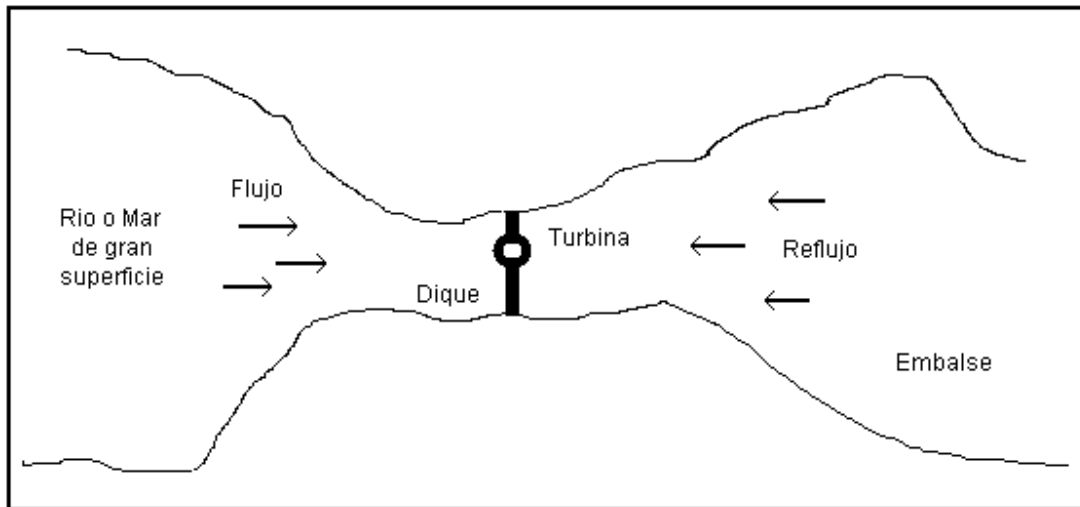


Figura 1.5 Tipo de central mareomotriz con embalse único.

La energía que teóricamente se puede extraer en un ciclo de marea, es función de la superficie del embalse artificial  $A$  (y) y de la amplitud  $a$  de la marea, diferencia entre los niveles de pleamar y bajamar.

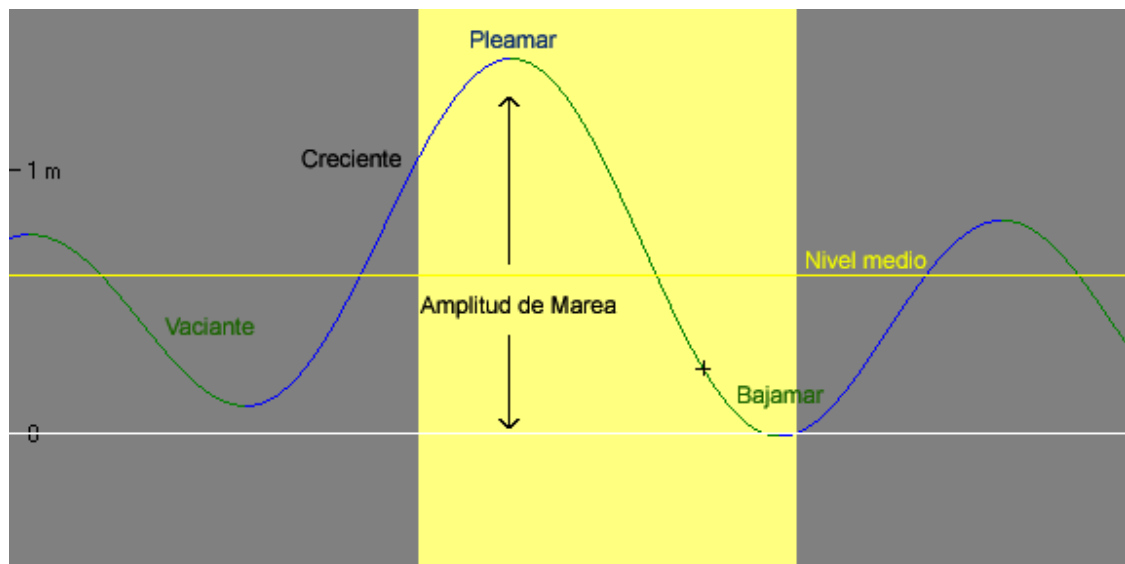


Figura 1.6 Ciclo de marea.

La figura 1.6 Explica los términos usados en un ciclo de marea. Para estimar la energía potencial de las mareas en una central con embalse único se debe tomar en cuenta el agua que entra y sale en el embalse. Por eso se define y como la altura del agua embalsada en

metros que van  $0 < y < a$  y en donde  $A$  es la superficie del embalse en  $\text{km}^2$  y  $V$  el volumen del embalse en  $\text{m}^3$ . La ecuación (1) resume entonces la energía potencial en el momento que el agua sale del embalse.

$$Ee = V \int_0^a A(y) dy \quad (1)$$

De (1) se deduce entonces que el agua que entra en el embalse:

$$Erio = V \int_0^a A(y)(A - y) dy \quad (2)$$

Entonces la energía total estimada para un ciclo de marea completo es la suma de las ecuaciones 1 y 2.

Todos los parámetros establecidos en las ecuaciones 1 y 2 son variables, porque dependen totalmente de la ubicación del dique, del volumen del río o mar entrante o del agua que sale del embalse. Ciertamente podemos decir que la condición óptima es que el agua que entra sea igual a la que sale, es decir los volúmenes de agua en los flujos y reflujos deben ser iguales para una mayor eficacia en la generación de energía eléctrica.

### 1.2.2.1 Funcionamiento por simple efecto

El funcionamiento de una central mareomotriz se puede relacionar a como la central mareomotriz es capaz de generar electricidad a base del movimiento de mareas. En este sistema se utiliza un embalse único, es decir constituye el sistema básico de funcionamiento. Como ya veíamos este sistema se preocupa de llenar un embalse por medio de compuertas en el flujo producido por una pleamar. Cuando comienza la bajamar estas compuertas se cierran y son llevadas a los ductos donde están ubicadas las turbinas encargadas de generar electricidad. Los tiempos de espera de llenado del dique corresponderán al tiempo de duración de una pleamar dependiendo del llenado del dique. Se estima que en un día normal una pleamar dura alrededor de 6 horas, tiempo suficiente para llenar el dique o tener un nivel adecuado de agua para hacer funcionar las turbinas. Este tiempo puede ser más corto porque quizás en menos de esas 6 horas el dique puede ser llenado ocupando más horas

para la generación. La figura 1.7 explica de forma adecuada este tipo de funcionamiento enmarcando los ciclos de llenado, espera y generación de electricidad.

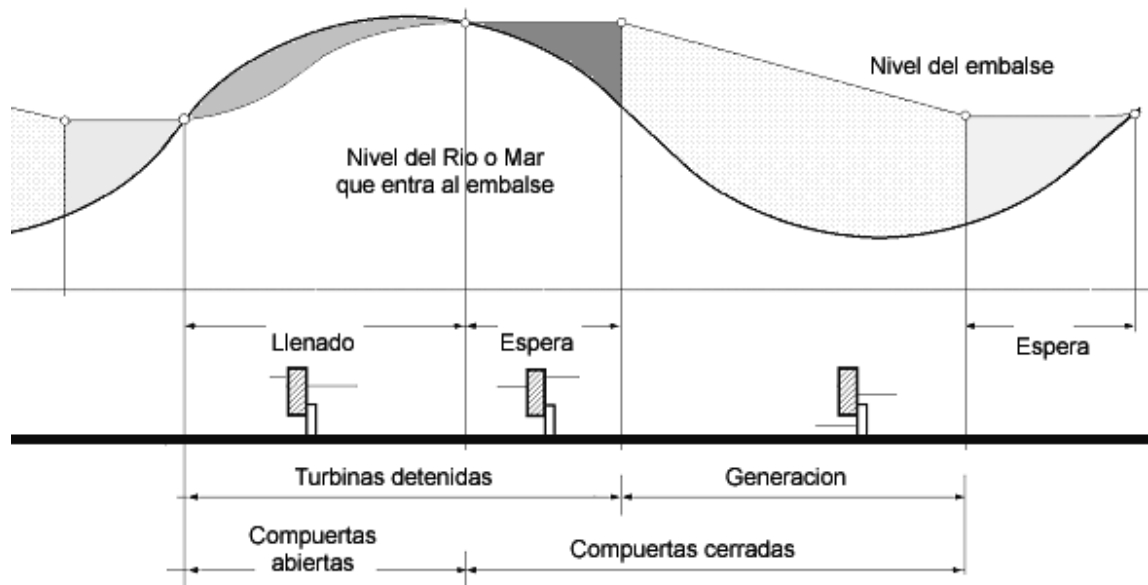


Figura 1.7 Funcionamiento por simple efecto

### 1.2.2.2 Funcionamiento por doble efecto

Similar al sistema por simple efecto el movimiento de las turbinas genera energía eléctrica en ambos sentidos es decir, en el vaciado y en el llenado del embalse por la acción de la pleamar y bajamar. Las turbinas y el generador deben ser capaces de funcionar bajo dependencias del caudal producido, lo que a veces disminuye su eficacia ya que el flujo y refluo de las mareas son variables en forma significativa ya que es muy difícil controlar la cantidad de agua que entra o sale del embalse. Se destaca en este sistema el aumento al doble de horas de generación comparado con un sistema de simple efecto pero no se considera el efecto de desgaste de materiales y el control parcial de las variables.

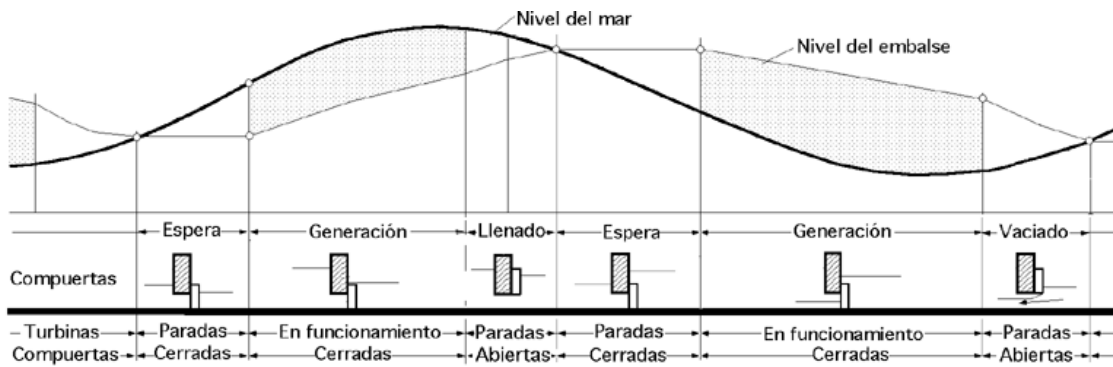


Figura 1.8 Funcionamiento por doble efecto

Además del sistema de embalse existen otros sistemas que aprovechan el doble efecto. De forma mas simple y básica se han ideado sistemas que no necesitan de un embalse y solo ocupan el caudal de flujo y refluo para mover una turbina conectada a un generador. La figura 1.8 a explica el funcionamiento básico de un sistema de este tipo y las condiciones naturales necesarias.

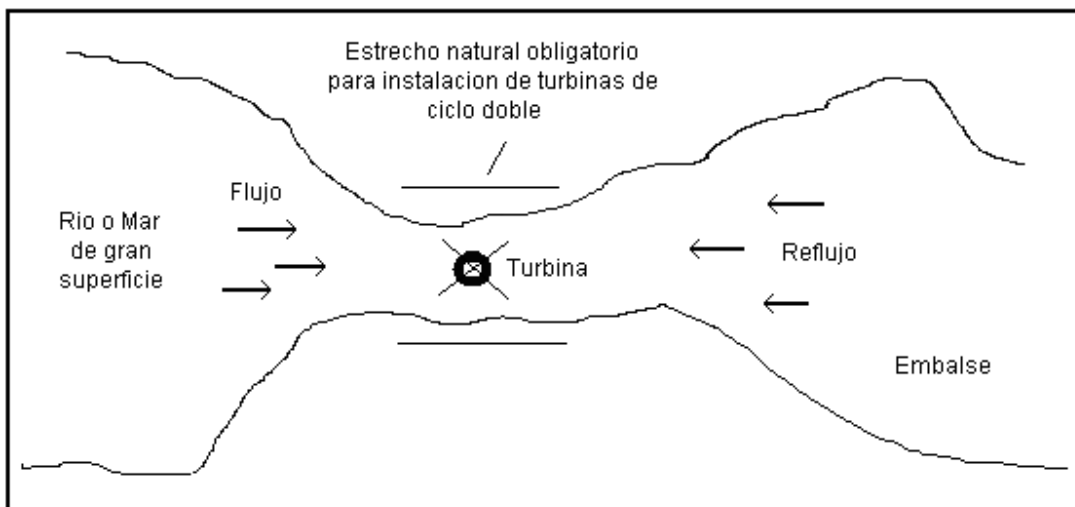


Figura 1.8a. Representación sistema doble ciclo sin dique

Cabe destacar que este tipo de turbinas son de tipo reversibles ya que pueden captar el sentido de un flujo de agua en cualquier dirección. Estas turbinas actúan como un molino de viento pero con mayor eficacia ya que se calcula que la densidad del agua de mar es 832 veces la del viento.

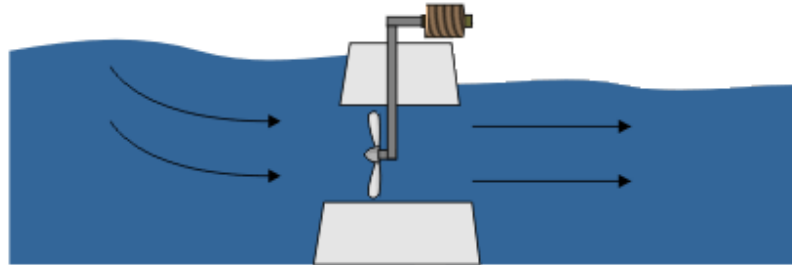


Figura 1.8b. Movimiento de una turbina en tiempo de pleamar.

Empresas como Blue Energy<sup>5</sup> con sede en Canadá es el pionero en el diseño de estos sistemas incorporando distintos tipos de tecnología en cada uno de sus prototipos, destacándose la sencillez y la eficiencia de los equipos en la generación de energía eléctrica.

Se entiende entonces que el diseño de la turbina para una central de doble efecto es fundamental para una mayor eficacia en la generación de energía eléctrica. La figura 6. muestra lo más avanzado en diseño de turbinas. Esta turbina se monta en un cajón marino hecho de cemento o materiales sólidos resistentes en el fondo del océano, el cual está conectado a un generador eléctrico. Gracias a un sistema de hidro alas esta turbina es capaz de moverse más rápido que la velocidad del agua circundante tanto en flujo y reflujos de la marea. Además puede mantener el mismo sentido de giro independiente de la dirección de la marea optimizando el giro y el cuidado del generador.<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Blue Energy, [www.bluenergy.com](http://www.bluenergy.com)

<sup>6</sup> Ver capítulo 5.

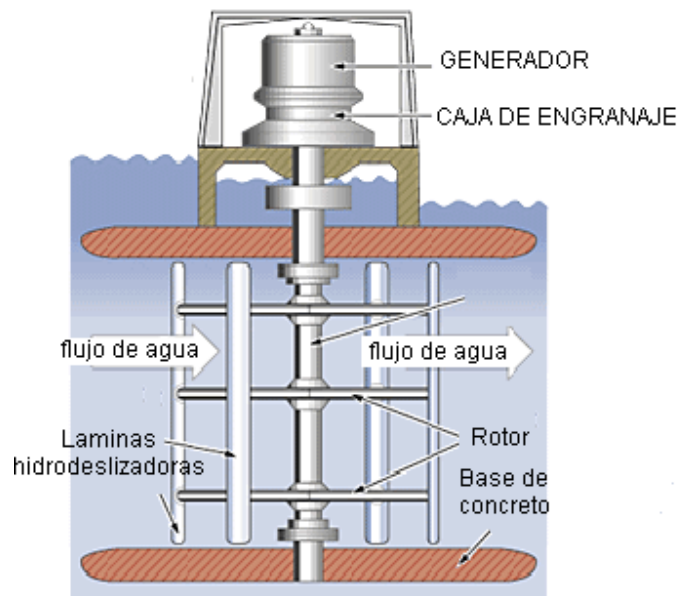


Figura 1.9. Corte transversal turbina para central doble ciclo

Sistemas como estos son mecánicamente simples lo cual hace que el sistema sea económico para construir, instalar y mantener y la transmisión y sistemas eléctricos son similares a miles de instalaciones hidroeléctricas existentes ofreciendo equipos para la generación desde 5KW hasta miles de mega watts.

### 1.2.2.3 Acumulación por bombeo

Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no sólo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores. El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10%. El sistema de bombeo-turbinaje permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar al embalse entre 1 y 2 m por encima del nivel de la pleamar, altura que en la operación de la turbina directo se transforma en 6 ó más metros, con la consiguiente ganancia de energía. Suponiendo que un proyecto de central mareomotriz supone una diferencia de mareas de más de 5 metros para que la generación de energía eléctrica justifique la inversión y costos de mantención de una central mareomotriz.

### 1.2.3 CONDICIONES NATURALES Y VIABILIDAD

El estudio del aprovechamiento de la energía de las mareas se ha efectuado durante años, existiendo hoy en día empresas especializadas en la fabricación de equipos para generar energía de distintas maneras. Tanto ha sido el interés en este ámbito que existen centros de investigación especializados en todos los fenómenos oceánicos por ser un factor fundamental en todo lo que respecta la naturaleza y la humanidad.

Producto de una unión franco-estadounidense se lanza en los años noventa el satélite TOPEX-POSEIDON el cual vigila y toma muestras de los océanos mundiales para el estudio de corrientes marinas, mareas, olas y todo lo que afecta a los cambios climáticos del planeta. Gracias a este satélite se publica el mapa energético mundial de la energía oceánica en donde se muestra todas las costas mundiales y el nivel de concentración energética por metro de costa. Figura 1.10

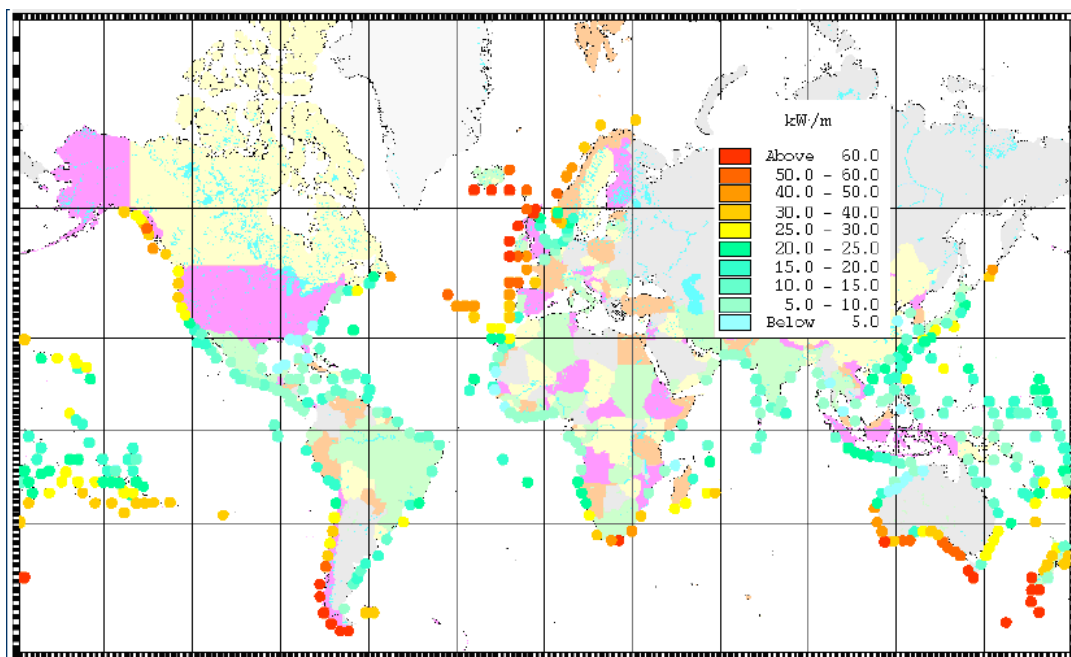


Figura 1.10 Mapa energético mundial de la energía oceánica

Este mapa muestra grandes zonas en donde la energía mareomotriz tiene un gran potencial destacándose países como Canadá, Australia y gran parte de Nueva Zelanda. Chile a su vez puede decirse que es uno de los países con mayor potencial energético ya que su larga costa

se transforma en una cuna para la generación eléctrica a través de las mareas mostrando un potencial de sobre los 60 KW/ m en el sur de nuestro país bajando hasta 25 KW/m de potencia estimada hacia el norte. Hay que considerar que este mapa refleja el potencial energético para la energía oceánica, es decir que además de la energía que pueden proporcionar las mareas se suma la energía que puede extraerse de las olas y las corrientes marinas.

Sin embargo para estudios de viabilidad de una central mareomotriz se requieren saber los siguientes parámetros de forma obligatoria. El nivel mínimo de agua, la superficie del embalse, la superficie del agua que entra y la amplitud de la marea. Súmese además la condiciones naturales que hacen referencia a los estrechos naturales por donde pasa la marea para el cálculo del dique o simplemente para estimar el nivel de agua que pasa en los flujos y reflujos de marea. Sin estos parámetros es muy difícil estimar el potencial energético y justificar o no la construcción de una central mareomotriz.

Existen en el mundo emplazamientos en donde la altura entre mareas es de más de 12 metros y se estima que pueden generar más de 40 TW por año, así como lugares que la amplitud entre mareas es mas pequeña pero las corrientes de flujo y reflujo son más grandes. Es decir que para cada situación y la necesidad imperante es posible ajustar equipos para generar energía eléctrica a través de las mareas.

#### **1.2.4. VENTAJAS DE UNA CENTRAL MAREOMOTRIZ.**

Las ventajas de una central mareomotriz dependen de la ubicación y la cantidad de energía que se quiere generar. En forma general las centrales maremotrices tienen la gran ventaja de que la base de su funcionamiento es predecible. Es decir:

- Las mareas son predecibles hasta el punto de saber con varios años de anterioridad como será el comportamiento de estas en un determinado sector. No presenta problemas de sequía y esta disponible en cualquier estación del año.
- Es una energía limpia ya que no depende de factores externos contaminantes como el petróleo o el carbón.

- La cantidad de masa oceánica es inmensa y con solo una pequeña parte de esta se puede generar grandes cantidades de energía eléctrica.
- El impacto ambiental generado con relación a ruidos, estética, visibilidad y efectos secundarios sería mucho menor; incluso son complemento para otros fines. Se destaca la construcción de centrales mareomotrices como el de la Rance en Francia ya que el dique utilizado es utilizado como puente para unir localidades distintas.

### **1.2.5 OTROS TIPOS DE ENERGIA OCEANICA.**

Los océanos constituyen una gran fuente de energía de no solo por el movimiento de mareas. Además de las mareas existen otros dos tipos de energía que son aprovechables y utilizadas para la generación de energía eléctrica. La **energía de las olas** y las **corrientes marinas** son generadas por los vientos, diferencias de salinidad o temperatura del mar, giro de la tierra, etc. Y se suman a la lista de todas las energías que del océano se pueden aprovechar.

#### **1.2.5.1. Energía de las olas.**

Las olas son ondas de energía que viajan a través del mar y que contienen grandes cantidades de energía. Son generadas por pequeños o grandes vientos que soplan en el mar abierto y que a través del roce con la superficie marina se transmite su energía al agua. Muchas veces no se producen grandes movimientos de agua sino que es el movimiento vertical y la traslación de energía, similar a botar fichas de dominó en cadena, lo que se aprovecha para generar o hacer investigación para la generación de energía eléctrica.

Son muchos los dispositivos y turbinas que se están probando actualmente en forma de prototipos o proyectos pilotos, en los cuales se están evaluando las eficiencias y factibilidades técnico económicas de implementar dichos sistemas. Este tipo de energía puede ser extraído tanto del movimiento constante que tienen las olas en el mar profundo (sistemas flotantes), como del fenómeno de rompimiento de olas en donde se libera gran cantidad de energía. Las siguientes imágenes muestran algunos prototipos y diseños de turbinas y dispositivos de generación de energía eléctrica gracias a la energía de las olas



Figura 1.11a Prototipo sistema fijo de generación de energía por las olas <sup>7</sup>



Figura 1.b Prototipo boya generadora de energía por el movimiento del oleaje, llamado AquaBuOY<sup>8</sup>

<sup>7</sup> [www.energetech.com.au](http://www.energetech.com.au) . Prototipo en construcción.

<sup>8</sup> [www.aquaenergygroup.com](http://www.aquaenergygroup.com) .Prototipo no construido a escala real.



Figura 1.c Sistema Pelamis desarrollado en Inglaterra. Genera en promedio 20 MW<sup>9</sup>



Figura 1.d Sistema LIMPET desarrollado en Irlanda. Recibe el impacto del oleaje y comprime aire de forma cíclica para accionamiento de la turbina<sup>10</sup>

### 1.2.5.2. Energía de las corrientes marinas.

La energía de las corrientes marinas se identifica como una energía aparte, pero depende del movimiento de masas de agua inducidos por la diferencias de mareas generando corrientes de gran velocidad en algunos sectores del planeta. Como se explicaba anteriormente estas corresponden a las corrientes de flujo y reflujos de marea. La velocidad de estas corrientes es tal que se pueden ocupar turbinas individuales o funcionar como murallas colocadas de forma transversal a la corriente marina para así aprovechar la

<sup>9</sup> [www.oceanpd.com](http://www.oceanpd.com) . Prototipo ya probado con tecnología de nivel mas avanzado

<sup>10</sup> [www.wavegen.com](http://www.wavegen.com) . Primer sistema comercial del mundo

corriente en toda su extensión. En general se necesitan velocidades de corrientes superiores a los 2,5 m/s para aplicaciones de gran generación de energía. A continuación se muestran imágenes que muestran algunos de estos proyectos.



Figura 1.12.a Sistema de generación con turbinas verticales para corrientes marinas, diseñado en Canadá.<sup>11</sup>

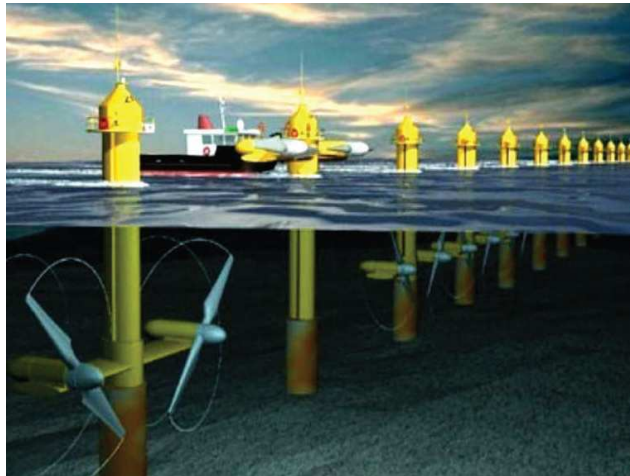


Figura 1.12.b Turbinas verticales para corrientes marinas prototipo a escala real operando por mas de dos años, genera 300 KW aprox.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Prototipo hecho a escalas pequeñas. [www.bluenergy.com](http://www.bluenergy.com)

<sup>12</sup> MCT Inglaterra. Etapa de comercialización. [www.marineturbines.com](http://www.marineturbines.com)

# Capítulo II

## EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO

La mayoría de la información utilizada por los hidrólogos sirve además para diferentes fines en meteorología, climatología y otras ciencias naturales. Los hidrólogos obtienen informaciones sobre los caudales principalmente para estudios hidrológicos porque es una variable dependiente en la mayoría de los estudios, puesto que la ingeniería hidrológica se dedica principalmente a estimar tasas o volúmenes de flujo, o los cambios en estos valores debidos a la acción del hombre.

### **2.1 NIVEL EL AGUA.**

El nivel del río es una elevación del agua en una estación medida por encima de un cero arbitrario de referencia. Algunas veces, la referencia utilizada es el nivel medio del mar, pero mas a menudo, se toma como referencia un punto ligeramente por debajo del nivel para el cual la descarga es cero. Dado que es muy difícil lograr una medición continua y directa del caudal en una corriente, mientras que es relativamente sencillo lograr un registro continuo del nivel del agua, la información primaria obtenida en una estación para mediciones del caudal es el nivel del río.

La manera más sencilla de medir el nivel del río consiste en utilizar una mira hidrográfica o limnómetro, es decir una escala colocada de tal manera que en una parte de ella este siempre sumergida en el agua. La mira puede ser una escala vertical colocada en una pila del puente, soporte o muelle u otra estructura que se prolongue verticalmente hasta el canal de aguas bajas de la corriente. En los casos en los cuales no existe una estructura que permita esta disposición de la mira, puede utilizarse una mira seccionada. Con ese objeto, se colocan miras cortas en las estructuras disponibles o en soportes construidos con ese fin de tal manera que una sección de la mira este siempre en condición de medir. Como una alternativa a la mira seccionada, se puede utilizar una mira inclinada, la cual se coloca sobre la pendiente de la banca y se gradúa de tal manera que su lectura indique directamente la profundidad vertical.

La mira o escala puede pintarse sobre una estructura existente o en una lamina especial. Las escalas generalmente están calibradas en metros y centímetros. Las marcas utilizadas son similares a las utilizadas en topografía para mejorar la visibilidad. Cuando se necesitan mediciones bastante exactas, se utilizan miras metalizas esmaltadas. Si una corriente lleva una gran cantidad de material en suspensión o desechos industriales, las marcas en la escala pueden desaparecer rápidamente. En estos casos, puede ser de gran ayuda el uso de una mira con aristas aserradas o marcas en relieve.

El otro tipo de mediciones se puede bajar un peso desde un puente o cualquier otra estructura hasta que llegue a la superficie del agua. La elevación del agua puede determinarse restando, desde un punto de referencia, la longitud del cable necesario para esta operación. *El limnómetro de cable y peso* tiene un tambor con una circunferencia tal, que con cada vuelta se suelta un pie de cable. Un contador registra el numero de vueltas a la vez que una escala en el tambor permite estimar centésimos de metro.

## **2.2 SELECCIÓN DEL SITIO**

Si el objeto del limnómetro es únicamente el registro del nivel del agua para prevenir crecientes o ayuda en la navegación, el factor primordial en su localización es la accesibilidad. Si la mira se utiliza para obtener un registro de caudal, se debe seleccionar cuidadosamente el lugar en el cual se va a colocar. La relación entre nivel y caudal es controlada por las características físicas del canal aguas debajo de la mira. Cuando las características que controlan están situadas en un tramo corto del canal, se desarrolla una sección de control. Si la relación caudal elevación esta gobernada por la pendiente, tamaño y rugosidad del canal en un tramo considerable, la estación estará bajo control de canal. En muchos casos un solo control no es efectivo en todos los niveles, pero un complejo de elementos de control lo es a medida que el nivel cambia. El control ideal para aguas bajas es una sección que consiste en rápidos o caídas. Si dicho control esta en rosca, se puede considerar permanente y una vez calibrado será necesario verificarlo muy rara vez. Cuando no exista tal control natural se puede construir un control artificial consistente de una cresta de vertedero baja en concreto, algunas veces con ranura superficial en forma de V que permite una relación estable a niveles bajos. Es probable que el control de canal varíe con el tiempo como resultado de la erosión y sedimentación, por lo cual es necesario efectuar mediciones de caudal con mas frecuencia para mantener una relación exacta de nivel-caudal.

## **2.3 MEDICION DE CAUDAL**

### **2.3.1 Método de utilización de correntómetro.**

Un correntómetro es un instrumento para medir la velocidad de la corriente. Existen algunos modelos que además registran su dirección, profundidad e inclinación respecto de la vertical, temperatura de agua de mar, presión y conductividad. Su modalidad de registro puede ser papeleta inscriptora, cinta magnética o memoria de estado sólido.

Una medición de caudal requiere de la determinación de un número suficiente de velocidades puntuales para permitir calcular una velocidad promedio en la corriente. El área transversal multiplicada por la velocidad promedio dará el caudal total. El número de puntos en los cuales se debe medir la velocidad debe limitarse a aquellos que se pueda realizar dentro de un tiempo razonable, especialmente si el nivel esta cambiando rápidamente, puesto que es deseable completar la medición con un cambio mínimo de nivel.

El procedimiento en la práctica consiste en dividir la corriente en un número de secciones verticales. Ninguna sección debe incluir más de aproximadamente el 10 % de la descarga total; por lo tanto un número típico de secciones será de 20 a 30, dependiendo del ancho del río. La velocidad varia como una parábola, desde cero en el fondo del canal hasta un máximo en (o cerca) de la superficie del agua. Con base a muchos ensayos de campo<sup>13</sup>, se ha encontrado que la variación en la mayoría de los canales es tal que la velocidad promedio a 0,2 y a 0,8 de la profundidad por debajo de la superficie del agua iguala la velocidad media en la vertical. La velocidad a 0,6 por debajo de la superficie del agua aproxima bastante a la velocidad media en la vertical. Se puede verificar si estas suposiciones son adecuadas para una corriente en particular haciendo numerosas determinaciones de velocidad en la vertical.

---

<sup>13</sup> Linsley, Kohler & Paulus, Hidrologia para Ingenieros, McGraw Hill, 1980.

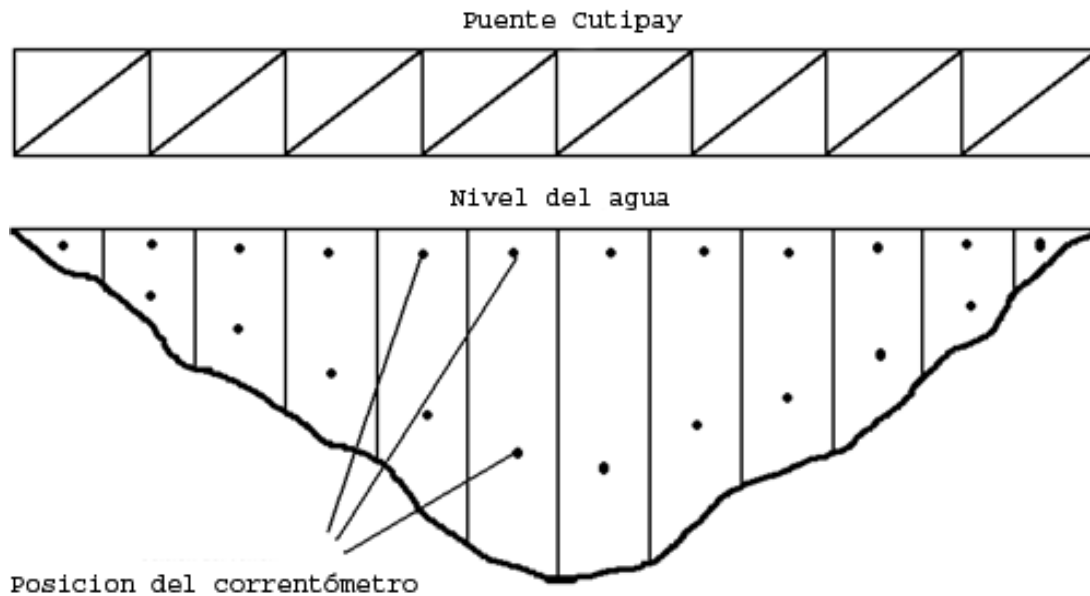


Figura 2.1 Posición del correntómetro para medición de caudal.

Para determinar la velocidad media en la vertical se realizan los siguientes pasos:

- 1.- Se mide la profundidad total del agua mediante un sondeo con el cable.
- 2.- Se levanta el correntómetro hasta 0,8 de la profundidad y se mide a la velocidad accionando el cronómetro hasta 0,8 de la profundidad y se mide la velocidad accionando el cronómetro en un impulso de correntómetro y parándolo en otro impulso aproximadamente 45 segundos después. El número de impulsos contados (tomando el primero como cero) y el tiempo recorrido permite el cálculo de la velocidad a partir de la curva de calibración de correntómetro.
- 3.- Se levanta el correntómetro a 0,2 de la profundidad y se repite el paso 2. En aguas poco profundas, cerca de la orilla, se puede utilizar la determinación de la velocidad en un punto único a 0,6 de la profundidad. Fig. (1) Si las velocidades son altas, el correntómetro y su peso no estarán suspendidos verticalmente por debajo del punto sino que serán arrastrados aguas abajo por la corriente. Bajo estas condiciones la longitud del cable desarrollada es mayor que la distancia vertical verdadera y el correntómetro estará más alto que lo indicado. Se utilizan grandes lastres o pesos para minimizar este efecto, pero si el ángulo

entre la línea y la vertical es demasiado grande, será necesario aplicar una corrección a las profundidades medidas.

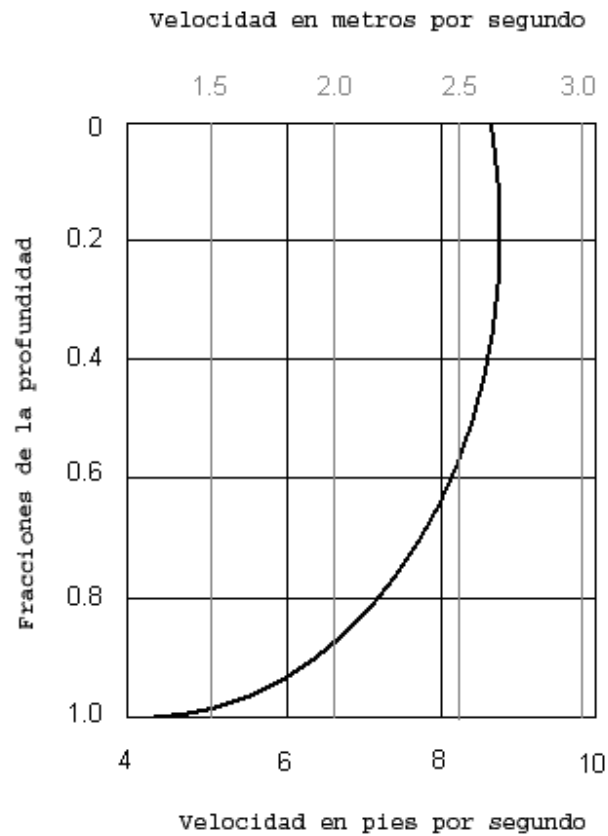


Figura 2.2 Curva de corrección para diferente posición de correntómetro

La corrección real depende de las longitudes relativas de la línea por encima y por debajo de la superficie del agua, pero en un ángulo vertical de 12 grados producirá un error de aproximadamente un 2%. Habrá un error adicional si el correntómetro no está normal a la sección de medición.

El cálculo del caudal total se hace de la siguiente manera.

1.- Se calcula la velocidad promedio en cada vertical promediando las velocidades a 0,2 y 0,8 metros de la profundidad.

2.- Se multiplica la velocidad promedio en la vertical por el área de la sección vertical que se extiende hasta la mitad del camino de los verticales adyacentes. En la figura 3 **ABCD**. Esta área se toma como la correspondiente a la profundidad medida en la vertical **EF** por el ancho de la sección **AB**.

3.- Se suman los incrementos de caudal de las diferentes verticales. La descarga incremental en las orillas **GHI** se toma como cero.

