



Título del Trabajo Fin de Máster:

***APROVECHAMIENTO
HIDROELÉCTRICO DEL AGUA
RESIDUAL TRATADA DE LA ESTACIÓN
DEPURADORA DEL BARRIO DE
BUENOS AIRES, SANTA CRUZ DE
TENERIFE***

Intensificación:

TRATAMIENTO DE AGUAS

Autor:

AMADO MANUEL DE CÉSPEDES, JORGE

Director/es:

DR. SOLERA SOLERA, ABEL

DR. SANTAMARTA CEREZAL, JUAN CARLOS

Fecha: JULIO, 2012



Título del Trabajo Fin de Máster:

APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO DEL AGUA RESIDUAL TRATADA DE LA ESTACIÓN DEPURADORA DEL BARRIO DE BUENOS AIRES, SANTA CRUZ DE TENERIFE

Autor: **AMADO MANUEL DE CÉSPEDES, JORGE**

Tipo	A <input checked="" type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/>	Lugar de Realización	VALENCIA
Director	DR. ABEL SOLERA SOLERA	Fecha de Lectura	JULIO, 2012
Codirector1	DR. J. CARLOS SANTAMARTA		
Codirector2	CEREZAL		
Tutor	DR. ABEL SOLERA SOLERA		

Resumen:

CASTELLANO

1.1 Introducción

El objetivo principal del presente estudio es lograr el máximo ahorro económico en el presupuesto de tratamiento y vertido de las aguas residuales de Santa Cruz de Tenerife, por medio de la incorporación de una pequeña central hidroeléctrica que turbinará el agua residual depurada antes de ser vertida al mar. Optando así, por una solución acorde con el Plan Hidrológico de Tenerife y con las necesidades ambientales y tendencias actuales de utilización de las energías renovables. Los gastos de depuración de la ciudad proceden principalmente de la explotación y mantenimiento de la "Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos" y de la "Estación Depuradora de Aguas Residuales del barrio de Buenos Aires".

La EDAR de la capital tinerfeña es una instalación depuradora convencional que utiliza un esquema típico para la depuración de aguas residuales urbanas (ARU). Dispone de tres líneas de depuración, con una capacidad de 30.000 m³/día cada una. Se utilizan dos líneas de servicio que permiten tratar 60.000 m³/día, y una línea de reserva. Dichas líneas se alternan una o dos veces al año para garantizar la continuidad del proceso durante las labores de mantenimiento, reparaciones y conservación de los elementos que la componen.

A priori, se hace atractiva que nuestra instalación se acoja al régimen especial de funcionamiento para la venta de la energía generada, debido a los complementos que se detallan en la normativa. Existen dos opciones de venta de la energía, sometidas a diferentes retribuciones y sanciones. Una vez calculadas y analizadas, se propone acogerse a la venta por tarifa regulada, ya que es la que mejores beneficios nos reporta.

Esto da como consecuencia un precio de venta de la energía producida relativamente alto, con una venta asegurada de lo que se produzca, lo que unido al automatismo de las instalaciones, a su escaso mantenimiento y a los apoyos de la Unión Europea en forma de subvenciones, hace muy estimulante abordar la construcción de este tipo de centrales.

1.2 Características de la instalación propuesta

Tras analizar con detalle las alternativas de las que se disponen para la correcta definición del estudio, se dilucidan las características necesarias para maximizar la producción energética y reducir al mínimo los costes de inversión y el impacto ambiental. Los componentes principales que forman la instalación se describen a continuación.

1.2.1 Cámara de carga

La cámara de carga es un depósito localizado justo donde arranca la tubería forzada. En este caso se utiliza como depósito final de regulación, aunque habitualmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias. La conexión entre la toma de agua y la cámara de carga se realizará en presión, ésta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, para amortiguar las variaciones de presión y protegerla del golpe de ariete.

La cámara debe contar con un aliviadero, para que en caso de parada de la central se pueda evacuar el agua no turbinada hasta la conducción de vertido. No será necesaria la instalación de sistemas de limpieza del recurso, ya que el agua turbinada ya pasa a la cámara con las características adecuadas para su utilización. Es importante definir bien la ubicación y la capacidad de la cámara, de manera que se logre la estrategia de operación óptima.

La estrategia de operación que mejores incentivos nos ofrece será la incorporación de un depósito de regulación con las dimensiones mínimas que permitan a la central trabajar de forma fluyente. Se ubicara anexo a las instalaciones de la depuradora, de manera que se obtenga la mayor cota posible para maximizar la potencia de la turbina.

Por tanto, se dispondrá de una cámara de carga de 200 m³, a una cota de 96,8 metros de altura, capaz de regular los 0.347 m³/sg de caudal máximo en temporada invernal. Se debe disponer de un aliviadero y una chimenea de equilibrio para asegurar el correcto funcionamiento de todos los elementos de la instalación.

1.2.2 Tubería forzada

Esta conducción traslada el volumen de agua desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas donde se situará la turbina hidroeléctrica. Debe estar preparada para soportar la presión que produce la columna de agua, además de la sobrepresión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la minicentral.

Se colocará la tubería de forma aérea en toda su longitud, excepto en los puntos que no lo permitan. Solo será necesario enterrar la conducción en los tramos que atraviesan la autovía de conexión TF-4 y la calle Anatolio Fuentes García, consiguiendo así, la máxima austeridad en el presupuesto. Las presiones de funcionamiento indican que el conducto debe resistir un valor máximo de a 14,03 atmósferas de presión, teniendo en cuenta la sobrepresión en caso de golpe de ariete. Elegiremos el material de menor coste y mayor facilidad de montaje que asegure un buen funcionamiento.

En conclusión, dispondremos de una conducción de 400 mm de diámetro y de 184 metros de longitud que unirá la salida de la cámara de carga con la turbina. Se aconseja la elección de una material plástico, ya sea pvc o prfv. Este último, ofrece una gran rigidez y resistencia además de un coeficiente de rozamiento muy bajo, que asegura las mínimas pérdidas de carga en la conducción. Con diámetros a partir de 400 mm, la casa "Adecua Uralita" ofrece una amplia gama de modelos con una rigidez mínima de 5.000 N/m², un espesor de 11,5 mm. y con una resistencia a presión de 16 atmósferas.

1.2.3 Turbina

Una vez determinadas las pérdidas de carga en la tubería y el caudal de diseño, podemos determinar los valores que nos permitirán calcular la potencia nominal máxima de la turbina y seleccionar un grupo turbogenerador que se adapte a las características de la central. Los valores obtenidos son los siguientes:ç

Caudal= 0,347 (m³/sg) Salto neto= 88,74(m) Potencia= 271,9 (kW)

Los resultados de la selección de la turbina concluyen que las máquinas que mejores prestaciones nos ofrecen son las Pelton, ya tienen alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento, además presenta una curva plana con rendimientos superiores al 80% para un 20 % de caudal del nominal.

Se ha seleccionado una máquina de la casa “Voith Hydro Power Generation”, más precisamente en el catálogo de pequeñas turbinas Pelton. Los equipos de 2 inyectores nos ofrecen unas prestaciones excelentes para las características del salto.

1.2.4 Nave de máquinas y equipos

La casa de máquinas debe disponer del tamaño necesario para albergar la turbina, el generador y los equipos auxiliares y de control. Asegurando un espacio lo suficientemente cómodo como para manejar los equipos. Por otro lado, se necesita de una cubierta móvil para poder instalar los equipos con grúa.

Las turbinas de dos inyectores de la casa seleccionada y el generador que viene anexo al equipo poseen unas dimensiones máximas aproximadas de 3,4 metros de ancho y 6,1 de largo. La disposición es de manera horizontal.

Se aconseja la elección de una nave cuadrada de, al menos 9 metros de longitud por 3,5 metros de altura. Estará situada en la plataforma costera que se encuentra bajo las instalaciones de la EDAR, a una cota de 5,5 metros. Se optará por el material que mejor resista la corrosión provocada por la salinidad o se incluirá un revestimiento adecuado. También tiene que ofrecer buena facilidad de montaje y costes reducidos.

El equipo auxiliar de mayor importancia es el sistema de control y medición que debe ser completo debido a que estas plantas deben estar automatizadas para que funcionen sin la presencia continua de personal.

1.2.5 Transformación y transporte de la energía

En el barrio de Buenos Aires existe una subestación de transformación de la energía propiedad de la empresa que opera en la isla (Unelco-Endesa). Está situada a pocos metros de la estación depuradora con lo que sería interesante estudiar el enganche de la potencia generada a dicha instalación, lo que supondría un ahorro importante en el presupuesto del estudio.

A partir de la subestación se distribuye la energía a todos los puntos de consumo mediante líneas de baja tensión.

1.2.6 Presupuesto

Todos los precios unitarios, además de los costes directos e indirectos están recogidos en la base de datos de precios de obra y construcción del Colegio Oficial de Ingenieros de Obras Públicas de Sta. Cruz de Tenerife.

RESUMEN

Descomposición	Precio (€)	Porcentaje (%)
Obra Civil	233.625	50,29
Instalaciones y Equipos	230.958	49,71
Total Ejecución Material	464.583	-
Gastos Generales (16%)	74.333	-
Beneficio Industrial (7%)	32.521	-
I.G.I.C.(7%)	32.521	-
Presupuesto Total	603.957	

Se puede observar que obtenemos un presupuesto bastante bajo, principalmente debido a los ahorros logrados en la definición de las alternativas.

1.3 Beneficios económicos, energéticos y medioambientales

1.3.1 Rentabilidad económica

Se ha optado acogerse al régimen especial de energía y por medio de la tarifa regulada de venta de la energía. Los beneficios netos equivalen a 169.286 €/año.

Según su tasa de interés se concluye que el periodo de retorno de la inversión inicial es de 4 años para intereses de 5 % y el 7,5 %, mientras que para un interés del 12,5 % obtenemos un retorno de 5 años. En este tipo de instalaciones las tasas de retorno mejoran en la mayoría de los casos, por lo que la rentabilidad de la inversión esta asegurada. En cuanto al TIR, obtenemos un valor del 9,9 que confirma la rentabilidad de la inversión, ya que supera en gran medida al interés normal del dinero en el mercado de capitales.

1.3.2 Rentabilidad energética

Los datos de potencia consumida y generada son los siguientes:

Consumo energético=7.220.429,56 (kW/año) Aporte hidroeléctrico=2.009.633,98 (kW/año)

Consumo resultante 5.210.795,58

Estos datos suponen un ahorro energético de la explotación de la EDAR y la estación de Cabo Llanos de casi un 28%, cifra que monetariamente supone casi 170.000 € al año.

1.3.3 Beneficio medioambiental

Ahora evaluemos el ahorro conseguido con la instalación hidroeléctrica:

Toneladas CO2 (evitadas)= 2.004,61

Este valor supone evitar la emisión de 5,5 toneladas de CO2 al día. En nuestro caso, la central que abastece a la capital de la isla se encuentra en el término municipal de Candelaria y se trata de una central termoeléctrica con potencia superior a 50 MW. Las emisiones de CO2 de dicha central llegan casi a 700.000 toneladas al año, según datos del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes "PRTR-España". A pesar de la magnitud de los resultados obtenidos, el porcentaje de reducción de las emisiones de CO2 en la isla es inferior al 1%.

1.4 Conclusión

Una vez analizados los beneficios económicos y medioambientales, podemos concluir que la inclusión de una minicentral que aproveche las aguas regeneradas de la capital de la isla es una alternativa altamente eficiente y que además se adecúa a las directrices marcadas por todos los planes insulares, estatales y europeos, en materias de gestión de aguas y aprovechamiento energético con energías renovables.

Las singularidades del territorio insular animan el fomento de este tipo de iniciativas ya que favorecen el desarrollo e innovación de una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente. Este estudio incorpora como recurso energético un agua que no compite con otros usos, ya que normalmente se vierte al medio marino, y cuya dotación es continua, debido a que no dependen de la climatología.

Según el Plan Hidrológico de Tenerife, la capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en la isla, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el Plan Energético de Canarias (PECAN) para el 2015. Dichas aportaciones pretenden ser cubiertas por con la construcción de varias centrales hidroeléctricas reversibles. Los altos costes de inversión de estas obras, hace más atractiva aún, la posibilidad de aprovechar la energía proveniente del agua residual depurada para cubrir parte de la demanda de la isla.

A priori, el desarrollo de este estudio no presenta ningún factor que sufra un impacto ambiental grave en ninguna de las fases. El hecho de que la zona sensible de alteración, se encuentre situada en terreno industrial aminora el riesgo de todo tipo de impacto, ya que apenas hay presencia de fauna o flora a la que se pueda perjudicar. Tampoco existen núcleos urbanos cercanos a la explotación con lo que el nivel de ruidos no el gran problema.

SUMMARY

1.1 Introduction

The principle objective of this current investigation is to minimize costs in the budget for the treatment and discharge of wastewater from the capital Santa Cruz of Tenerife, by adding a small hydroelectric plant that will turbine the treated wastewater before being streamed back into the ocean. Thus opting for a solution consistent with the Hydrological Plan of Tenerife and environmental needs and trends of use of renewable energy. The purification costs brought forth by the city come mainly from the operation and maintenance of "Pre-Treatment and Pumping Station of Cabo Llanos" and "Wastewater Treatment Station from the neighbourhood of Buenos Aires."

The EDAR of the capital of Tenerife is a conventional treatment plant which uses a regular scheme for urban waste water treatment (ARU). There are three purification lines with a capacity of 30,000 m³/day each. It uses two service lines that can treat 60,000 m³/day, and a reserve line. These lines are alternated once or twice a year to ensure the continuity of the process during the maintenance, repair and preservation of its components.

A priori, it is attractive for our facilities to qualify for the special operating system for the sale of generated power, due to the supplements listed in the regulations. There are two options for the sale of energy, subject to different fees and penalties. After having calculated and analyzed various ideas the proposed option would be the sale through a regulated rate, being this one the choice that earns the best benefits.

This result gives a selling price of the energy produced relatively high, with a guaranteed sale of all which is produced. This, summed up with the automatism of the facility, its low maintenance and the support of the European Union in the form of grants, makes the construction of such plants very appealing to consider.

1.2 Characteristics

After analyzing in detail the alternatives that are available for the correct definition of the study, elucidate the features needed to maximize energy production and minimize investment costs and environmental impact. The major components that form the installation are described below.

1.2.1 The loading chamber

The forebay tank is located right where the penstock starts. In this case it is used as a regulating final reservoir, but usually only has capacity to supply the volume needed for starting the turbine without intermissions. The connection between water intake and the forebay will be held in pressure, the latter will be closed and will also have a surge tank to dampen pressure variations and protect it from water hammer.

The camera must have a spillway, so that in case of a shutdown the non turbined water may go through to the conducting spill. Installation resource cleaning systems will not be necessary, since the turbined water passes into the camera with the right characteristics for being useful. It is important to define the location and the capacity of the chamber so as to achieve the optimum operating strategy.

The trading strategy that offers better incentives will be the incorporation of a stock of regulation with the minimum dimensions that allow the plant to work in a flux. Annex was located at the treatment plant facilities, so as to obtain the highest peak possible to maximize the power of the turbine.

Therefore, there will be a loading chamber 200 m³, at a height of 96.8 meters, capable of regulating the flow m³/sg 0,347 maximum in winter. It must have a spillway and a surge tank to ensure proper operation of all fixtures.

1.2.2 The penstock

The pipeline moves the volume of water from the forebay to the powerhouse where the lower-hydroelectric turbine must be prepared to withstand the pressure that the water column produces, in addition to over-pressure which can cause water hammer in the case of an emergency stop of the minicentral.

The pipe will be placed aially along its entire length, except where this can't be done. The driving sections that cross the highway connecting TF-4 and Garcia Fuentes Anatolio Street would be the only sections that would need to be buried, thus achieving the maximum austeriy in the budget. Operating pressures indicate that the conduit must resist to a maximum value of 14.03 atmospheres of pressure, taking into account the pressure in case of water hammer. Materials of the lowest costs will be used and will be of easy installation to ensure proper operation.

In conclusion, we will have a conductive of 400 mm in diameter and 184 meters in length linking the chamber outlet to the turbine load. It is advisable to choose a plastic material, either PVC or FRP. This last choice offers great resistance and stiffness and a very low friction coefficient, which ensures minimum pressure loss in the conductor. With diameters from 400 mm, the brand "Adapts Uralita" offers a wide range of models with a minimum stiffness of 5,000 N/m², a thickness of 11.5 mm. and a resistance to pressure of 16 atmospheres.

1.2.3 Turbine

After determining the losses in the pipe and the design flow, we can determine the values that allow us to calculate the maximum rated power of the turbine and select a turbogenerator group that fits into the characteristics of the plant. The values obtained are:

Flow=0,347 (m³/sg) Fall Total= 88,74 (m) Power= 271,87 (kW)

The results of the selection of the turbine conclude that the machines with best performance offered are the Pelton, they offer high availability and low cost of maintenance, and show a flat curve with a performance higher than 80% to 20% of nominal flow .

