

**LOCALIZACIÓN TÉCNICA DE UNA PEQUEÑA CENTRAL MAREOMOTRIZ  
EN LA COSTA COLOMBIANA**

**HOLMER SAMIR HURTADO PARRA**

**JASSIR ENRIQUE MEJÍA PEREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2006**

**LOCALIZACIÓN TÉCNICA DE UNA PEQUEÑA CENTRAL MAREOMOTRIZ EN  
LA COSTA COLOMBIANA**

**HOLMER SAMIR HURTADO PARRA**

**JASSIR ENRIQUE MEJÍA PEREZ**

**Trabajo de grado para optar al título de**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**Director**

**Dr. GILBERTO CARRILLO CAICEDO**

**Codirector**

**Ing. CARLOS CÁRDENAS GUERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2006**

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso quien me brindó la oportunidad de vivir esta experiencia tan maravillosa y día a día me dió fuerzas para superar exitosamente cada una de las metas que he propuesto en la vida.

A mis padres Remberto y Luzmila quienes significaron un apoyo incondicional para lograr este importante objetivo y fueron pilares junto a mi novia Adriana para convertirme en un profesional al servicio de la comunidad.

A todos los miembros de mi familia quienes incondicionalmente confiaron en mis capacidades y depositaron toda su confianza y esperanza en mí.

**JASSIR ENRIQUE MEJÍA PÉREZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Doctor Gilberto Carrillo Caicedo, profesor de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones y al Ing. Carlos Cárdenas Guerra estudiante de maestría, por sus invaluable aportes en la realización de este proyecto de grado y su incondicional apoyo y colaboración para la culminación exitosa de este objetivo académico.

Todos los compañeros de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones por brindarnos importantes aportes que nos permitieron fortalecer este ciclo de nuestra formación profesional.

Mis amigos para toda la vida, porque se que independientemente del lugar en que nos encontremos, siempre tendremos algo de cada uno que nos recuerde y apoye.

Todos mis compañeros y amigos de la Costa Atlántica colombiana por ser testigos de mis tristezas, triunfos y alegrías a lo largo de estos años lejos de nuestra tierra, y por significar un apoyo incondicional que me permitió esforzarme día a día para dejar en alto el nombre de nuestra región.

**LOS AUTORES**

## **RESUMEN**

### **TITULO: LOCALIZACIÓN TÉCNICA DE UNA PEQUEÑA CENTRAL MAREOMOTRIZ EN LA COSTA COLOMBIANA<sup>1</sup>**

HOLMER SAMIR HURTADO PARRA  
JASSIR ENRIQUE MEJÍA PÉREZ<sup>2</sup>

Alternativa, mareomotriz, mareas, olas, renovable, amplitud, potencia.

La realización de este proyecto tiene como fundamento presentar una alternativa a las formas convencionales de generación de energía eléctrica en Colombia mediante la energía mareomotriz, la cual basa su funcionamiento en el aprovechamiento de fenómenos característicos de los océanos, tales como las mareas y olas. Este tipo de energía renovable no ha sido desarrollada e implementada en Colombia, por lo cual es conveniente mostrar las distintas opciones que las zonas costeras del país ofrecen para ser aprovechadas.

El objetivo primordial es encontrar sitios que posean las condiciones técnicas requeridas para la instalación de centrales de aprovechamiento, de amplitud de marea y potencia de ola. El estudio se realiza con base en datos de pronósticos de marea para el año 2005 proporcionados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM) y en datos estadísticos del comportamiento de las olas facilitados por el Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas de la Armada Nacional (CIOH).

Como resultado del estudio se determina, que la costa Pacífica posee las condiciones técnicas necesarias para la instalación de centrales de generación mediante el aprovechamiento de la amplitud de marea, siendo cuatro los lugares idóneos: Sur de Juradó, Puerto Pizarro, y Ensenada Utria en el departamento del Chocó, además del Norte de Buenaventura en el departamento del Valle del Cauca. Con respecto a la costa Atlántica, se estima que las zonas de las islas de San Bernardo, la isla de Tierra Bomba, y la Vía del Mar en cercanías de Barranquilla poseen condiciones necesarias para la instalación de centrales de potencia de olas. Para cada una de las zonas se selecciona el dispositivo que proporcione el mayor rendimiento posible de acuerdo a las condiciones geográficas de cada una de éstas.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director del Proyecto: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo. Codirector del Proyecto: Ing. Carlos Cárdenas Guerra.

## SUMMARY

### **TITLE: TECHNICAL LOCALIZATION OF A SMALL TIDAL POWER STATION IN THE COLOMBIAN COAST<sup>3</sup>**

HOLMER SAMIR HURTADO PARRA  
JASSIR ENRIQUE MEJÍA PÉREZ<sup>4</sup>

Alternative, tidal power, tides, waves, renewable, amplitude, power.

The realization of this project has as foundation to present an alternative to the conventional forms of electric power generation in Colombia by means of the tidal power energy, which bases its operation on the use of characteristic phenomenons of the oceans, such as tides and waves. This type of renewable energy has not been developed and implemented in Colombia, reason why it is convenient to show the different options that the coastal areas of the country offer to be taken advantage of.

The fundamental objective is to find places that possess the required technical conditions for the installation of sea capture stations, tide amplitude and wave power stations. The study is carried out based on the tide forecast data for the 2005 year provided by the Hydrology, Meteorology and Environmental Studies Institute of Colombia (IDEAM) and on statistical data about behavior of waves facilitated by the National Navy's Oceanographical and Hydrographic Investigations Center (CIOH).

As a result of the study it is determined that the Pacific coast possesses the necessary technical conditions for the installation of generating stations through the use of the tide amplitude, being four the suitable places: South of Juradó, Pizarro Port and Utria Inlet, in the Valle del Chocó state; aside from the North of Buenaventura in the Valle del Cauca state. With regard to the Atlantic coast, it is considered that the areas of San Bernardo's islands, the Tierra Bomba island, and the Sea Road in the outskirts of Barranquilla, possess the necessary conditions for the installation of waves power stations. For each one of the areas is selected the device that provides the biggest possible efficiency according to the geographical conditions of each one of them.

---

<sup>3</sup> Degree paper

<sup>4</sup> Faculty of Physical-mechanical Engineerings. School of Electric, Electronic and Telecommunications Engineerings. Project's Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo. Project's Co-director: Eng. Carlos Cárdenas Guerra.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	23
1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ	25
1.1 ENERGÍA DE LAS MAREAS	25
1.1.1 Fuerzas generadoras	28
1.1.2 Tipos de mareas	31
1.1.3 Amplitud de marea	33
1.2 ENERGÍA DE LAS OLAS	34
1.2.1 Olas estacionarias	36
1.2.2 Ondas transitorias o progresivas	37
1.2.3 Comportamiento y características de las olas generadas por el viento	38
1.3 ENERGÍA MAREOTÉRMICA	42
2. DISPOSITIVOS MAREOMOTRICES DISPONIBLES	45
2.1 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO DE MAREAS	45
2.1.1 Ciclos de aprovechamiento de centrales maréales	47
2.1.2 Antecedentes de los grupos utilizados en las centrales mareomotrices	54
2.1.3 Consideraciones generales de funcionamiento y construcción de plantas para el aprovechamiento de las mareas	61
2.2 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO DE OLAS	62

2.2.1 Empuje de ola	64
2.2.2 Variación de la altura de la superficie de la ola	64
2.2.3 Variación de la presión bajo la superficie de la ola	65
2.3 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO TÉRMICO	81
2.4 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS MAREOMOTRICES EN COLOMBIA	84
3. POTENCIAL ENERGÉTICO A PARTIR DE MAREAS EN COLOMBIA	86
3.1 NIVELES DE AMPLITUD	87
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL EMBALSE	84
3.2.1 Área y ancho de la entrada	91
3.2.2 Profundidades	93
3.2.3 Energía potencial de las mareas	94
3.2.4 Ciclo de funcionamiento de la central mareomotriz	96
3.2.5 Componentes de la central mareomotriz	96
3.2.6 Potencia del alternador	107
3.2.7 Comportamiento de materiales	108
3.2.8 Dique de acero	109
3.2.9 Compuertas	111
3.2.10 Compuerta de esclusa	112
3.2.11 Parámetros	113
4. POTENCIAL ENÉRGETICO A PARTIR DE LA POTENCIA DE LAS OLAS	115

4.1 TIERRA BOMBA E ISLAS ALEDAÑAS	119
4.1.1 Dirección de las olas	120
4.1.2 Potencia	120
4.1.3 Características principales del pelamis	129
4.2 VÍA DEL MAR (BARRANQUILLA)	133
4.2.1 Dirección de las olas	133
4.2.2 Potencia	134
4.2.3 Características principales del sistema OWC	136
4.2.4 Turbina Wells	140
4.2.5 Control de velocidad y Tensión en el generador Asíncrono	142
4.3 ISLAS DE SAN BERNARDO	146
4.3.1 Dirección de las olas	147
4.3.2 Potencia	147
4.3.3 Características principales de la barcaza OWC	149
5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS	153
5.1 CONSIDERACIONES AMBIENTALES PARA CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE MAREAS	153
5.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS PARA CENTRALES ELECTRICAS A PARTIR POTENCIA DE OLAS	158
5.2.1 Consideraciones ambientales de la columna de agua oscilante	158
5.2.2 Consideraciones ambientales del pelamis	159
5.2.3 Consideraciones ambientales de la barcaza generadora	161

5.3 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS	162
5.3.1 Consideraciones económicas de centrales eléctricas a partir de las mareas	162
5.3.2 Consideraciones económicas de centrales eléctricas a partir de la potencia de las olas	162
6. CONCLUSIONES	163
7. BIBLIOGRAFIA	
ANEXOS	

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparación de tecnologías mareomotrices en Colombia.	85
Tabla 2. Amplitudes de mareas en las costas colombianas del año 2005.	87
Tabla 3. Potencias estimadas en las zonas seleccionadas.	95
Tabla 4. Características del oleaje en el área de Cartagena.	125
Tabla 5. Características del oleaje en el área de Barranquilla.	135
Tabla 6. Características del oleaje en el área de las islas de San Bernardo.	148
Tabla 7. Energías medias en los sitios seleccionados.	149
Tabla 8. Efectos de la salinidad y la turbiedad del agua del mar al colocar un dique.	155
Tabla 9. Efecto del oxígeno disuelto y las bacterias en el agua de mar al colocar un dique.	156
Tabla 10. Efecto de los contaminantes biodegradables y no biodegradables en el agua de mar al colocar un dique.	157

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág</b>
Figura 1. Manifestaciones de la energía mareomotriz.	25
Figura 2. Formación y clasificación de las mareas.	26
Figura 3. Fuerza atractiva $F_a$ .	28
Figura 4. Acción de la fuerza Centrífuga sobre las masas de agua.	29
Figura 5. Efecto combinado de las fuerzas centrífuga y atractiva sobre las masas de agua.	30
Figura 6. Mareas vivas y mareas muertas.	33
Figura 7. Formación y clasificación de las olas.	35
Figura 8. Representación esquemática de los tipos de olas que existen en la superficie del océano y una curva de energía dependiendo cada tipo de olas.	38
Figura 9. Acción de un viento constante sobre una determinada zona del Mar.	39
Figura 10. Movimiento de las partículas de agua en una ola.	40

Figura 11. Dependencia del desplazamiento vertical de las partículas en función de la profundidad del mar.	41
Figura 12. Clasificación de las centrales mareales.	45
Figura 13. Ciclo de simple efecto; embalse único.	47
Figura 14. Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse.	48
Figura 15. Ciclo de simple efecto durante el llenado del embalse.	50
Figura 16. Embalse con turbinas de doble efecto.	51
Figura 17. Ciclo de doble efecto.	51
Figura 18. Ciclo de acumulación por bombeo.	53
Figura 19. Grupo bulbo con el alternador en el exterior.	56
Figura 20. Grupo con alternador periférico.	56
Figura 21. Grupos con el alternador en el interior.	57
Figura 22. Grupo con sifón-aspirador a la salida.	58
Figura 23. Grupo Bulbo con depósito de agua y sifón aguas arriba.	59
Figura 24. Turbina Bulbo moderna con cámara abierta instalada en	

un dique.	60
Figura 25. Grupo bulbo en conducto de Lartigue, de palas fijas.	61
Figura 26. Fenómenos básicos y clasificación de los dispositivos de aprovechamiento de las olas.	63
Figura 27. Aprovechamiento del empuje de la ola.	64
Figura 28. Aprovechamiento de la variación de la altura de la superficie de la ola.	65
Figura 29. OWC Rectificador Russel.	67
Figura 30. OWC's mecánicos de aceite, aire y agua, respectivamente.	67
Figura 31. OWC de unión Fenosa.	68
Figura 32. Péndulos OWC.	69
Figura 33. OWC Tapchan, (a) Vista exterior. (b) Vista del Cuarto de maquinas.	70
Figura 34. Bomba de mangueras.	71
Figura 35. Bomba de pistón montada sobre boya.	72
Figura 36. Sistema Frog.	72

Figura 37. Diversos esquemas de pato Salter.	74
Figura 38. Sistema Clam.	75
Figura 39. Cilindro Bristol.	76
Figura 40. Balsa Cockerell.	77
Figura 41. OWC pelamis.	78
Figura 42. Rompeolas sumergido con turbina Bulbo.	78
Figura 43. OWC Columna oscilante.	79
Figura 44. Bolsa de Lancaster.	81
Figura 45. Planta de una central C.E.T.O. para la producción de aluminio.	83
Figura 46. Planta de amoníaco de una central C.E.T.O.	84
Figura 47. Pasos para seleccionar las zonas aptas para instalación de centrales mareomotrices.	86
Figura 48. Amplitud media de las zonas del mar Pacífico.	88
Figura 49. Mapa mareomotriz el la costa Pacífica de Colombia.	90
Figura 50. Ubicación satelital de la ensenada del Sur de Juradó.	91

Figura 51. Área aproximada del embalse en los lugares seleccionados.	92
Figura 52. Ubicación del dique y Profundidad promedio en el lugar del dique.	93
Figura 53. Profundidad media de los lugares seleccionados.	94
Figura 54. Grupo Bulbo (En el plano).	97
Figura 55. Grupo Bulbo (Vista superior).	97
Figura 56. Grupos con alternador en el interior.	98
Figura 57. Pérdida de carga en el tubo de aspiración de turbina Bulbo.	99
Figura 58. Dimensiones del tubo de aspiración vista desde el plano.	101
Figura 59. Dimensiones del tubo de aspiración vista desde arriba.	101
Figura 60. Caudal de los lugares seleccionados.	102
Figura 61. Potencia de los lugares seleccionados.	103
Figura 62. Coeficiente de cavitación crítico.	105
Figura 63. Rendimiento, Potencia específica, coeficiente de presión del conducto de trabajo.	106
Figura 64. Dique de acero de contención.	109

Figura 65. Compuerta levadiza vertical.	112
Figura 67. Compuerta de avance.	113
Figura 66. Compuerta de inglete.	113
Figura 68. Condiciones oceánicas en el año 2005.	116
Figura 69. Mapa mareomotriz el la costa Atlántica de Colombia.	118
Figura 70. Área de muestro de datos de Altura y periodo de las olas para Cartagena y sus alrededores.	119
Figura 71. Rosa de oleaje para la región de Cartagena y sus alrededores.	120
Figura 72. Altura de ola en la zona de Cartagena.	123
Figura 73. Periodo pico ( $T_p$ ) de las olas en la zona de Cartagena.	124
Figura 74. Potencia de las olas el la zona de Cartagena.	126
Figura 75. Transporte del pelamis a su ubicación final.	127
Figura 71. Componentes modulares del pelamis.	128
Figura 77. Amarre de la ubicación final del pelamis.	130
Figura 78. Ubicación del Pelamis.	131

Figura 79. Apariencia final del montaje del pelamis en Tierra Bomba.	132
Figura 80. Área de muestreo de datos de altura y periodo de las olas para Barranquilla y sus alrededores.	133
Figura 81. Rosa de oleaje para la región de la vía del mar.	134
Figura 82. Potencia de las olas en la zona de Barranquilla.	135
Figura 83. OWC con las medidas utilizadas.	136
Figura 84. Desplazamiento medio del agua en la columna Vs. Tiempo.	138
Figura 85. Velocidad del aire en la columna Vs. Tiempo.	138
Figura 86. Aceleración del aire en la columna Vs. Tiempo.	139
Figura 87. Velocidad específica del aire en la apertura Vs. Tiempo.	140
Figura 88. Turbina Wells.	141
Figura 89. Turbo-generador.	142
Figura 90. Diagrama general del sistema OWC.	143
Figura 91. Ubicación del OWC.	144
Figura 92. Ubicación final del montaje de la OWC en la vía al mar.	145

Figura 93. Lugar donde se tomaron los datos de altura y periodo de las olas para las islas de San Bernardo.	146
Figura 94. Rosa de oleaje para la región de las islas de San Bernardo.	147
Figura 95. Potencia de las olas en la zona de las islas de San Bernardo.	148
Figura 96. Principio de funcionamiento de las cámaras de aire.	151
Figura 97. Ubicación de la barcaza.	151
Figura 98. Ubicación final del montaje de la barcaza en las islas de San Bernardo.	152
Figura 99. Ciclos de funcionamiento de mareas con respecto a la construcción del dique.	154
Figura 100. Costo del kW en el año 2005, para centrales eléctricas a partir de mareas y los diferentes dispositivos de olas.	161

## **LISTA DE ANEXOS**

**Anexo A.** Tablas de valores máximos y medios de mareas en Colombia.

**Anexo B.** Variación anual de la amplitud media de mareas en Colombia.

**Anexo C.** Características de las olas en las costas colombianas.

## INTRODUCCIÓN

A pesar de mover el mundo, los combustibles fósiles son los principales responsables de la degradación y contaminación ambiental, ya que al quemar carbón, gas, y derivados del petróleo, el aire pierde oxígeno, produciendo calor y liberando Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), más otros gases [1].

Una manera de disminuir el exceso de emisiones de CO<sub>2</sub> es mediante el uso de **energías limpias**, debido a que, no sólo ayudan a evitar la contaminación de la Tierra, sino que además, constituyen una fuente de ahorro al aprovechar las posibilidades que brinda la naturaleza para proveerse de energía [2].

La energía mareomotriz es una de las catorce fuentes renovables objeto de estudio por parte de organismos especializados; encontrándose disponible en cualquier clima y época del año. En el mundo, solamente Francia y Rusia poseen experiencia práctica en centrales eléctricas mareomotrices; pero se han estimado alrededor de 40 lugares viables para el aprovechamiento de este tipo de energía con una generación anual aproximada de 350 000 GW/h [1].

Un primer inventario realizado en Colombia en el año 2003, arrojó un potencial energético de 30 GW a partir de las olas en los 3000 km de costas que posee el país, y de 500MW en la Costa Pacífica a partir de mareas [3].

A pesar de este halagador panorama, las posibilidades reales de aprovechamiento mareomotriz son escasas, debido a que este tipo de energía es poco conocida en el país y mucha de su tecnología todavía se encuentra en etapa de desarrollo. Además, la inversión para las instalaciones es elevada con respecto a las de otros tipos de energía. Sin embargo, se prevé que las tecnologías para obtener

energía a partir del mar, logren costos competitivos cuando varios proyectos de tipo experimental ofrezcan resultados que permitan ser evaluados [4].

El objetivo de este estudio es formar un mapa energético mareomotriz de las costas colombianas que indique las potenciales zonas de aprovechamiento de esta energía, y además, dar a conocer las diversas posibilidades mareomotrices que posee Colombia.

La determinación de zonas del Pacífico y Atlántico colombiano aptas para el desarrollo de técnicas de aprovechamiento mareomotriz, se realizó a partir de datos estadísticos obtenidos de entidades encargadas del manejo de la información concerniente; tales como el Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas de la Armada Nacional (CIOH) y el Instituto de Hidrología, meteorología y Estudios ambientales de Colombia (IDEAM).

El texto está organizado en seis capítulos y dos anexos: en el primer capítulo se presenta la teoría general de la Energía Mareomotriz; en el segundo, se describen los diferentes dispositivos empleados para el aprovechamiento mareomotriz y se realiza un cuadro comparativo de estos para seleccionar los más adecuados a las condiciones geográficas de Colombia; en el tercero, se construye un Mapa Mareomotriz de Colombia, indicando las zonas más favorables para la instalación de centrales Mareomotrices, a partir de datos estimados de potencia por aprovechamiento de amplitudes de mareas; en el cuarto se localizan en el mapa las zonas con condiciones propicias para el aprovechamiento por potencias de olas, en el quinto se hace una breve reseña de las consideraciones ambientales y económicas a tener en cuenta en las centrales mareomotrices, y en el sexto, se presentan las conclusiones. En forma adicional, el anexo A contiene las tablas de amplitudes de Mareas de las costas Colombianas y el anexo B contiene las tablas de información acerca de las olas.

## 1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Los océanos, con una superficie de 361 millones de km<sup>2</sup> y un volumen de 1370 km<sup>3</sup>, cubren más del 70% de la superficie terrestre, convirtiéndose de esta forma en el más grande sistema colector y de almacenamiento de la energía solar; la cual incide anualmente sobre la Tierra en un orden de  $6 \cdot 10^{14}$  MW/h [5]. Esta energía almacenada por los océanos se manifiesta de diversas formas, y se puede dividir en dos grupos: 1) térmica: gradientes salinos y los gradientes térmicos, y 2) mecánica: mareas, las olas y las corrientes marinas. De las anteriores manifestaciones de energía Mareomotriz, las más estudiadas y por tanto desarrolladas son: las mareas, las olas y los gradientes térmicos, figura 1. A continuación se profundiza en cada una de ellas.

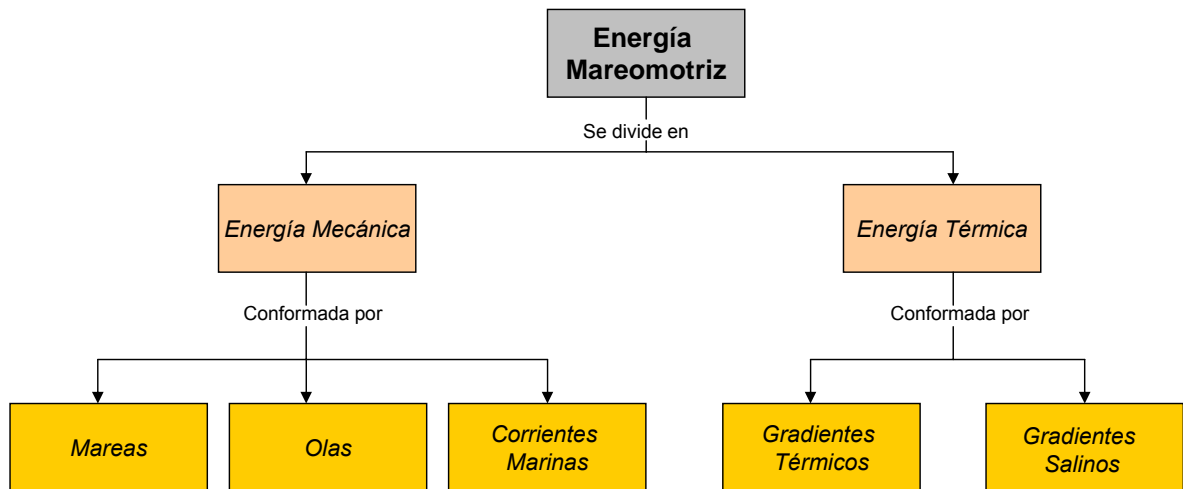


Figura 1. Manifestaciones de la energía mareomotriz.

### 1.1 ENERGÍA DE LAS MAREAS

En la figura 2, se muestra un diagrama de flujo en donde se presenta la clasificación y la formación de las mareas, en las secciones 1.1.1 y 1.1.2 se profundizará en estos temas.

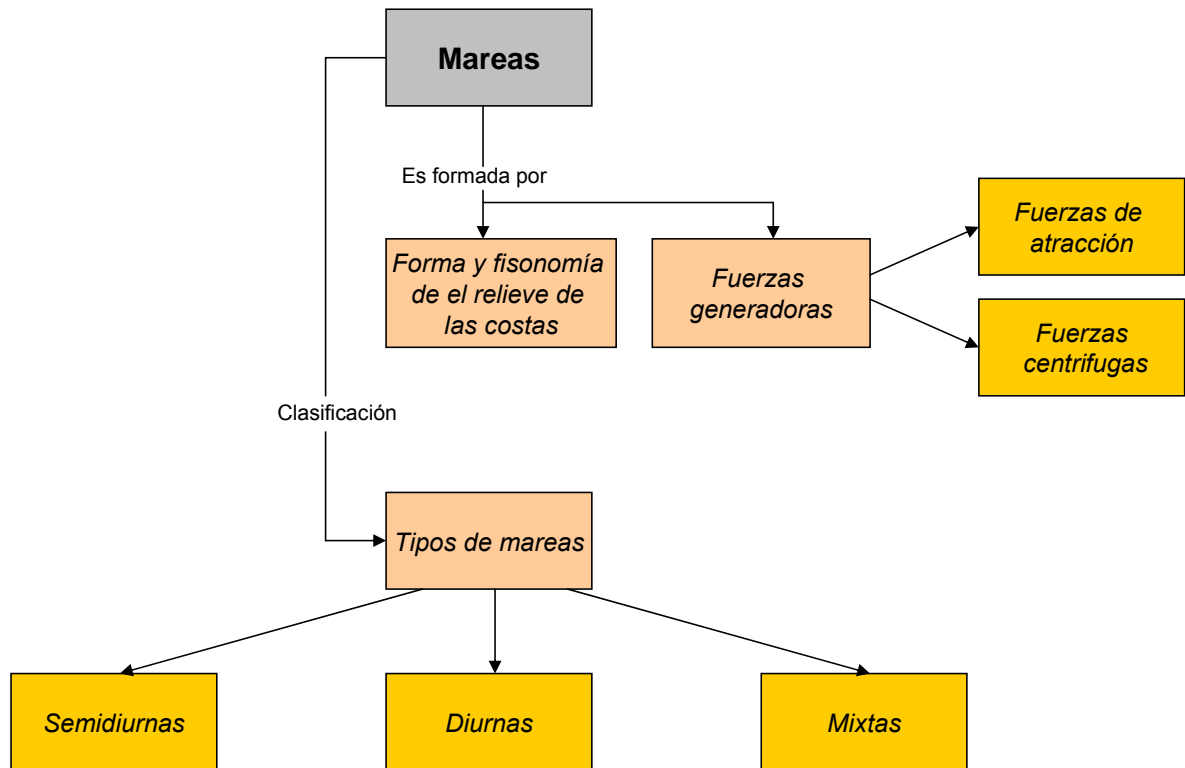


Figura 2. Formación y clasificación de las mareas.

Las mareas son oscilaciones periódicas del nivel de los océanos (ondas) debidas, principalmente, a la atracción gravitatoria existente de la Luna y del Sol (la Luna ejerce una atracción de 2,2 veces la del Sol) con el movimiento de rotación de la Tierra [5]. Éstas se encuentran sometidas a una variación rítmica de su nivel y a una fluctuación en forma de corrientes, como son: a) La corriente que acompaña a la llegada de la pleamar (máxima elevación del nivel del mar), que se conoce como flujo y b) La corriente que acompaña a la aparición de la bajamar (mínimo nivel del mar), que se conoce como refluo y es más breve en tiempo que la primera.

Tomando en cuenta los factores de distancia y masa con respecto a la Tierra, tanto la Luna como el Sol son capaces de producir mareas; el Sol debido a su

masa (27 millones de veces la de la Luna) y la Luna debido a su cercanía a la Tierra. De acuerdo a los dos factores antes expuestos, la contribución del sol a la formación de mareas es el 45% de la contribución de la Luna [1].

Otros factores a tener en cuenta en la formación de mareas en un menor grado son: la forma del relieve de las costas, la fisonomía fondo marino y los fenómenos meteorológicos de la Tierra [5].

A partir de los factores anteriores, se han determinado dos fuerzas principales que intervienen en la formación de las mareas, cada una realiza un aporte que será explicado en la sección 1.1.1.

### **1.1.1 Fuerzas generadoras de mareas**

Las mareas son causadas debido a la aplicación de la fuerza atractiva  $F_a$  y la fuerza centrífuga  $F_c$  sobre la Tierra. Estas dos fuerzas se anulan en el centro de gravedad de ésta, es decir, la atracción de la Luna queda compensada por la fuerza centrífuga generada por la revolución en torno al centro de gravedad del sistema Tierra-Luna, ya que de no ser así, la atracción provocaría un acercamiento progresivo entre ellas [5].

La fuerza atractiva de la marea  $F_a$ , ya sea de tipo lunar  $F_L$  o solar  $F_S$ , es pequeña comparada con la fuerza gravitacional ( $10^{-7}$  veces menor) figura 3.

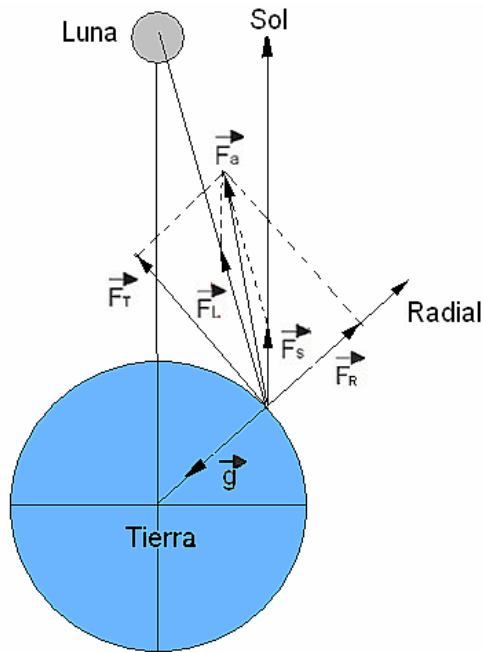


Figura 3. Fuerza atractiva  $F_a$ .

Esta fuerza  $F_a$ , tiene dos componentes: una radial  $F_R$  y una componente tangencial  $F_T$ , la cual se puede comparar a otras fuerzas, tales como la acción del viento y la aceleración de Coriolis. Sin embargo,  $F_T$  se diferencia de las anteriores fuerzas, en que actúa sobre grandes distancias horizontales, en profundidad, desplazando masas de agua de un hemisferio a otro, produciendo acumulaciones y sustracciones de agua, y por consiguiente, las elevaciones y depresiones del nivel del mar (mareas). Al ser la cantidad de agua del mar constante, a una elevación corresponderá un descenso en un lugar situado a  $90^\circ$  de diferencia en longitud.

La fuerza  $F_a$ , se expresa a través de la ecuación (1.1):

$$F_a = 2 \cdot G \cdot m \cdot m_1 \cdot a / R^3 \quad (1.1)$$

Siendo:

$F_a$ : Fuerza generadora de la marea.

$G$ : Constante de gravitación universal ( $6,67 \cdot 10^{-11} \text{ N m}^2 \text{ kg}^{-2}$ ).

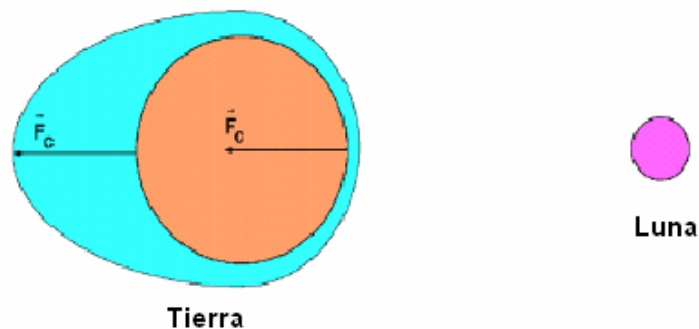
$m$ : Masa de la Tierra.

$m_1$ : Masa de agua en el punto 1 donde ocurre la marea.

$a$ : Radio significativo de la Tierra.

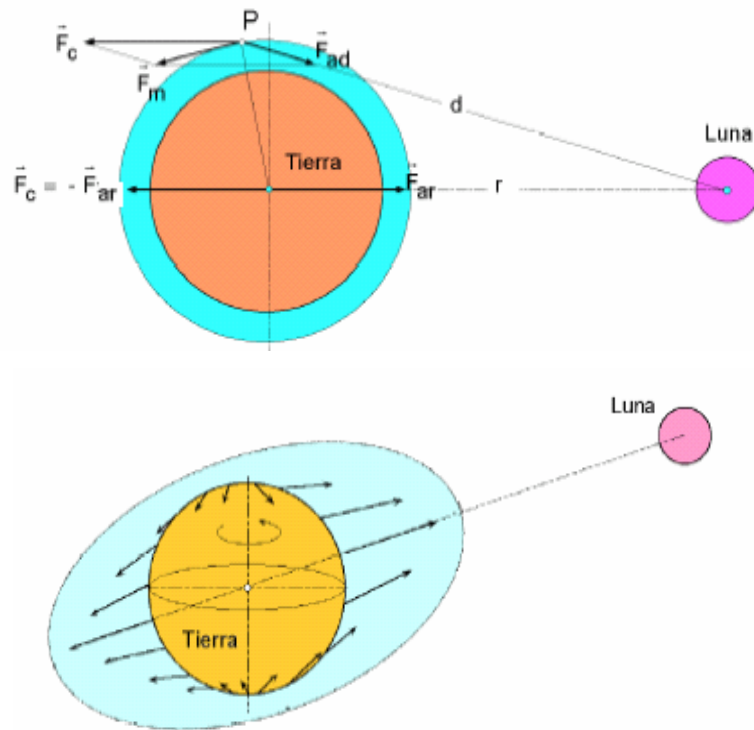
$R$ : Distancia entre la Tierra y la superficie Lunar.

La fuerza centrífuga  $F_c$  originada por el movimiento de rotación de la Tierra al recorrer su órbita alrededor del centro de gravedad del sistema Tierra-Luna figura 4, es la misma en cualquier punto del planeta, ya que no depende de la distancia. Por consiguiente, ésta aumenta la altura del nivel del mar que está más lejos de la Luna, al tiempo que desciende el nivel del mar en la parte contraria.



*Figura 4. Acción de la fuerza Centrífuga sobre las masas de agua.*

En un punto cualquiera de la superficie terrestre, cuando la Luna se encuentra por encima del horizonte, la fuerza atractiva ejercida por ella es más fuerte que cuando se ubica por debajo del horizonte, en este caso es la fuerza centrífuga la que predomina, figura 5.



*Figura 5. Efecto combinado de las fuerzas centrífuga y atractiva sobre las masas de agua.*

En donde:

$F_{ad}$ : es la fuerza generadora de la marea en el punto **P**.

$F_{ar}$ : es la fuerza generadora de la marea en el centro de gravedad del sistema Tierra-Luna.

$F_m$ : es la resultante de la suma de las fuerzas en el punto **P**.

Debido a la rotación de la Tierra se obtienen, en cada punto del océano, cada día, dos pleamares y dos bajamares, lo que se conoce como marea de tipo semidiurno.

En sitios ubicados en una alta latitud y con el ángulo que forma la Luna con el plano del Ecuador igualmente elevado, ésta 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 día, lo que se conoce como marea de tipo diurno.

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.

Lo anterior conlleva a la existencia de diversos tipos de mareas de acuerdo a la duración de su periodo, los cuales serán explicados a continuación.

### **1.1.2 Tipos de mareas**

La acción de las fuerzas atractivas se transfiere mediante ondas que se transmiten de formas diversas según la profundidad y según las diversas geografías costeras, de manera que se produce una serie de interferencias que pueden ser constructivas o destructivas, existiendo de esta manera las **mareas diurnas** y **semidiurnas**.

**Las mareas semidiurnas** están influenciadas por la componente lunar, que tiene un período de 12,42 horas y la componente solar con un periodo de 12 horas, lo que implica un retraso entre ambas de 6,23 horas cada 7,4 días, lo que equivale a medio período de la onda, es decir que, 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. A esto habría que añadir la influencia de la órbita lunar elíptica, de forma que cada 13,75 días la Luna se encuentra más cerca provocando un aumento de atracción, o más lejos de la Tierra provocando una disminución de atracción que varía el desarrollo previsto con la composición de las

ondas anteriores. Se ha observado que las ondas semidiurnas son más manifiestas cuando la Luna y el Sol están más próximos al Ecuador [5].

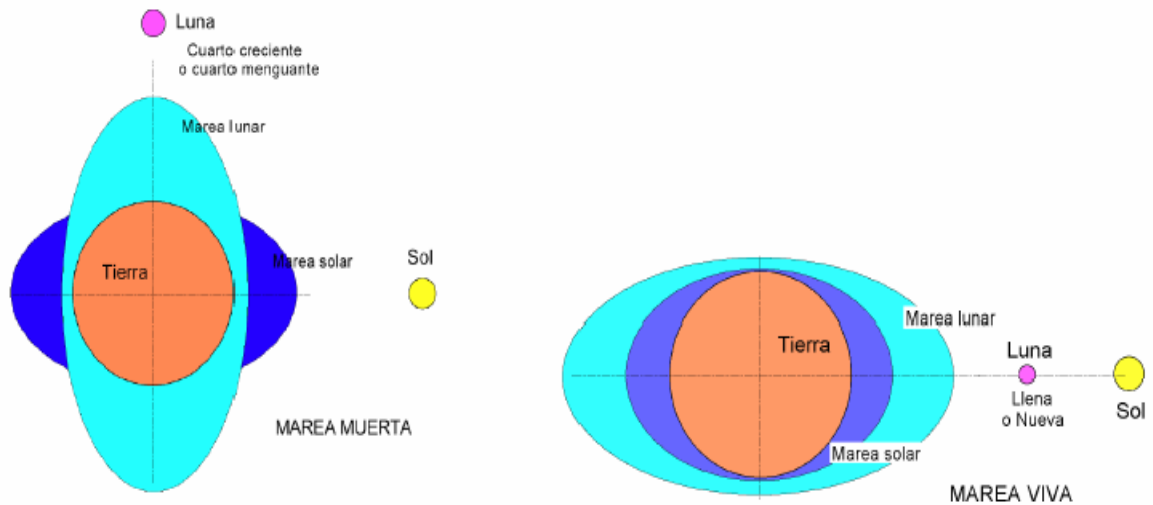
En algunos mares predominan las ondas de carácter semidiurno, presentándose las más importantes en las costas europeas y africanas del Atlántico, en América del Sur desde Venezuela a Brasil, en parte de América del Norte, golfo de Bengala, etc. [5].

**Las mareas diurnas** están influenciadas por otras componentes, como la lunar diurna con un período de 25,82 horas, la solar diurna cuyo período es de 24,07 horas y la onda de declinación mixta Luna-Sol con período de 23,93 h, que se estorban 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; éstas tienen amplitudes máximas cuando el Sol se encuentra en alguno de los Trópicos y cuando se encuentra sobre la línea del Ecuador.

Las ondas de carácter diurno son menos frecuentes que las ondas semidiurnas, y las más importantes se presentan en el mar de Okhost, extremo sudoeste de Australia y en el golfo de México [5].

La onda total, sumatoria de las anteriores, confiere a las variaciones del nivel marino un desarrollo característico oscilante regular, compuesto 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 diferente forma, con períodos de hasta 24 horas, o con períodos de 5 horas [1].

Cuando el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las mareas son mayores, y se conocen como mareas vivas; si estos astros forman un ángulo de 90° las mareas son más reducidas y se conocen como mareas muertas, figura 6.



*Figura 6. Mareas vivas y mareas muertas.*

En **las mareas mixtas**, la onda semidiurna puede predominar en las fases de luna llena o nueva (sicigias), mientras que en las fases de cuartos creciente y menguante (cuadraturas) predomina la onda diurna. La amplitud máxima se produce poco después de las sicigias, y la mínima poco después de las cuadraturas.

Al igual que los tipos de mareas, otro factor importante a tener en cuenta es la amplitud de marea, descrita a continuación.

### 1.1.3 Amplitud de marea

La amplitud de marea (diferencia entre Pleamar y Bajamar), es extremadamente variable de un litoral marítimo a otro.

En algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía es nula; y de escaso valor en el Mediterráneo, en el que sólo alcanza entre 20 y 40 centímetros, al igual que en el océano Pacífico [3].

Por el contrario, se amplía y alcanza valores importantes en determinadas zonas en donde: la profundidad del mar es pequeña, la costa tiene una escasa inclinación, una configuración que origina una interferencia por las costas o existen fenómenos de resonancia como sucede en algunas bahías.

Una de estas zonas se presenta en la costa meridional atlántica de Argentina, en la provincia de Santa Cruz, en donde la marea alcanza una amplitud de 14 m. Pero aún es mayor en otras zonas, como en las bahías del Fundy (amplitudes medias superiores a los 15 m en Minas Basin y 13,6 m en Frobisher, Canadá), y en algunos lugares de las costas europeas de la Gran Bretaña (estuario del Severn 13,6 m), y de Francia en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 m) y el estuario del Rance (13,5 m) [1].

## **1.2 ENERGÍA DE LAS OLAS**

En la figura 7, se muestra un diagrama de flujo en donde se presenta la clasificación y la formación de las olas, mas adelante se profundizara en esta información.

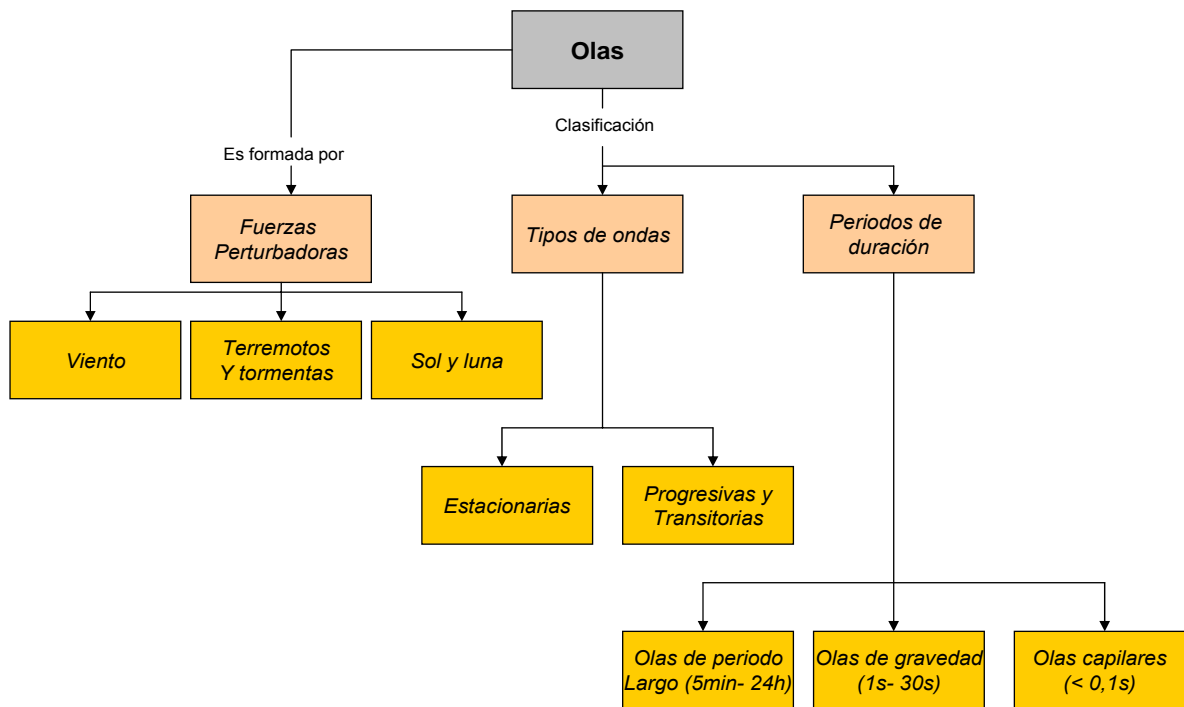


Figura 7. Formación y clasificación de las olas.

De la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra, una porción se invierte en un calentamiento desigual de la misma, lo que provoca en la atmósfera zonas de altas y bajas presiones, generando desplazamientos de aire (viento) de mayor o menor intensidad. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar y, por lo tanto, supuesta una constante solar del orden de  $375 \text{ W/m}^2$ , aproximadamente  $1 \text{ W/m}^2$  se transmite al oleaje, que actúa como un acumulador de energía, por cuanto al tiempo que la recibe, la transporta de un lugar a otro, y la almacena [6]. La intensidad del oleaje depende de la intensidad del viento, de su duración y de la longitud sobre la cual éste transmite energía a la ola.

Las olas se generan debido a la acción de oscilaciones de la presión atmosférica de período corto combinadas con la acción del viento. Tales oscilaciones, que incluso pueden superar la amplitud de un milibar, llegan a tener períodos del orden

de uno a varios segundos, y se corresponden con auténticos golpes alternados con acciones de reflujos, que se desplazan con el avance del viento, por lo que la superficie aparece afectada por una agitación [7].

En el mar existen dos tipos generales de olas: **estacionarias** y **progresivas** o **transitorias**.

### 1.2.1 Olas estacionarias

En una ola marina estacionaria, existen uno o varios puntos (o líneas), en los que el movimiento es nulo (puntos nodales) y uno o más puntos en los que el desplazamiento es máximo (puntos ventrales). La distancia entre los nodos y la frecuencia de la oscilación, dependen de las dimensiones geométricas de la cuenca en que se produzcan [7].

Un tipo de ondas estacionarias son las denominadas **Secas**, entre las cuales se encuentran: las oscilaciones propias de las cuencas marinas y las cooscilaciones de las mareas. En una cuenca marina, o en un lago, las Secas se manifiestan cuando la masa de agua sufre sacudidas violentas debido a la acción del viento y variaciones de la presión atmosférica, así como por sacudidas costeras submarinas.

Las cooscilaciones de marea son una especie de Secas originadas en un mar semicerrado por las mareas externas, que se desarrollan en amplitud oceánica abierta. Sólo en extensiones oceánicas grandes, la fuerza de la marea puede imponer directamente oscilaciones bastante amplias (mareas independientes) [5].

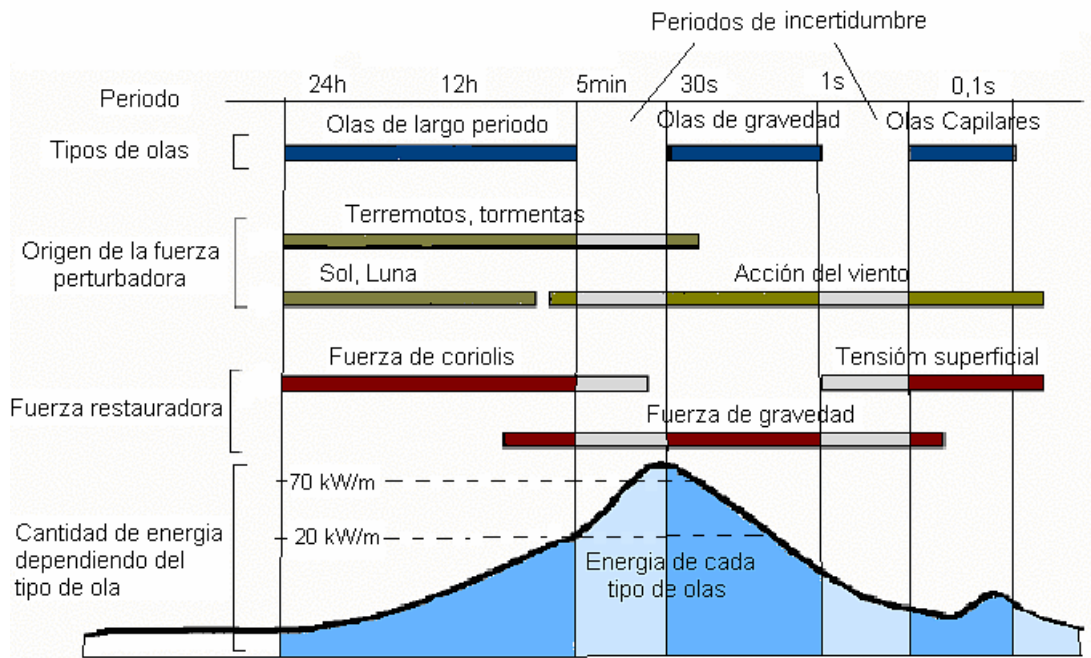
### 1.2.2 Ondas transitorias o progresivas

Una ola transitoria es aquella que varía en el tiempo y en el espacio; pueden formarse en la superficie (por ejemplo, ondas superficiales debidas al viento) o en el seno de la masa oceánica (ondas internas que se producen a lo largo de las discontinuidades de temperatura y salinidad entre las diversas masas de agua).