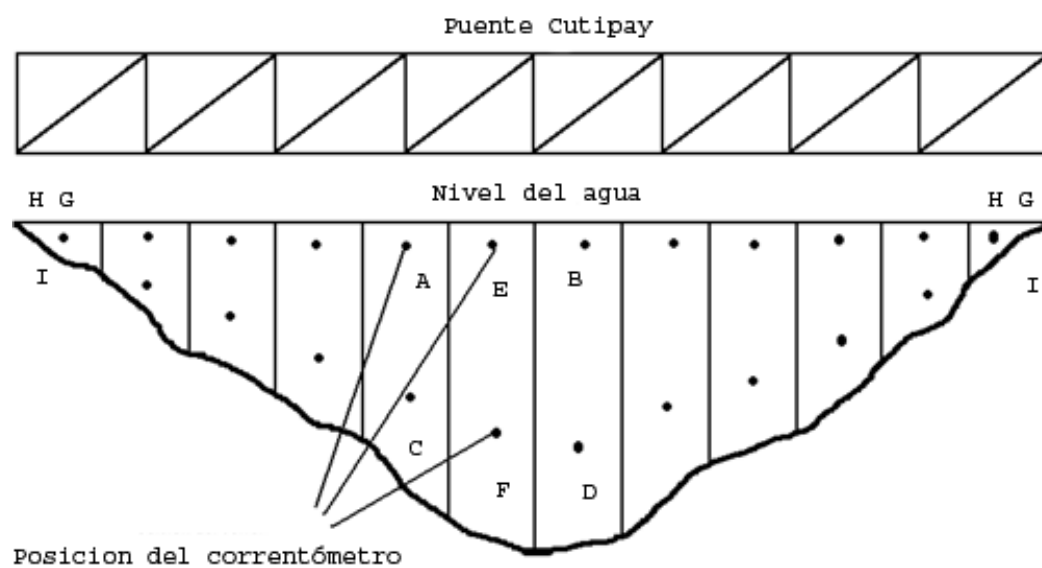


Figura 2.3 Puntos para cálculo de caudal.

### 2.3.2 Método del recipiente

El método del recipiente es una manera muy simple de medir el caudal. Todo el caudal a medir es desviado hacia un balde u barril y se anota el tiempo que toma en llenarlo. El volumen del envase se conoce y el resultado del caudal se obtiene simplemente dividiendo este volumen por el tiempo de llenado. La desventaja de este método es que todo el caudal debe ser canalizado o entubado al envase. A menudo es necesario construir una pequeña presa temporal. Este método resulta muy práctico para caudales pequeños y con cierta altura.

### 2.3.3 Método del área y velocidad

Este método se basa en el principio de continuidad. Para un fluido de densidad constante fluyendo a través de una sección conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media será constante:

$$Area \cdot V_{media} = Q = cte. (m^3 / s)$$

Donde  $V_{media}$  = velocidad promedio del agua en la corriente.

Para hacer eficiente este método se hace uso de flotadores. Se dibuja el perfil de la sección del lecho del río y se establece una sección promedio para una longitud conocida de corriente. Se utilizan una serie de flotadores, podría ser una serie de pedazos de madera, para medir el tiempo que se demoran en recorrer una longitud preestablecida del río. Los resultados son promediados y se obtiene la velocidad superficial del flujo de agua. Esta velocidad deberá ser reducida por un factor de corrección para hallar la velocidad media de la sección. Este factor depende de la profundidad de la corriente. Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida, se obtiene una estimación del valor del volumen de agua que fluye.

Las imprecisiones de este método son obvias. A menos que se considere un canal de pendiente suave y regular, obtener un valor preciso del área de la sección de la corriente del agua será muy difícil y tedioso. La velocidad promedio obtenida no es la velocidad media de la corriente, ya que el flotador está en la superficie del agua y el factor de corrección es solo una aproximación.

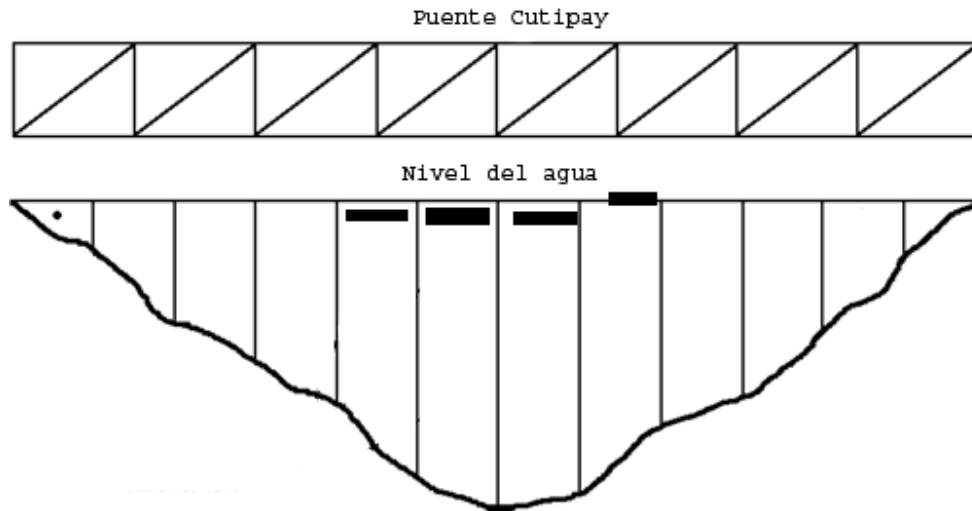


Figura 2.4. Pedazos de madera sobre la superficie para medir velocidad

En general habrá que escoger la mayor longitud posible del arroyo que tenga orillas paralelas con un área de la sección transversal uniforme a lo largo de esta longitud. Una sección de fondo rocoso con obstáculos al flujo, como piedras grandes, llevara a resultados erróneos.

## 2.4 HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE CAUDALES

A fin de entender el proceso, en la tabla 2.1. se dan los datos de aforos, o caudales medidos, ínter diarios de un río determinado tomados durante 3 meses.

Tabla 2.1. Ejemplo de datos de caudales aforados.

<b>DIA</b>	<b>ENERO</b>	<b>FEBRERO</b>	<b>MARZO</b>
<b>1</b>	<b>12.0</b>	<b>7.0</b>	<b>3.0</b>
<b>3</b>	<b>14.0</b>	<b>4.0</b>	<b>2.3</b>
<b>5</b>	<b>11.5</b>	<b>3.0</b>	<b>1.8</b>
<b>7</b>	<b>10.3</b>	<b>2.8</b>	<b>1.4</b>
<b>9</b>	<b>7.7</b>	<b>2.6</b>	<b>1.8</b>
<b>11</b>	<b>6.0</b>	<b>3.0</b>	<b>1.5</b>
<b>13</b>	<b>5.0</b>	<b>4.0</b>	<b>1.3</b>
<b>15</b>	<b>9.0</b>	<b>3.0</b>	<b>1.2</b>
<b>17</b>	<b>7.0</b>	<b>2.4</b>	<b>1.0</b>
<b>19</b>	<b>10.0</b>	<b>2.0</b>	<b>1.0</b>
<b>21</b>	<b>5.5</b>	<b>2.6</b>	<b>1.5</b>
<b>23</b>	<b>4.5</b>	<b>3.4</b>	<b>1.9</b>
<b>25</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	<b>1.4</b>
<b>27</b>	<b>3.8</b>	<b>6.0</b>	<b>1.0</b>
<b>29</b>	<b>4.4</b>	<b>4.6</b>	<b>0.9</b>
<b>31</b>	<b>—</b>	<b>3.3</b>	<b>—</b>

En la tabla 2.2 se puede observar el procesamiento estadístico de los datos. En la primera columna se encuentran los rangos de caudales; en la segunda la frecuencia relativa absoluta de cada rango; en la tercera la frecuencia relativa en términos de porcentaje y, finalmente en la cuarta esta la frecuencia relativa acumulativa en porcentaje. En la primera columna los datos se han ordenado de menor a mayor con el fin de facilitar la interpretación de la curva de duración y la grafica de la misma.

Tabla 2.2 Frecuencia absoluta y relativa y duración de caudales.

$(Q_i - Q_{i-1})$	F	Fr (%)	Duración (%)
14 -13	1	2.2	2.2
13-12	1	2.2	4.3
12-11	1	2.2	6.5
11-10	1	2.2	8.7
10-9	1	2.2	10.9
9-8	1	2.2	13.0
8-7	1	2.2	15.2
7-6	2	4.3	19.6
6-5	3	6.5	26.1
5-4	4	8.7	34.8
4-3	7	15.2	50.0
3-2	9	19.6	69.6
2-1	10	21.7	91.3
1-0	4	8.7	100.0

## 2.5. CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES.

Nos da la probabilidad como un porcentaje de tiempo de todo el periodo de aforos, en el cual el caudal es igual o menor al caudal correspondiente ha dicho porcentaje de tiempo. Ejemplo: en el grafico de la figura 2.5 se puede decir que el 70 % del tiempo se producen caudales menores o iguales a  $2.5 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### Curva de duracion de caudales

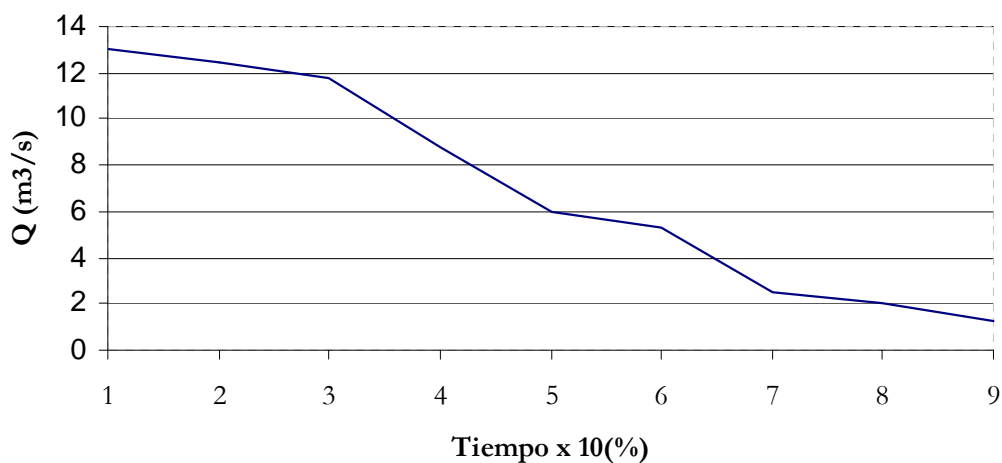


Figura 2.5. Grafico curva de duración de caudales

En términos prácticos, la frecuencia relativa acumulativa viene a ser la duración en términos de porcentaje. Para calcular la frecuencia relativa de cada rango se divide el número de ocurrencias entre el número total de aforos:

$$fr(\%) = (F / N) \cdot 100$$

El caudal medio se determina mediante la siguiente expresión:

$$Q_m = \sum Q_i \cdot fr / 100$$

Aunque lo mas relevante para el análisis hidrológico es la curva de duración, la curva de frecuencias es la curva de duración, la curva de frecuencias relativas también tiene importancia ya que nos permite visualizar a priori la mayor o menor concentración de datos (aforos para cada caudal o rango de caudales). En la figura 2.6 se puede apreciar que el caudal de mayor persistencia es el de 1.5 m<sup>3</sup>/s.

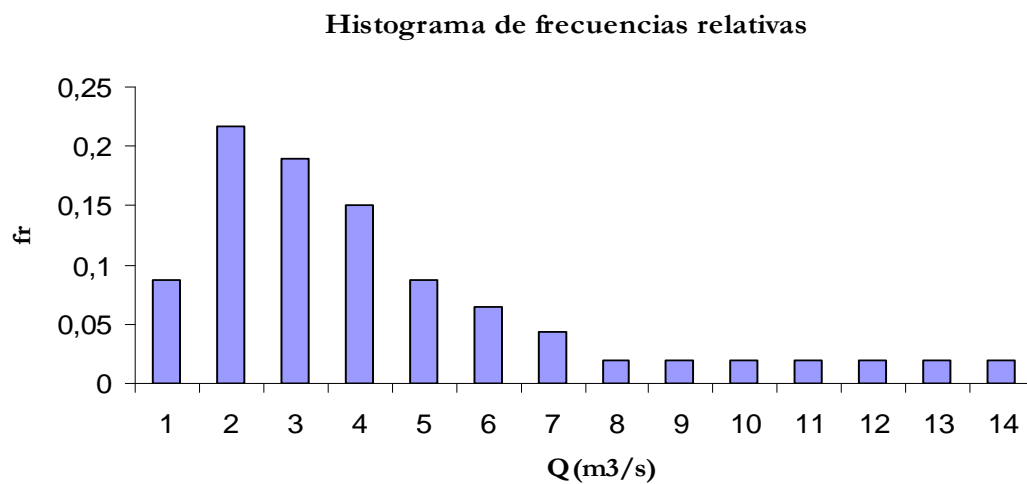


Figura 2.6 Histograma de frecuencias relativas

Una vez obtenida la curva de duración, dependerá del proyectista decidir sobre el caudal de diseño. Evidentemente si queremos que la central trabaje el 100% del tiempo a plena carga, el caudal de diseño será muy pequeño. Si esto no es importante y queremos que trabaje un 70 % de tiempo a plena carga, el caudal de diseño será mucho mayor.

Además del caudal de diseño hay que *analizar el tipo de turbina a utilizar*. Como ejemplo es posible considerar que con los datos obtenidos, sabiendo que el caudal tiene una altura de 120 metros y consideramos una eficiencia total del sistema de 48% (entregados a la red), obtenemos la siguiente tabla de duración de potencias y las energías posibles de generar para los diferentes rangos de caudales.

En la tabla 2.3 se puede apreciar las diferentes potencias posibles de obtener según diferentes valores de caudal de diseño y, a la vez, el periodo que el equipo estará funcionando a plena carga (duración).

Si se multiplica la potencia por la duración se obtendrá la energía total generada al año para los diferentes caudales de diseño:

$$Energia = \frac{Pot \cdot Duracion \cdot 365dias \cdot 24hrs}{100} \left[ \frac{kWh}{año} \right]$$

Tabla 2.3 Potencias a generar considerando rangos de caudal

<b>(<math>Q_I - Q_{I-1}</math>)</b>	<b><math>Q_{im}(m^3/s)</math></b>	<b>Potencia relativa (Kwh.)</b>	<b>Duración (%)</b>	<b>Energía Kwh. <math>\times 10^5</math></b>
<b>14 - 13</b>	<b>13.5</b>	<b>9720</b>	<b>2.2</b>	<b>18.7</b>
<b>13 - 12</b>	<b>12.5</b>	<b>9000</b>	<b>4.3</b>	<b>33.9</b>
<b>12 - 11</b>	<b>11.5</b>	<b>8280</b>	<b>6.5</b>	<b>47.1</b>
<b>11 - 10</b>	<b>10.5</b>	<b>7560</b>	<b>8.7</b>	<b>57.6</b>
<b>10 - 09</b>	<b>9.5</b>	<b>6840</b>	<b>10.9</b>	<b>65.3</b>
<b>09 - 08</b>	<b>8.5</b>	<b>6120</b>	<b>13.0</b>	<b>69.7</b>
<b>08 - 07</b>	<b>7.5</b>	<b>5400</b>	<b>15.2</b>	<b>71.9</b>
<b>07 - 06</b>	<b>6.5</b>	<b>4680</b>	<b>19.6</b>	<b>80.4</b>
<b>06 - 05</b>	<b>5.5</b>	<b>3960</b>	<b>26.1</b>	<b>90.5</b>
<b>05 - 04</b>	<b>4.5</b>	<b>3240</b>	<b>34.8</b>	<b>98.8</b>
<b>04 - 03</b>	<b>3.5</b>	<b>2520</b>	<b>50.0</b>	<b>110.4</b>
<b>03 - 02</b>	<b>2.5</b>	<b>1800</b>	<b>69.6</b>	<b>109.7</b>
<b>02 - 01</b>	<b>1.5</b>	<b>1080</b>	<b>91.3</b>	<b>86.4</b>
<b>01 - 00</b>	<b>0.5</b>	<b>360</b>	<b>100.0</b>	<b>31.5</b>

## 2.6 CURVA DE DURACIÓN DE POTENCIAS.

En algunos casos, es importante conocer la cantidad de energía posible de generar utilizando uno u otro valor de caudal de diseño, es decir cuantos Kwh. al año podría generar. Un caso típico podría ser, por ejemplo, si la red nacional asegura la compra de toda la energía producida. Esto significa que debemos buscar un caudal tal que produzca un máximo de Kwh. al año sin importar si se produce en 6 u 8 meses. Incluso durante los meses restantes la central podría estar sin funcionar.

Para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración en eje de potencias multiplicando por  $\gamma \times H \times \eta$  puesto que potencia  $P = \gamma \times H \times Q \times \eta$ . Conservando los valores del eje de las ordenadas podemos graficar una curva de duración de potencias.

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H \cdot \eta}{1000} [KW]$$

## 2.7 CARACTERÍSTICAS DE LAS CUENCAS

Las características físicas de la cuenca tienen una influencia importante en el escurrimiento del agua. El área de la cuenca es un dato muy importante en todo estudio de hidrológica. Una cuenca de gran área tendrá una tendencia menor a tener picos pronunciados en los caudales de avenida que una cuenca pequeña. Además, en una cuenca de mayor área los valores del escurrimiento mínimo en el año serán mayores que en pequeñas cuencas debido a una mayor cantidad de acuíferos subterráneos y a la menor influencia de las lluvias locales. El área de la cuenca se puede calcular utilizando mapas topográficos que muestren curvas de nivel. Los mapas disponibles, por lo general, están a una escala de 1:100000 ó 1:25000. Un modo rápido de calcular el área es trazando en un mapa los límites de la cuenca y, con ayuda de un papel milimetrado transparente, contar el número de cuadrados de 1 cm o de 1 Mm, según sea el caso. Para obtener el resultado final, hay que tener en cuenta la escala del mapa para hacer la conversión y tener el área en Km<sup>2</sup>.

## 2.8 TURBINAS HIDRÁULICAS

En el proceso de transformación de la energía de un fluido en energía mecánica o viceversa, se emplean diferentes tipos de máquinas, que pueden clasificarse de la siguiente manera.

- a) Máquinas gravimétrica
- b) Máquinas hidrostáticas o de desplazamiento
- c) Máquinas roto dinámicas o turbo mecánicas

Las máquinas gravimétricas utilizan la variación de la energía geodésica del fluido. A ellas pertenecen, por ejemplo las ruedas hidráulicas. Las máquinas de desplazamiento aprovechan las variaciones de la energía de presión del fluido. Se construyen en dos variantes: reciprocantes y rotativas. A este tipo pertenecen por ejemplo las máquinas de vapor, los motores de combustión interna de ciclo diesel, etc. Una turbina hidráulica viene a ser una turbomáquina hidráulica, en el cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de alabes rotativos. En este sistema denominado rodete, puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua o, en otros casos, una desviación y una aceleración de este flujo.

## **2.8.1 PARTES DE UNA TURBINA HIDRÁULICA.**

### **2.8.1.1 El distribuidor**

Es un elemento estático, pues no posee velocidad angular y en él no se produce trabajo mecánico. Sus funciones son:

- a) Acelerar el flujo de agua al transformar total (turbina de acción), o parcialmente (turbina de reacción) la energía potencial del agua en energía cinética.
- b) Dirigir el agua hacia el rodete, siguiendo una dirección adecuada.
- c) Actuar como un órgano regulador del caudal.

El distribuidor adopta diferentes formas; puede ser del tipo inyector en las turbinas de acción, o de forma radial, semi axial y axial en las turbinas de acción.

### **2.8.1.2 El rodete**

Llamado también rotor o rueda, este elemento es el órgano fundamental de las turbinas hidráulicas. Consta esencialmente de un disco provisto de un sistema de alabes, paletas o cucharas, que está animado por una cierta velocidad angular. La transformación de la energía hidráulica del salto en energía mecánica se produce en el rodete, mediante la aceleración y desviación, o por la simple desviación del flujo de agua a su paso por los alabes.



Figura 2.7. Rodete Pelton

## **2.8.2 TIPOS DE TURBINAS HIDRÁULICAS.**

### **2.8.2.1 Turbinas de acción**

- a) Turbinas Pelton de 1 o mas inyectores
- b) Turbinas Turgo
- c) Turbinas Michell-Banki

### **2.8.2.2 Turbinas de reacción**

- a) Bomba roto dinámica operando como turbina
- b) Turbinas Francis, en sus variantes lenta, normal y rápida
- c) Turbinas Deriaz
- d) Turbinas Kaplan y de hélice
- e) Turbinas axiales, en sus variantes: tubular, bulbo y de generador periférico.

La tabla 2. 4. resume las características principales de las turbinas anteriormente mencionadas.

Tabla 2.4. Características principales de turbinas hidráulicas

<b>Turbina</b>	<b>Inventor y año de Patente</b>	<b>N<sub>s</sub> (rpm, HP, m) rpm</b>	<b>Q m<sup>3</sup>/s</b>	<b>H m</b>	<b>P KW</b>	<b>η<sub>MAX</sub> %</b>
PELTON	Léster Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30 – 50 4 Ch: 30 – 50 6 Ch: 50 – 70	0.05 – 50	30 – 1800	2 – 300000	<b>91</b>
TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60 – 260	0.025 – 10	15 – 300	5 – 8000	<b>85</b>
MICHELL- BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917 - 1919	40 – 160	0.025 – 5	1 – 50 (200)	1 – 750	<b>82</b>
Bomba roto dinámica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30 – 170	0.05 – 0.25	10 – 250	5 – 500	<b>80</b>
FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60 – 150 N: 150 – 250 R: 250 – 400	1- 500	2 – 750	2 – 750000	<b>92</b>
DERIAZ	P.Deriaz (Suiza) 1956	60 – 400	500	30 –130	100000	<b>92</b>
KAPLAN y de hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300 - 800	1000	5 - 80	2 - 200000	<b>93</b>
AXIALES: Tubular Bulbo Generador Periférico	Kuhne – 1930 Hugenin – 1933 Harza - 1919	300 – 800	600	5 – 30	100000	93

$N_s$  = Velocidad específica; Ch: Chorro; L: Lento; N: Normal; R: Rápida;  $\eta$ : rendimiento

### 2.8.3 POTENCIA DE UNA TURBINA.

Son elevados y complejos los cálculos relacionados con las turbinas hidráulicas, los cuales se ponen de manifiesto, en la mayoría de los casos como resultado de los ensayos y experiencias llevadas a cabo por los técnicos de las casas constructoras.

No obstante, existen unas series de fórmulas basadas en fenómenos físicos ligados con la mecánica, hidráulica, etc.

Aunque está fuera de nuestro cometido la realización de todo planteamiento matemático sobre las turbinas hidráulicas, las cuales, previamente a ser instaladas en la central, han sido perfectamente calculadas, de acuerdo con las características y exigencias del aprovechamiento hidroeléctrico para el que son proyectadas, vamos a hacer referencia a una expresión que consideramos de utilidad con vista a temas futuros, la **potencia de una turbina hidráulica**.

Tal concepto, depende directamente de la potencia del salto de agua, perteneciente a la turbina para la que se plantea el cálculo de la potencia útil presente en el eje del grupo.

Fórmulas: Expresando la potencia de la turbina en CV tenemos:

$$P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{75} \cdot \eta_t$$

En la que: P = potencia en CV.

Q = caudal en metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ).

H = altura del salto en m.

$\eta_t$  = rendimiento de la turbina, en tanto por uno.

1000 = cantidad de litros de agua (o kg) en un  $m^3$ .

75 = proviene de la equivalencia existente entre el CV y el kgm/s, como unidades de potencia.

$$\text{De donde: } P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{75}.$$

Ampliando el cálculo al alternador, y considerando el rendimiento total  $\eta_T$ , producto del rendimiento  $\eta_t$  en la turbina por el rendimiento  $\eta_a$  en el alternador tenemos:

$$P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{75} \cdot \eta_t$$

Donde

$$\eta_T = \eta_t + \eta_a$$

Siendo 1 KW = 1,36 CV, la expresión de la potencia en KW es:

$$P_{KW} = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{1,36 \cdot 75} \cdot \eta_t$$

Los valores del rendimiento en la turbina oscilan entre 0,8 y 0,95, y en el alternador entre 0,92 y 0,98. En ambos casos dependen de las dimensiones de las máquinas, llegándose a valores de rendimiento total entre 0,8 y 0,92.

Si hacemos una estimación en la que  $\eta_T \cong 0,9$ , obtenemos las siguientes fórmulas generalizadas, fáciles de recordar:

$$P \cong 12 \cdot Q \cdot H$$

$$P_{KW} \cong 9 \cdot Q \cdot H$$

### 2.8.4 SELECCIÓN RÁPIDA DE UNA TURBINA

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una *micro central hidráulica*, utilizando el diagrama de la tabla 2.5 en la que aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

Tabla 2.5. Eficiencia del grupo de generación ( $\eta_{GR}$ )  
Fuente: ONUDI Mini Hydro Power Stations.

POTENCIA (Kw.)	TIPO DE TURBINA			
	PELTON	MICHELL-BANKI	FRANCIS	AXIAL
< 50	58-65%	54-62%	59-65%	58-66%
51-500	65-69	62-65	66-70	66-70
501-5000	69-73	65*	70-74	70-74

\* Limitación por máxima potencia de 1000 Kw.

Tabla 2.6. Clasificación de Micro central Hidráulica según la potencia

REGION	INSTITUCION	MICRO CENTRAL	MINI CENTRAL	PEQUEÑA CENTRAL
Mundial	ONUUDI <sup>1</sup>	< 100 Kw.	101-2000 Kw.	2000-10000 Kw.
Latinoamérica	OLADE <sup>2</sup>	< 50 Kw.	51- 500 Kw.	500- 5000 Kw.

1. Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
2. Organización latinoamericana de la Energía.

# Capítulo III

## GENERADORES ELECTRICOS EN MICROCENTRALES

### 3.1 GENERADORES ELÉCTRICOS EN MICROCENTRALES HIDRÁULICAS

Los generadores eléctricos para estas aplicaciones son maquinas eléctricas rotativas que se acoplan directa o indirectamente a los rodets de las turbinas y así, conjuntamente, producen energía eléctrica o electricidad.

### 3.2 PRINCIPIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

#### 3.2.1 Inducción electromagnética.

Sea un campo magnético  $\Phi$ , cuya unidad es el Weber formado por líneas continuas de flujo emergiendo desde el polo norte y entrando desde el polo sur en un imán, (un polo  $p$ , es la unidad de carga magnética. Una o mas bobinas cada cual de una o mas espiras o vueltas  $N$ , ubicadas entre ambos polos. Al variar el numero de líneas de flujo que abrazan estas bobinas se induce o crea en ellas una tensión en voltios denominada fuerza electromotriz – FEM, que tomara el símbolo  $E$ .

Los elementos así formados que dan lugar a una maquina eléctrica rotativa son *Campo*, formado por líneas de flujo  $\Phi$  y *Armadura*, que es la bobina o bobinas de  $N$  vueltas en cuyos extremos se presenta la tensión  $E$ . En este caso, la variación de líneas de flujo es causada por el movimiento rotativo a la velocidad  $n$  den RPM, aplicado por el giro del rodete de la turbina a uno de los elementos anteriores.

Según el elemento al cual se le aplica el movimiento giratorio, los sistemas son:

**a) De armadura rotativa y campo estático.** Si las bobinas a las que se les induce tensión son las que giran como el generador de corriente continua convencional.

**b) De campo rotativo y de armadura estática.** Si el campo es el que gira y las bobinas a quienes se les induce tensión permanecen estáticas como el generador síncrono y asíncrono. Comúnmente al elemento estático se le llama **estator**, y al elemento rotativo, **rotor**. La frecuencia del pulso eléctrico alterno depende directamente de la velocidad de giro de la maquina y cumple con la relación:

$$f(\text{Hz}) = \frac{n(\text{RPM}) \cdot p(\text{polos})}{120}$$

Donde la maquina mas elemental tiene solo dos polos y las más avanzadas tienen mayor numero de polos.

### **3.2.2 Fuerzas en un campo magnético sobre los conductores con corriente circulante**

La corriente que recorre un conductor origina lazos de flujo magnético alrededor de si mismo. Si el conductor esta dentro de un campo magnético causa una concentración de flujo  $\Phi$  al lado del conductor donde coinciden en sentido, así como una disminución sobre el lado donde son opuestos.

En un generador, la concentración de líneas de flujo produce un par de fuerzas (torque), que trata de detener el movimiento rotativo y regresar a la bobina a su posición inicial. Para vencer este par de fuerzas, el accionamiento primo, la turbina, debe entregar mas energía mecánica y así mantener el movimiento. Al aumento de corriente circulante por el conductor (la bobina), aumentara la necesidad de energía mecánica. Al corriente circulante aumenta cuando se conecta mas carga eléctrica a la armadura del generador.

### 3.2.3 Reacción de armadura.

En la figura 2. se puede observar que, el lado del conductor donde los flujos son opuestos, hay una pérdida de líneas de campo (pérdida de fuerza) por efecto del flujo creado por la corriente que circula por el conductor; esta disminución de magnitud de las líneas, se refleja como pérdida de tensión inducida. A más corriente circulante, más líneas en oposición, luego un menor flujo abrazando a la bobina y, por lo tanto menor tensión inducida. En efecto la reacción de armadura se define de la siguiente manera. A mayor carga eléctrica o mayor corriente por la armadura, mayor caída de tensión.

### 3.2.4 Excitación de campo

Ya sabemos que los conductores que llevan corriente producen un flujo magnético  $\Phi$ . En los polos principales el flujo se obtiene a partir de bobinas conductoras con  $N_E$  vueltas ubicadas alrededor de los cuerpos de los polos llamados bobinas de campo y hacerles circular una corriente  $I_E$ , o corriente de excitación de campo.

El suministro de campo puede ser:

- Desde una fuente externa de corriente (por ejemplo, una batería), llamada *excitación independiente*.
- Desde la misma armadura del generador, tensión, denominada *auto excitación*.
- Usando la corriente de carga del generador, o *excitación serie*.
- Usando excitación mixta desde la armadura y la corriente de carga del generador, o *excitación compuesta*.

### 3.3 COMPONENTES DE GENERADORES ELÉCTRICOS

#### 3.3.1 Circuito magnético

De manera semejante a un fluido, el flujo magnético se transporta por un conductor que se caracteriza por mínimas pérdidas de flujo y de energía impulsora. El elemento conductor es hierro en aleaciones especiales y generalmente laminado que al apilarse forma un núcleo magnético.

Cuando los conductores alcanzan los límites de su capacidad conductora a fuertes aumentos de corriente de excitación corresponde pequeños aumentos de tensión generada. A este estado se le denomina **saturación**.

Cuando el flujo es alterno, por las conmutaciones de polaridad de norte a sur (al girar el campo) producen pérdidas de energía en el hierro, que se convierten en calor. La cantidad depende de la magnitud del flujo, la frecuencia y el espesor y calidad de láminas de núcleo. El **magnetismo remanente** es la pequeña cantidad de energía magnética que almacenan los núcleos hechos de materiales ferromagnéticos y que sirven para inicializar la generación eléctrica o cebado en las máquinas auto excitadas.

#### 3.3.2 Circuito eléctrico

Esta formado por las bobinas y las conexiones de esta por donde circula la corriente eléctrica. Las bobinas de campo y de armadura se hacen comúnmente de alambre redondo o de platina de cobre. La conexión de un conductor estático a otro rotativo se hace con las escobillas que son de carbón graficado como elemento estático y el colector que se monta sobre el eje rotatorio. El paso de corriente por la resistencia natural de todo conductor produce pérdidas que se manifiestan como calor; efecto Joule, luego a más corriente, más perdido y más calor.

#### 3.3.3 Aislamiento- circuito dieléctrico y térmico.

El aislamiento eléctrico impide el paso de la corriente eléctrica de un conductor a otro. Se encuentra en un generador en:

- El esmalte que cubre el alambre de cobre de las bobinas.
- Las laminas aislantes que se separan las bobinas.
- Las laminas aislantes que separan los conductores de cobre de los núcleos de hierro.
- Los barnices que recubren y dan adherencia mecánica a los bobinados.

Según el material usado como aislante, se dimensionan la temperatura de trabajo del generador y, con ello, la capacidad y periodo de uso de la maquina.

La clasificación internacional de los aislamientos indica:

<b>Clase</b>	<b>Material</b>
A	Algodón, madera, papel impregnado con barniza, resina fenólicas. Temperatura máxima: 105° C
B	Mica, asbestos laminados, fibra de vidrio Temperatura máxima: 130° C
F	Fibra de vidrio, poliéster, papel arámido o nomex Temperatura máxima: 155° C
H	Fibra de vidrio, poliéster imídico, papel mica, resinas siliconas Temperatura máxima: 180° C

Las diferentes normas condicionan la operación de las maquinas a los siguientes limites de temperatura considerando una **temperatura ambiente de 40 ° C.**

<b>Clase de aislamiento</b>	<b>Sobre elevación de temperatura admisible</b>	<b>Temperatura total máxima en el aislamiento</b>

A	60° C	100° C
B	80° C	120° C
F	100° C	140° C
H	125° C	165° C

El periodo de servicio que NEMA (National Electrical Manufacturers Association) asigna el aislamiento a la temperatura total máxima, es de un promedio de 20000 horas. La aplicación de una clase de aislamiento determina el tamaño de la maquina; así, a mayor temperatura de trabajo disminuye el tamaño, y por lo tanto, el peso del equipo,, pero se incrementan las perdidas y la eficiencia es menor. En la fabricación de generadores, se le prefiere el aislamiento clase F porque permite una buena optimización técnica de dimensiones, eficiencias y niveles térmicos compatibles con componentes comerciales; en el aspecto económico, arroja la segunda relación comercial mas alta potencia / Peso, y los materiales son de amplia comercialización. En segundo lugar de preferencia esta la clase B por su eficiencia y temperaturas mas manejables, aunque tiene mayor costo.

### 3.4 GENERADOR SÍNCRONO

El generador síncrono es la maquina de uso prioritario en las unidades de generación. Con el tiempo ha tenido una tremenda evolución en su análisis, magnitud de potencia, y métodos de enfriamiento; sin embargo su estructura básica sigue siendo la misma que cuando fue introducida en el siglo pasado.

#### 3.4.1 Velocidad sincrónica

Es la velocidad de giro de la máquina en rpm, que permanece invariable y origina en la corriente alterna la frecuencia sincrónica normalizada. La velocidad rotativa es dada por la máquina, en este caso la turbina hidráulica.

- a) Frecuencia síncronas normalizadas: 50 y 60 Hz.
- b) Velocidades síncronas deducibles de la frecuencia  $f$  y el numero de polos  $p$  de la maquina:

$$N_s(RPM) = \frac{120 \cdot f}{p}$$

### 3.4.2 Generador síncrono-principio de operación.

El generador síncrono tiene el bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna, de ahí que también se denomina alternador. La frecuencia de la tensión de salida es la síncrona, la forma de onda puede tomarse como senoidal y por el acomodo de las bobinas de armadura dar a lugar a una o más fases. La figura muestra los distintos tipos de conexiones de alternadores, según el tipo de sistema.

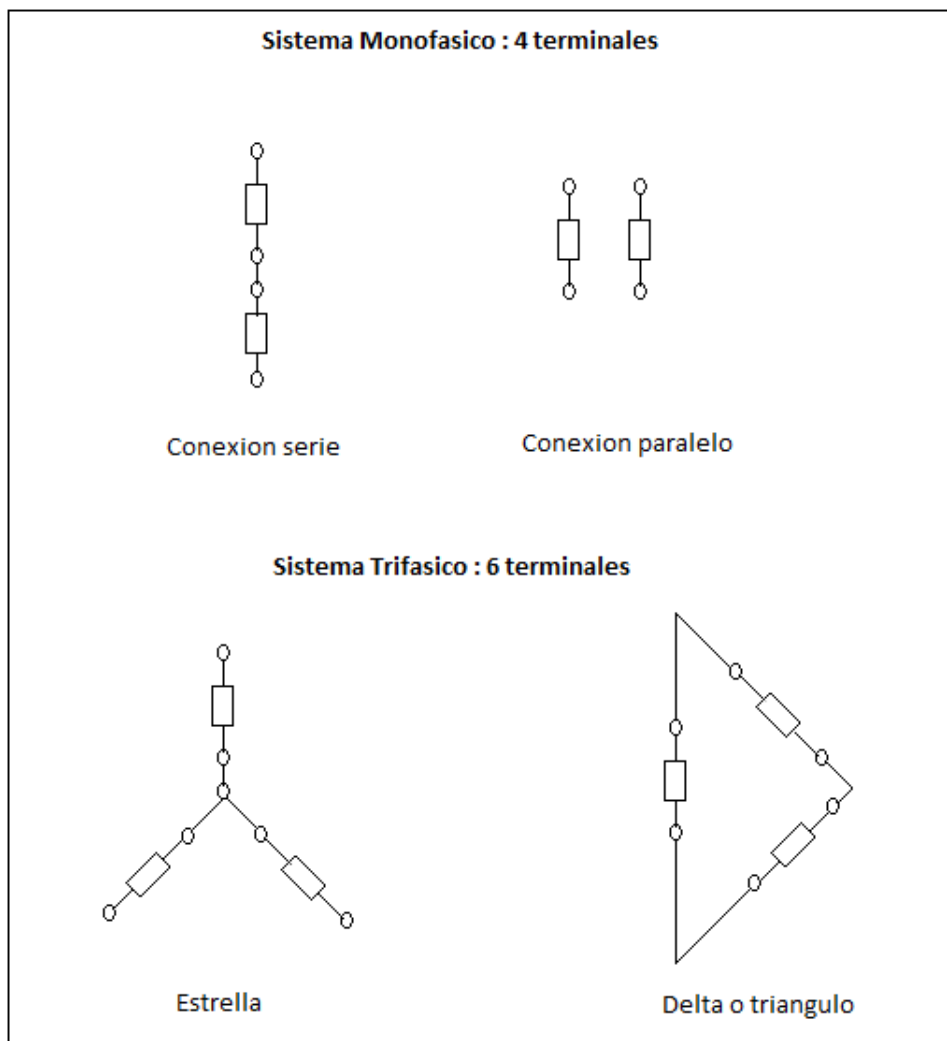


Figura 3.2. Conexiones alternador monofásico y trifásico

El sistema trifásico es el más difundido por lo siguiente:

- Es el método más simple y económico de producir energía eléctrica; su transporte es más liviano (alternador 75% de peso y conductor 87% de peso equivalente al monofásico).
- Es el método más simple y económico de consumo de energía ( 5 % de pérdidas en la conducción, dispositivos por lo menos 2% más eficientes que el monofásico equivalente)
- Motores eléctricos más simples, no usan condensadores para el arranque, menos pesados, más eficientes que el monofásico equivalente, y con amplia difusión comercial.

**3.4.3 Excitatriz.** Es el generador auxiliar que provee de corriente eléctrica al campo. Usualmente se monta sobre el eje del alternador para aprovechar la misma fuente mecánica de rotación

### **3.5 CONSTRUCCIÓN DE UN ALTERNADOR.**

Se presentan las siguientes formas constructivas.

#### **Por la ubicación del campo:**

- a) **Armadura rotativa.** El campo está estático y sus componentes son idénticos al generador de corriente continua. El colector está formado por anillos rozantes, por lo que es una máquina de alta robustez. En la actualidad se produce en pequeñas cantidades y está limitado a bajas potencias por la dificultad de dar salida con escobillas a la corriente generada y por los altos pesos de los bobinados en el rotor que implicaría el incremento de potencia.
- b) **Campo rotativo.** La armadura está constituida por el estator y el campo del rotor. Es la forma más difundida de fabricación.

### Por el uso de escobillas:

- a) **Con escobillas.** Como en el caso del alternador de armadura rotativa, también se aplica al de campo rotativo. Antiguamente la excitatriz era un dinamo y la corriente continua de excitación se inyectaba a través de carbones y anillos rozantes. En la actualidad se usa escobillas en los alternadores de pequeña corriente de excitación; también en los alternadores muy grandes donde las excitatrices son dispositivos del estado sólido que veremos a continuación.
- b) **Sin escobillas.** El uso confiable y económico de los rectificadores de silicio dio lugar al generador síncrono sin escobillas que se compone de:
- un alternador de campo rotativo como fuente de potencia de consumo o alternador principal.
  - Un alternador de armadura rotativa trifásico como excitatriz.
  - Un puente rectificador con diodos de silicio que vuelve continua la corriente producida por la excitatriz y excita el campo del generador principal.