A machine from the brand "Voith Hydro Power Generation" has been selected, more precisely from the catalog of small Pelton turbines, 2 injectors equipment offer an excellent performance characteristics for the jump.

1.2.4 Machine and equipment housing

The powerhouse must have the size needed to house the turbine, generator and auxiliary equipment and control. Ensuring a comfortable enough space to handle the equipment. On the other hand, you need a retractable roof to install equipment by crane.

Two injector turbines from the selected house and the generator that come attached to the equipment have the maximum dimensions of approximately 3.4 meters wide and 6.1 long. The arrangement is horizontal.

We suggest choosing a squared space of at least 9 meters long and 3.5 meters in height. It will be located on the continental platform which can be found under the EDAR facilities, at a height of 5.5 meters. The best material to resist corrosion caused by salinity will be chosen or a suitable coating with proper resistance will be included. Also, easy installment and reduced costs are included.

The auxiliary equipment of most importance is the measurement and control system that must be complete because these plants should be automated to work without a continuous staff presence.

1.2.5 Transformation and transportation of energy

In the neighbourhood of Buenos Aires there is a transformation substation, owned by the main energy company that operates on the island (Unelco-Endesa). It is located a few meters from the treatment plant so it would be interesting to study the coupling of the power generated at the facility, which would mean significant savings in the budget of the study.

From here the power is distributed to all points of consumption through low-voltage lines.

1.2.6 Budget

All unit prices, in addition to the direct and indirect costs are included in the database of prices and construction work of the College of Engineers of Public Works of Santa Cruz de Tenerife.

Summary

	Price (€)	Percentage (%)
Civil Works	233.625	50,29
Installment and Equipment	230.958	49,71
Total Running Materials	464.583	-
General Costs(16%)	74.333	-
Industrial Benefits (7%)	32.521	-
I.G.I.C.(7%)	32.521 -	-
Total Budget	603.957	

A fairly low budget may be observed, mainly due to savings in the definition of the alternatives.

1.3 Economic, energy and environmental benefits

1.3.1 Economic profitability

We have chosen this special scheme of energy and through the regulated rate of energy sales. The net benefits amount to € 169,286 / year.

According to the interest rate, it is concluded that the return period of the initial investment is of 4 years with 5% and 7.5% interest, while for a 12.5% interest we get a return of 5 years. In such installations the return rates improve in most cases so the return on the investment is assured. As for the TIR, we obtain a value of 9.9 which confirms the return on the investment, as it exceeds by far the normal interest of money in the capital market.

1.3.2 Energy performance

The data of the power energy consumption and its supply are:

Resulting Consumption 5.210.795,58

This data results in an energy saving of the exploitation of the EDAR and the station of Cabo Llanos of almost 28%, which monetarily represents nearly 170,000€ a year.

1.3.2 Environmental benefits

The evaluation of the savings resulting from the hydroelectric facility:

Tons CO2 (Prevented)= 2.004,61

This value prevents the emission of 5.5 tonnes of CO2 a day. In our case, the plant that supplies the capital of the island is located in the area of Candelaria and its a power plant with an output exceeding 50 MW. The CO2 emissions of this plant nearly reach 700,000 tonnes per year, according to the Register of Emissions and Pollutant Sources "PRTR-Spain." Despite the magnitude of the results obtained, the percentage reduction of CO2 in the island is less than 1%.

1.4 Conclusion

Having analyzed the economic and environmental benefits, we can conclude that the inclusion of a mini central that takes advantage of reclaimed water from the capital of the island is a highly efficient alternative that also fits with the guidelines set by all island plans, both state and European, in matters of water management and energy use with renewable energy.

The singularities of the islands' territory encourages the promotion of such initiatives such as the development and innovation of environmentally friendly and clean energy. This study incorporates water as an energy source that does not compete with other forms of energy source, as it is usually poured into the marine environment, and whose strength is continuous because it does not depend on the weather.

According to the Hydrological Plan of Tenerife, Canary Islands mini hydro capacity will be displayed with the increased contribution of new hydropower plants in Tenerife, raising up to 2.6 MW installed capacity in the island, well below the 6.2 MW which provides the Canary Islands Energy Plan (PECAN) for 2015. These contributions are intended to be covered by the construction of several reversible hydroelectric powerhouses. The high investment costs of these constructions, make the

possibility of using the energy from the treated wastewater to meet with some of the demand of the island, even more attractive.

A priori, the development of this research does not present any serious environmental impact of any of the elements during its various stages. Therefore, with the corrective measures applied, no major problems would be expected in the environmental field. The fact that the sensitive area of alteration is located on industrial land, reduces the risk of all types of impact as there is little presence of fauna or flora to which damage can be done. Nor are there any towns close by so that noise levels are not a problem either.

RESUM

1.1 Introduccio

L'objectiu principal del present estudi es conseguir el maxim aforro economic en el presupost de tractament i regallat de les aigües residuals de Santa Creu de Tenerife, per mig de l'incorporacio d'una menuda central hidroelectrica que turbinará l'aigua residual depurada abans de ser regallat a la mar. Optant aixina, per una solucio acort en el Pla Hidrologic de Tenerife i en les necessitats ambientales i tendencies actuals d'utilisacio de les energies renovellables. Les despeses d'acendrament de la ciutat procedixen principalment de l'explotacio i manteniment de la "Estacio de pretratamiento i Bombeig de Veta Plana" i de la "Estacio Depuradora d'Aigües Residuals del barri de Bons Aires".

L'EDAR de la capital tinerfeña es una instalacio depuradora convencional que utilisa una esquema tipica per a l'acendrament d'aigües residuals urbanes (ARU). Dispone de tres llinies d'acendrament, en una capacitat de 30.000 M3/dia cada una. S'utilisen dos llinies de servici que permeten tractar 60.000 M3/dia, i una llinia de reserva. Dites llinies s'alternen una o dos voltes a l'any per a garantir la continuïtat del proces durant les llabores de manteniment, reparacions i conservacio dels elements que la componen.

A priori, se fa atractiva que nostra instalacio se acoja l regim especial de funcionament per a la venda de l'energia generada, degut als complements que se detallen en la normativa. Existixen dos opcions de venda de l'energia, someses a diferents retribucions i sancions. Una volta calculades i analisades, se propone acollir-se a la venda per tarifa regulada, ya que es la que millors beneficis mos reporta.

Aço dona com conseqüencia un preu de venda de l'energia produïda relativament alt, en una venda afermada de lo que se produïxca, lo que unit a l'automatisme de les instalacions, a la seua escaso manteniment i als apoyos de l'Unio Europea en forma de subvencions, fa molt estimulant abordar la construccio d'este tipo de centrals.

1.2 Caracteristiques de l'instalacio proposta

Despres de analisar en detall les alternatives de les que se disponen per a la correcta definicio de l'estudi, se diluciden les caracteristiques necessaries per a maximizar la produccio energetica i reduir al minim els costs d'inversio i l'impacte ambiental. Els components principals que formen l'instalacio se descriuen a continuacio.

1.2.1 Cambra de carrega

La cambra de carrega es un deposit localisat just a on arranca la tubería forçada. En este cas s'utilisa com deposit final de regulacio, encara que habitualment te nomes capacitat per a suministrar el volum necessari per a l'arrancada de la turbina sense intermitencies. La conexio entre la presa d'aigua i la cambra de carrega se realisarà en pressio, esta ultima sera tancada i tindra ademes un fumeral d'equilibri, per a esmortir les variacions de pressio i protegir-la del colp d'ariet.

La cambra deu contar en un aliviadero, per a que en cas de parada de la central se puga evacuar l'aigua no turbinada fins la conduccio de regallat. No sera necessaria l'instalacio de sistemes de netea del recurs, ya que l'aigua turbinada ya pas a la cambra en les caracteristiques adequades per a la seua utilisacio. Es important definir be l'ubicacio i la capacitat de la cambra, de manera que se conseguisca l'estrategia d'operacio optima.

L'estrategia d'operacio que millors incentius mos oferix sera l'incorporacio d'un deposit de regulacio en les dimensions minimas que permeten a la central treballar de forma decorrenta. S'ubicara anex a les instalacions de la depuradora, de manera que s'obtinga la major cota possible per a MAXIMIZAR la potencia de la turbina.

Per tant, se dispondrà d'una cambra de carrega de 200 M3, a una cota de 96,8 metros d'alçada, capaç de regular els 0.347 M3/SG de cabal maxim en temporada hivernal. Se deu disponer d'un aliviadero i un fumeral d'equilibri per a assegurar el correcte funcionament de tots els elements de l'instalacio.

1.2.2 Tubería forçada

Esta conduccio trasllat el volum d'aigua des de la cambra de carrega fins la casa de maquines a on se situarà la turbina hidroelectrica. Deu estar preparada per a soportar la pressio que produix la columna d'aigua, ademes de la sobrepresión que provoca el colp d'ariet en cas de parada brusca de la minicentral..

Se colocrarà la tubería de forma aerea en tota la seua llongitud, excepte en els punts que no ho permeten. Nomes sera necessari soterrar la conduccio en els trams que travessen l'autovía de conexio TF-4 i el carrer Anatoli Fonts Garcia, conseguint aixina, la maxima austeritat en el presupost. Les pressions de funcionament indiquen que el conducte deu resistir un valor maxim d'a 14,03 atmosferes de pressio, tenint en conte la sobrepresio en cas de colp d'ariet. Elegirém el material de menor cost i major facilitat de montage que assegure un bon funcionament.

En conclusio, dispondremos d'una conduccio de 400 MM de diametro i de 184 metros de llongitud que unirà l'eixida de la cambra de carrega en la turbina. S'aconsella l'eleccio d'una material plastic, ya siga PVC o PRFV. Este ultim, oferix una gran rigidea i resistencia ademes d'un coeficient de roçament molt baix, que assegura les minimas perdües de carrega en la conduccio. En diámetros a partir de 400 MM, la casa "Adequa Uralita" oferix una ampla gama de models en una rigidea minima de 5.000 N/M2, una gruixa de 11,5 MM. i en una resistencia a pressio de 16 atmosferes.

1.2.3 Turbina

Una volta determinada les perdües de carrega en la tubería i el cabal de disseny, podem determinar els valors que mos permetran calcular la potencia nominal maxima de la turbina i seleccionar un grup TURBOGENERADOR que s'adapte a les caracteristiques de la central. Els valors obtinguts son els següents:

Caudal= 0,347 (m3/sg)

Salto neto= 88,74 (m)

Potencia= 271,9 (kW)

Els resultats de la selecció de la turbina conclouen que les màquines que millors prestacions mos ofereixen són les PELTON, ja tenen alta disponibilitat i baix cost de manteniment, ademés presenta una corba plana en rendiments superiors al 80% per a un 20 % de cabal del nominal.

S'ha seleccionat una màquina de la casa "VOITH HYDRO POWER GENERATION", mes precisament en el catalec de menudes turbines PELTON. Els equips de 2 injectors mos ofereixen unes prestacions excelents per a les característiques del bot.

1.2.4 Nau de màquines i equips

La casa de màquines deu disponer del tamany necessari per a albergar la turbina, el generador i els equips auxiliars i de control. Assegurant un espai lo suficientment comodu com per a manejar els equips. Per atre costat, se necessita d'una coberta movil per a poder instal·lar els equips en grua.

Les turbines de dos injectors de la casa seleccionada i el generador que ve anex a l'equip posseïxen unes dimensions màximes aproximades de 3,4 metres d'ample i 6,1 de llarc. La disposició es de manera horisontal.

S'aconsella l'elecció d'una nau quadrada de, al menys 9 metres de llongitud per 3,5 metres d'alçada. Estara situada en la plataforma costera que se troba baix les instal·lacions de l'EDAR, a una cota de 5,5 metres. S'optarà pel material que millor resistisca la corrosió provocada per la salinitat o s'inclourà un revestiment adequat. Tambe te que oferir bona facilitat de muntatge i costos reduïts. L'equip auxiliar de major importància es el sistema de control i medicio que deu ser complet degut a que estes plantes deuen estar automatizadas per a que funcionen sense la presència continua de personal.

1.2.5 Transformació i transport de l'energia

En el barri de Bons Aires existix una sub estació de transformació de l'energia propietat de l'empresa que opera en l'illa (UNELCO-ENDESA). Està situada a pocs metres de l'estació depuradora en lo que seria interessant estudiar l'enganchament de la potència generada a dita instal·lació, lo que supondria un aforro important en el presupost de l'estudie.

A partir de la subestació se distribueix l'energia a tots els punts de consum mitjançant llinies de baixa tensió.

1.2.6 Presupost

Tots els preus unitaris, ademés dels costos directes i indirectes estan arreglats en la base de senyes de preus d'obra i construcció del Colege Oficial d'Ingeniers d'Obres Publiques de Sta. Creu de Tenerife.

RESUM

Descomposició	Precio (€)	Porcentaje (%)
Obra Civil	233.625	50,29
Instalaciones y Equipos	230.958	49,71
Total Ejecución Material	464.583	-
Gastos Generales (16%)	74.333	-
Beneficio Industrial (7%)	32.521	-
I.G.I.C.(7%)	32.521 -	
Presupuesto Total	603.957	

Se pot observar que obtenim un presupost prou baix, principalment degut als aforros conseguits en la definició de les alternatives.

1.3 Beneficis econòmics, energètic i medioambiental

1.3.1 Rendabilitat econòmica

S'ha optat acollir-se al regim especial d'energia i per mig de la tarifa regulada de venda de l'energia. Els beneficis daus equivalen a 169.286 €/any.

Segons la seua taxa d'interès se conclou que el període de retorn de l'inversió inicial es de 4 anys per a interessos de 5 % i el 7,5 %, mentres que per a un interès del 12,5 % obtenim un retorn de 5 anys. En este tipus d'instal·lacions les taxes de retorn milloren en la majoria dels casos, per lo que la rendabilitat de l'inversió esta afermada. En quant al TIR, obtenim un valor del 9,9 que confirma la rendabilitat de l'inversió, ya que supera en gran mida a l'interès normal del diners en el mercat de capitals.

1.3.2 Rendabilitat energètica

Les senyes de potència consumida i generada son els següents:

Consumo resultante 5.210.795,58

Estes senyes suponen un aforro energètic de l'explotació de l'EDAR i l'estació de Veta Plana de casi un 28%, sifra que monetàriament supone casi 170.000 € a l'any.

1.3.3 Benefici medioambiental

Ara evaluem l'aforro conseguit en l'instal·lació hidroelèctrica

Toneladas CO2 (Evitados)= 2.004,61

Este valor SUPONE evitar l'emissió de 5,5 tonelles de CO2 al dia. En nostre cas, la central que abasteix a la capital de l'illa se troba en el terme municipal de Trepò i se tracta d'una central termoelectrica en potència superiora a 50 MW. Les emissions de CO2 de dita central arriben casi a 700.000 tonelles a l'any, segons senyes del Registre Estatal d'Emissions i Fonts Contaminants "PRTR-Espanya". A pesar de la magnitud dels resultats obtinguts, el percentatge de reducció de les emissions de CO2 en l'illa es inferior al 1%.

1.4 Conclusio

Una volta analisada els beneficis econòmics i medioambientales, podem concloure que l'inclusió d'una minicentral que aprofite les aigües regenerades de la capital de l'illa es una alternativa altament eficient i que ademes se adecua a les directrius marcades per tots els plans insulars, estatals i europeus, en matèries de gestió d'aigües i aprofitament energètic en energies renovellables.

Les singularitats del territori insular animen el foment d'este tipus d'iniciatives ya que favorixen el desenvolupament i innovació d'una energia neta i respectuosa en el mig ambient. Este estudi incorpora com recurs energètic una aigua que no competix en altres uss, ya que normalment se vierte al mig marí, i cuya dotació es continua, degut a que no depenen de la climatologia.

Segons el Pla Hidrològic de Tenerife, la capacitat minihidràulica de Canaries se podra vore incrementada en l'aportament de nous bots hidroelèctrics en Tenerife, elevant fins 2,6 MW la potència instal·lada en l'illa, molt per baix dels 6,2 MW que prevé el Pla Energètic de Canaries (PEQUEN) per a el 2015. Dites aportaments pretenen ser cobertes per en la construcció de varies centrals hidroelèctriques reversibles. Els alts costos d'inversió d'estes obres, fa mes atractiva encara, la possibilitat d'aprofitar l'energia provinent de l'aigua residual depurada per a cubrir part de la

demanda de l'illa.

A priori, el desenvolupament d'aquest estudi no presenta cap factor que pugui sofrir un impacte ambiental greu en cap de les fases. El fet de que la zona sensible d'alteració, se troba situada en terreny industrial minimitza el risc de tot tipus d'impacte, ja que gairebé no hi ha presència de fauna o flora a la que se pugui perjudicar. Tampoc existeixen nuclis urbans propers a l'activitat en la qual el nivell de sorolls no és el gran problema.