Un tipo de ondas transitorias son las denominadas **ondas largas**, Entre las cuales se encuentran: las ondas solitarias y los tsunamis, frecuentes en el Pacífico, se generan en relación con terremotos costeros y oceanográficos y se propagan de una costa a otra o desde el epicentro oceánico hasta las costas, provocando a menudo cuantiosos daños, mayores incluso que los de los mismos terremotos.

Las olas también se pueden clasificar atendiendo algunos parámetros como son la fuerza perturbadora que las genera y su periodo de duración.

- **Fuerza perturbadora:** Las olas pueden ser generadas por distintos fenómenos, figura 8, como son:
  - a) Acción del viento.
  - b) Terremotos y tormentas.
  - c) Sol, Luna.
  
- **Periodo de duración :**
  - a) Olas de periodo largo, de 5 min a 24 h.
  - b) Olas de gravedad, de 1 s a 30 s.
  - c) Olas capilares, de menos de 0,1 s.



*Figura 8. Representación esquemática de los tipos de olas que existen en la superficie del océano y de una curva de energía dependiendo cada tipo de olas.*

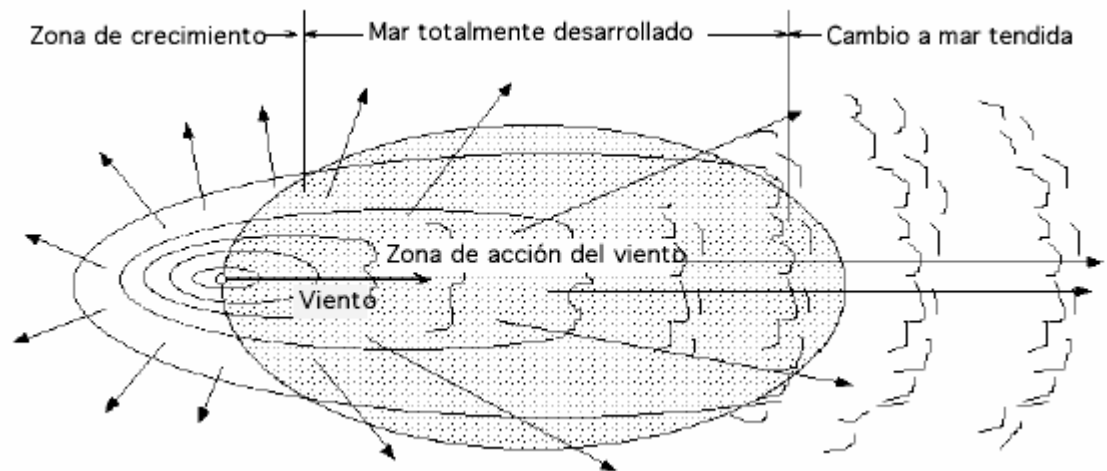
Las olas debidas al viento son las que contienen más energía y son las que se aprovechan para obtener electricidad; la energía de las olas debidas al viento, procede en última instancia, de la energía solar.

Cuando las olas son generadas por una aplicación instantánea de la fuerza perturbadora que cesa al momento éstas son denominadas olas libres. Caso contrario ocurre con las olas forzadas en las que la perturbación se aplica de manera continua, por ejemplo, las olas de marea.

### 1.2.2 Comportamiento y características de las olas generadas por el viento

Este tipo de olas se forma cuando el viento sopla sobre la superficie marina; mientras el viento está soplando se generan olas confusas, sin una dirección

definida, aunque haya una dominante. Cuando las olas abandonan la zona en que sopla el viento se van propagando de acuerdo con su velocidad, que es función de la longitud de onda  $\lambda$ , (distancia entre dos olas consecutivas). Las olas se agrupan, por sus longitudes de onda, formándose así olas casi regulares, que dan lugar a la mar tendida, figura 9, que es la que se aprovecha para generar energía [1].



*Figura 9. Acción de un viento constante sobre una determinada zona del mar.*

No existe una regularidad perfecta de las olas, ya que su amplitud, energía y dirección varían aleatoriamente a lo largo del año; cambian desde la calma absoluta, un 1% al año, hasta un 1MW/km, otro 1%; hay lugares en los que durante períodos de varios minutos pueden llegar a alcanzar hasta 10 MW/km [5].

En el oleaje es fundamental la distinción entre la forma del perfil de la onda y la trayectoria del movimiento de las partículas de agua que constituyen la ola; las dos curvas, perfil y trayectoria, son muy diferentes.

Las olas se trasladan, pero no las partículas de agua, que se mueven en trayectorias elípticas o circulares. Las órbitas elípticas en las olas largas pueden comprimirse hasta formar segmentos circulares. Las órbitas se consideran, por comodidad para su estudio, cerradas, aunque en realidad son abiertas, es decir, el oleaje está asociado a un transporte de corriente [5].

En las ondas largas, el desplazamiento horizontal de las partículas es prácticamente igual tanto en superficie como en el fondo, describiendo trayectorias (órbitas) del mismo radio en la misma horizontal, pero de distinta fase; las partículas situadas en la misma vertical describen órbitas de igual fase, pero sus radios disminuyen con la profundidad, figura 10.

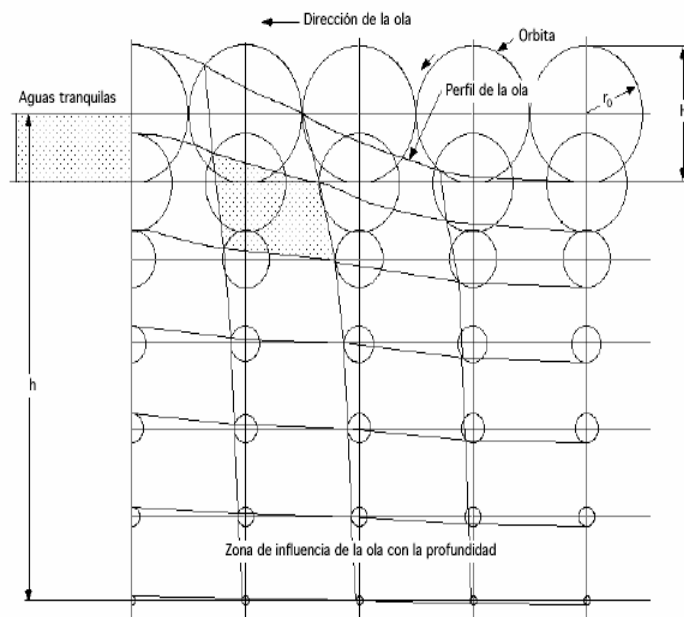


Figura 10. Movimiento de las partículas de agua en una ola.

Si no existe suficiente profundidad, el fondo afecta al desplazamiento vertical de las órbitas que tendrán forma de elipses. Si la profundidad es muy pequeña, el

movimiento vertical queda totalmente impedido y las trayectorias de las partículas serían rectas horizontales, figura 11.

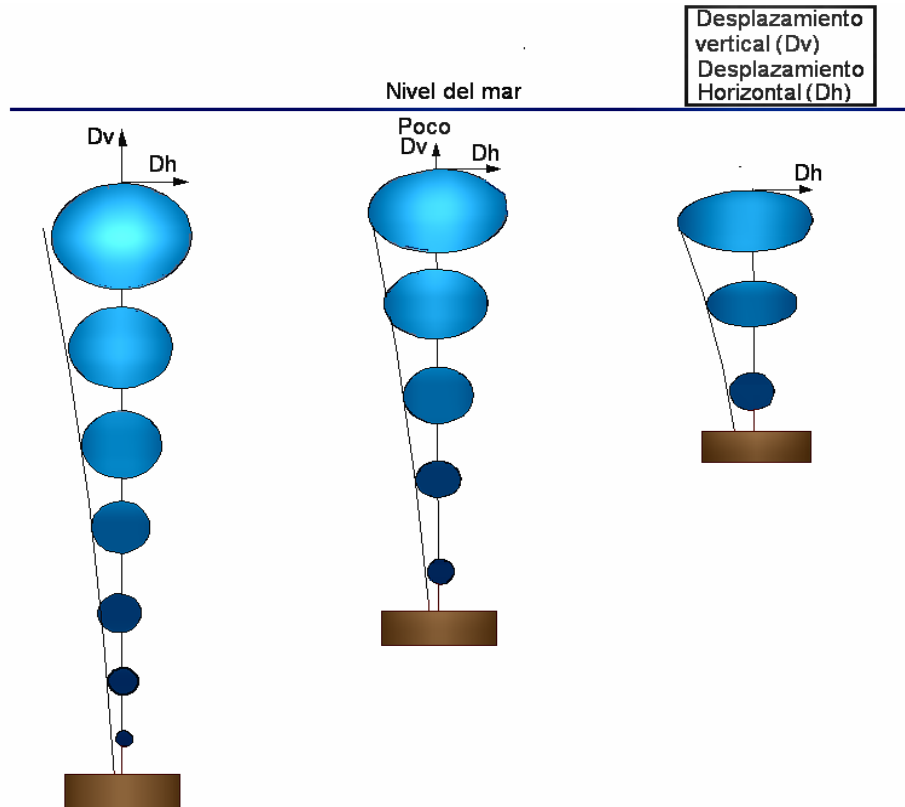


Figura 11. Dependencia del desplazamiento vertical de las partículas en función de la profundidad del mar.

En las ondas superficiales, las dimensiones de las órbitas disminuyen exponencialmente con la profundidad; si el movimiento orbital superficial se reduce a un círculo de radio  $r_0$ , el radio disminuye con la profundidad  $h$  (altura del mar desde el fondo a la superficie), según la relación:

$$r = r_0 e^{(-2\pi/\lambda)h} \iff \text{Para una profundidad: } h = \lambda/2 \iff r = r_0 e^{-\pi} = 0,0433 r_0 \quad (1.2)$$

$$h = \lambda \iff r = r_0 e^{-2\pi} = 0,0019 r_0 \quad (1.3)$$

Siendo  $r_0$  el radio orbital superficial, que coincide con la semialtura  $H/2$  de la ola.

La ola realmente adquiere altura en superficie, pero sobre el fondo se puede hablar solamente de desplazamiento de las partículas, aunque se puede hablar de altura de una ola en profundidad sólo por analogía con lo que tiene lugar en superficie.

El perfil de una ola tiene una forma que depende de la relación  $(H/\lambda)$ , pudiéndolas clasificar de la siguiente forma:

a) Cuando la relación  $(H/\lambda)$  es del orden de  $(1/50)$  o menor: el tipo de ola que cumple estas condiciones son las secas y mareas (mar de fondo), caracterizadas por un período  $T$  alto, longitudes de onda  $\lambda$  amplias y alturas  $H$  pequeñas, que siguen un movimiento sinusoidal.

b) Cuando la relación  $(H/\lambda)$  es mayor de  $(1/50)$ : el perfil de la misma es troncoidal; su existencia viene condicionada por el valor de  $(H/\lambda)$ , que si es superior a  $(1/7)$  implica la rotura de la ola.

### **1.3 ENERGÍA MAREOTÉRMICA**

El mar como depósito de energía en forma de calor, retiene una parte de la energía calorífica que le llega con la radiación solar, estableciéndose una diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo, conocido como gradiente termocéánico [8].

La conversión de energía térmica oceánica (C.E.T.O) es un método para transformar en energía útil la diferencia de temperatura entre el agua de la superficie y el agua que se encuentra a 100 o más metros de profundidad. La diferencia de temperatura requerida para que la operación resulte económica es de alrededor de  $20^\circ\text{C}$ ; a un nivel de 600 a 900 metros bajo la superficie del

océano, la temperatura es de aproximadamente 5°C. Para lograr la diferencia de temperatura deseada ya citada, se deben buscar regiones geográficas de la superficie del océano en donde la temperatura promedio sea de 25°C a 30°C, como mínimo [8].

Tales regiones sólo existen en las latitudes cercanas a la línea del Ecuador; las diferencias más grandes de temperatura se encuentran en la parte occidental del Océano Pacífico; sin embargo, también son satisfactorias las regiones al este y al oeste de Centroamérica y algunas áreas alejadas de la costa del sur de los Estados Unidos y al oriente de Florida.

En las zonas situadas entre los trópicos, la variación de la temperatura del mar en función de la profundidad permite distinguir tres capas:

- a) La superficial, de 100 a 200 metros de espesor, que actúa como colector de calor, con temperaturas entre 25 y 30 grados.
- b) La intermedia, entre los 200 y 400 metros de profundidad, con una variación rápida de temperatura y que actúa como barrera térmica entre las capas superior y profunda.
- c) La profunda, en la que la temperatura disminuye suavemente hasta alcanzar 4°C a 1000 metros y 2°C a 5000 metros.

Por lo tanto, en los mares tropicales existe una diferencia de temperatura, entre la superficie y una profundidad de 1000 metros, del orden de 18 a 20°C que podría aprovecharse para accionar una máquina térmica de vapor [7].

Las ventajas de esta fuente de energía se asocian a que es un salto térmico permanente y benigno desde el punto de vista medioambiental puede tener

ventajas secundarias, tales como alimentos y agua potable, debido a que el agua fría profunda es rica en sustancias nutritivas y sin agentes patógenos.

Las posibilidades de esta técnica de aprovechamiento energético se han potenciado debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de costa. El desarrollo tecnológico de instalación de plataformas profundas, la utilización de materiales compuestos y nuevas técnicas de unión hacen posible el diseño de una plataforma [7].

La energía térmica de los océanos es prácticamente inagotable; sin embargo, los lugares favorables para su instalación, caracterizados por una temperatura superficial del agua muy elevada, con variaciones estacionales insignificantes y con profundidades marinas muy grandes junto a las costas, no son muy numerosos; además, la tecnología C.E.T.O. hasta el momento no ofrece valores de referencia proyectados de los costos de inversión, puesto que esta todavía se encuentra en la fase de diseño teórico [8].

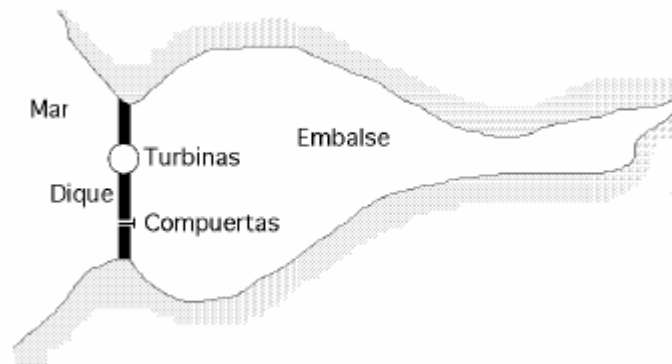
En este estudio no se realiza un análisis de zonas aptas para el aprovechamiento de la energía térmica del océano debido a que no se cuenta con datos de gradientes térmicos requeridos para su ejecución y a la escasa implementación de este tipo de energía mareomotriz en el mundo.

## 2. DISPOSITIVOS MAREOMOTRICES DISPONIBLES

En la actualidad se emplean tres principios básicos de aprovechamiento de la energía proveniente de los océanos para producir energía eléctrica: las mareas, las olas y la diferencia de temperatura, (Capítulo 1). Los cuales serán descritos a continuación.

### 2.1 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO DE MAREAS

La explotación de la energía potencial correspondiente a las mareas, conlleva los siguientes pasos: construir un dique cerrando una bahía, estuario o golfo aislándolo del mar exterior; luego, colocar en él los equipos adecuados (turbinas, generadores, esclusas), aprovechar el desnivel que se produce como consecuencia de la marea, y por último, generar energía entre el embalse formado y el mar exterior, figura 12.



*Figura 12. Ciclo de simple efecto; embalse único.*

Todos los elementos de la central mareomotriz: generadores eléctricos, máquinas auxiliares, turbinas, talleres de reparación, salas e instalaciones para el personal, compuertas de llenado y vaciado de acuerdo como se necesite (compuertas de la

esclusa), compuertas para la turbinación, están absolutamente contenidos entre los muros del dique que cierra la entrada del estuario.

Esta técnica, es la más viable desde el aspecto económico a nivel mundial, y además, ofrece los mejores resultados desde el punto de vista de diseño [7].

En la figura 13, se presenta un diagrama en donde se muestra la clasificación de las centrales mareales, de acuerdo al ciclo de aprovechamiento y al tipo de turbina utilizable, los cuales serán descritos mas adelante.

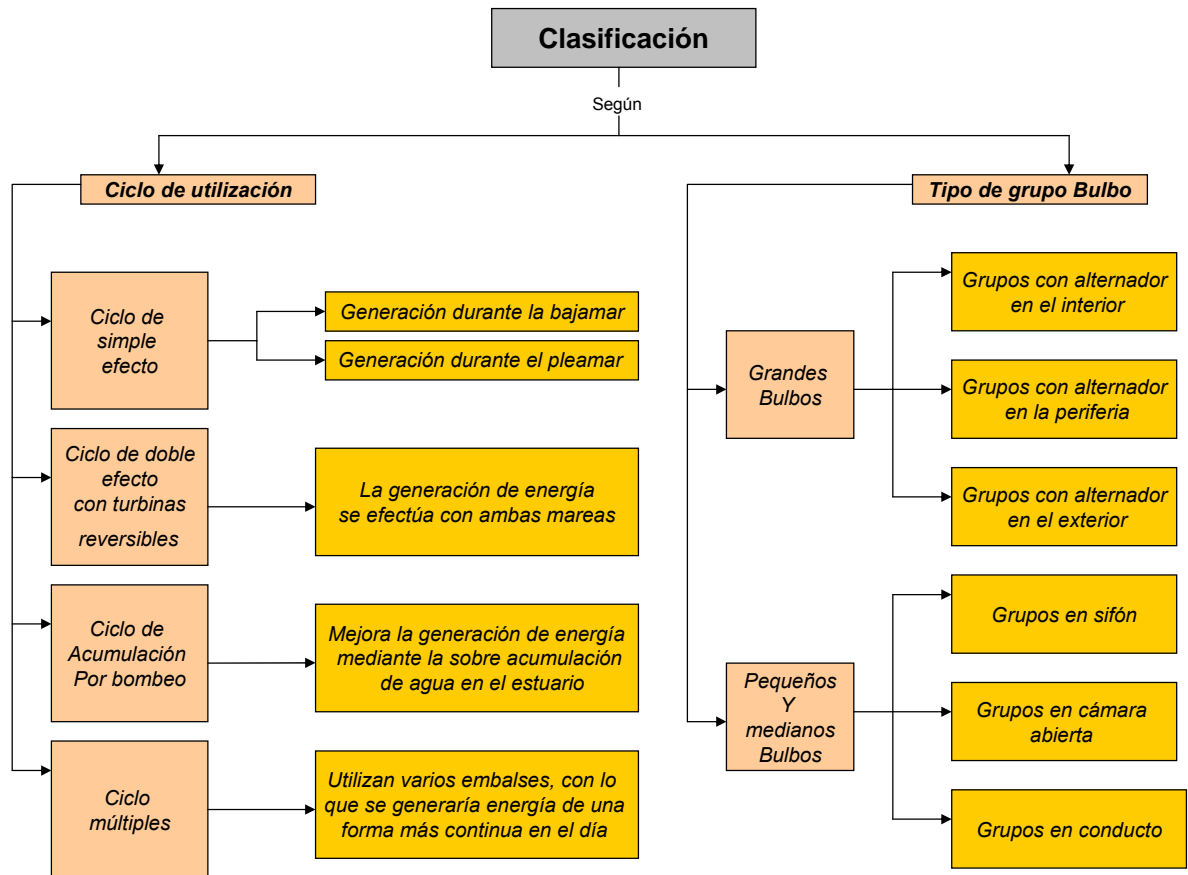
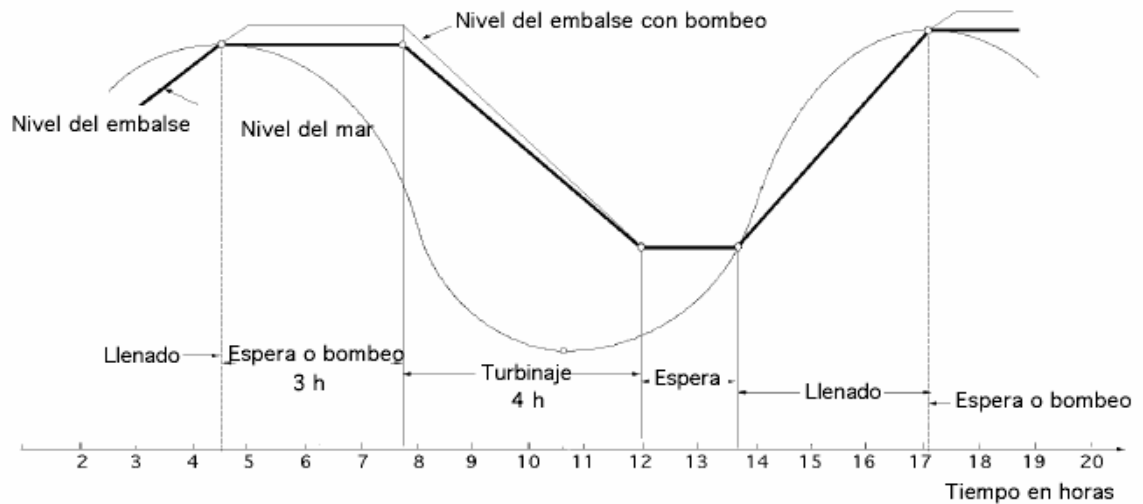


Figura 13. Clasificación de las centrales mareales.

### 2.1.1 Ciclos de aprovechamiento de centrales mareales

- **Ciclo de simple efecto:** se dispone de un embalse único, figura 13, siendo los modos operativos los siguientes:

**Generación durante el reflujó de la marea, (bajamar):** el llenado del embalse se efectúa con las compuertas de la esclusa abiertas y el vaciado con turbinación, figura 14.



*Figura 14. Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse [9].*

En la fase de llenado, las turbinas se encuentran detenidas y las compuertas de la esclusa abiertas; por lo tanto, durante la marea ascendente el agua pasa al embalse a través de las compuertas de la esclusa.

En la fase de espera, las turbinas se encuentran detenidas y las compuertas de la esclusa cerradas. En esta etapa, el nivel del mar disminuye y el nivel del embalse se mantiene constante, en espera del momento más favorable para iniciar la generación de energía.

Por último, en la fase de turbinaje, las turbinas se encuentran operando y las compuertas de la esclusa cerradas, la generación de energía se produce debido al aprovechamiento de la altura de caída de agua resultante de la diferencia de niveles existente entre el embalse y el mar. Después de esta etapa se vuelve a iniciar el ciclo.

En los ciclos de simple efecto que funcionan con vaciado del embalse sólo se generará energía, cada día, durante dos períodos de unas 10 a 12 horas en total, que además se irán produciendo en horas diferentes cada día.

**Generación durante el flujo, (pleamar):** el llenado del embalse se efectúa con turbinación y el vaciado con las compuertas de la esclusa abiertas. Es menos eficiente que el anterior; porque el embalse trabaja con niveles más bajos y la capacidad de almacenamiento es menor, figura 15.

Las fases del ciclo son análogas a las de generación durante el refluo, sin embargo, si el turbinaje se realiza durante el llenado del embalse, los tiempos de generación serán menores, del orden de 4 a 5 horas, con tiempos de espera o de bombeo de 3 horas; en total funcionarían entre 8 y 10 horas diarias [1].

Los anteriores ciclos de aprovechamiento requieren de una turbina hélice de flujo axial y alta velocidad específica [5].

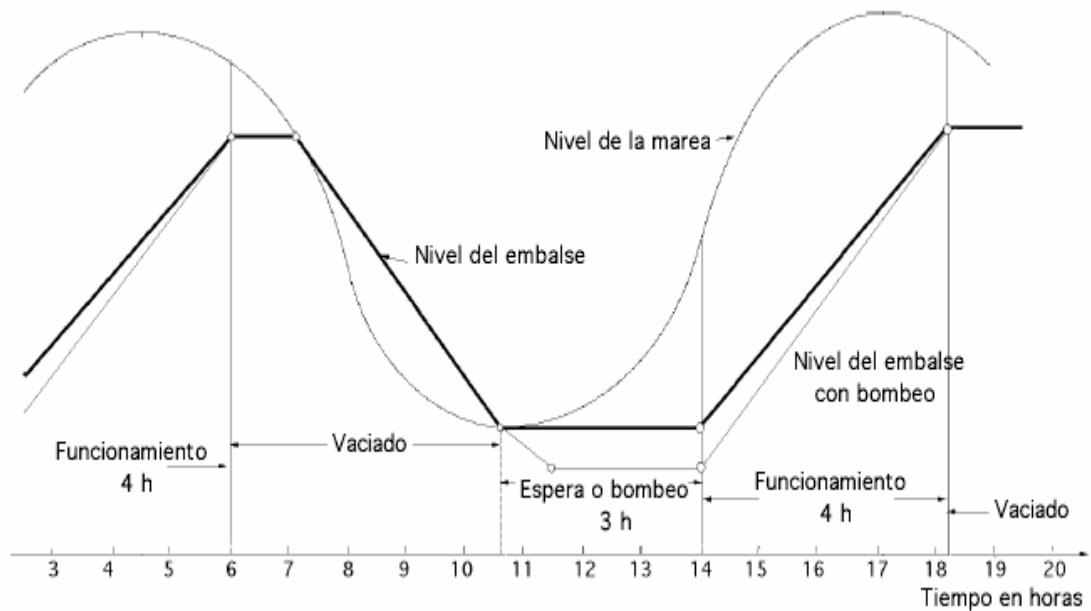


Figura 15. Ciclo de simple efecto durante el llenado del embalse [9].

- **Ciclo de doble efecto con turbinas reversibles:** la generación de energía se efectúa con ambas mareas, figuras 16 y 17, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse.

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciendo el rango de variación del nivel embalsado, y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aún así el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona un 18% más de energía que en los casos de simple efecto [10].

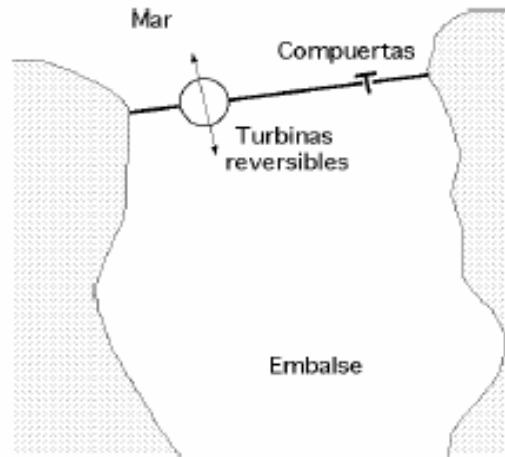


Figura 16. Embalse con turbinas de doble efecto.

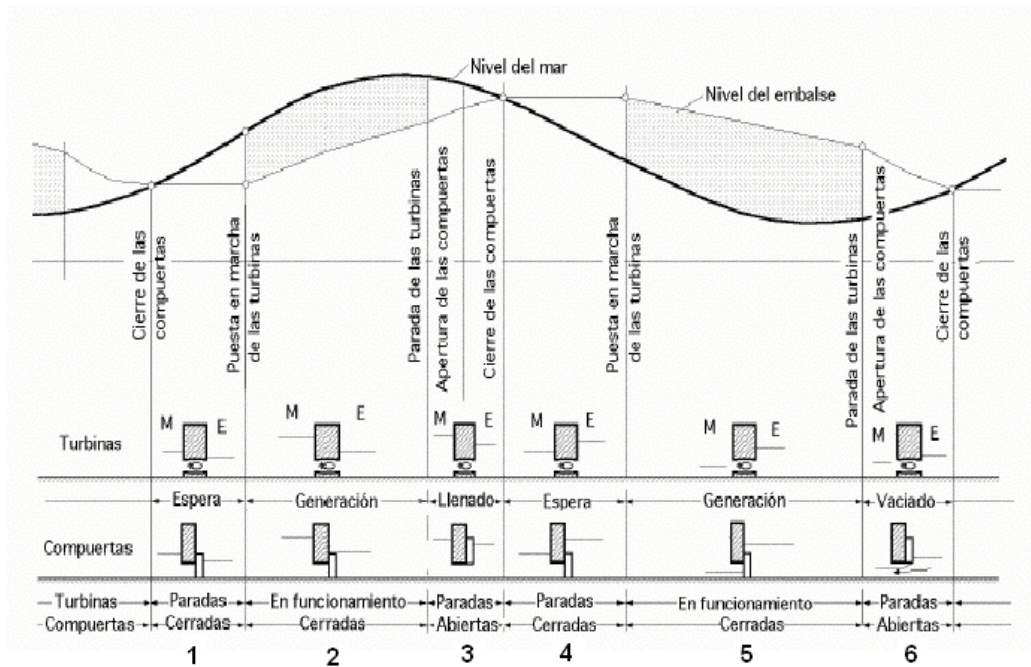


Figura 17. Ciclo de doble efecto.

En la fase de espera durante el flujo de la marea (1), se espera a que se eleve la marea lo suficiente para comenzar a llenar el embalse con una diferencia de altura significativa entre el mar y éste.

En la fase de generación durante el flujo (2), el embalse se encuentra en un nivel menor que el nivel de la marea, el cual se encuentra cercano a su máximo, circulando el agua desde el mar al embalse para generar energía.

En la fase de llenado (3), la diferencia de niveles entre la marea y el embalse es muy pequeña, por lo tanto, en esta etapa solamente se termina de llenar éste y no se genera energía.

En la fase de espera durante el reflujó de la marea (4), se aguarda el descenso del nivel del mar para poder lograr una diferencia entre el nivel de éste y el embalse.

En la fase de generación durante el reflujó (5), se libera el agua contenida por el embalse, trayendo como consecuencia la generación de energía y el descenso de su nivel.

En la fase de vaciado (6), como su nombre lo indica se desocupa el embalse para poder aprovechar nuevamente la acción de la pleamar.

Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea [1].

- **Ciclos de acumulación por bombeo:** se puede generar energía con ambas mareas y se dispone de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar, también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores, figura 18.

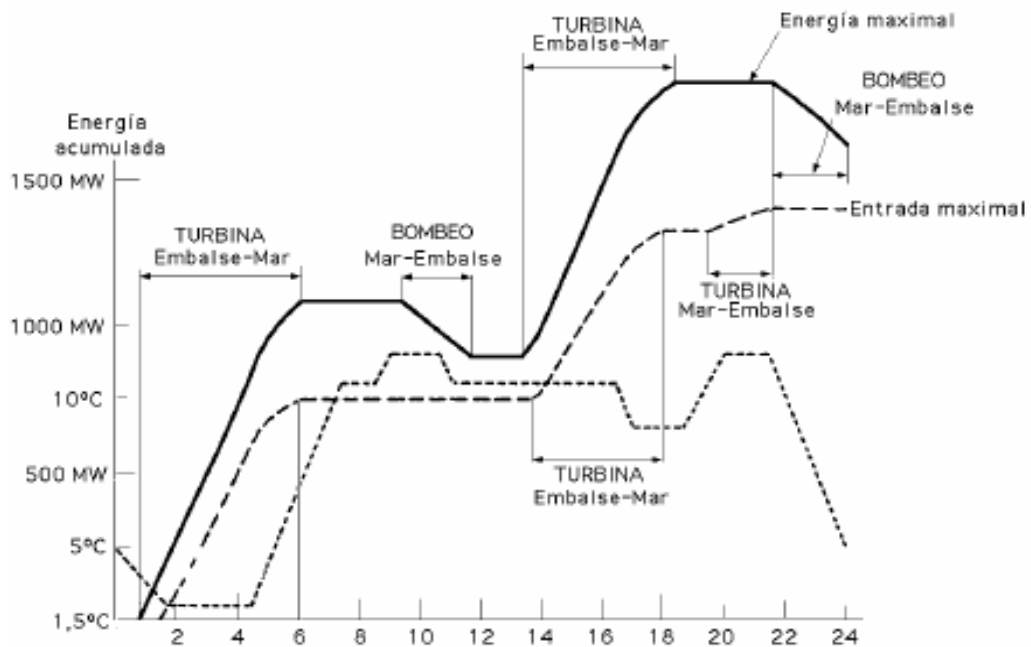


Figura 18. Ciclo de acumulación por bombeo.

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%. Las turbinas tienen un costo mayor, y es necesario incluir, a veces, un equipo para el arranque de la bomba, ya que en algunas situaciones, no arrancan por sí solas. Sin embargo, es más económico y ambientalmente aceptable limitar la generación a la fase de reflujos (bajamar), ya que la carrera de marea en el embalse estará entonces dentro de la mitad superior de la que existía previamente [10].

Un ejemplo de esto es la central del río Rance en Francia, primera y única central de potencia en el mundo de este tipo, en ella se impuso la utilización de las turbinas bulbo reversibles, delimitando algunas de sus funciones, como el turbinaje inverso reducido a menos del 10% del directo, por problemas de

malfuncionamiento de la turbina y del alternador, y reduciendo a cero el bombeo inverso, del embalse al mar.

Para aumentar el tiempo de explotación de la central, las turbinas Bulbo han sido diseñadas para poder ser utilizados como bombas, de forma que cuando el nivel del mar está próximo al del embalse, el llenado de éste se puede acelerar e incrementar bombeando agua del mar, lo que permite que las turbinas puedan funcionar durante el refluo con mayor carga y más tiempo. 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 el turbinaje directo se transforma en 6 metros o más, con la consiguiente ganancia de energía, hecho que no sucede en las centrales hidroeléctricas con bombeo [11].

- **Ciclos múltiples:** utilizan varios embalses, con lo que se podría generar energía de una forma más continua a lo largo del día; son más costosos, pues exigen una obra civil muy extensa, lo que les ha hecho prácticamente inviables [9].

Es conveniente hacer una reseña histórica de la evolución de los grupos de turbinas empleados en centrales mareomotrices para un mejor entendimiento de los ciclos de aprovechamiento descritos anteriormente.

### **2.1.2 Antecedentes de los grupos utilizados en las centrales mareomotrices**

La evolución de ideas hasta llegar al concepto de los grupos bulbo de las centrales mareomotrices, parte del hecho de que fueron concebidos para ser utilizados en cuencas fluviales de grandes caudales. El nacimiento de los grupos bulbo tiene lugar el 27 de diciembre de 1933, adquiriendo el derecho de los mismos Arno Fisher, que en 1936 inaugura los dos primeros grupos de flujo axial de Rostin [5].

Dentro de las ventajas del flujo axial se pueden considerar:

- a) Una mejor distribución de velocidades del agua sobre las palas, lo que permite un aumento del caudal específico, y de la potencia específica, o lo que es lo mismo, una reducción del diámetro para un caudal dado o para igual potencia en comparación con los de eje vertical.
- b) La disminución de pérdidas de carga a la entrada y salida lo que implica una mejora en el rendimiento.
- c) La mejora sobre la cavitación debida a las condiciones del flujo que aumenta la velocidad de rotación lo que conduce a un alternador más económico.
- d) Esta disposición se acompaña de una simplificación y reducción del volumen de la obra civil, así como del costo de las obras [7].

Sin embargo, y a pesar de estas ventajas, no se tenía clara la ubicación del alternador, y los constructores se encontraron con tres alternativas para la instalación, ir colocado en el exterior, en la periferia o en el interior del conducto.

- **Grupos con el alternador en el exterior:** esta disposición da lugar a los grupos tubo, figura 19. el movimiento del alternador se debe a la utilización de un sistema mecánico que transmite la energía producida por el movimiento de la turbina a un alternador ubicado en el exterior del conducto del flujo de agua, pero no se han conseguido grandes resultados a causa de la aparición de vibraciones.

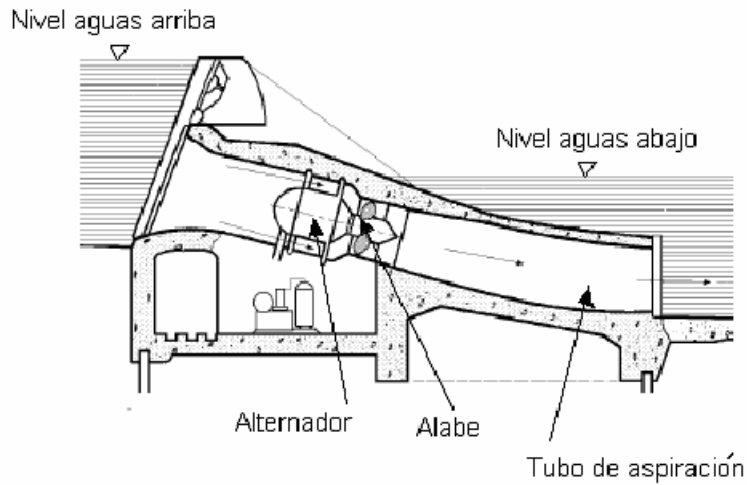


Figura 19. Grupo bulbo con el alternador en el exterior.

- **Grupos con el alternador en la periferia:** Los polos magnéticos inductores del alternador se encuentran unidos a la periferia del rodete de la turbina y giran con él, por lo tanto, los alabes de la turbina no se pueden construir móviles debido a que se presentarían problemas mecánicos y eléctricos, figura 20 [5].

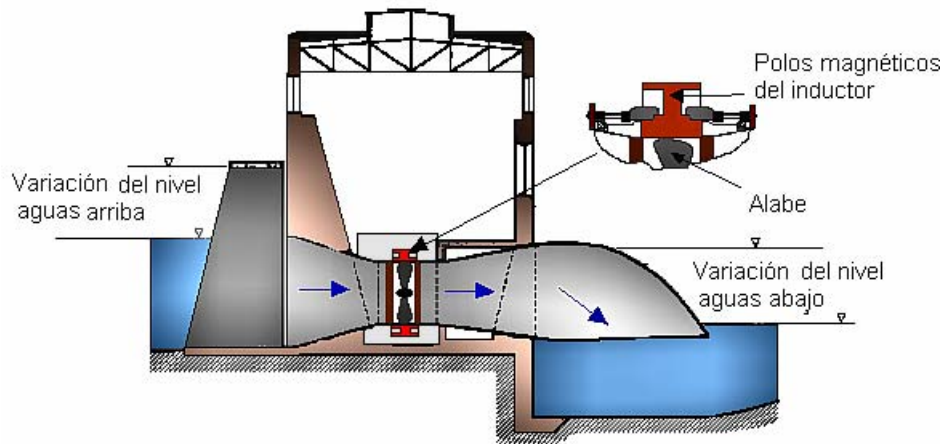
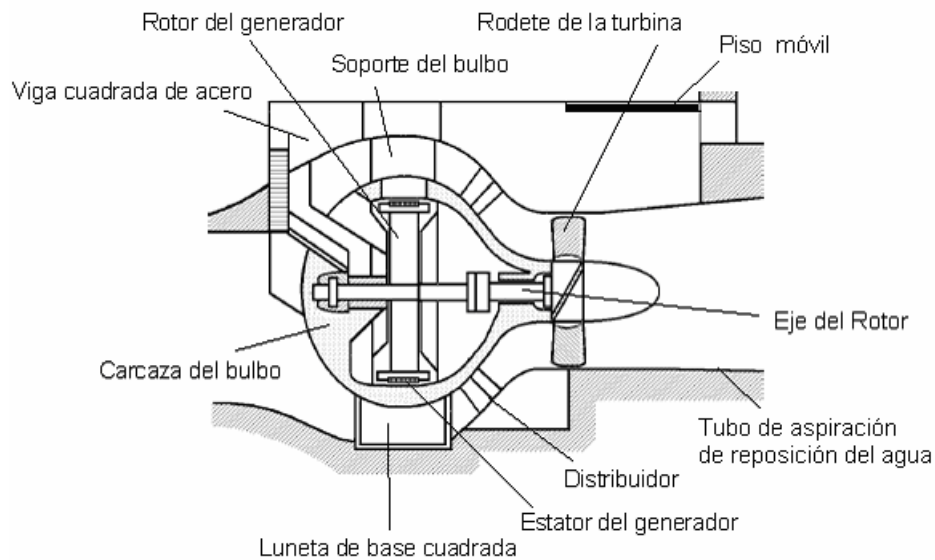


Figura 20. Grupo con alternador periférico.

- **Grupos con el alternador en el interior:** son los que se emplean actualmente en las turbinas Bulbo. Su empleo en las centrales mareomotrices se debe fundamentalmente a las condiciones de doble sentido de funcionamiento y a la necesidad de su empleo en funciones de bombeo para aumentar el nivel del embalse, figura 21, sus características principales son:
  - a) Paso del agua axial.
  - b) Funcionamiento en los dos sentidos y posibilidad de actuar como bomba tanto para el llenado como el vaciado del embalse.



*Figura 21. Grupos con el alternador en el interior [9].*

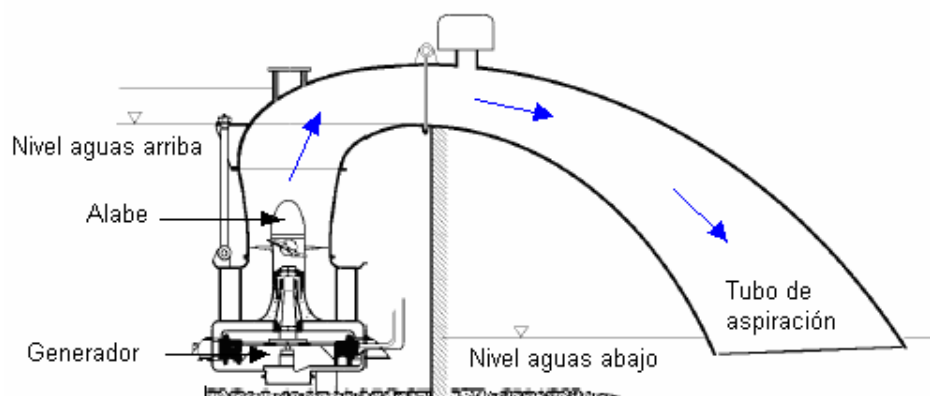
La primera generación de turbinas Bulbo fueron las del tipo Castet, con un diámetro de rueda inferior a 2 m; con ellas se dio un paso decisivo en el conocimiento y resolución de los numerosos problemas que se fueron presentando, tanto hidráulicos como mecánicos.

En la elección de las turbinas se deben considerar algunos aspectos específicos para este tipo de instalaciones, entre los que cabe citar:

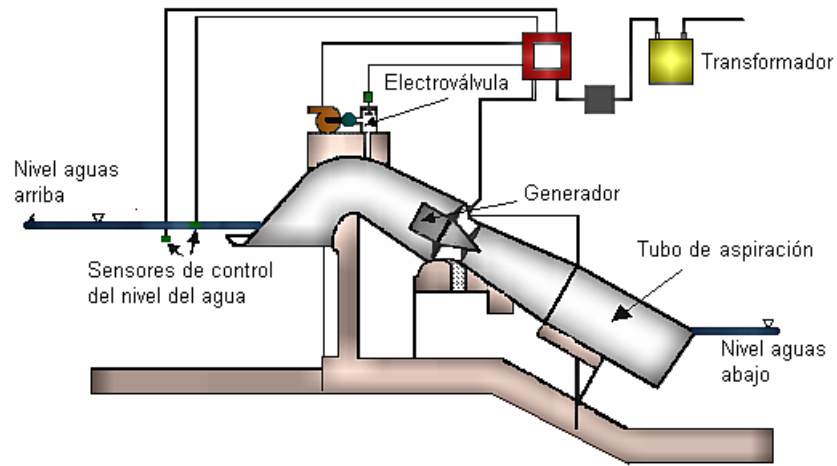
- a) Saltos pequeños.
- b) Variabilidad en el salto y en el caudal.
- c) Frecuencia de arranques y paradas.
- d) Requisitos para bombeo o para generación bidireccional [5].

- **Los pequeños y medios Bulbos:** los grupos bulbo tienen interés en microcentrales hidráulicas para aprovechar saltos pequeños con caudales relativamente pequeños; se pueden presentar tres tipos de disposiciones en función de las condiciones locales, como grupos en sifón, en cámara de agua y en conducto.

**Los grupos en sifón:** se presentan en las figuras 22 y 23, y se emplean para saltos de 1,5 a 3 m con caudales del orden de  $15 \text{ m}^3/\text{seg}$ , (microcentrales), y potencias entre 50 y 300 kW. La disposición del sifón no impone el tener que recurrir a la técnica del bulbo, ya que el alternador puede estar situado en el exterior del conducto, bien al aire libre o sumergido [12].

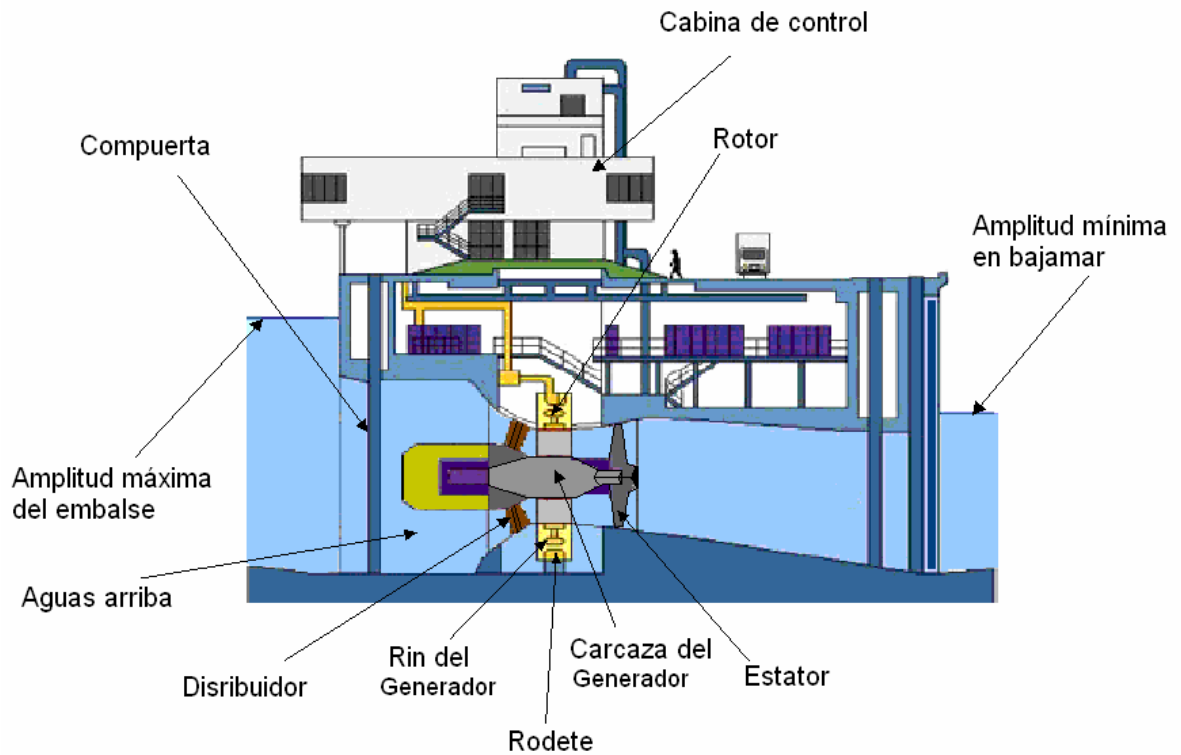


*Figura 22. Grupo con sifón-aspirador a la salida.*



*Figura 23. Grupo Bulbo con depósito de agua y sifón aguas arriba.*

**Los grupos en cámara abierta:** son para caudales del orden de 10 a 15 m<sup>3</sup>/seg, aunque excepcionalmente pueden alcanzar 28 m<sup>3</sup>/seg, siendo las alturas del salto generalmente superiores a las de sifón. El bulbo está inmerso en el agua de forma que ésta ataca directamente al distribuidor y al rodete, figura 24.