### 3.5.1 Regulación de tensión

En sistemas autónomos como una micro central que no se interconectan a otra red de energía eléctrica, los alternadores atienden carga doméstica, iluminación pública y energía industrial. Para un trabajo adecuado es necesario el control de la tensión de salida que se logra manteniendo la regulación de tensión en estrechos valores.

Se recuerda que la reacción de armadura producida por el paso de corriente de carga y su factor de potencia causa un efecto desmagnetizante que hace caer de valor a la tensión generada.

La regulación de tensión es la relación porcentual de la diferencia entre la tensión de vacío (sin carga)  $V_0$  menos la tensión con carga  $V$  referida a la tensión de vacío.

$$V(\%) = \frac{(V_0 - V)}{V \cdot 100}$$

### 3.5.2 Regulador automático de tensión o AVR electrónico.

Principio de operación. Es un dispositivo fabricado con elementos de estado sólido montados sobre una tarjeta impresa. La misión fundamental es mantener el nivel de tensión constante a cualquier condición de carga dentro del valor nominal del alternador aún con variaciones de velocidad (5%)

Toma como señal la tensión de salida del alternador, la compara y emite automáticamente hacia el campo de la excitatriz la corriente continua necesaria para mantener la tensión en el nivel de calibración.

Dividiendo un AVR en circuitos operativos tenemos.

- a) **Circuito sensor y comparador.** Toma la señal y compara con una referencia precalibrada y detecta el error.
- b) **Circuito amplificador del error y de control de disparo.** Detectado el error, es traducido y retenido por un tiempo, luego del cual se emite la señal que dispara el tiristor o rectificador de silicio cuya conducción de corriente es controlable.
- c) **Circuito control de potencia.** Formado por diodos y tiristores. Toma la potencia del mismo alternador; según el error y la señal del disparo rectifica la corriente que se aplica al campo de excitatriz para corregir las variaciones de tensión.
- d) **Circuito de estabilidad.** Es un circuito de realimentación de señal para detectar si la corrección de excitación es apropiada. Es calibrable y depende de las características de conjunto AVR y el alternador. De este circuito depende la velocidad de respuesta del equipo ante cambios bruscos de carga.
- e) **Circuito de protección por baja velocidad motriz.** El AVR básico solo sensa tensión. Consecuentemente, para evitar sobreexcitación por caída en la velocidad de giro, estos dispositivos incluyen un circuito que sensa la frecuencia y, ante una disminución de la misma por debajo de un valor calibrado, dejan pasar menos corriente de excitación de manera que la tensión de salida disminuye de manera que

la tensión de salida disminuye proporcionalmente a la caída de velocidad. Este circuito no actúa sobre el *regulador de velocidad de la turbina*.

Este sistema de excitación fue construido especialmente para los generadores sin escobillas por la reducida potencia de excitación que demandan las excitatrices, pero luego se ha extendido su aplicación a los alternadores de mayor potencia constituyendo los llamados excitadores estáticos. Los niveles de regulación de tensión se encuentran en valores usuales de  $\pm 1.5\%$  llegando hasta  $\pm 0.25\%$

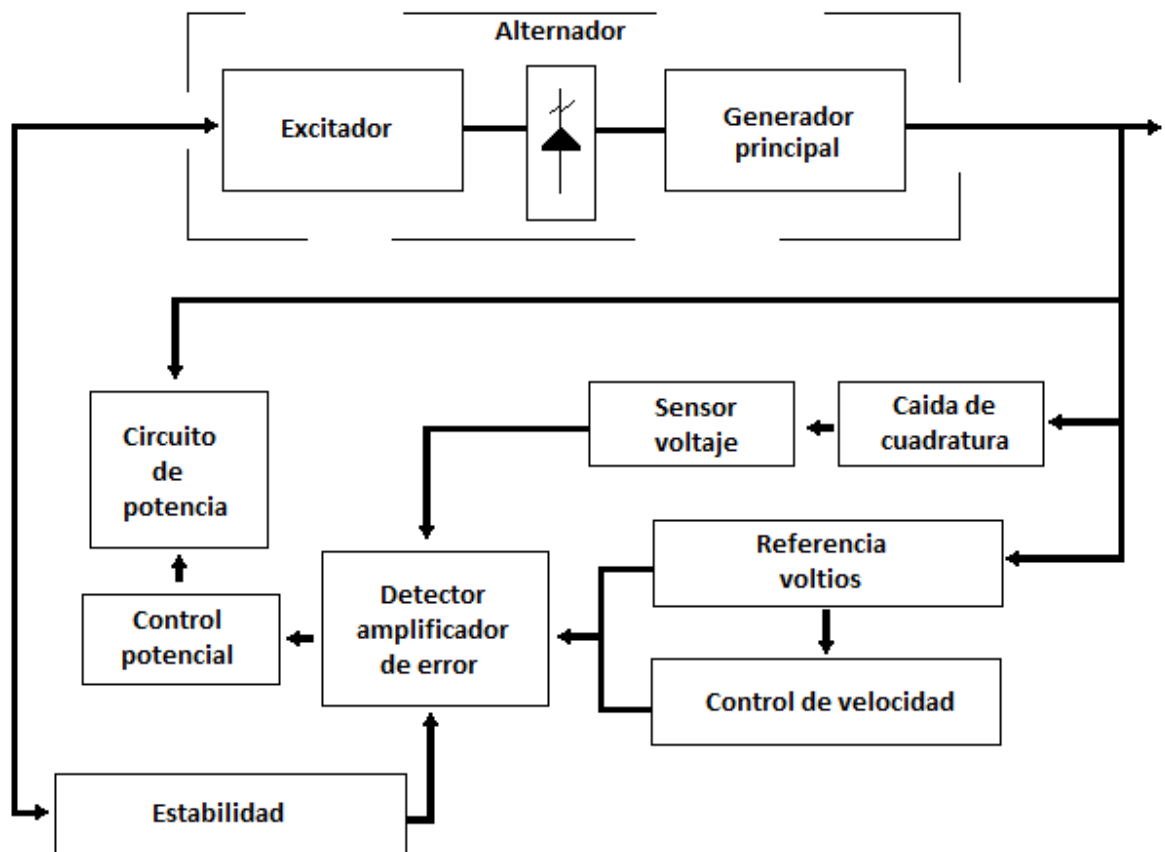


Figura 3.3. Diagrama de bloques de un AVR electrónico

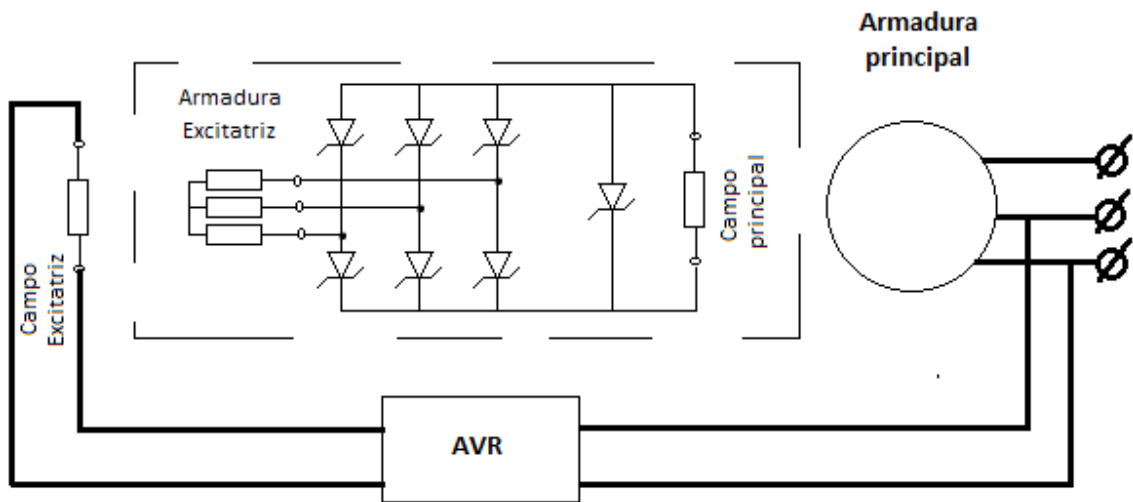


Figura 3.4. Conexión de un AVR a un alternador

### 3.5.3 Calibración

- a) Tensión.** Todo AVR dispone de un potenciómetro para calibrar la tensión desde la misma unidad. Puede existir un segundo potenciómetro que se coloca en el panel de control del equipo generador. El calibrado de este último es posterior al primero y, para realizarlo, se gira el cursor del potenciómetro en sentido horario si se quiere aumentar la tensión de salida. El calibrado se hace con el alternador girando a la velocidad nominal y sin carga; el valor no debe exceder del 5 % del nivel del valor nominal, salvo la indicación del fabricante.
- b) Estabilidad.** En la unidad hay otro potenciómetro que sirve para calibrar la estabilidad; en sentido horario la respuesta del sistema es más lenta. Sin embargo, se tiene que girar en ambos sentidos hasta conseguir que la tensión de salida este sin oscilar. El calibrado se realiza a la velocidad nominal y con carga, mejor aun si es la total.

### 3.5.4 Regulador de tensión automático compuesto.

**3.5.4.1 Principio de operación.** Es un sistema electromagnético sin realimentación de señal y esta conformado por lo siguiente:

- Una reactancia lineal que se encarga de suministrar la corriente para la excitación de la tensión de vacío.
- Un transformador de corriente conectado en serie con la carga que incrementa la corriente de excitación para compensar a la reacción de armadura en magnitud y fase.
- Un puente rectificador donde ambas corrientes se suman geoméricamente y se convierten en corriente continua de excitación.

Es un sistema de regulación muy antiguo. Con un buen dimensionado se llega a conseguir regulaciones de  $\pm 2\%$  y es usual conseguir que cualquier alternador excitado con este sistema tenga una regulación de  $\pm 3.5\%$ . La aplicación normal es en alternadores con escobillas, especialmente los de armadura rotativa, lo cual constituye un sistema bastante robusto y alta durabilidad.

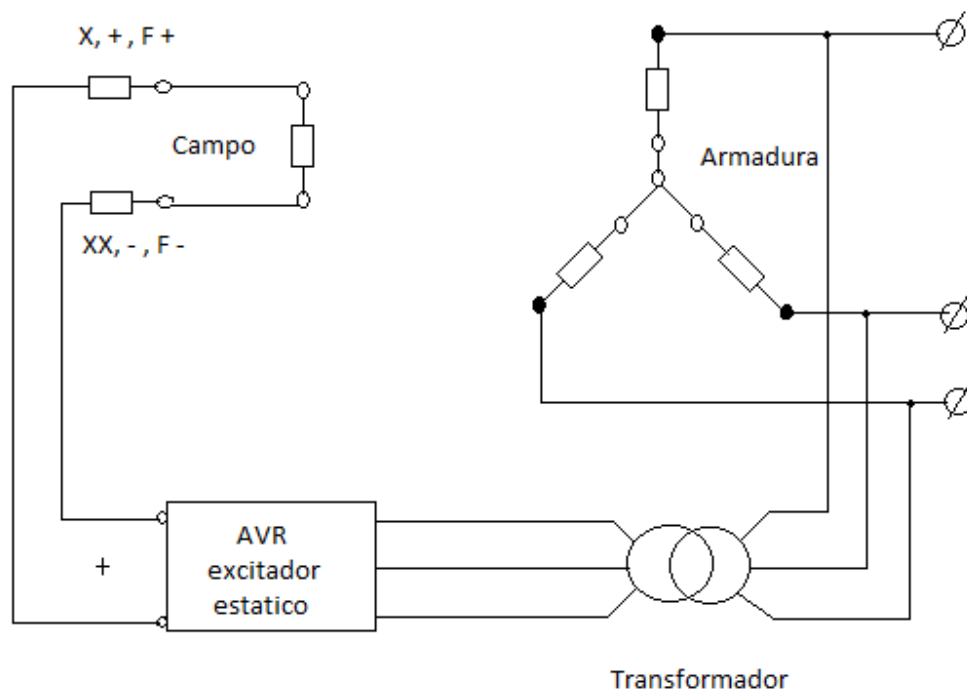


Figura 3.5. Conexión de un excitor estático a un alternador

El método de tomar la excitación a partir de la tensión y de la corriente, permite al alternador tener una gran capacidad para el arranque de motores eléctricos. Cabe notar que la tensión generada depende de la velocidad de giro; por lo tanto, esta autoprotegido contra sobreexcitación ante caídas de la velocidad.

**3.5.4.2 Calibración.** Existen dos formas de calibración de la tensión en vacío y una de ellas o ambas pueden encontrarse en un regulador.

- a) Aumentando la longitud del entrehierro (espacio de aire) en el circuito magnético de la reactancia para aumentar la tensión de salida.
- b) Variando la posición a la derivación de vueltas de la reactancia hacia el nivel de tensión marcado que se desea.

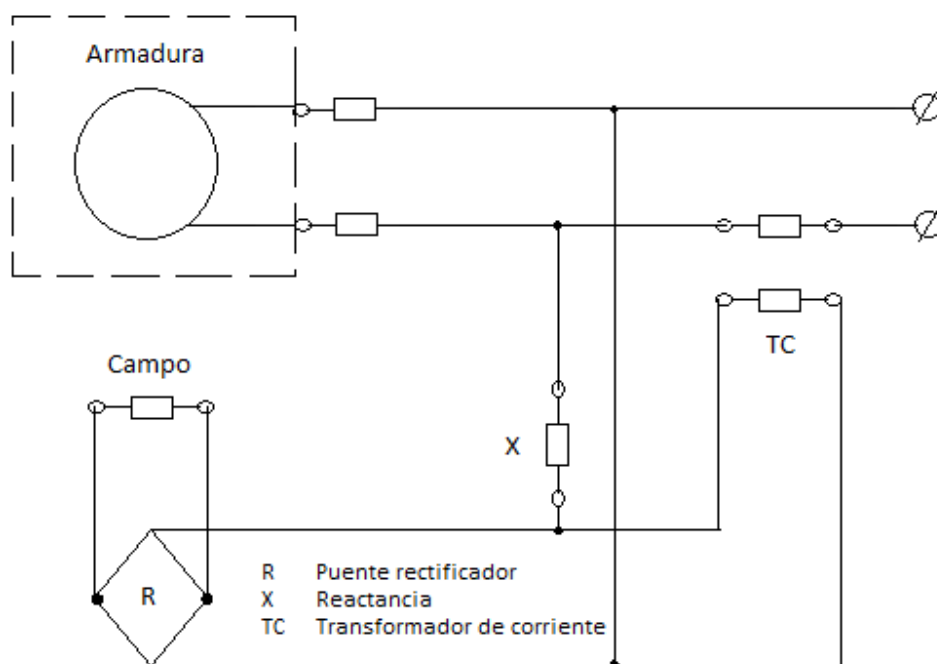


Figura 3.6. Conexión de un regulador compuesto a un alternador monofásico

### 3.5.5 Regulación manual de tensión.

Para casos de emergencia, cuando el regulador automático no está operativo y cuando las magnitudes de corriente y tensión de excitación lo permiten se propone el siguiente método que permite operar el equipo con carga parcial.

- a)** medir la tensión de excitación del alternador. Ver indicaciones en el anexo 2: para vacío será  $E_0$  y para máxima carga generada,  $E_m$ .
- b)** Se aplica el método de excitación independiente, usando baterías o acumuladores en serie como fuente de tensión de excitación de valor total  $E_b$  o mayor o igual a  $E_m$ .
- c)** Medir la resistencia del campo de excitación  $R_e$  donde se tomó la medida indicada en a)
- d)** Deducir las siguientes corrientes de excitación:

$$\text{De vacío: } I_{eo}(A) = \frac{E_o(V)}{R_e(\Omega)}$$

$$\text{Con carga: } I_{em}(A) = \frac{E_m(V)}{R_e(\Omega)}$$

- e)** Proveer una resistencia variable  $R_v$  que debe soportar la corriente  $I_{EC}$  o más y su valor máximo será:

$$R_{vm}(\Omega) = \frac{(E_b - E_o)(V)}{I_{eo}(A)}$$

- f)** Conectar el circuito de la siguiente figura.

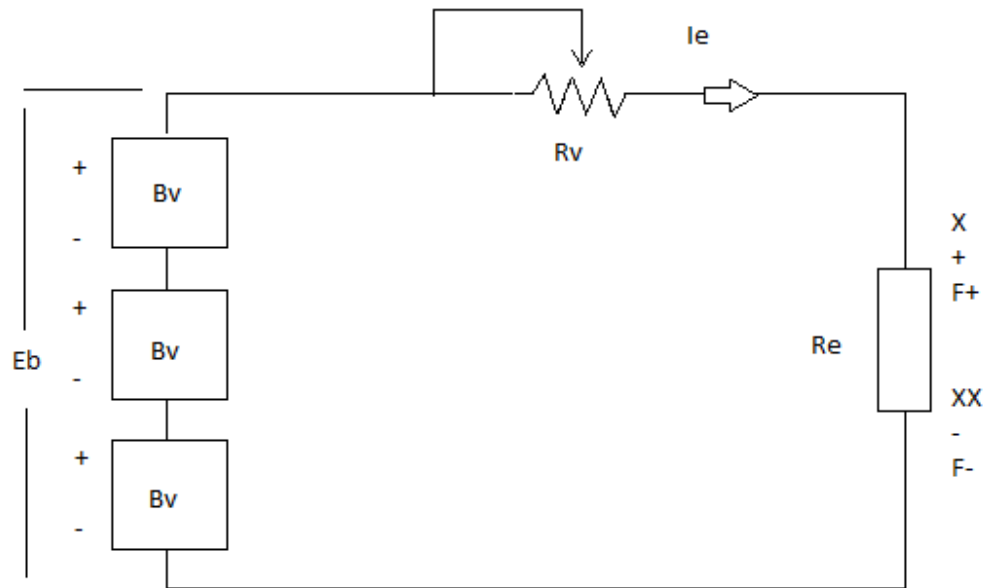


Figura 3.7. Circuito para regulación manual de tensión de un alternador.

- f) Para generar la tensión en vacío se coloca la resistencia  $R_v$  aproximadamente en su valor máximo hasta lograr el valor deseado.
- g) Cuando aumenta la carga, se disminuye la resistencia  $R_v$  (aumenta la corriente de excitación) para mantener el nivel de la tensión de generación

### 3.5.6 Alternador estándar y alternador especial.

El alternador estándar, es aquel de producción en serie para acoplarse a motores diesel o gasolineras; se caracteriza por:

- a) Velocidad de giro de 1800 / 1500 rpm (60/50 Hz), potencia mayor de 2.5 KVA. Accionados por motor diesel. Velocidad de 3600/ 3000 rpm (60/50 Hz), potencia menor a 15 KVA accionados por motor gasolinera.
- b) Construcción con un solo cojinete en el extremo libre y acople directo a la volante o eje cónico del motor, pues estos últimos elementos están ampliamente estandarizados.
- c) Operación con eje horizontal.

- d)** Servicio de operación S1 reglamentado por normas internacionales que consideran: operación continua a 100% de carga por 11 horas mas 110% de carga (sobrecarga) por 1 hora y así sucesivamente, 24 horas al día.
- e)** Bajo peso, por lo tanto es económico debido a la alta velocidad de giro y la optimización de materiales.
- f)** Factor de potencia de diseño a plena carga (0.8) por lo que normalmente se les denomina por los KWs. Equivalentes.

El alternador especial, es aquel fabricado en este caso para acoplarse a una turbina hidráulica, tomando en cuenta lo siguiente:

- a)** Construcción con dos cojinetes, dimensionados para trabajar con esfuerzo radial como estándar (trabajo con poleas) y/o empuje axial cuando se solicite que pueda trabajar con un eje vertical. Vida estimada entre 20000 y 100000 horas.
- b)** Bobinas rotativas aseguradas para soportar velocidades de empalamiento de 200% en no menos de 15 minutos.
- c)** Operación S1 similar a lo expuesto en el punto d anterior.
- d)** Factor de potencia 0.8 o lo que se indique.

### **3.5.7 Criterios de selección.**

El alternador síncrono, desde hace mucho es el mas importante dispositivo converso de potencia electromecánica y es pieza clave en la producción de electricidad. Conocidas las características de operación describiremos algunas consideraciones para el uso en pequeñas centrales hidráulicas.

Cargas con factor de potencia menor de 0.8 en atraso. El  $\cos \Phi = 0.8$  es un valor convencional de fabricación y corresponde al promedio de la carga mixta industrial y

domestica. Si el  $\cos \Phi$  es 0.6 dimensionar el alternador a 110 % los KVA de la carga. Si es 0.7 el dimensionado será a 105% de los Kva.

Con cargas parciales menores a 80% de la potencia nominal del generador, este se puede llevar cargas de bajo factor de potencia.

**3.5.7.1 Carga regulada por tiristores.** Un factor práctico de aplicación es dimensionar el generador en 150% la magnitud de la carga con tiristores.

**3.5.7.2 Operación en paralelo.** Los generadores con AVR electrónico están preparados para trabajar en paralelo con otra máquina con excitación similar de igual o diferente potencia. Es necesario solicitar, para cada una, el llamado equipo de cuadratura, con el fin de hacer el reparto automático de la carga reactiva. Si el AVR es compuesto, la operación en paralelo sin dispositivos adicionales especiales, se limita a máquinas iguales o de la misma familia, de manera que tengan excitación de igual valor.

**3.5.7.3 Desequilibrio de corriente de carga.** Los alternadores normales permiten desbalances de la corriente de carga de 25 % sin superar la corriente nominal, es decir:

Caso a: 75%, 100 %, 75%

Caso b: 100% ,75%, 100%

A cargas parciales, los desbalances pueden ser mayores, pero sin superar el 40% para evitar desequilibrio de tensiones y hasta sobretensiones.

Los alternadores se preparan para arreglos de dos o más tensiones de generación según la conexión elegida. Por ejemplo estrella paralelo 220 V; estrella serie 440 V, etc.

Entre los inconvenientes principales para el uso de este generador se presentan:

- Los alternadores estándar de fabricación actual son de un solo cojinete, por lo que para uso con turbinas se debe solicitar el alternador especial con dos cojinetes y demás características.
- La velocidad debe ser mantenida en rangos estrechos de regulación; comúnmente aceptan una caída de 5 % de la velocidad, de lo contrario se

presenta exceso de calentamiento por sobreexcitación y disminución de aire de enfriamiento. En casos límites se admite hasta una caída de 15 % de velocidad para cargas parciales menores al 60 %.

### **3.5.8 Mantenimiento, averías, causa y remedio específico.**

Para todo el proceso de generación se aplican los procedimientos del anexo N° 2.

# Capítulo IV

## SISTEMAS DE ILUMINACION E INSTALACIONES DE ALUMBRADO

### 4.1 FOTOMETRIA

La luz, al igual que las ondas de radio, los rayos X o los gamma es una forma de energía. No toda la luz emitida por una fuente llega al ojo y produce sensación luminosa, ni toda la energía que consume. Todo esto se ha de evaluar de alguna manera y para ello se definen a continuación las siguientes magnitudes: el flujo luminoso, la intensidad luminosa, la iluminancia, la luminancia, el rendimiento o eficiencia luminosa y la cantidad de luz para hacer comprender de mejor manera el concepto de fotométrica.

#### 4.1.1 Flujo luminoso

Cuando se habla de una ampolla de 25 W o 60 W se refiere sólo a la potencia consumida por la bombilla de la cual solo una parte se convierte en luz visible, es el llamado flujo luminoso. Se define el *flujo luminoso* como la potencia (W) emitida en forma de radiación luminosa a la que el ojo humano es sensible. Su símbolo es  $\Phi$  y su unidad es el lumen (lm). A la relación entre watts y lúmenes se le llama *equivalente luminoso de la energía* y equivale a:

$$1 \text{ watt-luz a } 555 \text{ nm} = 683 \text{ lm}$$

#### 4.1.2 Intensidad luminosa

El flujo luminoso aproximadamente la cantidad de luz que emite una fuente de luz en todas las direcciones del espacio. Se conoce como *intensidad luminosa* al flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta. Su símbolo es I y su unidad la candela (cd). La fórmula se presenta a continuación.

$$I = \frac{\Phi}{\Omega}$$

Siendo el ángulo sólido  $\omega = \frac{S}{r^2}$

### 4.1.3 Iluminancia

Se define **iluminancia** como el flujo luminoso recibido por una superficie. Su símbolo es  $E$  y su unidad el lux (lx) que es un  $\text{lm}/\text{m}^2$ . Se define con la siguiente razón.

$$E = \frac{\Phi}{S}$$

Existe también otra unidad, el *foot-candle* (fc), utilizada en países de habla inglesa cuya relación con el lux es:

$$1 \text{ fc} \approx 10 \text{ lx}$$

$$1 \text{ lx} \approx 0.1 \text{ fc}$$

Lo que ocurre con la iluminancia se conoce por la *ley inversa de los cuadrados* que relaciona la intensidad luminosa ( $I$ ) y la distancia a la fuente. Esta ley solo es válida si la dirección del rayo de luz incidente es perpendicular a la superficie.

<p>Ley inversa de los cuadrados</p> $E = \frac{I}{r^2}$		<p>Iluminancia = <math>\frac{\text{Intensidad luminosa}}{\text{Cuadrado distancia}}</math></p>
---	--	--

Si no es perpendicular habrá que descomponer la iluminancia recibida en una componente horizontal y en otra vertical a la superficie.

$$E_H = \frac{I \cdot \cos \alpha}{d^2}$$

$$E_V = \frac{I \cdot \sin \alpha}{d^2} = E_H \cdot \tan \alpha$$

A la componente horizontal de la iluminancia ( $E_H$ ) se le conoce como la *ley del coseno*. Es fácil ver que si  $\alpha = 0$  se puede usar la ley inversa de los cuadrados. Si expresamos  $E_H$  y  $E_V$  en función de la distancia del foco a la superficie ( $h$ ) nos queda:

$$E_H = \frac{I \cdot \cos^3 \alpha}{h^2}$$

$$E_V = \frac{I \cdot \cos^2 \alpha \cdot \sin \alpha}{h^2}$$

En general, si un punto está iluminado por más de una lámpara su iluminancia total es la suma de las iluminancias recibidas:

$$E_H = \sum_{i=1}^n \frac{I_i \cdot \cos^3 \alpha_i}{h_i^2}$$

$$E_V = \sum_{i=1}^n \frac{I_i \cdot \cos^2 \alpha_i \cdot \sin \alpha_i}{h_i^2}$$

#### 4.1.4 Luminancia

Se llama **luminancia** a la relación entre la intensidad luminosa y la superficie aparente vista por el ojo en una dirección determinada. Su símbolo es  $L$  y su unidad es la  $\text{cd}/\text{m}^2$ . También es posible encontrar otras unidades como el stilb ( $1 \text{ sb} = 1 \text{ cd}/\text{cm}^2$ ) o el nit ( $1 \text{ nt} = 1 \text{ cd}/\text{m}^2$ ).

$$L = \frac{I}{S_{\text{aparente}}} = \frac{I}{S \cdot \cos \alpha}$$

Es importante destacar que sólo vemos luminancias, no iluminancias.

#### 4.1.5 Rendimiento luminoso o eficiencia luminosa

Se define el **rendimiento luminoso** como el cociente entre el flujo luminoso producido y la potencia eléctrica consumida, que viene con las características de las lámparas (25 W, 60 W, etc.). Mientras mayor sea mejor será la lámpara y menos gastará. La unidad es el lumen

por watt (lm/W). La figura 4.1 explica de mejor manera el concepto de rendimiento luminoso.

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Flujo luminoso}}{\text{Potencia consumida}} = \eta = \frac{\Phi}{W}$$

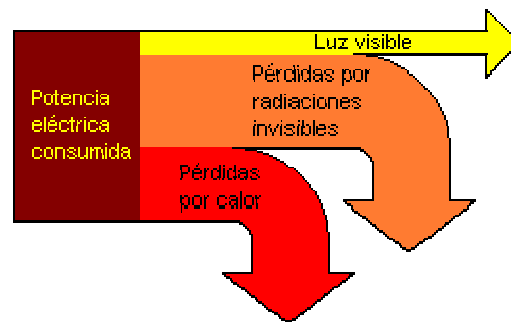


Fig. 4.1 Concepto de rendimiento luminoso.

#### 4.1.6 Cantidad de luz

Esta magnitud sólo tiene importancia para conocer el flujo luminoso que es capaz de dar un flash fotográfico o para comparar diferentes lámparas según la luz que emiten durante un cierto periodo de tiempo. Su símbolo es  $Q$  y su unidad es el lumen por segundo (lm·s).

$$Q = \Phi \cdot t$$

## 4.2 GRAFICOS Y DIAGRAMAS

### 4.2.1 Diagrama polar o curvas de distribución luminosa

Para optimizar la iluminación de calles, industrias y exteriores se hace necesario representar de forma grafica el comportamiento de la luz. En estos gráficos la intensidad luminosa se representa mediante un sistema de tres coordenadas ( $I, C, \gamma$ ). La primera de ellas  $I$  representa el valor numérico de la intensidad luminosa en candelas e indica la longitud del vector mientras las otras señalan la dirección. En la figura 4.2 el ángulo  $C$  indica en qué plano vertical estamos y  $\gamma$  mide la inclinación respecto al eje vertical de la luminaria. En este último,  $0^\circ$  señala la vertical hacia abajo,  $90^\circ$  la horizontal y  $180^\circ$  la vertical hacia

arriba. Los valores de  $C$  utilizados en las gráficas no se suelen indicar salvo para el alumbrado público. En este caso, los ángulos entre  $0^\circ$  y  $180^\circ$  quedan en el lado de la calzada y los comprendidos entre  $180^\circ$  y  $360^\circ$  en la acera;  $90^\circ$  y  $270^\circ$  son perpendiculares al bordillo y caen respectivamente en la calzada y en la acera.

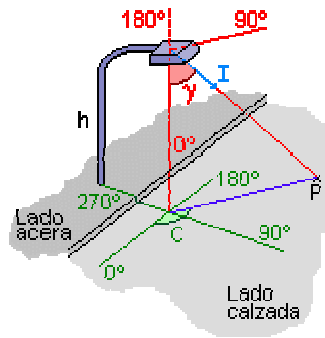


Figura 4.2 grafico de intensidad luminosa

Con un sistema de tres coordenadas es fácil pensar que más que una representación plana se obtiene una tridimensional. De hecho, esto es así y si representamos en el espacio todos los vectores de la intensidad luminosa en sus respectivas direcciones y uniéramos después sus extremos, obtendríamos un cuerpo llamado *sólido fotométrico*. Para trabajar de forma más cómoda, se corta el sólido con planos verticales para diferentes valores de  $C$  (suelen ser uno, dos, tres o más dependiendo de las simetrías de la figura) y se reduce a la representación plana de las curvas más características.

En la *curva de distribución luminosa* de la figura 4.3, los radios representan el ángulo  $\gamma$  y las circunferencias concéntricas el valor de la intensidad en candelas. De todos los planos verticales posibles identificados por el ángulo  $C$ , solo se suelen representar los planos verticales correspondientes a los planos de simetría y los transversales a estos ( $C = 0^\circ$  y  $C = 90^\circ$ ) y aquel en que la lámpara tiene su máximo de intensidad. Para evitar tener que hacer un gráfico para cada lámpara cuando solo varía la potencia de esta, los gráficos se normalizan para una lámpara de referencia de 1000 lm. Para conocer los valores reales de las intensidades bastará con multiplicar el flujo luminoso real de la lámpara por la lectura en el gráfico y dividirlo por 1000 lm.

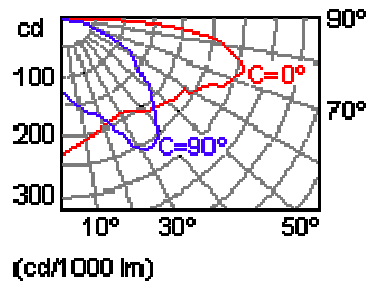


Figura 4.3 curva de distribución luminosa

$$I_{\text{real}} = \Phi_{\text{lámpara}} \cdot \frac{I_{\text{gráfico}}}{1000}$$

#### 4.2.2 Matriz de intensidades luminosas

También es posible encontrar estos datos en unas tablas llamadas *matriz de intensidades luminosas* donde para cada pareja de valores de  $C$  y  $\gamma$  obtenemos un valor de  $I$  normalizado para una lámpara de flujo de 1000 lm.

#### 4.3 Diagramas isocandela

A pesar de que las curvas de distribución luminosa son herramientas muy útiles y prácticas, presentan el gran inconveniente de que sólo nos dan información de lo que ocurre en unos pocos planos meridionales (para algunos valores de  $C$ ) y no sabemos a ciencia cierta qué pasa en el resto. Para evitar estos inconvenientes y conjugar una representación plana con información sobre la intensidad en cualquier dirección se definen las curvas isocandela. En los diagramas isocandelas se representan en un plano, mediante curvas de nivel, los puntos de igual valor de la *intensidad luminosa*. Cada punto indica una dirección del espacio definida por dos coordenadas angulares. Según cómo se escojan estos ángulos, distinguiremos dos casos.

##### 4.3.1 Proyectores para alumbrado por proyección.

En los proyectores se utiliza un sistema de coordenadas rectangulares con ángulos en lugar de las típicas  $x$  e  $y$ . En la figura 4.4, para situar una dirección se utiliza un sistema de meridianos y paralelos similar al que se usa con la Tierra. El paralelo  $0^\circ$  se hace coincidir con el plano horizontal que contiene la dirección del haz de luz y el meridiano  $0^\circ$  con el plano

perpendicular a este. Cualquier dirección, queda pues, definida por sus dos coordenadas angulares. Conocidas estas, se sitúan los puntos sobre el gráfico y se unen aquellos con igual valor de intensidad luminosa formando las *líneas isocandelas*.

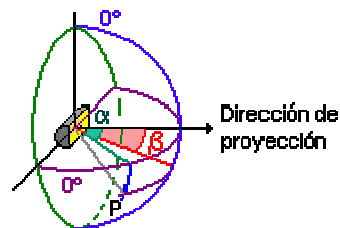


Figura 4.4 Proyección meridional.

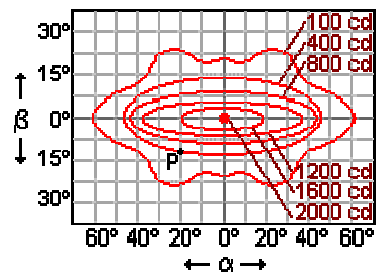


Figura 4.5 Líneas isocandelas

#### 4.3.2 Luminarias para alumbrado público. Proyección azimutal de Lambert.

En las luminarias para alumbrado público, para definir una dirección, se utilizan los ángulos  $C$  y  $\psi$  usados en los diagramas polares. Se supone la luminaria situada dentro de una esfera y sobre ella se dibujan las líneas isocandelas. Los puntos de las curvas se obtienen por intersección de los vectores de intensidad luminosa con la superficie de esta. Para la representación plana de la superficie, figura 4.6, se recurre a la *proyección azimutal de Lambert*.

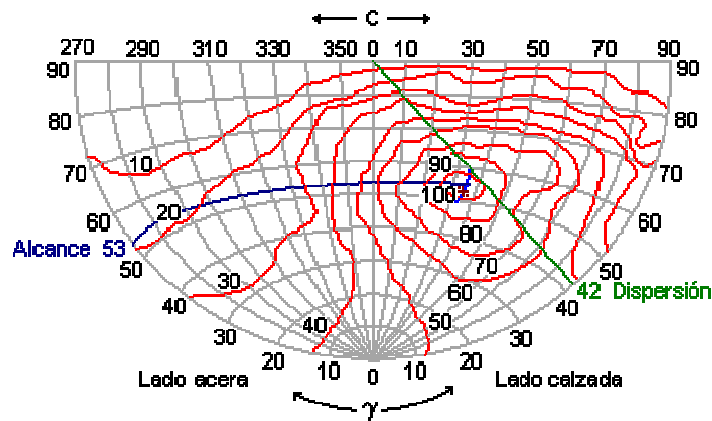


Figura 4.6 Proyección azimutal de Lambert

En estos gráficos, los meridianos representan el ángulo  $C$ , los paralelos  $\gamma$  y las intensidades, líneas rojas, se reflejan en tanto por ciento de la intensidad máxima. Como en este tipo de proyecciones las superficies son proporcionales a las originales, el flujo luminoso se calcula como el producto del área en el diagrama (en estereorradianes) por la intensidad luminosa en esta área.

Además de intensidades y flujos, este diagrama informa sobre el alcance y la dispersión de la luminaria. El alcance da una idea de la distancia longitudinal máxima que alcanza el haz de luz en la calzada mientras que la dispersión se refiere a la distancia transversal.

#### 4.3.3 Curvas isolux

Las curvas vistas en los apartados anteriores (diagramas polares e isocandelas) se obtienen a partir de características de la fuente luminosa, flujo o intensidad luminosa, y dan información sobre la forma y magnitud de la emisión luminosa de esta. Por contra, las curvas isolux hacen referencia a las iluminancias, flujo luminoso recibido por una superficie, datos que se obtienen experimentalmente o por cálculo a partir de la matriz de intensidades usando la fórmula:

$$E_H = \frac{I(C, \gamma)}{H^2} \cdot \cos^3 \gamma$$

Estos gráficos son muy útiles porque dan información sobre la cantidad de luz recibida en cada punto de la superficie de trabajo y son utilizadas especialmente en el alumbrado público donde de un vistazo nos podemos hacer una idea de como iluminan las farolas la calle. Lo más habitual es expresar las curvas isolux en valores absolutos definidos para una lámpara de 1000 lm y una altura de montaje de 1 m. figura 4.7

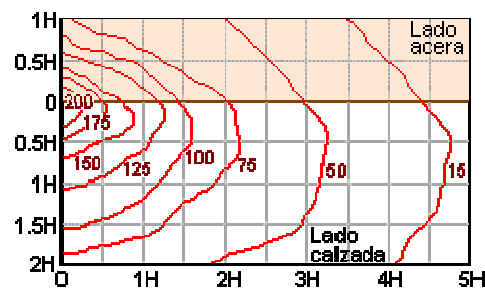


Figura 4.7 Curvas isolux.

Los valores reales se obtienen a partir de las curvas usando la expresión:

$$E_{H_{\text{real}}} = E_{\text{curva}} \cdot \frac{\Phi_{L_{\text{real}}}}{1000} \cdot \frac{1^2}{H^2}$$

También puede expresarse **en valores relativos a la iluminancia máxima (100%)** para cada altura de montaje. Los valores reales de la iluminancia se calculan entonces como:

$$E_{\text{real}} = E_{\text{curva}} \cdot E_{\text{máx}} \text{ con}$$

$$E_{\text{máx}} = a \cdot \frac{\Phi_{L_{\text{real}}}}{H^2}$$

Siendo **a** un parámetro suministrado con las gráficas.

#### 4.4 ALUMBRADO DE VIAS PUBLICAS

Contrariamente a lo que se pueda pensar, detrás de los cálculos y recomendaciones sobre alumbrado de vías públicas existe un importante desarrollo teórico sobre diferentes temas (pavimentos, deslumbramiento, confort visual, etc.). Afortunadamente, hoy día estos

cálculos están muy mecanizados y no es necesario tener profundos conocimientos en la materia para realizarlos. No obstante, es recomendable tener nociones de algunos de ellos para comprender mejor la mecánica de cálculo. Así tras estudiar algunos conceptos previos de iluminación, se estudiarán soluciones prácticas de alumbrado viario y los niveles de iluminación recomendados.

#### 4.4.1 Criterios de calidad

Para determinar si una instalación es adecuada y cumple con todos los requisitos de seguridad y visibilidad necesarios se establecen una serie de parámetros que sirven como criterios de calidad. Son la luminancia media ( $L_m$ ,  $L_{AV}$ ), los coeficientes de uniformidad ( $U_0$ ,  $U_L$ ), el deslumbramiento (TI y G) y el coeficiente de iluminación de los alrededores (SR).