Palabras clave:

EFICIENCIA - INNOVACIÓN - AHORRO - MEDIO AMBIENTE - HIDROELÉCTRICA

Formato de etiquetas para los CDs

La Información a incluir en el CD es la siguiente:

Título

Autor

Director/es

Color de la etiqueta TFM tipo A: verde



Color de la etiqueta TFM tipo B: azul



Instrucciones

En _____ puede encontrarse la aplicación [ApliSoftPromotion](#) en formato zip y los modelos de los diferentes tipos de CD:

Tipo A: mihma_CD_Tipo_A [APLI - CD LABEL - Ref 10603].lab

Tipo B: mihma_CD_Tipo_B [APLI - CD LABEL - Ref 10603].lab

Con la aplicación [ApliSoftPromotion](#) pueden abrirse los citados archivos e incluir los datos para después poder imprimir las etiquetas y pegarlas a los 2 CDs que hay que entregar.



ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.- ANTECEDENTES

1.1.- Evolución de la utilización de la energía hidráulica	1
1.2.- Energía hidroeléctrica	1
1.2.1.- Energía hidráulica y medio ambiente	3
1.2.2.- Pequeñas centrales hidroeléctricas	4
1.3.- Aprovechamiento hidroeléctrico del agua residual regenerada	6
1.4.- Estudio de las condiciones de Mercado	7
1.5.- Conclusión	12

2.- OBJETIVO DEL ESTUDIO

3.- EMPLAZAMIENTO

4.- DATOS DE PARTIDA

4.1.- Introducción	18
4.2.- Datos referentes a la EDAR de Buenos Aires	18
4.2.1.- Características técnicas de la EDAR	18
4.2.2.- Calidad del agua de entrada ¹⁹	
4.2.3.- Consumo energético de la EDAR ²²	
4.2.4.- Datos referentes a la calidad del agua de salida	22
4.3.- Datos referentes a la estación de pretratamiento y bombeo de Cabo Llanos	23
4.3.1.- Características técnicas de la EPB	23
4.3.2.- Consumo energético de la EPB	24
4.4.- Datos referentes a la instalación hidroeléctrica	24



5.-ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	26
5.1.- Introducción	26
5.2.- Opción de venta de la energía	26
5.2.1.- Potencia Bruta Generada	26
5.2.2.- ALTERNATIVA Nº1. Tarifa regulada	27
5.2.3.- ALTERNATIVA Nº2. Mercado de energía eléctrica	28
5.2.4.- Conclusión	29
5.3.- Cámara de carga	29
5.3.1.- ALTERNATIVA Nº1. Depósito de dimensiones mínimas ubicado en la EDAR	30
5.3.2.- ALTERNATIVA Nº2. Estudio de diferentes caudales equipados de la cámara comparando coste y producción	31
5.3.3.- Conclusión	40
5.4.- Tubería forzada	40
5.4.1.- ALTERNATIVA Nº1. Colocación de la tubería forzada de forma aérea	41
5.4.2.- ALTERNATIVA Nº2. Colocación de la tubería forzada enterrada	42
5.3.3.- ALTERNATIVA Nº3. Colocación de la tubería semienterrada	43
5.5.- Turbina hidroeléctrica	43
5.5.1.- ALTERNATIVA Nº1. Selección de una turbina capaz de funcionar a alto rendimiento teniendo en cuenta la variación de caudal	43
5.5.2.- ALTERNATIVA Nº2. Colocación de dos turbinas, las cuales trabajen conjuntamente en invierno e individualmente en verano	45
5.5.3.- Conclusión	45
5.6.- Energía	45
5.6.1.- ALTERNATIVA Nº1. Alimentación del sistema de bombeo de la estación de Cabo Llanos con generación de energía hidroeléctrica	45
5.6.2.- ALTERNATIVA Nº2. Venta directa de la energía producida por la central, a la red eléctrica	46
5.6.3.- ALTERNATIVA Nº3. Estrategia de operación conjunta (estación de bombeo-minicentral hidroeléctrica)	46
6.- DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	47
6.1.-Introducción	47
6.2.-Sistema de Captación y generación de energía hidroeléctrica	47
6.3.-Nave que Albergará la instalación y el equipo eléctrico necesario	50



6.4.- Sistema de almacenamiento, transformación, transporte y venta de la energía	51
7.- DISEÑO DEL PROYECTO DE OBRA	53
7.1.- Requisitos de diseño	53
7.2.- Cálculo de la conducción principal	53
7.2.1.- Descripción general del trazado	53
7.2.2.- Cálculo de caudal	54
7.2.3.- Determinación del diámetro	54
7.2.4.- Determinación de las pérdidas de carga	55
7.2.5.- Determinación de las presiones en la conducción	58
7.3.- Cálculo y selección de la turbina hidráulica	60
7.3.1.- Selección	60
7.3.1.1.- Caudal	60
7.3.1.2.- Altura neta	60
7.3.1.3.- Turbina	61
7.3.2.- Disposición	62
7.3.3.- Dimensionado de la turbina	63
7.3.3.1.- Potencia neta	63
7.3.3.2.- Características generales de la turbina	63
7.4.- Elementos de cierre y protección	65
7.5.- Generador	65
7.6.- Equipo eléctrico general y línea de transmisión	65
7.7.- Sistemas auxiliares y de control	66
7.8.- Cálculo de la casa de máquinas	67
7.8.1.- Objetivo	67
7.8.2.- Descripción general de la nave	68
8.- JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS	69
8.1.- Introducción	69
8.2.- Presupuesto obra civil	69
8.3.- Presupuesto de instalaciones y equipos	70
8.4.- Presupuesto general	70



9.- ESTUDIO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA	71
9.1.- Introducción	71
9.2.- Índice de potencia	71
9.3.- Índice de energía	72
9.4.- Análisis de la rentabilidad de la central	73
9.4.1.- Introducción al análisis de rentabilidad	73
9.4.2.- Valor actual neto <i>VAN</i>	73
9.4.3.- Tasa interna de retorno <i>TIR</i>	74
9.5.- Estudio de viabilidad económica	74
9.5.1.- Ingresos	74
9.5.2.- Gastos	75
9.5.3.- Resultados	75
9.6.- Conclusión	76
10.- ESTUDIO DE RENTABILIDAD ENERGÉTICA Y MEDIO AMBIENTAL	77
10.1.- Objetivos	77
10.2.- Rentabilidad energética	77
10.3.- Beneficio medioambiental	78
11.- NORMATIVA DE APLICACIÓN Y REFERENCIAS	81
11.1.- Introducción	81
11.2.- Legislación europea	81
11.3.- Legislación nacional	82
11.4.- Normas UNE	84
11.5.- Legislación autonómica	85
11.6.- Referencias	85
11.6.1.- Control de calidad	85
11.6.2.- Seguridad y salud	86
11.6.3.- Normativa del mercado eléctrico	87
11.6.4.- Evaluación de impacto	87
12.- BIBLIOGRAFÍA	88
13.- GLOSARIO	90



ÍNDICE ESPECÍFICO

MEMORIA DESCRIPTIVA

TABLAS

1.1.-Potencia hidráulica en España, menor 10 MW	7
1.2.-Valores para tarifa, prima y límites para instalaciones en régimen especial, grupo b.4	10
1.3.-Valores precio del mercado diario para 2011	11
4.1.- Valores del agua bruta de entrada a la EDAR	20
4.2.- Composición típica de agua residual doméstica no tratada	21
4.3.- Requisitos de vertido	22
5.1.- Horarios punta para el archipiélago canario	32
5.2.- Estrategia turbinaje opción 1	33
5.3.- Estrategia turbinaje opción 2	34
5.4.- Estrategia turbinaje opción 3	35
5.5.- Volúmenes y áreas de desmonte y terraplén	39
6.1.- Volumen de beneficios según estrategia de operación	48
7.1.- Determinación del diámetro	55
7.2.- Velocidades de funcionamiento en las diferentes estaciones	55
7.3.- Presiones en los diferentes puntos de la conducción	58
7.4.- Características del grupo	64
7.5.- Dimensiones de la turbina	64
8.1.- Presupuesto de obra civil	69
8.2.- Presupuesto de instalaciones y equipos	70
8.3.- Presupuesto general	70

ÍNDICE



9.1.- Producción anual de energía	72
9.2.- Análisis de rentabilidad de la central	75
10.1.- Costes anuales de energía eléctrica	77
10.2.- Consumo energético	77
10.3.- Ahorro de emisiones de CO ₂	78
10.4.- Emisiones a la atmósfera, Central Termoeléctrica de Candelaria	79
10.5.- Emisiones al medio marino, Central Termoeléctrica de Candelaria	80

FÓRMULAS

1.1.-Precio final de la tarifa regulada	9
1.2.-Precio final del mercado	9
4.1.- Potencia bruta en W	26
4.2.- Potencia bruta en kW	27
7.1.- Ecuación de Manning	56
7.2.- Radio hidráulico	56
7.3.- Radio hidráulico sección llena	56
7.4.- Ecuación de Manning	56
7.5.- Pendiente	57
7.6.- Ecuación pérdidas de carga	57
7.7.- Pérdidas generales de carga por Manning	57
7.9.- Potencia neta en kW	61
9.1.- Índice de potencia	71
9.2.- Índice de energía	72
9.3.- VAN	73
9.4.- TIR	74

GRÁFICAS

1.1.-Potencial hidroeléctrico por continentes	3
1.2.-Potencia hidroeléctrica Europea, menor de 10 MW	5
1.3.-Precios del mercado diario para 2011	10
5.1.- Curva de caudal equipado	32
5.2.- Volumen acumulado opción 1	34
5.3.- Volumen acumulado opción 2	35
5.4.- Curva de eficiencia turbina Pelton	44

IMÁGENES

3.1.-Fotografía aérea barrio de Buenos Aires	15
3.2.-Fotografía Aérea Santa Cruz de Tenerife	16
3.3.-Ubicación de la conducción principal y casa de máquinas	17
4.1.- Esquema de depuración de aguas de la EDAR de Santa cruz de Tenerife	19
4.2.- Esquema de tratamiento y bombeo de EPB de Cabo Llanos	23
5.1.- Perfil de desmonte del terreno	39
5.2.- Perfil longitudinal del terreno	41
5.3.- Bloque de apoyo para tuberías de PRFV aéreas	41
5.4.- Zanja tipo para tubería enterrada de PRFV	42
6.1.- Características básicas de las turbinas de dos inyectores	50
6.2.- Componentes básicos de la casa de máquinas	50
7.1.- Situación energética de la conducción	59
7.2.- Gráfico de selección de turbinas	61
7.3.- Dimensiones de la turbina	64
7.4.- Dimensiones de la nave	68

ÍNDICE GENERAL

ANEXOS DEL ESTUDIO

ANEXO I.- PERSPECTIVA DE LA DEPURACIÓN DE AGUAS Y EERR	95
1.- Introducción	95
2.- Plan Hidrológico de Tenerife	95
2.1.- Presentación	95
2.2.- Especificidad hidrográfica de Tenerife	96
2.3.- Planificación y gestión integral del ciclo hidrológico de Tenerife	97
2.4.- Objetivos generales del PHT	99
2.5.- Demarcación hidrográfica que comprende el territorio insular y las aguas costeras asociadas	99
2.6.- Población y crecimiento demográfico	100
2.7.- Reutilización de las aguas residuales: aguas regeneradas	101
3.- Memoria económica de la isla de Tenerife 2010	102
3.1.- La depuración de las aguas residuales	102
3.2.- Insuficiencia de la financiación pública	102
3.3.- Un nuevo modelo económico hidráulico	103
4.- Resumen de “Plan de Energías renovables 2011-2020”	104
4.1.- Energía hidroeléctrica en régimen especial	106
4.2.- Objetivos energéticos, periodo 2011-2020	107
4.3.- Ayuda pública en la inversión de proyectos y actuaciones	108
4.4.- Propuestas relativas a la financiación	108
4.5.- Actuaciones en infraestructuras eléctricas	109
4.6.- Balance de emisiones de CO ₂	110
4.7.- Necesidades de I+D+i	112



5.- Plan de desarrollo y eficacia energética (PAE 2011-2020)	112
5.1.- Resumen del plan de acción	112
6.- Conclusiones	113
ANEXO II.- DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES	114
1.- Estación Depuradora de Aguas Residuales del Barrio de Buenos Aires	114
2.- Estación de Pretratamiento y Bombeo De Cabo Llanos	114
3.- Presupuesto de depuración y vertido de las aguas residuales de Sta. Cruz de Tenerife	114
ANEXO III.- CÁLCULO HIDRÁULICO DE LA TURBINA Y LA CONDUCCIÓN PRINCIPAL	117
1.- Cálculos hidráulicos de la turbina	117
1.1.- La energía hidroeléctrica	117
1.2.- Diferentes centrales hidroeléctricas	118
1.2.1.- Central de agua fluyente	119
1.2.2.- Central de pie de presa	120
1.2.3.- Central en canal de riego	121
1.3.- Diseño de un aprovechamiento hidroeléctrico	122
1.3.1.- Determinación del caudal de equipamiento	122
1.3.2.- Determinación del salto neto	124
1.3.3.- Potencia a instalar y producción	125
1.4.- Instalaciones de obra civil	126
1.4.1.- Azudes y presas	126
1.4.2.- Aliviaderos, compuertas y válvulas de control	128
1.4.3.- Tomas de agua	129
1.4.4.- Canales, túneles y tuberías	129
1.4.5.- Cámara de carga	130
1.4.6.- Tubería forzada	131
1.4.7.- Edificio de la central	131
1.4.8.- Elementos de cierre y regulación	132



1.5.- Equipamiento electromecánico	132
1.5.1.- Turbinas hidráulicas	133
1.5.2.- Mantenimiento de las turbinas	140
1.5.3.- Generador	142
1.5.4.- Equipo eléctrico general y línea	143
1.5.5.- Elementos de regulación, control y protección	145
1.5.6.- Automatización	147
1.5.7.- Sistemas auxiliares	148
1.6.- Usos y aplicaciones	149
1.7.- Criterios de selección de turbinas	150
2.- Cálculo hidráulico de la conducción	153
2.1.- Objetivo general de cálculo	153
2.2.- Introducción	153
2.3.- Materiales empleados en la tubería forzada	153
2.4.- Presiones a régimen permanente	155
2.5.- Pérdidas de carga en tuberías	157
2.5.1.- Causas generales de las pérdidas de carga en tuberías	158
2.5.2.- Pérdidas generales	158
2.5.3.- Pérdidas singulares	159
2.5.3.1.- Introducción y conceptos	159
2.5.3.2.- Cálculo de las pérdidas de carga localizadas	159
2.5.3.3.- Longitud equivalente de la conducción	160
2.5.4.- Pérdidas localizadas de mayor importancia cuantitativa	161
2.5.5.- Consideraciones prácticas para evaluar pérdidas accidentales	162
ANEXO IV.- ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL	163
1.- Objetivos	163
2.- Metodología general	164
3.- Definición del espacio pre-operacional	165
4.- Descripción del proyecto	165
5.- Actividades susceptibles de impacto	166
5.1.- Fase de preparación del terreno y construcción	166
5.2.- Fase de explotación y abandono	168



6.- Valoración de impacto	169
6.1.- Resolución de la matriz de impacto	172
6.2.- Factores ambientales en riesgo	177
7.- Conclusión	182
ANEXO V.- I+D+I	183
1.- Introducción	183
2.- El proceso de transferencia tecnológica	184
2.1.- Innovación tecnológica	185
2.2.- Breve descripción de la innovación planteada en el proyecto	185
3.- Herramientas de transferencia tecnológica aplicables al proyecto	185
3.1.- Herramienta en el archipiélago canario	185
4.- Vigilancia tecnológica	186
ANEXO VI.- ESTUDIO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS	187
1.- Introducción	187
2.- Aportación de la energía renovable a la cobertura de demanda eléctrica	187
2.1.- Aportación de la minihidráulica	187
2.2.- Infraestructura de generación eléctrica necesarias	188
2.3.- Infraestructuras de transporte de energía eléctrica	190
3.- Necesidad de fomento de las energías renovables	190
4.- Definición del marco legislativo y económico específico	191
5.- Conclusión	192
ANEXO VII. DOCUMENTACIÓN FOTOGRÁFICA	193



ÍNDICE ESPECÍFICO

ANEXOS DEL ESTUDIO

TABLAS

2.1.-Relación de gastos fijos de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife	115
2.2.- Relación de gastos variables de la EDAR y de la EPB de Sta. Cruz de Tenerife	116
2.3.-Relación de gastos totales se la EDAR y EPB de Sta. Cruz de Tenerife	116
3.1.- Valores comunes de “k”	160
4.1.- Criterios de clasificación y valoración de impactos	171
6.1.- Necesidades mínimas y máximas de potencia	189
6.2.- Potencia minihidráulica en Canarias	189

IMÁGENES

3.1.- Ciclo hidrológico	117
3.2.- Central hidroeléctrica de agua fluyente	119
3.3.- Central hidroeléctrica de pie de presa	121
3.4.- Diferentes alturas en un salto de agua	124
3.5.- Tipos de azudes	126
3.6.- Esquema de funcionamiento de presa inflable	128
3.7.- Turbina de acción	133
3.8.- Generador síncrono	142
3.9.- Torres de línea eléctrica	144
7.1.- Estación de pretratamiento y bombeo de Cabo Llanos	193
7.2.- Estación depuradora de agua residual del Barrio de Buenos Aires	193
7.3.- Instalaciones de la refinería Cepsa junto a la zona de estudio	194
7.4.- Ladera de materiales sueltos que atravesará la tubería forzada proyectada	194



7.5.- Conducción de vertido del agua de la EDAR de Buenos Aires 195

7.6.- Central Termoeléctrica de Candelaria 195

GRÁFICAS

3.1.- Rendimiento de una turbina Pelton 134

3.2.- Rendimiento de una turbina de flujo cruzado 135

3.3.- Rendimiento de una turbina Francis 136

3.4.- Rendimiento de una turbina Kaplan 138

3.5.- Gráfico de selección de turbinas 139

1. ANTECEDENTES

1.1 Evolución de la utilización de la energía hidráulica

El uso de la energía hidráulica es muy antiguo y ha evolucionado con el paso del tiempo, desde los primeros molinos, pasando por los ingenios hidráulicos que fueron utilizados desde el siglo XVI, hasta el XIX en explotaciones mineras, agrícolas e industriales, hasta la turbina hidráulica que comenzó a utilizar a fines del siglo XVIII.