*Figura 24. Turbina Bulbo moderna con cámara abierta instalada en un dique.*

**Grupos en conducto:** Constituyen otro modelo de características similares, aunque todavía de mayor salto, cuya principal característica es su sencillez, pues se confunden la presa y la central en una única obra, figura 25; el bulbo va aguas abajo.

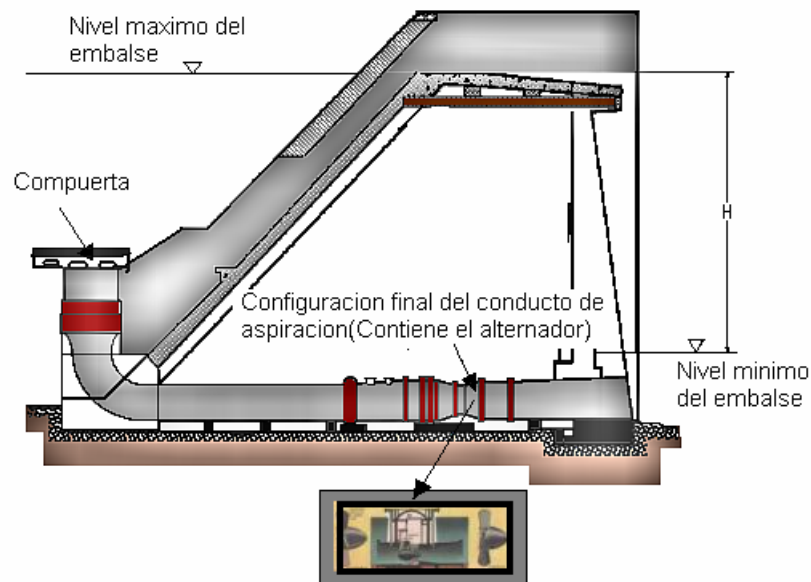


Figura 25. Grupo bulbo en conducto de Lartigue, de palas fijas [13].

### 2.1.3 Consideraciones generales de funcionamiento y construcción de plantas para el aprovechamiento de las mareas

Respecto a la forma de funcionamiento y construcción de las plantas de aprovechamiento de mareas, actualmente se aceptan ciertas premisas básicas, entre las cuales se encuentran:

- a) Se asume el sistema de embalse único y simple efecto como el más apropiado desde el punto de vista económico.
- b) En lo referente al diseño constructivo, se adopta en la mayor parte de la obra el uso de cajones prefabricados; incluso, en reemplazo de los diques complementarios de relleno.
- c) Se le da especial importancia a la organización constructiva, debido a la necesidad de reducir el tiempo de cierre y aceleración en el instante de puesta en marcha. Para ello, es conveniente colocar las turbomáquinas con posterioridad al cierre de la obra.

d) Las turbinas Bulbo y Strafflo se usan indistintamente para los estudios comparativos de costos, aunque este último reduce en un 20% el peso muerto (hormigón y balasto) de la obra civil [1].

e) La forma de regulación mas conveniente es la incorporación de la producción a sistemas o redes de interconexión, cuya capacidad debe ser por lo menos diez veces superior a la de la central mareomotriz; o en su defecto una conexión optimizada con centrales de acumulación por bombeo o hidroeléctricas.

Una de las ventajas más importantes de estas centrales es que poseen las características principales de cualquier central hidroeléctrica convencional, permitiendo responder en forma rápida y eficiente a las fluctuaciones de carga del sistema interconectado, generando energía libre de contaminación, ajena a variaciones estacionales o anuales, a un costo de mantenimiento bajo y con una vida útil prácticamente ilimitada.

## 2.2 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO DE OLAS

Los dispositivos de potencia de olas permiten transformar la energía del oleaje en energía útil aprovechando su variabilidad y su capacidad de desplazarse a grandes distancias con muy poca pérdida de energía. Además, tienen que ser capaces de resistir los embates del mar y de funcionar eficientemente para las amplias gamas de frecuencia y amplitud de las olas.

***Fenómenos de aprovechamiento energético del oleaje:*** Debido a las condiciones geográficas y a los temporales (tormentas, vientos alisios, monzones), se tiene que la ola presenta una variación de la densidad de energía en toda su trayectoria, aumentando en forma proporcional con la distancia del dispositivo a la costa, pero comprometiendo la supervivencia de este y complicando el transporte de la energía generada. Por lo que hay que encontrar un lugar adecuado que

permita la supervivencia del dispositivo y que tenga un óptimo desempeño con respecto a la densidad de energía.

Las técnicas de utilización energética del oleaje aprovechan los siguientes fenómenos básicos que se producen en las olas y su clasificación, figura 26:

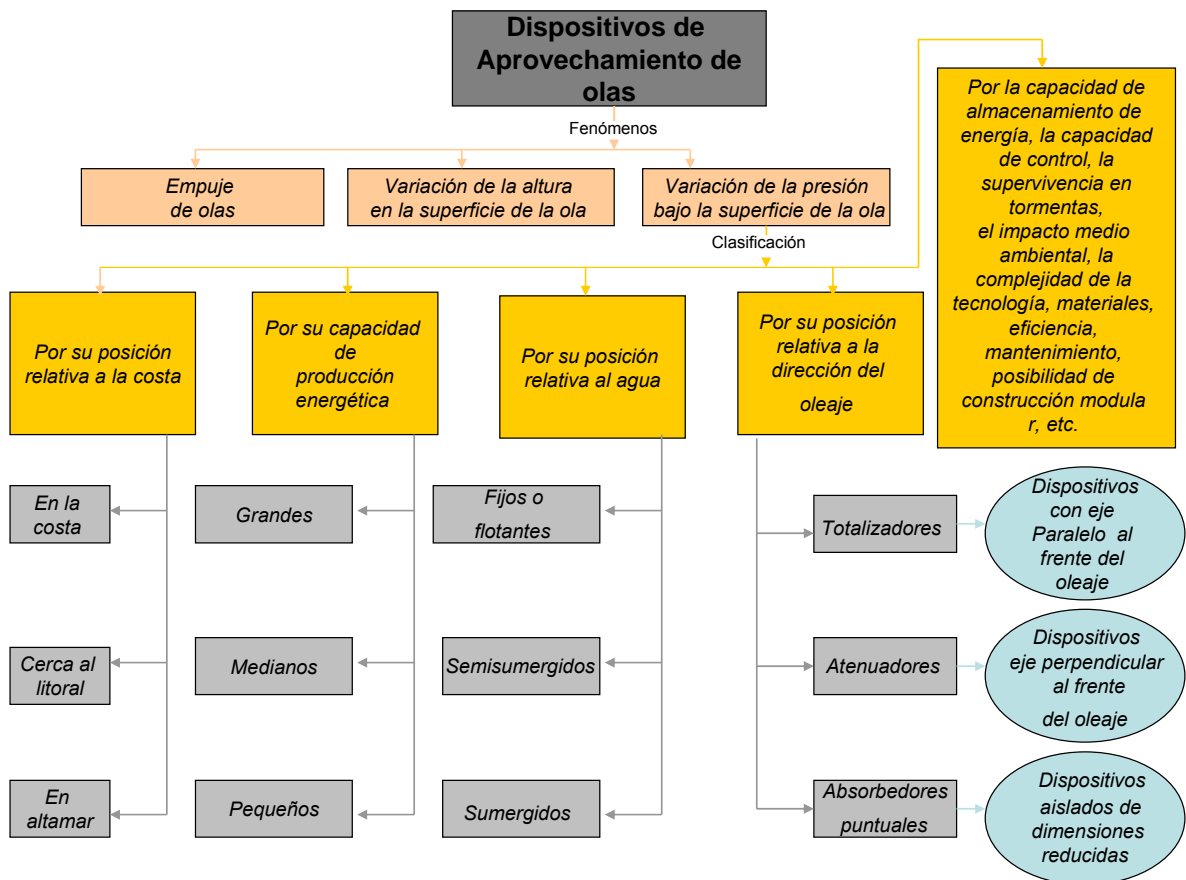


Figura 26. Fenómenos básicos y clasificación de los dispositivos de aprovechamiento de las olas.

### 2.2.1 Empuje de la ola

En aguas poco profundas la velocidad horizontal de las olas  $c$  no varía con la profundidad; la energía de las olas se puede absorber mediante un obstáculo colocado en forma perpendicular a la dirección de las olas. El movimiento inducido por las olas en el obstáculo, es recogido por cilindros de pistón hidráulico que bombean petróleo a motores hidráulicos. El flujo fluctuante de los pistones se controla mediante acumuladores hidráulicos de modo que los ejes de los motores se regulen para que funcionen siempre a una misma velocidad y que éstos a su vez accionen generadores eléctricos, figura 27.

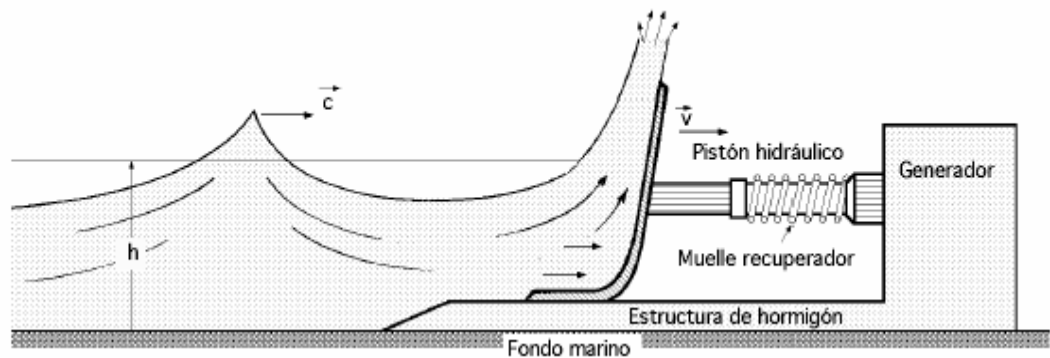
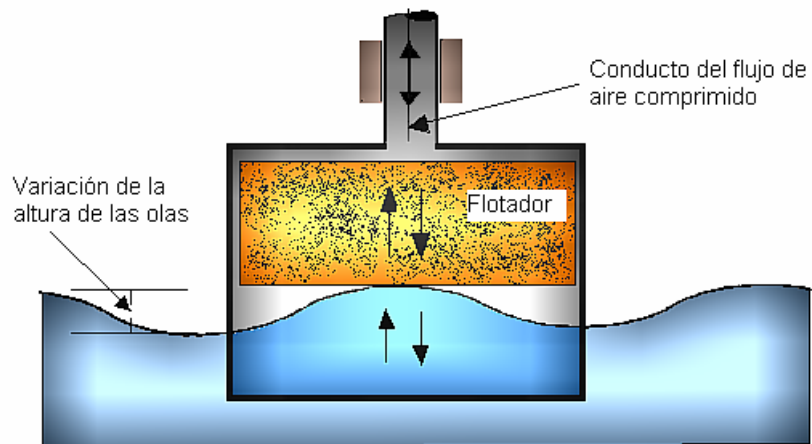


Figura 27. Aprovechamiento del empuje de la ola.

### 2.2.2 Variación de la altura de la superficie de la ola

Se sitúan estructuras flotantes que se mueven con las olas, figura 28. Este dispositivo aprovecha la variación de la altura de la superficie de la ola, para mover un flotador en forma normal a la dirección de las olas, produciendo un flujo de aire de alta velocidad y baja presión, que hará funcionar un turbogenerador neumático, produciéndose así, energía eléctrica.



*Figura 28. Aprovechamiento de la variación de la altura de la superficie de la ola.*

### 2.2.3 Variación de la presión bajo la superficie de la ola

Son muchos los convertidores OWC's (Oscillating Water Column) que permiten obtener energía del oleaje, aunque no está claro cuáles son las opciones más favorables. Con base en esto se tienen algunas de las siguientes técnicas de utilización:

**Conversión primaria.** Consiste en la extracción de la energía de las olas mediante sistemas mecánicos o neumáticos, convirtiendo el movimiento de las olas (oleaje), en el movimiento de un cuerpo o en un flujo de aire. La energía del oleaje se puede aprovechar para mover flotadores en sentido vertical y en rotación.

En aguas poco profundas se pueden aprovechar los movimientos horizontales del oleaje mediante flotadores o estructuras fijas. La energía de la ondulación del movimiento de las partículas del agua de una ola, se puede extraer mediante dispositivos tipo noria [2].

En dispositivos flotantes se pueden combinar los efectos de resonancia del oleaje en el tubo, con el movimiento vertical del flotador, dando como resultado un rendimiento energético mucho más favorable.

En dispositivos fijos, que tienen una abertura inferior en el tubo, orientada en la dirección de propagación de la ola. La energía se aprovecha utilizando la presión total de la ola, por consiguiente es aproximadamente el doble que en el caso de dispositivos flotantes.

**Conversión secundaria:** Consiste en la conversión de movimientos mecánicos o neumáticos en energía utilizable, generalmente electricidad. Los medios utilizados para ello son turbinas neumáticas e hidráulicas, dispositivos de transmisión mecánica y de inducción magnética [14].

- **OWC's Totalizadores o Terminadores.** Están situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola (paralelos al frente de onda), y pretenden captar la energía de una sola vez; son los más estudiados. Se pueden considerar los siguientes:

**OWC Rectificador Russel:** Consiste en una gran estructura tipo depósito construida sobre el lecho marino, consta de dos tanques, uno superior y otro inferior. Están comunicados entre si por un conducto en donde se encuentra un sistema turbogenerador, el cual funciona cuando las compuertas superiores se abren con la cresta de la ola, penetrando grandes cantidades de agua en el tanque superior. Esta agua acumulada, se transmite al tanque inferior por medio del conducto en donde se encuentra acoplado el sistema turbogenerador, permitiendo la salida del agua del tanque inferior hacia al mar con el valle de la ola, figura 29.

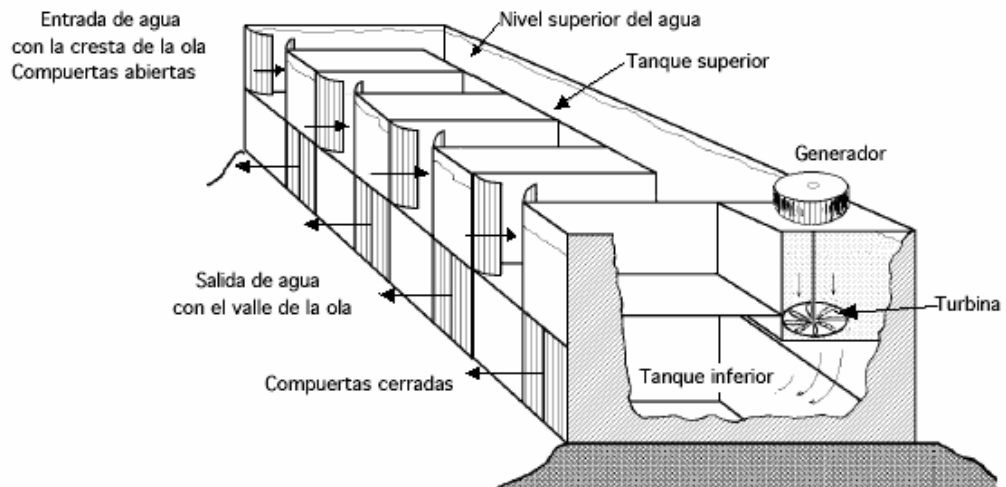


Figura 29. OWC Rectificador Russel.

**OWC's Mecánicas:** En los OWC's mecánicos se aprovecha el movimiento ascendente-descendente de un flotador producido por la oscilación de las olas dentro de la cámara. La potencia mecánica producida por el flotador mueve un pistón que funciona como bomba para agua o aceite y como compresor para gases, produciendo flujos de altas velocidades, capaces de accionar turbogeneradores (neumáticos o hidráulicos) produciendo energía eléctrica, figura 30.

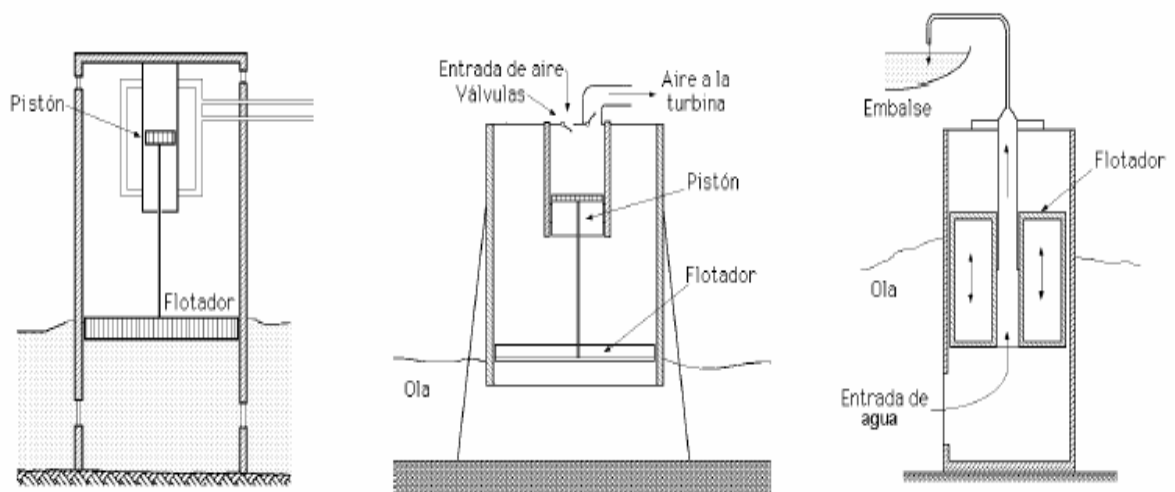
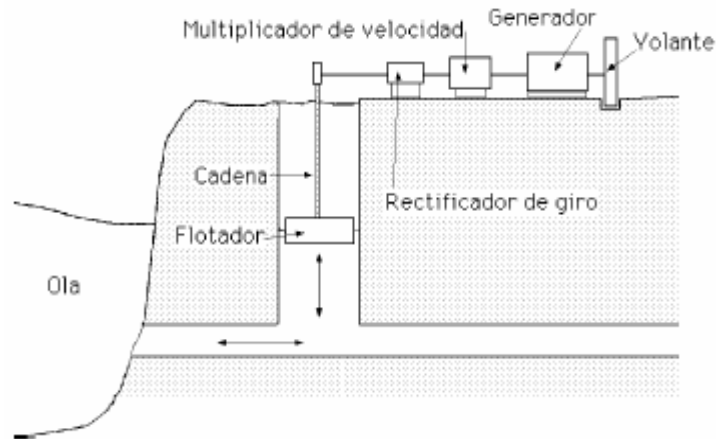


Figura 30. OWC's mecánicos de aceite, aire y agua, respectivamente.

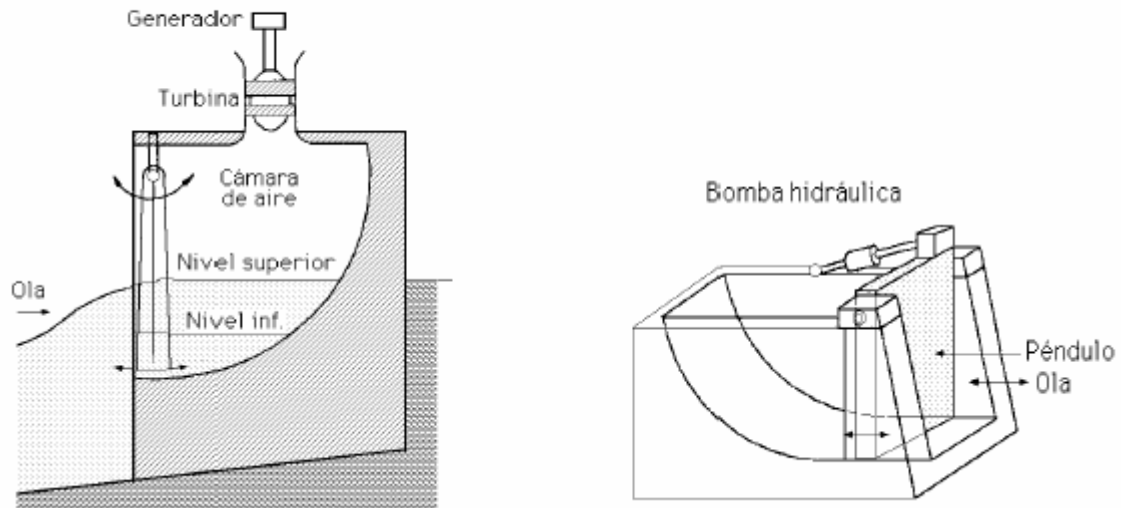
**OWC de Unión Fenosa:** es un sistema de conversión primaria y secundaria (por medios mecánicos), utilizando la instalación hidráulica del sistema de refrigeración de uno de los condensadores de una central térmica cercana a la costa. Se aprovecha la variación de presión dentro de una cámara instalada de forma perpendicular al conducto del sistema de refrigeración, consta de un flotador conectado mediante una cadena a un dispositivo mecánico que transforma el movimiento ascendente-descendente del flotador en un giro del rectificador de giro, se acopla al rectificador un multiplicador de velocidad para aumentar las revoluciones que permitan el funcionamiento eficiente del generador eléctrico, figura 31 [7].



*Figura 31. OWC de unión Fenosa.*

**OWC Péndulo:** el péndulo es un dispositivo apto para ser instalado en un rompeolas. Consiste en una cámara fabricada de hormigón de forma que el frente hacia el mar está provisto de una placa rígida de acero, articulada en su parte superior, que puede oscilar ligeramente, figura 32. En el interior de la cámara, con una profundidad que no debe llegar al cuarto de longitud de la ola, se produce una ondulación estacionaria que mueve la placa. Sus oscilaciones se transmiten y absorben por un dispositivo oleohidráulico, el cual bombea aceite para producir el movimiento del sistema turbogenerador hidráulico, produciendo electricidad. Para lograr una eficiencia primaria (olas-aceite) que se estima del orden de 35%, y la

eficiencia total en un 20%; para olas regulares, de período igual al período natural del péndulo, la eficiencia puede llegar al 100% [12].



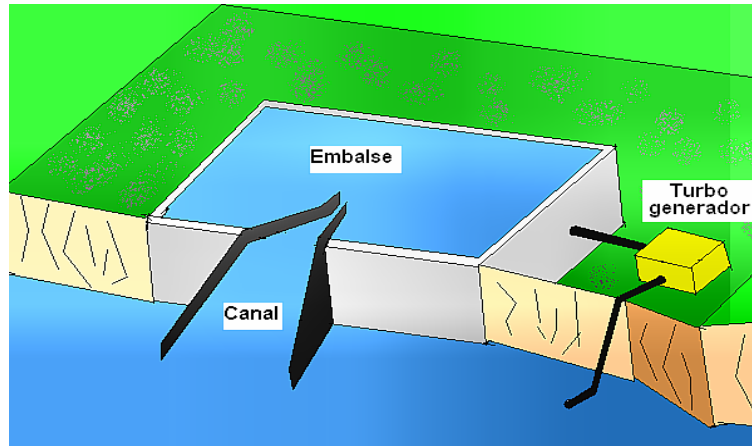
*Figura 32. Péndulos OWC.*

**OWC Tapchan:** el canal resonante (Tapchan) es una adaptación de la producción tradicional de energía hidroeléctrica. Consiste en un colector formado por un canal horizontal convergente que concentra el oleaje y eleva el agua del mar a un embalse situado a unos metros por encima del nivel mar, figura 33, convirtiendo la mayor parte de la energía de las olas en energía potencial, para su posterior restitución al mar a través de una turbina convencional tipo Kaplan.

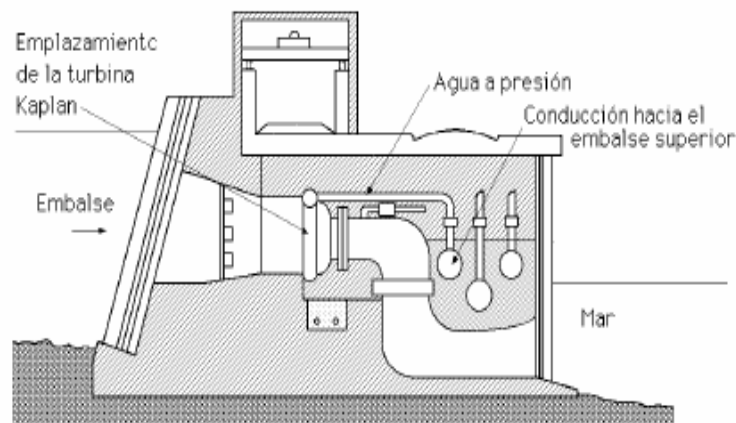
Este sistema supera el problema de la demanda de energía, ya que el embalse es capaz de almacenar la energía hasta que ésta es requerida.

Desafortunadamente, este sistema no es apropiado para todas las regiones costeras. Los lugares apropiados deben tener olas consistentes con buen promedio de energía y una amplitud de marea de menos de 1m; el relieve de

debe incluir aguas profundas cercanas a la costa y un lugar apropiado para la construcción de un embalse.



(a)

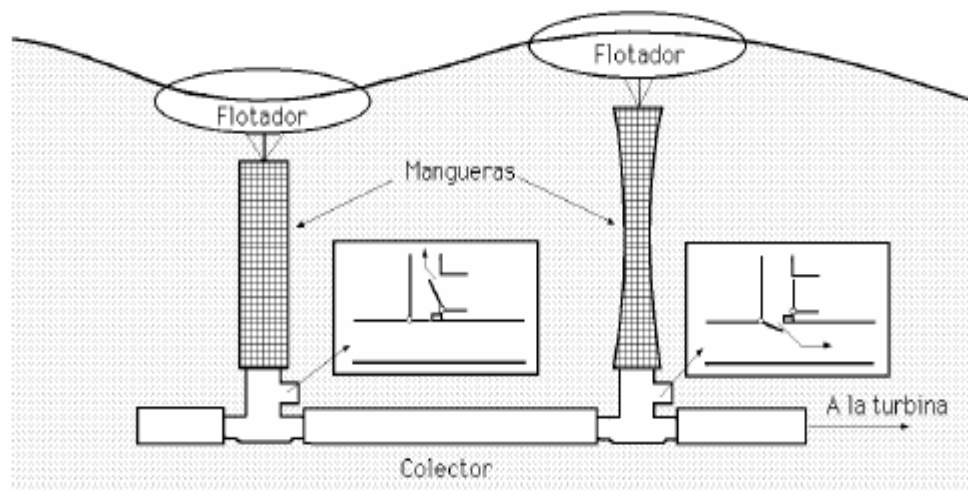


(b)

Figura 33. OWC Tapchan, (a) Vista exterior. (b) Vista del Cuarto de maquinas.

**OWC Bomba de manguera:** la bomba de manguera, aprovecha las características elásticas de una manguera de elastómeros. Cuando la manguera, provista de válvulas rectificadoras, se estira, su volumen interior disminuye; si se ata uno de sus extremos al fondo del mar, y el otro a un cuerpo flotante (flotador), figura 34, se dispone de una bomba accionada por el desplazamiento vertical del

flotador. Este sistema suministra agua de mar a una turbina Pelton a presiones aproximadas entre 1 MPa y 4 MPa, además para su máximo desempeño se pueden colocar varias unidades en serie.



*Figura 34. Bomba de mangueras.*

**OWC Bomba de pistón:** este sistema consta de un cilindro con pistón en una estructura de hormigón ubicada en el fondo del mar, un flotador y un cable que une el pistón y el flotador. El pistón asciende por la acción del oleaje y desciende por gravedad, y está provisto de válvulas rectificadoras a la entrada del agua generando un flujo de agua que se aprovecha en una turbina hidráulica, figura 35.

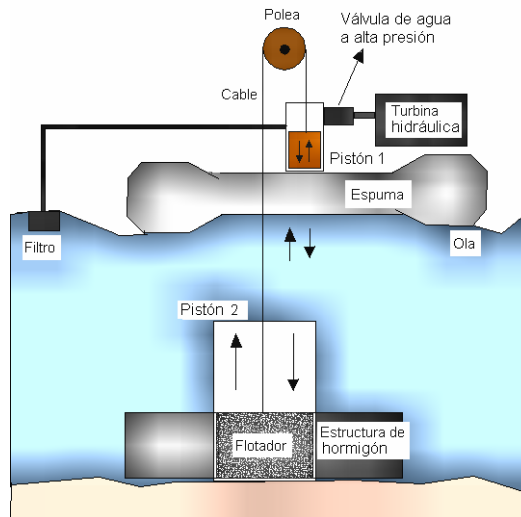


Figura 35. Bomba de pistón montada sobre boya.

**OWC Frog:** este sistema consta de un flotador en forma de remo en posición vertical, conectado rígidamente a un casco sumergido y anclado al fondo del mar, como una boya, figura 36. El casco contiene una masa, que actúa como pistón dentro de un cilindro, que puede moverse sobre un eje en la dirección de las olas, produciéndose un flujo de aceite a alta presión, para su utilización como fluido en una turbina hidráulica.

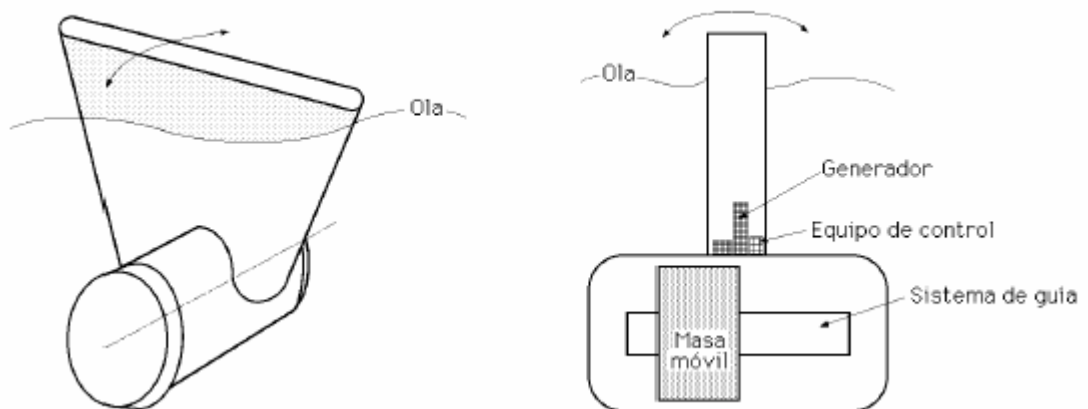
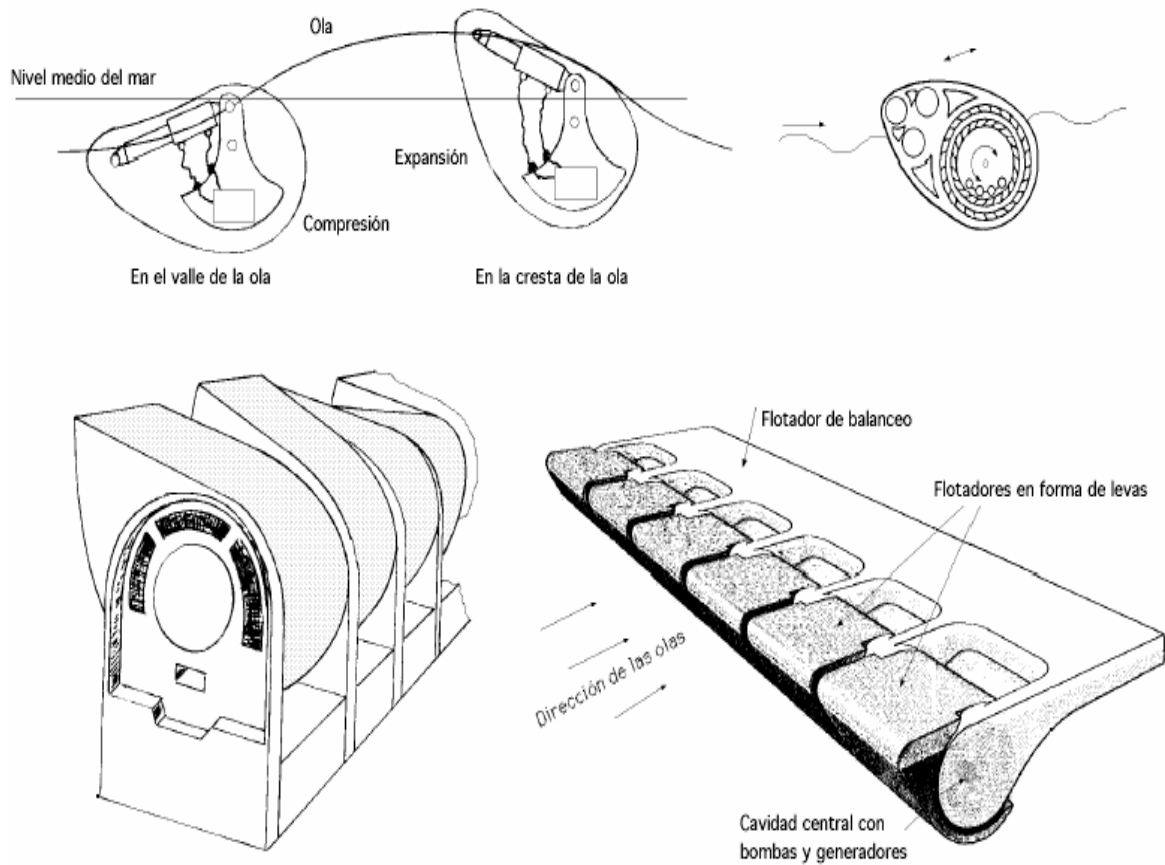


Figura 36. Sistema Frog.

**OWC Duck o pato Salter:** Consiste en un flotador alargado cuya sección más estrecha se enfrenta a la ola con el fin de absorber su movimiento lo mejor posible, mientras que su parte posterior es cilíndrica, para evitar pérdidas de energía por rozamiento. Los flotadores giran bajo la acción de las olas, lentamente, alrededor de un eje cuyo movimiento de rotación acciona una bomba de aceite que se encarga de mover una turbina, figura 37.

El sistema consta de péndulos invertidos, articulados en su parte inferior y montados sobre un eje que permite movimientos en dirección del oleaje, en la que una parte actúa como flotador de balanceo manteniendo una cierta rigidez, es decir, no se encuentra influenciada por las olas permaneciendo fija, mientras que la parte móvil consiste de unos flotadores en forma de leva que se mueven accionados por el ritmo de las olas, creándose en los mismos un movimiento oscilatorio, que acciona unos sistemas oleohidráulicos (movimiento alternativo) conectados a una turbina, originando el giro del eje de la misma y, por lo tanto, la generación de energía.

En el valle de la ola las palas colectoras se encuentran en reposo, mientras que en la cresta de la ola éstas absorben la energía de la misma.

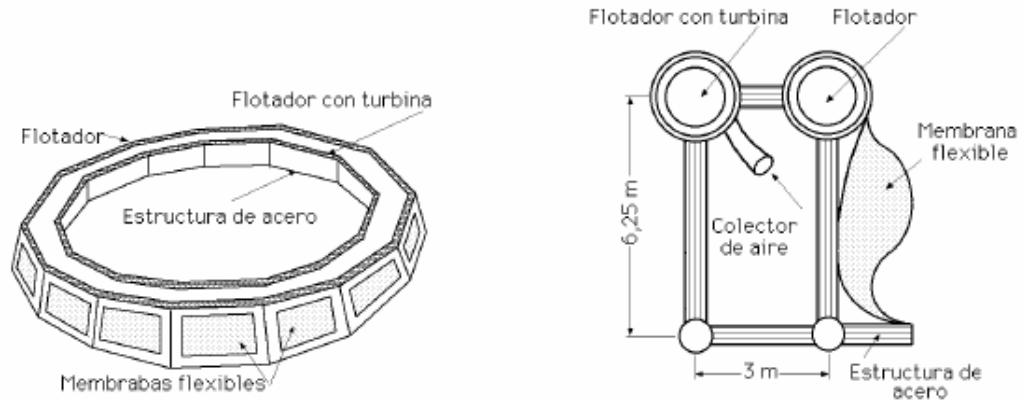


*Figura 37. Diversos esquemas de pato Salter.*

**OWC Clam:** el Clam es una estructura flotante de forma toroidal, figura 38. La estructura base de acero u hormigón, lleva montadas sobre la cara exterior células de aire, formadas por membranas de goma reforzada.

Las membranas son deformables por la acción del oleaje. Tres cuartas partes aproximadamente de las membranas están sumergidas. El interior de las membranas contiene aire a una presión 15 kPa.

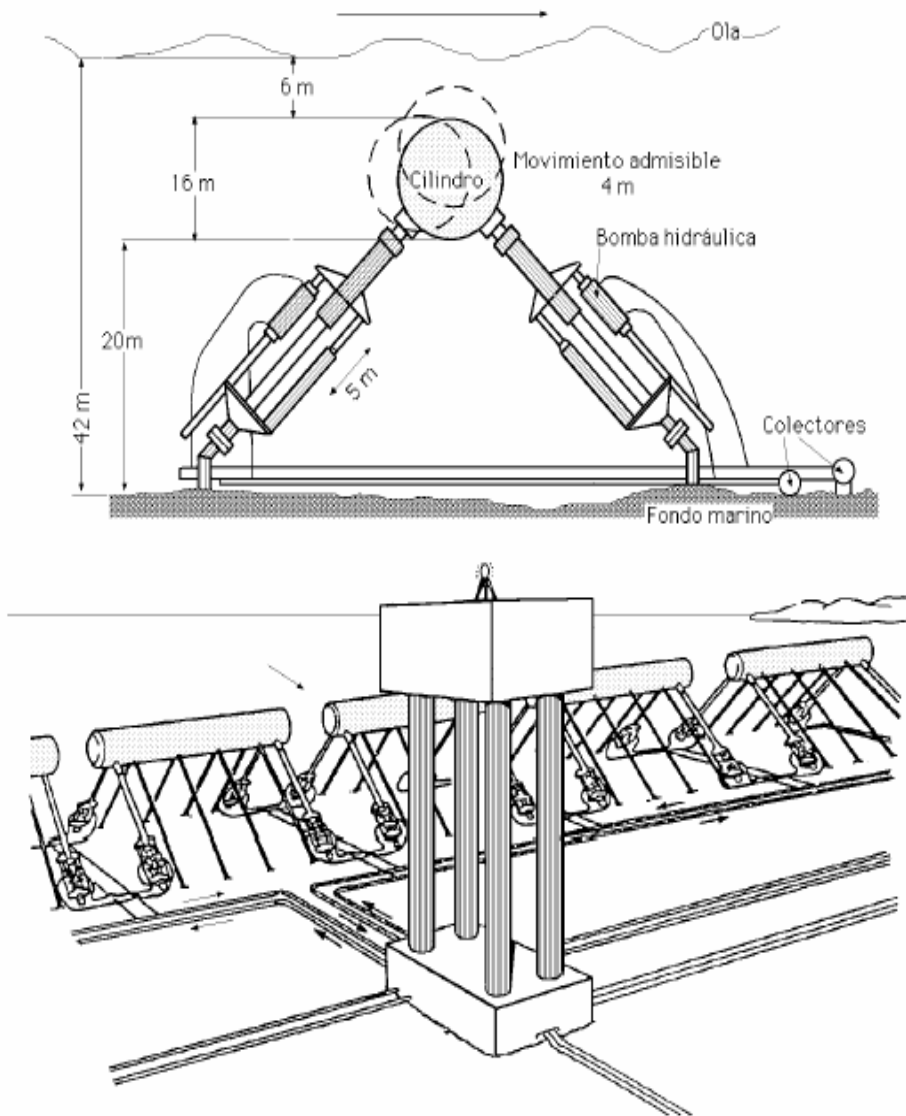
Cuando una ola choca con la membrana, su volumen disminuye y hace circular el aire dentro de ella, a través de una tubería, hacia las otras membranas.



*Figura 38. Sistema Clam.*

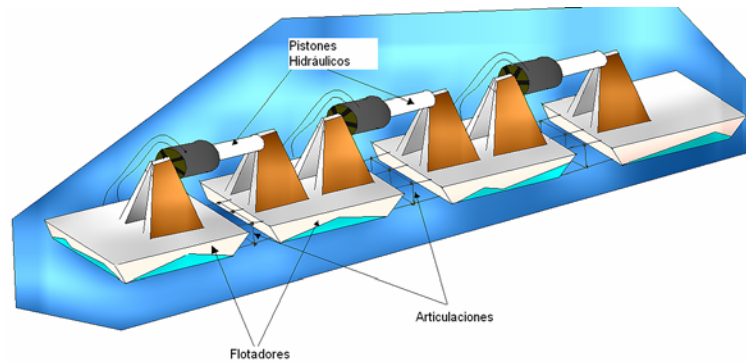
La disposición circular de las membranas tiene la ventaja de que el oleaje se puede aprovechar desde cualquier dirección.

**OWC Cilindro Bristol:** el Cilindro es un dispositivo para grandes aprovechamientos. Consta de módulos o cilindros expuestos al oleaje que describen un movimiento circular, en respuesta al movimiento orbital de las partículas de agua dentro de la ola, figura 39. En la estructura de anclaje están incorporadas bombas hidráulicas, que permiten un desplazamiento vertical, y que bombean agua de mar por tuberías hacia plataformas por encima del nivel del mar, cada una equipada con turbinas hidráulicas (Pelton), y generadores [9].



*Figura 39. Cilindro Bristol.*

**OWC Raft o balsa Cockerell:** los Rafts son gigantescas plataformas flotantes, articuladas entre sí (dos o más), unidas mediante mecanismos hidráulicos (cilindro-émbolo), figura 40. Reciben el impacto de las crestas de las olas provocando movimientos de giro parcial de los flotadores accionados por ellas, el movimiento alternativo de las balsas impulsan un fluido hasta un motor que mueve un generador por medio del sistema hidráulico instalado en la articulación.



*Figura 40. Balsa Cockerell.*

El número óptimo de flotadores es de 3 y el tamaño óptimo del sistema es de 100 m x 50 m, para conseguir potencias de 1 a 2,5 MW [5].

**OWC pelamis:** es un sistema de secciones cilíndricas (tuberías) que están enlazadas, figura 41. El movimiento inducido por las olas en la unión es recogido por cilindros de pistón hidráulico, que bombean petróleo a motores hidráulicos. El flujo fluctuante de los pistones se alisa mediante acumuladores hidráulicos de modo que los ejes de los motores puedan regularse para que funcionen siempre a una misma velocidad (potencia nominal), y que éstos a su vez accionen generadores eléctricos. Hay dos generadores en cada junta de unión. En la “nariz de la serpiente” se recoge el cableado eléctrico y toda la electricidad se conduce por un cable que se extiende en el lecho marino hacia tierra firme, donde se conecta a la red. Un sistema de amarre mantiene el pelamis en su sitio y garantiza que siempre esté alineado en la dirección correcta para las olas [23].



Figura 41. OWC pelamis.

**OWC rompeolas sumergido:** Es un rompeolas sumergido que además de calmar el mar, (para evitar impactos por el oleaje y no dificultar el tráfico marino), se aprovecha la energía incidente del oleaje que circula por debajo de la superficie del mar (35% aproximadamente). Este flujo atraviesa el conducto en el cual esta incorporada una turbina hidráulica y un generador, para producir energía eléctrica, figura 42.

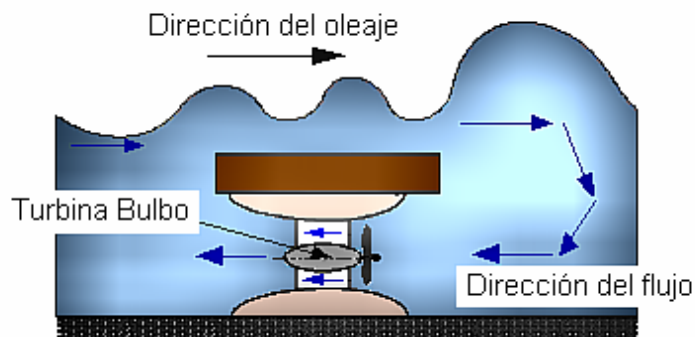
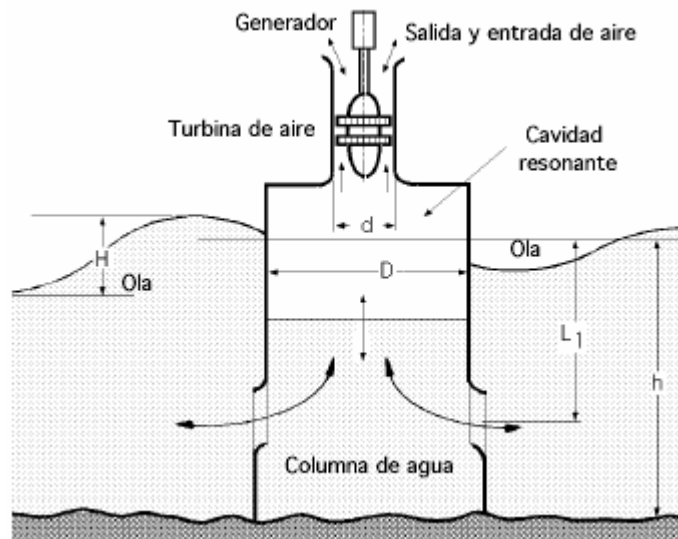


Figura 42. Rompeolas sumergido con turbina Bulbo.

**OWC columna oscilante:** El principio de extracción de la energía de las olas está basado en la oscilación del agua provocada por el oleaje, dentro de una cámara

semisumergida y abierta por debajo del nivel del mar, que produce un cambio de presión del aire por encima del agua, obteniéndose un flujo de aire bidireccional que se puede aprovechar haciéndolo pasar a través de un turbogenerador neumático con sistemas de regulación de velocidad, figura 43.



*Figura 43. OWC Columna oscilante.*

En algún caso, se aprovecha la oscilación del agua mediante un flotador. La conversión secundaria se efectúa en este caso, por medios mecánicos o hidráulicos.

Su popularidad se debe a su aparente simplicidad por cuanto convierte las velocidades bajas y fuerzas altas del oleaje, en un flujo de aire de alta velocidad y baja fuerza, aptos para la alimentación de un generador eléctrico.

La conversión primaria tiene lugar en una cámara fija o flotante, normalmente sin piezas móviles; su funcionamiento está basado en la resonancia, es decir, en la amplificación de la oscilación del agua que es máxima cuando la frecuencia natural del OWC coincide con la frecuencia de la ola.

La eficiencia de los OWC's columna oscilante y de algunos otros sistemas, depende de la frecuencia de la ola incidente, habiéndose comprobado que puede llegar a ser casi del 100%. La eficiencia en la conversión primaria, sin control, puede ser del orden del 30% y del 82% con control. La eficiencia de extracción de la energía del oleaje y su conversión en electricidad, es uno de los factores clave que influyen en la economía del sistema, siendo su eficiencia del orden del 25% al 50% [7].

- **OWCs Atenuadores:** se colocan paralelos a la dirección de avance de las olas, y son estructuras largas que extraen energía de modo progresivo; están menos expuestos a daños y requieren menores esfuerzos de anclaje que los Terminadores, pues las fuerzas se compensan a ambos lados de la estructura, siendo capaces de captar energía por ambos lados de la misma.