#### 4.4.2 Coeficientes de uniformidad

Como criterios de calidad y evaluación de la uniformidad de la iluminación en la vía se analizan el rendimiento visual en términos del coeficiente global de uniformidad  $U_0$  y la comodidad visual mediante el coeficiente longitudinal de uniformidad  $U_L$  (medido a lo largo de la línea central).

$$U_0 = L_{\min} / L_m \qquad U_L = L_{\min} / L_{\max}$$

#### 4.4.3 Deslumbramiento

El deslumbramiento producido por las farolas o los reflejos en la calzada, es un problema considerable por sus posibles repercusiones. En sí mismo, no es más que una sensación molesta que dificulta la visión pudiendo, en casos extremos, llegar a provocar ceguera transitoria. Se hace necesario, por tanto, cuantificar este fenómeno y establecer unos criterios de calidad que eviten estas situaciones peligrosas para los usuarios.

Se llama *deslumbramiento molesto* a aquella sensación desagradable que sufrimos cuando la luz que llega a nuestros ojos es demasiado intensa. Este fenómeno se evalúa de acuerdo a una escala numérica, obtenida de estudios estadísticos, que va del deslumbramiento insoportable al inapreciable.

Tabla 4.1 Tipos de deslumbramiento

<b>G</b>	<b>Deslumbramiento</b>	<b>Evaluación del alumbrado</b>
1	Insoportable	Malo
3	Molesto	Inadecuado
5	Admisible	Regular
7	Satisfactorio	Bueno
9	Inapreciable	Excelente

Donde la fórmula de G se calcula a partir de características de la luminaria y la instalación. Actualmente no se utiliza mucho porque se considera que siempre que no se excedan los límites del deslumbramiento perturbador este está bajo control.

El *deslumbramiento perturbador* se produce por la aparición de un velo luminoso que provoca una visión borrosa, sin nitidez y con poco contraste, que desaparece al cesar su causa. No obstante, este fenómeno no lleva necesariamente asociado una sensación incómoda como el deslumbramiento molesto. Para evaluar la pérdida de visión se utiliza el criterio del incremento de umbral (TI) expresado en tanto por ciento:

$$TI = 65 \frac{L_v}{(L_m)^{0.5}}$$

donde  $L_v$  es la luminancia de velo equivalente y  $L_m$  es la luminancia media de la calzada.

#### 4.4.4 Coeficiente de iluminación en los alrededores

El coeficiente de iluminación en los alrededores (*Surround Ratio*, SR) es una medida de la iluminación en las zonas limítrofes de la vía. De esta manera se asegura que los objetos, vehículos o peatones que se encuentren allí sean visibles para los conductores. SR se obtiene calculando la iluminancia media de una franja de 5 m de ancho a cada lado de la calzada. Figura 4.8



Figura 4.8. Franja a considerar calculo de iluminancia media

#### 4.4.5 Luminarias

Las luminarias son aparatos destinados a alojar, soportar y proteger la lámpara y sus elementos auxiliares además de concentrar y dirigir el flujo luminoso de esta. Para ello, adoptan diversas formas aunque en alumbrado público predominan las de flujo asimétrico con las que se consigue una mayor superficie iluminada sobre la calzada. Las podemos encontrar montadas sobre postes, columnas o suspendidas sobre cables transversales a la calzada, colgadas a lo largo de la vía o como proyectores en plazas y cruces. Antiguamente las luminarias se clasificaban según las denominaciones cut-off, semi cut-off y non cut-off.

Tabla 4.2 Clasificación para luminarias de alumbrado público <sup>14</sup>(CIE 1965)

	Máximo valor permitido de la intensidad emitida para un ángulo de elevación		Dirección de la intensidad máxima
	80 °	90 °	
<b>Cut-off</b>	≤30 cd /1000 lm	≤10 cd /1000 lm	≤65 °
<b>Semi cut-off</b>	≤100 cd /1000 lm	≤50 cd /1000 lm	≤75 °
<b>Non cut-off</b>	> 100 cd /1000 lm	> 50 cd /1000 lm	≤90°

En la actualidad, las luminarias se clasifican según tres parámetros; alcance, dispersión y control que dependen de sus características fotométricas. Los dos primeros nos informan sobre la distancia en que es capaz de iluminar la luminaria en las direcciones longitudinal y transversal respectivamente. Mientras, el control nos da una idea sobre el deslumbramiento que produce la luminaria a los usuarios.

<sup>14</sup> Comisión Internacional de Energía. Organismo regulador de normas.

El *alcance* es la distancia, determinada por el ángulo  $\gamma_{MAX}$ , en que la luminaria es capaz de iluminar la calzada en dirección longitudinal. Este ángulo se calcula como el valor medio entre los dos ángulos correspondientes al 90% de  $I_{MAX}$  que corresponden al plano donde la luminaria presenta el máximo de la intensidad luminosa.

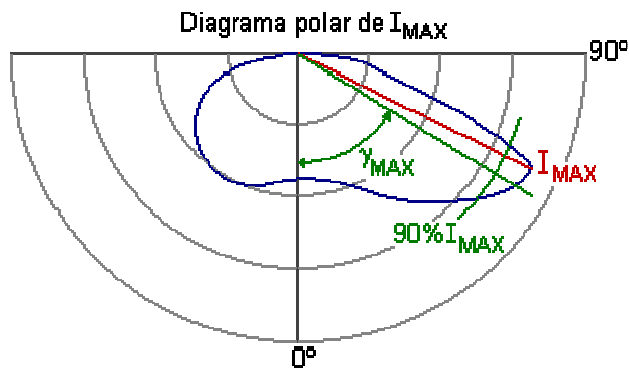


Figura 4.10 Alcance longitudinal

<b>Alcance corto</b>	$\gamma_{MAX} < 60^\circ$
<b>Alcance intermedio</b>	$60^\circ \leq \gamma_{MAX} \leq 70^\circ$
<b>Alcance largo</b>	$\gamma_{MAX} > 70^\circ$

La *dispersión* es la distancia, determinada por el ángulo  $\gamma_{90}$ , en que es capaz de iluminar la luminaria en dirección transversal a la calzada. Se define como la recta tangente a la curva isocandela del 90% de  $I_{MAX}$  proyectada sobre la calzada, que es paralela al eje de esta y se encuentra más alejada de la luminaria. Figura 4.9

<b>Dispersión estrecha</b>	$\gamma_{90} < 45^\circ$
<b>Dispersión media</b>	$45^\circ \leq \gamma_{90} \leq 55^\circ$
<b>Dispersión ancha</b>	$\gamma_{90} > 55^\circ$

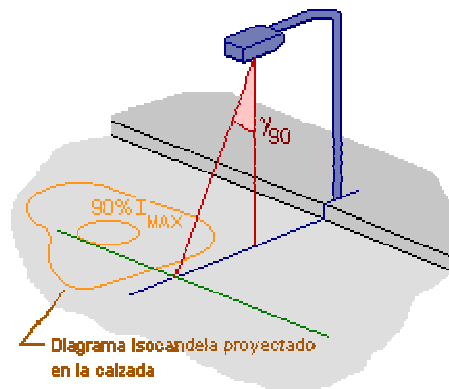


Figura 4.10 Dispersión transversal

Tanto el alcance como la dispersión pueden calcularse gráficamente a partir del diagrama isocandela relativo en proyección azimutal.

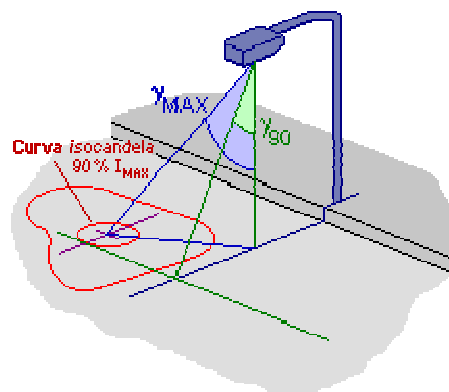


Figura 4.11 a Alcance y dispersión de una luminaria

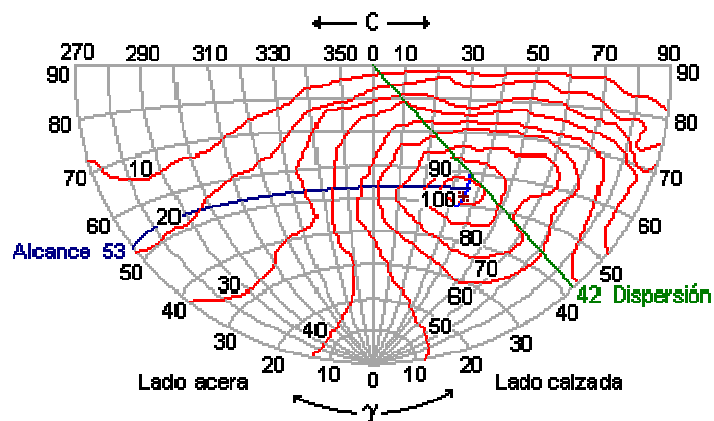


Figura 4.11 b Método gráfico para calcular el alcance y la dispersión

Por último, el *control* nos da una idea de la capacidad de la luminaria para limitar el deslumbramiento que produce.

Tabla 4.3 Tipos de control

<b>Control limitado</b>	$SLI < 2$
<b>Control medio</b>	$2 \leq SLI \leq 4$
<b>Control intenso</b>	$SLI > 4$

Donde la fórmula del SLI (índice específico de la luminaria) se calcula a a partir de las características de esta.

#### 4.4.6 Disposición de las luminarias en la vía

Para conseguir una buena iluminación, no basta con realizar los cálculos, debe proporcionarse información extra que oriente y advierta al conductor con suficiente antelación de las características y trazado de la vía. Así en curvas es recomendable situar las farolas en la exterior de la misma, en autopistas de varias calzadas ponerlas en la mediana o cambiar el color de las lámparas en las salidas.

En los *tramos rectos de vías con una única calzada* existen tres disposiciones básicas: unilateral, bilateral tresbolillo y bilateral pareada. También es posible suspender la luminaria de un cable transversal pero sólo se usa en calles muy estrechas.

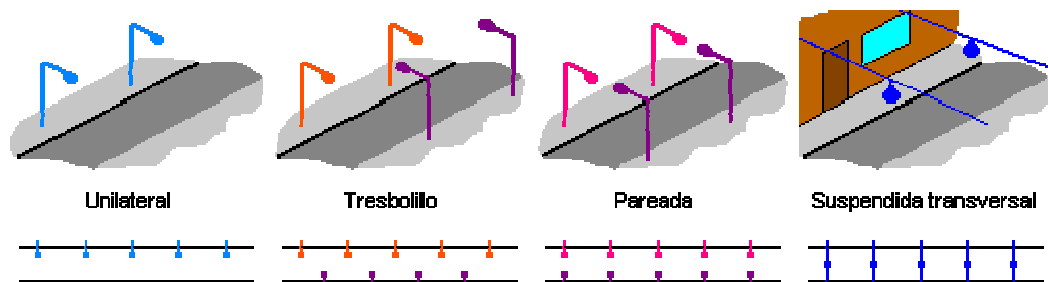


Figura 4.12 Disposición de luminarias en carretera

La distribución unilateral se recomienda si la anchura de la vía es menor que la altura de montaje de las luminarias. La bilateral tresbolillo si está comprendida entre 1 y 1.5 veces la altura de montaje y la bilateral pareada si es mayor de 1.5.

Tabla 4.4 Relación entre la anchura de la vía y la altura de montaje

<b>Unilateral</b>	$A/H < 1$
<b>Tresbolillo</b>	$1 \leq A/H \leq 1.5$
<b>Pareada</b>	$A/H > 1.5$
<b>Suspendida</b>	Calles muy estrechas

En el caso de *tramos rectos de vías con dos o más calzadas separadas por una mediana* se pueden colocar las luminarias sobre la mediana o considerar las dos calzadas de forma independiente. Si la mediana es estrecha se pueden colocar farolas de doble brazo que dan una buena orientación visual y tienen muchas ventajas constructivas y de instalación por su simplicidad. Si la mediana es muy ancha es preferible tratar las calzadas de forma separada. Pueden combinarse los brazos dobles con la disposición al tresbolillo o aplicar iluminación unilateral en cada una de ellas. En este último caso es recomendable poner las luminarias en el lado contrario a la mediana porque de esta forma incitamos al usuario a circular por el carril de la derecha.

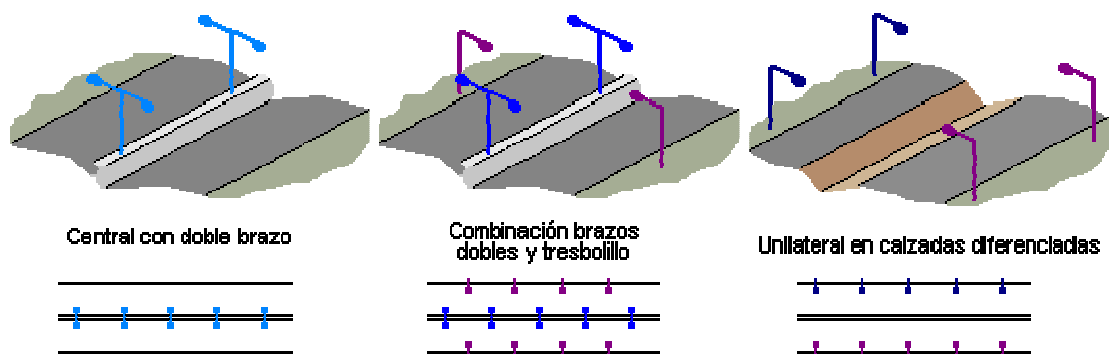


Figura 4.13 Disposición de luminarias en carretera de doble vía

En *tramos curvos* las reglas a seguir son proporcionar una buena orientación visual y hacer menor la separación entre las luminarias cuanto menor sea el radio de la curva. Si la curvatura es grande ( $R > 300$  m) se considerará como un tramo recto. Si es pequeña y la

anchura de la vía es menor de 1.5 veces la altura de las luminarias se adoptará una disposición unilateral por el lado exterior de la curva. En el caso contrario se recurrirá a una disposición bilateral pareada, nunca tresbolillo pues no informa sobre el trazado de la carretera.

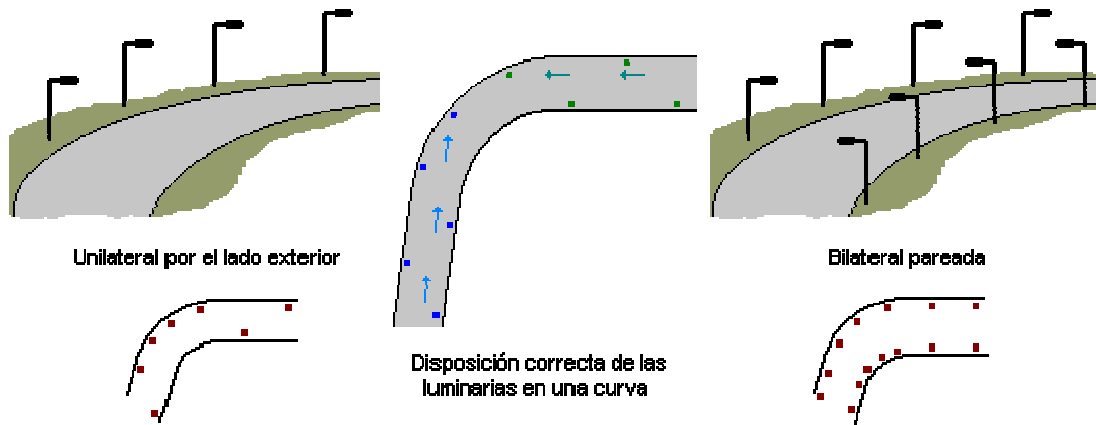


Figura 4.13 Disposición de luminarias en curvas.

Tabla 4.5 Relación entre radios de curva y situación a considerar.

<b>R &gt; 300 m</b>	Asimilar a un tramo recto	
<b>R &lt; 300 m</b>	<b>A/H &lt; 1.5</b>	Unilateral exterior
	<b>A/H &gt; 1.5</b>	Bilateral pareada

En *cruces* conviene que el nivel de iluminación sea superior al de las vías que confluyen en él para mejorar la visibilidad. Asimismo, es recomendable situar las farolas en el lado derecho de la calzada y después del cruce. Si tiene forma de T hay que poner una luminaria al final de la calle que termina. En las salidas de autopistas conviene colocar luces de distinto color al de la vía principal para destacarlas. En cruces y bifurcaciones complicados es mejor recurrir a iluminación con proyectores situados en postes altos, más de 20 m, pues desorienta menos al conductor y proporciona una iluminación agradable y uniforme.

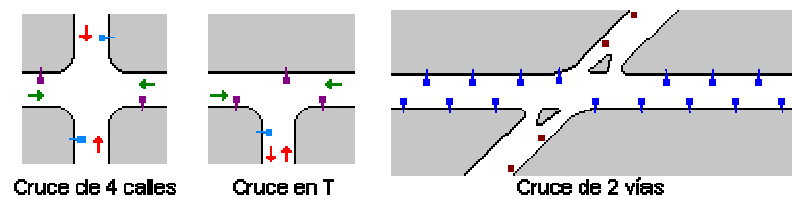


Figura 4.14 Disposición de luminarias en cruces

En las *plazas y glorietas* se instalarán luminarias en el borde exterior de estas para que iluminen los accesos y salidas. La altura de los postes y el nivel de iluminación será por lo menos igual al de la calle más importante que desemboca en ella. Además, se pondrán luces en las vías de acceso para que los vehículos vean a los peatones que crucen cuando abandonen la plaza. Si son pequeñas y el terraplén central no es muy grande ni tiene arbolado se puede iluminar con un poste alto multibrazo. En otros casos es mejor situar las luminarias en el borde del terraplén en las prolongaciones de las calles que desemboca en esta.

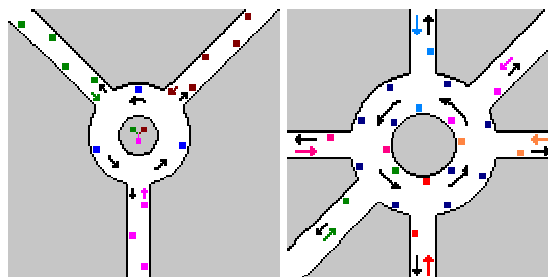


Figura 4.15 Disposición de luminarias en plazas y rotondas

En los *pasos de peatones* las luminarias se colocarán antes de estos según el sentido de la marcha de tal manera que sea bien visible tanto por los peatones como por los conductores.

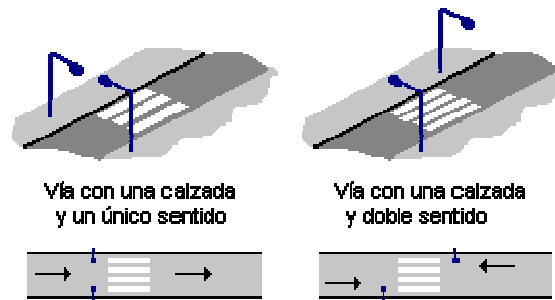


Figura 4.16 Disposición de luminarias en pasos peatonales

Por último, hay que considerar la *presencia de árboles en la vía*. Si estos son altos, de unos 8 a 10 metros, las luminarias se situarán a su misma altura. Pero si son pequeños las farolas usadas serán más altas que estos, de 12 a 15 m de altura. En ambos casos es recomendable una poda periódica de los árboles.

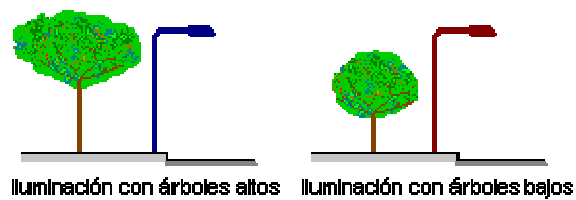


Figura 4.17 Disposición de luminarias considerando árboles y vegetación.

#### 4.4.7 Niveles de iluminación recomendados

Los niveles de iluminación recomendados dependen de las normativas en vigor en cada territorio, aunque muchas de ellas toman como referencia los valores aconsejados por la CIE. Según esta, las vías se dividen en cinco tipos de acuerdo con las características del tráfico, de la vía y de los alrededores.

Tabla 4.6 Valores recomendados por la CIE (1977)

Tipo de vía	Entorno	Categoría	Luminancia media Lm (cd/m <sup>2</sup> )	Coeficientes de uniformidad		Control del deslumbramiento	
				Global U <sub>0</sub>	Longitudinal UL	Molesto G	Perturbador TI
A		A	≥2	≥0.4	≥0.7	≥6	≤10 %
B	Claro	B1	≥2			≥5	
	Oscuro	B2	≥1			≥6	
C	Claro	C1	≥2	≥0.5	≥5	≤20 %	
	Oscuro	C2	≥1		≥6	≤10 %	
D	Claro	D	≥2		≥4	≤20 %	
E	Claro	E1	≥1		≥4		
	Oscuro	E2	≥0.5		≥5		

Los valores indicados en la tabla son luminancias, no iluminancias, pues recordemos que son estas las responsables de provocar la sensación de visión.

A partir de 1995 la CIE ha establecido unas nuevas recomendaciones más acordes con las últimas investigaciones sobre el tema.

Tabla 4.7 Valores recomendados por la CIE (1995)

Categoría	Luminancia media Lm (cd/m <sup>2</sup> )	Coeficientes de uniformidad		Control del deslumbramiento TI	Alrededores SR
		Global U <sub>0</sub>	Perturbador TI		
M1	≥2.00	≥0.4	≥0.7	≤10	≥0.5
M2	≥1.50		≥0.5		
M3	≥1.00				
M4	≥0.75		---	≤15	---
M5	≥0.50				

Además de estas recomendaciones que se aplican en los tramos normales de las vías hay que considerar que en las zonas conflictivas (cruces, intersecciones, estrechamiento de la vía o del número de carriles, zonas con circulación de peatones o vehículos lentos que

dificulten la circulación, rotondas, pasos a nivel, rampas, etc.) suele ser necesario un incremento de los requerimientos luminosos. Si trabajamos con luminancias hay que aumentar en una unidad la categoría de la vía de valor de Mx más alta que converja en la zona. Cuando sea del tipo M1 a dicha zona también se aplicará este criterio.

En distancias cortas, menos de 60 m, no se pueden aplicar los métodos de cálculos de las luminancias y se utiliza el criterio de las iluminancias.

Tabla 4.8 Valores recomendados por la CIE (1995)

<b>Categoría</b>	<b>Nivel medio iluminancia <math>E_m</math> (lux)</b>	<b>Coef. global uniformidad <math>U_0</math></b>
C0	$\geq 50$	$\geq 0.4$
C1	$\geq 30$	
C2	$\geq 20$	
C3	$\geq 15$	
C4	$\geq 10$	
C5	$\geq 7.5$	

El número de la categoría de la zona de conflicto (Cx) no será menor que el de la vía de mayor categoría (Mx) que confluya en la zona.

## 4.5 Lámparas

Las **lámparas** son los aparatos encargados de generar la luz. En la actualidad, en alumbrado público se utilizan las lámparas de descarga frente a las lámparas incandescentes por sus mejores prestaciones y mayor ahorro energético y económico. Concretamente, se emplean las lámparas de vapor de mercurio a alta presión y las de vapor de sodio a baja y alta presión.

### 4.5.1 Lámparas incandescentes

Las lámparas incandescentes están formadas por un hilo de tungsteno (Wolframio) que se calienta por efecto Joule consiguiendo temperaturas tan elevadas que empiezan a emitir luz visible. Para evitar que el filamento se queme (en contacto con el aire que lo oxidaría) se envuelve en una botella de cristal que se llena con un gas para evitar la evaporación del

filamento y dejar el globo negro. En general, el rendimiento de este tipo de lámpara es bajo porque la mayor parte de la energía consumida se convierte en calor.

#### **4.5.1.1 Tipos de lámparas incandescentes**

- Lámparas no halógenas: dentro este grupo encontramos las lámparas a las que se ha realizado el vacío en la botella o las que contienen un gas. Estas lámparas tienen una duración normalizada de 1000 h, un rendimiento realmente bajo entre 12 y 18 lm/W (únicamente convierten en luz aproximadamente un 15% de la electricidad consumida) y un IRC cercano al 100%. En la actualidad, las lámparas de vacío prácticamente no se utilizan. Con el paso del tiempo se puede producir el ennegrecimiento de la botella a causa de la evaporación de las partículas del tungsteno que forman el filamento.

- Lámparas halógenas: contienen una pequeña cantidad de gas ( $\text{CH}_2\text{Br}_2$ ), que crea un ciclo de regeneración del alógeno que evita el ennegrecimiento. El funcionamiento de estas lámparas necesita temperaturas muy elevadas para que se pueda producir el ciclo del halógeno. Por eso, son más pequeñas y compactas que las lámparas normales y las botellas se fabrican con un cristal de cuarzo que resiste mejor las temperaturas elevadas. Tienen una duración de 1.500h, un rendimiento aproximado de 20 lm/W y un IRC también muy cercano al 100%.

#### **4.5.2 Lámparas de descarga**

Las lámparas de descarga son una forma alternativa de producir luz de un modo más eficiente y económico que las lámparas incandescentes. En este caso la luz se consigue estableciendo una corriente eléctrica entre dos electrodos situados en un tubo lleno de gas, existiendo entre los electrodos una diferencia de potencial que provoca las descargas eléctricas necesarias para conseguir luz. Para que estas lámparas funcionen correctamente es necesario, en la mayoría de casos, la presencia de unos elementos exteriores. Los cebadores son dispositivos que suministran un poco de tensión entre los electrodos del tubo, necesarios para iniciar la descarga y vencer así la resistencia inicial del gas a la corriente eléctrica. Hay otros dispositivos que sirven para limitar la corriente que atraviesa la lámpara y de este modo evitar un exceso de electrones circulando por el gas que aumentaría el valor de la corriente hasta producir la destrucción de la lámpara.

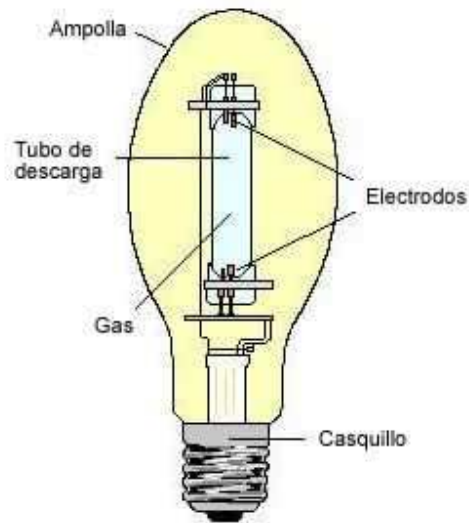


Figura 4.19 Lámpara de descarga.

#### 4.5.2.1 Tipos de lámparas de descarga

Las lámparas de descarga se pueden clasificar según el gas utilizado o la presión del gas. Las propiedades varían mucho de unas a otras, por eso, cada una de ellas tiene una aplicación concreta.

#### 4.5.3 Lámparas fluorescentes

No tienen botella exterior, están formadas por un tubo cilíndrico cerrado en cada uno de sus extremos donde se sitúan los electrodos. El tubo de descarga está lleno de vapor de mercurio a baja presión y una pequeña cantidad de gas que sirve para facilitar el encendido y controlar la descarga de los electrodos. La duración de estas lámparas se sitúa entre 5.000 y 10.000 horas. El rendimiento en color de estas lámparas es aproximadamente del 70%. Hace poco tiempo aparecieron las lámparas fluorescentes compactas que llevan incorporados los elementos auxiliares para facilitar el encendido y para limitar la corriente. Son lámparas pequeñas, pensadas para sustituir las lámparas incandescentes con un ahorro energético que puede llegar al 70% y con muy buenas prestaciones (entre los 70 lm/W y un IRC que puede llegar al 90%).

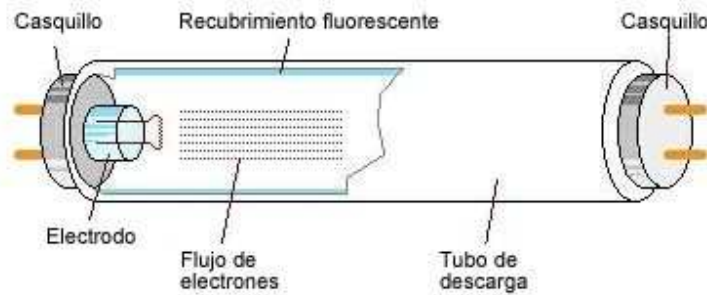


Fig.4.20 Lámpara fluorescente

#### 4.5.4 Lámparas de vapor de mercurio de alta presión

Cuando se aumenta la presión de mercurio en el interior del tubo de descarga la radiación ultravioleta característica de las lámparas de baja presión pierde importancia respecto las emisiones en la zona visible. Con estas condiciones la luz emitida es de color azul-verde, para solucionar este problema se acostumbran a añadir sustancias fluorescentes para mejorar las características cromáticas de la lámpara. La vida útil de este tipo de lámparas es de unas 8.000 horas.

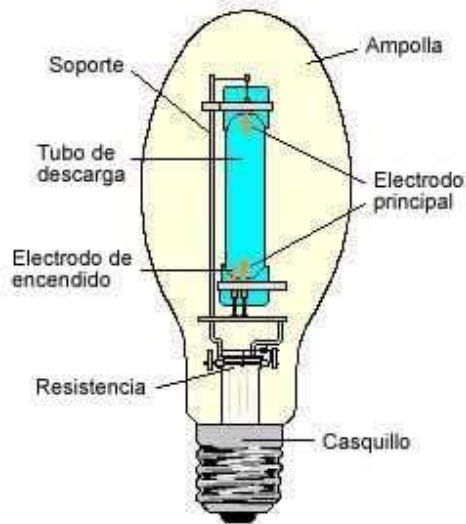


Fig. 4.21 Lámpara de vapor de mercurio

#### 4.5.5 Lámparas de luz de mezcla

Son una mezcla de una lámpara de mercurio a alta presión con una lámpara incandescente y, habitualmente, tienen un recubrimiento fosforescente. El resultado de esta mezcla es que ofrece una buena reproducción del color. Su duración viene limitada por el tiempo de vida del filamento que es la causa principal de fallos, en general, su vida media se sitúa alrededor de las 6.000 horas.

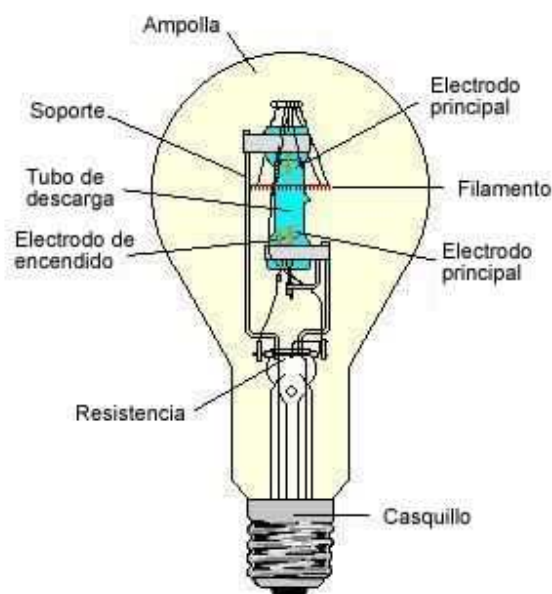


Fig. 4.23 Lámpara de luz de mezcla.

#### 4.5.6 Lámparas con halogenuros metálicos

Si a los tubos de descarga añadimos yoduros metálicos se consigue una mejor capacidad de reproducir los colores de las lámparas de vapor de mercurio. La vida media de estas lámparas está cerca de las 10.000 horas. Necesitan 10 minutos para encenderse, que es el tiempo necesario para que establezca la descarga. Por su funcionamiento es necesario un dispositivo especial de encendido ya que las tensiones que necesitan al inicio son muy elevadas.

Sus buenas características cromáticas las hacen adecuadas para la iluminación de las instalaciones deportivas, para retransmisiones de TV, estudios de cine, etc.

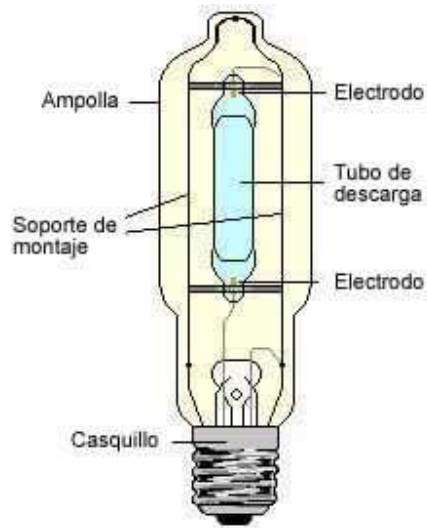


Fig. 4.24 Lámpara de halógenos metálicos

#### 4.5.7 Lámparas de vapor de sodio a baja presión

La descarga eléctrica en un tubo con vapor de sodio a baja presión produce una radiación monocromática característica. El tubo de descarga tiene forma de U para reducir las pérdidas de calor y el tamaño de la lámpara. Los tubos se fabrican con materiales muy resistentes porque el sodio es muy corrosivo y se cierra en una botella en la que se ha realizado el vacío para aumentar el aislamiento térmico.

Estas lámparas ofrecen comodidad visual y una buena percepción de los contrastes, sin embargo, el hecho de que sean monocromáticas hace que la reproducción de los colores sea mala. La vida media de estas lámparas es muy larga, sobre 15.000 horas y su vida útil es de entre 6.000 y 8.000 horas. Se acostumbra a utilizar para el alumbrado público, pero también con finalidades decorativas.

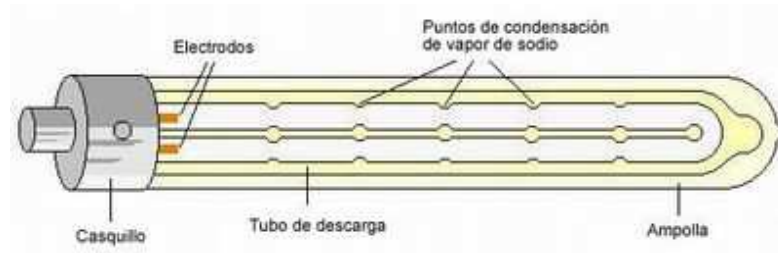
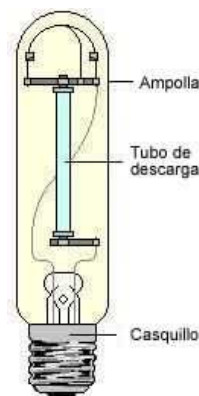


Fig. 4.25 Lámpara de vapor de sodio a baja presión.

#### 4.5.8 Lámparas de vapor de sodio a alta presión

Proporcionan una luz blanca dorada mucho más agradable que la que proporcionan las lámparas de baja presión y tienen mejor capacidad para reproducir los colores. La vida media de estas lámparas es de 20.000 horas y su vida útil está entre 8.000 y 12.000 horas. Las condiciones de funcionamiento son muy exigentes ya que necesitan otras temperaturas. En su interior hay una mezcla de sodio, vapor de mercurio para amortiguar la descarga que sirve para facilitar el encendido de la lámpara y reducir las pérdidas térmicas. El tubo está dentro de una botella donde se ha hecho el vacío. Este tipo de lámparas tienen muchas aplicaciones, tanto en iluminación de interiores como de exteriores. Se acostumbra a utilizar en la iluminación de naves industriales, en el alumbrado público o en la iluminación decorativa.



4.26 Lámpara de vapor de sodio a alta presión.

#### 4.5.9 LEDs de luz blanca

Las bombillas de LEDs (diodos emisores de luz) de luz blanca son unos de los progresos más novedosos en el ámbito de la iluminación estando muy bien posicionados para poder sustituir a las bombillas actuales ofreciendo al mismo tiempo una eficiencia lumínica que supera a la de las lámparas incandescentes. El uso de lámparas basadas en la tecnología LED se está incrementando de una forma notable últimamente, ya que tiene una vida útil más prolongada que cualquier otro tipo de lámpara, una menor fragilidad y un mayor aprovechamiento de la energía.



4.27 Lámpara de Led

Algunas características más concretas de este sistema de iluminación son que:

- Su rendimiento es superior a otras lámparas: 100-150 lm/W.
- Su vida útil se encuentra entre las 50.000 y 100.000 horas.
- Su IRC es de aproximadamente el 90%.
- Consiguen una alta fiabilidad.
- Tienen una respuesta muy rápida.
- Conllevan menos riesgo para el medio ambiente.
- Es la tecnología más cara.

Aunque son bastante caros se prevé una rápida evolución. Ya que su uso está en pleno crecimiento, buena prueba de ello es que los fabricantes cada vez más se decantan por la fabricación de productos basados en la tecnología LED para iluminación de interiores y exteriores como calles, zonas de estacionamiento, etc.

#### 4.5.9.1 Funcionamiento físico de un LED.

Un LED es un dispositivo semiconductor que emite radiación visible, infrarroja o ultravioleta cuando se hace pasar un flujo de corriente eléctrica a través de este en sentido directo. Esencialmente es una unión PN cuyas regiones P y regiones N pueden estar hechas del mismo o diferente semiconductor. El color de la luz emitida está determinado por la energía del fotón, y en general, esta energía es aproximadamente igual a la energía de salto de banda del material semiconductor en la región activa del LED. El material que compone el diodo LED, es importante ya que el color de la luz emitida por el LED depende únicamente del material y del proceso de fabricación principalmente de los dopados. La tabla 4.9 resume las características principales de los LEDs utilizados actualmente destacando el dopado, longitud de onda, el color a que corresponde y su voltaje de polarización.

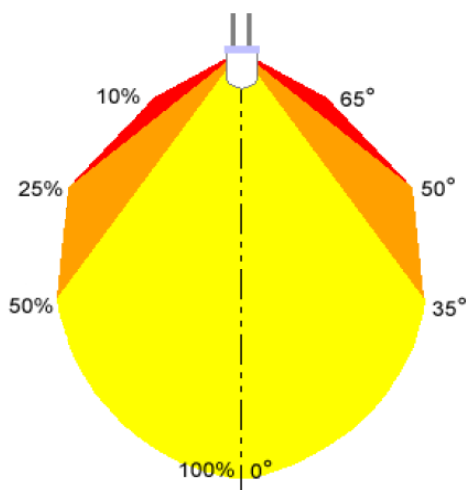
Tabla 4.9 Características físicas de Leds usados actualmente.

<b>Material</b>	<b>Longitud de Onda</b>	<b>Color</b>	<b>V<sub>d</sub> Típica</b>
AsGa	904 nm	IR	1 V
InGaAsP	1300 nm	IR	1 V
AsGaAl	750-850 nm	Rojo	1,5 V
AsGaP	590 nm	Amarillo	1,6 V
InGaAlP	560 nm	Verde	2,4 V
Csi	480 nm	Azul	3 V
inGaN + YAG	Temperatura color 6500 K	Blanco	3,6 V

La energía contenida en un fotón de luz es proporcional a su frecuencia, es decir, su color. Cuanto mayor sea el salto de banda de energía del material semiconductor que forma el LED, más elevada será la frecuencia de la luz emitida.

#### 4.5.9.2 Angulo de apertura y potencia lumínica de un LED.

Una de las grandes ventajas de producir luz con esta tecnología, es que resulta muy fácil dirigir la luz hacia un punto específico y focalizado. De hecho es bastante difícil emitir luz en todas las direcciones con un LED. Generalmente los ángulos varían entre 6 y 120 grados. En general cuando se habla del ángulo de un LED, se habla de la dirección estimada hacia donde sale la luz. Es importante señalar que el valor de ángulo generalmente se mide desde el eje central hacia uno de los lados, por lo tanto el ángulo total es el doble del número señalado por el fabricante. Por otro lado, el brillo generalmente varía dentro del ángulo señalado por el fabricante, donde el máximo brillo se logra en el ángulo cero y el mínimo brillo existe en el ángulo propio del LED, tal como lo muestra la figura 4.28.



4.28 Directividad de un LED

El máximo ángulo de observación de luz que permite el tipo concreto de LED, respecto al eje geométrico del mismo se llama *directividad*. Este parámetro depende de la forma del encapsulado, así como de la existencia o no de una lente amplificadora incluida en el mismo. En los modelos de mayor directividad este ángulo es pequeño y tienen la apariencia de producir una intensidad luminosa más elevada que los otros, en los que la luz se reparte sobre una superficie mucho mayor. Cada modelo de LED dispone de una curva de directividad en la que se representa el nivel de intensidad luminosa en función del ángulo de observación. Esta curva resulta de mucha utilidad para la elección de un modelo determinado.