Un punto de inflexión a tener en cuenta, es el desarrollo de los transformadores y el descubrimiento de la corriente alterna (finales del siglo XIX), que permite transmitir a grandes distancias la energía obtenida en los aprovechamientos hidroeléctricos, debido a la elevación de la tensión en el origen con la correspondiente reducción de la intensidad y de las pérdidas de carga en el transporte de la energía.

Este gran avance, permitió utilizar el potencial total de los emplazamientos aptos para la explotación que se encuentran situados a grandes distancias de los centros de consumo, proporcionando una energía de calidad y de relativo bajo coste, que cubrió gran parte de la demanda hasta mediados del siglo XX. Este proceso fue acompañado por el rápido perfeccionamiento de los equipos de generación y de las técnicas de diseño y construcción de obras hidráulicas, lo cual permitió llevar a cabo proyectos cada vez más ambiciosos y complejos.

1.2 Energía hidroeléctrica

El origen de la energía hidráulica está en el ciclo hidrológico de las lluvias y, por tanto, en la evaporación solar y la climatología, que remontan grandes cantidades de agua a zonas elevadas de los continentes alimentando los ríos. Este proceso está originado, de manera primaria, por la radiación solar que recibe la Tierra.

Estas características hacen que sea significativa en regiones donde existe una combinación adecuada de lluvias, desniveles geológicos y orografía favorable para la construcción de presas.

El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto (el más alto del aprovechamiento) en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto.

En cuanto al beneficio y los inconvenientes de la utilización de estas centrales, se pueden resumir en los siguientes:

Ventajas

- Energía limpia, que no emite gases contaminantes de “efecto invernadero”.
- Energía barata y eficiente, con costes de explotación y mantenimiento son bajos, y con mejoras tecnológicas permanentes que permite un aprovechamiento eficiente de los recursos hidráulicos disponibles.
- Alta disponibilidad, el ciclo del agua lo convierte en un recurso inagotable.
- Trabaja a temperatura ambiente, con lo que no son necesarios sistemas de refrigeración, evitando así, el consumo de energía y la contaminación a los que se asocian estos sistemas.

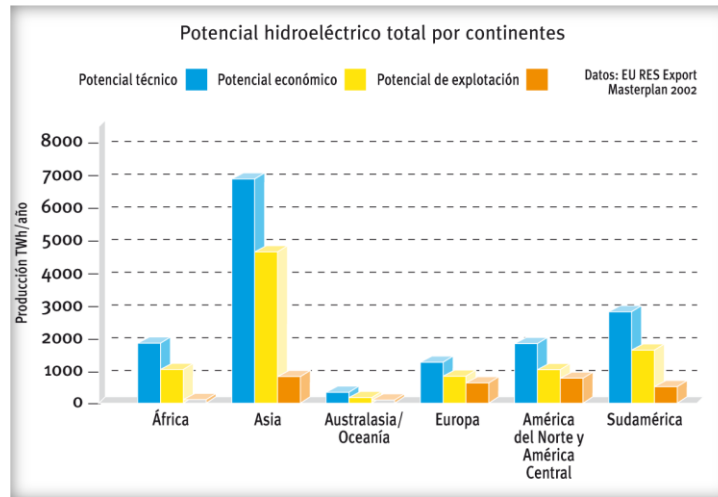
Inconvenientes

- Emplazamiento, debido a la escases de los mismos es difícil encontrar un aprovechamiento donde construir una central en buenas condiciones económicas. Además, suelen encontrarse lejos de los puntos de consumo, lo que aumenta la inversión, los costos de mantenimiento y la pérdida de energía.
- Impacto, la constitución del embalse supone la inundación de importantes extensiones de terreno, a veces áreas fértiles o de gran valor ecológico, así como el abandono de pueblos y el desplazamiento de las poblaciones.

La energía hidráulica tiene la cualidad de ser renovable, pues no agota la fuente primaria al explotarla, y es limpia, ya que no produce en su explotación sustancias contaminantes de ningún tipo. Sin embargo, el impacto medioambiental de las grandes presas, por la severa alteración del paisaje e, incluso, la inducción de un microclima diferenciado en su emplazamiento, ha desmerecido la bondad ecológica de este concepto en los últimos años.

Al mismo tiempo, la madurez de la explotación hace que en los países desarrollados no queden apenas ubicaciones atractivas por desarrollar nuevas centrales hidroeléctricas, por lo que esta fuente de energía, que aporta una cantidad significativa de la energía eléctrica en muchos países (en España, según los años, puede alcanzar el 30%) no permite un desarrollo adicional excesivo. En los países en vías de desarrollo, existen grandes problemas de tipo financiero, ambiental y social, que frenan las posibles iniciativas de explotación energética del recurso hídrico.

La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2.600 TWh, lo que representa alrededor del 20% de la energía producida. La potencia hidroeléctrica instalada en el mundo es de 700 GW.



Gráfica 1.1 "Potencial hidroeléctrico por continentes" (Fuente: IDAE)

Recientemente, se está potenciando la instalación de centrales mini-hidroeléctricas, mucho más respetuosas con el ambiente y que se benefician de los progresos tecnológicos, logrando un rendimiento y una viabilidad económica razonables.

Comparada con otras fuentes renovables, la hidroeléctrica se caracteriza por poseer mayor tradición tecnológica, factor de utilización y previsibilidad en la disponibilidad del recurso.

1.2.1 Energía hidráulica y medio ambiente

La energía hidráulica se caracteriza por ser limpia y su uso no ocasiona contaminación, por otra parte las principales formas de generación de energía eléctrica acarrear el uso de combustibles fósiles y conllevan la emisión de gases altamente contaminantes. La consecuencia de dicha contaminación es de sobra conocida y se descubre en forma de lluvias ácidas o efecto invernadero.

Por cada GWh generado en una central térmica convencional provoca la emisión de unas 500 toneladas de CO₂, lo que sin duda es uno de los principales problemas medioambientales que sufre el planeta, ya que es imposible que la masa arbórea de todo el mundo neutralice tal cantidad de CO₂, por medio de la fotosíntesis.



Por otro lado, la utilización de recursos renovables como el sol, el viento o el agua, además de no tener efectos contaminantes, ofrece la ventaja de no consumir recursos de carácter limitado. Asimismo, tampoco produce contaminación térmica por el contrario, evita que la energía natural transformada en energía eléctrica se disipe en forma de calor a la atmósfera. Los inconvenientes de la utilización de recursos renovables para generar electricidad son ante todos, el impacto visual, la modificación del entorno y la contaminación acústica.

Entre las energías renovables destaca por su cuantía y calidad la energía de origen hidráulico, que en la actualidad proporciona algo más de la quinta parte de la energía consumida en el mundo. A pesar de la limpieza de esta actividad, los aprovechamientos hidroeléctricos necesarios para conseguir la transformación de la energía causan un efecto medioambiental importante como consecuencia de la discontinuidad artificial introducida con la creación del embalse o la derivación del caudal fuera del cauce natural. Este efecto sobre el medio ambiente debe ser evaluado cuidadosamente con la finalidad de desarrollar las medidas que potencien sus efectos positivos y minimicen los negativos.

1.2.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas

El desarrollo de la utilización de los recursos renovables autóctonos inextinguibles fue potenciado por la brusca subida de los precios del petróleo, durante la crisis energética de los años 1973 y 1979.

Más tarde, cuando las predicciones acerca del agotamiento de los recursos fósiles resultaron ser excesivamente pesimistas, la preocupación general por el fenómeno del calentamiento global del planeta, en buena parte debida por las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x en los procesos de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, y las incertidumbres planteadas por el futuro de los residuos nucleares, volvieron a poner de relieve las ventajas de generar electricidad con recursos renovables.

Actualmente, estamos sufriendo un considerable incremento del precio del petróleo y de la energía en general y aun así, solo el 11.7% del total de la energía eléctrica generada en la Unión Europea es de origen hidroeléctrico, en España casi el 30%, con lo que las emisiones de anhídrido carbónico, uno de los grandes objetivos de la política comunitaria, se reducen en más de 67 millones de toneladas año. Ahora bien, así como los aprovechamientos hidroeléctricos convencionales, en los que la importancia de la obra civil y la necesaria inundación de grandes áreas para embalsar el agua y crear la necesaria altura de salto, dan lugar a importantes impactos en el entorno, los pequeños aprovechamientos, considerando como tales los de potencia instalada no superior a 10 MW, se integran fácilmente en el ecosistema más sensible si están bien diseñados.

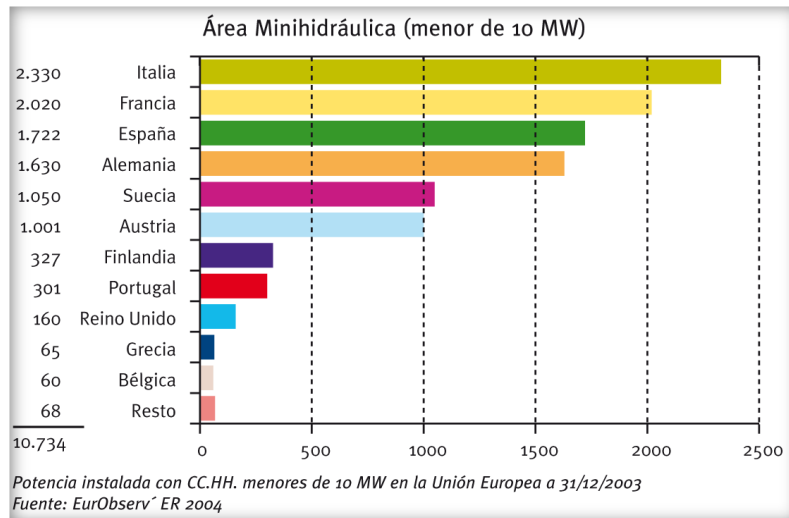


Los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos no necesitan utilizar grandes presas ni disponer de embalses, aunque si ya existen, y se pueden compatibilizar con los usos para los que fueron construidos, siempre ayudan. La mayoría de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos son del tipo de agua fluyente, lo que quiere decir que las turbinas generan electricidad mientras pase por ellas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de este nivel. Este tipo de aprovechamientos plantea problemas cuando tiene que abastecer una zona eléctricamente aislada, en cuyo caso habrá que diseñar el sistema para que pueda trabajar el mayor tiempo posible a lo largo del año, lo que conllevará una reducción en la potencia instalada, que será muy inferior a la económicamente óptima, y aun así no podrá cumplir sus fines si el río llegase a secarse.

En los países industrializados, y en muchos de los países en vías de desarrollo estos aprovechamientos se conectan, en general, a la red principal. Con esta solución la red toma a su cargo la regulación de la frecuencia, pero obliga al productor a negociar con sus propietarios el precio de venta de la unidad de energía entregada, precio que hasta ahora, al menos en la mayoría de los países comunitarios, ha estado regulado por los gobiernos nacionales. Sin embargo, la anunciada desregulación del mercado eléctrico en Europa, puede colocar a los pequeños productores en una posición de debilidad al negociar con las compañías eléctricas, el precio de venta de su energía.

No existe consenso, entre los estados miembros de la Unión Europea, para definir la pequeña hidráulica. Algunos países como Portugal, España, Irlanda y más recientemente Grecia y Bélgica, consideran "pequeñas" todas las centrales cuya potencia instalada no supera los 10 MW. En Italia el límite parece situarse en los 3 MW (la energía procedente de plantas de mayor tamaño se vende a un precio sensiblemente inferior), en Francia el límite está en 8 MW y el Reino Unido parece favorecer la cifra de 5 MW.

Se ha adoptado los 10 MW., siguiendo el criterio de 5 países miembros, la Comisión Europea, la ESHA y la UNIPEDA (Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Electricidad).



Gráfica 1.2 "Potencia Hidroeléctrica Europea, menor de 10 MW" (Fuente: IDAE)

El estudio de un aprovechamiento constituye un proceso complejo e iterativo durante el cual, se comparan desde una óptica económica, pero sin perder de vista su impacto ambiental, los diferentes esquemas tecnológicos posibles, para terminar escogiendo el que más ventajas ofrece.

Las posibles soluciones tecnológicas vienen condicionadas además de por los factores ya mencionados, por la topografía del terreno y por la sensibilidad ambiental.

1.3 Aprovechamiento hidroeléctrico del agua residual regenerada.

Existen muy pocos precedentes de aprovechamientos hidroeléctricos de agua residual depurada. Hecho que debería cambiar paulatinamente, debido a los beneficios energéticos y medioambientales que ofrecen este tipo de instalaciones, sobre todo en estaciones depuradoras de gran capacidad.

Existen dos posibilidades de aprovechamiento hidroeléctrico del agua residual:

- Se intercala la turbina aguas arriba de la planta de tratamiento, de manera que se turbinan el agua residual, aprovechando el desnivel existente entre la red y la planta depuradora.
- La turbina se intercala a la salida del agua depurada, supuesto que exista un desnivel entre la planta depuradora y el mar o río en la que se descargue.

Para el primer caso, es importante seleccionar una turbina adecuada para soportar mecánicamente las impurezas del agua o de disponer de un sistema de pretratamiento del agua antes de llegar a la turbina. En el segundo caso es importante determinar las condiciones de caudal y de salto neto de las que dispone el aprovechamiento.

En el caso de las Islas Canarias, debido a su abrupta orografía, permite disponer de saltos útiles de gran magnitud recorriendo pequeñas longitudes, hecho que se ha de aprovechar, debido a las tendencias actuales de ahorro y eficiencia energética y de utilización de energías renovables.

Actualmente, en el archipiélago canario solo existen dos aprovechamientos hidroeléctricos en explotación y otros dos en fase de construcción. En ninguno de los casos, se utiliza agua residual como recurso energético.

Área Minihidráulica (menor de 10 MW)			
Comunidad Autónoma	Situación año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
Andalucía	198	30	228
Aragón	194	40	234
Asturias	90	10	100
Baleares	0	0	0
Canarias	1	1	2
Cantabria	54	5	59
Castilla y León	264	90	354
Castilla - La Mancha	105	40	145
Cataluña	232	50	282
Extremadura	25	7	32
Galicia	215	102	317
Madrid	46	3	49
Murcia	18	4	22
Navarra	161	34	195
La Rioja	46	10	56
Comunidad Valenciana	45	13	58
País Vasco	55	11	66
Total	1.749	450	2.199

Imagen 1.1 "Potencia hidráulica en España, menor de 10 MW" (Fuente:IDAE)

1.4 Estudio de las condiciones de Mercado

Es importante definir el tipo de régimen de producción en el que se enmarcará la instalación hidroeléctrica, ya que de él dependerán las retribuciones adjudicadas, así como, el precio de venta la energía producida, las primas concedidas según el tipo de instalación e incluso los complementos, en caso de que correspondan.

La ley que regula el mercado eléctrico español (**Ley 54/1997, del 27 de Noviembre**), incorpora la figura del operador del mercado, al cual se encarga el ejercicio de las funciones necesarias para realizar la gestión económica del sistema referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad.

Desde 1998 el operador del mercado es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica con las funciones descritas en dicha Ley, así como de la realización de las liquidaciones, pagos y cobros correspondientes y, por consiguiente, incorporando los resultados de los mercados diario e intradiarios de electricidad.