**OWC bolsa de Lancaster:** consiste en una estructura de hormigón, con forma de buque, con unas bolsas flexibles llenas de aire colocadas a lo largo de ella.

Las olas actúan lateralmente sobre las bolsas flexibles de forma que, aprovechando la situación de las crestas y valles de las olas y mediante un sistema de válvulas, provocan el accionamiento de unas turbinas de aire convenientemente colocadas, figura 44.

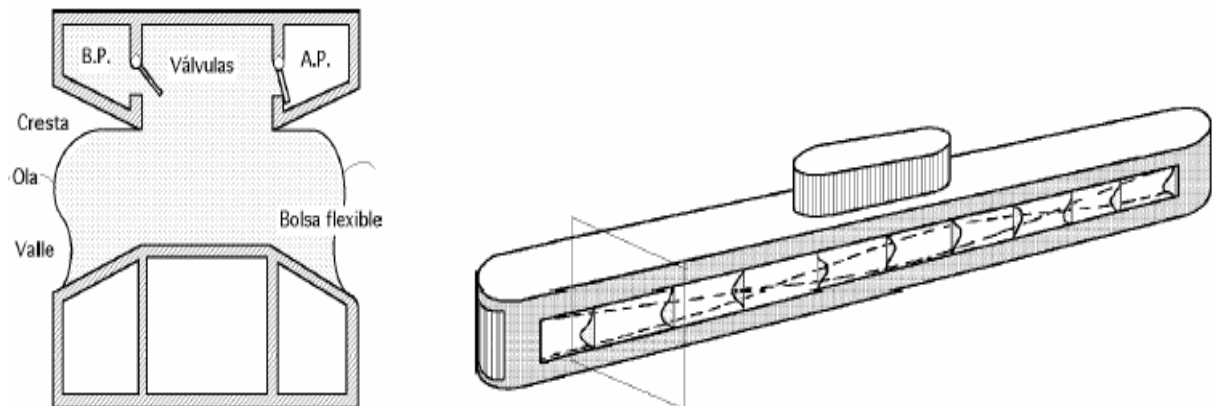


Figura 44. Bolsa de Lancaster.

- **OWCs Absorbedores Puntuales:** Son estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente; suelen ser cilíndricas y, por lo tanto, indiferentes a la dirección de la ola; generalmente se colocan varios grupos formando una línea.

Los atenuadores y los absorbedores puntuales pueden captar energía de un frente mayor que el propio frente que ellos oponen, mediante un efecto antena.

### 2.3 DISPOSITIVOS DE APROVECHAMIENTO TÉRMICO

Un sistema C.E.T.O. (Capítulo 1), es un ciclo de potencia de vapor, tipo Rankine, que opera en condiciones especiales. Como las temperaturas en el evaporador y el condensador son bajas, se debe escoger un fluido de trabajo cuya presión de vapor sea grande a esas temperaturas; por ejemplo, el propano ( $C_3H_8$ ) tiene una presión de vapor de alrededor de 5,5 atm a  $5^\circ C$  y un valor aproximado de 9,5 atm a  $25^\circ C$ ; el amoníaco tiene a las temperaturas citadas, presiones de vapor de 5,2 atm y 10,3 atm respectivamente.

El agua tibia de la superficie del océano se succiona hacia un intercambiador de calor, en donde se evapora el fluido de trabajo del ciclo Rankine; el vapor pasa por una turbina que acciona un generador eléctrico y penetra en el condensador.

El agua fría que se bombea de las profundidades del océano mediante una tubería telescópica, se emplea para enfriar el fluido de trabajo que, al condensarse y volver al estado líquido, se bombea al evaporador y se inicia así, un nuevo ciclo.

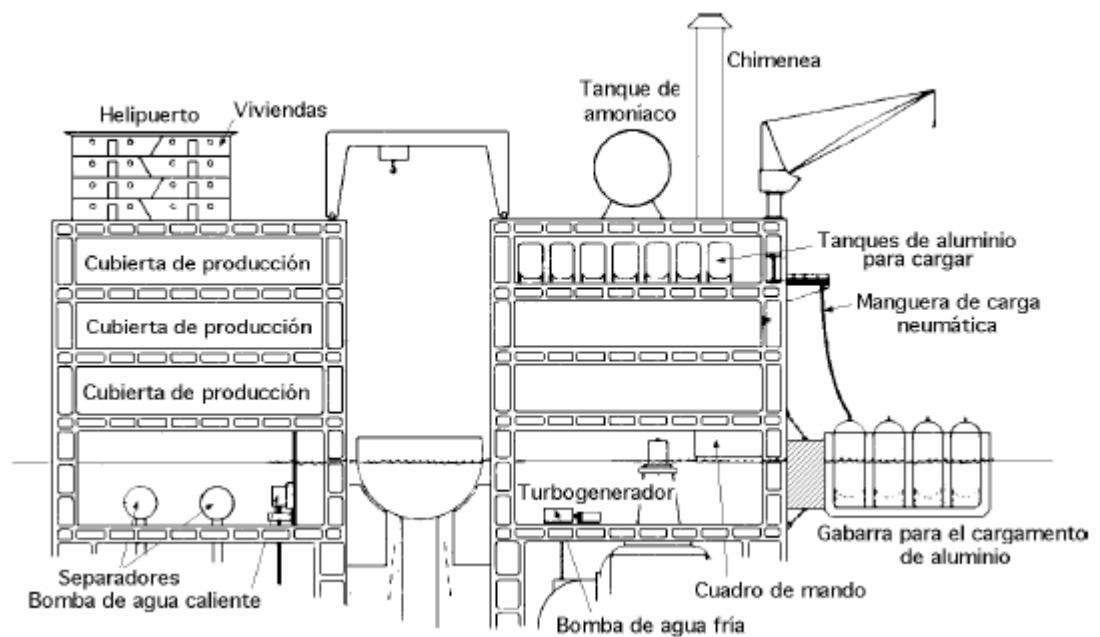
Una planta C.E.T.O. requiere unas enormes dimensiones de los sistemas de circulación de las corrientes templada y fría; hay que tener en cuenta que el agua fría se bombea desde profundidades de 600 a 900 metros.

Cuando las plantas C.E.T.O. se destinan para generar electricidad, unos cables la conducen desde la plataforma flotante hasta el fondo del océano, a unos 1200 a 1500 metros de profundidad, y mediante otro cable fijo se lleva a la costa; los cables deben ser suficientemente fuertes para resistir las intensas fuerzas producidas por las corrientes oceánicas, las olas y la misma plataforma flotante.

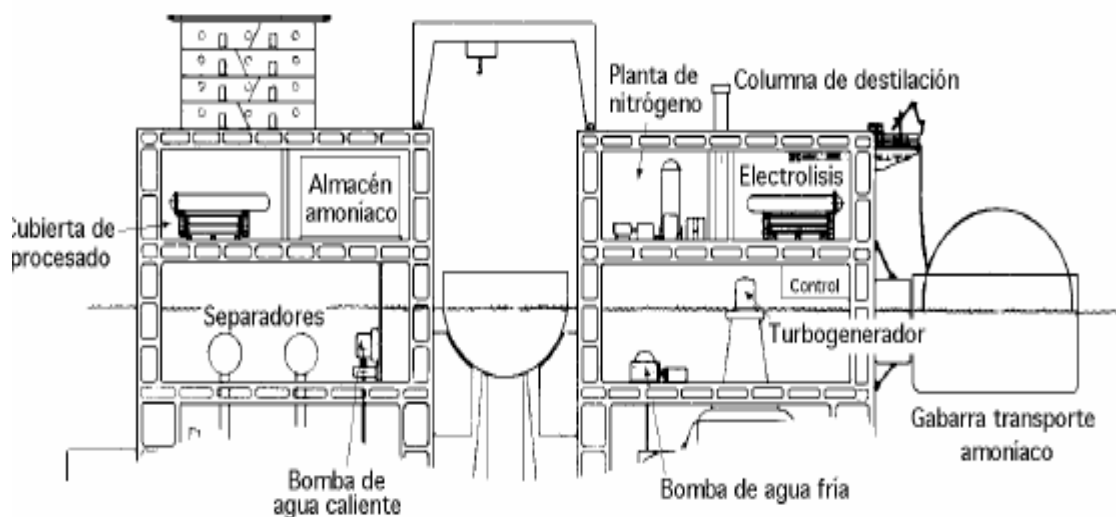
En algunas localidades donde la diferencia de temperatura es favorable para la generación de energía eléctrica, la distancia a la costa puede ser demasiado grande lo que impide su conducción económica; en tales casos, las plantas C.E.T.O. podrían funcionar como auténticas fábricas transformadoras en las que la materia prima sería transportada desde la costa y con la energía generada en la plataforma se podrían obtener determinados productos como el aluminio figura 45, el metanol o el amoníaco para la industria de fertilizantes figura 46, caso en el que la electricidad generada se aprovecharía para separar, por medio de hidrólisis, hidrógeno del agua de mar, el cual combinado con el nitrógeno extraído del aire permitiría fabricar amoníaco.

El hidrógeno líquido sería otro producto que podría llevarse a la costa y utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad a gran escala.

Aunque quedan por resolver algunos problemas técnicos, como la obstrucción de las superficies intercambiadoras de calor por organismos marinos; existen varias instalaciones de pruebas en los Estados Unidos y en otras partes del mundo que intentan perfeccionar la conversión de la energía térmica del océano como una tecnología viable en el siglo XXI.



*Figura 45. Planta de una central C.E.T.O. para la producción de aluminio.*



*Figura 46. Planta de amoníaco de una central C.E.T.O.*

## 2.4 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS MAREOMOTRICES EN COLOMBIA

En la tabla 1 se presenta un comparativo de los esquemas mareomotrices expuestos anteriormente, indicando su zona de aplicabilidad en Colombia.

Esta tabla se realiza con base en los datos de mareas y olas (anexos uno y dos) suministrados por el CIOH y el IDEAM.

La energía generada en cualquier parte del océano acaba en el borde continental. De este modo la energía de las olas se concentra en las costas, que totalizan 336000 km de longitud [7].

TIPO DE APROVECHAMIENTO	TECNOLOGÍA	TIPO DE ENERGÍA FINAL	PROYECTOS EN EL MUNDO	PROYECTOS EN COLOMBIA	MADUREZ TECNOLÓGICA MUNDIAL	APLICABILIDAD EN COLOMBIA	RESTRICCIONES/ BARRERAS EN COLOMBIA
<b>MAREAS</b>	APROVECHAMIENTO DE LA ELEVACIÓN DEL NIVEL DEL MAR	Energía eléctrica	Francia, Rusia, Canadá.	0	Alta	Costa Pacífica	Altos costos de instalación
<b>OLAS</b>	TOTALIZADORES	Energía Eléctrica	Reino unido, Noruega, España, Indonesia	0	Alta	Costa Atlántica	Desconocimiento tecnológico
	SISTEMAS DE BOMBEO	Energía eléctrica	Suecia	0	En desarrollo	Costa Atlántica	Desconocimiento tecnológico
	SITEMAS HIDRÁULICOS	Energía eléctrica	Escocia	0	En desarrollo	Costa Atlántica	Desconocimiento tecnológico
	OWC COLUMNA OSCILANTE	Energía eléctrica	Escocia, Portugal	0	Alta	Costa Atlántica	Desconocimiento tecnológico
	ATENUADORES	Energía eléctrica	0	0	En desarrollo	Nula	Desconocimiento tecnológico
<b>TÉRMICO</b>	C.E.T.O.	Energía eléctrica	Estados Unidos	0	Baja	Desconocida	No Implementado

*Tabla 1. Comparación de tecnologías mareomotrices en Colombia.*

### 3. POTENCIAL ENERGÉTICO A PARTIR DE MAREAS EN COLOMBIA

La selección de zonas aptas para la instalación de centrales mareomotrices requiere una serie de pasos como lo indica el diagrama de flujo de la figura 47, en donde se establece el potencial energético del mar, tanto para el aprovechamiento de las mareas, como para la utilización de la potencia de ola.

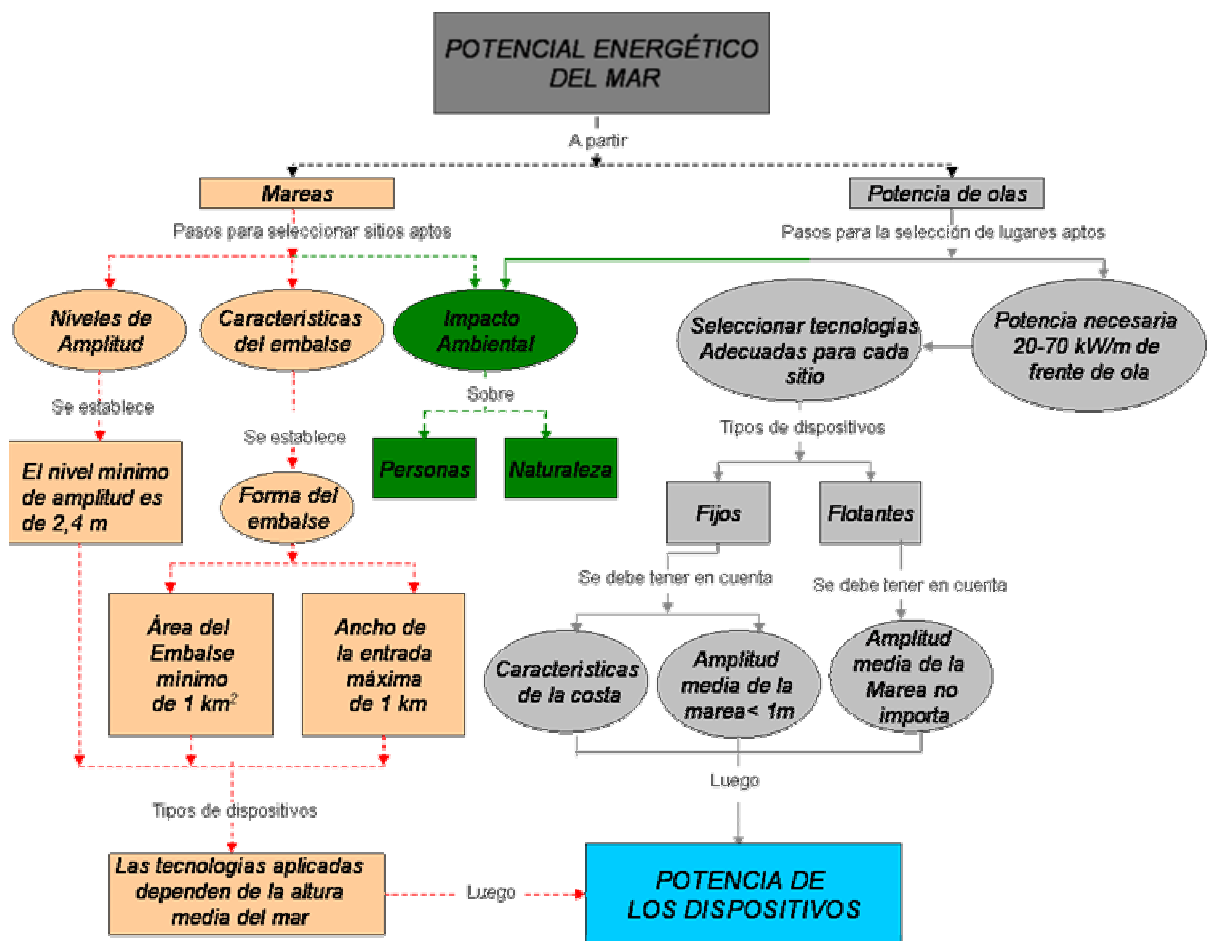


Figura 47. Pasos para seleccionar las zonas aptas para instalación de centrales mareomotrices.

En este capítulo se analizan las posibilidades con las que cuenta Colombia para implementar centrales mareomotrices, basándose en la utilización de las amplitudes de mareas. Se seleccionaron los lugares con las condiciones geográficas más favorables y la tecnología adecuada para el máximo aprovechamiento posible en cada lugar.

### 3.1 NIVELES DE AMPLITUD

Para seleccionar los lugares con niveles de amplitud aptas, se promediaron los valores del pronóstico de mareas (pleamar y bajamar) de el año 2005, correspondientes al nivel, día y horario, anexo A, y se establecieron las amplitudes máximas y medias de cada una de los lugares de las costas colombianas, tabla 2. En la figura 48, se muestra la variación de la amplitud media a lo largo del año de los lugares con amplitudes medias mayores.

		TABLA DE MAREAS					
		PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	LUGAR	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
Costa Pacífica	Zona 1	4,203	3,490	-0,227	0,497	4,400	2,994
	Bahía Solano	3,303	2,751	-0,224	0,340	3,503	2,410
	Zona 2	4,123	3,414	-0,257	0,485	4,350	2,929
	Buenaventura	4,233	3,524	-0,287	0,438	4,490	3,086
Costa Atlántica	Tumaco	3,344	2,786	-0,229	0,345	3,550	2,441
	San Andres	0,653	0,355	-0,167	-0,021	0,785	0,376
	Turbo	0,628	0,341	-0,161	-0,018	0,749	0,359
	Coveñas	0,501	0,271	-0,129	-0,013	0,600	0,285
	Cartagena	0,440	0,241	-0,113	0,004	0,530	0,237
	Puerto Colombia	0,565	0,311	-0,144	-0,019	0,686	0,330
	Santa Marta	0,438	0,239	-0,113	-0,013	0,533	0,252
Riohacha	0,440	0,240	-0,113	-0,014	0,533	0,255	

Tabla 2. Amplitudes de mareas en las costas colombianas del año 2005.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Para fines prácticos, el promedio de amplitudes se pueden considerar constante a lo largo del año e incluso con el transcurso de los mismos con una variación de 4 a 5% en 18 años, anexo B; desapareciendo con esto, el riesgo de periodos de sequía, característicos de las centrales hidroeléctricas [1].

Zona 1: Bahía Cupica, Juradó, Bahía Octavia, Bahía Humboldt.

Zona 2: Ensenada Utria, Nuquí, Bocas del río San Juan, Los Negritos, Bahía Cueva, Puerto Pizarro, Gorgona, Bahía Guapi.

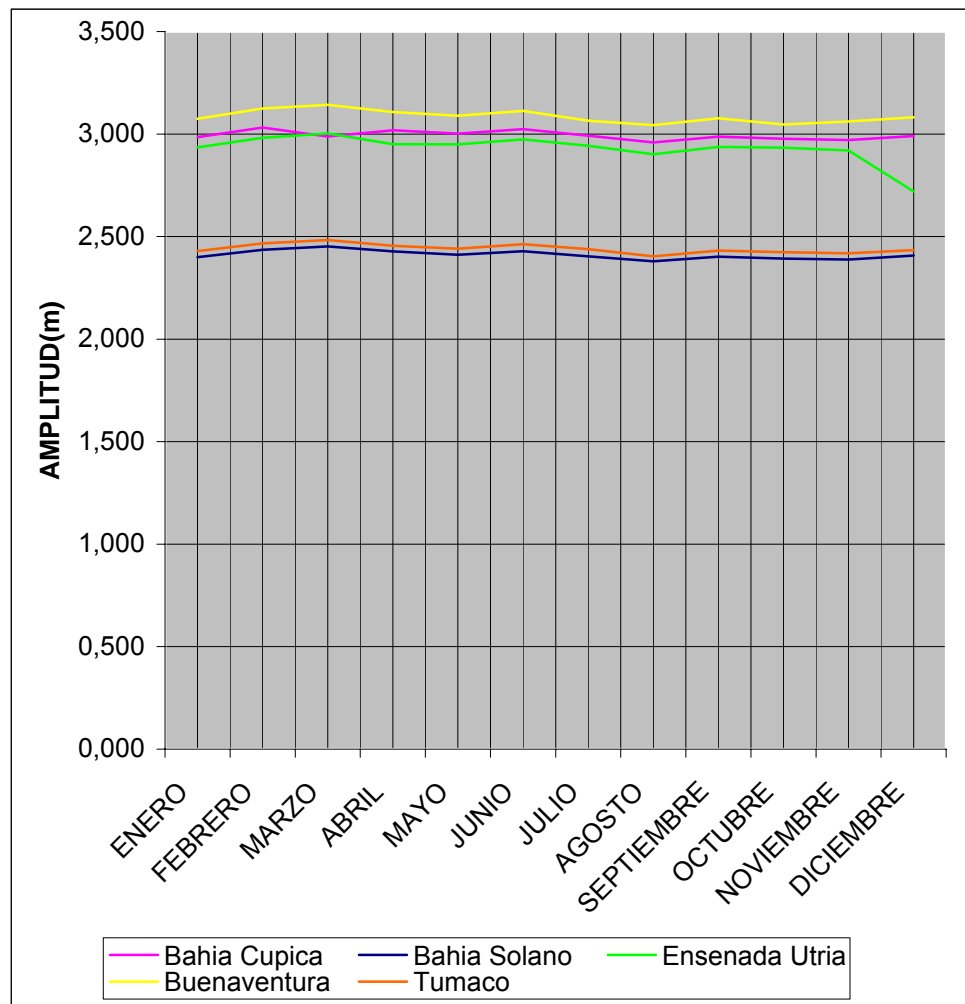


Figura 48. Amplitud media de las zonas del mar Pacífico.

Para establecer los sitios para la implementación de este tipo de tecnología se tiene en cuenta los niveles mínimos de la amplitud del mar (2,4 m), y las características físicas del lugar que se encerrara (Longitud no mayor a 1 km en la entrada del estuario en donde se ubicara el dique, y el área encerrada no menor a 1 km<sup>2</sup>)<sup>6</sup>. Con base en lo anterior, se establecen 4 lugares favorables, los cuales son:

- ① Juradó.
- ② Ensenada Utria.
- ③ Puerto Pizarro.
- ④ Norte de Buenaventura.

En la figura 49, se muestra cada uno de los sitios estimados.

---

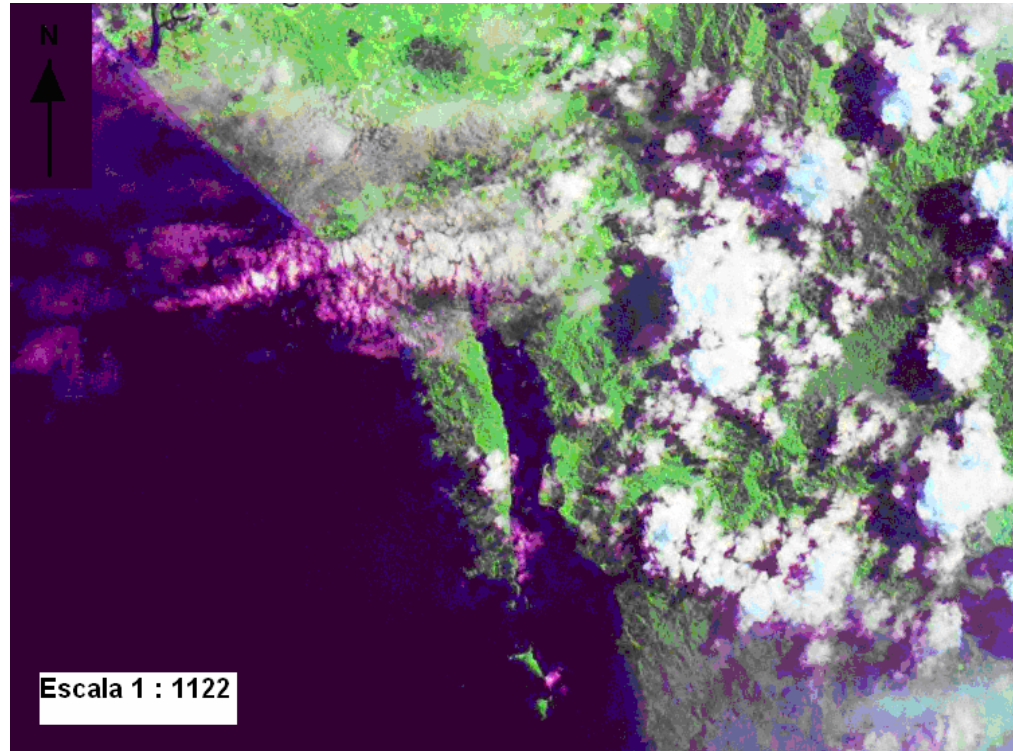
<sup>6</sup> Estas son las características de la central mareomotriz mas pequeña conocida en el mundo (Kislaya) [5].



*Figura 49. Mapa mareomotriz de la costa Pacífica de Colombia.*

En la sección 3.2 se describen las características de montaje para la zona de Juradó, figura 50, cabe mencionar que debido a la similitud de las regiones se realiza el cálculo de las especificaciones de ésta, y se toma de modelo para encontrar los datos del resto de zonas.

- Juradó:



*Figura 50. Ubicación satelital de la ensenada del Sur de Juradó.*

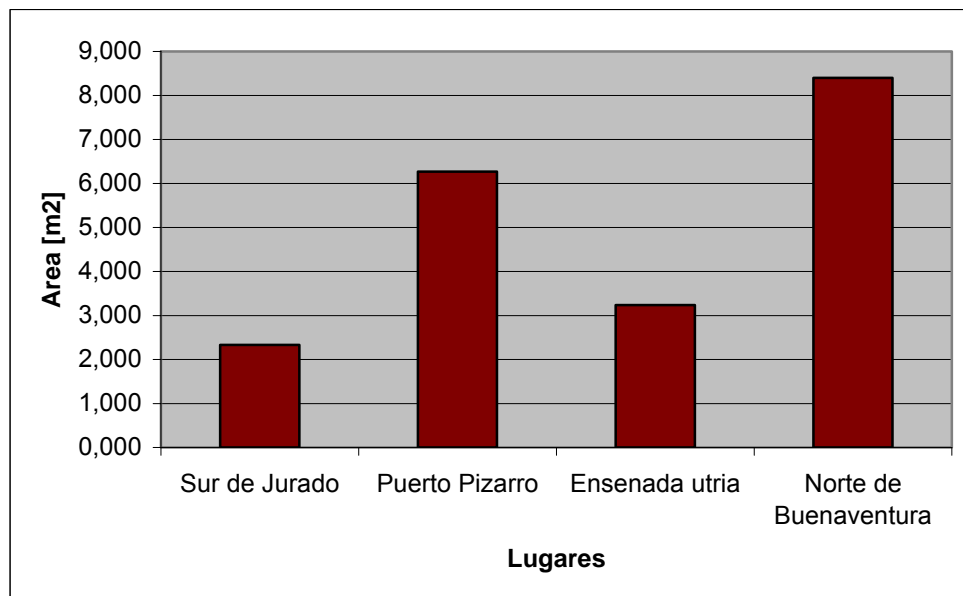
## **3.2 CARACTERÍSTICAS DEL EMBALSE**

### **3.2.1 Área y ancho de la entrada**

Al analizar las condiciones geográficas se pueden establecer la ubicación del dique de contención, si bien la central podría ubicarse en la zona roja (A), figura 52, para obtener una mayor potencia, su dique de contención sería más largo, lo que haría su costo más alto. Por lo tanto se ubica en un sitio donde la longitud del dique sea menor y que el embalse contenga suficiente área para su operación, por lo tanto, el sitio apto es el señalado con el color gris (B). Además, la selección del dique B se debe a que la central estaría mejor protegida contra fenómenos

naturales que ocurren en mar abierto (huracanes, mar de elevas), que pondrían en riesgo su existencia.

La zona de construcción del dique B tiene características adecuadas para la construcción, posee un ancho de 718 m y no posee brazos o afluentes importantes que perjudiquen el funcionamiento del estuario. Además, se determina de una manera aproximada el área del embalse, figura 51.



*Figura 51. Área aproximada del embalse en los lugares seleccionados.*

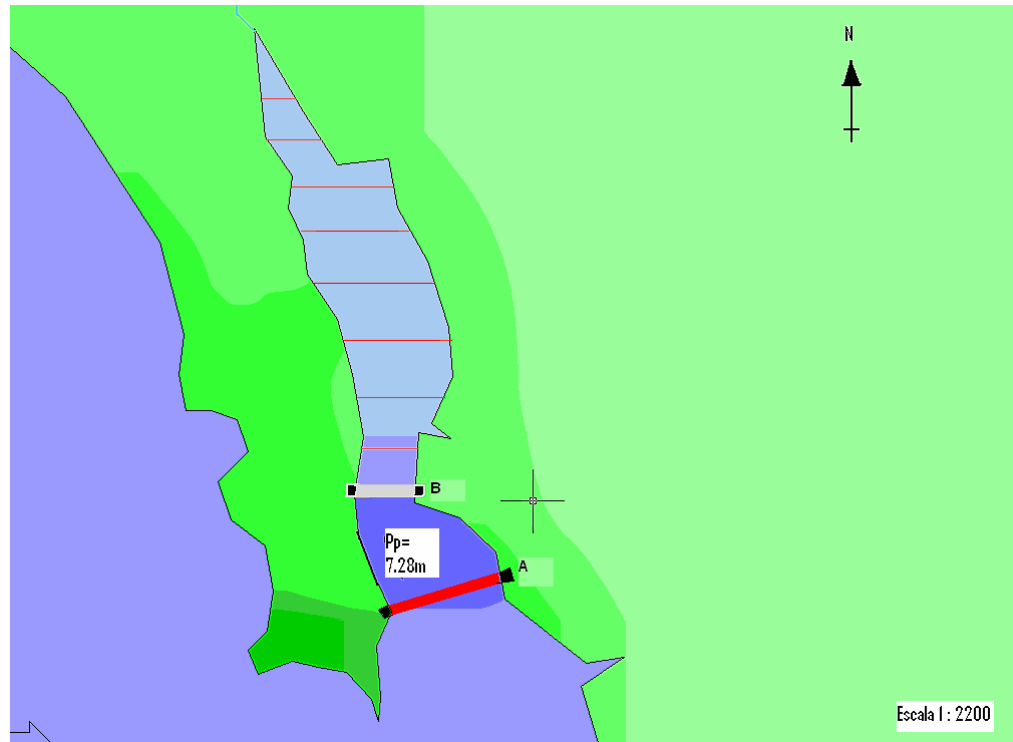


Figura 52. Ubicación del dique y Profundidad promedio en el lugar del dique.

### 3.2.2 Profundidades

A continuación se procede a estimar los valores medios de profundidad del dique B, figura 53.

El valor de profundidad media (3.1) se halla trazando una recta que representa el dique de la central y promediando los valores de las profundidades que la misma atraviesa.

$$P_{media} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{medida}}{n} \quad (3.1)$$

En donde:

$P_{medida}$  es la profundidad de cada una de las muestras a lo largo del dique de contención.

$n$  es el número de muestras que se tomaron.

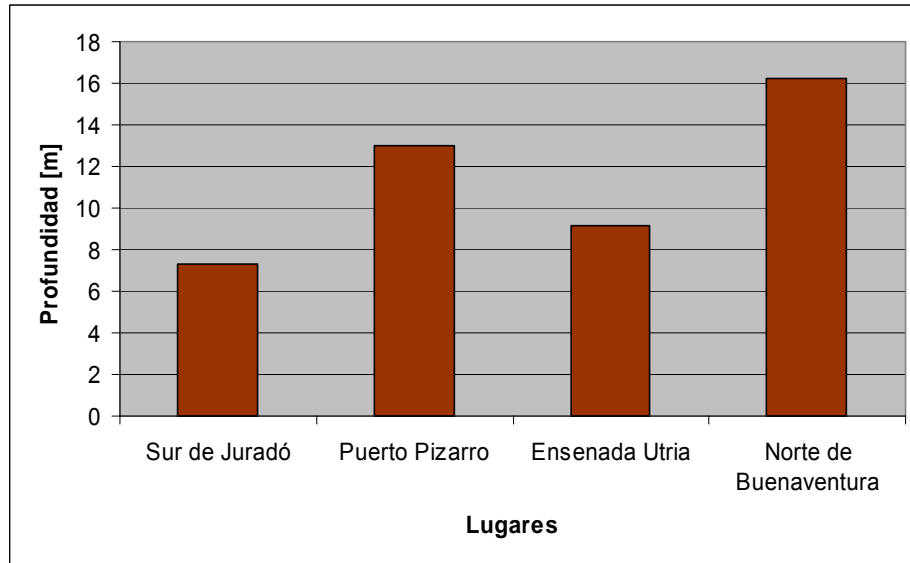


Figura 53. Profundidad media de los lugares seleccionados.

### 3.2.3 Energía potencial de las mareas

La energía que teóricamente se puede obtener en un ciclo de marea de una determinada zona depende del área del estuario, de la amplitud media de la marea y de la altura del agua embalsada.

La energía cedida por el embalse durante el vaciado en bajamar (3.2) es:

$$E_{embalse} = \gamma \int_0^a A(z) z dz \quad (3.2)$$

Y la cedida durante el proceso de pleamar (3.3) es:

$$E_{mar} = \gamma \int_0^a A(z)(a - z)dz \quad (3.3)$$

Siendo la energía potencial estimada para un ciclo de marea de 6,2<sup>7</sup> horas de la forma (3.4):

$$E = E_{embalse} + E_{mar} = \gamma a \int_0^a A(z)dz = \gamma a V = \gamma a^2 A = 226 A a^2 [kW] \quad (3.4)$$

En donde:

**A(z)** es el área del estuario, figura 51.

**a** es la amplitud de la marea que es la diferencia entre pleamar y bajamar, tabla 2.

**z** es la altura del agua embalsada en metros ( $0 < z < a$ ), figura 53.

**V** el volumen del embalse en m<sup>3</sup>.

$\gamma$  es un constante cuyo valor es de 226.

Reemplazando  $A = 2,33 \text{ km}^2$  y  $a = 3 \text{ m}$ , en la ecuación (3.4):

$$E = 226 * 2.33 * 3^2 = 4.7 MW$$

Reemplazando en cada uno de los sitios escogidos se obtiene la tabla 3 de potencias estimadas:

POTENCIAS ESTIMADAS					
LUGAR	AMPLITUD MEDIA [m]	AREA DEL EMBALSE [km <sup>2</sup> ]	POTENCIA ESTIMADA EN CICLO DE 6,2 h [MW]	PRODUCCION APROXIMADA [GWh/año]	
Sur de Jurado	2,994	2,330	4,720	10,680	
Puerto Pizarro	2,929	6,270	12,157	27,512	
Ensenada utria	2,929	3,240	6,282	14,217	
Norte de Buenaventura	3,086	8,400	18,077	40,907	

*Tabla 3. Potencias estimadas en las zonas seleccionadas.*

<sup>7</sup> Ciclos de mareas semidiurnas que se presentan en Colombia.

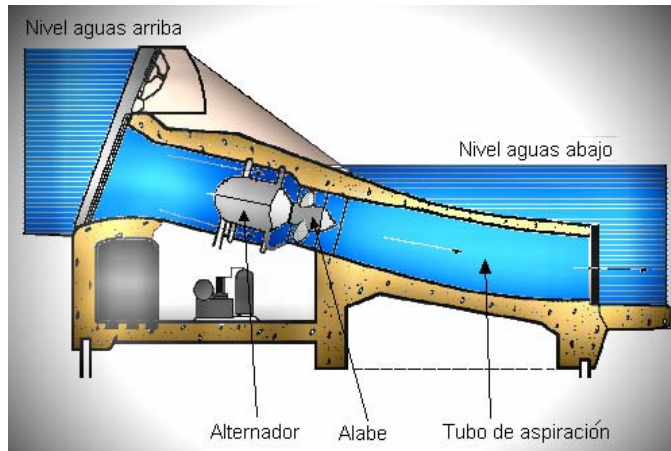
### 3.2.4 Ciclo de funcionamiento de la central mareomotriz

Se selecciona el ciclo de doble efecto con turbinas reversibles, en donde, la generación de energía se efectúa con ambas mareas lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse (capítulo 2).

### 3.2.5 Componentes de la central mareomotriz

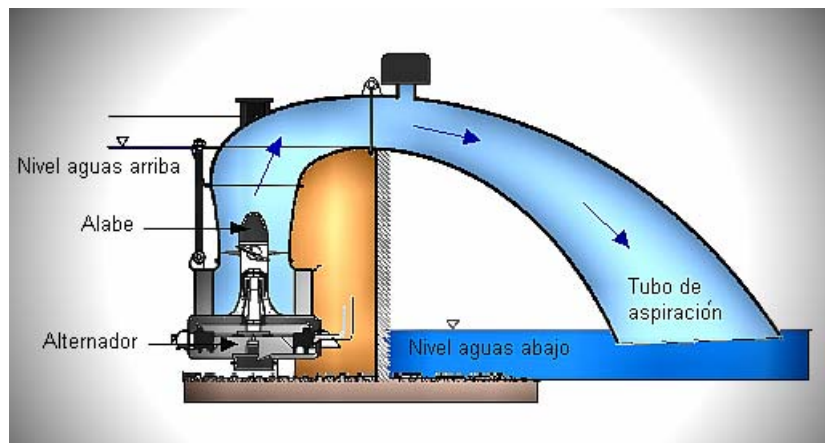
- **Turbinas:** se recomienda la utilización de grupos Bulbo reversibles para pequeños saltos; su empleo en las centrales mareomotrices se debe fundamentalmente a las condiciones de doble sentido de funcionamiento y de bombeo para aumentar el nivel del embalse (capítulo 2).

Los grupos Bulbo, figura 54, son un tipo especial de turbina hélice, capaces de aprovechar saltos de pequeño desnivel, pero de gran caudal. Estos grupos fueron concebidos en un principio para ser utilizados en cuencas fluviales de grandes caudales; posteriormente fueron empleados en centrales Mareomotrices. Los grupos Bulbo intentan aumentar la potencia específica, mediante un aumento de la velocidad específica  $n_s$ , con respecto a otros sistemas utilizables, esto se debe a que los conductos hidráulicos de los grupos bulbos son menos complicados que otras clases de turbinas y llegan a tener pérdidas poco importantes.



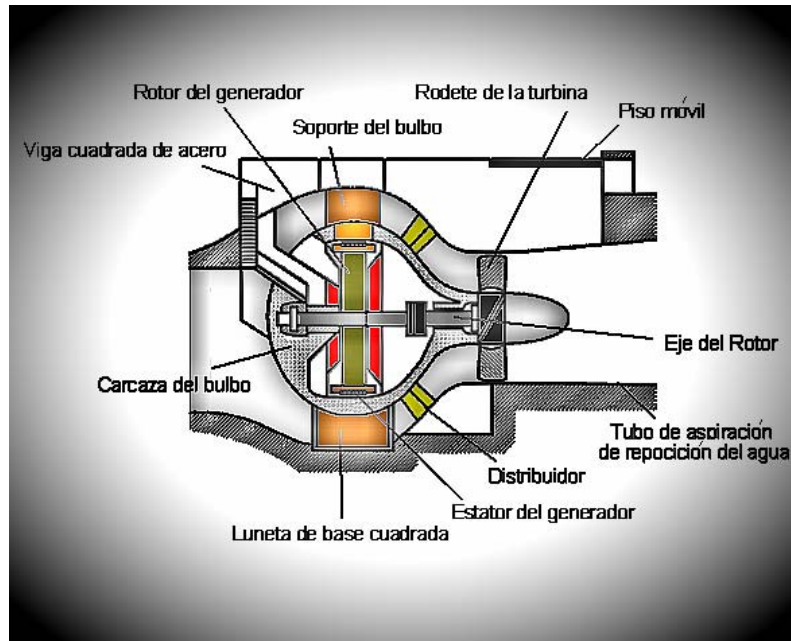
*Figura 54. Grupo Bulbo (En el plano),  $N=195\text{ kW}$ ,  $Q=7,5\text{ m}^3/\text{s}$   $H=3\text{ m}$ , Diámetro del rodete=  $1,45\text{ m}$*

Los grupos Bulbo en sifón, figura 55, se emplean para saltos de 1,5 a 3,5 m con caudales del orden de  $15\text{ m}^3/\text{s}$ , (microcentrales), con potencias entre 50 y 300 kW [capítulo 2].



*Figura 55. Grupo Bulbo (Vista superior),  $N=195\text{ kW}$ ,  $Q=7,5\text{ m}^3/\text{s}$   $H=3\text{ m}$ , Diámetro del rodete=  $1,45\text{ m}$*

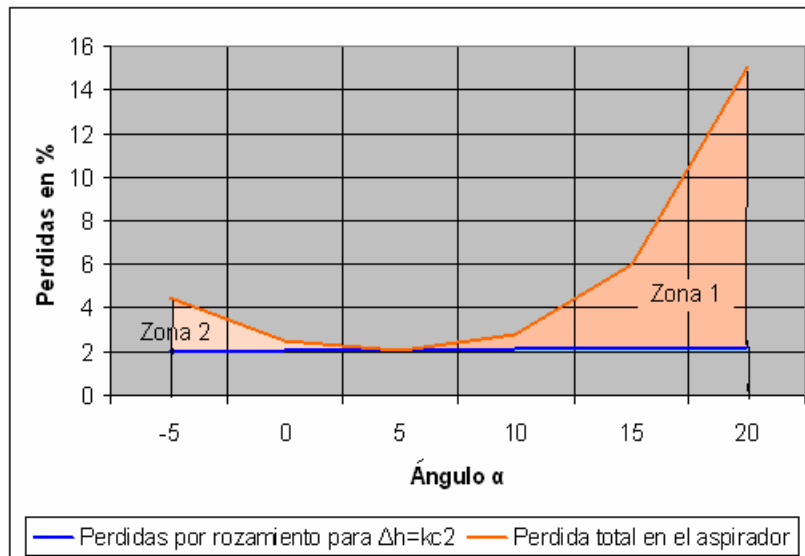
Grupos con el alternador en el interior, figura 56, son los que se emplean actualmente en las turbinas Bulbo.



*Figura 56. Grupos con alternador en el interior*

- **El tubo de aspiración:** La energía cinética a la salida de la rueda alcanza un valor próximo a la energía total del salto, lo que muestra la importancia del tubo de aspiración en las máquinas con grandes potencias específicas.

Se podría obtener un excelente rendimiento si se toma la precaución de escoger un ángulo adecuado en el codo del tubo de aspiración. La elección de las velocidades tangenciales a lo largo de la sección, es difícil, ya que las pérdidas de carga en el tubo de aspiración no provienen únicamente del desprendimiento de la capa límite, sino también de las corrientes de retorno en la parte central. En la Figura 57 se muestran las pérdidas en el aspirador de un grupo Bulbo. En el eje de ordenadas se han llevado las pérdidas y en el eje de abscisas el ángulo  $\alpha$  que forma la velocidad absoluta en el aspirador con el eje de la máquina, observándose que las pérdidas crecen más rápidamente para valores superiores al ángulo óptimo que para valores inferiores.



*Figura 57. Pérdida de carga en el tubo de aspiración, figura 58, de turbina Bulbo.*  
 Ángulo  $\alpha$  del eje de la turbina con el eje del tubo de aspiración.

Aspirador troncocónico  $\alpha_0=5^\circ$

Grupo Bulbo  $Q= 7,5 \text{ m}^3/\text{s}$

Zonas: (1) Pérdidas por recirculación.

(2) Pérdidas por desprendimiento de la pared.

El flujo en el tubo aspirador troncocónico depende del trazado del conjunto de los conductos hidráulicos y de la rueda. Las pérdidas en el aspirador provienen casi únicamente de los desprendimientos de la capa límite, de las turbulencias y de los grandes remolinos que originan tales desprendimientos [5].

- **Conductos:** Las dimensiones de los conductos aguas arriba del distribuidor del grupo Bulbo son pequeñas, Figuras 58 y 59, que vistos desde el plano mediría 2,55 m y vista desde arriba 3,26 m. Una limitación de las dimensiones de los conductos aguas arriba, permite disminuir la anchura del dique y alojar el conjunto del grupo entre paredes planas, verticales y paralelas, obteniéndose así una mejora en la potencia para una anchura de central dada.

Estas disposiciones de conjunto exigen también que el diámetro del Bulbo y, por lo tanto, el diámetro del alternador sea inferior al diámetro del rodete, por lo que el futuro desarrollo de estas máquinas se encuentra condicionado por la posibilidad de construir alternadores de diámetro reducido, que sería muy importante para los grupos de turbinas que funcionasen en los dos sentidos.

Se obtiene un reparto correcto de las velocidades a la entrada de la rueda, jugando con la forma de las paredes, con la geometría del distribuidor y con la forma de los perfiles homotéticos de las directrices.

Para los grupos Bulbo con un solo apoyo aguas arriba, la relación entre los diámetros de entrada y del rodete es del orden de 0,8 a 0,9 Si se trata de grupos de 7,5 a 8 m de diámetro esta relación aumenta hasta 1,2 ó 1,3 para facilitar la construcción de la carcasa del alternador y su posterior montaje en varias piezas [17].

El aumento de la relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda conduce a modificar el trazado hidráulico de la entrada aguas arriba y del distribuidor.

Para no alargar demasiado el grupo, es preciso disminuir el ángulo en el vértice del distribuidor cónico, lo que implica un aumento de la curvatura de deslizamiento a la entrada del distribuidor.

Se pueden concebir grupos de potencia específica elevada con una relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda del orden de 1,2 a 1,3 adoptando un ángulo medio en el vértice del distribuidor del orden de  $40^\circ$  a  $50^\circ$ , pero esto implica problemas en la alimentación de la rueda.

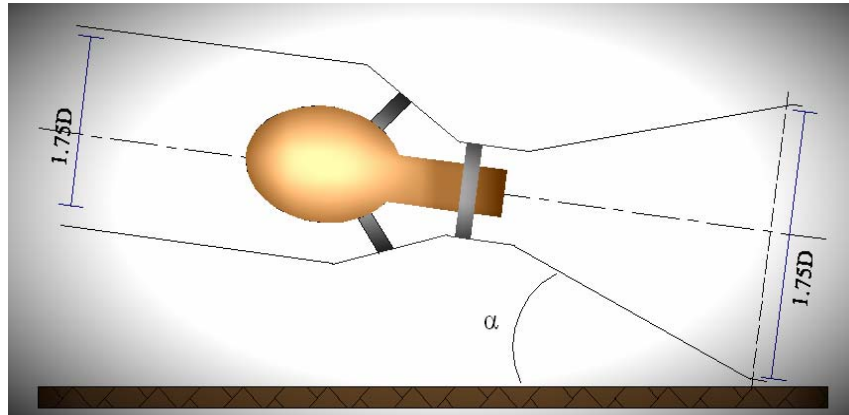


Figura 58. Dimensiones del tubo de aspiración vista desde el plano  $D=1,45$  y  $\alpha=5^\circ$ .

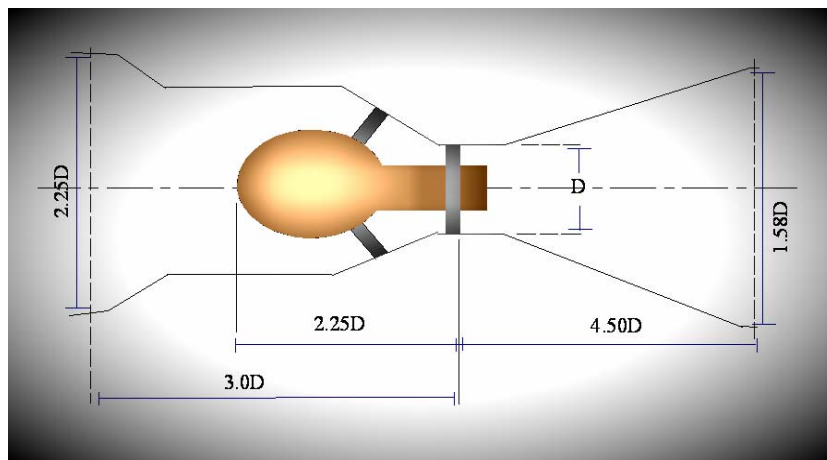


Figura 59. Dimensiones del tubo de aspiración vista desde arriba  $D=1,45$ .