La potencia lumínica de un LED se refiere al brillo del mismo expresado en mili candelas (mcd) considerando además el ángulo de dirección del LED. En lúmenes la potencia lumínica total se expresa de la siguiente manera:

$$Lm = 2 \cdot \pi \cdot cd(1 - \cos(\alpha))$$

Siendo  $\alpha$  el ángulo de dirección del LED.

#### 4.5.9.3. Operación en corriente continúa DC

Mientras los bombillos incandescentes se definen por su voltaje un LED es dependiente de la corriente. Cuando la alimentación se derive de una fuente de voltaje constante, cada LED debe ser protegido conectándolo en serie con una resistencia limitadora de corriente. Para el sencillo circuito de la figura 4.29, el valor de la resistencia puede ser calculado de la siguiente manera.

$$Rl = \frac{V_{cc} - V_d}{I_d}$$

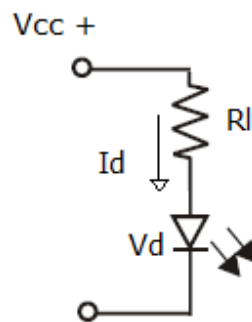


Figura 4.29 Circuito de polarización simple para un LED

#### 4.5.9.4 Operación en corriente alterna AC

Los diodos emisores de luz deben ser alimentados exclusivamente por voltaje directo DC. Por lo tanto un circuito con LED debería prever una protección contra el voltaje inverso si se anticipa que esto pueda exceder el **VR** (voltaje inverso) máximo del componente empleado. El voltaje inverso se relaciona con la máxima corriente que es capaz de circular por el LED

cuando se le somete a una polarización inversa. Valores típicos de este parámetro se encuentran alrededor de los 10  $\mu\text{A}$ . La figura 4.30a muestra como se puede polarizar un LED colocando un diodo de silicio en paralelo inverso. La figura 4.30b muestra la polarización de un LED utilizando un segundo LED en la configuración. Si no hay pasaje de corriente ninguno de los **LED** se encenderá; si la corriente fluye en una u otra dirección se alumbrará uno de los diodos, y el otro no. Los diodos **LED** de dos colores se fundan en este principio. Estos son en efectos dos diodos en un contenedor, permitiendo operaciones en DC o AC.

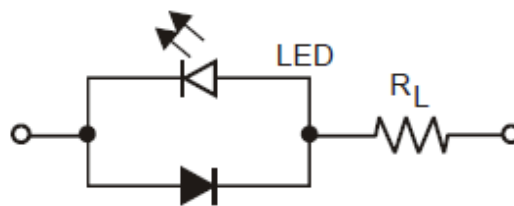


Figura 4.30a Circuito de polarización para un LED en AC

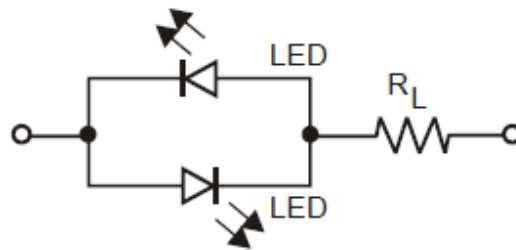


Figura 4.30b Circuito de polarización en AC usando dos diodos LED

#### 4.5.9.5 Operación en régimen de pulsos.

Una salida luminosa considerablemente mayor puede ser obtenida desde un LED ordinario alimentándolo con pulsos de corriente con nivel de amperios. Para que el dispositivo no perezca prematuramente es necesario que los picos sean de breve duración y con un bajo ciclo de servicio. Por ejemplo, la potencia total radiada por un LED infrarrojo alimentado de forma continua con una  $I_F$  de 100 mA es de 2 mW. Este mismo LED irradia una potencia de 50 mW si se le pilotea con una corriente de 6 A en pulsos de  $1\mu\text{s}$ , con un ciclo de servicio del 0.1%. Además de una mayor visibilidad del LED al ojo humano (en las longitudes de onda

visibles) la operación por pulso permite ahorros energéticos importantes en equipo alimentados por baterías.

#### **4.5.9.6 Disipación de potencia y eficiencia**

Es la fracción de la potencia que absorbe el LED y no transforma en radiación visible, teniéndola que disipar al ambiente en forma de calor. En las aplicaciones clásicas de los LED's se necesita una resistencia en serie con el mismo, con la misión de limitar la corriente que circula por él. Uno de los inconvenientes de las lámparas LED es la disipación de calor, es por eso que la confección del circuito debe ser muy estricta en el cálculo de resistencias limitadoras.

A modo de ejemplo el aumentar el valor de la resistencia utilizada, inmediatamente la corriente disminuye. En el caso de los LED, el voltaje es un tanto más complejo de predecir y explicar. Lo mejor es asumir que el voltaje del LED es siempre igual, dentro del rango permitido de corriente. Si el LED acepta desde 15 a 35 mA y si el circuito entrega menos de 15mA se distorsiona el color emitido y en algunos casos el LED no enciende en lo absoluto. Si se entregan más de 35mA el LED se sobrecalienta y se quema. A mayor corriente, mayor brillo, menor eficiencia y menor vida útil. A menos corriente, menor brillo, mayor eficiencia y mayor vida útil. La eficiencia se entiende por la cantidad de energía convertida en luz versus la cantidad convertida en calor.

# Capítulo V

## ESTUDIO PARA IMPLEMENTACION SISTEMA DE ILUMINACION PARA EL PUENTE CUTIPAY – RUTA T-350 MEDIANTE ENERGIA MAREOMOTRIZ.

### 5.1 ANTECEDENTES

El sur de nuestro país cuenta con un abundante recurso hídrico durante todo el año debido a la gran presencia de nieve en la cordillera y precordillera siendo el clima templado lluvioso y el gran promedio de precipitaciones anuales favorables al aumento de recursos hídricos que aun no han sido explotados en su totalidad, sobretodo en la Región de los Ríos. En la comuna de Valdivia perteneciente a esta región se ubica la localidad costera llamada Niebla. Esta nace en la desembocadura del Río Valdivia a 17 Km. del suroeste de la ciudad de Valdivia y es uno de los balnearios y centros turísticos mas importantes de la región y del país.

Hace muchos años la poca iluminación vial de la Ruta T-350 que comunica la ciudad de Valdivia y Niebla ha sido fuente de muchos accidentes de transito causando una serie de catástrofes no deseadas por la comunidad valdiviana y los frecuentes turistas que transitan por esta ruta. Con el fin de dar solución a una parte de esta problemática se pretende aprovechar el flujo de agua que ofrece uno de los afluentes del río Valdivia para la iluminación total del Puente Cutipay ubicado a 7 Km. de la ciudad y que forma parte de la ruta hacia la localidad de Niebla.

Por debajo del Puente Cutipay pasa el río que lleva el mismo nombre y que nace desde una laguna ubicado 9 Km. al norte desde la Cordillera de la Costa. Este río se destaca tener un flujo en dos sentidos que dependen de la bajada o subida de mareas y por su gran caudal debido al encauce producido por la pequeña separación que existe entre las puntas que une el puente.

La idea entonces es utilizar las características hídricas de este río e iluminar con tecnología LED, de forma automatizada e inteligente el puente de forma tal que se adapte a las

características turísticas de la zona, tratando de diseñar de manera eficiente un sistema generador que se adapte al entorno, tratando de intervenir lo menos posible, a las condiciones naturales actuales del río. Es entonces necesario destacar que se estudiara el aprovechar en su totalidad el recurso hídrico y si la potencia fuera mayor que la demandada el proyecto, además de concretarse solo con la iluminación total del puente, se estudiarán con menor rigurosidad algunas otras aplicaciones.



Fig. 5.1 Puente Cutipay – Valdivia- Niebla

## 5.2 EVALUACION DEL RECURSO HIDROENERGETICO.

### 5.2.1 NIVEL DEL AGUA

Junto con el maremoto ocurrido el año 1960 el pequeño estero Cutipay pasa a tener una mayor cantidad de agua al cambiar el nivel del suelo en la parte donde se une con el Río Valdivia. Hoy en día el nivel del estero Cutipay se rige de acuerdo al cambio de mareas que sufre en gran parte el Río Valdivia que al tener un volumen de agua mayor lo afecta directamente. Las imágenes a continuación muestran el estero Cutipay y el río Valdivia con la parte a iluminar definiéndolo como el sector de estudio del proyecto.



Figura 5.2 Río Valdivia y estero Cutipay<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Imágenes satelitales tomadas con Google Earth. <http://www.maps.google.cl>



Figura 5.3 Puente Cutipay y sector a iluminar<sup>15</sup>

El SHOA, Servicio Hidrográfico y Oceánico de la Armada de Chile, confecciona las cartas náuticas que es una base de datos estandarizada en su estructura, contenido y formato. Toda la información de la carta náutica tradicional es necesaria para una navegación segura y además es complementada con información adicional extraída de Derroteros, Lista de Faros, Radioayuda y todo lo necesario para entregar una mayor seguridad a la navegación.

Para el río Valdivia existe la carta náutica donde muestra las menores profundidades tomadas o medidas durante las mareas mas bajas. La figura 5.4 muestra una parte de la carta correspondiente a la parte del río Valdivia en estudio. En este caso la carta náutica entrega la información necesaria solamente para las partes que se consideran navegables. El estero Cutipay no se considera un estero navegable, por lo tanto no existe ninguna carta que entregue la información de los niveles de agua o un nivel promedio de agua en el sector a estudiar.



Figura 5.4 Selección de carta náutica río Valdivia y Cutipay.

Se debe tener en cuenta que el río Valdivia está afecto a mareas lo que se convierte en el factor más importante para medir la profundidad del sector en estudio. La marea de los ríos es producida por las ondas de marea oceánica que al llegar a las desembocaduras se propagan río arriba a una velocidad muy pequeña, debido a la poca profundidad, y que van provocando distintas pleamares y bajamares a su paso por los distintos lugares del río. El SHOA además de confeccionar las cartas náuticas, publica la tabla de mareas que es una publicación anual que entrega las predicciones diarias de marea, la que se divide en las siguientes partes:

Tabla I Predicción diaria de la hora y altura de la pleamar y bajamar en los puertos patrones.

Tabla II Diferencia de mareas para obtener hora y altura de la pleamar y bajamar de los puertos secundarios.

Tabla III Tabla para calcular la altura de la marea en un momento cualquiera.

Tabla IV Predicción diaria de corrientes en algunos pasos y estrechos principales.

Tabla V Información astronómica relativa al Sol y la Luna.

Tablas VI, Conversión de arco a tiempo, pies a metros y brazos a metros, VII y VIII.

El SHOA establece un puerto patrón y designa por el resto del país puertos secundarios.

En la Región de Los Ríos existen dos puertos secundarios, Corral y río Valdivia y todos los datos relacionados con las mareas del lugar están referidos a los datos de las mareas de su Puerto Patrón, Valparaíso. La tabla contiene las diferencias entre la hora y la altura promedio de la marea de un puerto secundario y su puerto patrón correspondiente.

Debido a la ubicación de los puertos secundarios y la ubicación del lugar de estudio se hace necesario estudiar las diferencias de tiempo de pleamares y bajamares entre los puertos secundarios de Valdivia y Corral. Para eso se ubican los puntos donde se toman las mediciones de marea y el punto a estudiar.

Río Valdivia	39° 48' S ; 73° 15' O	Gobernación Marítima
Bahía Corral	39° 52' S ; 73° 26' O	Muelle Bahía Corral
Sector Cutipay (sector estudio)	39° 51' 17,42" S 73° 19' 50,18" O	Puente Cutipay

Debido a que las mareas son un emplazamiento ondular que recorre el río, en este caso río Valdivia, se puede aproximar el atraso o adelanto de pleamares y bajamares en el punto a estudiar. Entonces se toma del punto de medición del río Valdivia y se comprueba la tabla de mareas para aproximar la hora en que se produce la pleamar y bajar en el Sector Cutipay en el mes de agosto del año 2009.

DIA	HORA	ALTURA	DIA	HORA	ALTURA	DIA	HORA	ALTURA	DIA	HORA	ALTURA
	H.M	METROS		H.M	METROS		H.M	METROS		H.M	METROS
01	0330	0.26	09	0208	0.88	16	0211	0.24	24	0253	1.03
	0935	0.90		0848	0.42		0901	1.03		0940	0.36
	1722	0.26		1419	1.09		1653	0.26		1456	1.01
	2227	0.64		2142	0.42		2143	0.57		2223	0.29
02	0423	0.31	10	0242	0.82	17	0323	0.28	25	0346	0.96
	1023	1.01		0930	0.37		0957	1.17		1037	0.35
	1809	0.31		1452	0.94		1744	0.30		1540	0.80
	2307	0.74		2211	0.34		2232	0.71		2302	0.24
03	0508	0.37	11	0323	0.76	18	0429	0.30	26	0443	0.39
	1107	1.12		1017	0.32		1049	1.31		1140	0.33
	1851	0.39		1530	0.79		1829	0.37		1640	0.61
	2341	0.83		2248	0.27		2312	0.85		2346	0.22
04	0546	0.42	12	0412	0.72	19	0527	0.30	27	0547	0.82
	1146	1.23		1116	0.30		1137	1.41		1301	0.30
	1930	0.47		1619	0.64		1912	0.43		1805	0.48
				2330	0.23		2350	0.97			
05	0012	0.89							28	0045	0.22
	0624	0.46	13	0516	0.71	20	0619	0.31		0656	0.78
	1220	1.30		1230	0.29		1221	1.45		1459	0.26
	2005	0.52		1733	0.51		1953	0.47		1953	0.44
06	0041	0.93	14	0015	0.20	21	0031	1.05	29	0147	0.23
	0658	0.49		0640	0.77		0708	0.32		0803	0.78
	1251	1.32		1403	0.28		1302	1.44		1618	0.23
	2034	0.54		1911	0.45		2033	0.47		2116	0.48
07	0109	0.94	15	0108	0.21	22	0115	1.08	30	0246	0.26
	0733	0.49		0758	0.88		0757	0.34		0904	0.84
	1321	1.29		1544	0.26		1340	1.36		1711	0.25
	2058	0.53		2041	0.48		2111	0.43		2208	0.56
08	0138	0.92	16	0211	0.24	23	0203	1.07	31	0341	0.29
	0809	0.47		0901	1.03		0847	0.36		0957	0.94
	1350	1.21		1653	0.26		1417	1.21		1756	0.30
	2119	0.48		2143	0.57		2147	0.36		2248	0.65

Día por medio se anotó en papel la hora del comienzo del cambio de corriente o flujo y reflujo relacionado a los cambios de marea. La diferencia en metros no fue medida ya que por el momento se sabía la profundidad de la parte en estudio.

DIA	HORA	HORA APROX
	H.M	CUTIPAY
01	0330	N/O
	0935	0910
	1722	1645
	2227	N/O
03	0508	N/O
	1107	1030
	1851	1830
	2341	N/O
05	0012	2350
	0624	N/O
	1220	1145
	2005	1950
07	0109	N/O
	0733	N/O
	1321	1245
	2058	2040
09	0208	N/O
	0848	N/O
	1419	1350
	2142	2115
11	0323	N/O
	1017	1000
	1530	1450
	2248	N/O
13	0516	N/O
	1230	1210
	1733	1650
14	0015	N/O
	0640	0600
	1403	1345
	1911	1850
15	0108	1230
	0758	0720
	1544	N/O
	2041	N/O

DIA	HORA	HORA APROX
	H.M	CUTIPAY
17	0323	N/O
	0957	0900
	1744	1720
	2232	N/O
19	0527	N/O
	1137	1050
	1912	0.43
	2350	N/O
21	0031	N/O
	0708	0630
	1302	1220
	2033	N/O
23	0203	N/O
	0847	N/O
	1417	1330
	2147	N/O
25	0346	N/O
	1037	1015
	1540	1500
	2302	N/O
27	0547	N/O
	1301	N/O
	1805	1730
29	0147	N/O
	0803	0730
	1618	1600
	2116	2030
31	0341	N/O
	0957	0920
	1756	1730
	2248	N/O

N/O = no observado.

Si se comparan los inicios de cada marea entre Valdivia y sector Cutipay se pueden establecer que existe un adelanto en casi 25 a 30 minutos en bajamares y en pleamares un adelanto de aproximadamente 40 minutos. De hecho se establece que las pleamares empiezan antes debido a que la duración de las bajamares no pasa más allá de 4 horas debido a la existencia de remansos o inactividad de reflujo para dar comienzo al flujo de pleamar.

Se puede deducir entonces que en la cuenca en estudio existe un desnivel que no deja completar el tiempo establecido por la tabla de mareas en bajamares y que el volumen de agua que entra en pleamar es mucho mayor que la que sale en un reflujo.

Para los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre se comprueba el mismo fenómeno. Es importante destacar que las diferencias de alturas entre mareas no son notorias a simple vista y solo se puede visualizar una mayor fuerza o velocidad de la corriente en el momento que la pleamar termina.

Debido a que comúnmente los meses de Enero y Febrero están en una estación seca el nivel del agua disminuye casi a sus niveles mínimos. Es en estos meses donde se toman los datos de profundidad del sector en estudio. En nuestro caso se toman los datos de profundidad del agua en pleamares y bajamares día por medio.

Esta vez para ver la confiabilidad de la tabla de mareas se utiliza el software gratuito XTIDE: Harmonic tide clock and tide predictor<sup>16</sup> que predice la hora y altura de marea en los mismos puntos en estudio. Con ayuda del programa se establecen las pleamares máximas y bajamares mínimas del día y del mes para hacer la medición de la profundidad. A continuación se muestra un grafico con los resultados para el mes de enero y febrero y una tabla de medición de profundidad día por medio.

Hay que tener muy en cuenta que en este caso la tabla de mareas sirve para aproximar el nivel del agua que esta entrando o saliendo y no establece ningún valor de profundidad o factor a multiplicar con las profundidades medidas. La tabla de mareas es utilizada en este caso para saber las horas en que los niveles cambian para buscar la profundidad minima y máxima, para así calcular el volumen de agua y poder aproximar la potencia o energía de

---

<sup>16</sup> Xtide: Predictor de mareas y de tiempo armónicos de marea. <http://www.flaterco.com/xtide/>

los flujos o reflujos que se originan en esa zona. Para el mes de enero las graficas son las siguientes.

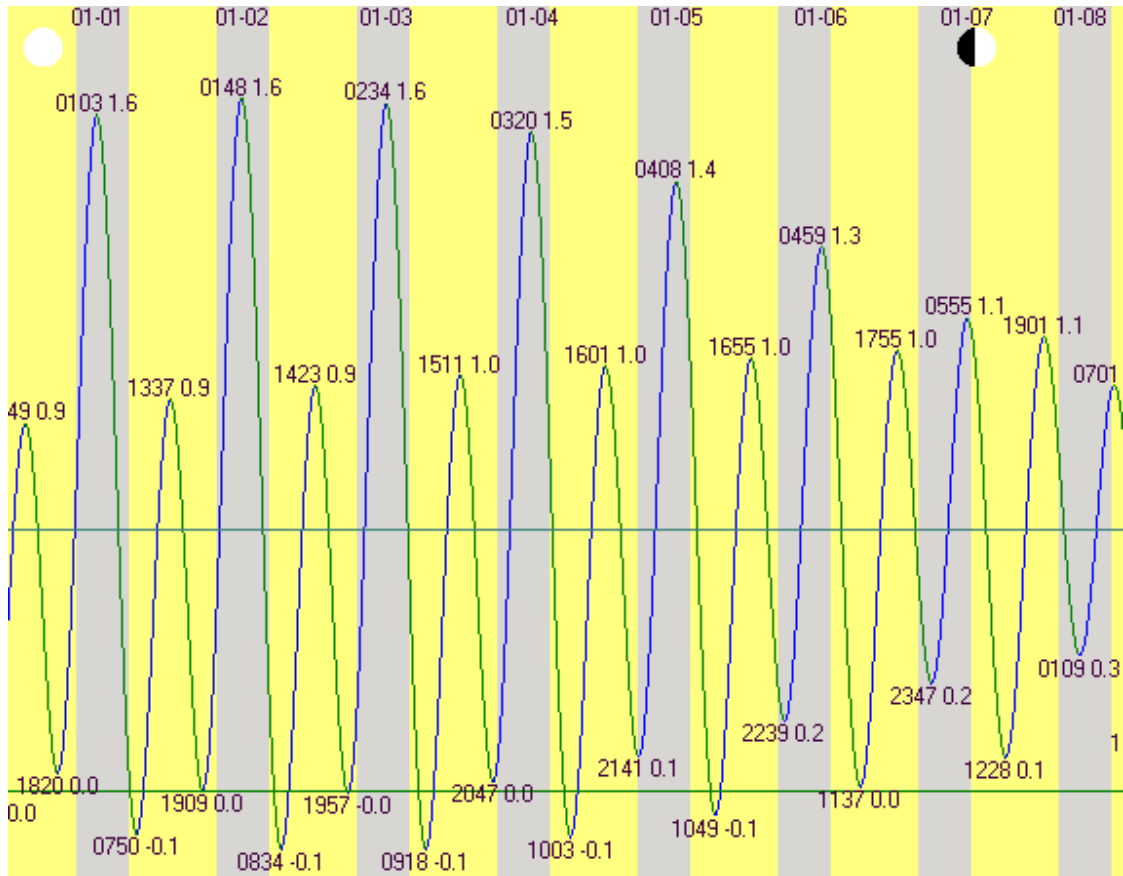


Figura.5.5 Grafico de mareas de 1 al 8 de Enero 2010

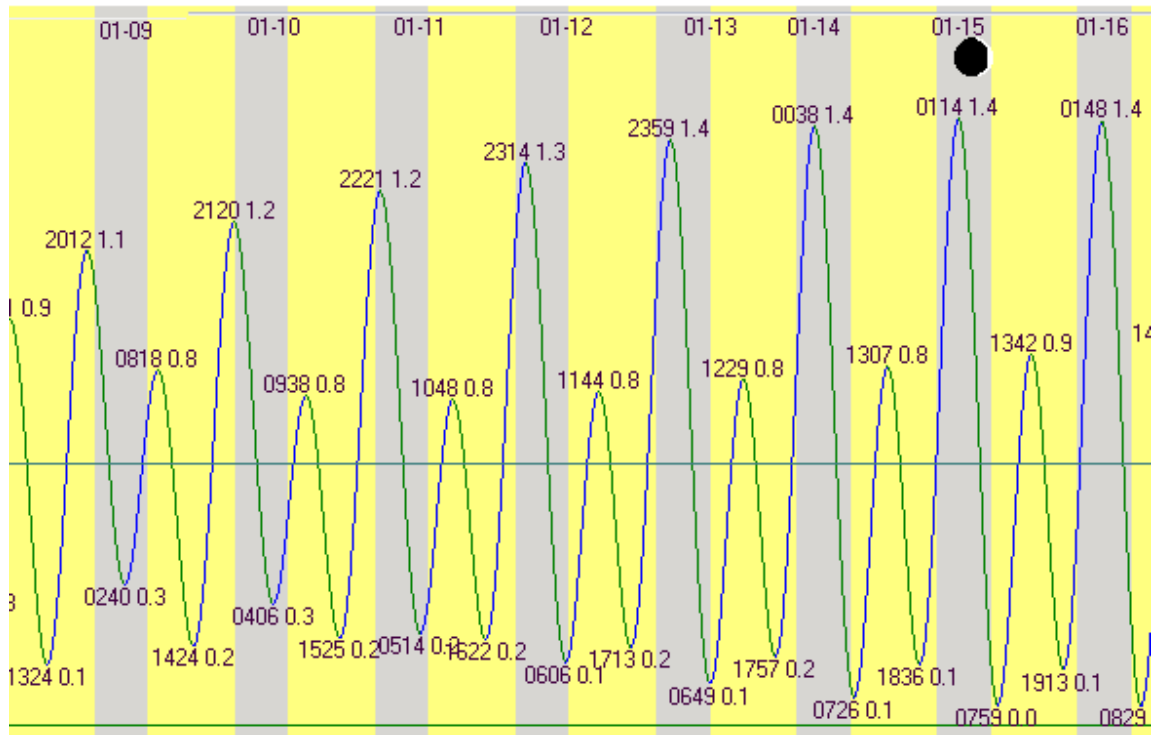


Figura.5.6 Grafico de mareas de 9 al 16 de Enero 2010

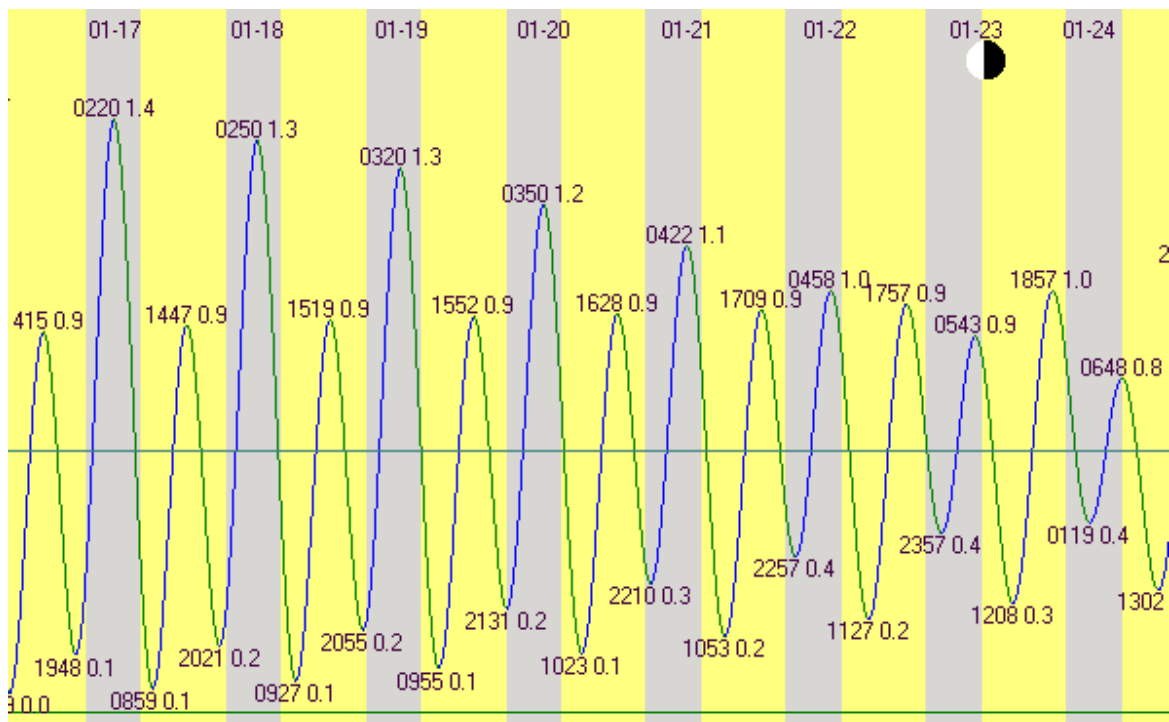


Figura.5.7 Grafico de mareas de 17 al 24 de Enero 2010

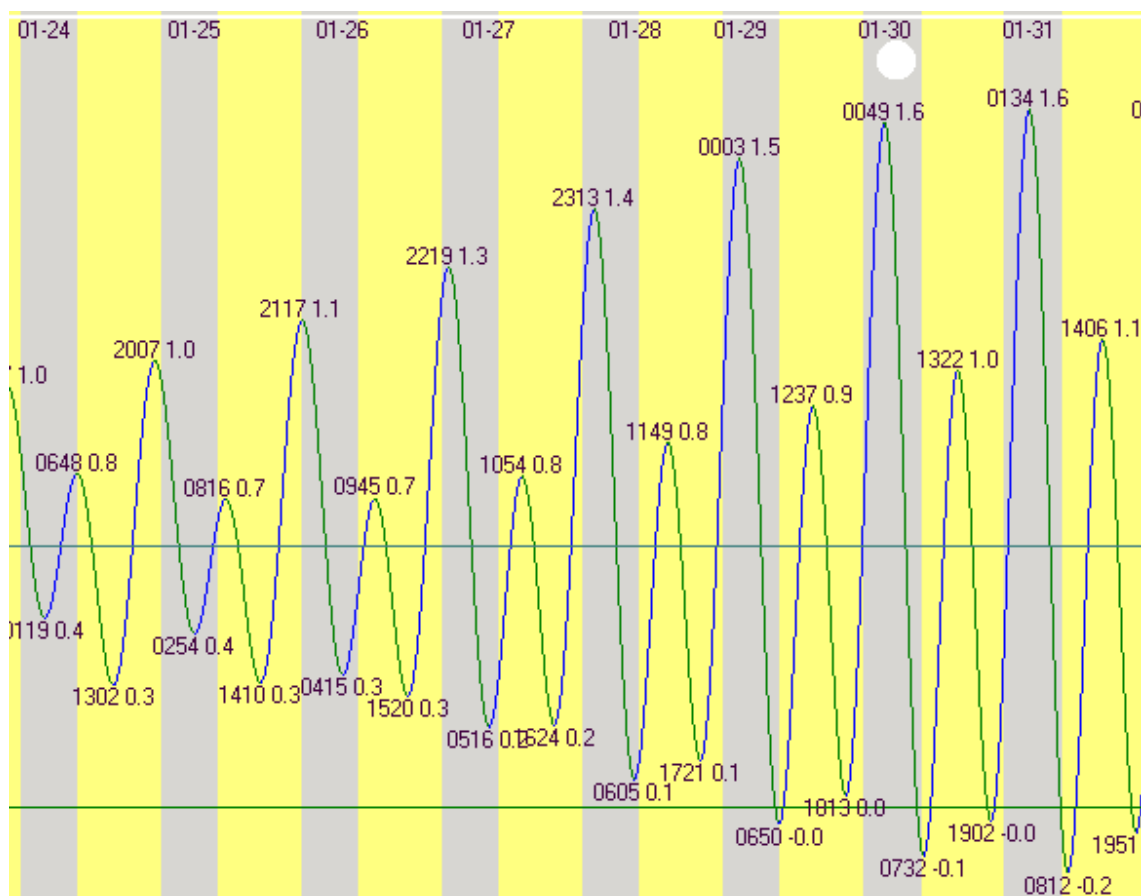


Figura.5.8 Grafico de mareas de 24 al 31 de Enero 2010

De las graficas anteriores se establece que la mayor altura de pleamar es de **1.6 m** y una bajamar de **-0.2 m** estableciéndose un rango de marea de **1.8 mts**. Las profundidades medidas en el sector estudio día por medio para el mes de enero fueron.

Tabla 5.2 Profundidades medidas en el mes de Enero 2010

Día	Profundidad en Bajamar (metros)	Profundidad en Pleamar (metros)	Día	Profundidad en Bajamar (metros)	Profundidad en Pleamar (metros)
1	3.20	4.50	17	3.50	4.80
2	3.40	4.80	19	3.50	5.70
5	3.60	5.10	21	3.40	5.50
7	4.10	5.70	23	3.20	5.60

9	4.20	5.50	25	3.50	5.50
11	4.10	5.60	27	3.50	5.70
13	4.50	5.70	29	3.70	5.60
15	3.90	5.60	31	4.20	5.80

Considerando las mediciones del mes de Enero se establece una profundidad mínima y máxima suponiendo el mes más seco y con menor cantidad de agua en flujos y reflujos. Se debe considerar que el suelo en el punto en estudio no es uniforme y se conforma principalmente de piedras del tipo laja y arena en menor cantidad. La figura 5.9 muestra como se establece los mínimos y máximos del sector en estudio.

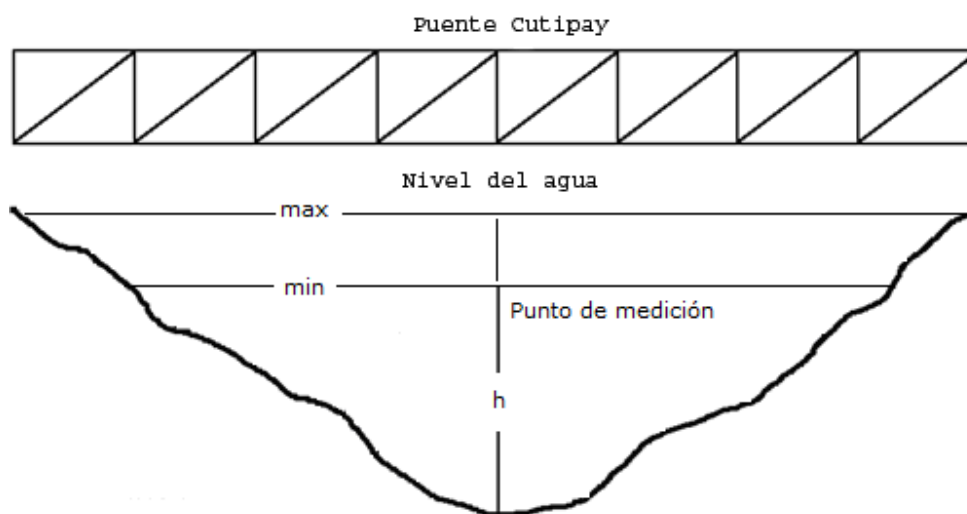


Figura.5.9 Punto de medición para establecer profundidades min. Y máx.

Para hacer las mediciones de profundidad se utiliza un perfil de acero graduado en metros y centímetros. Es muy importante considerar el error humano en este tipo de mediciones pero ya que el sector se ha estudiado por más de 6 meses se puede asegurar una profundidad mínima de 3 metros en reflujos de bajamar y 4.0 metros de altura en flujo de pleamar, estableciendo un rango de marea o diferencia de altura mínimo de 1.0 metros.

### 5.2.2 MEDICION DEL CAUDAL

El sector en estudio esta delimitado por las paredes o columnas que sostienen al puente Cutipay. Es decir se puede establecer el área del lugar en estudio de una manera muy fácil y con un mínimo porcentaje de error. La figura 5.10a muestra como se establece en el lugar un área de 80 m<sup>2</sup> para después subdividir el área y medir la velocidad en la superficie mediante trozos de madera de aprox. 500 grs.



Figura 5.10 Sector estudio para cálculo de caudal.

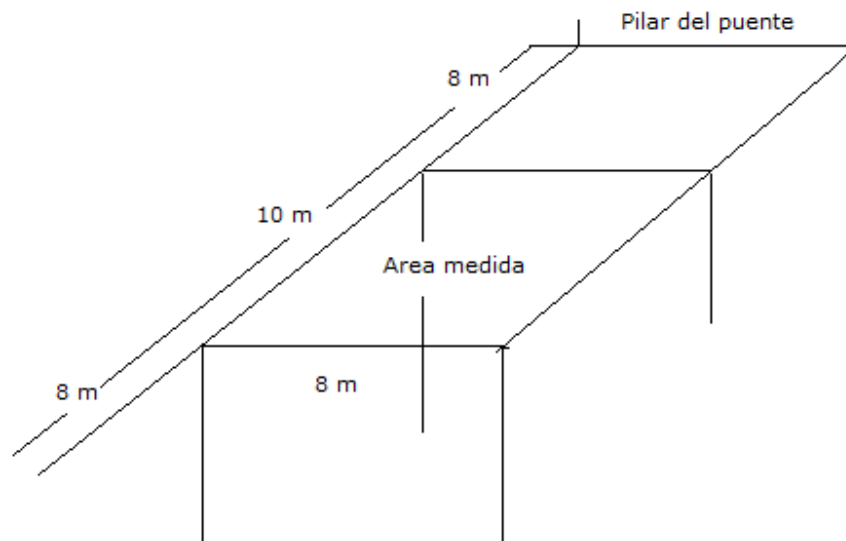


Figura 5.10a Sección del río para cálculo del caudal.

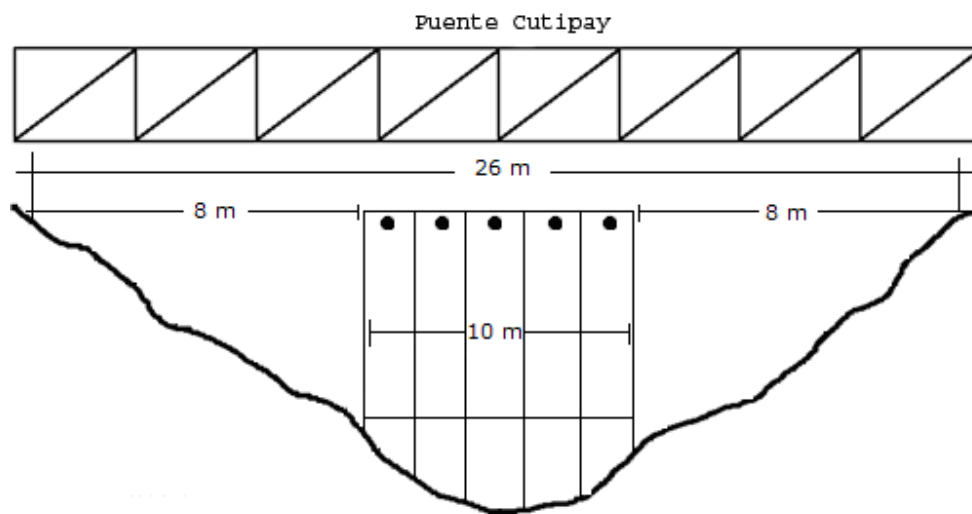


Figura 5.10a Puntos de medición de velocidad para cálculo de caudal.

En el sector estudio se estima que siempre el caudal es uniforme en casi 20 metros de la totalidad del estrecho que forma el puente. Es por eso que se han tomado 10 metros de la totalidad para asegurar un caudal uniforme y con la mayor profundidad. Para este caso solo se toma en cuenta la profundidad mínima estimada en el paso anterior.

Se mide entonces para cada subárea el valor de  $L \times H$ , teniendo en cuenta que ha dividido el canal en 5 partes iguales de dos metros. Por lo tanto cada subárea es igual a.

$$L \cdot H = (2 \cdot 3)m = 6m^2 \quad ,$$

Por lo tanto la suma total de todas las subáreas es  $6m^2 \times 5 = 30 m^2$  en un refluo o bajamar. Para un flujo de altamar, como se estableció en el paso anterior el rango de marea es de 1.5 m. Esto quiere decir que la altura para calcular el área es de 4.5 m por lo tanto se obtiene.

$$L \cdot H = (2 \cdot 4)m = 8m^2$$

Por lo tanto la suma total de todas las subáreas es  $8m^2 \times 5 = 40 m^2$

Para el calcular el caudal necesitamos también la velocidad del área en estudio. Para la medición de velocidad se midieron 10 metros y se tomo con un cronometro digital el tiempo que demoraban trozos de madera en recorrer tal distancia. El promedio de las velocidades medidas día por medio en el mes de enero y la segunda mitad de febrero fueron las siguientes.