Dicho órgano se denominó, Compañía Operadora del Mercado Eléctrico Español (OMEL), pero a raíz del convenio con la República Portuguesa en 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica, se cambia la denominación por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

Por otro lado, la ley comentada establece las actividades de producción energética englobadas dentro del régimen especial, clasificándolas por categorías, grupos y subgrupos según el recurso que explote.

Para el presente estudio, se ha clasificado la instalación, según lo expuesto en el (**Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo**) el cual regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Los resultados de la clasificación son los siguientes:

- *Categoría b, instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario.*

- *4º Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10Mw.*

Cumpliendo este real decreto, se debe asegurar el cumplimiento de todas las especificaciones que en él se redactan, en términos de potencia instalada, límites establecidos y condiciones necesarias, así como, los procedimientos administrativos y los derechos y obligaciones de las instalaciones en régimen especial.

Se prestará especial atención al Capítulo 4 “Régimen económico” más precisamente en art. 24 del documento donde se establecen los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial. Dicho artículo, fija las posibilidades en las que una instalación puede vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de dicha instalación a los que resulte de aplicación este Real Decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

- a) *Tarifa regulada. Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada (Ptr), única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.*

- b) *Mercado de energía eléctrica. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado horario diario (PMD), complementado, en su caso, por una prima (P) en céntimos de euro por kilovatio hora.*

En cualquier caso, el productor de electricidad ha de mantenerse en la opción elegida hasta haber transcurrido 12 meses desde el cambio anterior. Es decir, si transcurridos 12 meses en una de las opciones el productor considera que será más ventajoso cambiar a la otra opción, puede hacerlo, pero ha de saber que tendrá que permanecer durante 12 meses en la nueva opción elegida, antes de poder volver a la situación original.

Los complementos que se añaden a la retribución principal son:

- **Garantía de potencia (GP):** Las plantas que acudan al mercado recibirán un complemento por garantía de potencia al utilizar una energía primaria gestionable. La retribución aproximada es de 2 €/MW de potencia instalada y por cada hora. Se retribuye a toda la potencia neta instalada en todas las horas del año. Sólo es de aplicación a las instalaciones que vendan su electricidad en el mercado.
- **Complemento por discriminación horaria (DH):** complemento opcional para las plantas en la opción de tarifa regulada. El régimen de discriminación horaria define horarios punta diferentes, dependiendo la zona y la temporada donde nos encontremos. Lo normal es que sean 6 horas de punta distribuidas a lo largo de cada jornada, correspondiendo las horas valle al resto de horas del día. La cantidad a percibir por la electricidad en hora punta será la que le corresponda según la tarifa multiplicada por 1,0462, es decir, un 4,62% de incremento. Para la electricidad vertida en horas valle, la tarifa se multiplicará por 0,967, es decir, un 3,3% de descuento.
- **Complemento por energía reactiva (CR):** Para todas las instalaciones en régimen especial, independientemente de cual sea la opción de venta de la energía elegida, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento es un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía, del valor de 8,2954 c€/kWh, según el **(R.D.1565/2010, 19 de Noviembre)**.
- **Desvíos (Des)=A** todas las instalaciones se les repercutirá un coste de desvío por la variación entre la previsión y la exportación real. Los desvíos son las diferencias entre la energía que se programa vender y la que realmente se entrega a la red. Como novedad, las instalaciones que hayan elegido la opción de tarifa regulada realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, a los efectos de la cuantificación de los desvíos de energía, realizando ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario y, en su caso, en el intradiario.

En resumen, se pueden definir las tarifas finales de venta de energía, con las siguientes fórmulas:

Opción a) Tarifa regulada

$$PFT = P_{tr} + DH + CR - Des$$

Fórmula 1.1 "Precio final de la tarifa regulada"

Opción b) Mercado de energía eléctrica

$$PFM = PMD + P + GP + CR - Des$$

Fórmula 1.2 "Precio final del mercado"

Los valores que se muestran en el artículo 36, en relación a las tarifas, primas y límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia, han sido derogados por la Orden Ministerial ITC 3353/2010, del 28 de Diciembre, la cual estima los siguientes valores para nuestra instalación:

GRUPO	PLAZO	TARIFA(P _{tr})	PRIMA(P)	LÍM. SUPERIOR	LÍM. INFERIOR
B.4	Primeros 25 años	8,4237	2,7047	9,2014	7,0414
	A partir de entonces	7,5814	1,4519		

Tabla 1.1 "Valores para tarifa, prima y límites para instalaciones en régimen especial, grupo b.4"

Todos los valores expresados en c€/KWh.

Para determinar el valor del precio de mercado diario (PMD), acudimos a la base de datos de la OMIE, en la cual se encuentran todos los datos del mercado actualizados diariamente. La siguiente gráfica muestra los valores registrados para el año 2011:

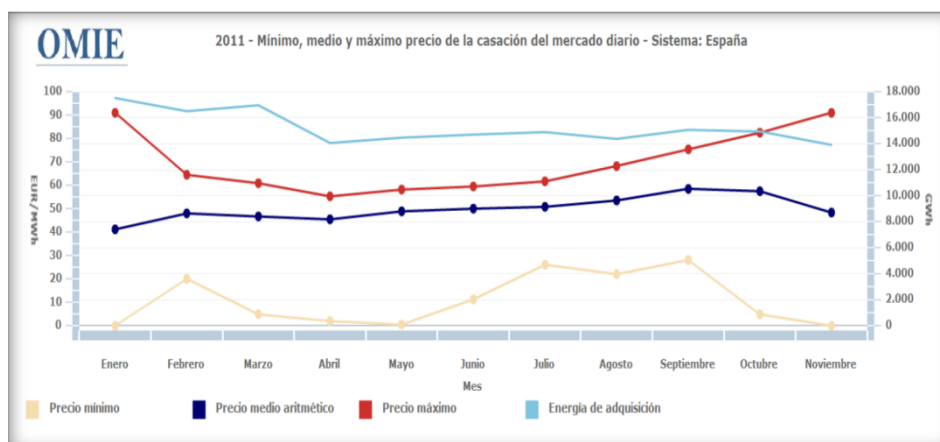


Gráfico 1.3 "Precios del mercado diario, para 2011" (Fuente:OMIE)

Es necesario calcular el valor promedio del precio medio aritmético, que corresponde con el valor del (PMD).

PRECIO DEL MERCADO DIARIO 2011			
Mes	Precio mínimo	Precio medio aritmético	Precio máximo
Enero	0	41,19	91,01
Febrero	20,00	48,03	64,50
Marzo	4,90	46,70	60,90
Abril	2,00	45,45	55,25
Mayo	0,50	48,90	58,17
Junio	11,27	50,00	59,50
Julio	26,07	50,82	61,68
Agosto	22,07	53,53	68,21
Septiembre	28,07	58,47	75,36
Octubre	4,90	57,46	82,50
Noviembre	0	48,38	91,01
Promedio	10,89	49,90	69,83

OMIE - Mercado de electricidad

Tabla 1.3 "Valores precio del mercado diario para 2011" (Fuente: OMEI)

Todos los valores expresados en la tabla están en €/MWh.

Finalmente, para cálculos posteriores se fija como valor de referencia para el precio del mercado diario:

$$PMD = 4,99 \text{ c€/kWh}$$

Al estar situados en territorio insular, debemos tener en cuenta las condiciones que caracterizan la producción de energía eléctrica en estos territorios. En esta medida, se ha publicado el (**Real Decreto 1747/2003, del 19 de Diciembre**), por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En dicho texto, se contempla la singularidad de estos territorios que radica principalmente, en un previsible mayor coste de la producción respecto a la península, derivado del

mayor nivel de reservas que es necesario mantener en sistemas aislados y del sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas, así como, cuando sea el caso, los mayores costes de los combustibles.

Para paliar los inconvenientes de la producción de energía en terreno insular, se fija una retribución a la generación según la (*Ley 54/1997, del 27 de Noviembre*) y se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia según la **orden ministerial ITC/914/2006, del 30 de Marzo**. Dicha orden fija la fórmula para resolver el cálculo de la garantía.

1.5 Conclusiones

A priori, se hace atractiva la elección de que nuestra instalación se acoja al régimen especial de funcionamiento para la venta de la energía generada, debido a los complementos que se detallan en la normativa. Ya dentro del régimen especial, en el capítulo 5 del presente estudio, se analizarán detalladamente las dos alternativas de venta de la energía calculando sus retribuciones y optando por la que mejor beneficio reporte.

Esto da como consecuencia un precio de venta de la energía producida relativamente alto, con una venta asegurada de lo que se produzca, lo que unido al automatismo de las instalaciones, a su escaso mantenimiento y a los apoyos gubernamentales en forma de subvenciones, hace muy estimulante abordar la construcción de este tipo de centrales.

Las singularidades del territorio insular animan el fomento de estas iniciativas, ya que favorecen el desarrollo e innovación de una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente. Este estudio incorpora como recurso energético un agua que no compite con otros usos, ya que normalmente se vierte al medio marino, y cuya dotación es continua, debido a que no dependen de la climatología.

2. OBJETIVO DE ESTUDIO

La depuradora del Barrio de Buenos Aires, situada en Santa Cruz de Tenerife, recibe directamente las aguas residuales procedentes de la parte alta de la ciudad, además de las aguas de los municipios de San Cristóbal de La Laguna y del Rosario (alrededor de 25.000 m³/d). A parte, se elevan irregularmente, hasta 20.000 m³/d procedentes de la zona baja de la capital. La Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos es la encargada de dicha elevación. Actualmente, esta estación dispone de 3 grupos motobombas capaces de elevar 400 l/sg y 2 grupos de 200 l/sg. La depuradora se encuentra a cota 110 metros, mientras que la estación de bombeo y el punto de vertido se encuentran a nivel del mar. Debido al gasto que supone dicha elevación, se hace atractiva la opción de minimizar los costes de impulsión del agua residual pretratada.

El objetivo principal del presente estudio es lograr un ahorro económico considerable en el presupuesto de depuración y vertido del agua residual de la ciudad, por medio de la incorporación de una pequeña central hidroeléctrica que turbinará el agua residual depurada antes de ser vertida al mar. Optando así, por una solución acorde con el Plan Hidrológico de Tenerife y con las tendencias actuales de utilización de las energías renovables.

Se abordarán los siguientes aspectos para llegar a una solución adecuada;

- Elección de un emplazamiento adecuado para la instalación de una minicentral hidráulica aprovechando un embalse ya existente.
- Estudiar las condiciones de caudal y salto existente durante los últimos años.
- Determinar las condiciones nominales de caudal y salto de la turbina que optimicen el producible eléctrico de la central.
- Diseño y especificación de los distintos elementos de la central: turbina hidráulica, válvula de salvaguarda, tubería forzada, sistema de mando y control, etc.
- Análisis de la viabilidad económica del proyecto

Se pretende alcanzar este objetivo realizando un estudio detallado de la eficiencia de la instalación, tanto desde el punto de vista hidráulico como económico. Se realizará un análisis de alternativas de funcionamiento para dilucidar la opción más adecuada a las características de la instalación.



Para la correcta definición del estudio, es necesario analizar y calcular las características principales de los sistemas que lo compondrán, de manera que distinguiremos entre;

- Sistema de captación y generación de energía hidroeléctrica, incluyendo el depósito de regulación del caudal, la conducción principal y la turbina hidroeléctrica.
- Cálculo de la nave que albergará la instalación y el equipo eléctrico necesario.
- Sistema de almacenamiento, transformación, transporte y venta de la energía obtenida.

Se pretende justificar la realización de este estudio, en primer lugar teniendo en cuenta la innovación que aporta la utilización de agua residual depurada como recurso energético autóctono, renovable y que además, no compite con otros usos del agua.

Por otro lado, se presenta una alternativa de ahorro energético de las instalaciones de bombeo que actualmente están en explotación, permitiendo un autoabastecimiento energético de la estación y una amortización de la central hidroeléctrica, derivado de la venta de la energía producida.

Se valorarán todas las alternativas posibles de las que dispone la instalación, primando en todo momento la opción más eficiente y económica de las descritas. A parte, se pondrá especial atención a afectar lo menor posible el entorno, minimizando al máximo el impacto ambiental de las instalaciones.

3. EMPLAZAMIENTO

La depuradora de Buenos Aires está situada en el término municipal de Santa Cruz, capital de la isla de Tenerife, que pertenece a la provincia de Santa Cruz de Tenerife. La estación depuradora se encuentra en el barrio de Buenos Aires, en la calle Anatolio de Fuentes García, y forma parte del Polígono Industrial Costa Sur. Situada entre la refinería Cepsa y las nuevas instalaciones del Polígono, ocupa una superficie de 40.000 m² y se encuentra a una cota de 110 metros sobre el nivel del mar. Para acceder al Polígono Costa Sur y llegar directamente a la zona donde se ubica la depuradora, hay que dirigirse por la autopista del Norte TF-5, en sentido Santa Cruz. En el Pk. 3,5 se coge el desvío con la indicación de Ramblas de Santa Cruz, y justo antes del puente que nos introduce en la capital, se gira hacia la derecha por la vía señalizada como Barrio de Buenos Aires. Una vez introducidos en el barrio, se sigue por la calle Panamá hasta llegar a la calle Anatolio de Fuentes García, donde ya se podrán visualizar las instalaciones de la EDAR, las cuales se extienden a los dos lados de dicha vía.



Imagen 3.1 "Fotografía aérea Barrio de Buenos Aires"

Por otro lado, la Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos está introducida dentro de la ciudad, entre la estación de autobuses y el Auditorio de Tenerife, en la calle Ermita Regla s/n. Se puede acceder fácilmente circulando por la Avenida de la Constitución y desviándose a la izquierda justo enfrente del Auditorio de Tenerife.



Imagen 3.2 "Fotografía aérea Santa Cruz de Tenerife"

La nave que albergará a las máquinas se situará al pié del acantilado, al sureste de la Edar. La forma más fácil de acceder a esta zona es por medio de la Autovía de conexión TF-4 y más puntualmente en el Pk 3 de dicha vía.

La conducción principal se extenderá desde la EDAR hasta la nave, atravesando el acantilado que las separa, tal y como se indica en la siguiente fotografía:



Imagen 3.3 "Ubicación de la conducción principal y casa de máquinas"

4. DATOS DE PARTIDA

4.1 Introducción

Los datos de partida del estudio deben de ser definidos con la mayor exactitud posible, ya que de ellos partirán todos los cálculos que contenga el documento y por lo tanto los resultados que se obtengan. El anexo I de este estudio contiene toda la información referente al estado actual de las instalaciones.

4.2 Datos referentes a la EDAR de Buenos Aires

Los datos expuestos a continuación han sido proporcionados por el Consejo Insular de Aguas de Tenerife y por la empresa encargada de la explotación de la EDAR, EMMASA. Los datos más relevantes a tener en cuenta para asegurar la correcta definición del estudio son los relativos a la calidad del agua y al caudal que tenga el efluente.

4.2.1 Características técnicas de la EDAR

La EDAR de Buenos Aires es una instalación depuradora convencional que utiliza un esquema típico para la depuración de aguas residuales urbanas (ARU). En la estación el agua se somete a diferentes tratamientos físicos para la eliminación de sólidos, como son el desbaste, el desarenador y los decantadores primario y secundario. Para el tratamiento biológico se aplica un proceso de fangos activados en el reactor, que se ocupa de la eliminación de nitrógeno y materia orgánica del agua. Por último, se somete al agua a un proceso de filtración, conocido como Dual-Sand. A parte, la depuradora consta de un sistema de electrodiálisis reversible que prepara el efluente para su aprovechamiento agrícola, eliminando agentes patógenos, metales pesados y reduciendo su conductividad. Los fangos procedentes del decantador secundario pasan por un proceso de espesado que mejora la digestión anaerobia, para posterior secado y traslado a vertedero.