- **Características de los conductos de aspiración:**

**Caudal:** Para determinar el caudal se debe realizar de acuerdo a las ecuaciones (3.5) y (3.6). Además, se deben tener en cuenta tecnologías aplicadas en otras microcentrales. Por tanto, se tiene que:

$$Q_{11} = \frac{Q}{D^2 H^{0.5}} \quad (3.5)$$

$$n_{11} = \frac{nD}{H^{0.5}} \quad (3.6)$$

Donde  $Q_{11}$  es el caudal específico,  $Q$  es el caudal que pasa por el rodete de cada máquina,  $n_{11}$  la velocidad específica del rodete, en donde  $H=3$  m,  $D=1,45$  m,  $Q_{11}=2,1$  a un ángulo de  $5^\circ$  [17], el valor del caudal es:

Despejando  $Q$  de (3.6) y reemplazando los valores se tiene, figura 60:

$$Q = Q_{11} D^2 H^{0.5} = 7,6 \text{ [m}^3 / \text{s]}$$

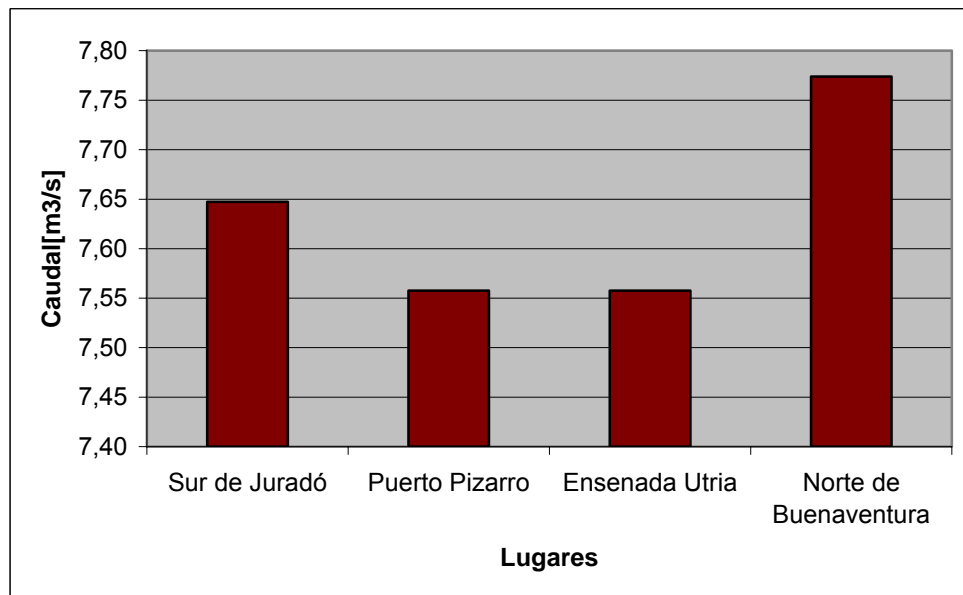


Figura 60. Caudal de los lugares seleccionados.

La potencia de la turbina viene dado por la ecuación (3.7), figura 61:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (3.7)$$

Con un rendimiento igual a 0,85, el valor de la densidad del agua de mar en el Pacífico colombiano  $\rho = 1,032 \text{ gr/cm}^3$ , y  $H = 3 \text{ m}$ , se reemplaza en la ecuación (3.8) y se obtiene:

$$P = 1,032 * 9,81 * 7,5 * 3 * 0,85 = 196 \text{ kW} \approx 195 \text{ kW}$$

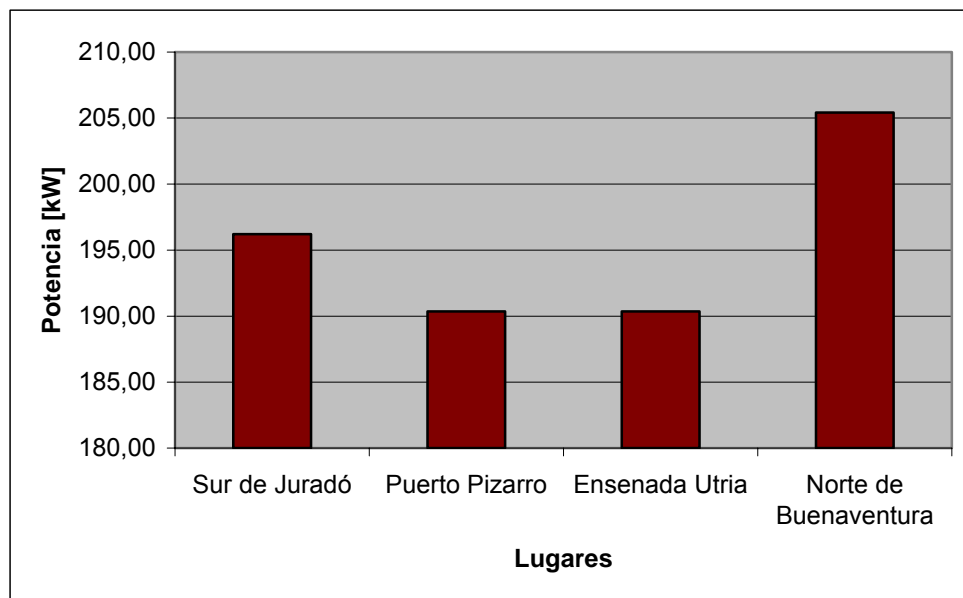


Figura 61. Potencia de los lugares seleccionados.

Se tiene que para el estrato 1, 2 y 3 el consumo básico de subsistencia en promedio es 286 kWh/mes, y que el valor nominal del consumo es de 0,55 kW por familia [19]. Por lo tanto, la potencia de una turbina es capaz de abastecer de electricidad a 355 familias de estratos 1, 2 y 3.

**Cavitación:** La cavitación es un factor determinante, marcando el límite mínimo y máximo para la velocidad del flujo medio (velocidad periférica del rotor). Esto se debe a factores no deseables como pérdida de sólidos en las superficies límites (llamado erosión por cavitación o pitting), ruidos generados sobre un ancho

espectro de frecuencias, vibraciones, pérdidas y alteraciones de las propiedades hidrodinámicas.

Se debe que tener en cuenta para nuestro análisis que existen dos tipos de cavitación (por flujo y por ondas), además, el agua de mar contiene gran cantidad de aire lo que aumenta la posibilidad de cavitación, en el caso de las turbomáquinas será conveniente hallar una expresión del coeficiente de cavitación en función de parámetros hidráulicos conocidos de la máquina, poniendo especial énfasis en las leyes de similitud que incluyen a las presiones o saltos, ya que la cavitación es una función de estas condiciones [20].

Por lo tanto se el coeficiente de cavitación instantánea  $\sigma_{inst}$  esta dada por la ecuación (3.8):

$$\sigma_{inst} = \frac{(h_{at} - h_v - H_{sc})}{H} \quad (3.8)$$

Donde:

$h_{at}$  es la presión atmosférica.

$h_v$  es la tensión de vapor.

$H_{sc}$  es la altura de aspiración crítica.

$H$  es el diámetro del cabezal de la turbina.

Reemplazando en la ecuación (3.8) los siguientes valores para la zona del Sur de Juradó;  $h_{at} = 10,351$  [m H<sub>2</sub>O] a nivel del mar,  $h_v = 0,324$  [m] con una temperatura de 25°C.  $H_{sc} = 2$  m.  $H = 1,45$  m. Se obtiene:

$$\sigma_{inst} = \frac{10,351 - 0,324 - 2}{1,45} = 5,53$$

El coeficiente de cavitación así definido se transforma en un parámetro indicativo del margen de seguridad de funcionamiento de la máquina.

Tanto el valor de la presión atmosférica, como el valor de la tensión de vapor deberán corregirse de acuerdo a las condiciones locales del lugar donde se produce el fenómeno [20].

Algunas veces resulta difícil definir el coeficiente de cavitación crítico  $\sigma_0$ , ya que las curvas suelen mostrar formas de difícil análisis debido a su variabilidad. Se muestra la forma común de la curva para el análisis, figura 62.

En el punto donde la curva de eficiencia se estabiliza, figura 62, se puede identificar el coeficiente de cavitación crítica  $\sigma_0$ . Por lo tanto, teniendo la curva del coeficiente de cavitación contra la eficiencia de la turbina recomendada, figura 63, se puede obtener el coeficiente de cavitación crítico.

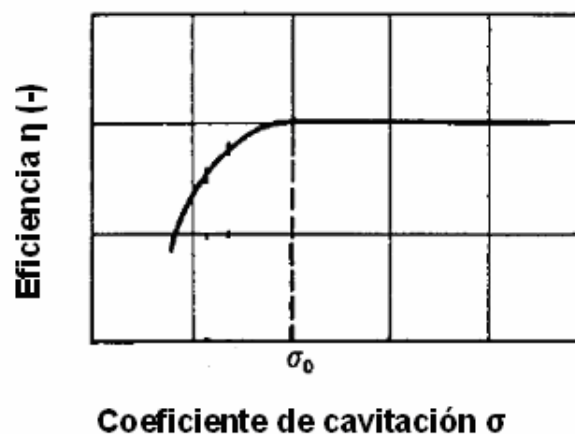


Figura 62. Coeficiente de cavitación crítico.

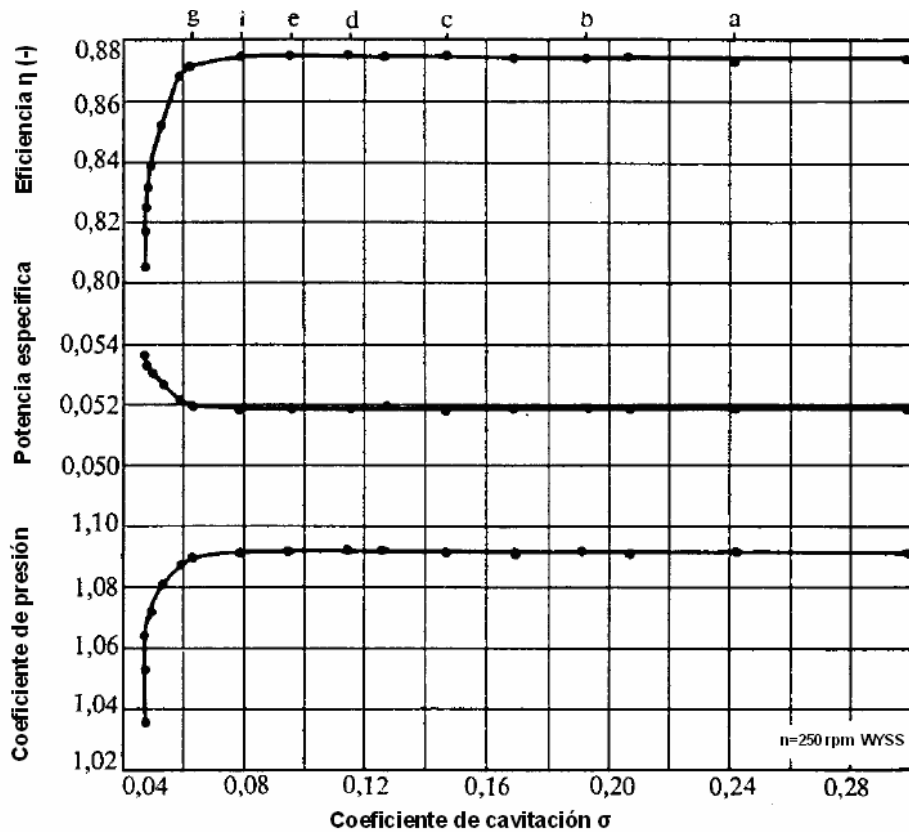


Figura 63. Rendimiento, Potencia específica, coeficiente de presión del conducto de trabajo.

Donde  $\sigma_0$  es el coeficiente de cavitación crítico por tanto  $\sigma_0 = 0,08$  y  $\sigma_{ins} = 5,53$ .

Mientras  $\sigma_{inst}$  sea mayor que el coeficiente de cavitación crítico  $\sigma_c$  los efectos de la cavitación serán despreciables. Por lo tanto, para pequeños saltos el problema de cavitación no se tiene en cuenta.

Los métodos experimentales de estudio del daño de una máquina con respecto a la cavitación difieren principalmente en el fenómeno físico seleccionado para determinar y evidenciar el comienzo de la cavitación. De acuerdo a esto pueden diferenciarse tres métodos de detección del fenómeno:

- Por el cambio en el rendimiento hidráulico de la máquina, puesto de manifiesto en la variación de la altura, potencia, caudal, etc.
- Por observación visual o fotográfica de las bolsas de vapor o burbujas en los alabes del rotor.
- Por observación y medición de los ruidos y vibraciones que acompañan el funcionamiento de la máquina [18].

**3.2.6 Potencia del alternador.** La potencia nominal de un alternador  $N_{alt}$  en kW viene dada por la ecuación (3.9):

$$N_{alt} = K_u D_e L n \quad (3.9)$$

Reemplazando  $D_e = 1,4$  m,  $n = 250$  rpm,  $L = 80$  m y  $K_u = 5$  en la ecuación (3.9):

$$N_{alt} = 5 * 1,4 * 111,5 * 250 = 195 kW$$

En la que:

$D_e$ : es el diámetro del estator en metros.

$L$ : es la longitud axial del circuito magnético del estator en metros

$n$ : es la velocidad de rotación en rpm

$K_u$ : es un coeficiente de utilización de la potencia.

$D$ : es el diámetro de la turbina en metros.

El valor de  $D_e$  viene dado por el valor de  $D$  según la relación ( $D_e \leq 2 D$ ). Se observa que al disminuir el diámetro del estator  $D_e$  y mantener constante la potencia, hay que aumentar la velocidad de giro, la longitud del alternador y el

valor del coeficiente  $K_u$ . La posibilidad de aumentar en los grandes grupos el número  $n$  de rpm, es difícil debido a complicaciones técnicas, alcanzándose como máximo velocidades del orden de 140 rpm [5].

La modificación de  $L$  viene condicionada por la ventilación axial del alternador, no pudiéndose utilizar ventilación radial debido al bajo número de rpm del rotor.

El coeficiente  $K_u$  esta determinada por la ecuación (3.10) :

$$K_u = KB_d A \quad (3.10)$$

En la que  $B_d$  es la inducción en el entrehierro en vacío, en Teslas,  $A$  es la corriente por centímetro periférico, en Amp/cm, y  $K$  es el factor de potencia.

Reemplazando en la ecuación (3.10):

$$K_u = 0,9 * 0,27 * 20 = 4,86 \approx 5$$

**3.2.7 Comportamiento de materiales.** Una de las dificultades que se detectan en los materiales es la falla de las juntas de estanqueidad de las palas del rodete, destinadas a evitar la entrada de agua en el interior de la turbina; las diversas maniobras dañan estas juntas que puede provocar la entrada de el agua de mar [21].

Para evitar éste problema se incrementa la presión del aceite de lubricación hasta un valor superior al correspondiente al nivel más alto alcanzado por el mar, 2 a 3 atm, siendo sustituidas a su vez todas las juntas [5].

**3.2.8 Dique de acero.** Se debe construir el dique de acero, figura 64, debido a que este se ve afectado de una manera mínima, por el efecto de la salinidad del mar. Además, este dique debe soportar las fuerzas ejercidas por el mar  $F_T$ , que sería la suma de la fuerza hidrostática que ejerce el mar y la fuerza que ejerce las olas sobre el dique [17]:

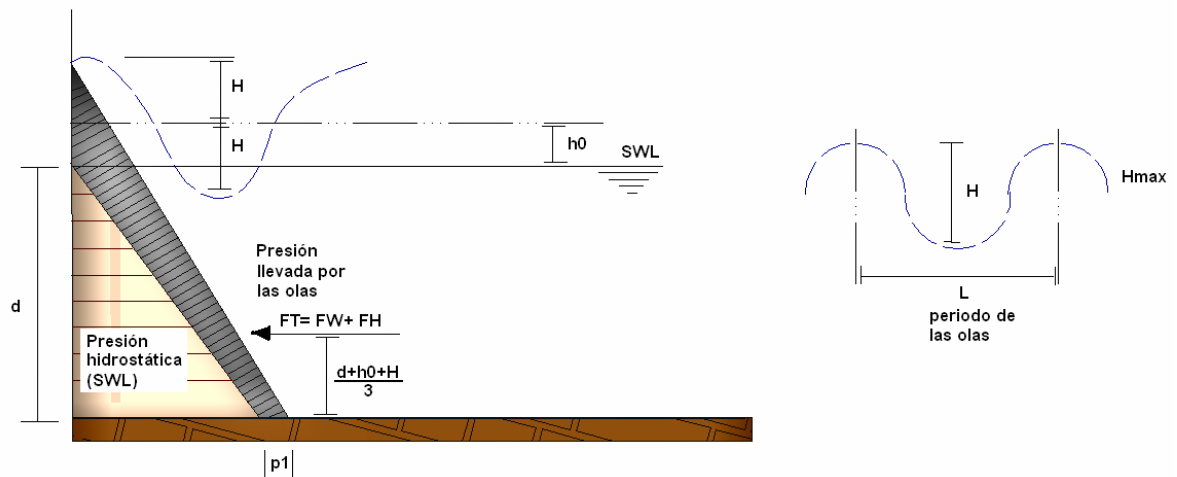


Figura 64. Dique de acero de contención.

El periodo de las olas  $L=10$  s, la altura de las olas  $H=1,5$  m, altura del nivel del mar  $d=9$ m. El espesor del dique de acero esta dado por la ecuación (3.11):

$$p_1 = \rho g \frac{H}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \quad (3.11)$$

Reemplazando en la ecuación (3.11):

$$p_1 = 1,032 * 9,81 * \frac{1,5}{\cosh\left(\frac{2 * \pi * 9}{10}\right)} = 0,105m$$

La altura en la que la ola ejerce la mayor fuerza sobre el dique viene dada por la ecuación (3.12):

$$h_0 = \frac{\pi H^2}{L} \coth\left(\frac{2\pi d}{L}\right) \quad (3.12)$$

Reemplazando en la ecuación (3.12):

$$h_0 = \frac{\pi * 1,5^2}{10} \coth\left(\frac{2 * \pi * 9}{10}\right) = 0,86m$$

La fuerza total ejercida por el mar esta definida por la ecuación (3.13):

$$F_T = \frac{1}{2} \rho g \left[ d + \frac{H}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \right] [d + H + h_0] \quad (3.13)$$

Reemplazando en la ecuación (3.13):

$$F_T = \frac{1}{2} 1,032 * 9,81 \left[ 9 + \frac{1,5}{\cosh\left(\frac{2 * \pi * 9}{10}\right)} \right] [9 + 1,5 + 0,86] = 518,13kN / m$$

Para que el dique soporte estas fuerzas, se deben realizar estudios geológicos para inspeccionar el estado de las capas del suelo y el modelamiento del comportamiento en el futuro de esas capas.

### 3.2.9 Compuertas

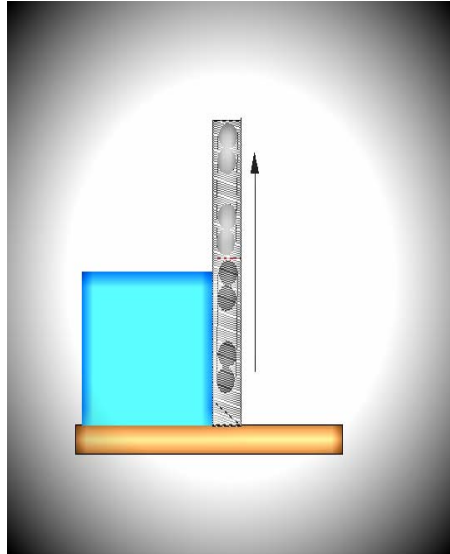
Los principales inconvenientes que aparecen en las compuertas son debidos a la corrosión, que origina agarrotamientos y en algunos casos, la rotura de los conductos de engrase, produciéndose un funcionamiento deficiente en las zonas de deslizamiento; todo esto se soluciona aplicando a los materiales en ellas empleados pinturas anticorrosivas y tratamientos galvánicos. El caudal de las compuertas está determinado por la ecuación (3.14):

$$Q = C_d A (2gH)^{0.5} \quad (3.14)$$

Despajando la ecuación (3.14) y reemplazando los valores:

$$A = \frac{Q}{C_d (2gH)^{0.5}} = \frac{7,5}{1(2 * 9,81 * 3)^{0.5}} = 0,97m^2$$

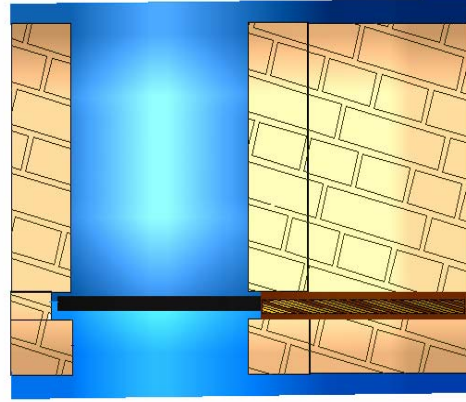
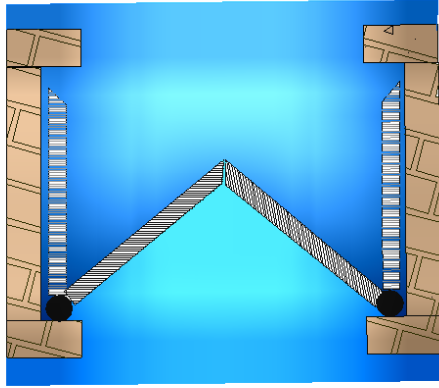
Donde  $A = 0.97m^2$  es el área de apertura mínima de la esclusa, figura 65, la cual cambia a medida de que va variando la diferencia de nivel del agua. Además,  $C_d$  es el coeficiente de descarga que es aproximadamente 1, y  $H$  es la diferencia entre el nivel del agua dada por la compuerta oscilante.



*Figura 65. Compuerta levadiza vertical*

### **3.2.10 Compuerta de esclusa**

Las compuertas de esclusa están diseñadas para verter el agua del nivel alto al bajo y tienen que resistir la fuerza del diferencial que existe entre el agua del embalse y el agua del mar, típicamente sobre  $2/3$  del rango de la marea. Este proceso ocurre cuando el bombeo o las condiciones naturales afecten el llenado normal del embalse. Para este fenómeno se tiene una compuerta unidireccional conocida como Compuerta de Inglete, figura 66.



*Figura 66. Compuerta de inglete*      *Figura 67. Compuerta de avance*

También se puede utilizar la compuerta de Avance, figura 67, esta es mejor debido a que puede funcionar en cualquier dirección. Por lo tanto, es más conveniente el empleo de esta.

### **3.2.11 Parámetros**

Entre los parámetros característicos de los equipos empleados en una central mareomotriz, se destacan los siguientes:

- a) La elección del diámetro del rodete que fija la escala y dimensiones de la obra civil de la instalación
  
- b) Las alturas netas tienen que ser iguales a la altura mínima necesaria para obtener la potencia nominal, teniendo que satisfacer incluso a las pequeñas mareas.

Estos dos parámetros condicionan la velocidad de rotación del grupo y, por lo tanto, las dimensiones del alternador.

Como los lugares apropiados para la instalación de este tipo de turbinas están caracterizados por unas amplitudes de marea con un máximo de 13 a 18 metros, el funcionamiento a baja altura de carga influye notoriamente sobre la generación de energía; las disposiciones posibles que intentan paliar este problema pueden ser:

a) La utilización de un multiplicador de velocidad colocado entre el rodete y el alternador, que le permita girar más deprisa, al tiempo que reduce su diámetro y, por tanto, el tamaño del Bulbo que condiciona al grupo. Su empleo permite la utilización de un alternador de mayor rendimiento y de precio más bajo, rentabilizando las instalaciones de baja amplitud de marea, de gran interés para las centrales mareomotrices.

b) El funcionamiento de los grupos a velocidad variable utilizando convertidores estáticos de frecuencia a potencia total o a potencia nominal, que permitan el desembrague automático del alternador cuando la velocidad pase de un umbral prefijado, limitando la velocidad de embalamiento del alternador.

#### **4. POTENCIAL ENÉRGICO A PARTIR DE LA POTENCIA DE LAS OLAS**

En este capítulo se analizan las posibilidades con las que cuenta Colombia para implementar centrales mareomotrices, basándose en la utilización de la potencia de las olas. La selección de zonas aptas para aprovechar la potencia de olas se realiza mediante un procedimiento similar al aprovechamiento de mareas. Se localizan zonas favorables para la producción de energía por medio de olas y en una etapa posterior, se determina la tecnología adecuada para el máximo aprovechamiento posible en cada zona.

El primer paso para seleccionar lugares aptos, consiste en aprovechar zonas que posean valores de potencia liberada del orden o superiores a los 20 a 70 kW/m de frente de ola [18].

Para el cual se tiene el esquema de la figura 68, donde se muestra el comportamiento de las olas en el año 2005 en la zona del mar Caribe.

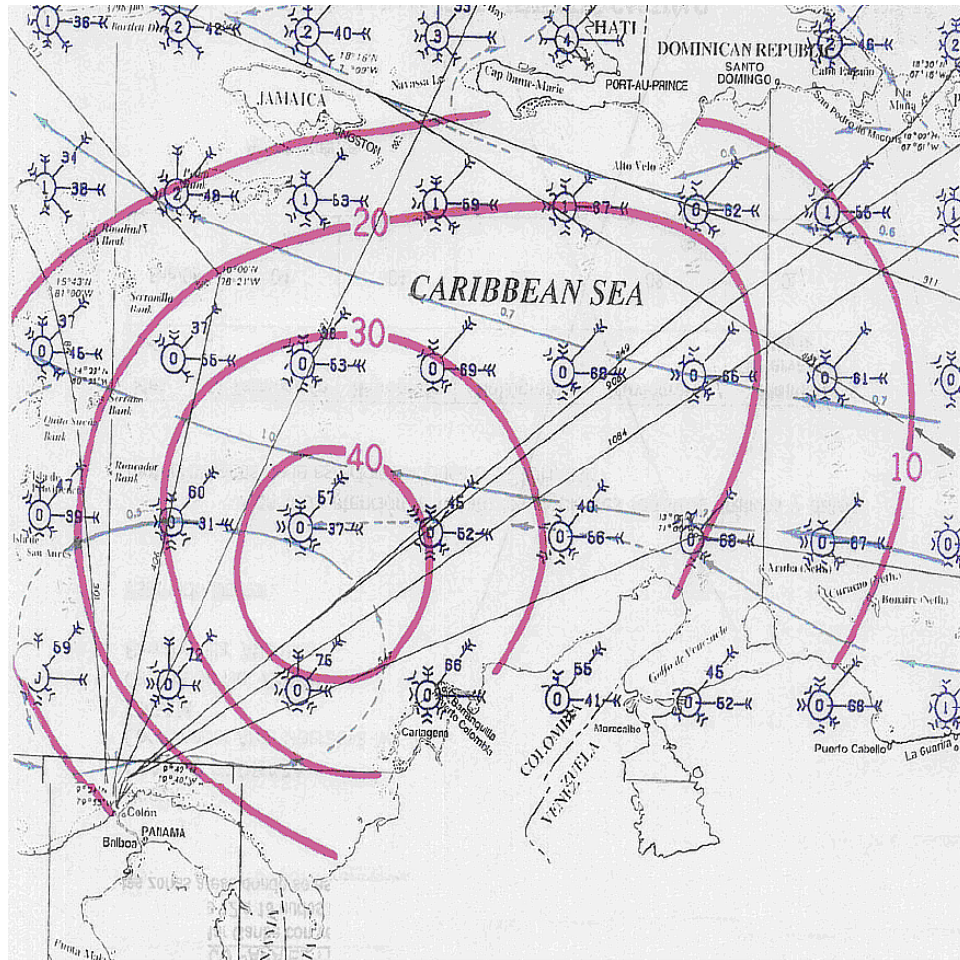




Figura 68. Condiciones oceánicas en el año 2005.

Corrientes: las flechas sobre el mapa son aproximaciones a la dirección prevaleciente; el grosor de las flechas indica el porcentaje promedio así:

- Sobre el 50% 
- Entre 25 y 50% 
- Bajo el 25% 

El número sobre las flechas indica el porcentaje de velocidad en nudos.

Oleaje: las líneas  indican altura de las olas; el número entre ellas indica el porcentaje de frecuencia de las olas de altura igual o menor a 12,19 m. La rosa de oleaje, muestra la distribución de los vientos que prevalecen en el área sobre un considerable periodo de tiempo. El número en el círculo central indica el porcentaje de calmas, figura 63.

Con base en la información del CIOH, ver anexo C y los requerimientos para la generación a partir de olas en la costa Atlántica se seleccionan las siguientes zonas:

- Tierra Bomba e islas aledañas.
- Vía del mar (cerca de Barranquilla).
- Las islas de San Bernardo.

Teniendo en cuenta los lugares óptimos, se presenta un mapa, figura 69, en donde se encuentran posibles lugares para la obtención de energía eléctrica por medio de la utilización adecuada de los fenómenos marinos como las olas utilizando diferentes tecnologías que se encuentran en el mercado mundial.



Figura 69. Mapa mareomotriz de la costa Atlántica de Colombia.

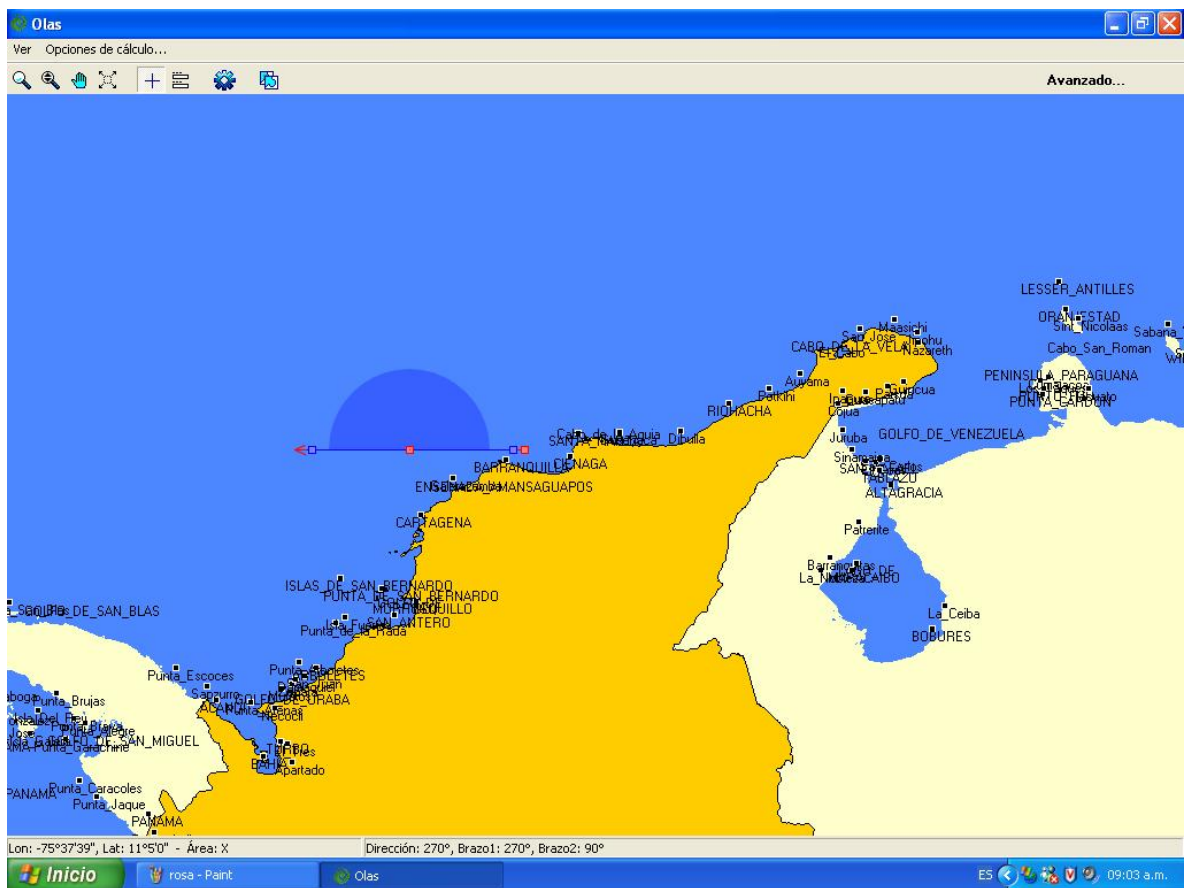
El segundo paso consiste en seleccionar sistemas adecuados para las zonas planteadas, existen dos tipos de dispositivos, los fijos y los flotantes; estos últimos poseen la ventaja de no verse afectados por las amplitudes altas de la marea.

Para que una zona resulte apta para la instalación de un sistema fijo, debe de tener una amplitud de marea media menor que 1m de lo contrario el rendimiento sería insignificante. En cambio los sistemas flotantes pueden ser adaptados a cualquier costa ya que no dependen de las variaciones de marea.

A continuación se analizará cada sitio y se determinará un sistema apto acorde a las condiciones naturales.

#### 4.1 TIERRA BOMBA E ISLAS ALEDAÑAS

En la figura 70, se observa la zona en donde fueron tomadas las muestras de las características de las olas.



*Figura 70. Área de muestro de datos de Altura y periodo de las olas para Cartagena y sus aledaños.*

### 4.1.1 Dirección de las olas

La rosa de vientos, figura 71, define la dirección de los vientos, además las direcciones provenientes de las olas:

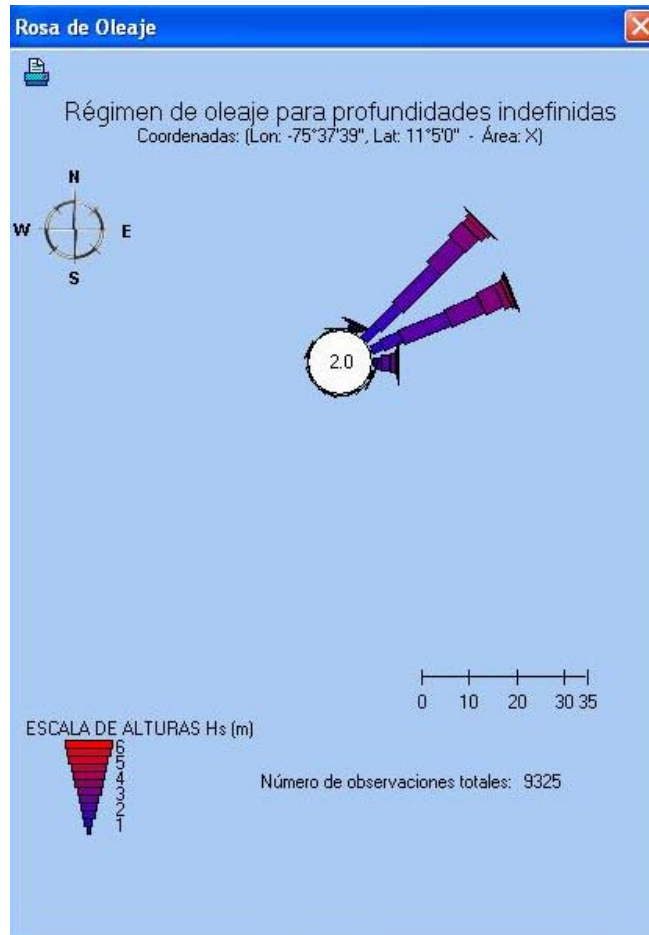


Figura 71. Rosa de oleaje para la región de Cartagena y sus alrededores.

### 4.1.2 Potencia

El comportamiento local de las olas se puede describir mediante el espectro direccional completo del estado del mar, que no es más que la función de densidad de probabilidad de la distribución del espectro de energía  $S(w,\theta)$  en

función de la dirección  $\theta$  y la frecuencia  $w$ . La potencia del oleaje real depende, por lo tanto, de una serie de factores como la frecuencia  $w$  de las olas, su dirección  $\theta$ , y la profundidad  $h$  del mar, viniendo dada por la expresión (4.15) [22]:

$$N_L = \gamma \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} c_g(w, h) S(w, \theta) dw d\theta \quad (4.15)$$

La potencia en aguas profundas  $h > \frac{\lambda}{2}$ , esta dada por la ecuación (4.16):

$$N_L = \gamma \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} \frac{g}{4\pi w} S(w, \theta) dw d\theta = \frac{\rho g^2}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} \frac{S(w, \theta)}{w} dw d\theta \quad (4.16)$$

Si se define el enésimo momento, o momento espectral de orden  $n$  de la distribución de energía direccional  $m_{(n)}$ , como (4.17):

$$m_{(n)} = \gamma \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} w^n S(w, \theta) dw d\theta \quad (4.17)$$

La expresión de la energía esta definida por la ecuación (4.18):

$$N_L = \frac{\rho g^2}{4\pi} m_{(-1)} \quad (4.18)$$

Y en el supuesto en que la distribución de las alturas de las olas sea de tipo Rayleigh, la altura de la ola significativa  $H_s$  viene dada por la ecuación (4.19):

$$H_s = 4\sqrt{m_{(0)}} \quad (4.19)$$

Y la potencia del frente de ola de anchura unidad, para olas no regulares, mediante un cálculo que omitimos, viene expresada por la ecuación (4.20):

$$N_L = AH_s^2 T_z \frac{kW}{m} \quad (4.20)$$

En la que:

**A** es una constante, donde los valores oscilan entre 0,44 y 0,59 dependiendo de la densidad de probabilidad de la distribución de energía empleada y del período.

**H<sub>s</sub>** es la altura de la ola significativa, la cual se toma como la media del tercio de las olas mayores, figura 72.

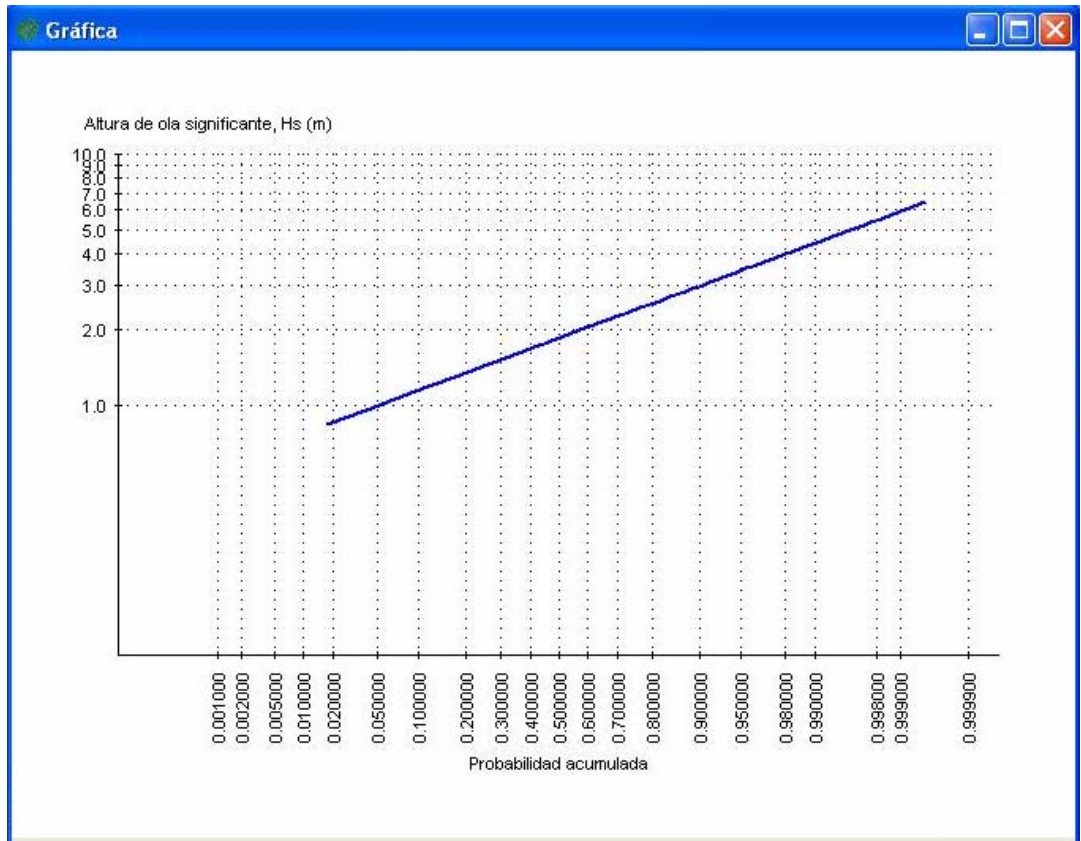


Figura 72. Altura de ola en la zona de Cartagena.

$T_z$  es el período o tiempo de paso de dos olas consecutivas por una línea imaginaria a la mitad de la distancia entre la cresta y el valle, se calcula en el 76% del periodo pico ( $T_p$ ), figura 73, que es el período del pico de la distribución de frecuencias:  $T_p = 1/w_p$

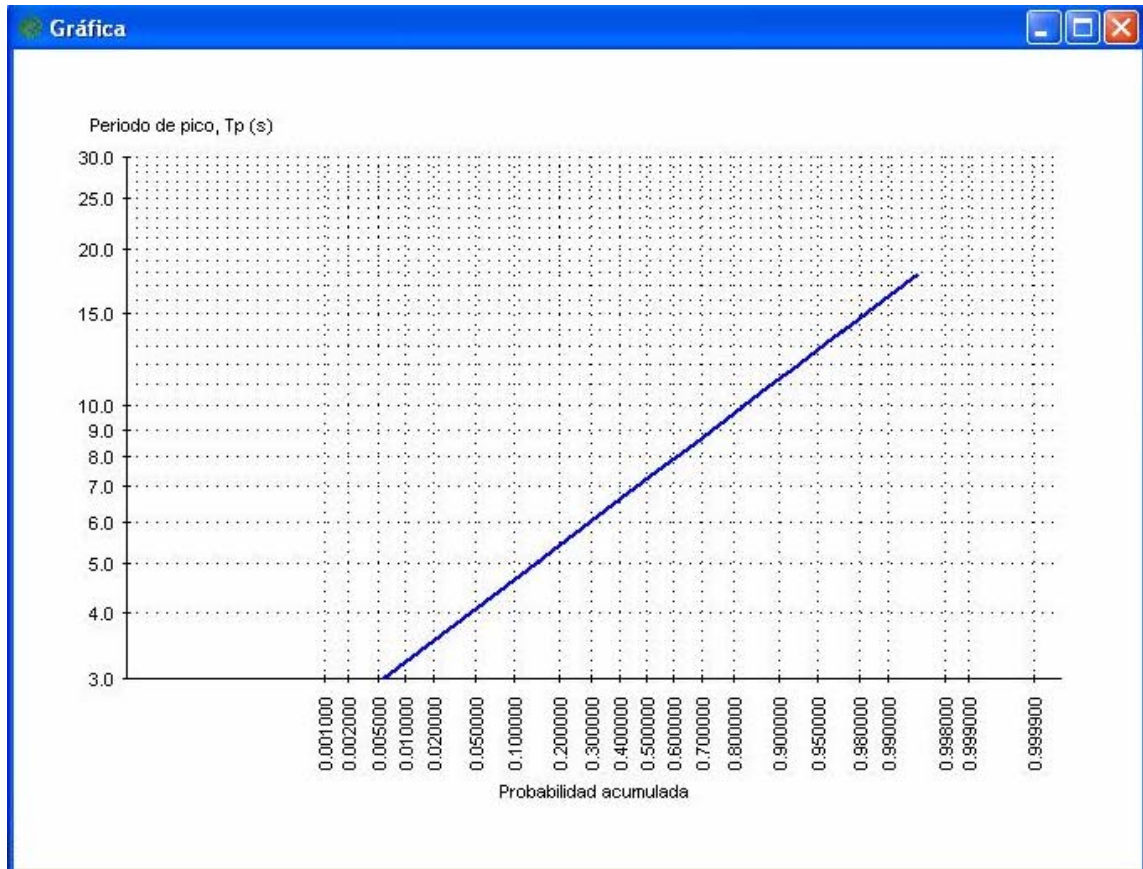


Figura 73. Periodo pico ( $T_p$ ) de las olas en la zona de Cartagena.

Por lo que una expresión general que permite determinar la potencia para trenes de olas no regulares, podría ser de la forma de la ecuación (4.21):

$$N_L = 0.549 H_s^2 T_z \frac{kW}{m} \quad (4.21)$$

En aguas profundas ( $h > \lambda / 2$ ) se tiene la ecuación (4.22):

$$N_L = \frac{\rho g^2 H_s^2 T_z}{64\pi} \quad (4.22)$$

Teniendo  $\rho=1,035 \text{ gr/cm}^3$   $H_s= 2,17\text{m}$   $T_z= 10 \text{ s}$ .

Reemplazando en (4.22), se tiene:

$$N_L = 25,77 \frac{kW}{m}$$

Por lo tanto se tiene la tabla de oleaje, tabla 4, para las direcciones más significativas de la rosa, y sus potencias, figura 74:

CARTAGENA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	2,27	6,80	10,00	18,00	25,41	
NORESTE ESTE	2,00	6,00	10,00	16,00	19,78	
ESTE	1,90	5,70	10,00	18,00	17,85	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*Tabla 4. Características del oleaje en el área de Cartagena.*

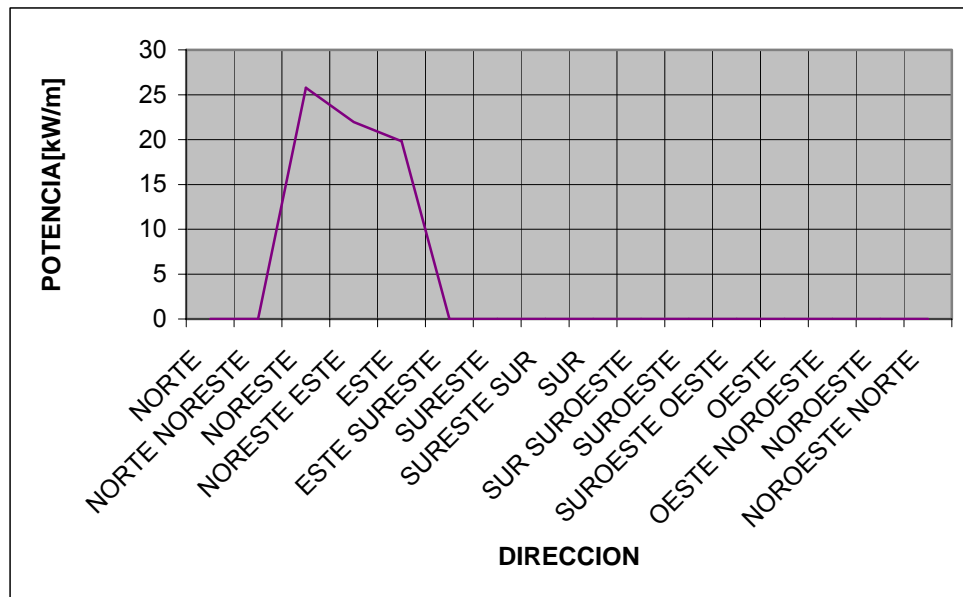


Figura 74. Potencia de las olas en la zona de Cartagena.

Las muestras en la zona de influencia se obtuvieron mediante el programa Olas suministrado por el CIOH.

Se debe tener en cuenta que para caracterizar la zona se toma la dirección más significativa que en este caso es la dirección Noreste, como se muestra en la tabla 4, por lo tanto, se pueden aprovechar las potencias de 25,41 kW/m de cresta de ola.

Se debe utilizar en esta zona una estructura articulada semisumergida llamada pelamis de secciones cilíndricas (tuberías) que están enlazadas. Este sistema explicado en el capítulo 2, es similar a una turbina de viento, excepto por su posición baja y horizontal, lo que la hace menos visible. Incluso la cantidad de energía generada es de la misma magnitud que una turbina de viento [23].