Tabla 5.3 Datos de caudales aforados

Día	Bajamar Vel. (m/s)	Caudal m <sup>3</sup> /s	Pleamar Vel. (m/s)	Caudal m <sup>3</sup> /s	Día	Bajamar Vel. (m/s)	Caudal m <sup>3</sup> /s	Pleamar Vel. (m/s)	Caudal m <sup>3</sup> /s
1	1.23	29.52	1.33	42.56	23	1.04	24.96	1.57	50.24
3	1.30	31.20	1.66	53.12	25	1.20	28.80	1.44	46.08
5	1.12	26.88	1.64	52.48	27	1.30	31.20	1.45	46.40
7	1.13	27.12	1.61	51.52	29	1.34	32.16	1.53	48.96
9	1.25	30.00	1.51	48.32	31	1.10	26.40	1.60	51.20
11	1.08	25.92	1.48	47.36	1	1.08	25.92	1.31	41.92
13	1.33	31.92	1.65	52.80	3	1.26	30.24	1.49	47.68
15	1.34	32.16	1.46	46.72	5	1.15	27.6	1.48	47.36
17	1.08	25.92	1.64	52.48	7	1.11	26.64	1.64	52.48
19	1.13	27.12	1.53	48.96	9	1.35	32.40	1.51	48.32
21	1.31	31.44	1.57	50.24	11	1.30	31.2	1.52	48.64

Los caudales fueron calculados de la siguiente manera considerando un factor de corrección de 0,8 con respecto a la velocidad y profundidad.

$$Caudal = Area \cdot Velocidad \cdot factordecorreccion$$

Ejemplo de calculo caudal día 1 en bajamar

$$Caudal = 30 \cdot 1,23 \cdot 0,8$$

$$Caudal = 29,52m^3 / s$$

Ejemplo de calculo caudal día 1 en pleamar

$$Caudal = 1,33 \cdot 40 \cdot 0,8$$

$$Caudal = 42,56m^3 / s$$

#### **5.2.2.1 FRECUENCIA ABSOLUTA Y RELATIVA DE CAUDALES**

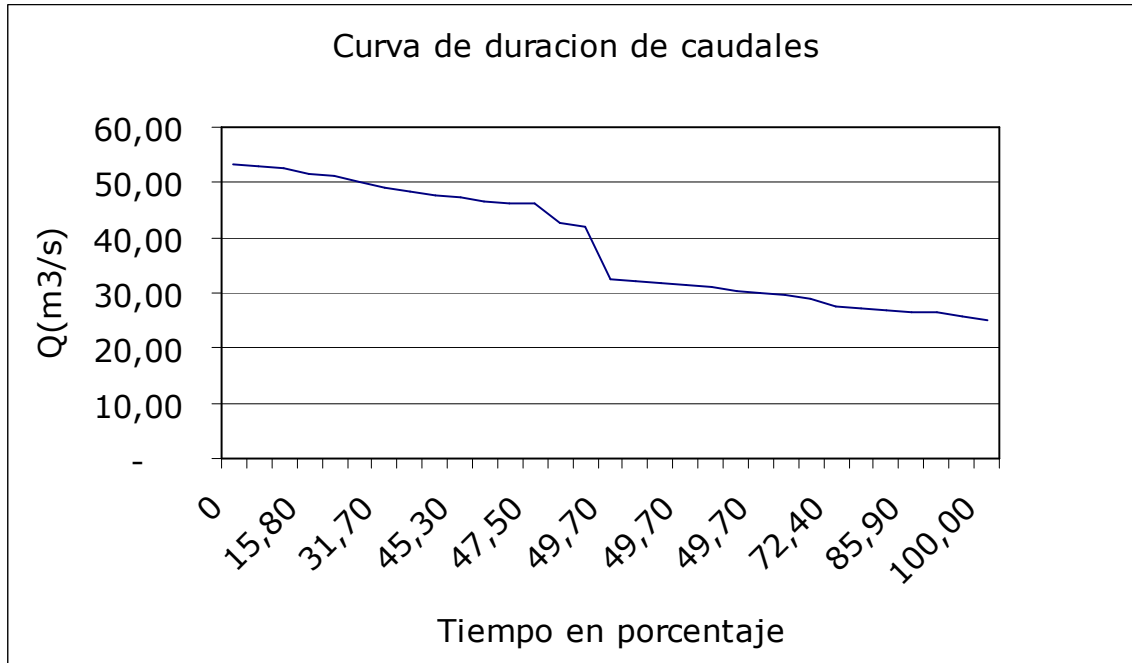
La frecuencia relativa acumulativa viene a ser la duración en términos de porcentaje. Para calcular la frecuencia relativa de cada rango se divide el número de ocurrencias entre el número total de aforos:

$$fr(\%) = (F / N) \cdot 100$$

Tabla 5.4 Frecuencia relativa y absoluta y duración de caudales.

<b>(<math>Q_i - Q_{i-1}</math>)</b>	<b>F</b>	<b>Fr (%)</b>	<b>Duración (%)</b>
54-53	1	2.2	2.2
53-52	4	9.1	11.3
52-51	2	4.5	15.8
51-50	2	4.5	20.3
50-49	0	0	20.3
49-48	5	11.4	31.7
48-47	3	6.8	38.5
47-46	3	6.8	45.3
46-45	0	0	45.3
45-44	0	0	45.3
44-43	0	0	45.3
43-42	1	2.2	47.5
42-41	1	2.2	49.7
41-40	0	0	49.7
40-39	0	0	49.7
39-38	0	0	49.7
38-37	0	0	49.7
37-36	0	0	49.7
36-35	0	0	49.7
35-34	0	0	49.7
34-33	0	0	49.7
33-32	3	6.8	56.5
32-31	5	11.4	67.9
31-30	2	4.5	72.4
30-29	2	4.5	76.9
29-28	1	2.2	79.1
28-27	3	6.8	85.9
27-26	3	6.8	92.7
26-25	3	6.8	99.5
25-24	1	2.2	100

De los datos se grafica la curva de duración de caudales



Obtenida esta curva de duración de caudales se puede establecer el caudal de diseño según las condiciones establecidas o requerimientos del sistema. Para establecer el caudal de diseño se tomaran en cuenta los siguientes antecedentes.

- 1- La duración de los caudales depende de la duración de los flujos o reflujos que ocurren en el sector.
- 2- La potencia que el caudal pueda generar para selección de la turbina.
- 3- Tiempo de funcionamiento de la central.

Considerando que los caudales más altos se producen cuando hay un flujo de pleamar y que no es necesario que la central este funcionando todo el día para los requerimientos del sistema<sup>17</sup> se toman las siguientes condiciones de diseño.

- 1- La central deberá trabajar máximo a un 70 % a plena carga, mayoritariamente en los tiempos que se producen pleamares. Por lo tanto el caudal aproximado disponible, según la curva de duración de caudales, es de 30 m<sup>3</sup>/s. Caudal que corresponde a los

<sup>17</sup> Sistema de iluminación LED que cubre una carretera de 400 metros. Véase mas adelante.

*medidos en los reflujos de bajamar. Es decir se asegura un caudal mínimo de 30 m<sup>3</sup>/s para ser utilizados en la generación de electricidad para nuestro sistema.*

### 5.2.3 SELECCIÓN DEL RODETE DE TURBINA

Considerando la Tabla 2.4. "Características principales de turbinas hidráulicas" se asume como primera instancia la utilización de un rodete TURGO ya que puede funcionar con un caudal mínimo de menos de 1 m<sup>3</sup>/s. La turbina Turgo es una turbina de acción, de flujo axial centrípeto y de admisión total.

Turbina	Inventor y año de Patente	N <sub>s</sub> (rpm, HP, m) rpm	Q m <sup>3</sup> /s	H m	P KW	η <sub>MAX</sub> %
TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60 - 260	0.025 - 10	15 - 300	5 - 8000	<b>85</b>

Cabe destacar que se ha elegido esta turbina además por el rendimiento promedio que tiene con las otras y por su estructura básica. Actualmente al hablar de turbinas se refiere principalmente al conjunto en general. Esta vez solos se ha considerado la forma del rodete para estimar la potencia que puede generar el caudal disponible a utilizar.

El rodete Turgo puede operar con mayor caudal donde el chorro de agua ingresa por un lado y sale por el otro. El rodete es pequeño comparado con el resto y se puede acoplar directamente a un generador disminuyendo el costo del grupo generación. Figura 5.11<sup>18</sup>

<sup>18</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Turgo\\_turbine.png](http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Turgo_turbine.png)

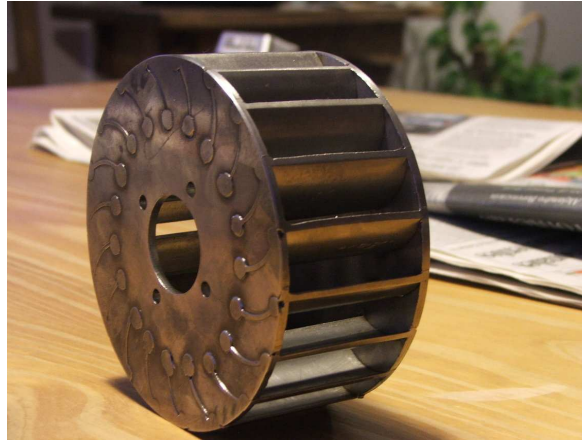


Figura 5.11 Rodete TURGO

#### 5.2.4 POTENCIA DE SISTEMA

La potencia de sistema se estimara según las condiciones de la turbina y/o rodete elegido. Como se ha elegido solamente el rodete de la turbina se ha bajado el rendimiento al 80% considerándose el menor rendimiento de un rodete. Del punto 2.8.3 La potencia de la turbina se calcula de la siguiente manera.

Expresando la potencia de la turbina en CV tenemos:

$$P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{75} \cdot \eta_t$$

En la que: P = potencia en CV.

Q = 30 (m<sup>3</sup>/s).

H = Se considera el rango de marea medido de 1 m.

$\eta_t$  = rendimiento de la turbina. 80% o 0,8 en tanto por uno

1000 = cantidad de litros de agua (o kg) en un m<sup>3</sup>.

75 = proviene de la equivalencia existente entre el CV y el kgm/s, como unidades de potencia.

$$P = \frac{1000 \cdot 30 \cdot 1}{75} \cdot 0.8$$

$$P = 320(CV)$$

Siendo 1 KW = 1,36 CV, la expresión de la potencia en KW es:

$$P_{Kw} = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{1,36 \cdot 75} \cdot \eta_l$$

$$P_{Kw} = \frac{1000 \cdot 30 \cdot 1}{1,36 \cdot 75} \cdot 0.8$$

$$P = 235,3Kw$$

También es necesario estimar la potencia máxima a generar para el diseño de la turbina en relación a las RPM. Para esto se toma el caudal máximo aforado de 53.12 m<sup>3</sup>/s (Tabla 5.3) y se calcula la potencia de la misma manera.

$$P_{Kw} = \frac{1000 \cdot Q \cdot H}{1,36 \cdot 75} \cdot \eta_l$$

$$P_{Kw} = \frac{1000 \cdot 53,12 \cdot 1}{1,36 \cdot 75} \cdot 0.8$$

$$P = 416.62Kw$$

### 5.3 EVALUACION DEL SISTEMA DE ILUMINACION.

Según la cantidad de energía que requiera el sistema de iluminación podremos determinar el conjunto de generación eléctrica. El sistema de iluminación se refiere a todos los elementos que intervienen o que ayudaran a que el puente pueda ser iluminado de forma *eficiente*, es decir, utilizar la menor cantidad de energía posible para satisfacer las necesidades requeridas según el Reglamento de Alumbrado Publico de Vías de Trafico Vehicular que establece la Súper Intendencia de Electricidad y Combustibles de nuestro país<sup>19</sup>. Para saber que sistema se debe utilizar es necesario conocer la efcacia de cada elemento que compone el sistema de iluminación, necesariamente vinculados al consumo de electricidad. En un sistema de iluminación se identifican los siguientes elementos.

*Usuarios:* Determinan la visibilidad y el contraste.

*Calzada:* Determina la superficie y el tipo de material empleado. Se sabe que depende de la superficie de la calzada el tipo de iluminación a utilizar

*Luminaria:* Determina la cantidad de lúmenes a utilizar para tener la mejor visibilidad y contraste en una calzada. Es la única relacionada directamente con energía eléctrica y depende de ella y sus elementos la eficiencia energética de nuestro sistema. En el Capitulo IV se da a conocer que hoy en día la luminaria con mejor eficiencia energética es la luminaria tipo LED la cual tomaremos como referencia para buscar la mejor alternativa en el mercado. A continuación se describe la forma de seleccionar y comparar una luminaria LED.

Una luminaria LED se compone por un conjunto de diodos LED y se debe considerar los parámetros físicos tanto como los efectos de cada uno por separado. Estos parámetros se describen en la tabla 5.6.

Tabla 5.6 Parámetros a considerar en la elección de una luminaria LED

Parámetro	Consideraciones
	Las variaciones de temperatura en un diodo LED acorta la vida útil del

<sup>19</sup> SEC. [www.sec.cl](http://www.sec.cl) Reglamento de Aplicación Obligatoria en Alumbrado Publico en Vías de Trafico Vehicular.

Temperatura	mismo causando depreciación del flujo máximo. El calor emitido en las juntas del LED en el proceso de emisión de luz debe ser disipado por conducción o convección.
Corriente eléctrica	Un exceso de corriente reduce la vida útil del LED debido al aumento de calor.
La temperatura del color	- A temperaturas frías mejor eficiencia y menor IRC <sup>20</sup> - A temperaturas calidas menor eficiencia y mayor IRC

También es necesario diferenciar los conceptos de eficiencia y eficacia de las luminarias LED. El termino eficiencia solo será utilizado para el conjunto óptico utilizado. Como no es posible evaluar el flujo luminoso fuera de la luminaria, se habla de la eficacia de los elementos que componen la luminaria, es decir los diodos, la fuente de alimentación y la electrónica que hace funcionar a los diodos LED. Es importante destacar entonces que depende mucho de la calidad del LED y todos los componentes que constituyen la luminaria. Se recomienda entonces un producto que tenga el sello de certificación CE y que cumpla con las normas de luminarias<sup>21</sup>.

En base a esto se selecciona la única luminaria disponible que cumple con todos los requisitos nombrados anteriormente. Si bien es cierto existen muchas empresas que fabrican luminarias LED, no dejan explicito en sus catálogos la obtención de certificados de calidad, por lo tanto fueron descartados de forma inmediata.

Para comenzar con el estudio de iluminación se deben considerar las especificaciones técnicas que el reglamento exige. Del Capítulo 5 se toman las siguientes especificaciones.

<sup>20</sup> IRC = Índice de reproducción cromática.

<sup>21</sup> Norma internacional IEC 60598 y 62031

### 5.3.1 Clase de Alumbrado de las Vías de Tráfico Vehicular.

En el presente artículo se establecen las especificaciones generales para la Clasificación de las Vías de Tráfico Vehicular a contar o que cuenten con Alumbrado Público y su intensidad lumínica. Para tal propósito, estas vías se dividen en dos grupos principales, de acuerdo a sus características de separación entre los diferentes Tipos de Usuario, según se establece a continuación.

#### 5.3.1.1 Vías de Tráfico Vehicular con Separación de los diferentes Tipos de Usuarios.

En esta clasificación se consideran aquellas vías que cuenten con líneas trazadas para la separación de los diferentes tipos de usuarios o con restricción de uno de los tipos de usuario en una vía de tráfico.

De acuerdo a ello, según las características de estas vías, las respectivas Clase de Alumbrado se clasifican de M1 a M5, según se establece en la Tabla 5.7. Clase de Alumbrado para las Vías de Tráfico Vehicular con Separación entre Usuarios.

Tabla 5.7. Clase de Alumbrado para las Vías de Tráfico Vehicular con Separación entre Usuarios.

DESCRIPCIÓN DE VÍA DE TRÁFICO VEHICULAR	CLASE DE ALUMBRADO
Autopistas con carriles separados, libres de intersecciones al mismo nivel, con accesos completamente controlados, con Límite Máximo de Velocidad igual o mayor que 100 kilómetros / hora, de acuerdo a la siguiente Densidad de Tráfico y Complejidad del Trazado de Carreteras	
Alta, superior a 1.200 vehículos/hora.	M1
Media, entre 500 y 1.200 vehículos/hora.	M2
Baja, menor que 500 vehículos/hora.	M3
Carreteras de Alta Velocidad con calzada de doble sentido de circulación, con Control de Tráfico para diferentes tipos de usuarios y Límite Máximo de Velocidad igual o mayor que 100 kilómetros / hora.	
Pobre	M1

DESCRIPCIÓN DE VÍA DE TRÁFICO VEHICULAR	CLASE DE ALUMBRADO
Bueno	M2
Vías urbanas de tráfico importante, carreteras radiales y de distribución urbana a comunas, colectoras, circunvalación, principales de ciudad y atravesos de poblaciones, con Control de Tráfico para diferentes tipos de usuarios y Límite Máximo de Velocidad menor que 100 kilómetros / hora.	
Pobre	M2
Bueno	M3
Carreteras secundarias de conexión, carreteras distribuidoras locales, vías de accesos principales residenciales, carreteras que proporcionan acceso a propiedades y conducen a conexiones con otras carreteras, con Control de Tráfico para diferentes tipos de usuarios y Límite Máximo de Velocidad igual o menor que 80 kilómetros / hora.	
Pobre	M4
Bueno	M5

### 5.3.1.2 Complejidad del Trazado de Carreteras.

Para todas las situaciones de proyecto cuando las zonas próximas sean claras o fondos claros, todas las vías de tráfico vehicular verán incrementadas sus exigencias a las de la clase de alumbrado inmediatamente superior.

Los nuevos proyectos y memorias técnicas de diseño de las instalaciones de Alumbrado Público y de remodelaciones, ampliaciones o reformas de las existentes, deben iluminar únicamente la superficie que se pretende dotar de alumbrado y deben cumplir los criterios de eficiencia energética, reducción del resplandor luminoso nocturno y adecuada gestión de los residuos generados por las mismas.

### 5.3.1.3 Requisitos de Iluminación.

Los requisitos de iluminación que deberán cumplir las Vías de Tráfico Vehicular con Separación de los diferentes Tipos de Usuarios, se basan en valores de Luminancia media mantenida (Lm) de la superficie de la calzada, Uniformidad global (Uo) y Uniformidad

Longitudinal (UI), Razón de Entorno (SR) e Incremento de Umbral (TI), establecidos en la Tabla 5.8. Luminancias de Vías de Tráfico Vehicular con Separación entre Usuarios, valores que son de aplicación a superficies secas de calzadas.

### 5.3.2 Vías de Tráfico Vehicular sin Separación de los diferentes Tipos de Usuarios.

En esta clasificación se consideran las Vías Urbanas Residenciales, las que por definición, según numeral 13.35.1 precedente, no cuentan con separación de los diferentes tipos de usuarios.

De acuerdo a ello, según las características de estas vías, las respectivas Clase de Alumbrado se clasifican de P1 a P6, según se establece en la Tabla 5.9. Clase de Alumbrado para las Vías Urbanas Residenciales.

#### 5.3.2.1 Requisitos de Iluminación.

Los requisitos de iluminación que deberán cumplir las Vías Urbanas Residenciales se basan en valores de Iluminancia horizontal (E) medida a nivel de calzada, establecidos en la Tabla 5.10. Iluminancias de Vías Urbanas Residenciales, valores que son de aplicación a superficies secas de calzadas.

Tabla 5.8. Luminancias de Vías de Tráfico Vehicular con Separación entre Usuarios

CLASE DE ALUMBRADO	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS					
	Todas las Calzadas				Calzadas con pocas o sin intersecciones	Calzadas con aceras no iluminadas (*)
	Luminancia Media Mantenido (cd/m <sup>2</sup> )		Uniformidad Global U0 (-) Mínima	Incremento de Umbral TI (%) Máximo inicial	Uniformidad Longitudinal UI (-) Mínima	Razón de Entorno SR (-) Mínima
	Máxima	Mínima				
M1	2,5	2,0	0,4	10	0,7	0,5
M2	1,8	1,5	0,4	10	0,7	0,5
M3	1,3	1,0	0,4	10	0,7	0,5
M4	0,9	0,75	0,4	10	0,6	0,5

M5	0,6	0,5	0,4	10	0,5	0,5
----	-----	-----	-----	----	-----	-----

(\*) La relación de entorno SR se debe aplicar en aquellas vías de tráfico vehicular donde no existan otras áreas adyacentes a la calzada con sus propios requerimientos.

Además, las Vías Urbanas Residenciales a las cuales les corresponda una Clase de Alumbrado de P1 a P4, ambas incluidas, deberán presentar una Iluminancia de al menos 3,0 Lux, en un punto sobre 1,5 metros del plano horizontal de la calzada y equidistante entre dos (2) luminarias, lo que aplicará para todas las parejas de luminarias que se encuentren separadas a una misma distancia.

Según los datos que entregan el Reglamento de Iluminación de Vías de Tráfico Vehicular se establece que la Ruta T-350 corresponde a una carretera secundarias de conexión que conducen a conexiones con otras carreteras, con Control de Tráfico para diferentes tipos de usuarios y Límite Máximo de Velocidad igual o menor que 80 kilómetros / hora para lo cual corresponde una clase de alumbrado M4 y M5. Conociendo el tipo de iluminación se toman en cuenta las siguientes especificaciones.

Tabla 5.9 Especificaciones técnicas a utilizar para proyecto de iluminación

CLASE DE ALUMBRADO	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS					
	Todas las calzadas				Calzadas con pocas o sin intersecciones	Calzadas con aceras no iluminadas (*)
	Luminancia Media Mantenida (cd/m <sup>2</sup> )		Uniformidad Global U0 (-) Mínima	Incremento de Umbral TI (%) Máximo inicial	Uniformidad Longitudinal UI (-) Mínima	Razón de Entorno SR (-) Mínima
	Máxima	Mínima				
M4	0,9	0,75	0,4	10	0,6	0,5
M5	0,6	0,5	0,4	10	0,5	0,5

## 5.4 ELECCION DE LUMINARIAS.

La empresa Schreder<sup>22</sup> con sede en Santiago de Chile es la única empresa hasta el momento que ofrece luminarias LED de alta eficacia en sus componentes y gran eficiencia en sus conjuntos ópticos que cumplen con normas internacionales, dando pie al cumplimiento total del Reglamento de Alumbrado Publico de Vías de Trafico Vehicular de nuestro país. En sus catálogos del año 2010 figura la luminaria Altraled 24 la cual tiene las siguientes características.

### 5.4.1 Distribución fotométrica.

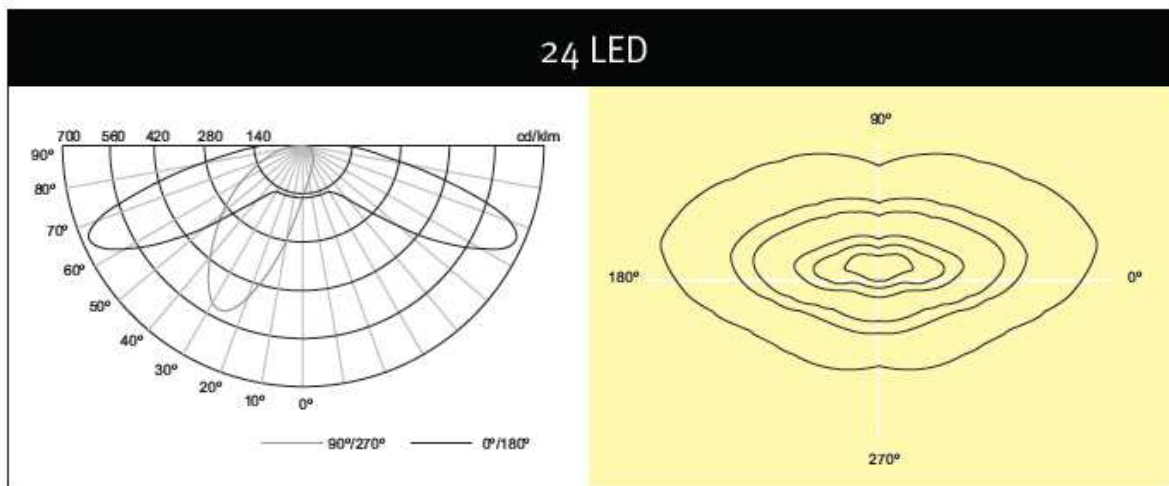


Figura 5.12 Distribución fotométrica luminaria a utilizar

### 5.4.2 Características principales.

- Luminaria energéticamente eficiente.
- Es hermética, asegurando cero mantenimientos y absoluta limpieza.
- Apta para apagado o encendidos sucesivos, incorporando un sistema de telegestión.
- Excelente disipación de calor.
- Grado de hermeticidad IP 66 asegurando la longevidad del producto. IEC - EN 60598
- Clase de aislamiento eléctrico : I , según IEC - EN 60598

<sup>22</sup> [www.schreder.com](http://www.schreder.com)

### 5.4.3 Dimensiones físicas.

Las dimensiones físicas de la luminaria son importantes a la hora de instalar los dispositivos. Hay que considerar también el peso de la luminaria y si es capaz de soportar el clima en donde se instalará. La luminaria pesa 3.8 Kg. y se recomienda usarla a una altura de 4 a 8 metros.

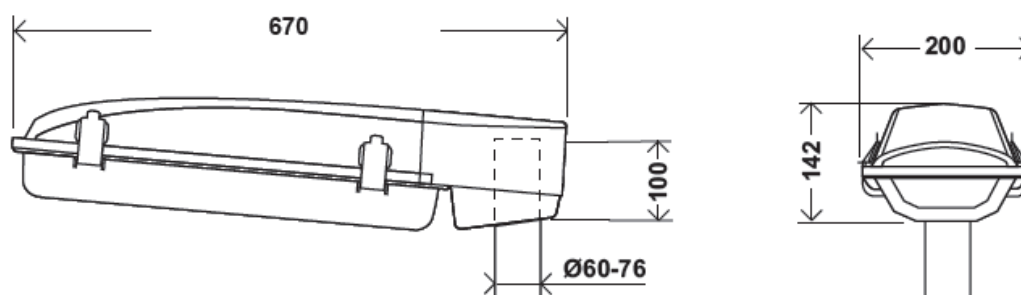


Figura 5.13 Dimensiones Altraled 24

### 5.4.4 Características eléctricas.

Las características eléctricas de la luminaria dependen de la cantidad de Led utilizados y la cantidad de corriente de funcionamiento.

Tabla 5.10 Especificaciones eléctricas luminaria a utilizar.

MODELO	POTENCIA	Nº DE LED	FLUJO
Base	30 W	24	Nominal
Plus	60 W	24	1,7 x Nominal
Triplo	90 W	72	3 x Nominal

## 5.5 ESTUDIO FOTOMETRICO

Para saber si la luminaria elegida cumple con el Reglamento de Alumbrado de Vías de Trafico Vehicular se debe hacer el estudio fotométrico de la luminaria. Con ayuda del software gratuito Ulysee 2.1 del la empresa Schreder es posible hacer un estudio completo utilizando la luminaria seleccionada.



Figura 5.14 Software Ulysee 2.1 utilizado para estudio fotométrico.

El reglamento de alumbrado de Vías de tráfico vehicular establece que puede utilizarse las normas internacionales de la C.I.E, Comisión Internacional de Alumbrado, y sugiere el uso de la norma CIE 140 "Road Lighting Calculations", Cálculos de instalaciones de alumbrado para carreteras. El software tiene la opción predeterminada para trabajar con la norma recién nombrada, y que de aquí en adelante será la norma que rige el estudio fotométrico. Utilizando la luminaria ALTRALED 24 PLUS los resultados fueron los siguientes.

### 5.5.1 Posición de las luminarias.

Utilizando el Standard C.I.E. 140 se definen las especificaciones de ruta y de luminaria.

La ruta T-350 tiene dos carriles o vías, cada uno de 3.5 metros y que en total suman 7 sin berma ni espacios peatonales. La distancia a iluminar definida será de 400 metros en total, distancia que cubre todo el puente y parte de la curva descrita anteriormente en el punto

5.1. Es importante seguir la continuación y ubicación de las luminarias, considerando la separación entre cada una de ellas o interdistancia.

La interdistancia esta relacionada directamente con la altura y la cantidad de luminarias a utilizar. Si la interdistancia es alta la altura de las luminarias debería ser baja y viceversa para así cumplir con la cantidad de lúmenes exigido por la norma. A continuación la figura 5.13 se aplica muestran los datos ingresados en el software. La figura 5.14 muestra el resumen de los datos ingresados.

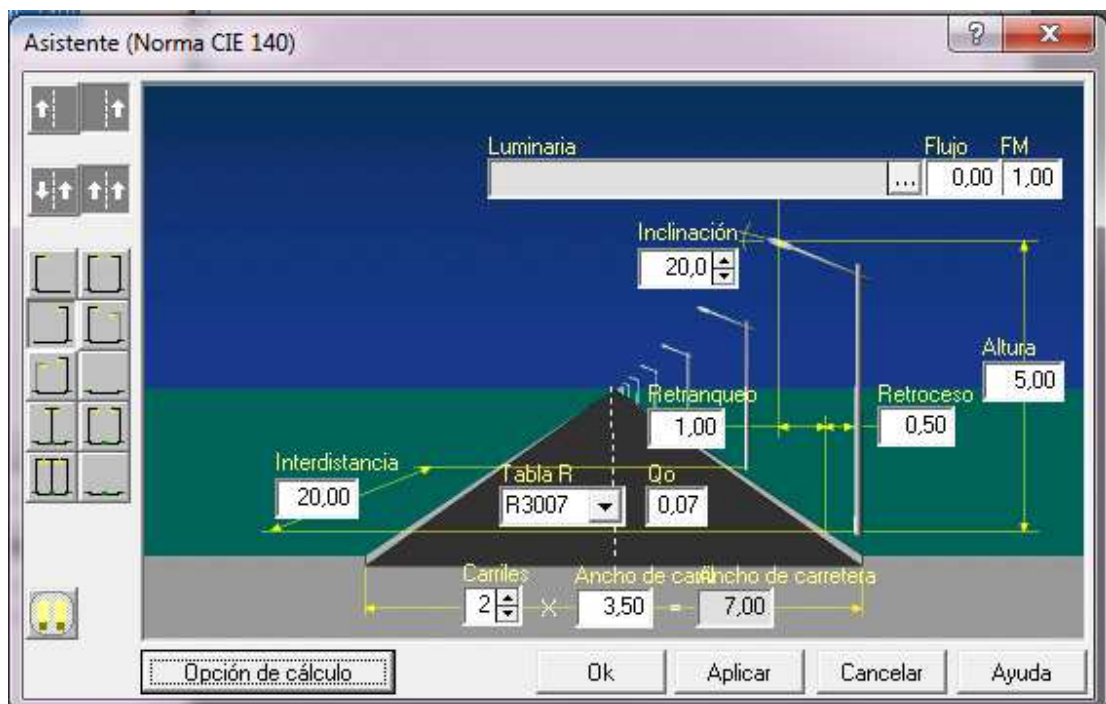



Figura 5.13 Ingreso de datos de luminaria y ruta en software

### General information : Standard C.I.E. 140

Road details			
Arrangement :		Driving :	
No. of lanes :	2	Lane width :	3,500 m
RTable :	R3007	Qo :	0,070
Calculation :	<input checked="" type="checkbox"/> Luminance	<input checked="" type="checkbox"/> Illuminance (Z Positive)	<input type="checkbox"/> Semi-cyl. ill.
			<input checked="" type="checkbox"/> TI
Way :			
		Road width :	7,000 m

Luminaires details			
Spacing :	20,000 m	Height :	5,000 m
Overhang :	1,000 m	Setback :	0,500 m
Inclination :	0,0 °	Type :	ALTRA LED
Reflector :	S	Protector :	POLYCARBONATE REFRACTOR
Source :	LED CREE	Setting :	CREE WH-905/24/29/2
Wattage :	60 W	Flux :	4,0 klm
		MF :	0,95



**29248B**

Figura 5.14 Resumen de datos de luminaria y ruta en software

Para hacer el cálculo fotométrico el programa trabaja con solo dos luminarias estableciendo el sector o malla a iluminar. Después repite los resultados obtenidos para el resto de luminarias. La figura 5.15 muestra la configuración utilizada.

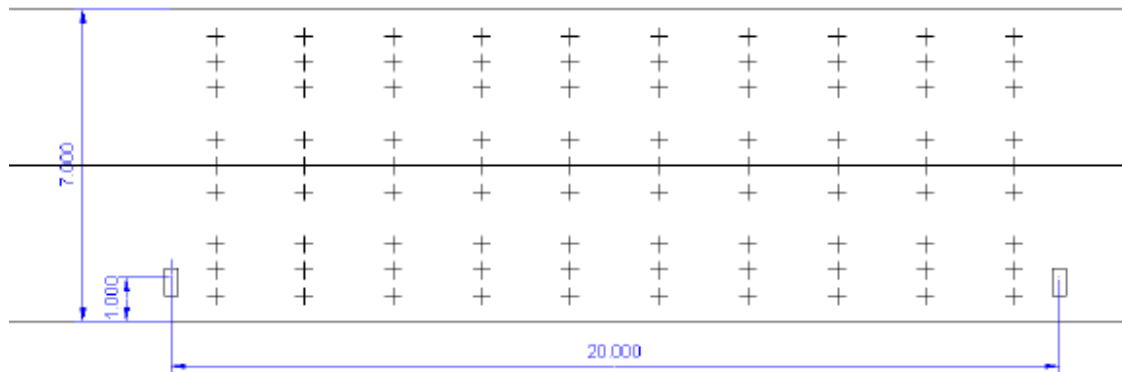


Figura 5.15 malla para cálculo fotométrico.

Con la malla dibujada se pasa a hacer el cálculo de luminancias e iluminancias. La luminaria elegida podrá ser utilizada solo si cumple con los rangos establecidos por el Reglamento de Alumbrado de Vías de Tráfico Vehicular.

Tabla 5.11 Tabla de luminancias medidas en cd/m<sup>2</sup>

Min : 0,26 cd/m<sup>2</sup> Ave : 0,92 cd/m<sup>2</sup> Max : 2,37 cd/m<sup>2</sup> Uo : 28,1 % Ug : 10,9 %

6,417	0,27	0,36	0,47	0,48	0,55	0,56	0,52	0,49	0,34	0,26
5,250	0,41	0,51	0,60	0,64	0,73	0,76	0,71	0,65	0,52	0,40
4,083	0,63	0,65	0,70	0,86	1,01	1,06	1,05	0,81	0,69	0,62
2,917	0,80	0,78	0,86	1,20	1,48	1,71	1,59	0,95	0,89	0,81
1,750	0,92	1,04	1,26	1,70	2,11	2,37	2,17	1,41	1,06	0,89
0,583	0,61	0,76	0,96	1,29	1,55	1,74	1,61	1,05	0,76	0,59
Y/X	1,000	3,000	5,000	7,000	9,000	11,000	13,000	15,000	17,000	19,000

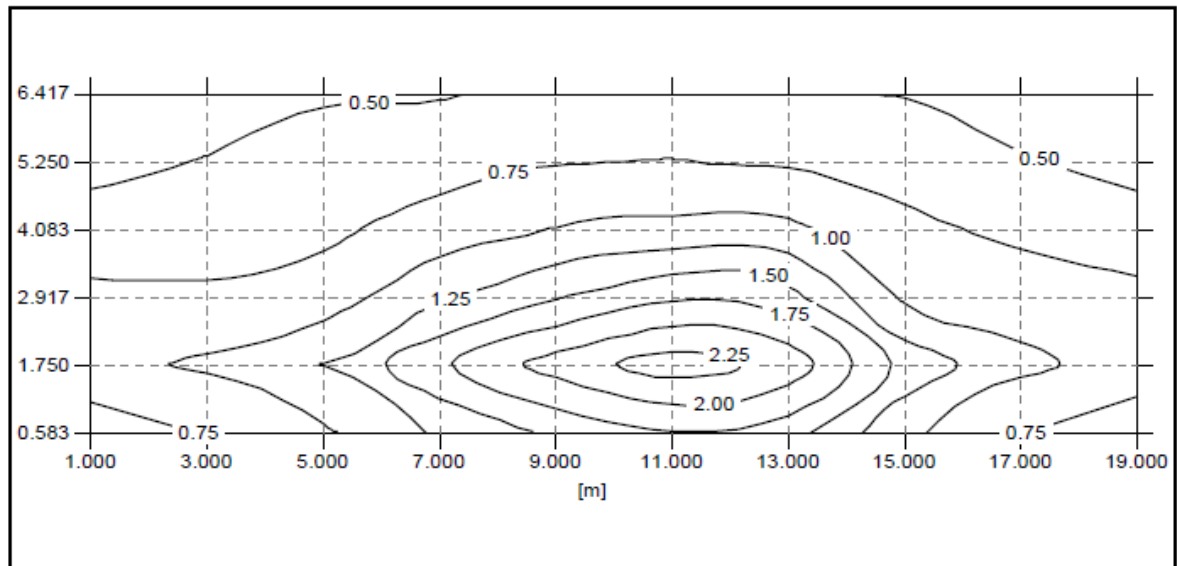


Figura 5.16 Grafico de alcance y dispersión de luminancias por cada luminaria.

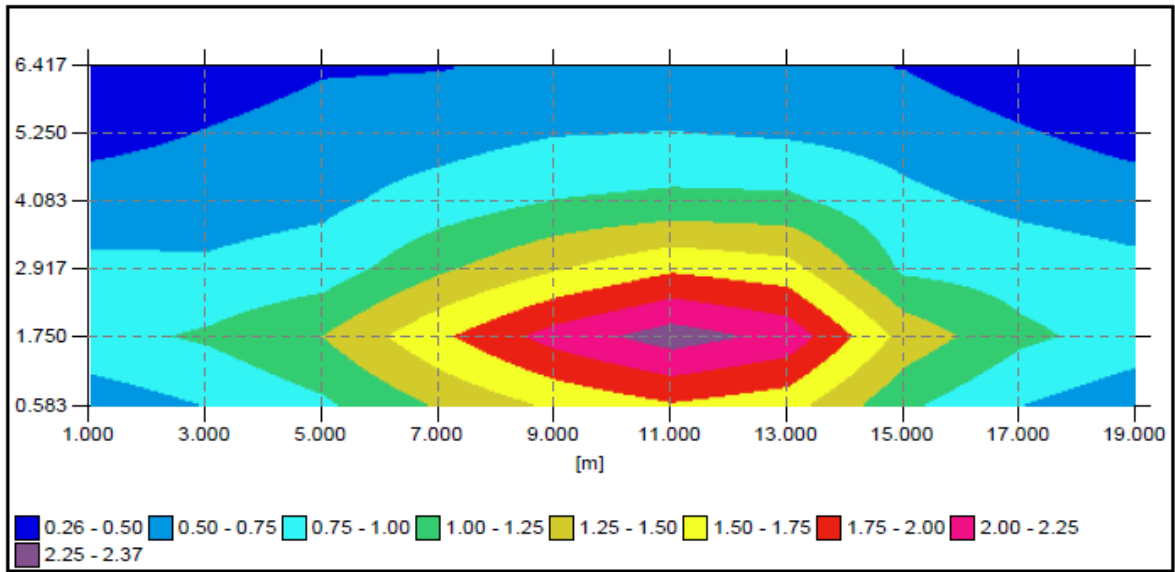


Figura 5.17 Grafico de alcance y dispersión de luminancias por cada luminaria.

Tabla 5.12 Tabla de iluminancias medidas en LUXes

Min : 7,8 lux Ave : 12,4 lux Max : 18,4 lux Uo : 62,9 % Ug : 42,4 %

5,833	7,8	10,9	11,6	10,1	9,9	9,9	10,1	11,6	10,9	7,8
3,500	18,4	15,7	12,5	14,1	13,4	13,4	14,1	12,5	15,7	18,4
1,167	13,9	13,3	12,0	12,1	10,5	10,5	12,1	12,0	13,3	13,9
Y/X	1,000	3,000	5,000	7,000	9,000	11,000	13,000	15,000	17,000	19,000

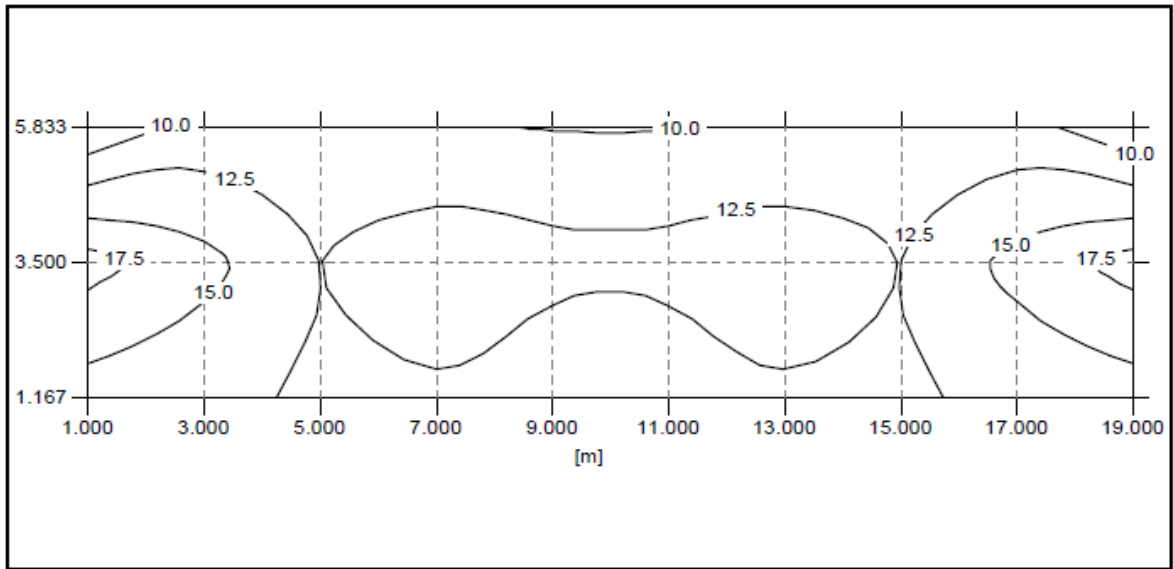


Figura 5.18 Grafico de alcance y dispersión de iluminancias por cada luminaria.