En el siguiente esquema se muestran los procesos y características básicas con las que trabaja la instalación, así como las diferentes líneas de las que dispondrá la depuradora:

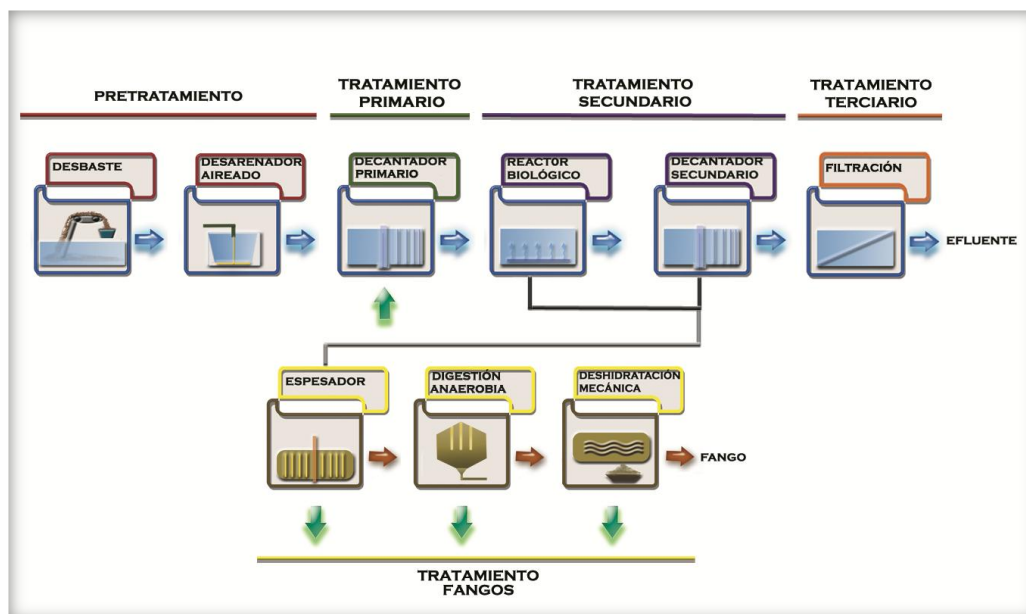


Imagen 4.1 "Esquema de depuración de aguas de la EDAR de Santa Cruz de Tenerife" (Fuente: Elaboración propia)

La línea de agua (Flechas azules) está compuesta por el pretratamiento y los tratamientos primario, secundario y terciario. La línea de fangos (Flechas marrones), la forman la recirculación de fangos al reactor biológico y el tratamiento de fangos. También hay que tener en cuenta la línea de sobrenadante (Flechas verdes) proveniente del tratamiento del fango, dicha línea se recircula al decantador primario.

4.2.2 Calidad del agua de entrada a la EDAR.

La tabla que se expone en este apartado, resume la caracterización del agua residual bruta que entra a la instalación. Los valores corresponden a los datos medios obtenidos de las mediciones realizadas por la empresa explotadora de la EDAR. Expresamente de los del mes de Septiembre del año 2010, habiendo realizado análisis cada 3 días.

Las poblaciones de los dos municipios más habitados de la isla de Tenerife se han mantenido constantes hasta el día de hoy, según datos del Instituto Nacional de Estadística, por tanto las dotaciones de la estación no han variado significativamente, con lo que podemos adoptar los siguientes datos como referencia:

PARÁMETROS DEL AGUA DE ENTRADA			
Población (hab)	150.000	Nitritos (mg/l)	1,34
Q (m³/sg)	0,521	Sulfatos (mg/l)	191
DBO5 (mgO/l)	754	Sulfuros (mg/l)	>1,5
DQO (mgO/l)	1.067	Fósforo Total (mg/l)	19
Sólidos Totales (mg/l)	1.509	Ortofosfatos (mg/l)	18
Sólidos Susp. (mg/l)	412	Hierro (mg/l)	1,51
Sol. Susp. Volát. (mg/l)	336	Aluminio (mg/l)	0,26
Nitrógeno total (mg/l)	78	Turbidez (UNT)	384
Nitrógeno amon. (mg/l)	67,2	Conductividad (mS/cm)	1.976
Nitratos (mg/l)	10,9	Ph	7,6

Tabla 4.1 "Valores del agua bruta de entrada a la EDAR" (Fuente: Elaboración propia)

Visto como se presentan los resultados obtenidos de todos los contaminantes que tiene el agua, en condiciones normales de funcionamiento, ahora se debe valorar el nivel de carga contaminante que tiene el agua para poder clasificarla. Como referencia se tomarán los datos correspondientes a la composición típica de las aguas residuales urbanas sin tratar, que muestran los estudios realizados por Metcalf y Eddy, que vienen recogidos en su obra.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL AGUA RESIDUAL URBANA			
Constituyente	Concentración (mg/l)		
	Fuerte	Media	Débil
Sólidos Totales	2000	1000	350
Sólidos Disueltos	1400	750	250
Sol. Dis. Volátiles	540	300	105
Sol. Dis. no Volátiles	875	450	145
Sólidos Suspendidos	580	300	100
Sol. Susp. Volátiles	460	225	70
Sol. Susp. No Volátiles	125	75	30
DBO5	500	300	100
DQO	1600	750	250
Nitrógeno total	140	60	20
Nitrógeno amoniacal	82	37	12
Nitrógeno orgánico	58	23	8
Fósforo Total	33	15	6
Ortofosfatos	8	5	2
Fósforo Inorgánico	25	10	4
Cloruros	170	75	30
Alcalinidad	333	150	50
Grasas	250	150	50

Tabla 4.2 "Composición típica de agua residual doméstica no tratada" (Fuente: Metcalf & Eddy, 1995)

Por los valores obtenidos en la caracterización se puede decir que estamos ante un agua con carga contaminante fuerte, tanto en contenido de materia orgánica como de nutrientes.

4.2.3 Consumo energético de la EDAR

Según datos del Consejo Insular de Aguas y la empresa encargada de la explotación, la Estación Depuradora de Aguas Residuales de Santa Cruz de Tenerife, para el año 2009, asumió las siguientes cifras relativas al consumo energético:

- Ratio de consumo energético: 0,43 kWh/m³
- Precio de la energía: 0,0849 €/kWh

Con estos datos podemos calcular el consumo energético anual de la instalación, de manera que podamos valorar el ahorro en los gastos de explotación, que supone la incorporación de un sistema hidroeléctrico.

Con el dato de ratio de consumo podremos estimar el consumo energético anual, teniendo en cuenta el caudal diario que recibe la instalación, cifrado en 45.000 m³/d. El resultado es el siguiente:

$$\text{Consumo diario} = 0,43 \times 45.000 = 19.350 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

$$\text{Consumo anual} = 19.350 \times 365 = 7.062.750 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

El siguiente paso será estimar el valor monetario de ese consumo multiplicando el ratio de gasto por el consumo anual obtenido:

$$\text{Coste anual} = 7.062.750 \times 0,0849 = 599.627,47 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

4.2.4 Datos referentes a la calidad del agua de salida de la EDAR

Los requisitos que deben cumplir, tanto los vertidos como las instalaciones de tratamiento de aguas residuales urbanas que trabajen con una población equivalente superior a 100.000 habitantes, para que sean conformes a lo dispuesto en la Directiva 91/271/CEE deben ser menores a los siguientes valores:

REQUISITOS DE VERTIDO	
DBO5 (mgO/l)	25
DQO (mgO/l)	125
Sólidos Susp. (mg/l)	35
Nitrógeno total (mg/l)	10
Fósforo Total (mg/l)	1

Tabla 4.3 "Requisitos de vertido"

El control de las aguas depuradas y regeneradas se realiza desde el laboratorio de EMMASA, de manera que se cumpla los valores exigidos por el Real Decreto 509/1996 por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de las aguas residuales urbanas, y el Real Decreto 1620/2007 por el que se establece el régimen jurídico de la reutilización de aguas depuradas.

Desde Octubre de 2007, EMMASA cuenta con la certificación en el sistema de gestión de medioambiente ISO 14001 emitida por AENOR. Su implantación incorpora el Programa de vigilancia y control de los efluentes vertidos a la red de saneamiento municipal (SVCVSA). De forma que día a día se controla y se mejora la eficacia de la gestión de la Red de Alcantarillado, y se persiga y sancione a los infractores de la Ordenanza Municipal Reguladora de Vertido a la Red de Alcantarillado.

4.3 Datos referentes a la Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos

Dicha estación recoge las aguas de la parte baja de la capital tinerfeña y se encarga de la elevación de la misma una vez pretratada, hasta la depuradora de Buenos Aires. En este apartado se presentan las características técnicas y de consumo para posterior estudio de su rentabilidad energética.

4.3.1 Características técnicas de la EPB

Las instalaciones están compuestas por una línea de agua que parte con un pretratamiento del agua residual pasándola por un sistema de desbaste y un desarenador. Por último, el efluente pasa al sistema de bombeo formado por dos grupos motobombas que elevan el agua residual hasta la EDAR.

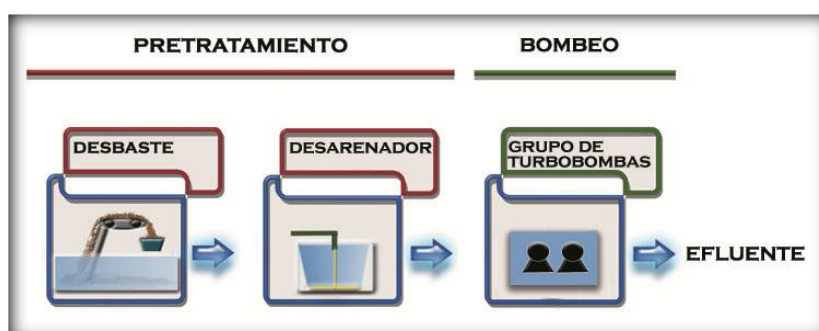


Imagen 4.2 "Esquema de tratamiento y bombeo de la EPB de Cabo Llanos" (Fuente: Elaboración propia)

El caudal que recibe la instalación se estima en 20.000 m³ al día, procedentes de la zona baja de capital.

$$Q = 0,231 \left(m^3 / sg \right)$$

4.3.2 Consumo energético de la EPB

La estación consta de un sistema de bombeo formado por 5 bombas, 3 de ellas de 6.000 V, que elevan 400 l/sg, y las otras dos de 350 V, capaces de impulsar hasta 200 l/sg. La estrategia de operación utilizada se desconoce debido a la negativa de la empresa explotadora de facilitar los datos referentes a la instalación.

Se estimará el consumo energético de la estación partiendo de la base de que no existe un depósito de regulación con la capacidad suficiente como para plantearse un funcionamiento parcial de la estación. Suponiendo un funcionamiento constante durante todas las horas del día de los tres grupos motobombas de 6000 V, se lograría elevar toda el agua que llega a la estación, con las máquinas funcionando a mitad de capacidad. Los cálculos se presentan a continuación.

Suponiendo un consumo de 18.000 V a la hora, con un funcionamiento las 24 horas del día, durante todo el año se obtiene:

$$\text{Consumo energético anual} = \frac{18.000 \times 24 \times 365}{1.000} = 157.680 \text{ kW/año}$$

$$\text{Coste anual} = 157.680 \times 0,0849 = 13.387 \text{ €/año}$$

4.4 Datos referentes a la instalación hidroeléctrica

En este apartado se introducirán los datos necesarios tanto para la correcta definición de la central hidroeléctrica, como de sus instalaciones anexas. Dentro de estas se debe diferenciar la conducción forzada que encauza el agua y la casa de máquinas donde se colocará la turbina y demás equipos.

El caudal de diseño de la instalación se estable en 23.000 m³ diarios en verano y de 30.000 m³ el resto del año, procedentes de la zona alta de la ciudad y de municipios colindantes



El estudio topográfico determina que la ubicación del depósito de regulación de la turbina se encuentra a cota 96,8, mientras que la casa de máquinas se puede colocar a 5,5 metros sobre el nivel del mar.

$Q_{\text{DISEÑO}} \text{ (m}^3\text{/sg)}$	0,347
$H_{\text{SALTO}} \text{ (m)}$	91,3

En los cálculos del estudio se justifica con detalle el origen de los datos mostrados anteriormente.

5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

5.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es presentar las diferentes opciones de las que se disponen para el correcto desarrollo del estudio, justificando la elección de la más adecuada según las características de la instalación.

5.2 Opción de venta de la energía

Como se anticipó en los antecedentes del estudio, es necesario elegir la alternativa de venta de la energía que más beneficios reporte, teniendo en cuenta las retribuciones a las que están sometidas las dos opciones que se disponen. Para la elaboración de este apartado se ha recurrido diversos informes técnicos presentados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), especificados en la bibliografía de este documento.

El primer paso será estimar la potencia bruta que generará la central, para luego poder calcular los beneficios.

5.2.1 Potencia bruta generada

Haciendo uso de los datos de caudal y salto se estima la potencia bruta de la instalación, que multiplicándola por las horas de funcionamiento que tendrá la central a lo largo del año, permite estimar la potencia generada a lo largo del año. Con el fin de simplificar el cálculo, no se tendrán en cuenta las pérdidas de carga de la instalación, ni los rendimientos asociados al tipo de turbina.

$$P_B = \rho \times g \times H_B \times Q$$

Fórmula 4.1 "Potencia bruta en W"

donde,

- P_B = potencia bruta turbinable (W)
- H_B =altura bruta de salto (m)
- ρ = densidad del agua (1000 Kg/m³)
- g = aceleración de la gravedad (9.81 m/sg²)
- Q = caudal de diseño (m³/sg)

Dado que el W es una unidad relativamente pequeña, se va a utilizar en su lugar el kW con lo que, teniendo en cuenta que la densidad del agua es de 1000 kg/m^3 se obtiene la potencia absorbida en kW de la siguiente forma:

$$P_B(\text{kW}) = \frac{\rho}{1000} \times g \times H_B \times Q$$

De manera que, a partir de ahora se de tener en cuenta que los valores calculados para la potencia, lleva implícito el coeficiente de densidad, cuyo valor es 1 pero que tiene unas dimensiones de kg/m^3 .

La potencia entregada es algo menor a la potencia absorbida y se puede expresar por la siguiente relación:

$$P_B = g \times H_B \times Q$$

Fórmula 4.2 "Potencia bruta en kW"

$$P_B = 9,81 \times 91,3 \times 0,347 = 310,79 \text{ kW}$$

Al funcionar como central fluyente hay que tener en cuenta que funcionará las 24 horas del día durante los 365 días del año, excepto en caso de parada imprevista de la estación depuradora o de la central minihidráulica.

$$P = 310,79 \text{ KW} \times 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 2.722.534,34 \text{ kWh/año}$$

$$P = 2.722,53 \text{ MWh/año}$$

5.2.2 Alternativa nº1. Tarifa regulada

Se estimará el beneficio que tendrá una instalación en régimen especial sometida a tarifa única regulada. Para calcular el precio final de la tarifa, se deben calcular los términos contenidos en la fórmula 1.1 de este estudio.

$$PFT = P_{tr} + DH + CR - Des$$

- Precio de la tarifa regulada

Según la Orden Ministerial ITC 3353/2010, del 28 de Diciembre, el valor establecido es el siguiente,

$$P_{tr} = 8,4237 \frac{\text{c€}}{\text{KWh}} \times 2.722.534,34 = 22.933.812,5 \text{ c€/año}$$

$$P_{tr} = 229.338,13 \text{ €/año}$$

- Complemento de discriminación horaria.

Suponiendo una producción constante a lo largo de todas las horas del día, el balance entre descuentos y bonificaciones es del 0.175% sobre el Ptr, es decir,

$$DH = 0,00175 \times 229.338,13 = 401,34 \text{ €/año}$$

- Complemento por energía reactiva

Suponiendo un factor de potencia igual a 1 durante las 24 horas del día, sólo se produce una bonificación del 4% sobre la energía producida en horas llano que son la cuarta parte del tiempo de la energía generada (suponiendo potencia constante las 8.760 horas de operación). La bonificación será la siguiente,

$$CR = 0,04 \times 0,25 \times 2.722.534,34 \times 8,4237 = 229.338,13 \text{ c€/año}$$

$$CR = 2.293,38 \text{ €/año}$$

- Desvíos

No es necesario su cálculo, ya que para las dos opciones de venta de la energía adopta un valor similar. Sí es de considerar que existe una penalización a las instalaciones que opten por la opción a) de venta de la energía.

Ya podemos calcular el precio final de la tarifa,

$$PFT = 229.338,13 + 401,34 + 2.293,38 = 232.032,85 \text{ €/año}$$

Será un poco menor teniendo en cuenta la penalización por desvío, a la que se someten este tipo de instalaciones.

5.2.3 Alternativa nº2. Mercado de energía eléctrica

Utilizando la fórmula 1.2, podemos calcular el precio final del mercado, de manera que;

$$PFM = PMD + P + GP + CR - Des$$

- Precio del mercado horario diario.

Se estima que el promotor ofrezca un valor medio anual acorde con los precios presentados por la OMEI, ya comentado en los antecedentes del estudio, con lo cual $PMD = 4,99 \text{ c€/kWh}$,

$$PMD = 4,99 \times 2.722.534,34 = 13.585.446,36 \text{ c€/año}$$

$$PMD = 135.854,46 \text{ €/año}$$

- Prima

Según la *Orden Ministerial ITC 3353/2010, del 28 de Diciembre*, el valor establecido para la prima, los primeros 25 años de explotación, es el siguiente

$$P = 2,7047 \frac{c\text{€}}{KWh} \times 2.722.534,34 = 7.363.638,63 \text{ c€/año}$$
$$P = 73.636,39 \text{ €/año}$$

- Garantía de potencia

$$GP = 2 \frac{\text{€}}{MW} \times 0,31079 \text{ MW} \times 8.760 \text{ horas} = 5.445,04 \text{ €/año}$$

Finalmente el precio final es,

$$PFM = 135.854,46 + 73.636,39 + 5.445,04 + 2.293,38 = 217.229,27 \text{ €/año}$$

También en este caso el beneficio final se verá reducido por los costes de los desvíos, ya comentados.