Este sistema permite el fácil traslado y mantenimiento, figura 75, por lo tanto no se necesitan buzos especialistas debido a que este sistema está diseñado para que

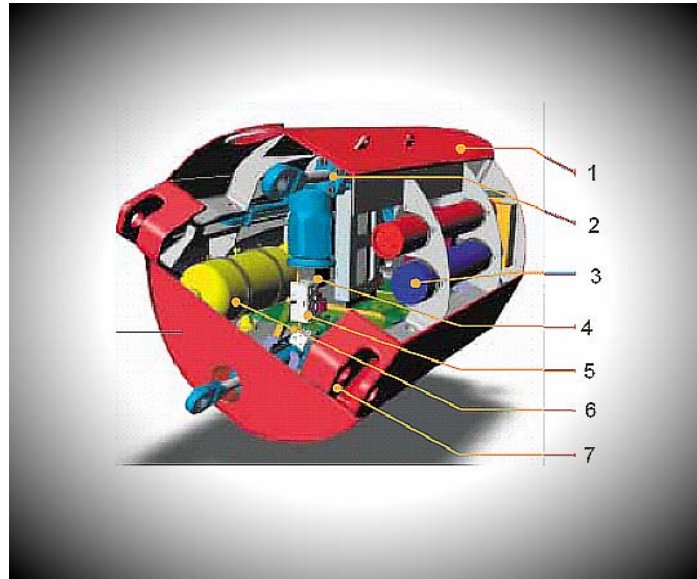
se realicen todas las actividades de mantenimiento en dispositivos adaptados como muelles (barcos). Además, es un sistema de funcionamiento comprobado en el mundo [23].



*Figura 75. Transporte del pelamis a su ubicación final.*

El estudio se realiza con pelamis que contienen tres módulos de conversión, cada uno de 250 kW. Cada modulo contiene un sistema de generación electro hidráulico completo.

Todo los componentes son modulares, figura 76, y pueden ser instalados y removidos con pequeñas grúas.



*Figura 71. Componentes modulares del pelamis*

1. La oscilación (el eje vertical) la junta de la bisagra.
2. El pistón hidráulico.
3. Los acumuladores de alta presión.
4. Motor/Generador.
5. Distribuidor.
6. El depósito de presión.
7. El esfuerzo para levantar (el eje horizontal) la junta de bisagra.

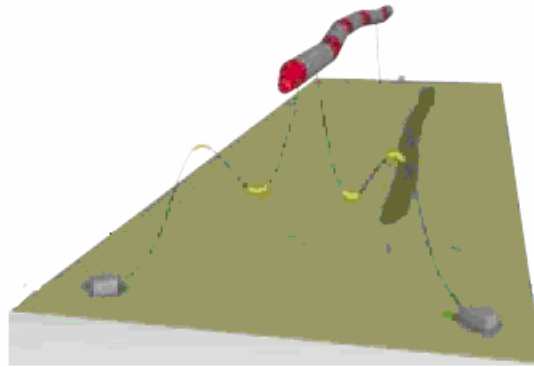
#### 4.1.3 Características principales del pelamis.

<b>ESTRUCTURA</b>	
Longitud	150m global
Diámetro	3,5 m
Peso	700 toneladas (incluso el balasto)
Proa	5 m largo, de forma cónica
Potencia de salida	3 unidades de conversión de poder independientes

<b>POTENCIA DE LA UNIDAD DE CONVERSIÓN</b>	
Potencia de salida	4 x pistones hidráulicos (2 esfuerzo para levantar, 2 oscilación)
Velocidad de los pistones	0–0,1m/s
Alisado/almacenamiento	Acumuladores de presión de alto rendimiento.
Presión activa	100–350 Bar
Poder de conversión	2 motores del desplazamiento con velocidad variable
Generador	2 x 157kVA / 125kW
Velocidad	1500rpm

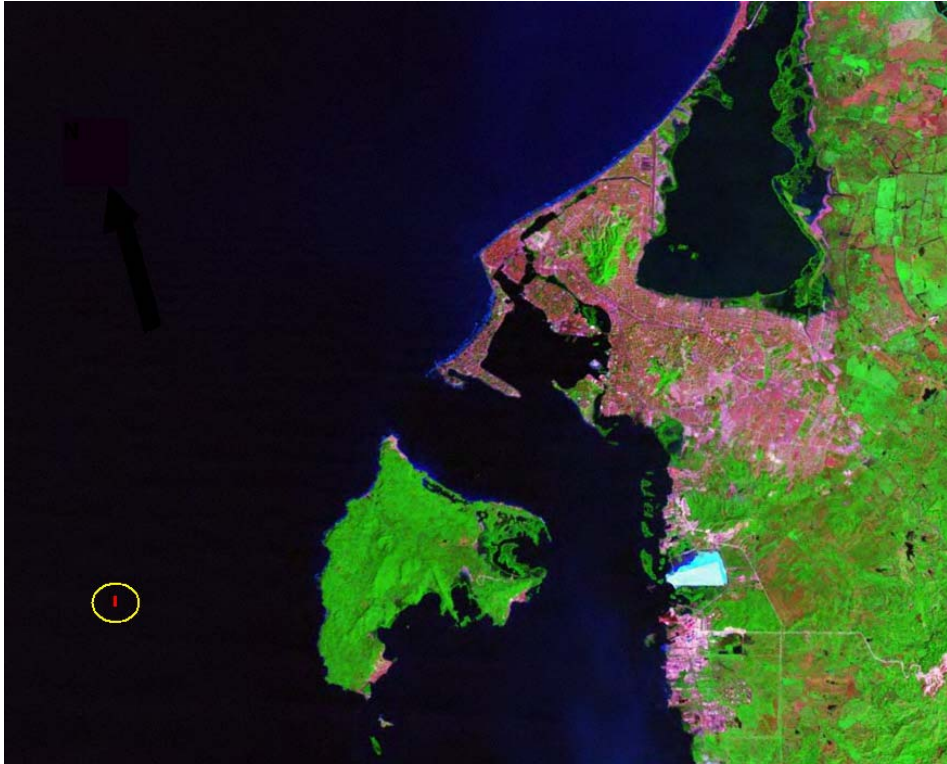
<b>POTENCIA</b>	
Potencia total del Pelamis	750kW
Rendimiento	2.7GWh anual
Potencia nominal de la ola	20 – 60 kW/m
Potencia hidrostática máxima	6–7m altura de la ola
Tipo de generador	Asíncrono
Tensión del sistema	3-fase de, 415/690 Vac 60Hz,
Transformador	950kVA, 11kV o 33kV

<b>AMARRE DEL SITIO (Figura 77)</b>	
Profundidad	>50m
Distancia	4.5 km
Sistema de amarre	Amarre al lecho marino, y flotadores



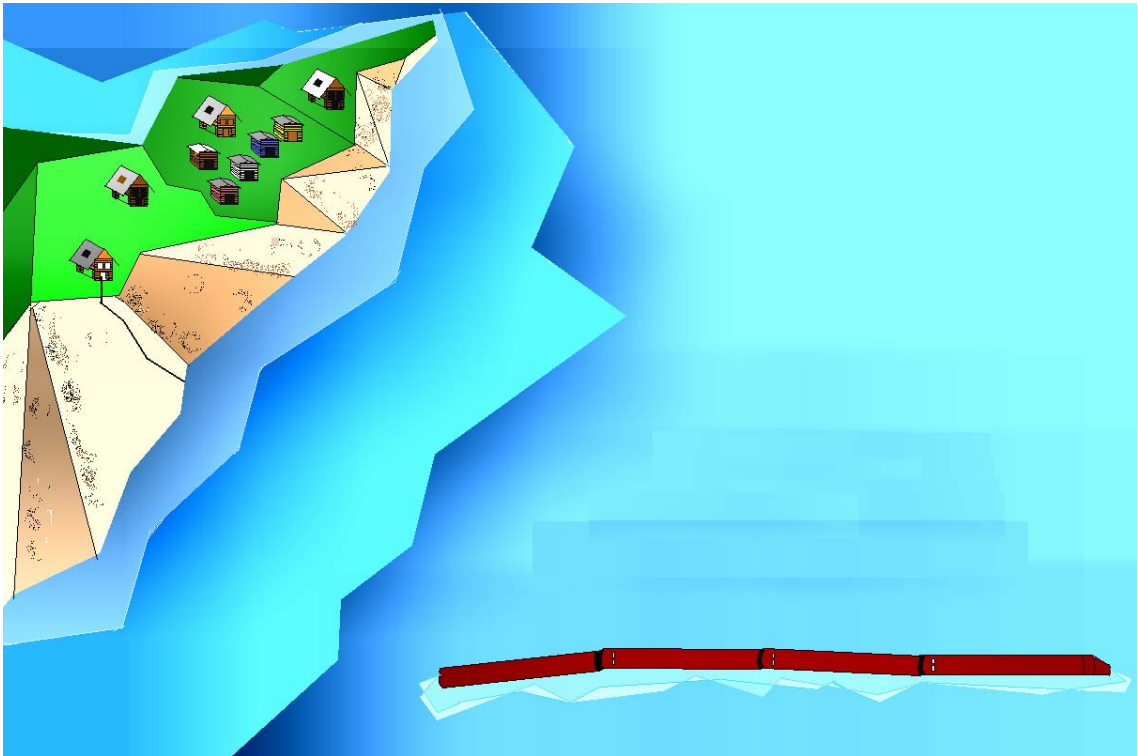
*Figura 77. Amarre de la ubicación final del pelamis.*

Para una mayor descripción del dispositivo, se presenta la posible ubicación de éste en la figura 78.



*Figura 78. Ubicación del Pelamis a 4,5 km de la tierra en el mapa satelital (Tierra Bomba, Bolívar). Escala 1: 1122.*

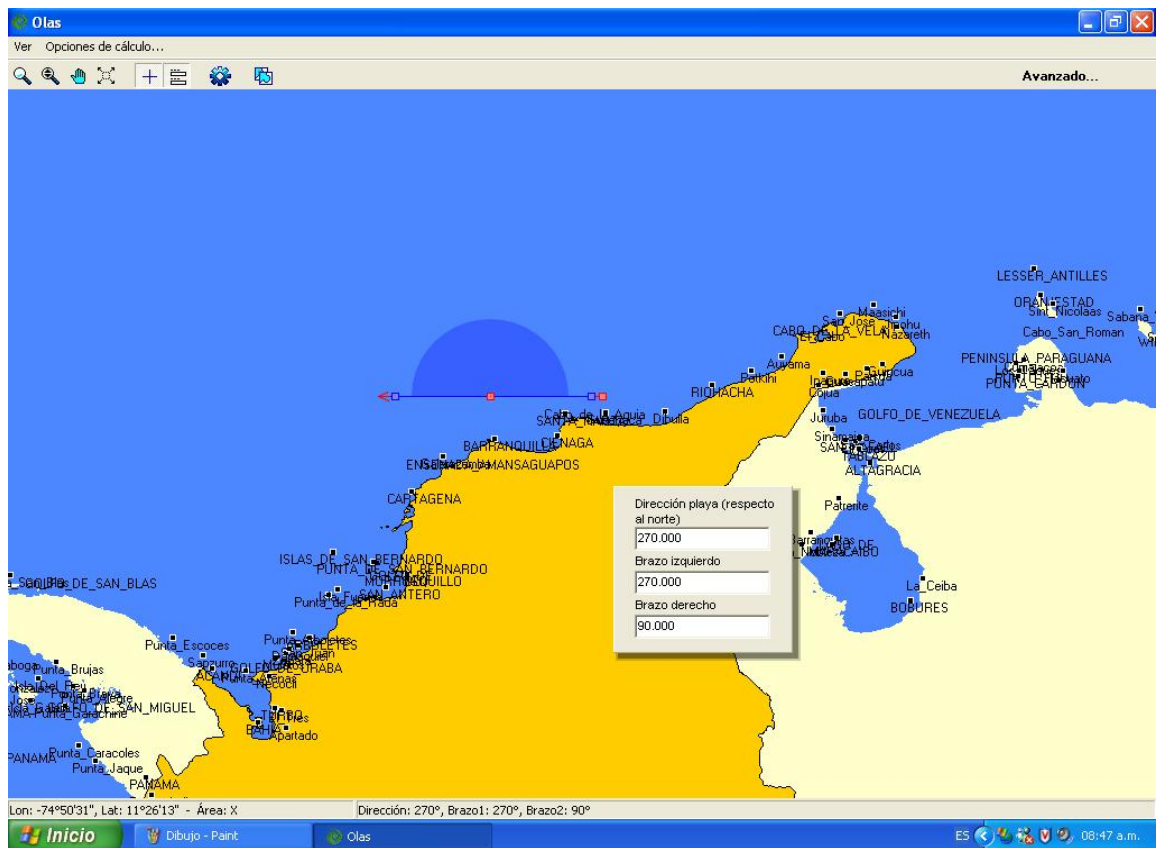
Al ser un totalizador, el pelamis debe estar posicionado perpendicularmente al frente de la ola, presentando una apariencia que se puede observar en la figura 79.



*Figura 79. Apariencia final del montaje del pelamis en Tierra Bomba.*

## 4.2 VÍA DEL MAR (BARRANQUILLA)

En la figura 80, se observa la zona en donde fueron tomadas las muestras de las características de las olas.



*Figura 80. Área de muestreo de datos de altura y periodo de las olas para Barranquilla y sus alrededores.*

### 4.2.1 Dirección de las olas

La rosa de vientos, muestra que en la dirección noreste este, se presenta la ola de mayor altura, figura 81:

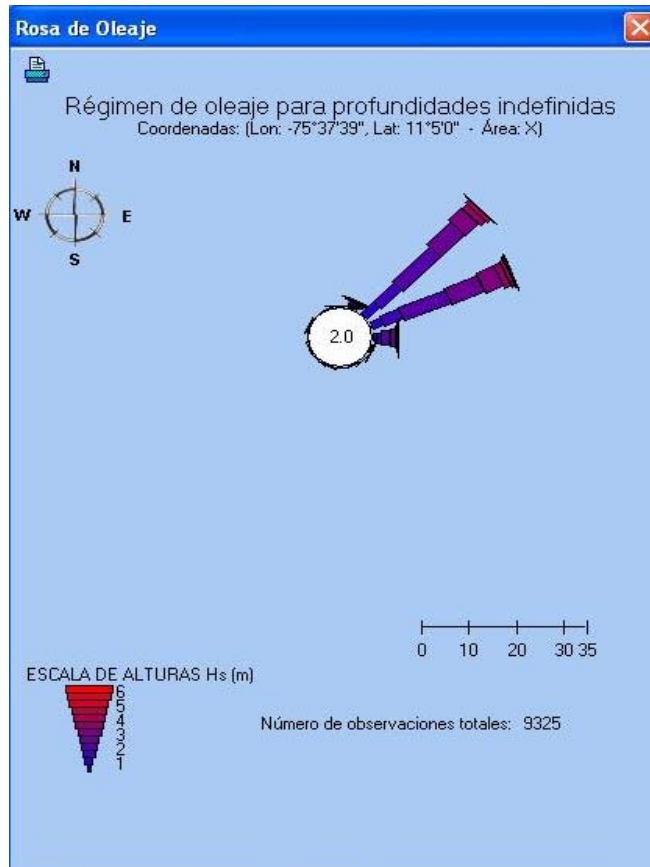


Figura 81. Rosa de oleaje para la región de la vía del mar.

#### 4.2.2 Potencia

Los cálculos de potencia, figura 82, se realizan empleando la ecuación (3.21), y se presentan en la tabla 5:

BARRANQUILLA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	2,00	6,00	10,00	18,00	21,96	
NORESTE ESTE	2,17	6,50	9,50	18,00	24,48	
ESTE	1,67	5,00	9,00	18,00	13,73	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabla 5. Características del oleaje en el área de Barranquilla.

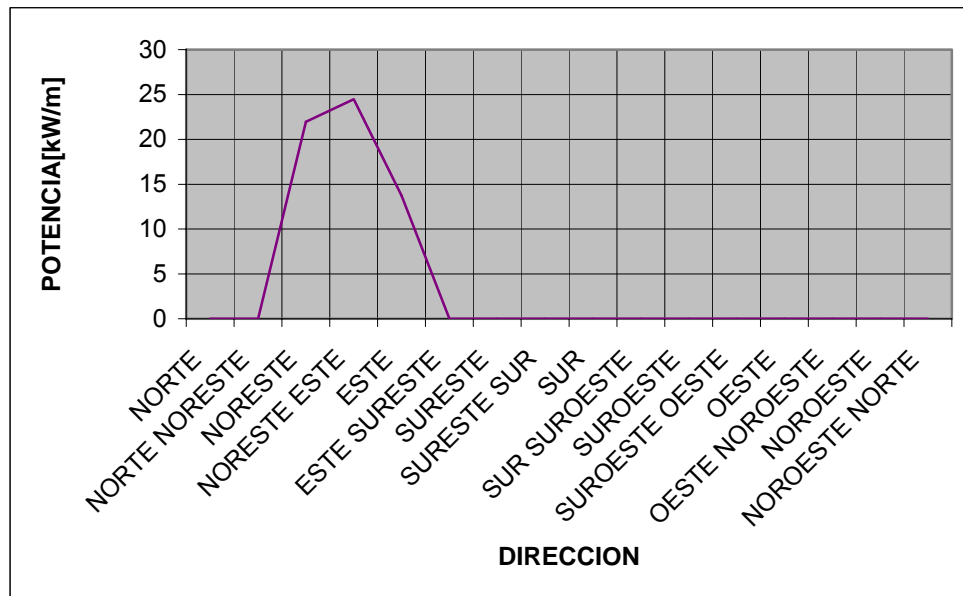


Figura 82. Potencia de las olas en la zona de Barranquilla

Sin embargo, los desniveles de mareas inferiores a 5 metros, anexos 1, y un flujo de energía del orden de 24.48 kW/m de media anual que se registra en este sector, tabla 5, hacen factible el aprovechamiento de la energía de las olas mediante tecnología OWC.

### 4.2.3 Características principales del sistema OWC

Se realiza el análisis con un sistema OWC (Columna de agua Oscilante), figura 83, el cual se ubica en un dique construido artificialmente que consta de dos funciones, la primera es albergar los dispositivos necesarios para la obtención de energía eléctrica y la segunda evitar el problema de erosión que se presenta por el alto oleaje.

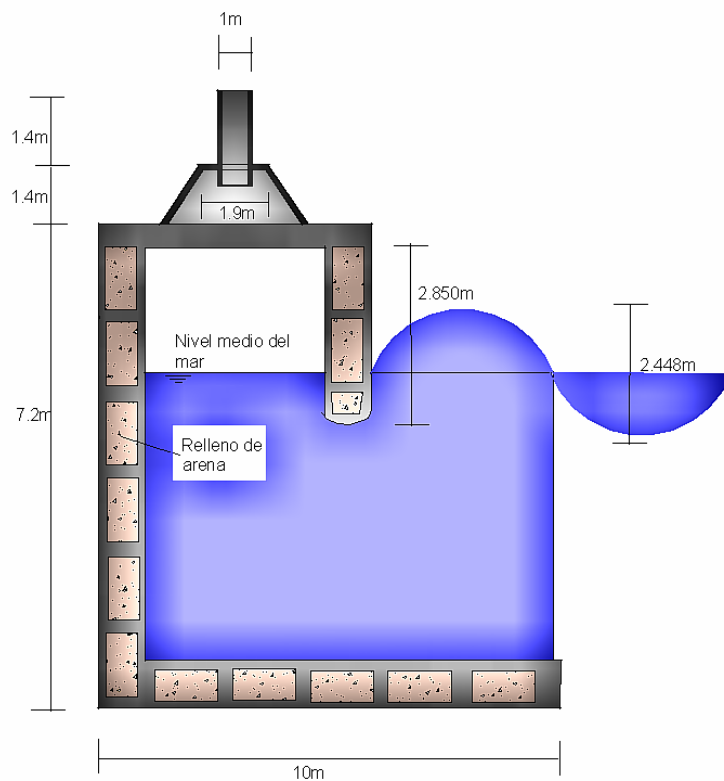


Figura 83. OWC con las medidas utilizadas.

Su funcionamiento está basado en la amplificación de la oscilación del agua, su potencia generada es máxima cuando la frecuencia natural del OWC coincide con la frecuencia de la ola. En el funcionamiento de un OWC neumático, la columna de

agua dentro de un tubo fijo está en resonancia con una ola de frecuencia determinada por la ecuación (4.23):

$$f = \frac{W_c}{2\pi} = \frac{1}{T_c} + \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{g}{L + L^*}} \quad (4.23)$$

$$f = \frac{1}{9.5} + \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{9.81}{2.850 + 1.55}} = 0.34 \text{ Hz}$$

$$W_c = 2\pi f = 2 * \pi * 0.34 = 2.13 \text{ Rad / s}$$

Siendo  $L$  la longitud de la columna, y  $L^*$  la longitud debida a la masa adicional. En estado de resonancia, el agua oscila dentro de la columna con una amplitud ( $H^*/2 > H/2$ ) siendo  $H$  la altura de la ola y  $H^*$  la altura debido al encerramiento. Como la columna de agua actúa como un pistón, origina la oscilación del aire situado por encima del nivel del agua.

El desplazamiento medio del agua en la columna (4.24), figura 84, la velocidad del aire desplazado (4.25), figura 85, y la aceleración del flujo (4.26), figura 86, son:

$$y = \frac{H^*}{2} \cos(Wt) \quad (4.24)$$

$$y = \frac{2.6}{2} \cos(2.13t) = 1.3 \cos(2.13t) \text{ m}$$

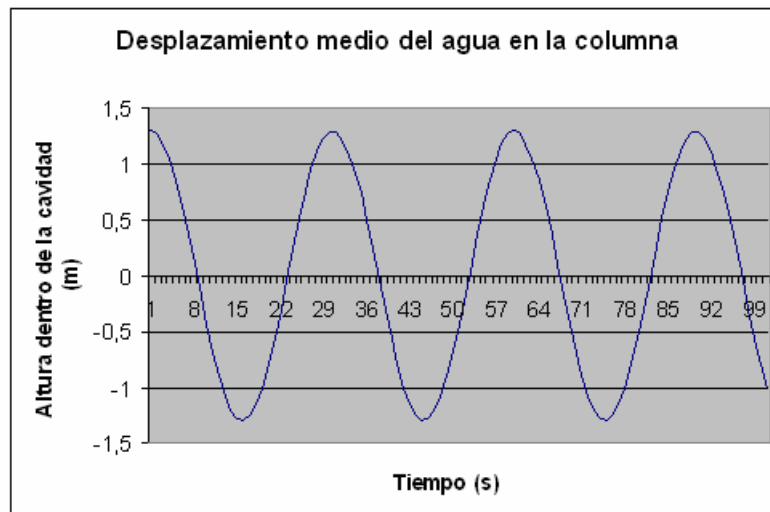


Figura 84. Desplazamiento medio del agua en la columna Vs. Tiempo.

$$v = \frac{dy}{dt} = -\frac{wH^*}{2} \text{sen}(Wt) \quad (4.25)$$

$$v = \frac{-2.13 * 2.6}{2} \text{sen}(2.13t) = -2.769 \text{sen}(2.13t) \text{ m/s}$$

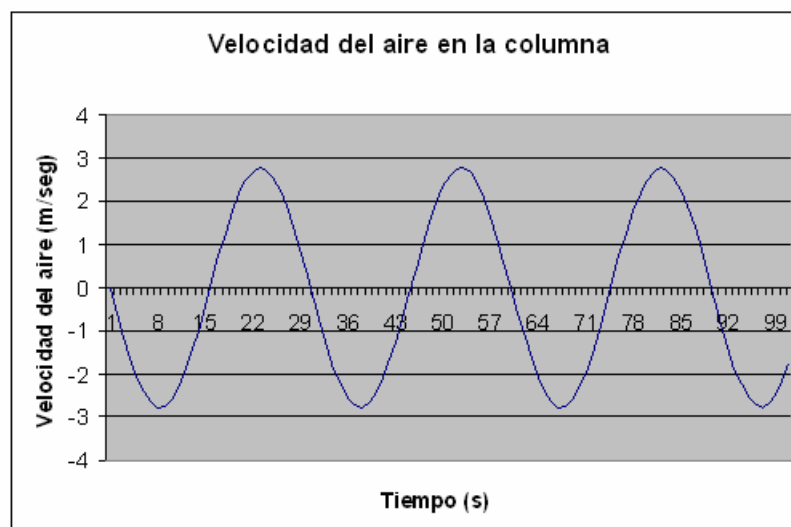


Figura 85. Velocidad del aire en la columna Vs. Tiempo.

$$a = \frac{d^2 y}{dt^2} = -W^2 y \quad (4.26)$$

$$a = -2.3^2 * \frac{2.6}{2} \cos(2.13t) = -6.887 \cos(2.13t) \text{ m/s}^2$$

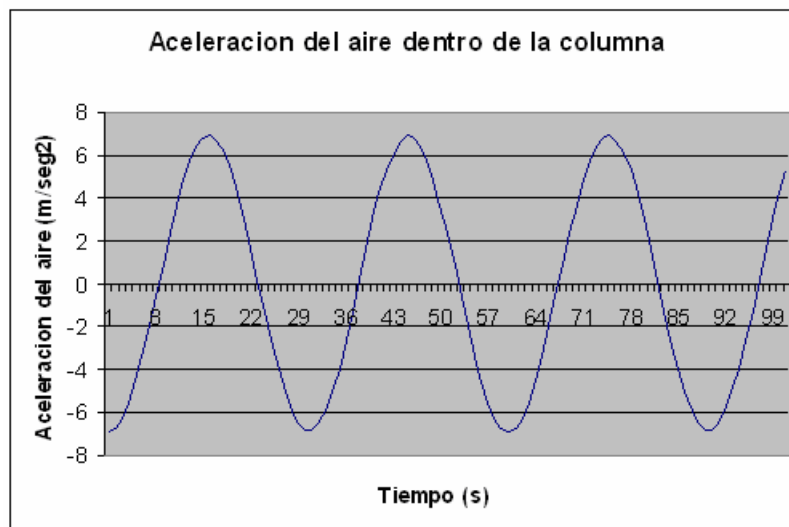


Figura 86. Aceleración del aire en la columna Vs. Tiempo.

y teniendo en cuenta la ecuación de continuidad, y suponiendo que el aire es incompresible, la velocidad en la abertura (4.27), figura 87, es:

$$v_a = \frac{v_c \Omega_c}{\Omega_a} \quad (4.27)$$

Teniendo el área de la columna  $\Omega_c = 20\text{m}^2$  y el área de la abertura  $\Omega_a = 0.78\text{m}^2$ , se reemplaza en la ecuación (3.27) se tiene:

$$V_a = -\frac{20}{0.78} * 2.769 \text{sen}(2.13t) = -70.4 \text{sen}(2.13t) \text{ m/s}$$

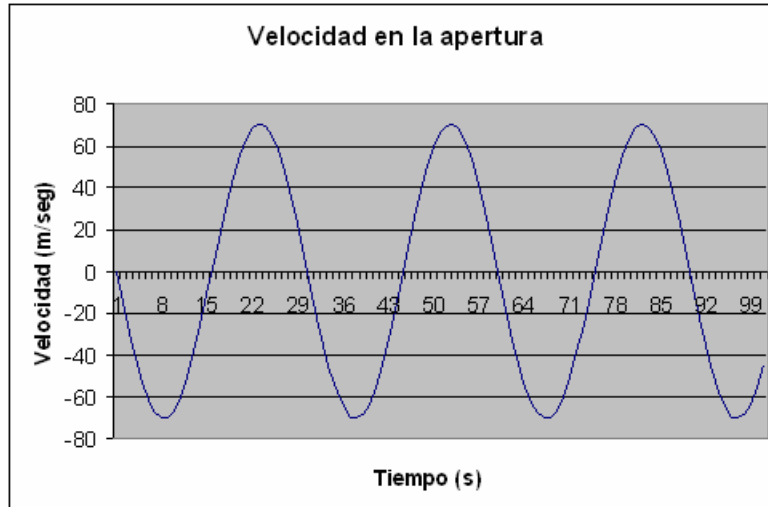


Figura 87. Velocidad específica del aire en la apertura Vs. Tiempo.

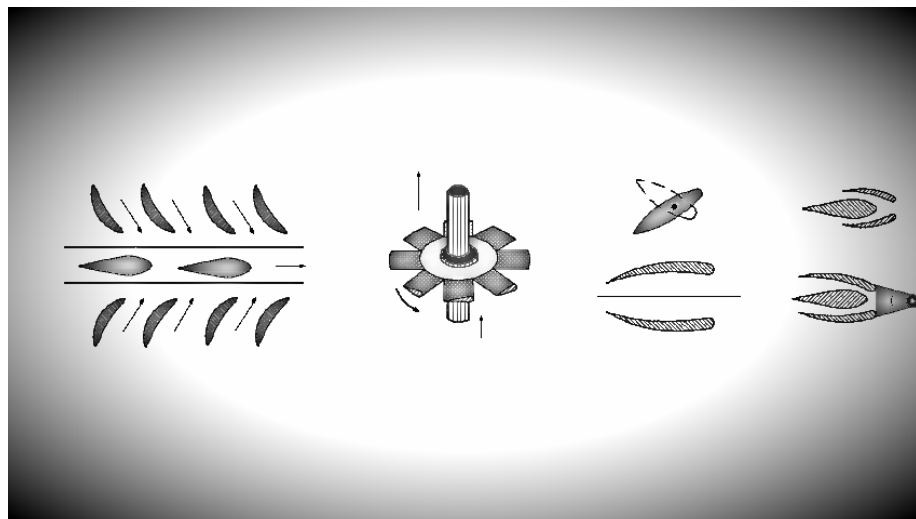
Teniendo el valor pico de velocidad específica en el rodete de 70.4 m/s, tenemos una potencia de salida de la turbina de 300kW [24], esta potencia se obtiene a partir de las especificaciones de la turbina Francis que opera en un solo sentido si no tiene rectificador de flujo de aire, por lo tanto, se utiliza turbinas Wells que presentan las mismas características de potencia, pero con un funcionamiento en los dos sentidos del flujo de aire. A continuación se describen las principales partes del dispositivo OWC que se emplea en el estudio.

#### 4.2.4 Turbina Wells

Las turbinas Wells, figura 88, consta de un disco giratorio de alta velocidad con múltiples paletas simétricas de plano aerodinámico, lo que suministra un dinamismo con una gama de velocidades de operación. Las paletas pueden cambiarse para configuraciones diferentes. El disco gira un eje (libre de deslizarse axialmente dentro de cojinetes de balines). La unidad está suministrada con una

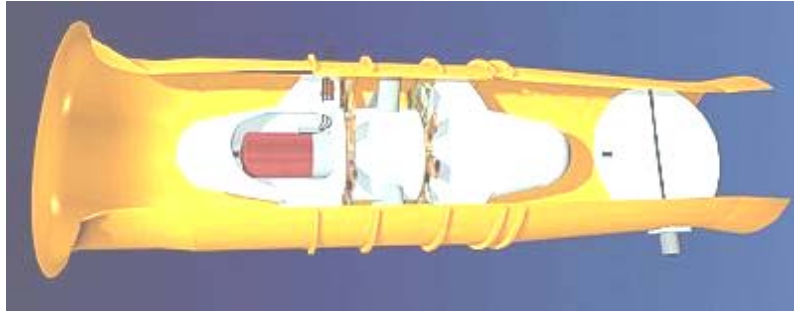
caja de control que muestra la corriente, el voltaje y la velocidad del generador [24].

La turbina gira dentro del canal de aire, cada extremidad se conecta de regreso al reborde juntado, así el aire de admisión puede alinearse alternativamente dentro de cada extremidad del canal. La duración del flujo en cada dirección puede ajustarse, tal cómo el índice de flujo.



*Figura 88. Turbina Wells*

Se utiliza un generador eléctrico asíncrono convencional de corriente alterna (debido a que la turbina Wells rectifica el flujo de aire), figura 89, que depende de las características del oleaje en el tiempo, lo que no implicaría una variabilidad en la potencia generada, por lo tanto, se tiene una conversión mas eficiente de la energía del oleaje a la energía eléctrica.



*Figura 89. Turbo-generador*

#### **4.2.5 Control de velocidad y Tensión en el generador Asíncrono**

El generador se controla para producir una potencia casi constante, esto se realiza variando su velocidad, mientras va aumentando y se va consumiendo la energía de la inercia de acuerdo con el torque de la turbina disponible.

La potencia disponible depende de las condiciones del mar, y se considera constante para los cálculos de está realizados con amplitudes medias de las olas.

Esto significa que el generador debe trabajar a velocidad variable, mientras se va ajustando la velocidad instantánea al torque de la turbina y la velocidad promedio en el punto del funcionamiento óptimo para la potencia disponible.

La tensión del rotor, variable en magnitud y frecuencia, se convierte primero en continua y luego se invierte para producir una onda normalizada a 60 Hz. Colocándose filtros pasivos y activos evitando la inclusión de armónicos a la red. Para esto se requieren rectificadores de 12 pulsos (2 rectificadores en las tres fases), el rotor presenta dos bobinados desplazados  $30^\circ$ , en cada uno de estos se utiliza un rectificador trifásico [25].

La figura 90, muestra el diagrama global del sistema. La tensión del estator es de 400 V, y la tensión del rotor es escogida para tener un valor de desplazamiento  $|s| = 1$ . La tensión máxima es 540 V.

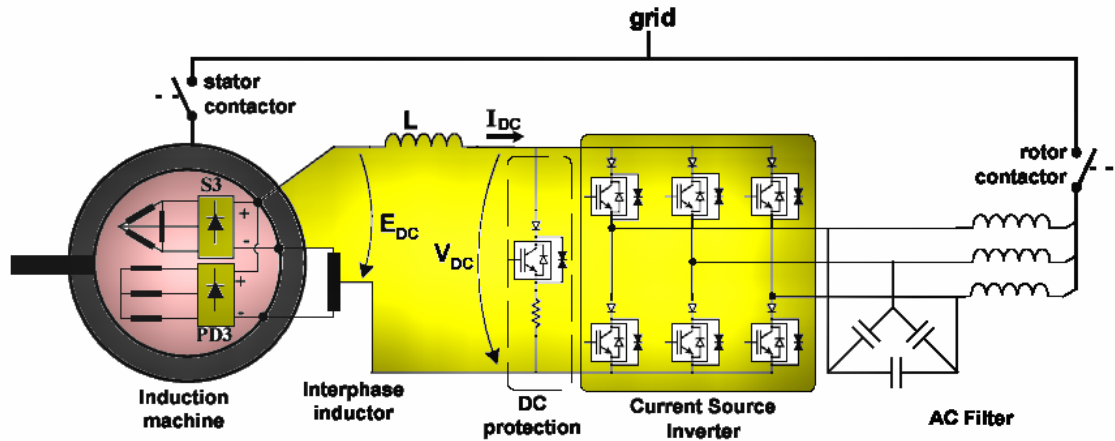


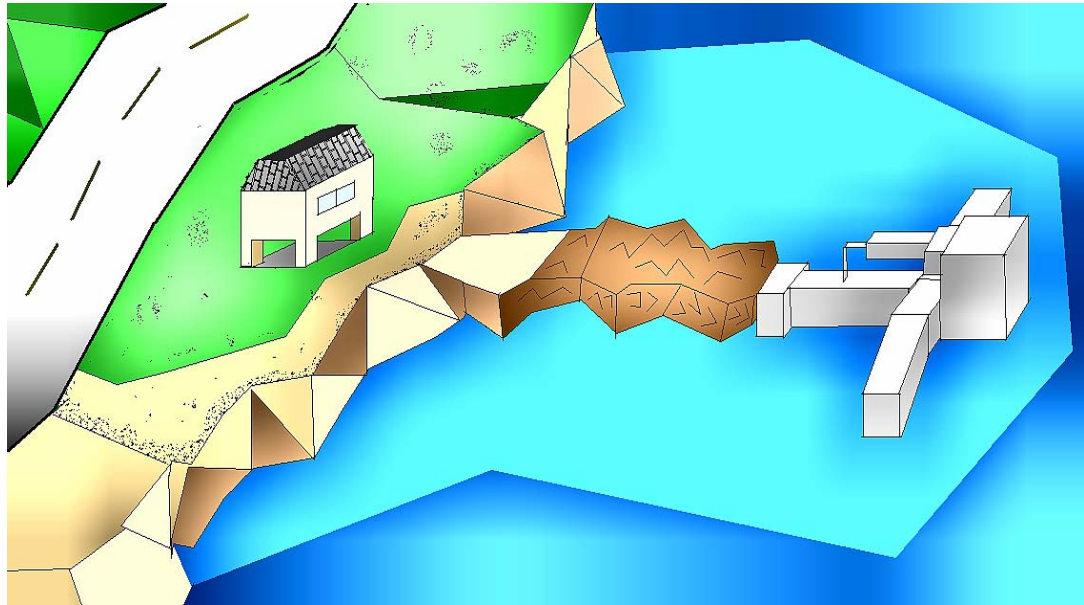
Figura 90. Diagrama general del sistema OWC

Para una mayor descripción del dispositivo, se presenta la posible ubicación de éste en la figura 91.



*Figura 91. Ubicación del OWC en el mapa satelital. Escala 1: 1122*

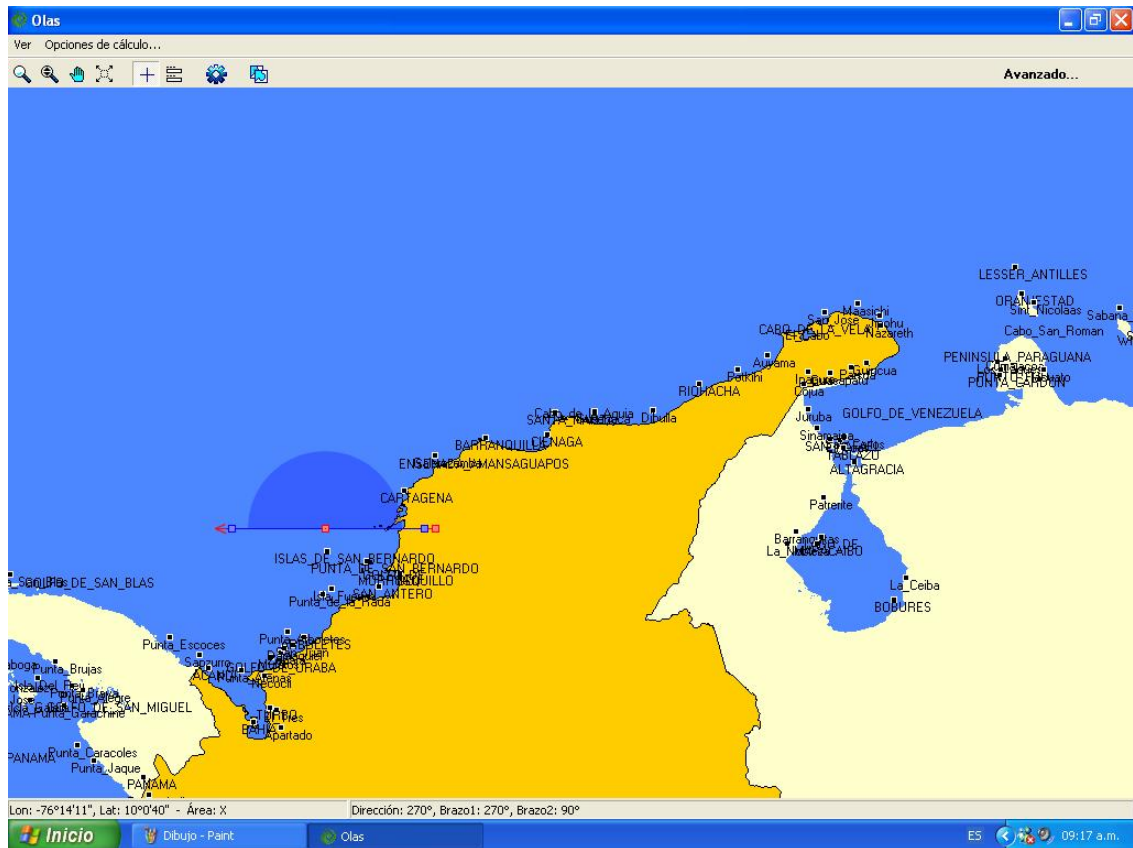
Al ser un dispositivo costero, el OWC debe estar posicionado paralelamente al frente de la ola, presentando una posible apariencia que se puede observar en la figura 92.



*Figura 92. Ubicación final del montaje de la OWC en la vía al mar.*

### 4.3 ISLAS DE SAN BERNARDO

En la figura 93, se observa la zona en donde fueron tomadas las muestras de las características de las olas.



*Figura 93. Lugar donde se tomaron los datos de altura y periodo de las olas para las islas de San Bernardo.*

### 4.3.1 Dirección de las olas

La rosa de vientos, muestra que en la dirección noreste se presenta la ola de mayor altura, figura 94:

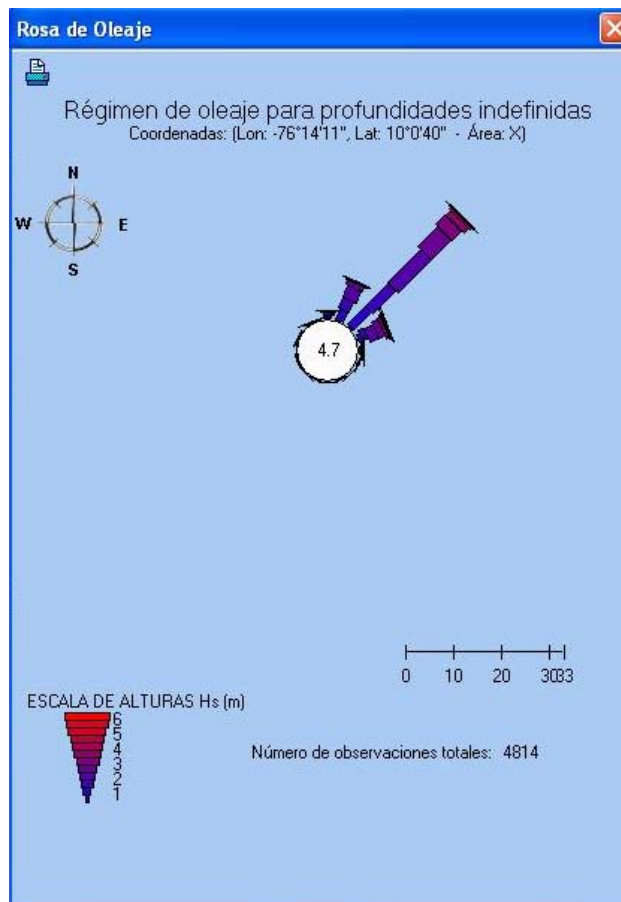


Figura 94. Rosa de oleaje para la región de las islas de San Bernardo.

### 4.3.2 Potencia

Los cálculos de potencia, figura 95, se realizan de la misma forma que se utiliza en la sección 4.1.2 empleando la ecuación (3.22), y los cálculos se presentan en la tabla 6:

SAN BERNARDO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	1,40	4,20	9,00	17,00	8,72	
NORESTE	2,10	6,30	9,50	18,00	20,71	
NORESTE ESTE	1,73	5,20	10,00	18,00	14,85	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabla 6. Características del oleaje en el área de las islas de San Bernardo.

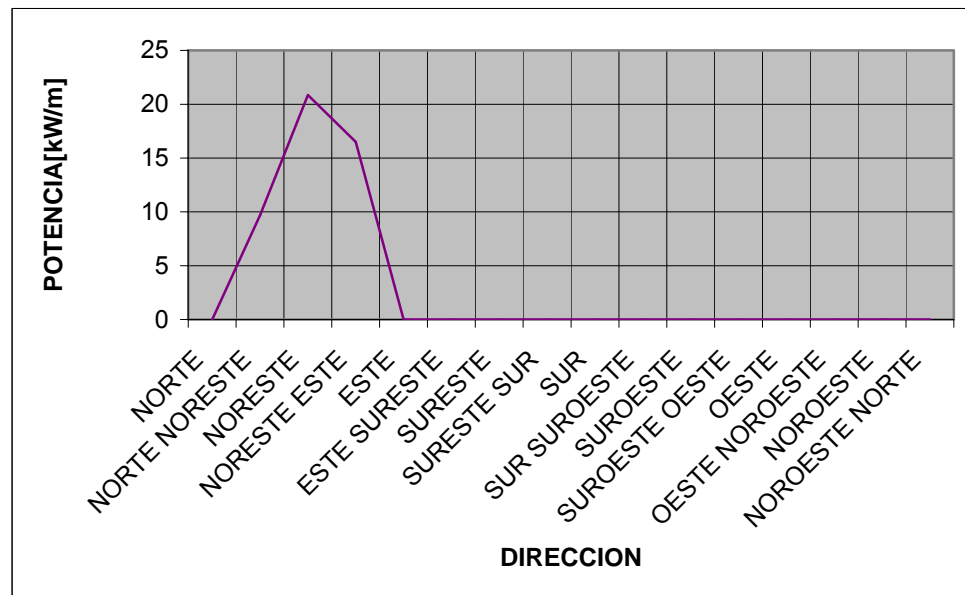


Figura 95. Potencia de las olas en la zona de las islas de San Bernardo.

Se pueden aprovechar potencias en esta zona de 20,71 kW/m de cresta de ola. Por lo tanto, se hace factible el aprovechamiento de la energía de las olas mediante la barcaza OWC.

### 4.3.3 Características principales de la barcaza OWC

En el análisis se emplea una barcaza generadora que consta de turbogeneradores que tienen una velocidad relativa de 100m/s, ecuación (4.27), se debe tener en cuenta que los cálculos de potencia de la barcaza generadora se realizan de manera similar al dispositivo columna oscilante; por lo tanto se tienen potencias iguales de 125 kW cada uno, la potencia total del proyecto depende del el número de turbogeneradores colocados en la barcaza.

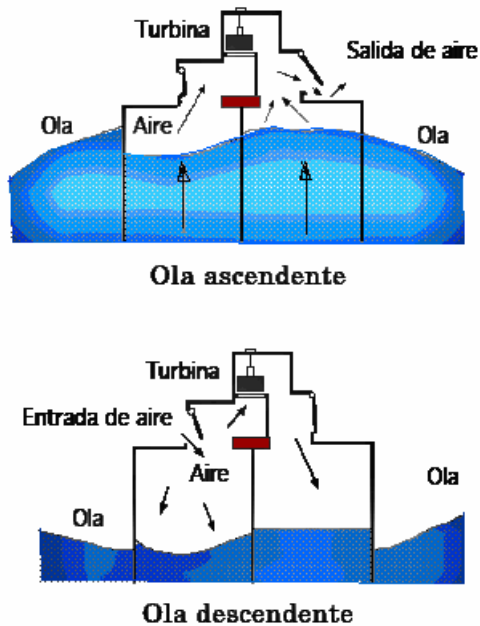
Teniendo en cuenta la potencia por metro de frente de ola y el dispositivo seleccionado, se estima la energía media anual en cada sitio, tabla 7.

Lugar	Potencia de ola [kW/m]	Dispositivo	Potencia Nominal [kW]	Energía estimada [GWh anual]
Tierra Bomba	25,41	Pelamis	750	2,7
Via del mar (barranquilla)	24,48	OWC	300	1,1
Isla de San Bernardo	20,71	Barcaza	125	0,45

Tabla 7. Energías medias en los sitios seleccionados.

Las barcasas utilizadas son aquellos barcos que cumplieron su vida útil en la navegación y se adaptan para la utilización como microcentral eléctrica, instalándose en ella turbogeneradores. En lo normal, consta de dos filas paralelas y cada conducto de aspiración del aire tiene 25 m<sup>2</sup> de sección transversal , que funcionan como cavidades resonantes, de modo que se aprovechan las crestas y los valles de las olas para generar un empuje de aire hacia arriba o hacia abajo, que al ser expulsado o absorbido por la cavidad mueve una turbina de aire donde cada grupo está formado por dos cámaras de aire para captar la energía de las olas, una turbina y generador eléctrico montado en un mismo árbol con la turbina.