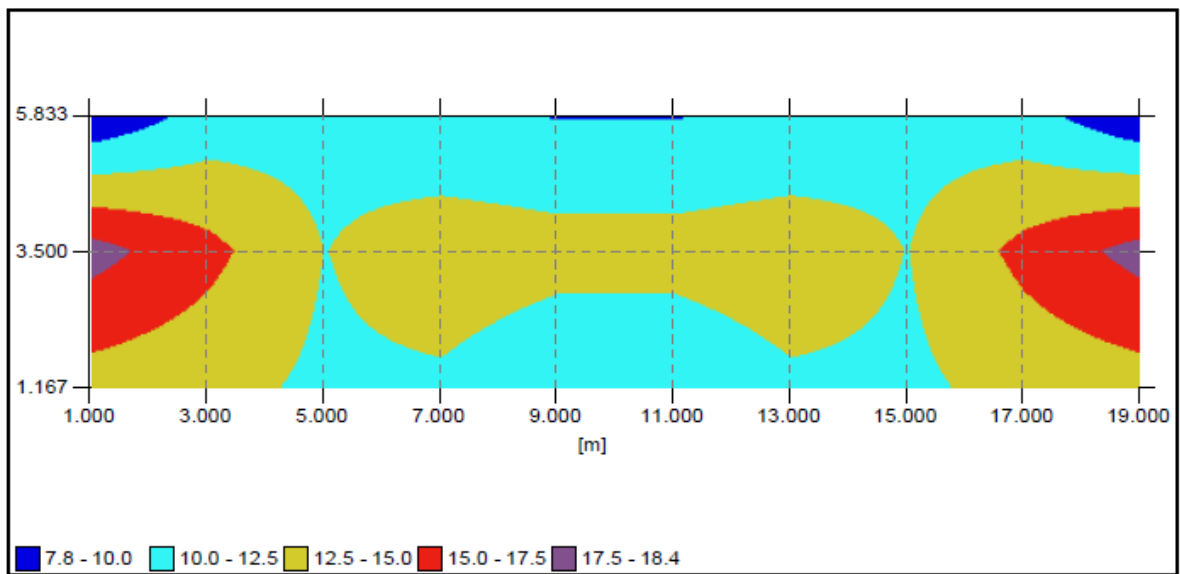


Figura 5.18 Grafico de alcance y dispersión de iluminancias por cada luminaria.

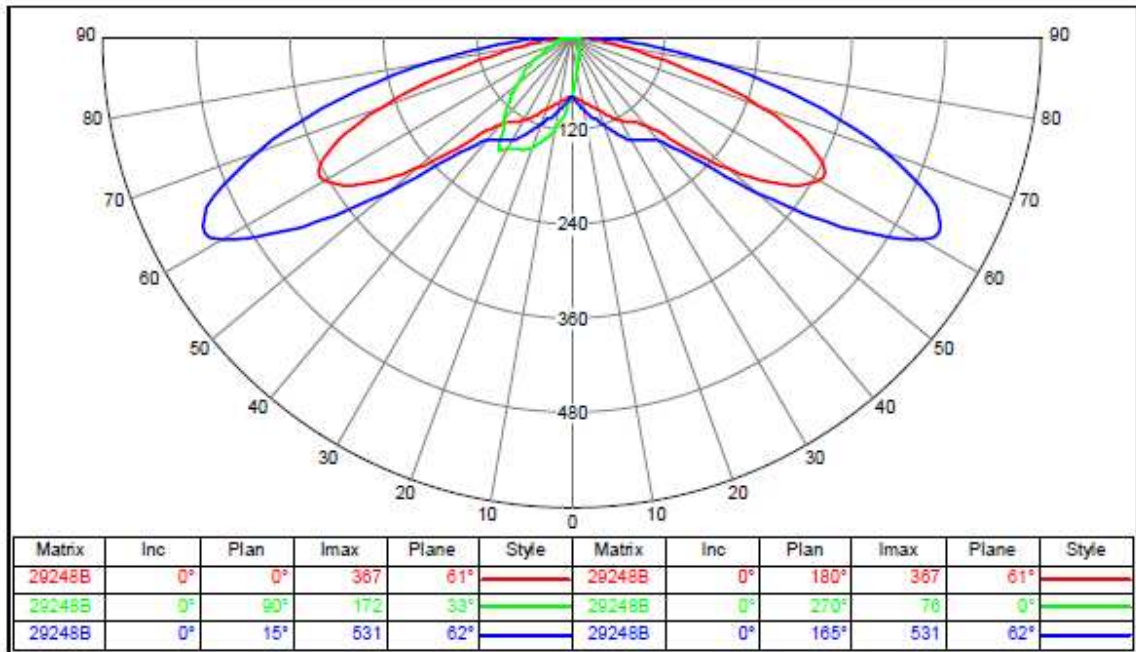


Figura 5.19 Diagrama polar de intensidad de luminaria.

<b>Alcance corto</b>	$\gamma_{MAX} < 60^\circ$
<b>Alcance intermedio</b>	$60^\circ \leq \gamma_{MAX} \leq 70^\circ$
<b>Alcance largo</b>	$\gamma_{MAX} > 70^\circ$

Cada gráfico y figura representa las características de la luminaria que cumplen con la norma bajo la cual se rige este proyecto.

## 5.6 ESTUDIO Y DIMENSIONADO DE INSTALACION ELECTRICA.

Esta parte del capítulo se refiere a los cálculos necesarios y el estudio realizado para poder energizar las luminarias elegidas considerando el caudal del río y las especificaciones técnicas de los equipos a utilizar.

### 5.6.1 Consumo eléctrico diario.

El consumo eléctrico diario del sistema se reduce al consumo nominal o teórico de los equipos conectados como carga al sistema de generación. Según el estudio fotométrico la cantidad de luminarias a utilizar es de 20, considerando una interdistancia de 20 metros

para iluminar 400 metros de carretera. Si cada luminaria elegida consume 60 W, el sistema consumirá 1200 W. La tabla 5.13 resume el consumo estimado.

Tabla 5.13 Consumo estimado en Watts por hora

Equipo	Tensión de alimentación	Consumo en Watts	Cantidad	Consumo de corriente total por hora.	Consumo total en Watts por hora
Luminaria	220 V AC – 50 Hz	60 W	20	5.5 Ah	1200 Wh

Teniendo el consumo teórico del sistema se debe considerar el consumo que tendrá el equipo de generación, o las pérdidas ocasionadas en cada elemento del sistema. La figura 5.20 muestra los elementos del sistema y su interconexión.

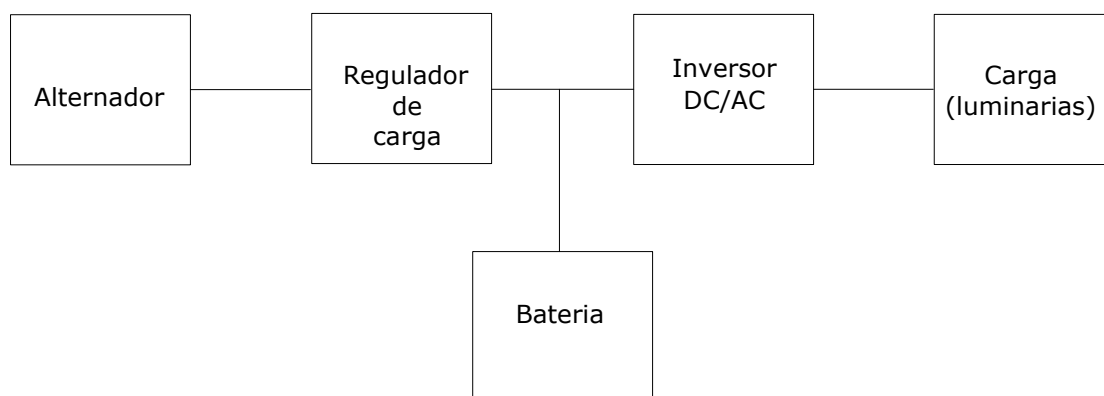


Figura 5.20 Diagrama de bloques sistema de generación.

Para los cálculos de rendimiento total del sistema se consideraran los siguientes parámetros que ocasionan pérdidas o mayor consumo de potencia.

#### 5.6.1.1 Pérdidas en regulador de carga.

Debido a las descargas y sobredescargas ocasionadas por la fuente de energía, en este caso del alternador, es necesario un regulador de carga para proteger la vida útil de la batería en

el proceso de carga y descarga de esta. Generalmente estos reguladores de carga ocupan cierta corriente para su funcionamiento la cual debe ser considerada como perdida. En nuestro caso no se permitirá un autoconsumo mayor a un 3 % de la energía consumida al día y un error de tensión medida de más de  $\pm 2$  % en los bornes de salida. Esto permitirá un diseño eficiente y la elección de equipos adecuada.

#### **5.6.1.2 Perdidas en el inversor DC/AC**

El inversor de tensión será el encargado de transformar la tensión continua de la batería en una tensión alterna con forma de onda casi senoidal pura de 220 V a 50 Hz para así poder alimentar el sistema de luminarias. En este caso el inversor debe ser capaz de entregar toda la potencia requerida por el sistema incluyendo el autoconsumo del mismo, tomando en cuenta las siguientes condiciones.

- No se permitirá un autoconsumo superior al 5 % de la energía total requerida por el sistema al día.
- La potencia del inversor elegido deberá ser superior en un 5% a la potencia real consumida por el sistema en un día.
- El inversor debe ser capaz de tener un sistema de consumo menor al momento de no estar conectado a carga.

#### **5.6.1.3 Baterías.**

Existe un conjunto enorme de tipos de baterías, diferentes tamaños, amperaje, voltaje, líquidas, de gel, ventiladas o selladas, químicas, etc. No obstante, hay sólo dos grandes agrupaciones de ellas, las de partida, como las de los automóviles y las de descarga profunda. Las baterías ideales para aplicaciones de partidas están diseñadas para entregar una gran cantidad de corriente por un período corto de tiempo. Estas baterías, de partida, se caracterizan por una tasa denominada CCA, que muestra la capacidad de entrega de corriente de la batería en pocos minutos usadas frecuentemente en automóviles.

Las Baterías de descarga profunda o ciclo profundo pueden operar en ciclos largos, en los cuales se le demanda una entrega medianamente alta de corriente y por muchas horas, siendo muy apropiadas para ser conectadas a un inversor. En estas baterías hay una tasa de descarga óptima. Las baterías para este tipo de aplicaciones son las FLA (Flood Lead Acid),

GEL (Sealed Gel Cells), AGM (Sealed Absorbed Glass Mat), y las alcalinas de Níquel-Fierro (NiFe) y las de Níquel Cadmio (NiCad).

Las características más importantes en una batería a considerar son la capacidad en amperes-hora, el ratio de tiempo en la carga y descarga y la temperatura de trabajo óptima. Estos parámetros se consideran de suma importancia para alargar la vida útil de una batería y asegurar la eficiencia del sistema. En nuestro caso se consideran los siguientes parámetros influyentes en el regulador de carga e inversor de tensión.

- Coeficiente de auto descarga diario que dependerá de la batería a utilizar.
- Profundidad de descarga diaria de la batería referente a los ciclos de carga y descarga. Mientras más profundos o largos sean los ciclos menor eficiencia en el sistema. Este parámetro no debe exceder el 85 %.

#### **5.6.1.4 Perdidas en alambres y cables de conexión.**

Cada elemento debe ir conectado a otro por medio de cables de diferentes secciones asegurando una caída de tensión mínima en las líneas de transmisión de todo el sistema. Esta caída de tensión depende de la corriente que pasa por los conductores y la distancia de interconexión entre los equipos. Según la Nch. 2004/3 la caída de tensión total en todo el sistema no debe ser mayor a 6 V, es decir aproximadamente el 3% de la tensión nominal de 220 V. Además se deben considerar todas las pérdidas por efecto Joule en cada uno de los elementos del circuito.

En la práctica estos valores se asumen en casi un 5 % de pérdida de energía. Para nuestro caso el trabajar con iluminación LED se tratara de aproximar a un valor real de un 7 % debido a la alta disipación de calor de las luminarias, que quizás no es compensado a la red.

#### **5.6.2. Calculo de perdidas totales en el sistema.**

Teniendo una aproximación de todas las perdidas o consumos de energía que se originan en cada equipo y elemento es posible calcular el consumo total de todo el sistema a partir del consumo teórico medido en Watts por hora. Entonces se obtiene la siguiente relación.

$$\text{Consumototal} = \left( \frac{\text{Consumoteorico}}{\text{factordeperdidatotal}} \right)$$

Donde el factor de pérdida total será igual a:

$$(1 - Pr - Pi - Pc) \cdot \left( 1 - \frac{Cd \cdot N}{Pd} \right)$$

Pr = Pérdida en regulador x 100%

Pi = Pérdida en inversor x 100%

Pc = Pérdida en cables y alambres x100%

Cd = coeficiente de descarga de la batería

Pd = profundidad de descarga de la batería

El factor de pérdida total del sistema es igual a:

$$\begin{aligned} (1 - 0.03 - 0.05 - 0.07) \cdot \left( 1 - \frac{0.002}{0.85} \right) \\ = 0.85 \cdot 0.9975 \\ = 0.85 \end{aligned}$$

Por lo tanto el consumo total del sistema es igual a:

$$\frac{1200W \cdot h}{0.85} = 1411.76W \cdot h$$

El consumo total aproximado en adelante será de 1450 Wh

Para establecer el consumo total de energía se debe tener en cuenta la cantidad de horas que la luminaria se encontrará encendida. El primer caso en estudio será el de mantener las luminarias encendidas 10 horas de forma autónoma sin generación. Por lo tanto la energía total consumida será de:

$$1450W \cdot 10h = 14500Wh$$

Para calcular la corriente total consumida se divide entonces la energía total entre el voltaje de la batería a utilizar considerando el rendimiento de esta.

Utilizando una batería de ciclo profundo de 12 V con un rendimiento del 85%

$$I = \frac{1450Wh}{12 \cdot 0.85} = 142.157Ah$$

Utilizando una batería de ciclo profundo de 24 V con un rendimiento del 85% se calcula ahora la cantidad de amperes necesarios para un consumo de 1600Wh.

$$I = \frac{142.157Wh}{24 \cdot 0.85} = 71.07Ah$$

Generalmente solo se utilizan baterías de 12 V por tener un carácter mas comercial y porque son muy usadas para sistemas de generación solar y eólico. Estas baterías se caracterizan por su capacidad en Amperes-hora, es decir la cantidad de amperes que entregan en una hora.

Utilizando una batería de ciclo profundo de marca DEKA<sup>23</sup>, batería de gel de tipo marina con una capacidad de 225Ah con un rendimiento del 85% y un voltaje de 12 V podemos aproximar la cantidad de baterías a utilizar para cubrir la cantidad de amperes a utilizar.

$$I = \frac{1450Wh}{12 \cdot 0.85} = 142.2Ah$$

$$n^{\circ}baterias = \frac{142.2Ah}{225Ah} = 0,63$$

---

<sup>23</sup> [http://www.baterias-chile.cl/fichas-tecnicas/Deka\\_Baterias\\_Gel.pdf](http://www.baterias-chile.cl/fichas-tecnicas/Deka_Baterias_Gel.pdf)

Entonces el número aproximado de baterías a utilizar en una hora es de 0,7, es decir menos de una batería. Considerando 10 horas de autonomía de todo el sistema es igual a 7 baterías. Es decir que para que las luminarias estén encendidas 10 horas de forma continua es necesario ocupar un banco de 7 baterías de ciclo profundo para alimentar el inversor sin recibir ningún tipo de carga. Es posible ocupar una menor cantidad de baterías si en el lapso en que las luminarias están encendidas también existe generación de energía, es decir si existe carga de las baterías. En nuestro caso es necesario considerar las horas o el tiempo que puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica. Del punto 5.2 podemos establecer que las mareas no son constantes en tiempo y duración tomando en cuenta las horas en que se producen flujos y reflujos en el sector estudiado. Es por eso que se establece para el proyecto tomar 14 horas de generación continua para la carga de baterías dependientes de la posición de la tierra en conjunto con la luna para efectos de subida y bajada de mareas. Se estima conveniente el uso de 7 baterías como máximo, ya que mayoritariamente en las horas que se necesita de iluminación existen los mayores flujos en el sector.

### 5.6.3 Elección del inversor.

La elección del inversor debe ser de acuerdo a la aplicación del dispositivo cuidando de que la potencia nominal no supere la del inversor. Es por eso que las corrientes de arranque deben ser cubiertas por las corrientes máximas del inversor. Existen dos tipos de inversores, los que entregan una señal alterna modificada en base a pulsos y otros que entregan una señal alterna continua. Para cuidar las luminarias y evitar el ruido y pérdida de tensión en los dispositivos se opta por un inversor de señal alterna sinusoidal sin ruido.

<b>Marca</b>	PHOENIX <sup>24</sup>
<b>Rango de tensión de entrada</b>	(V DC) 9,5 - 17V
<b>Salida</b>	230V $\pm$ 2% / 50/60Hz $\pm$ 0,1% (1)
<b>Potencia cont. de salida 25 ° C (VA)</b>	2000
<b>Potencia cont. de salida 25 ° C (W)</b>	1600
<b>Potencia cont. de salida 40 ° C (W)</b>	1450
<b>Pico de potencia (W)</b>	4000

<sup>24</sup> <http://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet%20-%20Phoenix%20Inverter%201200VA%20-%205000VA%20-%20rev%2003%20-%20ES.pdf>

<b>Eficacia máx.</b>	93 %
<b>Consumo en vacío(W)</b>	9 / 11
<b>Consumo en vacío en modo AES (W)</b>	7 / 9
<b>Consumo en vacío modo Search (W)</b>	3 / 4



Figura 5.21 Inversor de carga PHOENIX

El inversor de conecta directamente a la batería y se dimensiona con la potencia de salida en VA ya que de esa potencia depende el funcionamiento del inversor, el cual supera la potencia nominal de consumo.

#### 5.6.4 Elección del regulador de carga

El regulador de carga esta diseñado para aplicaciones exteriores y puede regular sistemas de hasta 8.400 W. Es posible conectar varios de estos reguladores de carga en paralelo para la carga de baterías y asegurar el buen funcionamiento de todo el sistema.



Figura 5.21 Regulador de carga STECA.

<b>MARCA</b>	<b>STECA POWER TROMER</b>
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	Regulador híbrido
	Determinación del estado de carga con Steca AtonIC (SOC)
	Selección automática de tensión
	Regulación MAP
	Tecnología de carga escalonada
	Desconexión de carga en función de SOC
	Reconexión automática del consumidor
	Compensación de temperatura
	Toma de tierra en uno o varios terminales positivos o sólo en uno de los terminales negativos
	Función de luz nocturna con Steca PA 15
	Función de autocontrol
	Carga mensual de mantenimiento
	Contador de energía integrado

### 5.6.5 Elección del alternador.

Como se menciona en el capítulo III, estas máquinas son generalmente sincrónicas y poseen un rotor bobinado cilíndrico o de polos salientes. Para convertir la potencia mecánica del río Cutipay en potencia eléctrica se selecciona un alternador de automóvil marca Delco-Remy 22SI<sup>25</sup> por tener las características ideales en el proceso de carga de las baterías a utilizar<sup>26</sup>. A continuación la tabla 5.16 resume las características principales del equipo.

Tabla 5.14 Características alternador en estudio.

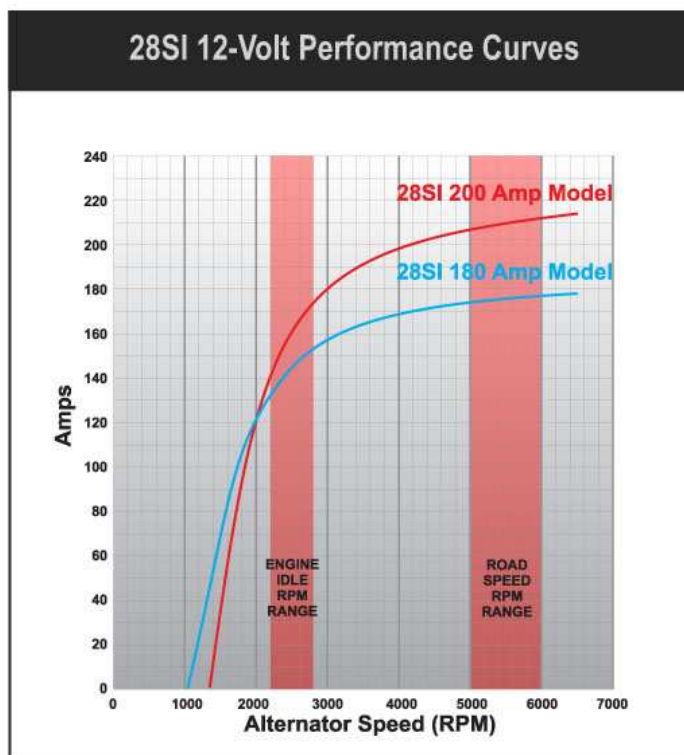
<b>Marca</b>	Delco-Remy
<b>Modelo</b>	28SI
<b>Tipo de generación</b>	DC
<b>Tipo de máquina</b>	Sincronía
<b>Tipo de rectificación</b>	Puente de diodos trifásicos
<b>Tipo de rotor</b>	Electroimán con escobillas
<b>Voltaje nominal (V)</b>	12
<b>Corriente máxima (I)</b>	200
<b>Potencia máxima (W)</b>	2400
<b>Numero de vueltas del estator</b>	12
<b>Resistencia del rotor (<math>\Omega</math>)</b>	1.3
<b>Resistencia del rotor (<math>\Omega</math>)</b>	1.5

De la hoja de datos además se obtienen los siguientes parámetros.

<sup>25</sup> [http://www.delcoremy.com/pdfs/service\\_manuals/current/1G-501.pdf](http://www.delcoremy.com/pdfs/service_manuals/current/1G-501.pdf)

<sup>26</sup> El alternador a utilizar puede ser de una marca diferente pero deberá cumplir las características mencionadas

Tabla 5.15 Relación Amperes por RPM en eje rotor del alternador.



Esta relación indica las revoluciones en RPM que el alternador deberá tener para generar una cantidad de corriente determinada. El gráfico muestra que el alternador a los 2000 RPM está generando 120 A sugiriendo como régimen normal la generación de 150 A entre los 2200 y 2800 RPM.

### 5.6.6 Caja amplificadora de RPM

La caja amplificadora de RPM hace relación a la velocidad en RPM mínima que debe tener el alternador para la generación de la corriente necesaria para el sistema de iluminación.

En nuestro caso se debe utilizar la velocidad lineal promedio de la corriente del Río Cutipay y que guarda una relación estricta con el caudal promedio disponible utilizado en todos los cálculos de energía.

**Caudal disponible**

$$30\text{m}^3/\text{s}$$

**Velocidad lineal relacionada al caudal**

$$1.25 \text{ m/s}$$

Utilizando la velocidad lineal se calcula el equivalente en velocidad tangencial o periférica.

$$V = \pi \cdot D \cdot \frac{N}{60} [m/s]$$

Donde

D= Diámetro de la rueda en metros (m)

N= RPM, revoluciones por minuto de la rueda

Con el objeto de cumplir con las RPM mínimas que necesita el alternador para generar la cantidad de corriente necesaria de 150 Ah se estima conveniente asegurar una velocidad tangencial de 2200 RPM utilizando un sistema de transmisión de potencia mecánica.

El sistema de transmisión tiene una relación de transmisión que corresponde a la relación entre las velocidades de la rueda impulsora y de la rueda conducida.

$$R = \frac{N_1}{N_2} = \frac{D_1}{D_2}$$

Donde

$N_1$  = rpm de la rueda impulsora

$N_2$  = rpm de la rueda conducida

$D_1$  = diámetro de la rueda impulsora

$D_2$  = diámetro de la rueda conducida

A continuación se calcula la relación de transmisión que deberá tener el sistema de transmisión diseñado a continuación. La figura 5.21 muestra el diseño de la caja

amplificadora donde el eje del alternador soporta a la rueda conducida y el eje de color azul que esta unido al rodete soporta a la rueda impulsora. Para calcular la relación de transmisión que deben tener las dos ruedas se calcula la velocidad angular en RPM con respecto a la velocidad lineal que da origen al caudal disponible.

$$V = \pi \cdot D \cdot \frac{N}{60} [m/s]$$

Se asume que.

$$D = 10 \text{ cm } \text{ ó } 0.10 \text{ m}$$

$$V = 1.25 \text{ m/s}$$

Por lo tanto las RPM disponibles para girar el alternador utilizando solo la velocidad del Río es la siguiente:

$$1,25 = \pi \cdot 0,10 \cdot \frac{N}{60} [m/s]$$

$$N = \frac{60 \cdot 1,25}{\pi \cdot 0,1}$$

$$N = 238(\text{rpm})$$

Por lo tanto la relación de transmisión es la siguiente.

$$R = \frac{N_1}{N_2} = \frac{D_2}{D_1}$$

Donde

$N_1 = 228$  RPM de la rueda impulsora o turbina

$N_2 = 2200$  RPM del alternador

La relación de transmisión en una sola etapa  $R = 9.24$  el cual se aproximara a 10.  
Como el diámetro de la rueda del alternador es igual a 10 cm el diámetro de la rueda del rodete es igual a:

$$D_2 = R \cdot D_1$$

$$D_2 = 10 \cdot 10cm$$

$$D_2 = 100cm$$

Por lo tanto en la caja amplificadora el diámetro de la rueda incrustada al eje del alternador mide 10 cm y el diámetro de la rueda que va al eje del rodete es de 1 metro.

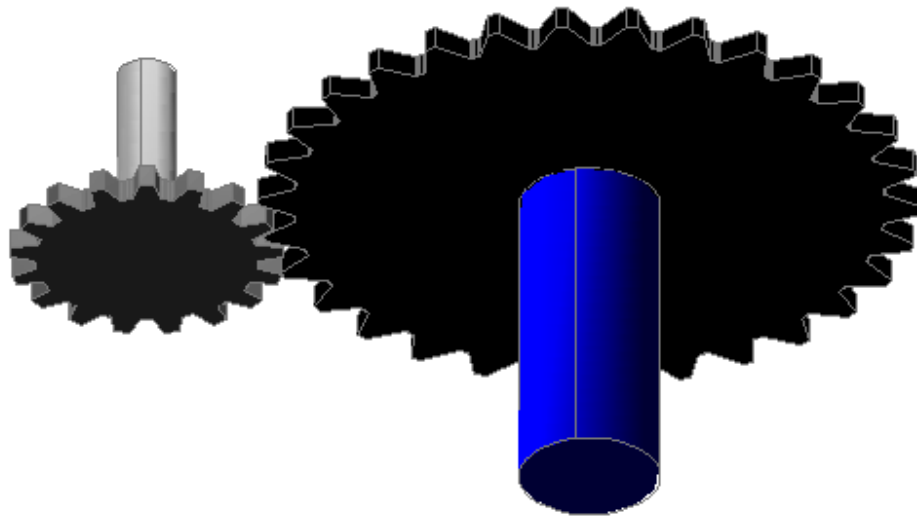


Figura 5.22 Diseño de caja amplificadora para sistema de generación.

### 5.6.7 Configuración del sistema de generación.

A continuación se presenta el diseño del sistema completo incluyendo el puente. Este diseño es una estimación que no presenta ninguna escala ni medida real.

La figura 5.22 muestra la proyección del puente y el sistema de generación incluido en este. El sistema consta de un rodete tipo paleta, un alternador, una caja amplificadora banco de baterías, soportes de metal y una balsa.

Esta implementación busca adecuar todo el sistema de generación en una balsa que siga las subidas y bajadas de marea. Para esta situación la balsa dispone de topes que limitan la altura de la subida de la balsa y de topes inferiores que limitan la altura mínima en la cual el rodete se encuentre debajo del agua para hacer girar el eje del alternador. El único elemento ubicado por debajo del agua es el rodete mientras la caja amplificadora y el alternador no están expuestos al agua y se toma el resguardo necesario para tal evento.

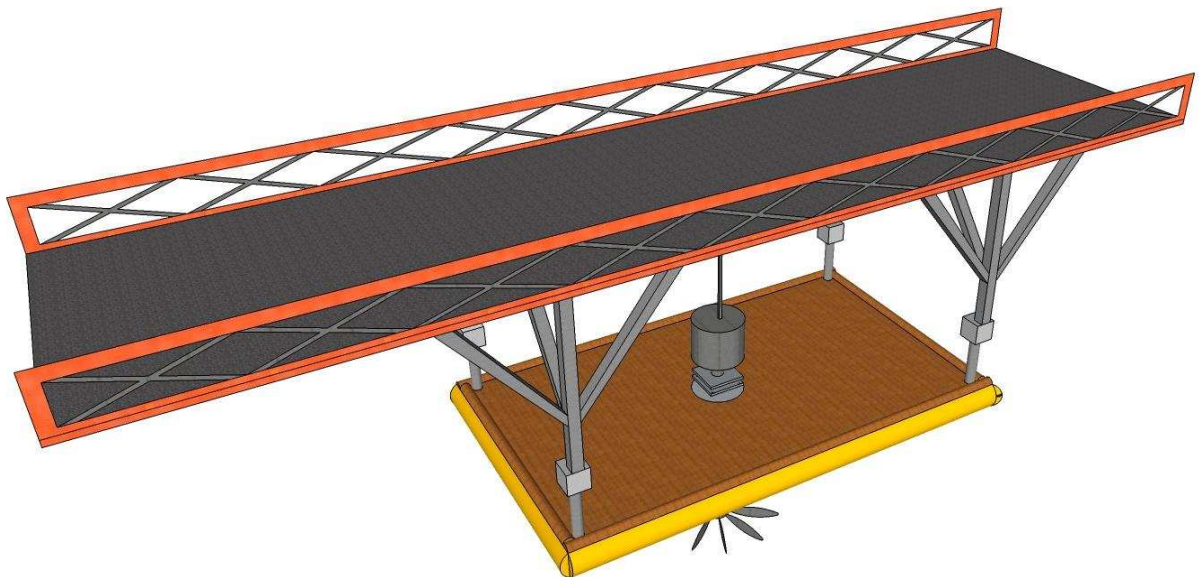


Figura 5.23 Vista general implementación sistema de generación.

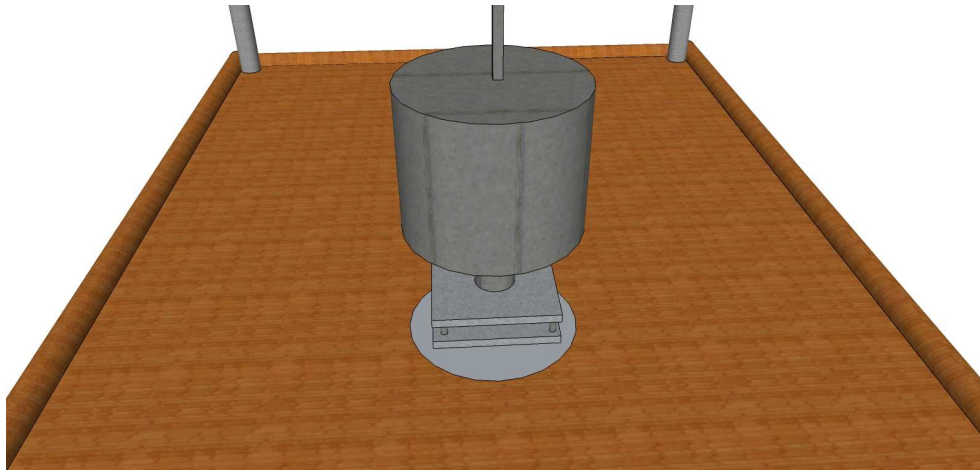


Figura 5.24 Alternador y caja amplificadora sobre balsa.

El rodete que mueve el eje del alternador se encuentra debajo de la balsa y esta conectado a la caja amplificadora para pasar al eje del alternador que tiene como base el alternador



Figura 5.25 Vista del rodete en movimiento

El rodete ubicado debajo del agua esta conectado al eje de la caja amplificadora y por debajo de la balsa evitando que la caja amplificadora y el alternador tome contacto con el agua. La figura 5.26 muestra el rodete con una malla de protección.

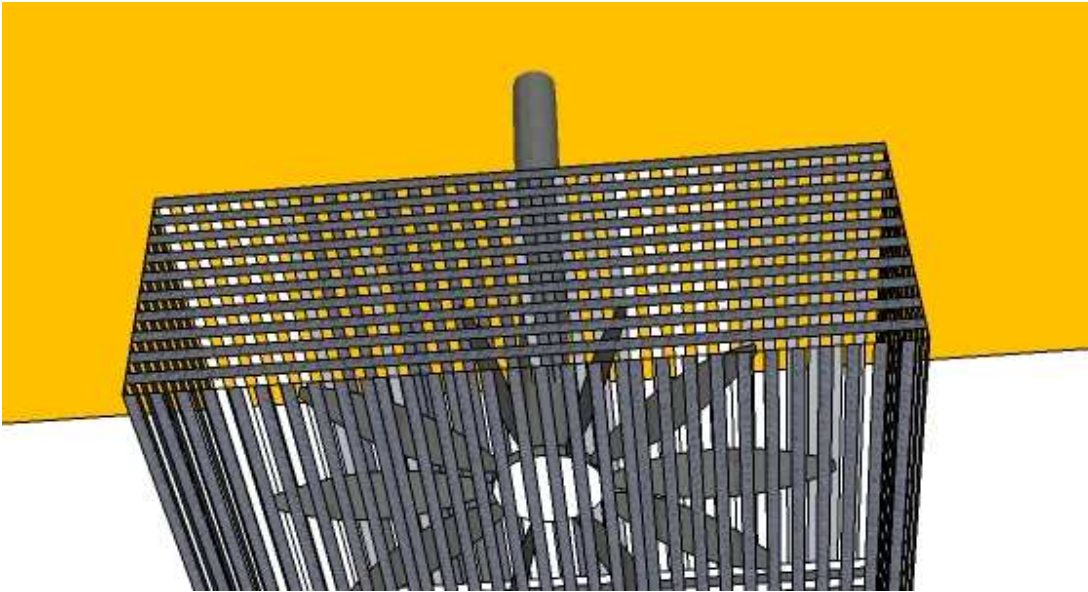


Figura 5.26 Vista del rodete en movimiento con malla de protección

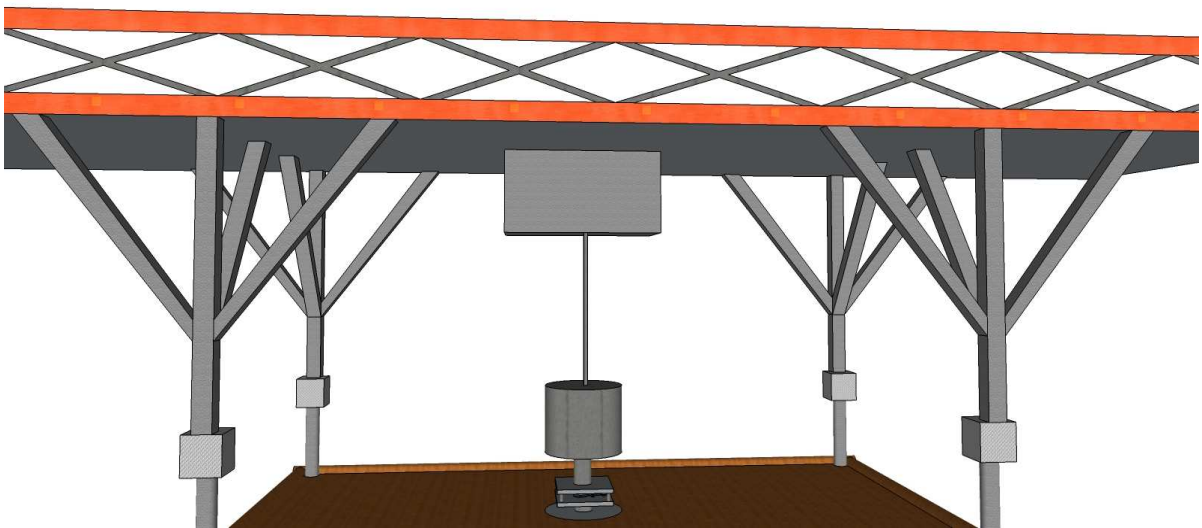


Figura 5.27 Vista frontal de soportes de la balsa y banco de baterías.

El banco de baterías se ubica por sobre el alternador y sujetado por debajo del puente. Los soportes están sujetos por ambos lados impidiendo y reduciendo el impacto y vibraciones, siendo elementos de fijación teniendo en cuenta los flujos de agua en ambos sentidos.