5.2.4 Conclusión

Se puede observar que los resultados calculados para PFT son alrededor un 6,4 % mayores a los obtenidos para PFM pero, la elección de la opción de venta por tarifa está sometida a una penalización adicional por desvíos que puede suponer una reducción del 5 % del precio final, por tanto los beneficios derivados de la primera opción serán de alrededor de 3.000 €/año superiores a la elección de venta por mercado de la energía.

5.3 Cámara de Carga

La cámara de carga es un depósito localizado justo donde arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque habitualmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias. En el caso de que la conexión entre la toma de agua y la cámara de carga se realice en presión, ésta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, para amortiguar las variaciones de presión y protegerla del golpe de ariete.

En el diseño de la geometría de la cámara hay que evitar al máximo las pérdidas de carga y los remolinos que puedan producirse, tanto aguas arriba como en la propia cámara. Si la tubería forzada no está suficientemente sumergida, se produce un flujo que puede provocar la formación de vórtices que introduzcan aire en la turbina, produciendo fuertes vibraciones que bajarían el rendimiento de la minicentral.

La cámara de carga debe contar con un aliviadero, ya que en caso de parada de la central el agua no turbinada se desagua hasta la conducción de vertido. También es muy útil el hecho de que la instalación turbinará agua depurada, con lo que se evita el tener que invertir en sistemas de limpieza del agua.

En este estudio se supondrá que la cámara se utiliza como depósito final, por lo que es la encargada de regular el caudal que llega a la turbina hidroeléctrica, por ello es importante definir bien su ubicación y capacidad, de manera que se logre la estrategia de operación óptima.

5.3.1 Depósito de dimensiones mínimas ubicado en la EDAR

Actualmente la EDAR no dispone de un depósito regulador del vertido de agua residual depurada, anterior al canal de vertido. En este apartado se baraja la posibilidad de incorporar una cámara de carga con las dimensiones mínimas para actuar como reguladora del caudal. Para dicho depósito se estima una cota de 96,8 metros y una capacidad de 100 m³. Dicho depósito recibe un caudal de 347 l/sg en invierno, y 266 l/sg en verano. Con esta disposición nuestra central funcionaría como fluyente y no habría posibilidad de almacenar la suficiente cantidad de agua necesaria para proponer una regulación del caudal, con el objetivo de aprovechar la venta en horas punta de consumo. Con estos datos se realizará un análisis del coste y producción de optar por la utilización de este depósito como regulador de la turbina.

Beneficios derivados de la producción de energía

Utilizando la configuración ya comentada, para valorar los beneficios, nos remitimos a los cálculos del primer apartado de este capítulo relativos a la producción anual energética optando por la venta de la energía por tarifa regulada.

Relación de costes

El coste de adaptar este depósito a la entrada de la conducción principal de la turbina es el mínimo comparado con las otras alternativas que se barajan en este estudio. Al prescindir de la construcción de una cámara de grandes dimensiones, únicamente se tendrá en cuenta el gasto en obra civil, materiales y equipos necesarios para instalar la tubería forzada y la central minihidráulica.

5.3.2 Alternativa nº2. Estudio de diferentes caudales equipados de la cámara de carga, comparando coste y producción

El contar con un depósito de gran capacidad nos ofrece la posibilidad de producir el doble de energía en horas punta de consumo que, teniendo en cuenta las bonificaciones a las que están sujetos estos periodos, a priori, nos reportarían grandes beneficios. Como contraposición, se deberá disponer de una turbina de mayor potencia, capaz de funcionar a alto rendimiento o estudiar la posibilidad de instalar dos turbinas semejantes para solucionar el problema de la variación de caudal estacional. Este hecho unido a los costes de la construcción del depósito, la conducción y sus instalaciones anexas hacen que el presupuesto de la central aumente en gran medida.

El objetivo de este apartado es valorar si el beneficio extra que reporta el aumentar el caudal en horas punta es suficientemente alto como para justificar el sobre coste de la obra.

En principio, se debe estimar la capacidad de la que dispondrá el depósito, para así poder definir sus dimensiones y ubicación.

La cantidad de horas punta está definida por la zona geográfica y por la temporada en que nos encontremos. En territorio insular se establecen los periodos horarios aplicables a las tarifas de acceso, según la Orden Ministerial ITC/2794/2007, que diferencia las horas punta en las diferentes temporadas eléctricas en las que se divide el año.

Por otro lado, al poder almacenar el recurso, optaremos por la opción a) de venta de la energía tal y como se describe en el (*Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo*), donde también se detallan los complementos que se añaden a la retribución principal.

Se prestará especial atención al régimen de discriminación horaria que define horarios punta diferentes, dependiendo la zona y la temporada donde nos encontremos. Lo más común es que sean 10 horas de punta distribuidas a lo largo de cada jornada. La cantidad a percibir por la electricidad en hora punta será la que le corresponda según la tarifa multiplicada por 1,0462, es decir, un 4,62% de incremento. Por otro lado, cuando la central tenga que funcionar suministrando energía en periodo valle, la penalización a la que está sujeta será la cantidad resultante de multiplicar la tarifa por 0,967, es decir, un 3,3% de descuento.

Los horarios punta del Archipiélago Canario fijados por el Real Decreto, engloba a las islas dentro de la zona 6 de producción de la energía.

En resumen, los horarios dependiendo de la temporada, son los siguientes:

INVIERNO		VERANO	
PUNTA	VALLE	PUNTA	VALLE
11 a 21	0-11	12 a 22	0-12
	21-24		21-24

Tabla 5.1 "Horarios punta para el archipiélago canario" (Fuente: O.M. ITC/2794/2007)

En resumen, se tendrá que disponer de un depósito capaz de almacenar 14 horas de caudal equipado para poder funcionar la totalidad de horas punta.

A continuación se presentan los volúmenes que deben de los diferentes depósitos según su curva de caudal equipado:

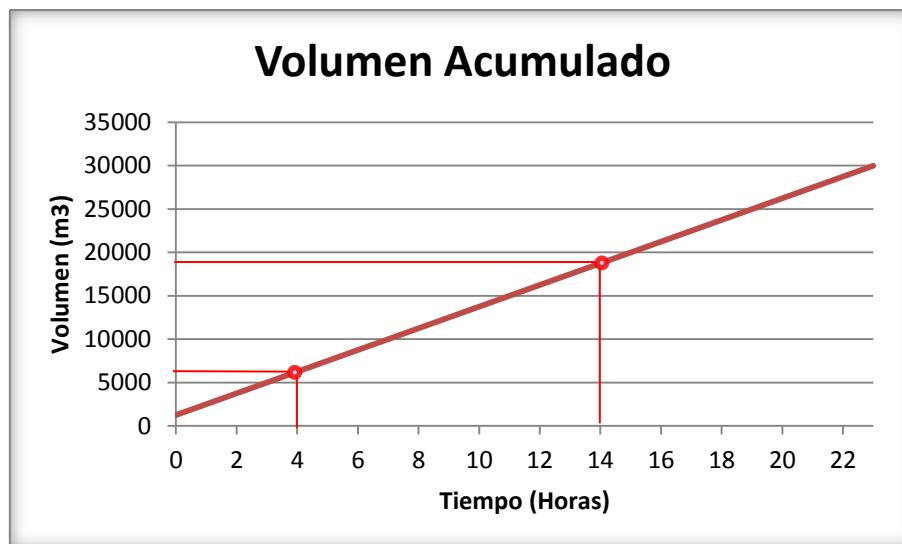


Gráfico 5.1 "Curva de caudal equipado" (Elaboración propia)

Como se observa en el gráfico, se ha tomado como referencia conseguir almacenar el caudal a lo largo de todo el día y turbinar solo en las 10 horas punta, con lo que debemos disponer de un depósito de 17.500 m³ de capacidad, hecho que aumenta en gran medida el presupuesto de obra civil y que implica el buscar una ubicación adecuada para el depósito, lo que supone una pérdida de cota y en consecuencia una disminución de la potencia de la instalación. Por otro lado, también se analizará la posibilidad de incorporar una cámara de carga de 6.500 m³, que acumulará el volumen equivalente a 4 horas y podrá turbinar durante 6 de las 10 horas punta y otras 6 en periodo valle de consumo. Finalmente, se propondrá una regulación del caudal para que la central pueda funcionar durante todo el día, aumentando el caudal en horas punta.

Es necesario evaluar los beneficios que reporta el producir energía en horas punta de consumo y compararlo con el coste que tendrá la construcción de la cámara de carga, evaluando así la viabilidad de la opción.

A continuación, se exponen los resultados y gráficos asociados, para las diferentes estrategias de funcionamiento que se plantean en esta alternativa.

- Opción 1. Depósito 17.500 m³

Tiempo (horas)	Turbinaje 1 (m3/h)	Vol. Acum. Turbinaje 1 (m3/h)
0:00	0	3747,6
1:00	0	4996,8
2:00	0	6246
3:00	0	7495,2
4:00	0	8744,4
5:00	0	9993,6
6:00	0	11242,8
7:00	0	12492
8:00	0	13741,2
9:00	0	14990,4
10:00	0	16239,6
11:00	2998,08	17488,8
12:00	2998,08	15739,92
13:00	2998,08	13991,04
14:00	2998,08	12242,16
15:00	2998,08	10493,28
16:00	2998,08	8744,4
17:00	2998,08	6995,52
18:00	2998,08	5246,64
19:00	2998,08	3497,76
20:00	2998,08	1748,88
21:00	0	0
22:00	0	1249,2
23:00	0	2498,4

Tabla 5.2 "Estrategia de turbinaje para opción 1" (Elaboración propia)

El caudal que es capaz de recibir la turbina corresponde con el total acumulado en las 14 horas dividido entre las horas de funcionamiento, más el caudal que entra en el depósito. La siguiente tabla describe la estrategia de acumulación y turbinaje para un día de funcionamiento de un depósito de gran capacidad capaz de acumular 17.500 m³ en 14 horas.

Con esta opción el depósito podrá abastecer la turbina las 10 horas punta, de manera que se suprime el funcionamiento en periodo de descuento de tarifa. Además, el caudal turbinado en esas horas será de 0,8328 m³/sg con lo que se maximiza la potencia generada.

El siguiente gráfico refleja de manera clara el volumen acumulado del depósito a lo largo de una jornada:

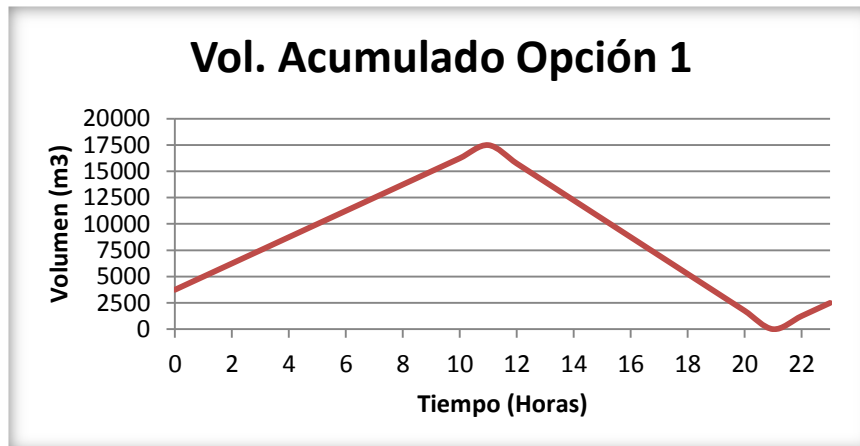


Gráfico 5.2 "Volumen acumulado para opción 1" (Elaboración propia)

- Opción 2. Depósito 6.500 m³

Tiempo (horas)	Turbinaje 2 (m3/h)	Vol. Acum. Turbinaje 2 (m3/h)
0:00	0	1249,2
1:00	0	2498,4
2:00	0	3747,6
3:00	2498,4	4996,8
4:00	2498,4	3747,6
5:00	2498,4	2498,4
6:00	2498,4	1249,2
7:00	0	0
8:00	0	1249,2
9:00	0	2498,4
10:00	0	3747,6
11:00	2498,4	4996,8
12:00	2498,4	3747,6
13:00	2498,4	2498,4
14:00	2498,4	1249,2
15:00	0	0
16:00	0	1249,2
17:00	0	2498,4
18:00	0	3747,6
19:00	2498,4	4996,8
20:00	2498,4	3747,6
21:00	2498,4	2498,4
22:00	2498,4	1249,2
23:00	0	0

Tabla 5.3 "Estrategia de turbinaje para opción 2" (Elaboración propia)

Se puede observar que la capacidad del depósito obliga a turbinar en horas valle, pero también supone una reducción considerable de volumen de la obra necesaria para realizar la cámara de carga.

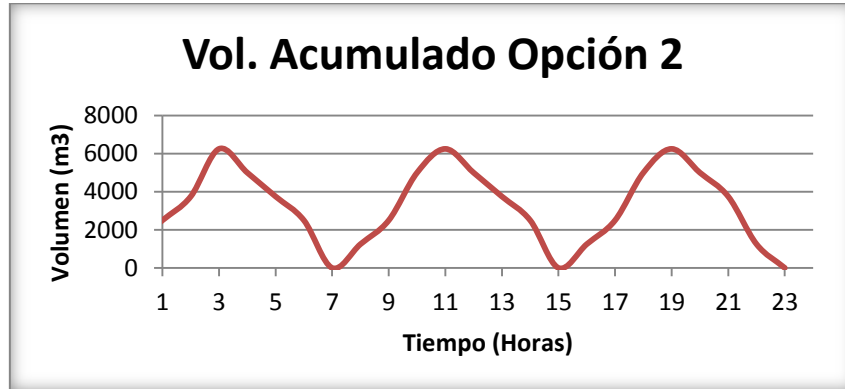


Gráfico 5.3 "Volumen acumulado para opción 2" (Elaboración propia)

- Opción 3. Depósito 6.500 m³ con regulación del caudal

Tiempo (horas)	Turbinaje 3 (m3/h)	Volumen Acumulado (m3/h)
0:00	784,91	1392,86
1:00	784,91	1857,14
2:00	784,91	2321,43
3:00	784,91	2785,71
4:00	784,91	3250,00
5:00	784,91	3714,29
6:00	784,91	4178,57
7:00	784,91	4642,86
8:00	784,91	5107,14
9:00	784,91	5571,43
10:00	784,91	6035,71
11:00	1899,20	6500,00
12:00	1899,20	5850,00
13:00	1899,20	5200,00
14:00	1899,20	4550,00
15:00	1899,20	3900,00
16:00	1899,20	3250,00
17:00	1899,20	2600,00
18:00	1899,20	1950,00
19:00	1899,20	1300,00
20:00	1899,20	650,00
21:00	784,91	0,00
22:00	784,91	464,29
23:00	784,91	928,57

Tabla 5.4 "Estrategia de turbinaje para opción 3" (Elaboración propia)

Su gráfico de volumen acumulado será:



Gráfico 5.4 "Volumen acumulado para opción 3" (Elaboración propia)

Beneficios derivados de la producción de energía

- Opción 1. Depósito 17.500 m³

Para calcular la potencia bruta que generará la central, se debe ubicar el nuevo depósito en las inmediaciones de la depuradora. La alternativa más viable es disponer del terreno que está situado justo debajo de ella, lo que nos ofrece la posibilidad de llevar el agua al depósito por gravedad. El problema es que dicho terreno está situado a cota 90,3 metros, con lo que perdemos 6,5 metros de salto. Los resultados son los siguientes:

$$P_B = 9,81 \times 84,8 \times 0.8318 = 691,964 \text{ kW}$$

Ahora calculamos el valor de la tarifa, teniendo en cuenta el aumento de la potencia y la cantidad de horas punta de funcionamiento que tendrá la central a lo largo del año:

$$P = 691,964 \text{ kW} \times 3650 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 2.525.670,2 \text{ kWh/año}$$

$$P = 2.525,7 \text{ MWh/año}$$

Finalmente, se puede estimar el beneficio anual que se obtendrá teniendo en cuenta la tarifa y las bonificaciones por producir energía en horas punta de consumo. Los resultados son los siguientes:

$$P_{punta} = 8,4237 \frac{\text{c€}}{\text{KWh}} \times 1,0462 = 8,81287494 \text{ c€/año}$$

$$P_{punta} = 8,81287494 \frac{\text{c€}}{\text{KWh}} \times 2.525.670,2 \text{ kWh/año} = 22.258.415,6 \text{ c€/año}$$

El beneficio final de optar por esta alternativa, es el siguiente:

$$P_{total} = 222.584,16 \text{ €/año}$$

Hay que considerar que ha este valor se deben añadir los obtenidos anteriormente para las bonificaciones y primas según sea la opción de tarifa, explicados en el primer apartado de este capítulo pero, aun así los beneficios son alrededor de un 8% menores a los calculados para la primera alternativa, debidos en gran medida por la pérdida de altura que supone la ubicación del depósito. A pesar de esto vemos que el resultado obtenido, no compensa el sobrecoste que tendrá la obra.