El principio por el que funciona el convertidor de cámaras se observa en la figura 96:



*Figura 96. Principio de funcionamiento de las cámaras de aire.*

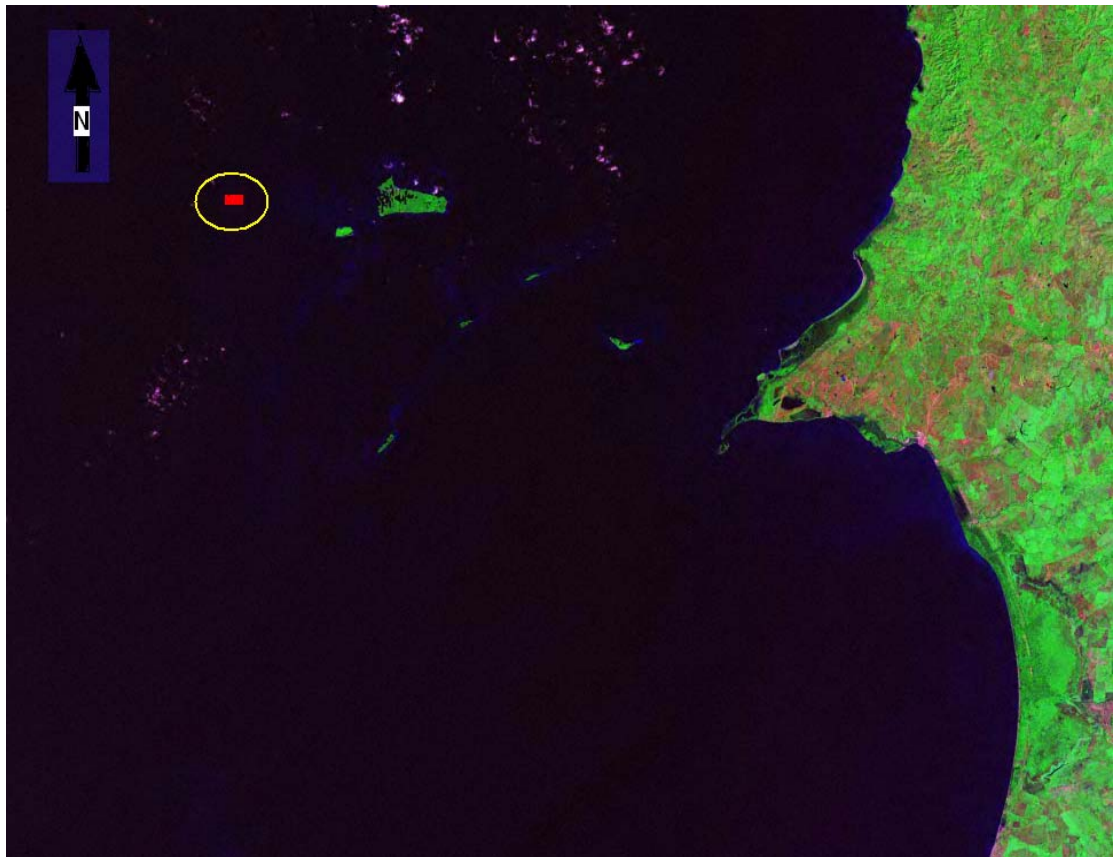
Al pasar las crestas de las olas superficiales, asciende el nivel del agua en las cámaras de aire I y II, gracias a lo cual se produce la compresión del aire. Por esta razón, la válvula uno se cierra y la dos se abre. Las flechas indican la dirección del flujo de aire. Se ve que el flujo de aire pasa de la cámara I a través de la turbina transmitiendo a ésta la energía obtenida de la cresta de la ola.

Luego de realizar el trabajo en la turbina, el aire sale por la válvula dos a la atmósfera.

Cuando pasa la depresión de la ola, es decir, cuando desciende el nivel del agua, en las cámaras I y II se produce una expansión de aire. Por eso el aire de la

atmósfera entra a las cámaras a través de la válvula 1, permaneciendo cerrada en este semiperíodo.

Para una mayor descripción del dispositivo, se presenta la posible ubicación de éste en la figura 97.



*Figura 97. Ubicación de la barcaza a una distancia de 5 km de tierra en el mapa satelital (Islas de San Bernardo), escala 1: 2268.*

Al ser un dispositivo de alta mar, la barcaza generadora debe estar posicionada paralelamente al frente de la ola, presentando una posible apariencia que se puede observar en la figura 98.

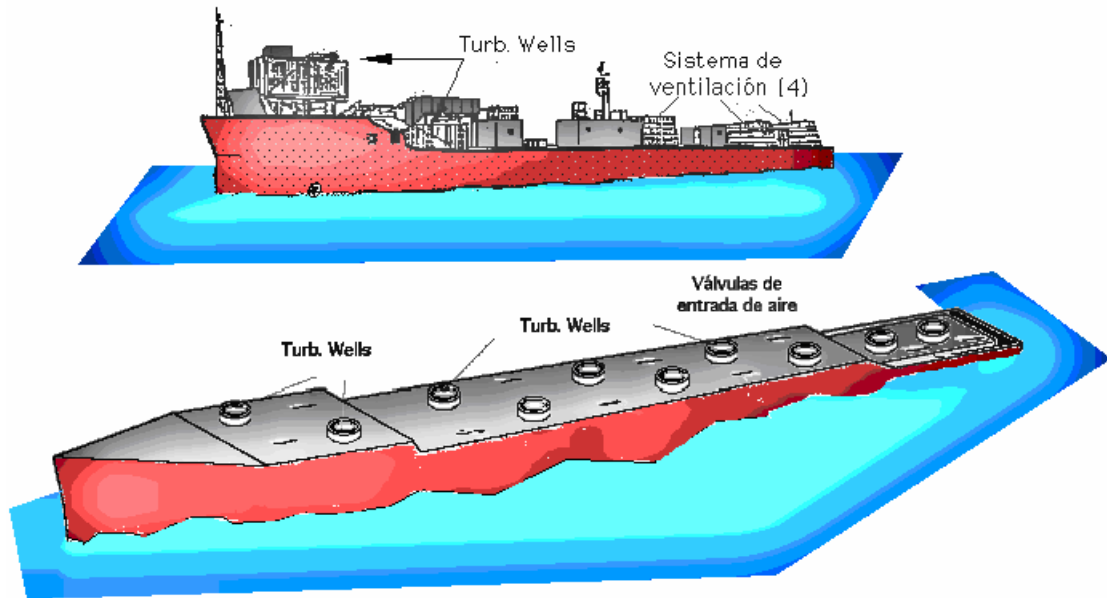


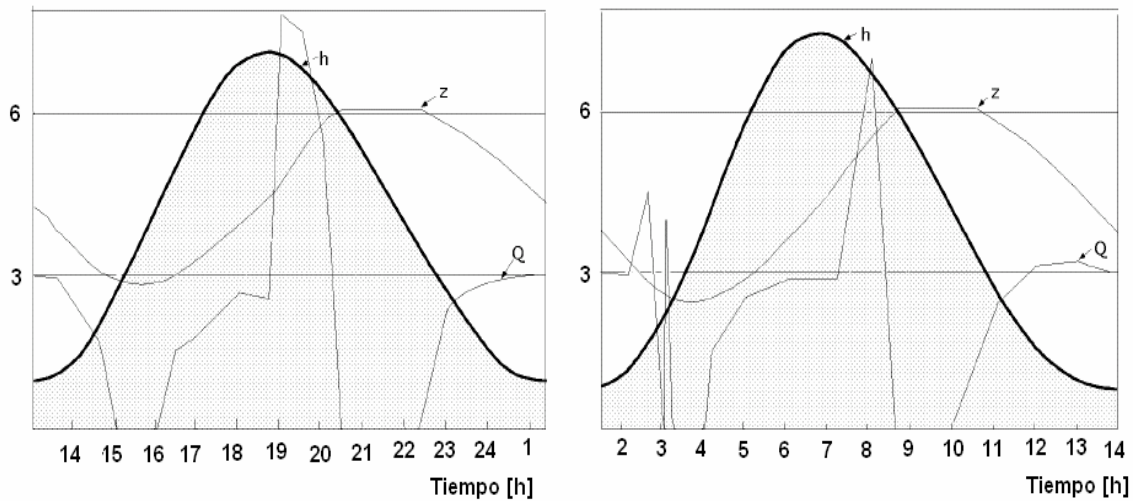
Figura 98. Ubicación final del montaje de la barcaza en las islas de San Bernardo.

## **5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS**

En este capítulo se realiza una breve valoración de los impactos ambientales y económicos para cada posible tecnología de implementación, además de conocer las condiciones necesarias del agua para que no ocurran problemas de contaminación futura.

### **5.1 CONSIDERACIONES AMBIENTALES PARA CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE MAREAS**

La amplitud de la marea en el estuario influye en el medio ambiente; una central mareomotriz puede reducir la máxima marea viva en un 50% esto quiere decir que la central retrasa normalmente la marea 3 h, lo que implica una serie de fenómenos como el aumento de la intensidad de las corrientes a ciertas horas, una modificación de la dirección de las mismas, y un aumento de la diferencia de cotas entre el mar y el estuario. Estas condiciones de encerramiento tienen un efecto menor sobre la marea muerta. La prevención de cambios en el ecosistema no está bien definida, ya que éstos dependen de cada emplazamiento, aunque la central puede cambiar el cálculo original de la variación del caudal. Como se aprecia, el caudal varía en función de la diferencia de niveles entre el mar y la bahía, siendo en dos ocasiones cero, observándose que las mareas coinciden perfectamente, mientras que los caudales no coinciden nada más que a las cuatro y a las diez horas después de la bajamar, figura 99 [5].



*Figura 99. Ciclos de funcionamiento de mareas con respecto a la construcción del dique, en donde  $h$  [m] es la altura del mar,  $z$  [m] es la altura del estuario y  $Q$  [m<sup>3</sup>/s] es el caudal que atraviesa las turbinas [5].*

Para hacer una previsión de los cambios físicos inducidos en el estuario, es necesario conocer las distribuciones de la salinidad, turbidez, corrientes contaminantes y nutrientes, tablas 8, 9 y 10. Las partículas en suspensión reducen la penetración de la luz solar, lo que afecta negativamente a la vida natural del estuario. Entre los efectos positivos sobre el medio ambiente se podría citar la posible protección frente a mareas muy vivas.

CRITERIOS	FACTORES INFLUYENTES	EFECTOS PROBABLES DE UN DIQUE.	POSIBLES MEDIDAS DE AYUDA	IMPORTANCIA RELATIVA
<b>Salinidad</b>	Cubicación de la marea	La cubicación reduce en un 20-50% la salinidad.		
	Flujo de aguas no saladas (ríos, quebradas, etc.).	La salinidad se limita por la cantidad de agua dulce en movimiento que entra al estuario. La salinidad cambia la vida acuática.		
<b>Turbiedad</b>	Corrientes de la marea	En la salida de agua de las turbinas y las compuertas se aumentan las corrientes, lo que reduce la turbiedad fuera y dentro del estuario.	Es Beneficioso para la vida acuática por el aumento de nutrientes, ya que no necesita ninguna medida	Alta; influye en una gran variedad de aspectos.
	Olas	En la estuario, por la reflexión de las olas y por su concentración en la parte superior de la orilla, se puede corroer las áreas barrosas provocando erosión.		
	Suministros en la línea de sedimentos		Usar sistemas no reflectores en la construcción en los diques en lugar de los sistemas usuales planos.  Proteja las áreas barrosas con sistemas anti-erosión.	

*Tabla 8. Efectos de la salinidad y la turbiedad del agua del mar al colocar un dique [17].*

CRITERIOS	FACTORES INFLUYENTES	EFFECTOS PROBABLES DE UN DIQUE.	POSIBLES MEDIDAS DE AYUDA	IMPORTANCIA RELATIVA
<b>Oxígeno disuelto</b>	Cubicación de la marea y la dispersión en el agua. Temperatura del agua	Los cambios (contaminación) del aire en el estuario principal; dependiendo de la resuspensión del sedimento anaeróbico durante aguas vivas	Mejore el tratamiento del alcantarillado	Alto; importante para la vida acuática, sobre todo los peces.
<b>Las bacterias</b>	Flujos entrantes del (alcantarillado, afluentes contaminados).  La penetración de luz del sol	La gran reducción en la dispersión del desplazamiento permite una la mayor dilución de aguas entrantes dentro del estuario.  La reducción de la turbiedad es beneficiosa ya que permite que la luz del sol elimine las bacterias	   Mejore el tratamiento del alcantarillado	Si existe contaminación se debe moderar en los estuarios los deportes de agua y playas.

*Tabla 9. Efecto del oxígeno disuelto y las bacterias en el agua de mar al colocar un dique [17].*

CRITERIOS	FACTORES INFLUYENTES	EFFECTOS PROBABLES DE UN DIQUE.	POSIBLES MEDIDAS DE AYUDA	IMPORTANCIA RELATIVA
Los contaminantes biodegradables, amoníaco, etc.	Cubicación de la marea	Despreciable, ya que el constante movimiento de valores de la altura en el estuario y el constante cambio de agua hacen que el efecto de sustancias biodegradables sea mínimo.  La turbiedad reducida permite que la luz del sol penetre en el agua, mientras se promueve el crecimiento de algas.	Reduzca las fuentes de contaminantes.	Moderar la emisión de fluidos en los estuarios contaminados.  Reducir la contaminación en los estuarios limpios  Beneficioso para la vida acuática, con tal de que el nacimiento de algas sea poco frecuente ya que se convertirían en contaminantes
	La turbiedad La densidad de población humana una calidad de tratamiento del alcantarillado		Mejore el tratamiento fuentes de agua (alcantarillado, etc.).	
Los contaminantes no biodegradables, las basuras metálicas.	Cubicación de la marea	100% de aumento durante la época de sequía.	Reduzca descargas de basuras	Alto en los estuarios que se presentan zonas de industrialización.
	Los flujos de agua dulce			
	La adsorción por los sedimentos	La movilidad reducida del sedimento podría disminuir las cantidades de contaminantes atrapados, así aumentando la contaminación.		

*Tabla 10. Efecto de los contaminantes biodegradables y no biodegradables en el agua de mar al colocar un dique [17].*

## 5.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES PARA CENTRALES ELECTRICAS A PARTIR POTENCIA DE OLAS

### **5.2.1 Consideraciones ambientales de la columna de agua oscilante (vía del mar)**

Estos dispositivos que se encuentran en el litoral o cerca de él pueden tener impactos considerables sobre el medio ambiente. La absorción y modificación del oleaje puede variar la morfología de la costa y de la vida marina. Sus efectos positivos pueden ser la disminución de la erosión de playas, o la creación de zonas tranquilas para recreo o cultivos pesqueros, siendo de esperar que la variación de los procesos en el litoral afecten a las zonas de reproducción de la vida marina [26].

En el caso de la instalación de la vía al mar (Barranquilla), se presenta el fenómeno de erosión por el constante oleaje en esta zona. Por esto se utilizará un sistema OWC, además, como se tiene en cuenta impactos de tipo visual y sonoro, se estableció un lugar en especial, en donde las zonas turísticas sean menos afectada debido a los OWC's neumáticos, que están asociados con problemas de ruido, ya que se emplean turbinas de aire a alta velocidad tipo Wells, por la cual no se utilizaría silenciadores. En zonas habitadas habría que emplear silenciadores, que reducen la eficiencia. Además, el impacto de este sistema no presenta obstáculos para la navegación artesanal que tiene esta zona.

### **5.2.2 Consideraciones ambientales del pelamis**

El aprovechamiento en altamar, lejos de la costa, no implica ningún problema estético; habría que estudiar cómo afecta al oleaje en la vida marina, por cuanto éste asegura la circulación del oxígeno y de nutrientes en las aguas superficiales.

En el pelamis decrece los efectos sobre la variación original del movimiento de las olas y por consiguiente de los nutrientes, ya que este sistema afecta solo una

pequeña sección de la ola, dejando pasar la gran mayoría de los nutrientes, se coloca paralelo a la dirección de avance de las olas, y como estructuras largas que van extrayendo energía de modo progresivo; están menos expuestos a daños y requieren pocos esfuerzos de anclaje, pues las fuerzas se compensan a ambos lados de la estructura, siendo capaces de captar energía por ambos lados de la misma, aunque el anclaje de cualquier sistema en el fondo marino, puede actuar como una barrera para los flujos de sedimentos, que puede resultar en una alteración del fondo marino [23].

Cuando el medio de transmisión de la energía es el aceite, como en el caso del pelamis, las pérdidas de éste pueden perjudicar el medio ambiente. No hay que tener en cuenta la posible presencia de grandes animales, que pueden dañar a las instalaciones, o ser dañados por éstas, ya que no hay evidencia de presencia de estos animales, además, no se afecta la navegación de grandes y pequeños navíos en Cartagena, ya que la zona seleccionada no es la ruta usual de las embarcaciones mencionadas .

### **5.2.3 Consideraciones ambientales de la barcaza generadora**

La utilización de este sistema no implicaría un problema estético debido a que es un sistema de altamar, por lo contrario, se podría adecuar para que sea una atracción turística.

A diferencia del pelamis, el sistema de la barcaza generadora puede absorber casi la totalidad del oleaje, con efectos que tienen los resonadores que absorben las olas de frecuencias determinadas, dejando pasar olas con otras frecuencias. Desde el punto de vista ecológico modifica de forma mínima el oleaje a sotavento. Como el medio de transmisión de la energía es el aire, se presentan características similares de ruido de la Columna Oscilante. El anclaje de la

barcaza en el fondo marino, puede actuar como una barrera para los flujos de sedimentos, que afectaría el fondo marino [26].

Debido a la movilidad de la barcaza generadora, no se presentan inconvenientes para la localización de este dispositivo.

Los efectos sobre el medio ambiente dependerán estrechamente del tipo de dispositivo utilizado, pudiéndose citar en principio algunos aspectos que deberían ser tenidos en cuenta en un proyecto de esta naturaleza:

- El clima marítimo se altera (sedimentos).
- Emisión de ruido; intrusión visual.
- Efectos sobre la reproducción de algunas especies.
- Efectos sobre la sedimentación en costas y playas.
- Riesgos para la navegación.
- Posibles beneficios: amortiguamiento del oleaje en zonas portuarias o erosionables.

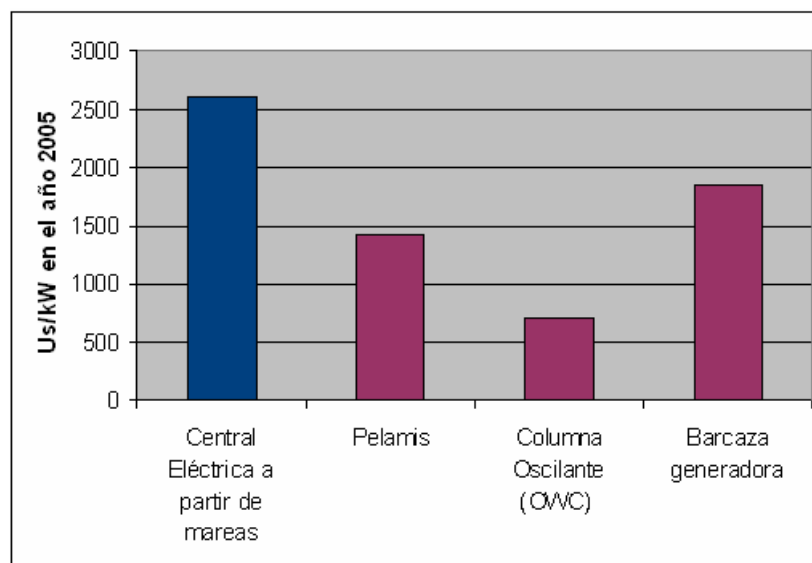
**Tormentas.** Los dispositivos de potencia de olas se tienen que diseñar para sobrevivir en condiciones de olas extremas. Las consecuencias de tormentas ya se han experimentado con uno de los primeros prototipos de OWCs, cuando en 1988 el Kvaerner OWC fue destruido por una ola de 20 m de altura.

La altura de la ola puede reducirse considerablemente en aguas poco profundas; su energía se pierde debido a la fricción con el fondo y posterior rotura. Los sistemas sumergidos, como el pelamis, los OWCs sumergibles, son sistemas a los que afecta menos las tormentas, pero la Barcaza Generadora puede ser más

afectada debido a que se encuentra en la superficie del mar, aunque en las costas colombianas no se presentan usualmente grandes tormentas [22].

### 5.3 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

La economía de un dispositivo mareomotriz se puede expresar como la relación entre los costos anuales de operación del dispositivo empleado y su producción anual. El aspecto económico que más se destaca es el elevado costo del kW instalado, figura 100.



*Figura 100. Costo del kW en el año 2005, para centrales eléctricas a partir de mareas y los diferentes dispositivos de olas.*

La determinación de la producción anual se basa en la disponibilidad del recurso, la eficiencia de captación y de la generación, y la duración anual de operación.

### **5.3.1 Consideraciones económicas de centrales eléctricas a partir de las mareas**

Los factores que inciden negativamente en el costo de la central son la propia obra civil de construcción del dique, que supone más de la mitad del costo de la planta, con lo que la elección de un lugar adecuado que permita un ahorro en infraestructura, compatible con una buena amplitud de marea, es fundamental. A esto hay que añadir la larga duración del proceso constructivo de la central, entre 5 y 15 años en el caso más favorable, y el bajo factor de carga estacional, entre el 22% y el 35%, debido a las variaciones de la amplitud de la marea, (mareas vivas y muertas).

Entre los factores que inciden positivamente hay que citar el bajo costo de operación y mantenimiento, inferior al 0,5% y la alta disponibilidad, superior al 95%, que está relacionada con el elevado número de grupos Bulbo. Es importante tener presente otros efectos distintos de los energéticos, que pueden mejorar el entorno y la viabilidad de un proyecto de esta naturaleza como el turístico y la generación de empleo [5].

### **5.3.2 Consideraciones económicas de centrales eléctricas a partir de la potencia de las olas**

Es preciso indicar que los costos de OWC's montados en la costa, dependen en gran medida de la morfología (obra civil); una solución económicamente interesante podría ser la incorporación de OWC's en rompeolas y el aprovechamiento de cavernas naturales para los OWC [26].

## CONCLUSIONES

- La Costa Pacífica al poseer variabilidad de mareas y bajo oleaje, logra reunir condiciones favorables para generar electricidad a partir del aprovechamiento de la amplitud de marea.
- El sistema de embalse único con ciclo de doble efecto y turbinas reversibles es el adecuado para implementar en el Pacífico; debido a que con éste se obtiene un mayor rendimiento al aprovechar el ciclo completo de la marea, además de ser más económico que los sistemas de ciclos múltiples.
- En Colombia, la zona que ofrece el mejor aprovechamiento de la amplitud de marea se presenta en el norte de Buenaventura, la cual presenta una energía media anual estimada de 40,90 Gwh, siendo éste un valor conveniente para pequeñas coberturas del servicio.
- La Costa Atlántica debido a las bajas amplitudes de mareas que presenta y la presencia de los vientos Alisios, alcanza las condiciones requeridas para implementar pequeñas centrales eléctricas de aprovechamiento de potencia de olas.
- Los factores a tener en cuenta para la determinación de los dispositivos adecuados de obtención de energía a partir de la potencia de olas son: altura de la ola, potencia generada por metro cuadrado, densidad del mar, geografía costera y distancia de la zona seleccionada a la costa. A partir de las anteriores especificaciones se obtiene que: el Pelamis, la Barcaza Generadora y el OWC Columna Oscilante, cumplen con las condiciones necesarias y brindan la mayor generación de potencia disponible.

- Tomando en cuenta tanto las condiciones naturales como los dispositivos escogidos de cada una de las zonas seleccionadas para aprovechar la potencia de las olas, Tierra Bomba es la que presenta mejores valores de referencia para la posible instalación de una central mareomotriz de este tipo con una energía media anual estimada de 2,7 GWh.
- La energía mareomotriz es una alternativa de generación eléctrica en el mundo, y Colombia, a pesar de contar con poco desarrollo tecnológico y respaldo económico hacia ésta; debe establecer políticas en los planes de desarrollo energético que la impulsen, ya que el país cuenta con las condiciones naturales necesarias para su aprovechamiento.
- Es conveniente indicar que las zonas consideradas no cubren la totalidad de las costas de Colombia, debido a que el material con el que se cuenta para realizar este tipo de estudios en el país es limitado; por lo tanto, es posible que existan otras zonas aptas para la instalación de centrales mareomotrices.
- Para implementar una central mareomotriz en Colombia es recomendable realizar un exhaustivo estudio de factibilidad técnica y económica, ya que este tipo de instalaciones requieren de una alta inversión, la cual no puede ser basada solo en datos estadísticos como los manejados en este proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

[1] Bazzano Leandro, Berestein Ariel. Energía Mareomotriz. Área: Ingeniería y tecnología. Argentina. 2003. Sitio Web:  
<[http://www.secyt.gov.ar/feria/ciudad\\_bsas\\_resumenes.htm](http://www.secyt.gov.ar/feria/ciudad_bsas_resumenes.htm)>.

[2] <<http://www.southwestrda.org.uk/sectors/marine/index.shtm>>  
E-mail: [enquires@southwestrda.org.uk](mailto:enquires@southwestrda.org.uk)

[3] ICONTEC-AENE. Unidad de planeación minero energética-UPME. Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión.2003. Sitio Web:  
<<http://www.upme.gov.co/energias/alternativas>>

[4] <[http://www.eve.es/index\\_fc.asp](http://www.eve.es/index_fc.asp)>.

[5] Fernández Díez Pedro. Energía mareomotriz. Universidad de Cantabria. España. 2002. Sitio Web:  
<<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/1Mareas.pdf>>

[6] Barnea, Joseph. The Future of Small Energy Resources. An International Conference. Mc-Graw Hill. New York. 1981.

[7] Scanavino, Betiana J. Energía mareomotriz. Argentina. 2003.  
E-mail: [Pilu2\\_mil@yahoo.com.ar](mailto:Pilu2_mil@yahoo.com.ar)

- [8] Fernández Diez, Pedro. Energía mareotérmica. Universidad de Cantabria. España. 2003. Sitio Web:  
<<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/6T ERMICAMARINA.pdf>>
- [9] Baird, Stuart. Tidal Energy. Sitio Web:  
<<http://www.iclei.org/EFACTS/TIDAL:HTM>>
- [10] Cantón, Norma. Ciencia Energética. Editorial Astros. 2000.
- [11] Postigo, Luis. El mundo de la Energía. Editorial Sopena. Argentina. 1997.
- [12] Gray, T.J., and O.K. Gashus, eds. Tidal Power. Proceedings of an International Conference on the Utilization of Tidal Power. New York. 1970.
- [13] Understanding Energy, “The Energy Files – Tidal”. Sitio Web:  
<<http://www.energy.org.uk/EFTidal.htm>>
- [14] Sorenson, Bent. Renewable Energy. Academia Press. New York. 1979.
- [15] Centro de investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas de la Armada Nacional. Programa Olas. Colombia. 2003.
- [16] IDEAM, Pronósticos de Mareas Nacionales para el año 2005. Bogota, Colombia. 2004.
- [17] Baker, A.C. Tidal Power. IEE Energy Series 5. Inglaterra. 1991.

[18] International Energy Agency. Wave and Marine Current Energy. United Kingdom Department of Trade and Industry's New and Renewable Energy Programme. Reino Unido. 2002. Sitio Web: <<http://www.iea-oceans.org/publ/2002WEstat.pdf>>.

[19] Superintendencia Delegada para Energía y Gas. Dirección Técnica de Gestión de Energía. Boletín Tarifario. Colombia. 2005. Sitio Web: <<http://www.eafit.edu.co/NR/rdonlyres/0AAC7D2A-0122-438F-8B19-E0B33095674E/0/Art4Garc%C3%ADaCadavid.pdf>>.

[20] Marchegiani, Ariel R. Pequeñas Centrales Hidráulicas.2000. Sitio Web: <<http://fain.uncoma.edu.ar/centraleshidraulicas/archivos/PCH-%20CAVITACION.PDF>>.

[21] Clark, Peter. Tidal Energy. 2003. Sitio Web: <<http://www.ems.psu.edu/~elsworth/courses/cause2003/finalprojects/canutepaper.pdf>>.

[22] Fernández Díez Pedro. Energía de las Olas. Universidad de Cantabria. España. 2002. Sitio Web: <<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/20LASCAP1.pdf>>

[23] Ocean Power Delivery LTD. Offshore wave energy. Escocia. 2005. Sitio Web: <[http://events.sut.org.uk/past\\_events/031125/pelamis.pdf](http://events.sut.org.uk/past_events/031125/pelamis.pdf)>

[24] Fernández Díez Pedro. Técnicas para Aprovechar la Energía de las Olas. Universidad de Cantabria. España. 2003. Sitio Web:

<<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/40LASCAP3.pdf>>

[25] Ramos, Carlos Joao. Current Source Invertir for a 400kW Ocean Waves Induction Generator. Dept. Eng. Electrotécnica Rua dos Bragas. Portugal. 2001. Sitio Web:<[http://www.elkraft.ntnu.no/eno/konf\\_pub/epe99/PC/PAPERS/172.PDF](http://www.elkraft.ntnu.no/eno/konf_pub/epe99/PC/PAPERS/172.PDF)>

[26] Fernández Díez Pedro. Aplicaciones de los OWC's. Universidad de Cantabria. España. 2003. Sitio Web:  
<<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/50LASCAP4.pdf>>

## ANEXO A

Tablas de valores máximos y medios de mareas en Colombia.

Anexo A1. Tabla de mareas de la zona 1.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	4,21	3,44	-0,37	0,46	4,49	2,985
FEBRERO	4,24	3,40	-0,43	0,37	4,55	3,032
MARZO	4,21	3,33	-0,37	0,34	4,55	2,988
ABRIL	4,15	3,44	-0,24	0,42	4,39	3,018
MAYO	4,02	3,52	-0,09	0,51	4,11	3,002
JUNIO	4,12	3,58	-0,12	0,55	4,24	3,024
JULIO	4,27	3,56	-0,24	0,57	4,48	2,992
AGOSTO	4,39	3,52	-0,31	0,56	4,61	2,959
SEPTIEMBRE	4,42	3,52	-0,28	0,53	4,7	2,987
OCTUBRE	4,33	3,53	-0,21	0,56	4,54	2,977
NOVIEMBRE	4,15	3,54	-0,03	0,57	4,18	2,971
DICIEMBRE	3,93	3,52	-0,03	0,52	3,96	2,990
TOTAL	4,203	3,490	-0,227	0,497	4,400	2,994

Anexo A2. Tabla de mareas de Bahía Solano.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	3,31	2,71	-0,34	0,31	3,58	2,400
FEBRERO	3,33	2,68	-0,38	0,24	3,62	2,435
MARZO	3,31	2,67	-0,34	0,22	3,62	2,452
ABRIL	3,26	2,71	-0,23	0,28	3,49	2,428
MAYO	3,16	2,76	-0,12	0,35	3,28	2,411
JUNIO	3,24	2,81	-0,14	0,39	3,38	2,429
JULIO	3,35	2,80	-0,23	0,40	3,56	2,403
AGOSTO	3,45	2,77	-0,29	0,39	3,67	2,379
SEPTIEMBRE	3,47	2,77	-0,27	0,37	3,74	2,402
OCTUBRE	3,4	2,78	-0,21	0,39	3,61	2,393
NOVIEMBRE	3,26	2,78	-0,07	0,39	3,33	2,388
DICIEMBRE	3,09	2,77	-0,07	0,36	3,16	2,407
TOTAL	3,303	2,751	-0,224	0,340	3,503	2,410

Anexo A3. Tabla de mareas de la zona 2.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	4,13	3,36	-0,4	0,43	4,44	2,935
FEBRERO	4,16	3,32	-0,46	0,34	4,5	2,982
MARZO	4,13	3,32	-0,4	0,31	4,5	3,003
ABRIL	4,07	3,34	-0,27	0,39	4,34	2,951
MAYO	3,94	3,43	-0,12	0,48	4,06	2,950
JUNIO	4,04	3,50	-0,15	0,52	4,19	2,974
JULIO	4,19	3,48	-0,27	0,54	4,43	2,943
AGOSTO	4,31	3,43	-0,34	0,53	4,56	2,902
SEPTIEMBRE	4,34	3,44	-0,31	0,50	4,65	2,937
OCTUBRE	4,25	3,45	-0,24	0,52	4,49	2,933
NOVIEMBRE	4,07	3,46	-0,06	0,54	4,13	2,920
DICIEMBRE	3,85	3,44	-0,06	0,71	3,91	2,720
TOTAL	4,123	3,414	-0,257	0,485	4,350	2,929

Anexo A4. Tabla de mareas de Buenaventura.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	4,24	3,47	-0,43	0,40	4,58	3,075
FEBRERO	4,27	3,43	-0,49	0,31	4,64	3,125
MARZO	4,24	3,43	-0,43	0,28	4,64	3,143
ABRIL	4,18	3,47	-0,3	0,36	4,48	3,108
MAYO	4,05	3,54	-0,15	0,45	4,2	3,090
JUNIO	4,15	3,61	-0,18	0,49	4,33	3,114
JULIO	4,3	3,57	-0,3	0,51	4,57	3,065
AGOSTO	4,42	3,54	-0,37	0,50	4,7	3,043
SEPTIEMBRE	4,45	3,55	-0,34	0,47	4,79	3,077
OCTUBRE	4,36	3,56	-0,27	0,52	4,63	3,046
NOVIEMBRE	4,18	3,57	-0,09	0,51	4,27	3,061
DICIEMBRE	3,96	3,55	-0,09	0,46	4,05	3,082
TOTAL	4,233	3,524	-0,287	0,438	4,490	3,086

Anexo A5. Tabla de mareas de Tumaco.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	3,35	2,74	-0,34	0,31	3,62	2,429
FEBRERO	3,37	2,71	-0,39	0,24	3,67	2,467
MARZO	3,35	2,71	-0,34	0,22	3,67	2,483
ABRIL	3,3	2,74	-0,24	0,29	3,54	2,455
MAYO	3,2	2,80	-0,12	0,36	3,32	2,441
JUNIO	3,28	2,85	-0,14	0,39	3,42	2,462
JULIO	3,4	2,84	-0,24	0,40	3,61	2,439
AGOSTO	3,49	2,80	-0,29	0,39	3,71	2,403
SEPTIEMBRE	3,52	2,80	-0,27	0,37	3,79	2,432
OCTUBRE	3,44	2,81	-0,24	0,39	3,68	2,424
NOVIEMBRE	3,3	2,82	-0,07	0,40	3,37	2,419
DICIEMBRE	3,13	2,80	-0,07	0,37	3,2	2,434
TOTAL	3,344	2,786	-0,229	0,345	3,550	2,441

Anexo A6. Tabla de mareas de San Andrés.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,73	0,36	-0,18	-0,02	0,86	0,384
FEBRERO	0,64	0,30	-0,13	-0,03	0,73	0,331
MARZO	0,59	0,26	-0,18	-0,03	0,73	0,288
ABRIL	0,59	0,30	-0,22	-0,05	0,81	0,345
MAYO	0,64	0,36	-0,27	-0,07	0,91	0,436
JUNIO	0,68	0,38	-0,22	-0,07	0,86	0,450
JULIO	0,68	0,36	-0,18	-0,05	0,77	0,409
AGOSTO	0,68	0,35	-0,09	-0,01	0,72	0,357
SEPTIEMBRE	0,64	0,35	-0,09	0,04	0,68	0,304
OCTUBRE	0,64	0,36	-0,13	0,06	0,72	0,303
NOVIEMBRE	0,64	0,44	-0,13	0,01	0,77	0,438
DICIEMBRE	0,68	0,44	-0,18	-0,03	0,86	0,467
TOTAL	0,653	0,355	-0,167	-0,021	0,785	0,376

Anexo A7. Tabla de mareas de Turbo.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,7	0,31	-0,17	0,02	0,74	0,292
FEBRERO	0,61	0,29	-0,13	-0,03	0,7	0,322
MARZO	0,57	0,26	-0,17	-0,03	0,7	0,290
ABRIL	0,57	0,29	-0,21	-0,04	0,78	0,334
MAYO	0,61	0,35	-0,26	-0,07	0,87	0,420
JUNIO	0,66	0,37	-0,21	-0,07	0,83	0,435
JULIO	0,66	0,35	-0,17	-0,05	0,74	0,397
AGOSTO	0,66	0,33	-0,09	-0,01	0,7	0,346
SEPTIEMBRE	0,61	0,33	-0,09	0,04	0,66	0,292
OCTUBRE	0,61	0,36	-0,13	0,05	0,7	0,304
NOVIEMBRE	0,61	0,43	-0,13	0,00	0,74	0,423
DICIEMBRE	0,66	0,42	-0,17	-0,03	0,83	0,452
TOTAL	0,628	0,341	-0,161	-0,018	0,749	0,359

Anexo A8. Tabla de mareas de Coveñas.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,56	0,25	-0,14	0,01	0,6	0,244
FEBRERO	0,49	0,23	-0,1	-0,03	0,56	0,256
MARZO	0,46	0,21	-0,14	-0,02	0,56	0,230
ABRIL	0,46	0,23	-0,17	-0,04	0,63	0,266
MAYO	0,49	0,28	-0,21	-0,06	0,7	0,337
JUNIO	0,52	0,29	-0,17	-0,05	0,66	0,347
JULIO	0,52	0,28	-0,14	-0,04	0,6	0,316
AGOSTO	0,52	0,26	-0,07	0,00	0,55	0,255
SEPTIEMBRE	0,49	0,27	-0,07	0,03	0,53	0,235
OCTUBRE	0,49	0,28	-0,1	0,05	0,56	0,233
NOVIEMBRE	0,49	0,34	-0,1	0,01	0,59	0,337
DICIEMBRE	0,52	0,34	-0,14	-0,02	0,66	0,359
TOTAL	0,501	0,271	-0,129	-0,013	0,600	0,285

Anexo A9. Tabla de mareas de Cartagena.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,49	0,24	-0,12	-0,02	0,58	0,260
FEBRERO	0,43	0,20	-0,09	-0,02	0,49	0,225
MARZO	0,4	0,18	-0,12	-0,02	0,49	0,197
ABRIL	0,4	0,20	-0,15	-0,03	0,55	0,233
MAYO	0,43	0,25	-0,18	-0,05	0,61	0,294
JUNIO	0,46	0,26	-0,15	-0,05	0,58	0,305
JULIO	0,46	0,24	-0,12	-0,03	0,52	0,267
AGOSTO	0,46	0,23	-0,06	-0,01	0,49	0,241
SEPTIEMBRE	0,43	0,23	-0,06	0,03	0,46	0,206
OCTUBRE	0,43	0,25	-0,09	0,25	0,49	0,001
NOVIEMBRE	0,43	0,30	-0,09	0,00	0,52	0,296
DICIEMBRE	0,46	0,30	-0,12	-0,02	0,58	0,318
TOTAL	0,440	0,241	-0,113	0,004	0,530	0,237

Anexo A10. Tabla de mareas de Puerto Colombia.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,63	0,31	-0,15	-0,02	0,74	0,336
FEBRERO	0,55	0,26	-0,12	-0,03	0,67	0,292
MARZO	0,52	0,23	-0,15	-0,02	0,64	0,257
ABRIL	0,52	0,26	-0,19	-0,04	0,71	0,301
MAYO	0,55	0,32	-0,23	-0,06	0,78	0,378
JUNIO	0,59	0,33	-0,19	-0,06	0,74	0,393
JULIO	0,59	0,31	-0,15	-0,04	0,67	0,359
AGOSTO	0,59	0,30	-0,08	-0,01	0,63	0,313
SEPTIEMBRE	0,55	0,30	-0,08	0,04	0,6	0,263
OCTUBRE	0,55	0,32	-0,12	0,05	0,64	0,275
NOVIEMBRE	0,55	0,39	-0,12	0,00	0,67	0,383
DICIEMBRE	0,59	0,39	-0,15	-0,02	0,74	0,410
TOTAL	0,565	0,311	-0,144	-0,019	0,686	0,330

Anexo A11. Tabla de mareas de Santa Marta.

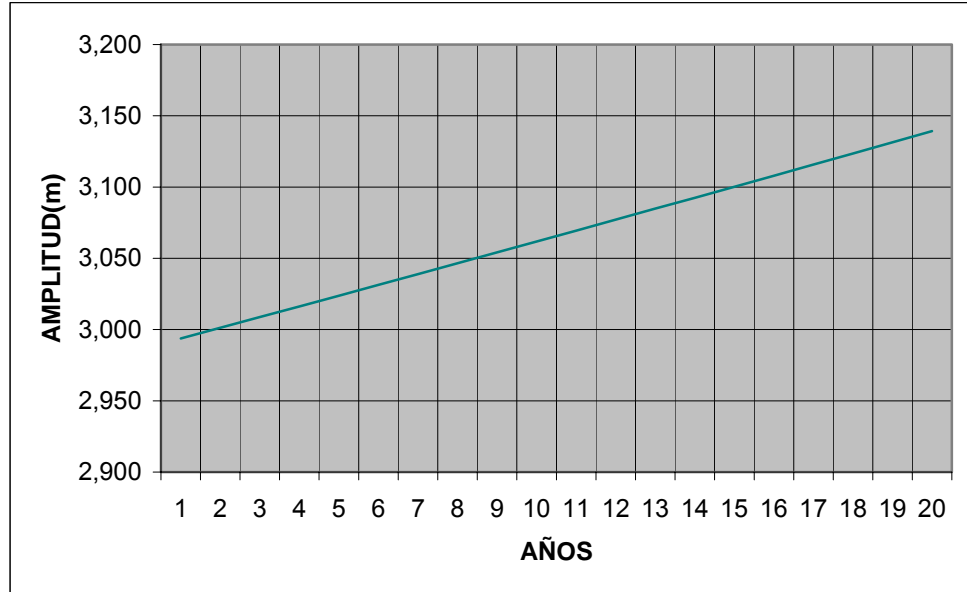
MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,49	0,24	-0,12	-0,02	0,58	0,260
FEBRERO	0,43	0,20	-0,09	-0,02	0,52	0,225
MARZO	0,4	0,18	-0,12	-0,02	0,49	0,201
ABRIL	0,4	0,20	-0,15	-0,03	0,55	0,233
MAYO	0,43	0,25	-0,18	-0,05	0,61	0,294
JUNIO	0,46	0,26	-0,15	-0,05	0,58	0,305
JULIO	0,46	0,24	-0,12	-0,03	0,52	0,278
AGOSTO	0,46	0,23	-0,06	-0,01	0,49	0,241
SEPTIEMBRE	0,43	0,23	-0,06	0,03	0,46	0,206
OCTUBRE	0,4	0,23	-0,09	0,06	0,49	0,174
NOVIEMBRE	0,43	0,30	-0,09	0,00	0,52	0,296
DICIEMBRE	0,46	0,30	-0,12	-0,02	0,58	0,316
TOTAL	0,438	0,239	-0,113	-0,013	0,533	0,252

Anexo A12. Tabla de mareas de Riohacha.

MES	TABLA DE MAREAS					
	PLEAMAR		BAJAMAR		AMPLITUD	
	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA	MAXIMA	MEDIA
ENERO	0,49	0,24	-0,12	-0,02	0,58	0,260
FEBRERO	0,43	0,20	-0,09	-0,02	0,52	0,225
MARZO	0,4	0,18	-0,12	-0,02	0,49	0,201
ABRIL	0,4	0,20	-0,15	-0,03	0,55	0,233
MAYO	0,43	0,25	-0,18	-0,05	0,61	0,294
JUNIO	0,46	0,25	-0,15	-0,04	0,58	0,292
JULIO	0,46	0,24	-0,12	-0,03	0,52	0,278
AGOSTO	0,46	0,23	-0,06	-0,01	0,49	0,241
SEPTIEMBRE	0,43	0,23	-0,06	0,03	0,46	0,205
OCTUBRE	0,43	0,25	-0,09	0,04	0,49	0,213
NOVIEMBRE	0,43	0,30	-0,09	0,00	0,52	0,296
DICIEMBRE	0,46	0,30	-0,12	-0,02	0,58	0,316
TOTAL	0,440	0,240	-0,113	-0,014	0,533	0,255

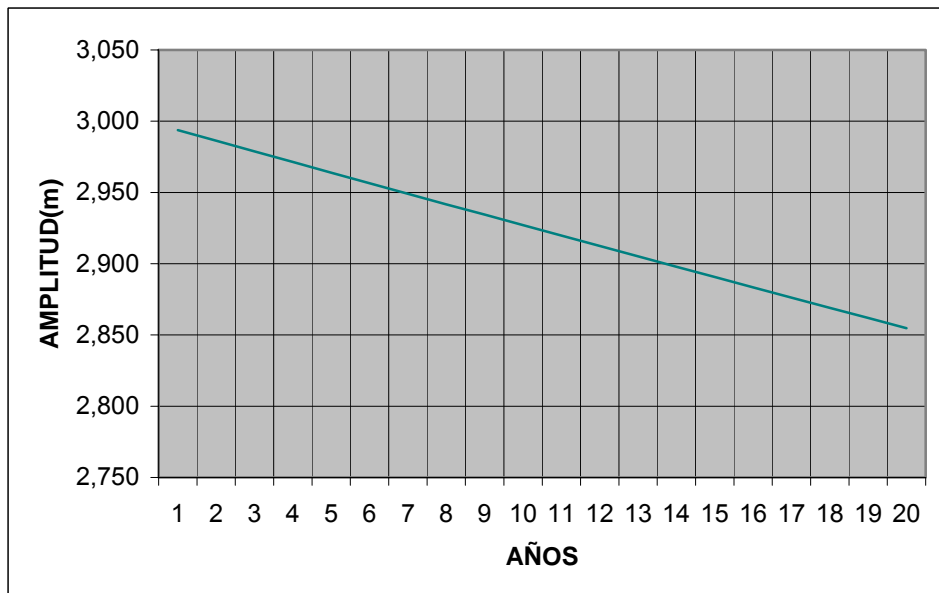
## ANEXO B

Anexo B1. Variación anual de la amplitud media de marea en la zona 1 (+0,25%).

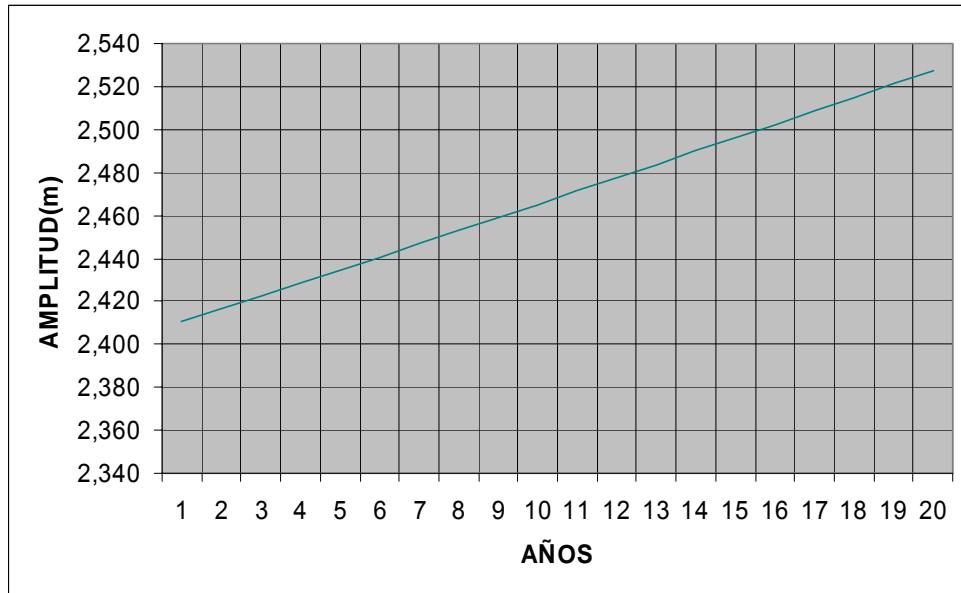


Anexo B2. Variación anual de la amplitud media de marea en la zona 1 (-0,25%).