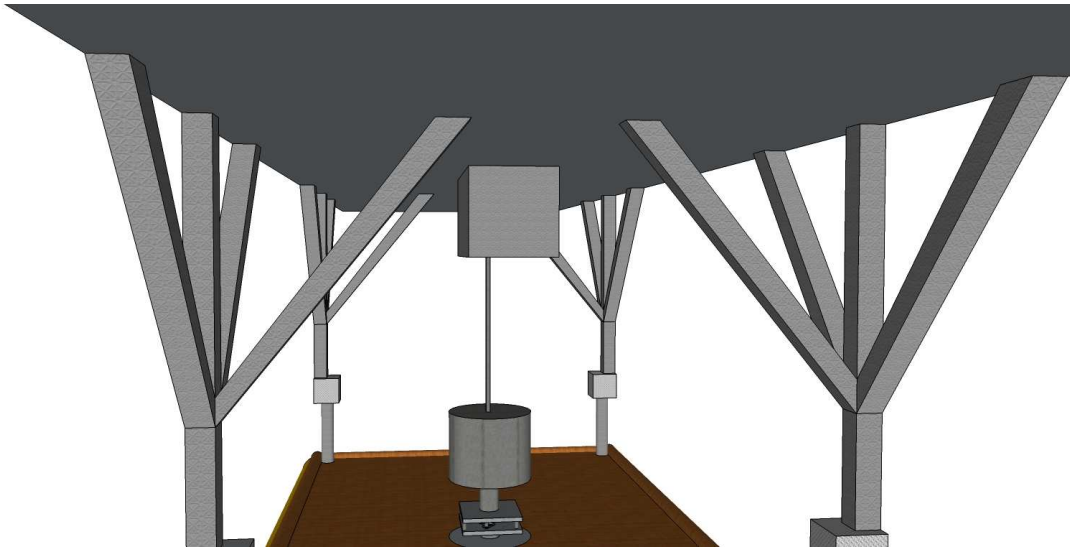


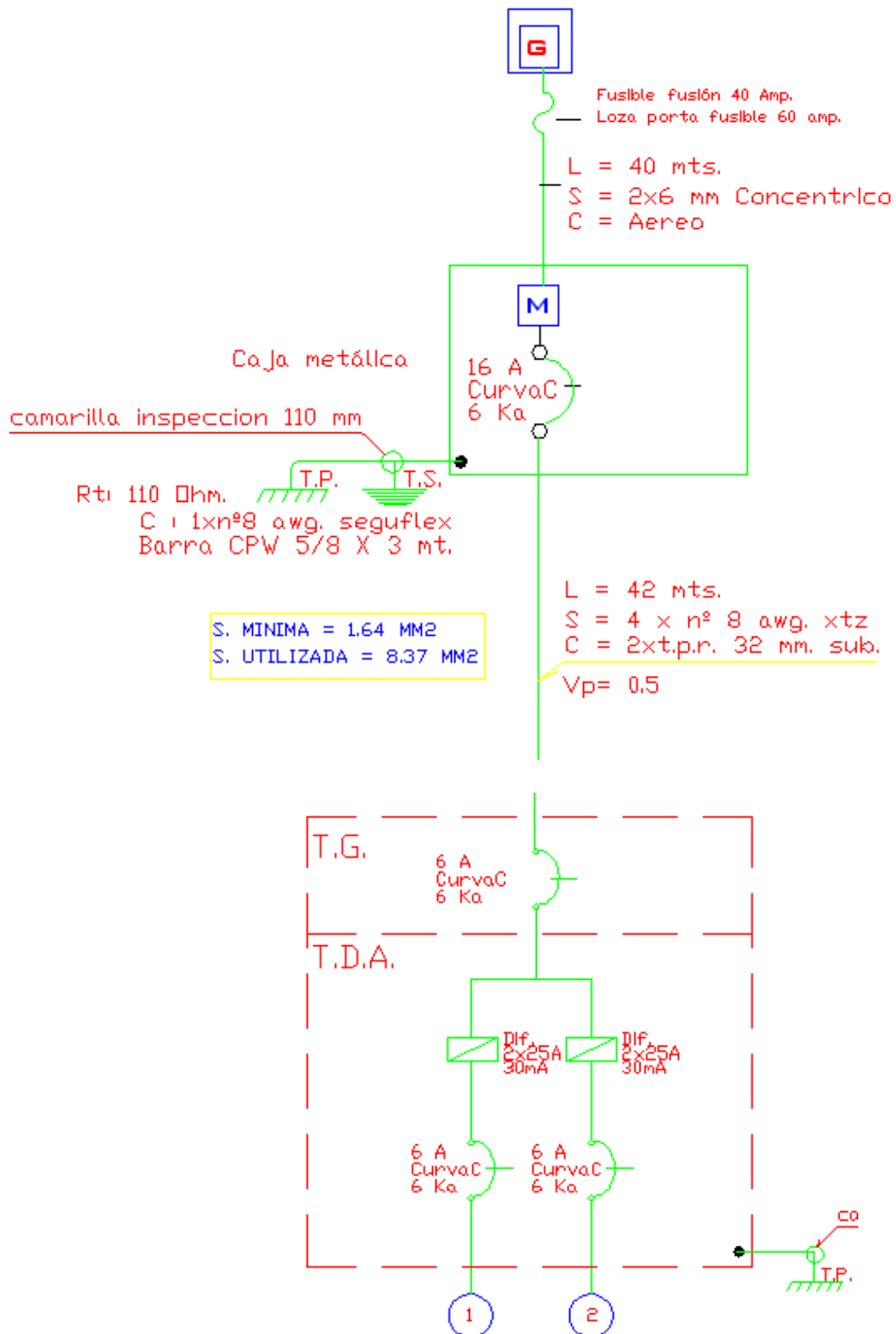
Figura 5.28 Vista lateral de elementos por sobre la balsa.

### 5.6.8 Configuración del sistema eléctrico

La configuración del sistema eléctrico hace referencia a todas las instalaciones eléctricas que van después del sistema de generación y que se rige según la NCh 2004. Estas instalaciones eléctricas incluyen el plano completo de instalación del sistema en donde se asume una entrada de 220 VAC. La norma NCh 2004 entrega una información recaba de todos las tensiones nominales, secciones de conductores y los materiales a utilizar para el óptimo desempeño de la instalación. La instalación eléctrica del sistema de iluminación se activa por medio de un contactor crepuscular y/o un interruptor horario. Este contactor activa todo el sistema dependiendo del evento que ocurra primero.

Este sistema de activación del sistema de iluminación lo convierte en un sistema automatizado utilizando foto celdas o interruptores horarios ubicados en el poste que soporta el foco y en el tablero de distribución respectivamente. Este sistema se divide en dos circuitos, donde cada circuito contiene 10 focos con un consumo total de 600 W

La figura 5.30 Muestra el esquema unilineal que representa el tablero de distribución de alumbrado o TDA. La figura 5.28 muestra la forma de representación en el plano del sistema de activación de los circuitos a implementar.



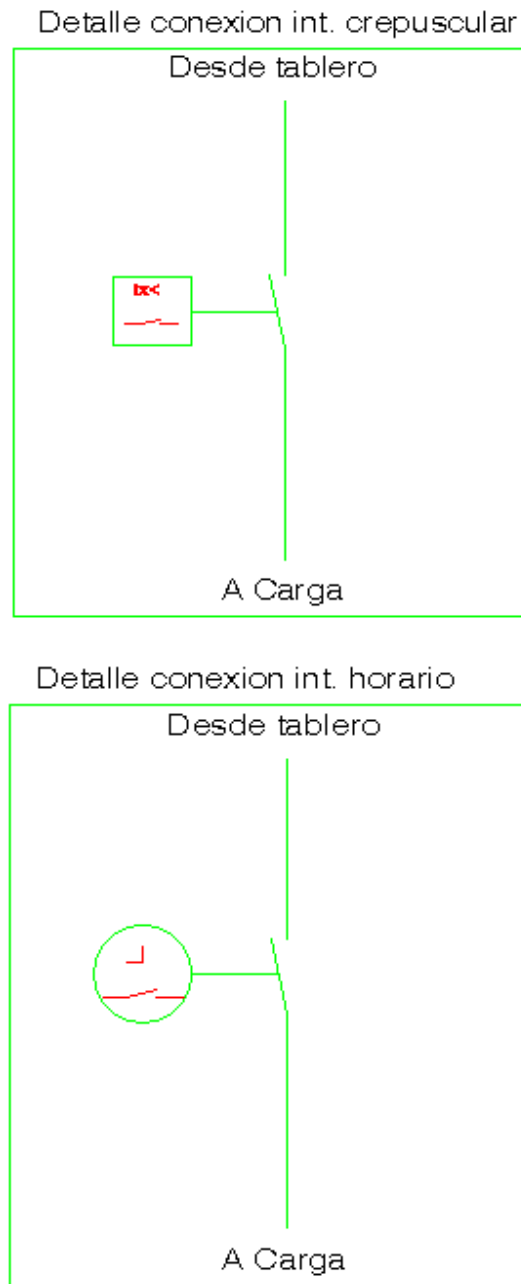


Figura 5.30 Detalle conexiones interruptores crepuscular y horario.

El sistema eléctrico contiene una serie de elementos y conductores que dependen de la utilización de cada uno. Cada elemento va conectado con conductores que están normados y calculados dependiendo de la corriente que soportan y de las pérdidas máximas permisibles. Estas pérdidas ya fueron consideradas en los cálculos de pérdidas total del sistema en el punto 5.6.2.

### 5.6.9 Sistema de alarma por no generación.

Para saber si el alternador esta generando corriente, se diseña un sistema de alarma que esta compuesta de 2 contactores KM1 y KM2 y un relé térmico. La idea es utilizar los contactos auxiliares NC y NO de estos elementos y automatizar el circuito completo. La figura muestra el circuito de fuerza.

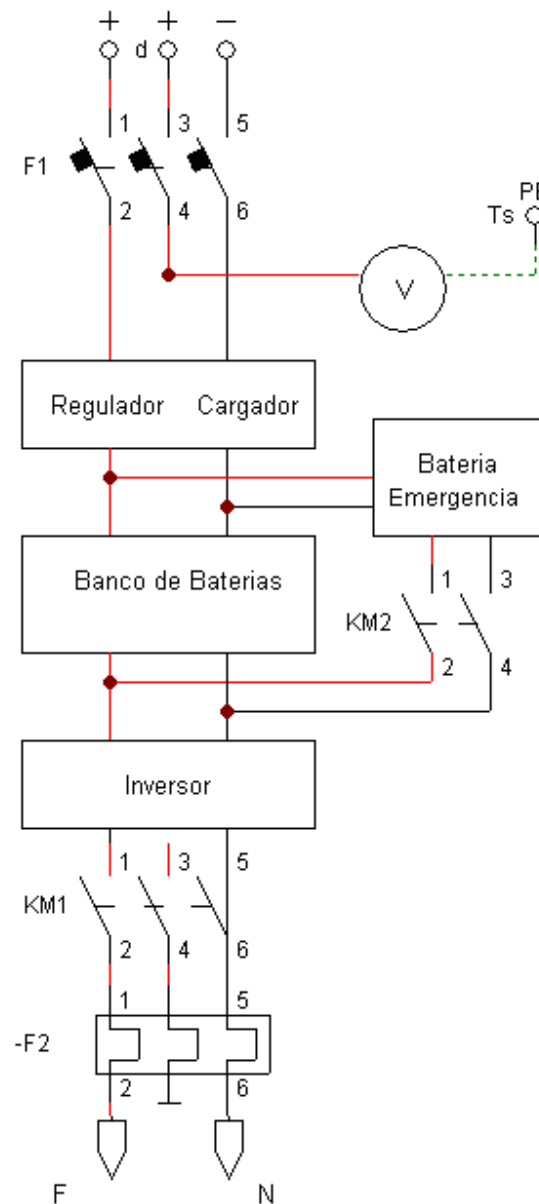


Figura 5.31 Esquema circuito de fuerza para sistema de generación.

Las entradas que llegan al automático o disyuntor son del alternador. El alternador tiene una salida + y - además de otra salida + en donde se conecta un voltímetro para medir el voltaje entregado por el alternador. Desde el contactor KM1 sale un relé F2 que va conectado al regulador- cargador de baterías y en donde se conecta en paralelo un circuito de emergencia compuesto de una batería y el contactor KM2.

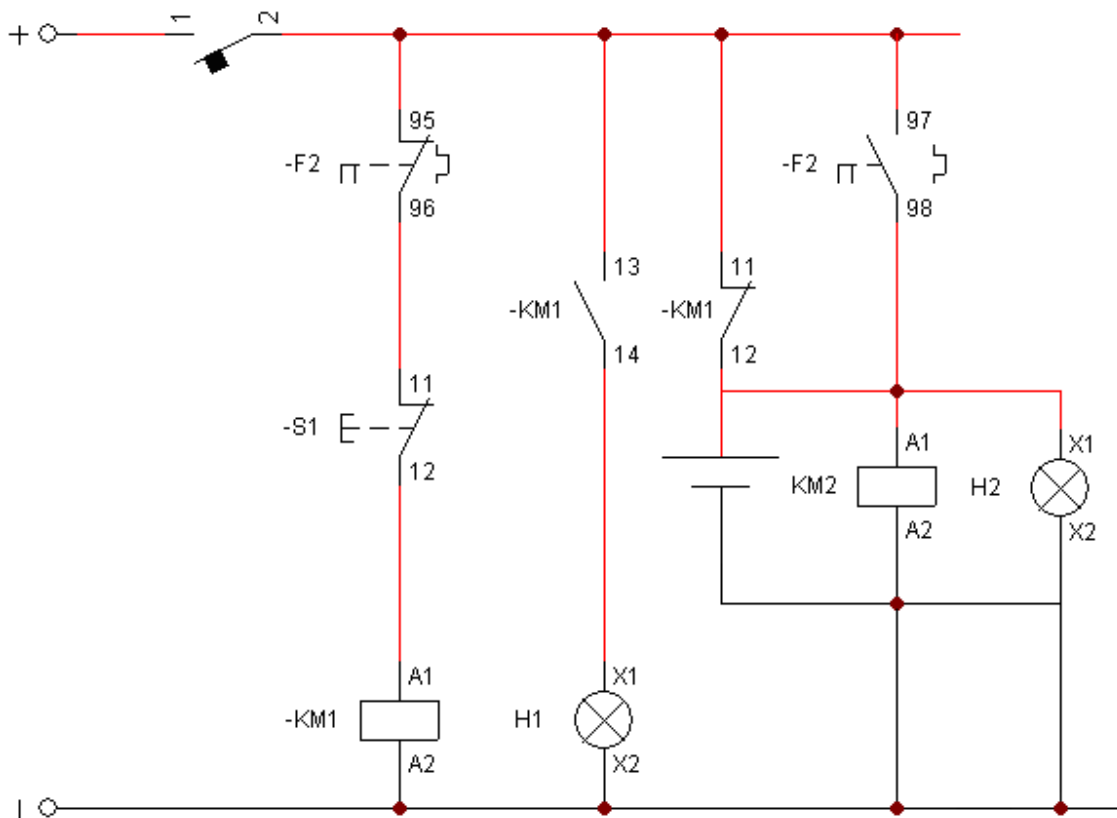


Figura 5.32 Esquema de mando sistema de generación.

La figura 5.30 muestra el esquema de mando en donde se muestran los contactos auxiliares NC y NO de los contactores KM1 y KM2 y del relé F2. El pulsador S1 es una botonera de emergencia que corta el circuito que energiza a la bobina del contactor KM1 el cual da paso a la corriente que genera el alternador hacia el cargador regulador y los dispositivos siguientes. Del mismo KM1 sale del contacto auxiliar NO una luz piloto verde que indica el buen funcionamiento del sistema. Por otra parte del mismo contactor KM1 y utilizando el contacto NC que se encuentra conectado una batería de emergencia que esta conectada a la

bobina del contactor KM2 para descargar la batería de emergencia en el inversor y seguir alimentando el circuito de iluminación.

La batería de emergencia es una batería más pequeña de la capacidad en amperaje que soporte el contactor y para dar aviso de una falla, ya que al dar paso a la corriente de la batería de emergencia se enciende una luz piloto de color rojo que indica una falla en el sistema.

### **5.7 Estudio de impacto ambiental**

Un estudio de impacto ambiental debe considerar las características del proyecto con el objetivo de identificar todos los aspectos que interfieren en la protección ambiental. Se deben considerar todos los aspectos negativos y positivos del proyecto, además de la magnitud y de la valorización que se le da al proyecto, si es de tipo indirecto o directo y si su duración es temporal o persistente. Todos estos aspectos se convierten en elementos básicos para la toma de decisiones.

En este sentido sólo se hace un estudio visual ya que no es necesario hacer un estudio de impacto ambiental ya que la magnitud del proyecto no incide en el río ni el puente y no afecta en ningún momento el ecosistema del lugar. El único elemento que esta en contacto directo con el agua es el rodete, el cual lleva una malla protectora para evitar que se llene con los sedimentos y ramas provenientes desde el río.

Su duración es persistente pero muy positiva ya que entregara iluminación a todo el sector e iluminara las aguas del río para evitar accidentes de lugareños del sector.

### **5.8 Análisis económico y financiero**

El análisis económico y financiero de este proyecto se realiza para tomar la decisión en torno a la pertinencia de ejecutarlo o no. Puesto que la generación de energía es muy importante para elevar el nivel de vida de la población iluminando el sector esta evaluación económica y financiera se efectúa en paralelo con la evaluación técnica del proyecto, es decir, que existan todas las condiciones físicas para la implementación del sistema de generación e iluminación.

El análisis de costo de inversión incluye todo lo relacionado al sistema de generación y la instalación eléctrica, además de los costos de mantención asociados a los elementos que lo requieran. Aquí además se establece cual es la durabilidad del proyecto considerando 2 años de funcionamiento.

### 5.8.1 Costos de inversión

#### 5.8.1.1 Activo Fijo

Ítem	Detalle	Unidad	Cant.	Valor unidad	Total aprox.
<b>Obras Civiles</b>					
1	Soportes de balsa	Uni.	1	200000	200.000
2	Malla para rodete	Uni.	1	10000	10.000
3	Balsa para alternador	Uni.	1	50000	50.000
4	Base para baterías, inversor y regulador	Uni.	1	30000	30.000
5	Obras complementarias.		1	500000	500000
<b>Equipos y materiales</b>					
6	Alternador Delco Remy 28SI 12V 2400W	uni.	1	980000	980.000
7	Regulador Steca Power 40 140 A	uni.	1	1750000	1.750.000
8	Baterías Deka DOMINATOR marine RV 225 Ah	uni.	7	400000	2.800.000
9	Inversor PHOENIX 12 V- 230V- 2000VA	uni.	1	1200000	1.200.000
10	Rodete tipo paleta o Kaplan	uni.	1	30000	30.000
11	Luminaria Altraled 24 PLUS 60 W Schreder Poste luminaria especial ALTRALED 24, 5 metros	uni.	20	575000	11.500.000
12	Gabinete Metálico Atlantis Legrand 600 x 800	uni.	20	180000	3.600.000
13	Voltímetro de medición 0-300 V 72x72	uni.	1	50000	50.000
14	Cable XTZ N ° 10 AWG	mts.	1	15000	15.000
15	Cable XTZ N ° 8 AWG	mts.	450	1000	450.000
16	Cable Seguflex N ° 6 AWG	mts.	50	1000	50.000
17	Disyuntor automatico 6A curva C 6 KA	mts.	40	600	24.000
18	Disyuntor automatico 20 A curva C 6 KA	uni.	3	2000	6.000
19	Diferencial 2 x 25 A 30 mA	uni.	1	2000	2.000
20	Contactador LC1- D 9,38	uni.	2	13000	26.000
21	Relé térmico regulación 5,5-8,0A CLASE 10	uni.	2	15000	30.000
22	Barra tierra COPPERWELD 5/8 x 1.5 mt	uni.	1	25000	25.000
23	Tubo de PVC categoría iv 32mm x 6mt	uni.	22	5000	110.000
24	Cámaras de inspección 110mm	uni.	70	2200	154.000
25	Medidor Monofásico DELIXI 10-40A ELECTRON.	uni.	22	2000	44.000
26	Luces piloto 22MM CON LED 24VAC/DC	uni.	1	14000	14.000
27		uni.	2	3500	7.000

28	Interruptor horario ASTROREX LG04764	uni.	1	40000	40.000
29	Celda Fotoeléctrica 49282	uni.	2	5000	10.000
30	Ferretería, Conectores, Accesorios		1	100000	100.000
31	Engranajes para caja amplificadora 10 y 100 cm	uni.	2	20000	40.000
				<b>TOTAL</b>	<b>\$23.907.000</b>

### El total se presenta en pesos chilenos

Todos los valores de esta lista están aproximados e incluyen IVA y fueron cotizados y consultados obteniendo el promedio aprox. del costo cada equipo y material de la lista en las empresas que se listan a continuación.

- Rexel Electra, Materiales Eléctricos. [www.rexel.cl](http://www.rexel.cl)
- Electrocom. Materiales Eléctricos. [www.electrocom.cl](http://www.electrocom.cl)
- Gobantes. Materiales Eléctricos [www.gobantes.cl](http://www.gobantes.cl)
- Elfle Comercial Limitada. Materiales eléctricos. [www.elfle.cl](http://www.elfle.cl)
- Solener S.A. Energías Renovables [www.solener.cl](http://www.solener.cl)
- Heliplast Cristorn Horn y CIA Ltda. Energías Renovables [www.heliplast.cl](http://www.heliplast.cl)

#### 5.8.1.2 Activo Intangible

El activo intangible considera elementos prácticos que el proyecto necesita para su implementación. Los estudios de PRE-inversión se calculan considerando solo tiempo y gastos de cotizaciones, llamadas telefónicas y de comunicación que están presentes a la hora de hacer el proyecto. También se explica que los intereses durante la construcción se calculan en base al 1 por ciento de cada elemento o material cotizado. De todas formas esta lista de activo intangible es relativa y solo es una estimación.

Ítem	Detalle	Total Aprox.
1	Estudios de pre-inversión	100.000
2	Asesoría Técnica y supervisión	100.000
3	Intereses durante la construcción	500.000
4	Gastos generales y de oficina	20.000
5	Fletes y/o transporte	100.000
<b>TOTAL</b>		<b>820.000</b>

### El total se presenta en pesos chilenos

#### 5.8.1.3 Costos de operación y mantención

Los costos de operación y mantención solo serán indispensables en ciertos equipos o materiales de todo el sistema de generación. Si bien es cierto existen muchos equipos que son parte del sistema solo el alternador y la caja amplificadora son los elementos que necesitaran una mantención sistemática acorde lo planteado en el anexo nº 2.

Los costos de operación y mantención se detallan de la siguiente manera.

Ítem	Detalle	Total Aprox.
1	Gastos de personal	250.000
2	Lubricantes y grasas	20.000
3	Equipos e implementos de seguridad	50.000
4	Materiales repuestos y herramientas	300.000
<b>TOTAL</b>		<b>620.000</b>

### El total se presenta en pesos chilenos

El total de esta lista considera como inversión inicial solo los ítems 2, 3 y 4. El ítem 1 considera todo lo necesario para una mantención total del sistema acorde a lo planteado en el anexo 2.

#### 5.9 Costo de inversión total del proyecto

Ítem	Detalle	Total Aprox.
1	Activos fijos	23.907.000
2	Activos intangibles	820.000
3	Costo de operación y mantención	620.000
<b>TOTAL</b>		<b>25.347.000</b>

### El total se presenta en pesos chilenos

Es posible una disminución de costos en todo el sistema gracias a que se pueden utilizar luminarias de una versión superior a las utilizadas con mucho menor consumo lo que supone la reducción de equipos y materiales a utilizar.

## VI. Conclusiones

En conjunto con la necesidad de producción de energía eléctrica se comprueba la percepción general de que el mar, gracias al efecto de mareas, es una fuente energética inmensa y que sufre miles de comportamientos que inciden de forma directa o indirecta a ríos o esteros. Estos comportamientos impredecibles y la mayoría de las veces de constante irregularidad, pueden ser utilizados de la manera que mejor convenga estudiando con mucha detención y por largo tiempo todas las variables posibles para una correcta utilización del recurso.

La CNE inicia una política para la utilización de energías renovables no convencionales en el país en la cual se busca asegurar la existencia de la energía solar y eólica en gran mayoría y que tengan un desarrollo paralelo a las fuentes tradicionales. Aunque la energía mareomotriz no se considera de vital desarrollo en esta nueva política se ha demostrado con este trabajo que no es necesario crear políticas solo para la venta de energía sino que también, para dar soluciones específicas que pueden ser de gran ayuda para muchas personas. Aun así existe una gran inversión involucrada y un gran riesgo asociado lo cual crea una barrera al momento de elegir este tipo de solución.

Utilizando la tabla de mareas y cartas náuticas del SHOA se ha logrado completar una tabla de profundidades dependientes de las subidas y bajadas de marea, flujos y reflujos del Río Cutipay para lograr calcular el caudal máximo disponible en los meses de menor cantidad de agua caída. Gracias al cálculo del caudal máximo disponible se ha logrado entonces aproximar la potencia en KWH que entregaría un sistema de generación eléctrica. Con los datos obtenidos se logra adaptar un sistema de generación eléctrico capaz de alimentar un sistema de luminarias LED que ocupa las corrientes de flujo del Río Cutipay para mover convertir el movimiento mecánico de un rodete en energía eléctrica utilizando un alternador de automóvil para tal finalidad. Es así como se calcula un sistema de regulación y carga, optimizando la cantidad de baterías a utilizar y diseñando un sistema de alarma por no generación para resguardar la seguridad de las personas y vida útil de los equipos del sistema.

Con respecto a las luminarias utilizadas para el proyecto se ha logrado adaptar el nuevo Reglamento de Aplicación Obligatoria en Alumbrado Público en Vías de Tráfico Vehicular a las condiciones físicas del lugar a iluminar, en conjunto con las luminarias a utilizar, para satisfacer todos los parámetros obligatorios para cumplir con la legalidad del proyecto. Para esto se utiliza el programa de diseño de iluminación Ulysess de la empresa Schreder en conjunto con el catálogo de luminarias de la misma empresa.

Se logra diseñar un plano eléctrico para la realización del proyecto evaluando los costos asociados en detalle pensando en la futura implementación del sistema. Tras la realización de este plano y del estudio financiero asociado se puede concluir que queda a disposición del inversionista, un proyecto que tiene un gran costo de inversión pero que puede ser recuperado gracias a que no toda la potencia disponible está siendo utilizada en este proyecto. Cabe destacar que el estudio hidrográfico realizado da la confiabilidad suficiente para pensar en ocupar la potencia eléctrica disponible en muchas otras aplicaciones. Repetidoras de antena para frecuencias de la ONEMI o centro de atención de emergencias, repetidoras de enlaces microondas o de WI FI, iluminación para publicidad, centro de recarga de energía para baterías de embarcaciones menores o población en general, iluminación para la navegación, etc. Son algunas de las posibilidades latentes dada las condiciones en que el Puente Cutipay está ubicado. Se recuerda que este sector está en el centro de la carretera que une la ciudad de Valdivia con uno de los balnearios con mayor flujo de turistas en épocas de verano.

Finalmente es necesario concluir que en nuestro país existen muchos lugares que cuentan con las condiciones naturales para la generación de energía eléctrica y que los sistemas pueden ser adaptados de manera tal que no causan ningún impacto ambiental negativo. Con el diseño del sistema de generación de energía eléctrica para la iluminación del puente Cutipay se logra hacer un aporte a la comunidad del sector y un aporte a todos los visitantes que pasan por el lugar dando solución al problema de la falta de iluminación de éste utilizando recursos renovables sin consecuencias negativas para los lugareños y el medio ambiente.

## Bibliografía

- [1] CC Andrés Henríquez Olavarria, Energía marina: potencial y desafíos para Chile. Información oceanográfica para la aplicación de energía eléctrica, SHOA 27 marzo 2008.
- [2] SHOA, Glosario de Marea y corrientes, 2º edición 1992
- [3] SHOA, Tabla de Mareas, edición 2010.
- [4] Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala / Biomass Users Network (BUN-CA). 1 ed. - San José, C.R. : Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
- [5] Leonardo Valencia M, Energías renovables no convencionales en Chile. Universidad Adolfo Ibañez.
- [6] CNE, Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno, Marzo 2009.
- [7] CNE, Políticas Energéticas: Nuevos Lineamientos. Marzo 2008
- [8] CNE. Aporte potencial de las energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica 2008 -2025
- [9] Claudio Mataix, Mecánica de fluidos y Maquinas Hidráulicas Segunda Edición, Ediciones del Castillo 1986.
- [10] Linsley, Kohler & Paulus, Hidrología para Ingenieros, McGraw Hill, 1980.
- [11] Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC, Reglamento de iluminación en carreteras. Campinas Brasil, noviembre de 2006
- [12] Normas eléctricas alta y baja tensión y nueva ley general de servicios eléctricos. Ediciones Publiley 2010

# Anexo 1

PLANO ELECTRICO

Ver en documento impreso. Biblioteca Miraflores. Universidad Austral de Chile.

## Anexo 2

### ACCIONES DE MANTENIMIENTO EN EL ALTERNADOR Y EQUIPAMIENTO ELECTRICICO.

La energía eléctrica se produce en el alternador, también conocido como generador, en el cual podemos distinguir básicamente dos partes: rotor y estator. El rotor esta compuesto por un eje al que van sujetadas un conjunto de placas de metal de gran permeabilidad magnética que, conjuntamente con unas bobinas de alambre esmaltado, conforman los polos. En los extremos estarán ubicados los rodamientos o apoyos. En los alternadores antiguos y de automóvil se puede apreciar en un extremo un pequeño alternador que se encarga de producir la corriente de excitación y un rectificador rotatorio o colector que transforma la corriente alterna de la excitatriz en corriente continua.

El estator esta conformado por un conjunto de bobinas de fase, la carcasa y la caja de bornes de salida. Las bobinas de excitación o de campo en el rotor generan un campo magnético que al girar inducen una corriente eléctrica en el bobinado o devanado del estator.

Es necesario realizar frecuentes inspecciones del alternador, debiendo poner especial atención es detectar la presencia de polvo, humedad o grasa en su interior, por los efectos perjudiciales que pueden tener sobre las bobinas del estator y del rotor. Igual atención requieren las escobillas o carbones del colector, el desgaste del mismo y la limpieza del polvo que dejan los carbones al desgastarse. Estas escobillas deben ser limpiadas y asentadas con papel lija fino aproximadamente cada 1000 horas de funcionamiento.

El excesivo chisporroteo en el colector ocurre con frecuencia luego de que el generador ha sido sometido a una reparación general. Esto puede corregirse aflojando el soporte de las escobillas y girando ligeramente en el sentido de la rotación del rotor, hasta encontrar la posición adecuada.

En los alternadores modernos autorregulados y sin escobillas la excitatriz trifásica se encuentra dentro del armazón del rotor; unos diodos rectificadores se encargan de

transformar la corriente alterna en corriente continua. Un regulador de voltaje de estado sólido se encarga de que, cuando varíe la carga, la tensión de salida no varíe en más del 2%.

La limpieza de los bobinados puede realizarse introduciendo a presión un solvente dieléctrico. Esta maniobra debe ser realizada por una persona capacitada en este tipo de acciones.

Hay que tener en cuenta que cuando no se indica el tiempo de recambio de los rodamientos, se puede considerar como una referencia límite entre 30.000 y 50.000 horas de funcionamiento. El engrase se puede realizar cada 300 horas y el recambio de grasa cada 3000 horas. Es preciso no exceder de estos límites.

El bobinado puede resistir temperaturas de hasta 155°C. Los diodos rectificadores no resisten temperaturas mayores de 60° C, por lo que no es conveniente el uso de disipadores de calor al soldar terminales o cables en el momento de cambiarlos. La grasa de los cojinetes se diluye por encima de 60 ° C.

Un borne flojo se convierte en una alta resistencia, lo que puede ser causa de un quemado del bobinado de fase. Cuando se tenga bajos niveles de aislamiento por humedad en el estator de los alternadores autorregulados se hará circular una corriente igual al 20 % de la corriente nominal del bobinado estatorico (resistencia del bobinado estatorico= 0,5 ohm) para lo cual habrá que conectar una batería por el lapso de una hora y una resistencia de 2 ohm en serie. El nivel de aislamiento mínimo en los alternadores se puede estimar del siguiente modo:

$$R = 1 + V/1000$$

Donde R: nivel de aislamiento en Megaohms.

V: tensión de generación en bornes del alternador en voltios.

Es importante que el interruptor de salida del alternador este dimensionado para la corriente nominal del alternador. En el caso de que el interruptor este equipado de bobinas de disparo, se debe verificar que estas bobinas estén graduadas para actuar a la corriente nominal del alternador, y así evitar sobrecargas. Otra acción importante de mantenimiento es la verificación del desbalance de cargas. Los alternadores autorregulados permiten un

desbalance de carga de un 25 % por lo que periódicamente habrá que medir la corriente de fase en el alternador.

## DIAGNOSTICO DE FALLAS

El diagnostico de una falla es una labor que compete al operador, quien debe analizar las posibles causas y luego tomar acciones dependiendo de la magnitud de la falla. Entre lo que puede o no puede ejecutar el operador no existe un límite bien definido. Depende de la destreza que, a su vez, es parte de la experiencia que se gana con el trabajo diario.

### 1. ALTERNADOR

<b>FALLA</b>	<b>POSIBLE CAUSA</b>	<b>ACCION A TOMAR</b>
<b>Ruido en los rodamientos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rodamientos gastados</li> <li>- Algún elemento suelto dentro de los rodamientos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cambiar los rodamientos</li> <li>- Inspeccionar el interior</li> </ul>
<b>Calentamiento de rodamientos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Exceso de grasa</li> <li>- Falta de grasa</li> <li>- Sistema de refrigeración no funciona</li> <li>- Fajas demasiado tensas.</li> <li>- Inadecuado alineamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inspeccionar, reducir la cantidad de grasa y probar.</li> <li>- Inspeccionar, engrasar y probar.</li> <li>- Revisar y reparar.</li> <li>- Revisar tensión de las fajas.</li> <li>- Corregir</li> </ul>
<b>No hay voltaje cuando el generador esta en marcha</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el regulador de tensión</li> <li>- Bornes flojos</li> <li>- Fusible del AVR en corte</li> <li>- Velocidad de rotación baja</li> <li>- Mal contacto en escobillas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisa y ajustar</li> <li>- Revisar y cambiar</li> <li>- Revisar y corregir</li> <li>- Verificar el correcto asentamiento de escobillas.</li> </ul>

<p><b>Voltaje del alternador demasiado bajo sin carga</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Velocidad de rotación baja</li> <li>- AVR defectuoso</li> <li>- Mal contacto en escobillas</li> <li>- Mal ajuste del voltaje del AVR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar y corregir</li> <li>- Verificar y reemplazar si es necesario</li> <li>- Limpiar o reemplazar si es necesario.</li> <li>- Ajustar el voltaje en regulador.</li> </ul>
<p><b>Voltaje del alternador cae cuando se conecta la carga</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caída de velocidad con carga</li> <li>- Fajas de transmisión flojas</li> <li>- Sobrecarga del alternador.</li> <li>- Fuerte desbalance de cargas.</li> <li>- Ninguna de las anteriores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar el regulador</li> <li>- Verificar la tensión y corregir si es necesario.</li> <li>- Verificar los instrumentos y reducir la carga.</li> <li>- Verificar con amperímetros y corregir si es necesario.</li> <li>- Solicitar especialista</li> </ul>
<p><b>El voltaje del alternador varía continuamente</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Velocidad inestable</li> <li>- Fajas de transmisión floja.</li> <li>- El traslape de la faja plana</li> <li>- Bornes flojos-</li> <li>- Superficie irregular en los anillos rozantes o conmutador, no permiten un adecuado contacto de los carbones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar el regulador</li> <li>- Verificar la tensión y ajustar si es necesario.</li> <li>- Verificar el adecuado traslape y cambiar de faja si es necesario.</li> <li>- Verificar y ajustar.</li> <li>- Verificar la superficie. En caso extremo, retirar el anillo y proceder a rectificarlo.</li> </ul>
<p><b>El alternador calienta</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de aire al interior del alternador está obstruido</li> <li>- Alta temperatura en alambres y tablero.</li> <li>- Contaminación de los bobinados con aire y o grasa, causando ineficacia en la ventilación.</li> <li>- Sobrecarga del alternador</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisar el libre paso de aire.</li> <li>- Verificar y corregir si es necesario</li> <li>- Limpiar el interior con aire comprimido y un solvente dieléctrico.</li> <li>- Verificar y reducir la carga si es necesario</li> </ul>

<p><b>Fuerte vibración en el alternador</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pernos de sujeción flojos</li> <li>- Desbalance en el rotor</li> <li>- Poleas desbalanceadas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajustar pernos</li> <li>- Solicitar presencia de técnico especialista</li> <li>- Solicitar presencia de técnico especialista.</li> </ul>
<p><b>FALLA</b></p>	<p><b>POSIBLE CAUSA</b></p>	<p><b>ACCION A TOMAR</b></p>
<p><b>Giro forzado del rotor del alternador, ruido en los rodamientos y calentamiento de los mismos</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alineamiento incorrecto</li> <li>- Rodamientos con poca grasa</li> <li>- Rodamientos con exceso de grasa.</li> <li>- Demasiada tensión en la faja de transmisión.</li> <li>- Rodamientos defectuosos.</li> <li>- Partes móviles en rozamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar el alineamiento y corregir si es necesario</li> <li>- Verificar y engrasar si es necesario.</li> <li>- Verificar y retirar grasa si es necesario.</li> <li>- Verificar y corregir.</li> <li>- Verificar estado y cambiar si es necesario.</li> <li>- Verificar la parte rozante y proceder a eliminar el rozamiento.</li> </ul>

## 2. REGULADOR ELECTRONICO DE CARGA

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCION A TOMAR
<p><b>Velocidad de turbina demasiado alta</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fusible de las resistencias secundarias cortocircuitado</li> <li>- Resistencia secundaria deteriorada</li> <li>- Defectos en el REC</li> <li>- No hay voltaje en el alternador.</li> <li>- Defecto en el medidor de velocidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar y cambiar con uno del mismo tipo.</li> <li>- Verificar y reemplazar si es necesario.</li> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> <li>- Proceder a lo mencionado anteriormente.</li> <li>- Contrastar con otro medidor.</li> </ul>
FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCION A TOMAR
<p><b>Velocidad de turbina demasiado baja</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el REC</li> <li>- Insuficiente agua.</li> <li>- Alternador sobrecargado</li> <li>- Defecto en el medidor de velocidad.</li> <li>- Fajas de transmisión flojas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> <li>- Verificar e incrementar si es necesario.</li> <li>- Verificar y reducir la carga.</li> <li>- Contrastar con otro instrumento.</li> <li>- Ajustar las fajas.</li> </ul>
<p><b>Velocidad de la turbina fluctúa</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el REC</li> <li>- Fusible de las resistencias secundarias cortocircuitado</li> <li>- Resistencia secundaria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> <li>- Verificar y cambiar con uno del mismo tipo.</li> <li>- Verificar y reemplazar si</li> </ul>

	<p>deteriorada</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el medidor</li> </ul>	<p>es necesario.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrastar con otro medidor.</li> </ul>
<p><b>Voltímetros de la carga secundaria registran diferentes valores, estando el generador sin carga.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el REC</li> <li>- Fusible de las resistencias secundarias cortocircuitado</li> <li>- Resistencia secundaria deteriorada</li> <li>- Defectos en el medidor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> <li>- Verificar y cambiar con uno del mismo tipo.</li> <li>- Verificar y reemplazar si es necesario.</li> <li>- Contrastar con otro medidor.</li> </ul>
<p><b>El voltaje de la carga secundaria se incrementa conjuntamente al voltaje del alternador durante el arranque.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el REC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> </ul>

<b>FALLA</b>	<b>POSIBLE CAUSA</b>	<b>ACCION A TOMAR</b>
<p><b>Imposible tomar carga</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en los sensores.</li> <li>- Incorrecto voltaje y frecuencia</li> <li>- Defecto del interruptor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar la presencia de técnico.</li> <li>- Verificar instrumentos</li> <li>- Necesita reparación.</li> </ul>
<p><b>El REC recalienta</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ventilación bloqueada</li> <li>- Ventiladores no trabajan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar y limpiar</li> <li>- Verificar y reemplazar</li> </ul>

### 3. TABLERO DE DISTRIBUCION

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCION A TOMAR
<p><b>No se puede conectar a la carga principal</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falla en el circuito de mando del interruptor</li> <li>- Carga muy grande</li> <li>- Defectos en la línea de transmisión.</li> <li>- Aisladores rotos o cortocircuito en la línea</li> <li>- Bornes flojos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar circuito y reparar si es necesario.</li> <li>- Reducir la carga.</li> <li>- Revisar y reparar.</li> <li>- Revisar la línea de transmisión por tramos</li> <li>- Verificar y ajustar.</li> </ul>
<p><b>Interruptores calientan con carga</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defectos en el interruptor</li> <li>- Sobrecarga</li> <li>- Bornes flojos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reemplazar interruptor</li> <li>- Reducir la carga</li> <li>- Verificar y ajustar</li> </ul>

## PLAN DE MANTENCION

Este plan de mantenimiento resume las principales actividades a realizar en un programa de mantenimiento según su periodicidad.

Actividades	D	S	M	3M	6M	A	2A	5A
Verificar temperatura en rodamientos de rodete	X							
Verificar vibraciones en rodete y alternador	X							
Limpieza del polvo en regulador REC		X						
Inspección de malla protectora de rodete		X						
Inspección de bornes en baterías			X					
Inspección de conexiones eléctricas				X				
Inspección de ventiladores de inversor				X				
Inspección cojinetes de rodete					X			
Inspección alineamiento del rodete						X		
Limpieza del bobinado interior						X		
Engrase de cojinetes del generador						X		
Inspección conexión a tierra							X	
Medición aislamiento del generador							X	
Inspección y medición de parámetros luminarias							X	
Cambio de cojinetes de rodete								X
Cambio de cojinete de alternador								X

**D. Diario; S. Semanal; M. Mensual; 3M. Trimestral; 6M. Semestral  
A. Anual; 2A. Dos años; 5A. 5 años**