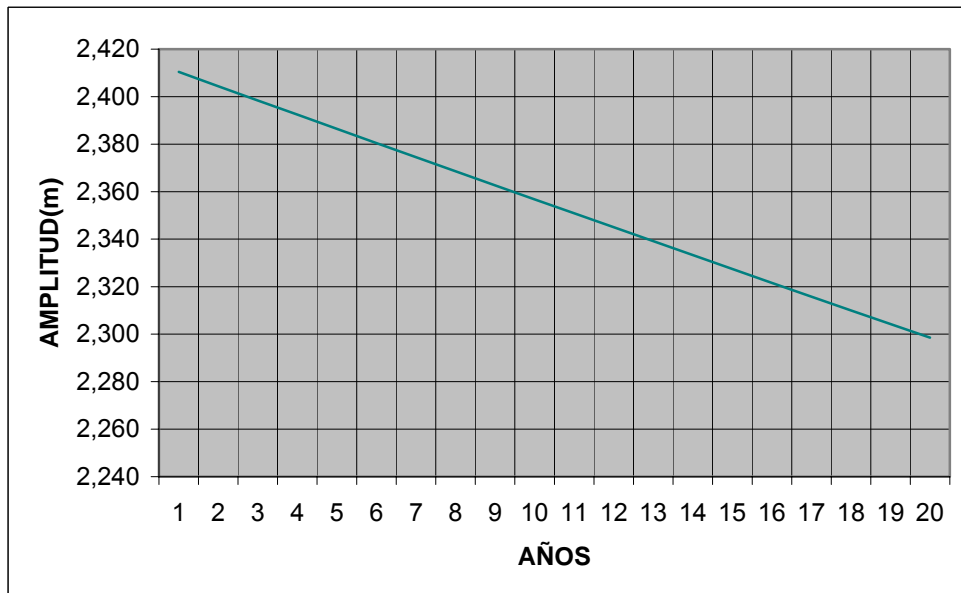
(-



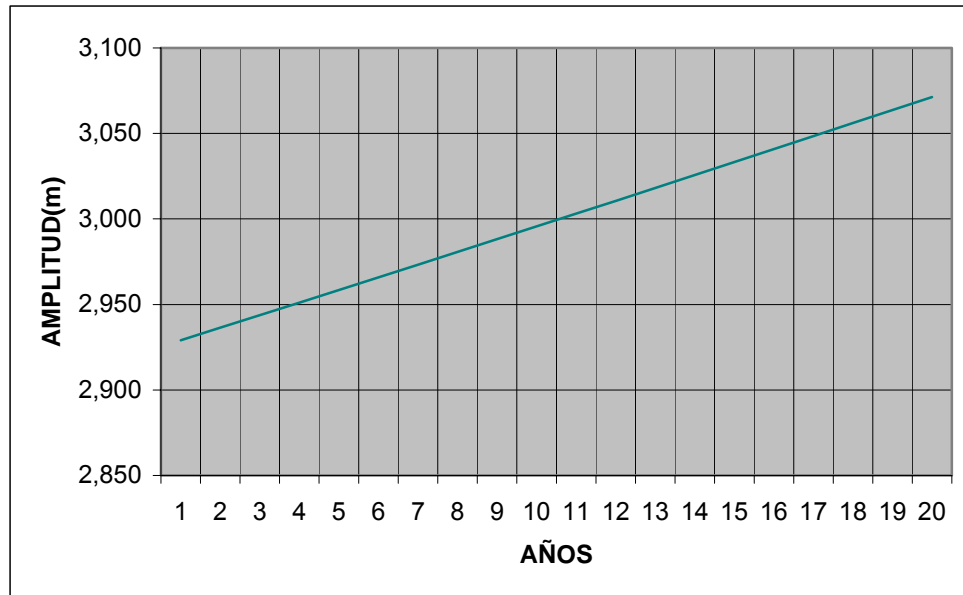
Anexo B3. Variación anual de la amplitud media de marea en Bahía Solano (+0,25%).



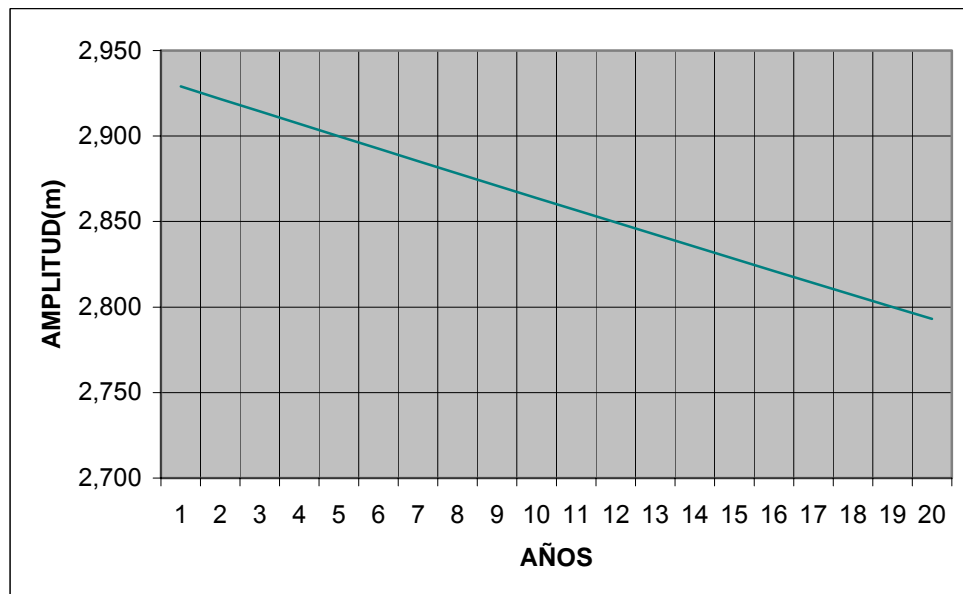
Anexo B4. Variación anual de la amplitud media de marea en Bahía Solano (-0,25%).



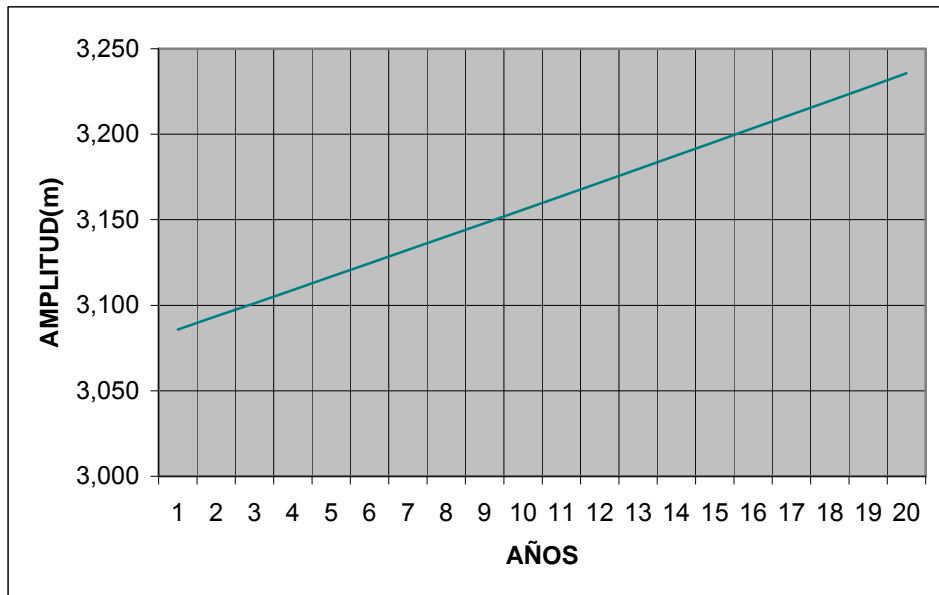
Anexo B5. Variación anual de la amplitud media de marea en la zona 2 (+0,25%).



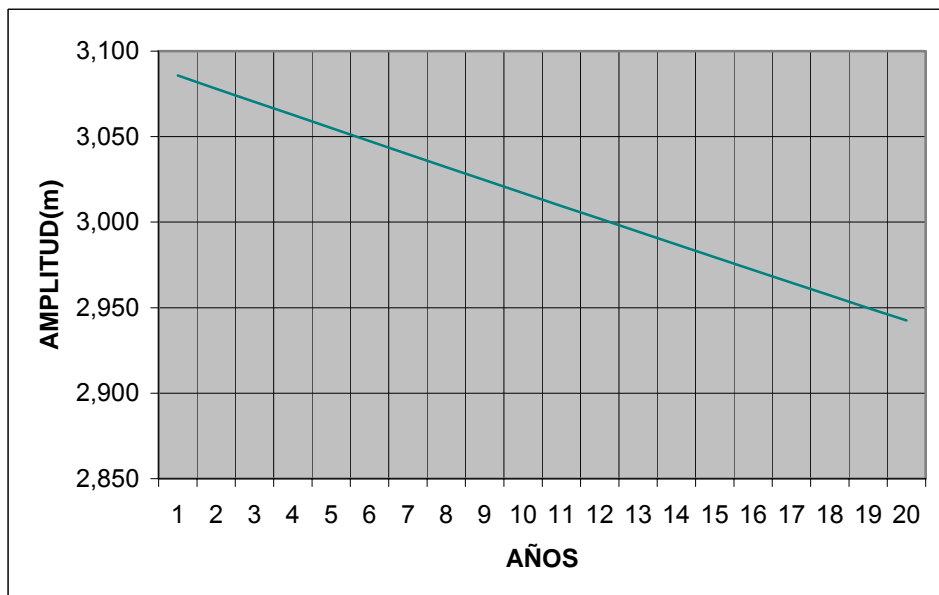
Anexo B6. Variación anual de la amplitud media de marea en la zona 2 (-0,25%).



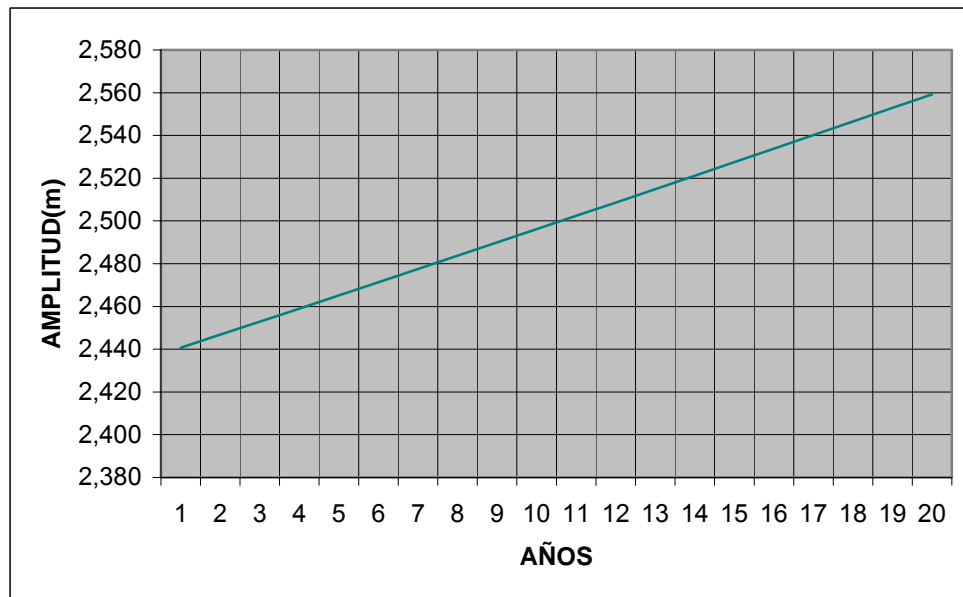
nexo B7. Variación anual de la amplitud media de marea en Buenaventura (+0,25%).



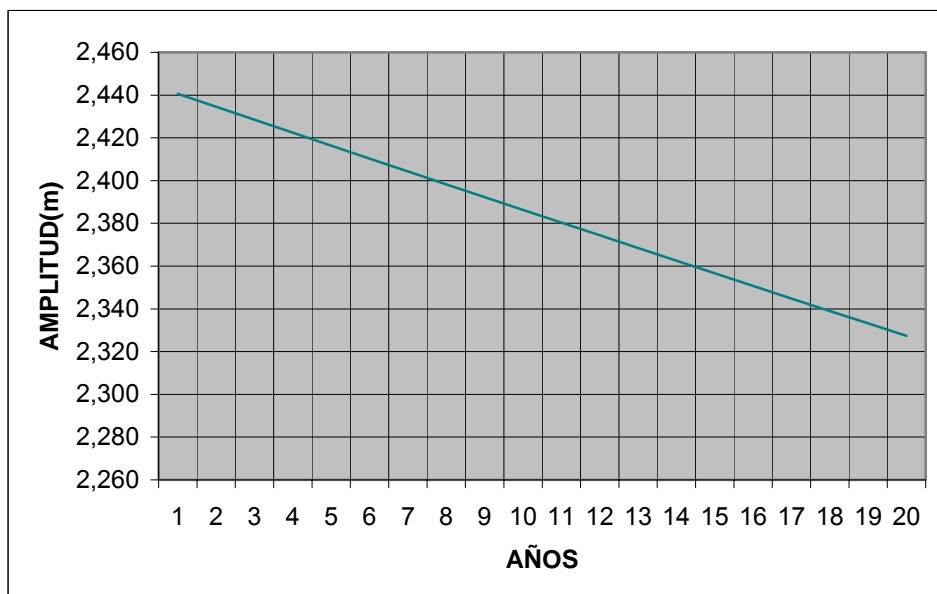
Anexo B8. Variación anual de la amplitud media de marea en Buenaventura (-0,25%).



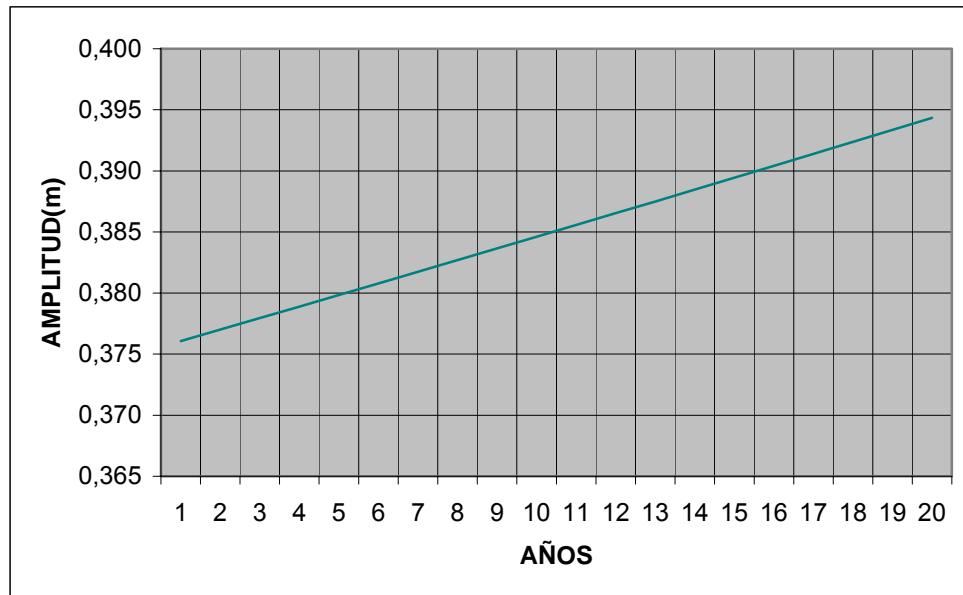
Anexo B9. Variación anual de la amplitud media de marea en Tumaco (+0,25%).



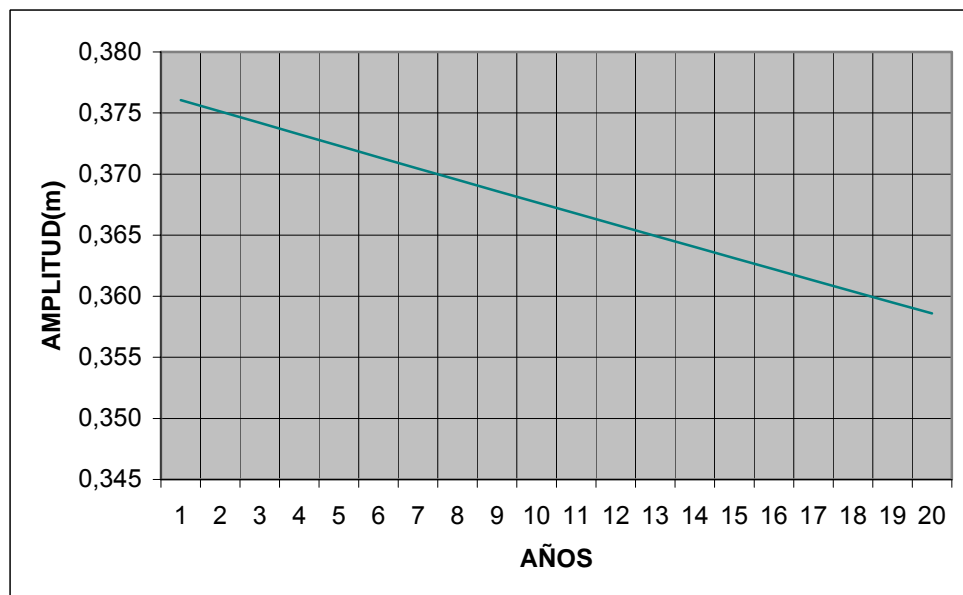
Anexo B10. Variación anual de la amplitud media de marea en Tumaco (-0,25%).



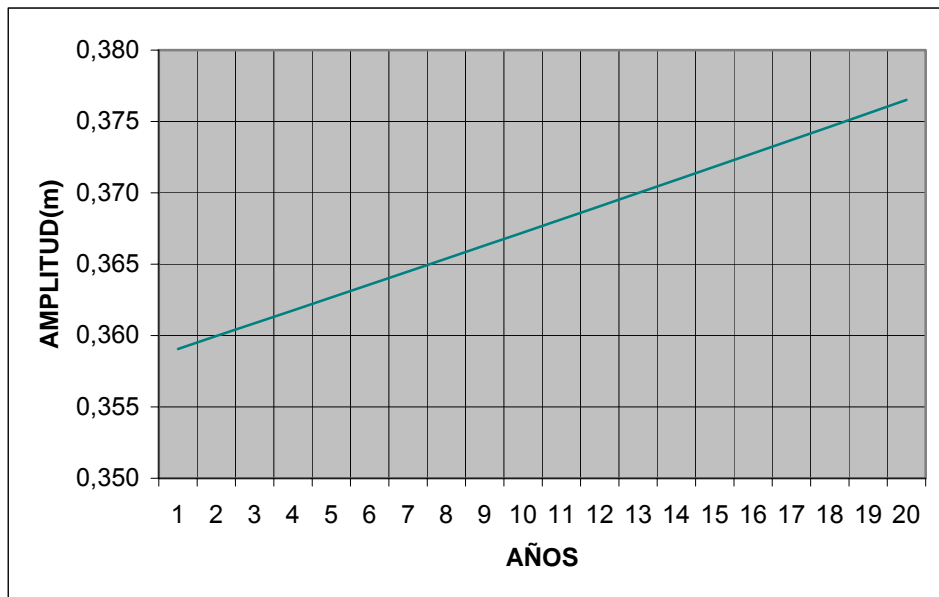
Anexo B11. Variación anual de la amplitud media de marea en San Andrés (+0,25%).



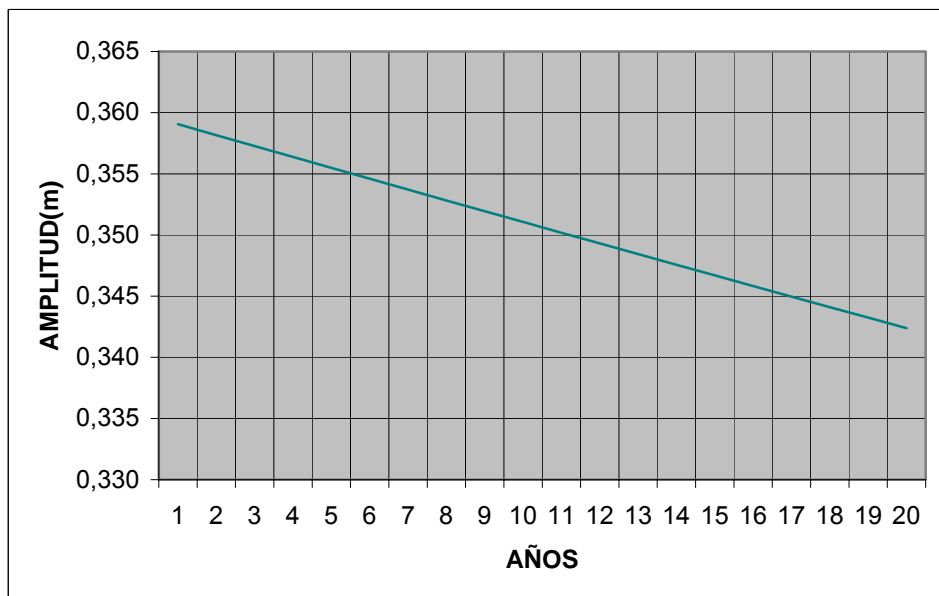
Anexo B12. Variación anual de la amplitud media de marea en San Andrés (-0,25%).



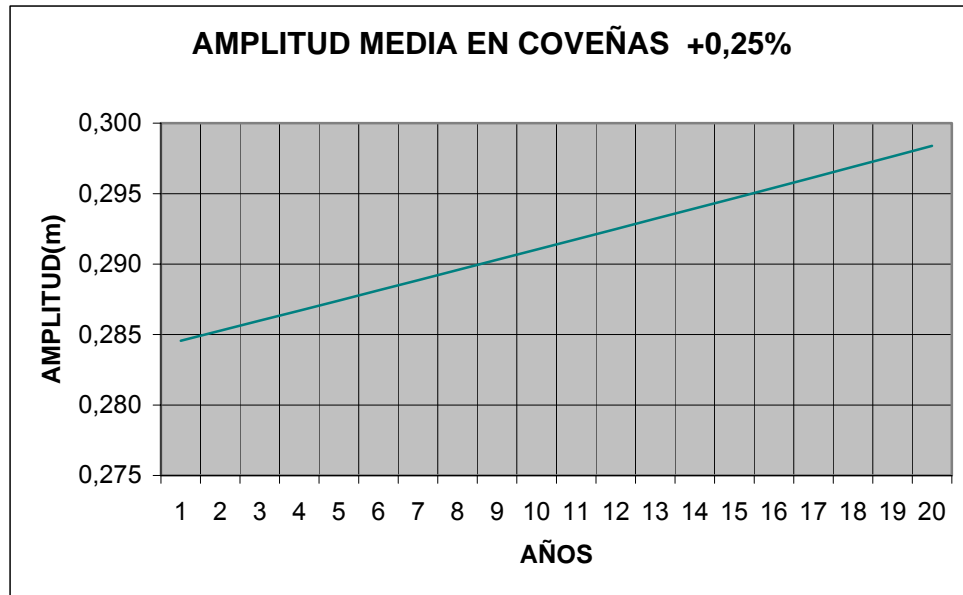
Anexo B13. Variación anual de la amplitud media de marea en Turbo (+0,25%).



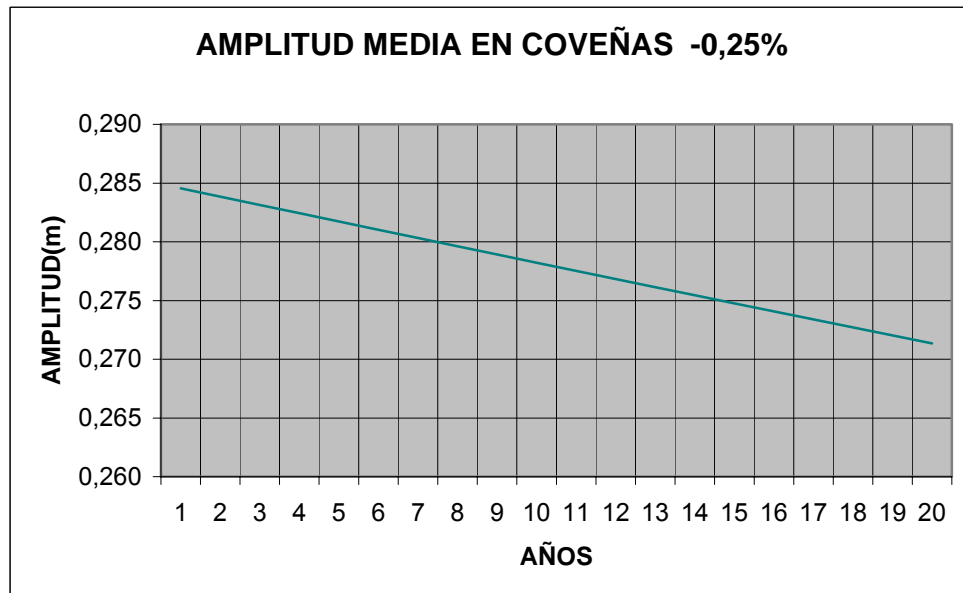
Anexo B14. Variación anual de la amplitud media de marea en Turbo (-0,25%).



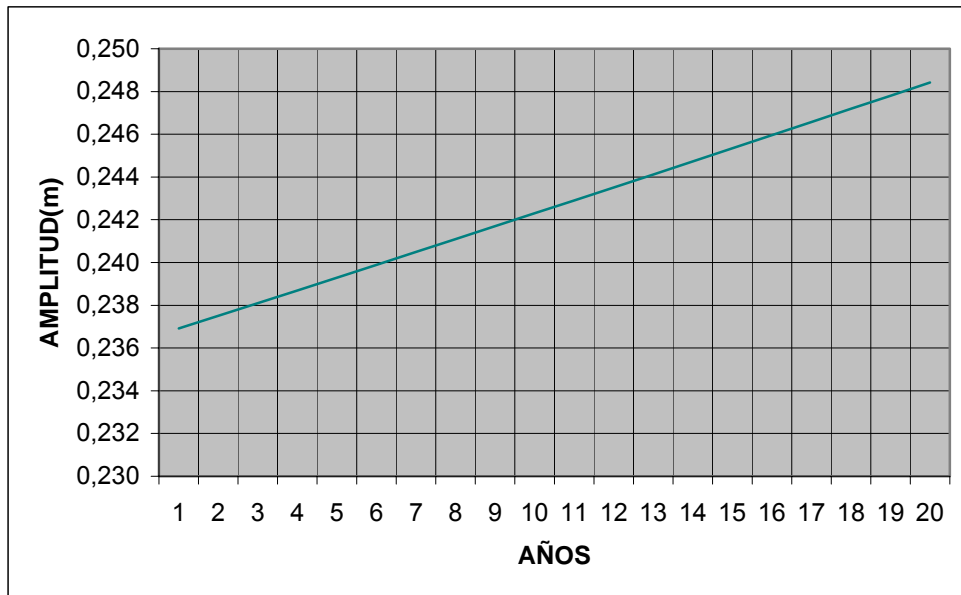
Anexo B15. Variación anual de la amplitud media de marea en Coveñas (+0,25%).



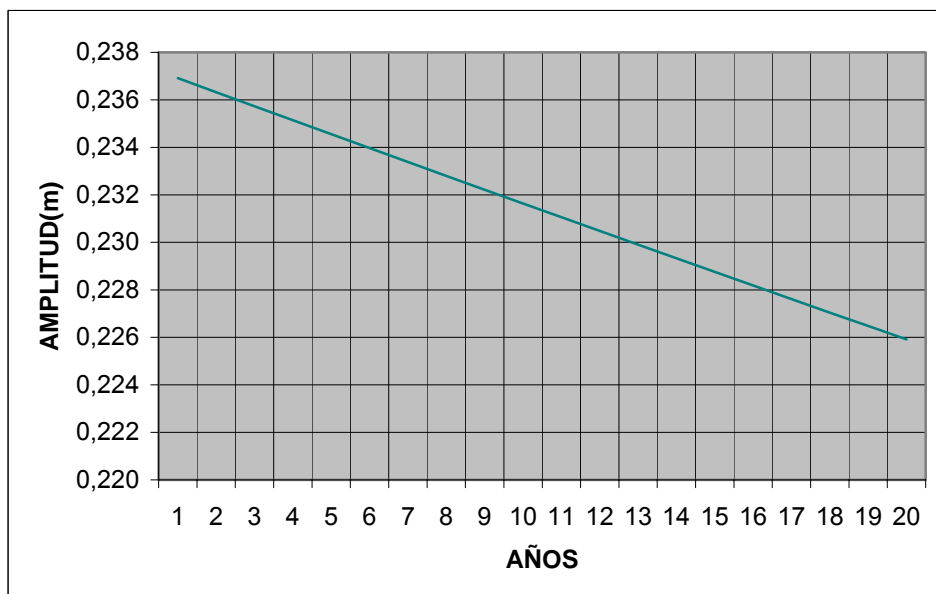
Anexo B16. Variación anual de la amplitud media de marea en Coveñas (-0,25%).



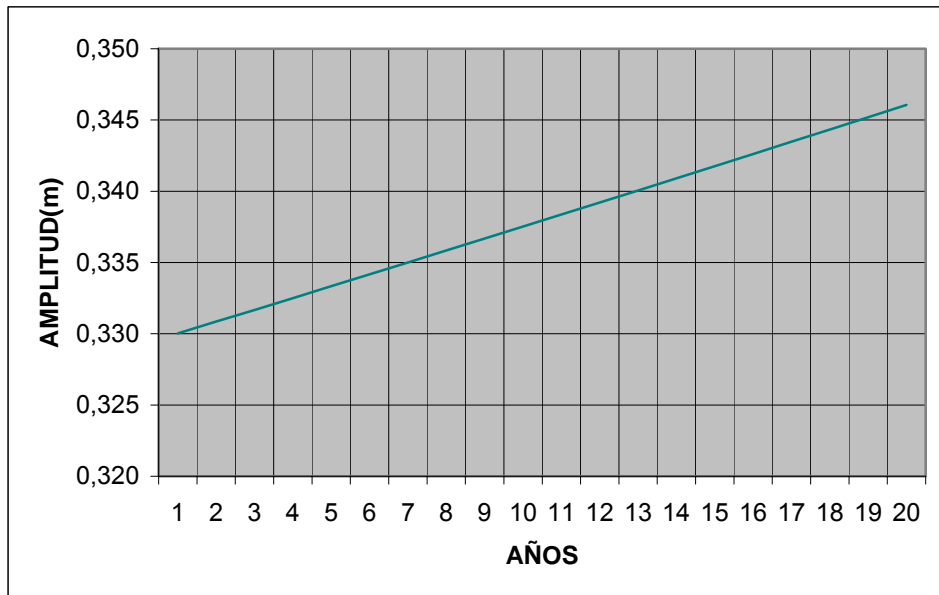
Anexo B17. Variación anual de la amplitud media de marea en Cartagena (+0,25%).



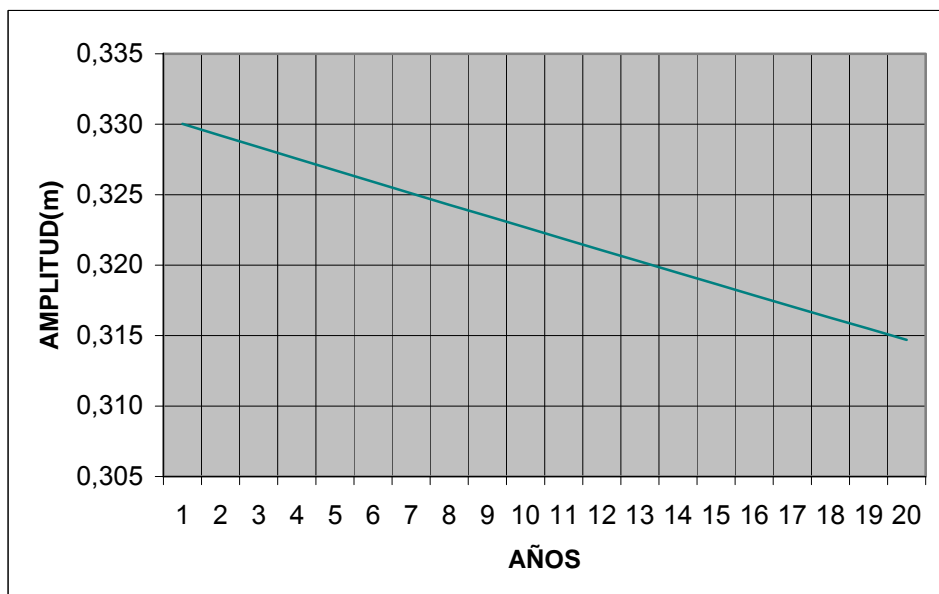
Anexo B18. Variación anual de la amplitud media de marea en Cartagena (-0,25%).



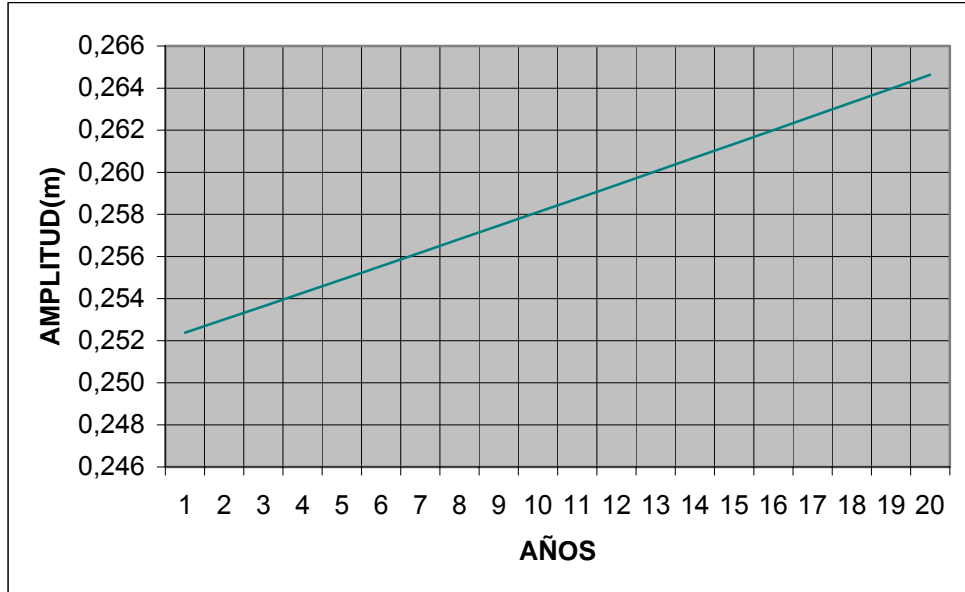
Anexo B19. Variación anual de la amplitud media de marea en Puerto Colombia (+0,25%).



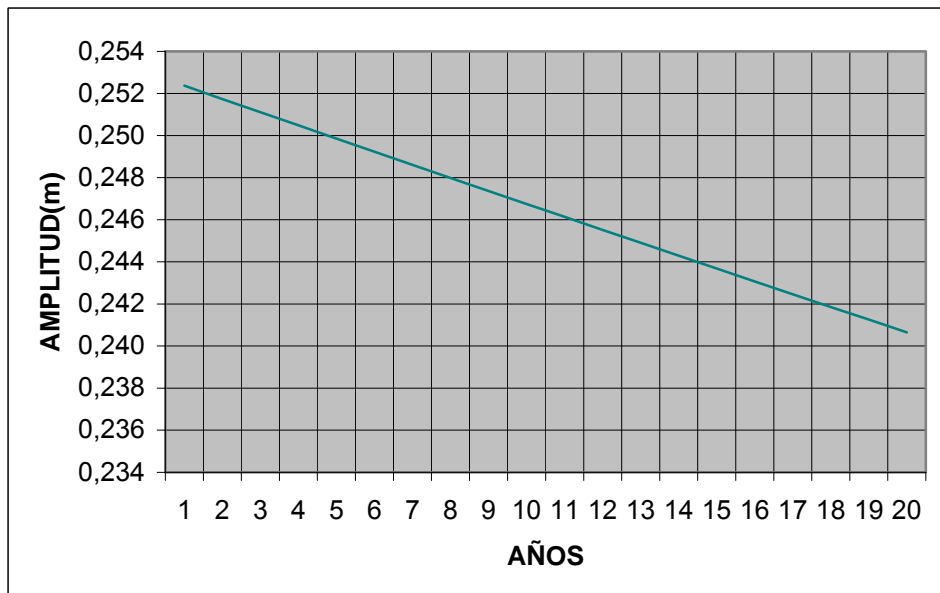
Anexo B20. Variación anual de la amplitud media de marea en Puerto Colombia (-0,25%).



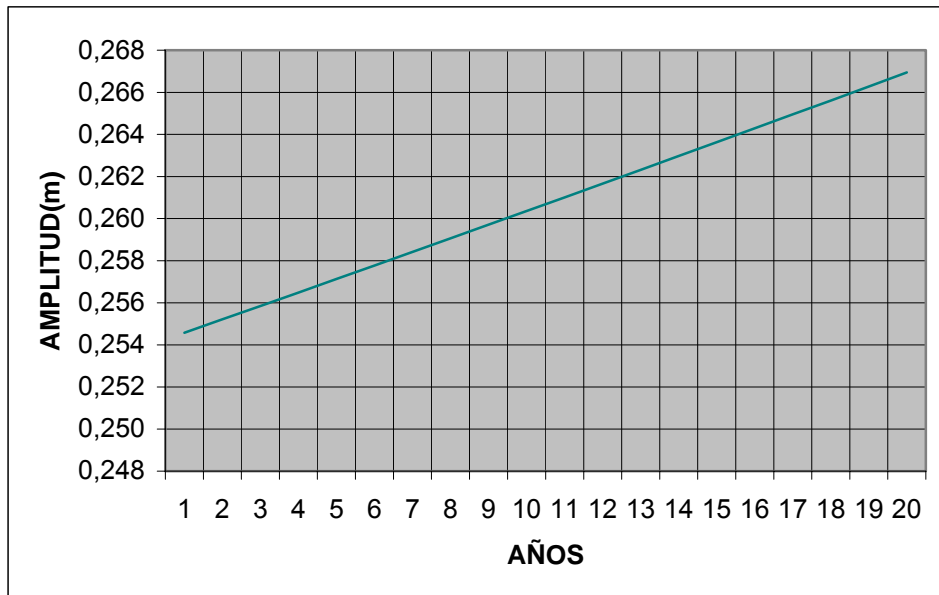
Anexo B21. Variación anual de la amplitud media de marea en Santa Marta (+0,25%).



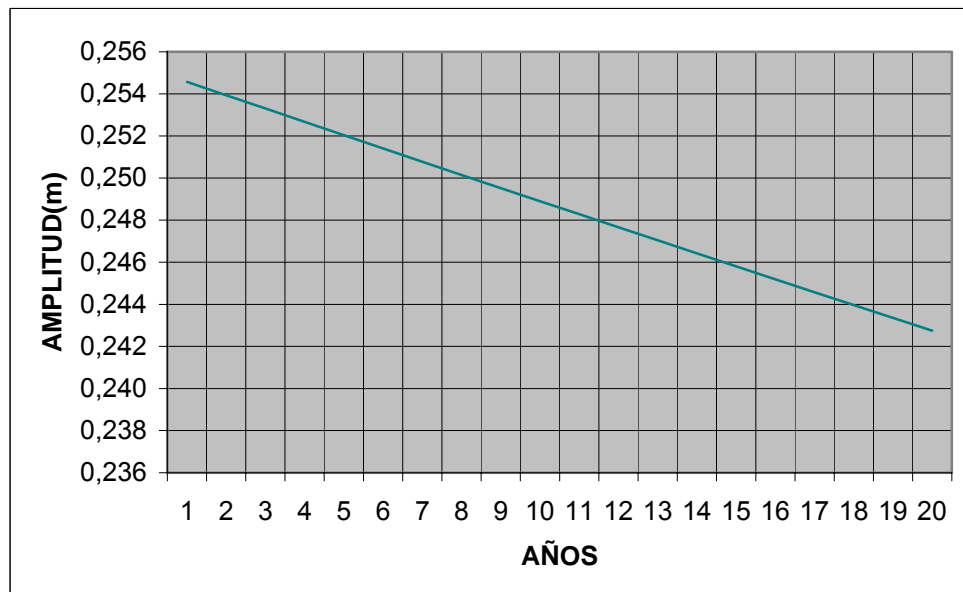
Anexo B22. Variación anual de la amplitud media de marea en Santa Marta (-0,25%).



Anexo B23. Variación anual de la amplitud media de marea en Riohacha (+0,25%).



Anexo B24. Variación anual de la amplitud media de marea en Riohacha (-0,25%).



## ANEXO C

### Anexo C1. Características de las olas en la zona de Cartagena.

CARTAGENA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NORESTE	2,27	6,80	10,00	18,00	25,41	
NORESTE ESTE	2,00	6,00	10,00	16,00	19,78	
ESTE	1,90	5,70	10,00	18,00	17,85	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexo C2. Características de las olas en la zona de Barranquilla.

BARRANQUILLA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	2,00	6,00	10,00	18,00	21,96	
NORESTE ESTE	2,17	6,50	9,50	18,00	24,48	
ESTE	1,67	5,00	9,00	18,00	13,73	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C3. Características de las olas en la zona del norte de la Guajira.

GUAJIRA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	1,50	4,50	9,50	18,00	11,73	
NORESTE ESTE	1,40	4,20	9,50	17,00	10,22	
ESTE	1,67	5,00	9,00	18,00	13,73	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C4. Características de las olas en la zona de las islas de San Bernardo.

SAN BERNARDO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	1,40	4,20	9,00	17,00	8,72	
NORESTE	2,10	6,30	9,50	18,00	20,71	
NORESTE ESTE	1,73	5,20	10,00	18,00	14,85	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C5. Características de las olas en la zona de Santa Marta.

SANTA MARTA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	2,00	6,00	9,50	17,00	20,86	
NORESTE ESTE	1,33	4,00	9,50	17,00	9,27	
ESTE	1,50	4,50	9,00	18,00	11,12	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C6. Características de las olas en la zona exterior del golfo de Uraba.

FUERA DEL GOLFO DE URABA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	1,07	3,20	9,00	14,00	5,62	
NORTE NORESTE	1,40	4,20	9,00	15,00	9,68	
NORESTE	0,73	2,20	8,00	12,00	2,36	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,67	2,00	9,00	15,00	2,20	
SUR SUROESTE	1,00	3,00	9,50	13,00	5,22	
SUROESTE	0,83	2,50	11,00	17,00	4,19	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,83	2,50	9,50	17,00	3,62	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	1,00	3,00	8,50	12,00	4,67	

Anexo C7. Características de las olas en la zona interior del golfo de Uraba.

DENTRO DEL GOLFO DE URABA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	1,03	3,10	9,00	14,00	5,28	
NORTE NORESTE	1,07	3,20	9,00	15,00	5,62	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,67	2,00	9,50	16,00	2,32	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,83	2,50	10,00	17,00	3,81	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	1,00	3,00	8,50	11,00	4,67	

Anexo C8. Características de las olas en la zona Bahía Solano.

BAHIA SOLANO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,93	2,80	9,00	16,00	4,30	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	1,00	3,00	8,00	11,00	4,39	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,80	2,40	9,00	17,00	3,16	
SUR SUROESTE	1,67	5,00	9,50	15,00	14,49	
SUROESTE	1,00	3,00	10,00	18,00	5,49	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	1,67	5,00	9,00	17,00	13,73	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C9. Características de las olas en la zona del Bajo Bahudo.

BAJO BAHUDO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,80	2,40	8,50	16,50	2,99	
SUR SUROESTE	1,33	4,00	9,00	18,00	8,78	
SUROESTE	1,00	3,00	9,50	17,00	5,22	
SUROESTE OESTE	0,73	2,20	8,50	17,00	2,51	
OESTE	1,33	4,00	8,50	17,00	8,30	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C10. Características de las olas en la zona de Buenaventura.

BUENAVENTURA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	1,07	3,20	9,50	17,50	5,93	
SUR SUROESTE	1,33	4,00	8,00	13,00	7,81	
SUROESTE	0,73	2,20	9,00	15,50	2,66	
SUROESTE OESTE	0,70	2,10	8,50	13,00	2,29	
OESTE	0,83	2,50	9,00	14,00	3,43	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C11. Características de las olas en la zona del Cabo Corrientes.

CABO CORRIENTES						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	1,67	5,00	9,00	17,00	13,73	
SUR SUROESTE	1,50	4,50	9,50	18,00	11,73	
SUROESTE	1,00	3,00	10,00	17,00	5,49	
SUROESTE OESTE	0,83	2,50	9,00	17,50	3,43	
OESTE	0,83	2,50	9,00	17,00	3,43	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C12. Características de las olas en la zona del Cabo Manglares.

CABO MANGLARES						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,80	2,40	6,00	11,00	2,11	
SUROESTE	0,80	2,40	8,00	13,00	2,81	
SUROESTE OESTE	0,67	2,00	8,00	18,00	1,95	
OESTE	0,60	1,80	8,00	14,00	1,58	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C13. Características de las olas en la zona de la Isla Ajicito.

ISLA AJICITO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	1,40	4,20	9,00	16,50	9,68	
SUR SUROESTE	1,30	3,90	8,00	13,00	7,42	
SUROESTE	0,73	2,20	9,00	15,00	2,66	
SUROESTE OESTE	0,70	2,10	8,50	13,00	2,29	
OESTE	0,80	2,40	9,00	14,00	3,16	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C14. Características de las olas en la zona de la Isla Gorgona.

ISLA GORGONA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,83	2,50	8,00	9,50	3,05	
SUR SUROESTE	0,73	2,20	8,00	11,00	2,36	
SUROESTE	0,73	2,20	9,00	17,00	2,66	
SUROESTE OESTE	0,90	2,70	8,00	11,00	3,56	
OESTE	0,87	2,60	8,00	13,00	3,30	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C15. Características de las olas en la zona de Mosquera.

MOSQUERA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR SUROESTE	0,73	2,20	8,50	15,50	2,51	
SUROESTE	0,83	2,50	9,00	17,00	3,43	
SUROESTE OESTE	0,90	2,70	8,50	18,00	3,78	
OESTE	0,87	2,60	8,50	13,00	3,51	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Anexo C16. Características de las olas en la zona del Golfo de Panamá.

GOLFO DE PANAMA						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	1,00	3,00	8,00	13,00	4,39	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	1,00	3,00	10,00	17,00	5,49	
SUR SUROESTE	1,03	3,10	10,00	17,00	5,86	
SUROESTE	1,17	3,50	9,50	16,50	7,10	
SUROESTE OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,77	2,30	8,50	15,50	2,74	
NORTE NOROESTE	0,77	2,30	8,00	17,00	2,58	

Anexo C17. Características de las olas en la zona de Tumaco.

TUMACO						
DIRECCION	ALTURA DE OLA [m]	ALTURA MAXIMA [m]	PERIODO DE PASO [s]	PERIODO PICO [s]	POTENCIA [kW/m]	
NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORTE NORESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NORESTE	1,50	4,50	9,00	17,00	11,12	
NORESTE ESTE	0,87	2,60	9,00	9,50	3,71	
ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESTE SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SURESTE SUR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUR	0,67	2,00	6,00	7,60	1,46	
SUR SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
SUROESTE OESTE	0,57	1,70	10,50	18,00	1,85	
OESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
OESTE NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
NOROESTE NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	