- Opción 2. Depósito 6.500 m³

En este caso, el depósito estará situado en el mismo terreno que describimos para el apartado anterior, con lo cual podemos utilizar los datos estimados en relación a la altura bruta. Los resultados para la tarifa anual en horas punta son los siguientes:

$$P_2 = 9,81 \times 84,8 \times 0,694 = 577,33 \text{ kW}$$

$$P_2 = 577,33 \text{ kW} \times 2.190 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 1.264.353,3 \text{ kWh/año}$$

$$P_2 = 1.264,4 \text{ MWh/año}$$

Finalmente, se estima el beneficio anual según la tarifa y las bonificaciones en horas punta:

$$P_{tr} = 8,81287494 \times 1.264.353,3 = 11.142.587,47 \text{ c€/año}$$

$$P_{tr} = 111.425,8 \text{ €/año}$$

Para el funcionamiento en horas valle, producimos la misma potencia pero cambia la tarifa:

$$P_{valle} = 8,4237 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times 0,967 = 8,1457179 \text{ c€/año}$$

$$P_{valle} = 8,1457179 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times 1.264.353,3 = 10.299.065,31 \text{ c€/año}$$

$$P_{valle} = 102.990,65 \text{ €/año}$$

El beneficio final de optar por esta alternativa, es el siguiente:

$$P_{total} = 111.425,8 + 102.990,65 = 214.416,5 \text{ €/año}$$

Vemos que el resultado obtenido para el depósito de 17.500 m³ son un 3,7 % superiores a los calculados para el depósito de 6.500 m³, esto supone una diferencia de alrededor de 8.000 €/año.

Analizando los costes, merece la pena optar por una cámara de carga de máxima capacidad, ya que la diferencia que habría entre los presupuestos de los dos depósitos, se prevé que se amortice en pocos años.

- Opción 3. Depósito 6.500 m³

$$P_2 = 9,81 \times 84,8 \times 0.528 = 439,24 \text{ kW}$$

$$P_2 = 439,24 \text{ kW} \times 3650 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 1.603.214,6 \text{ kWh/año}$$

$$P_{tr} = 8,81287494 \times 1.603.214,6 = 14.117.036,3 \text{ c€/año}$$

$$P_{tr} = 141.170,4 \text{ €/año}$$

Para el funcionamiento en horas valle, cambia tanto la potencia como la tarifa:

$$P_2 = 9,81 \times 84,8 \times 0.218 = 181,35 \text{ kW}$$

$$P_2 = 181,35 \text{ kW} \times 5100 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 924.893,1 \text{ kWh/año}$$

$$P_{valle} = 8,1457179 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} \times 924.893,1 = 7.900.570,1 \text{ c€/año}$$

$$P_{valle} = 59.521,9 \text{ €/año}$$

El beneficio final de optar por esta alternativa, es el siguiente:

$$P_{total} = 141.170,4 + 59.521,9 = 198.692,3 \text{ €/año}$$

Se puede observar que optando por esta estrategia solo conseguimos empeorar la capacidad de generación de energía de la central, y en consecuencia el beneficio.

Se puede concluir que la alternativa que mejor rendimiento energético nos ofrece es la construcción de un depósito de gran capacidad que sea capaz de almacenar, al menos 17.500 m³.

Relación de costes

Como se mencionó en la introducción de este apartado, los costes derivados de llevar a cabo esta opción, principalmente recaban en la construcción de un depósito de gran capacidad, la selección de una o varias turbinas con la potencia necesaria y la colocación de una conducción mayor para turbinar el agua.

- Turbina, conducción e instalaciones anexas

El disponer de una cámara de carga supone el tener que estudiar la incorporación de una turbina de mayor potencia capaz de funcionar a alto rendimiento, teniendo en cuenta las variaciones de caudal, o disponer de dos turbinas semejantes. Esto hace que el gasto en maquinaria se duplique, además de tener que disponer de una nave de mayores dimensiones capaz de albergar el equipo.

Por otro lado, el hecho de tener que contar con una conducción mayor no es gran problema, ya que únicamente aumentará el coste del material, la obra civil es prácticamente la misma.

- Depósito

Sin lugar a dudas, la construcción de la cámara de carga es el elemento más costoso de esta alternativa. La obra civil derivada del movimiento de tierras y de la construcción del depósito supondrá duplicar el presupuesto de la instalación.

A continuación se muestran los resultados del análisis del perfil longitudinal del terreno, centrándose en el valor del movimiento de tierra y en las dimensiones del depósito. Primero se presenta el perfil del terreno y la ubicación del depósito.

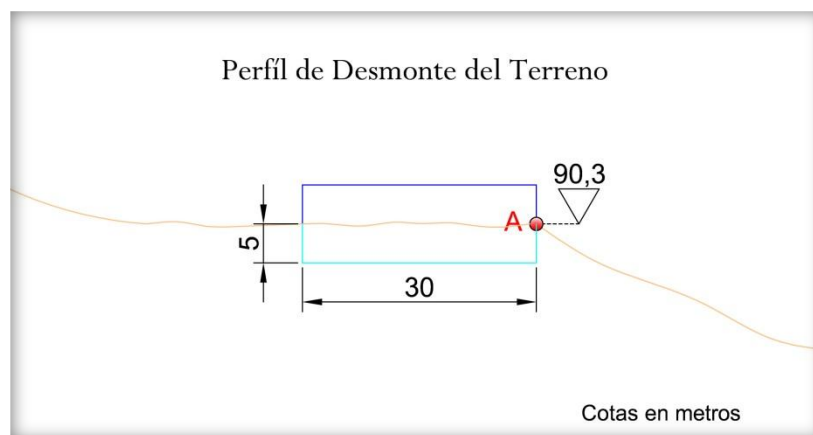


Imagen 5.1 "Perfil de desmorte del terreno" (Elaboración propia)

El volumen de desmorte, señalado con azul claro en la figura, y el de terraplén se han estimado a través de un modelo digital del terreno, por medio del software topográfico "MDT". Los resultados son los siguientes:

VOLÚMEN (M ³)	
Volumen Desmorte	8.000,57
Volumen Terraplén	33,19
Diferencia	7.967,38

ÁREAS (M ²)	
Área Desmorte	2.249,42
Área Terraplén	65,15

Tabla 5.5 "Volúmenes y áreas de desmorte y terraplén" (Elaboración propia)

Los valores obtenidos para el movimiento de tierras son moderados, si a estos le sumamos los costes derivados del material, mano de obra y maquinaria necesaria para llevar a cabo la construcción de la cámara, el presupuesto de la obra se elevaría en gran medida.

5.3.3 Conclusión

La potencia bruta de electricidad que generará la central esta sujeta a modificaciones con respecto al apartado anterior. Principalmente, la variación de la altura del salto ocasiona una pérdida de potencia. La obra civil derivada de la construcción del depósito generará un gran aumento de los costos de la obra civil. Por otro lado, los beneficios que derivan de la venta de energía en horas punta, más las bonificaciones, no se prevé que sean lo suficientemente elevados como para prever una amortización de la inversión en pocos años. Por tanto, se desaconseja la elección de esta opción.

5.4 Tubería forzada

Es la tubería que se encarga de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Debe estar preparada para soportar la presión que produce la columna de agua, además de la sobre-presión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la minicentral.

Dependiendo de la orografía del terreno y de los factores medioambientales, la colocación de la tubería forzada será enterrada o aérea. En el primer caso estará sometida a menos variaciones de temperatura, por lo que no será necesario, en general, la instalación de juntas de dilatación, aunque en función del tipo de terreno sí pueden sufrir problemas de corrosión. Para contrarrestarlo se suele instalar protección catódica.

Los materiales más utilizados para la construcción de este tipo de tuberías son el acero, la fundición, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio, en función del desnivel existente. La tendencia actual es la utilización del acero en toda su longitud, pero se estudiará la posibilidad de utilizar un material plástico que soporte las presiones de funcionamiento, debido al menor coste y mayor facilidad de montaje. El espesor de la tubería forzada suele ser como mínimo de unos 6 mm. Se intentará, en todos los casos, realizar el trazado de la conducción lo más recto posible para evitar al máximo las pérdidas de carga y los gastos de obra civil.

El trazado de la tubería discurre en cuatro tramos, de los cuales el primero y el tercero se han de realizar mediante la excavación de una zanja, ya que será necesario atravesar la autovía TF 4, que sirve de conexión a la capital tinerfeña y la calle Anatolio Fuentes García, que separa la EDAR del terraplén que da comienzo al acantilado. Por lo tanto, en los siguientes apartados se intentará resolver la mejor manera de ubicar el tramo 2, que transcurre por un terreno de materiales sueltos y por un acantilado después, y el tramo 4 que conecta con la casa de máquinas.

A continuación se muestra, a grandes rasgos, el trazado que recorrerá la tubería que va desde la EDAR hasta la casa de máquinas, para ubicar así los tramos en que se dividirá para definir correctamente las alternativas de las que disponemos:

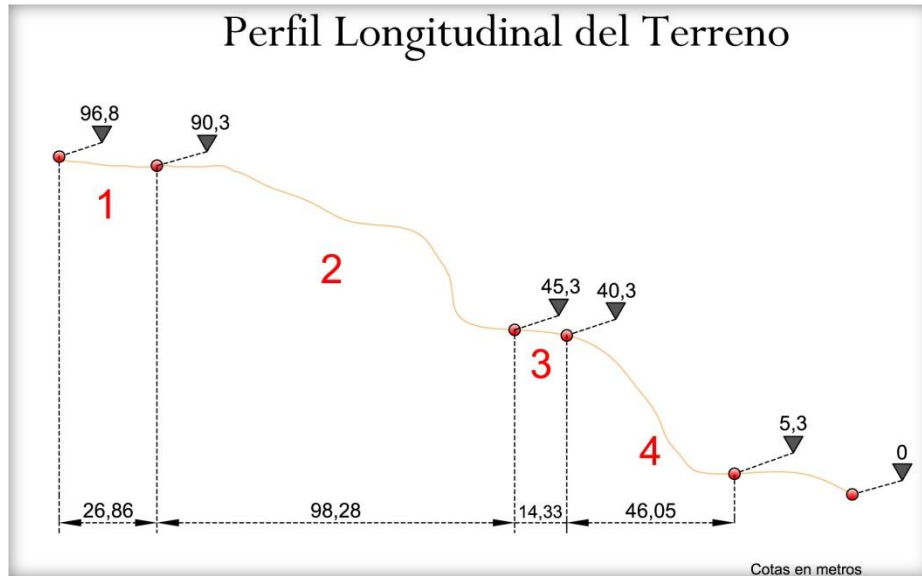


Imagen 5.2 "Perfil longitudinal del terreno" (Elaboración propia)

5.4.1 Alternativa nº1. Colocación de la tubería forzada de forma aérea

Será necesario sujetar la tubería mediante apoyos, además de los anclajes necesarios en cada cambio de dirección de ésta y la instalación de juntas de dilatación que compensen los esfuerzos originados por los cambios de temperatura.

Esta alternativa plantea la resolución de los dos tramos mencionados, optando por colocar la tubería en superficie. En la siguiente figura se muestra el perfil tipo de los anclajes tipo necesarios para afianzar la tubería:

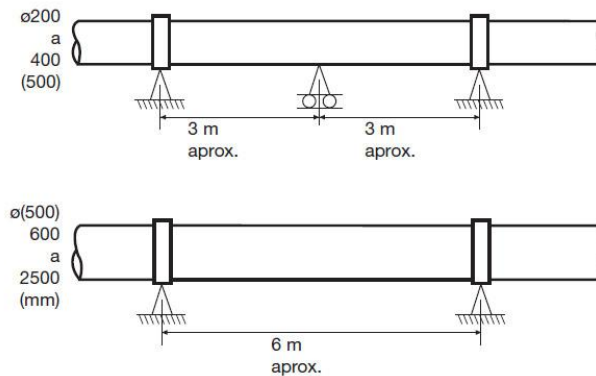


Imagen 5.3 "Bloques de apoyo para tuberías de PRFV aéreas" (Adecua Uralita)

Esta alternativa implica un ahorro considerable en el presupuesto necesario para la obra civil debido a que no hay necesidad de realizar grandes movimiento de tierras y excavaciones en altura.

Por otra parte, la colocación de la tubería no supone un impacto ambiental significativo ya que nos encontramos en una zona industrial, en la que además existe una instalación de tuberías similar utilizada para elevar el crudo desde los petroleros hasta la refinería Cepsa, cuyas instalaciones se encuentran cerca de las de la EDAR.

5.4.2 Alternativa nº2. Colocación de la tubería forzada enterrada

En la opción de tubería enterrada, se suele disponer de una cama de arena en el fondo de la zanja sobre la que apoya la tubería, y se instalan anclajes de hormigón en los cambios de dirección de la tubería.

Para resolver el primer tramo y el tercero, se propone realizar una excavación suficiente, en el asfalto, de forma que la zanja sea capaz de albergar la tubería forzada. Las dimensiones del surco dependen del diámetro de la tubería, que se calculará en los siguientes capítulos del estudio.

A continuación se muestra el perfil tipo de la zanja que será necesaria para acomodar la conducción:

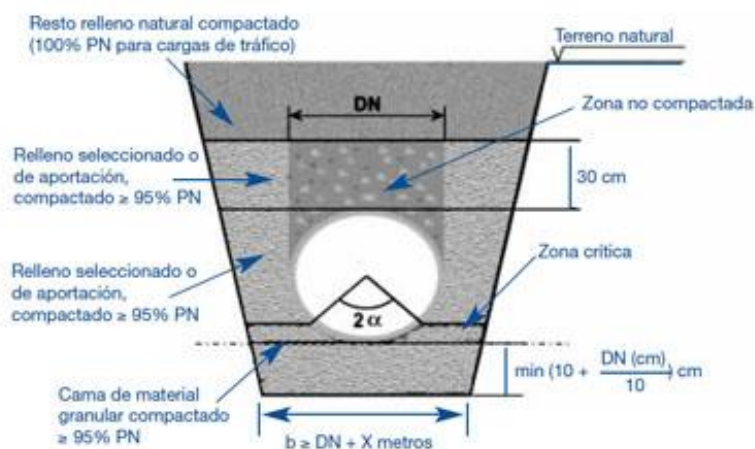


Imagen 5.4 "Zanja tipo para tubería enterrada de PRFV" (Adecua Uralita)

Visto que no hay grandes inconvenientes que desaconsejen la colocación aérea de la tubería, para los dos tramos por resolver, al tratarse de zona de acantilado, no se debería optar por colocarlos enterrados ya que supone una tarea muy costosa en cuanto a materiales, maquinaria y mano de obra de trabajos en vertical.

5.4.3 Alternativa nº3. Colocación de la tubería forzada semienterrada

Se trata de colocar el primer tramo de tubería, que discurre desde la cámara de carga hasta la parte baja del acantilado, en modo aéreo. Una vez lleguemos a la autovía de conexión, se colocará la tubería por encima del túnel, para después pasarla enterrada bajo el otro carril de circulación. El último tramo, atravesará el acantilado que llega hasta la casa de máquinas, en modo aéreo. Aplicando esta configuración logramos reducir al mínimo los costes de obra civil en la resolución del trazado de la tubería forzada, con lo que se hace una opción muy atractiva.

5.5 Turbina hidroeléctrica

Debido a la diferencia de caudal disponible a lo largo de las horas del día y entre estaciones, se hace necesario estudiar la elección de una turbina o turbinas que aseguren el buen funcionamiento de la central.

5.5.1 Alternativa nº1. Selección de una turbina capaz de funcionar a alto rendimiento teniendo en cuenta la variación de caudal

La central sufrirá una variación de caudal considerando la fluctuación del recurso debida al cambio estacional. Por tanto, se deduce que en las condiciones más desfavorables de funcionamiento el caudal variará un 23% con respecto al funcionamiento en el momento del que disponemos de mayor recurso. A priori, no parece sencillo encontrar una máquina que pueda funcionar con alto rendimiento sometida a una variación de caudal tan importante.

Se ha recurrido a la casa Voith Hydro Power Generation, más precisamente al catálogo de Pequeñas Turbinas Pelton, ya que las prestaciones que nos ofrece se adecuan en gran medida a las características de la instalación.

Para determinar el funcionamiento de la máquina con diferentes niveles de carga, se recurre a las curvas de eficiencia de las diferentes turbinas y se evalúa el rendimiento que nos ofrecen con las condiciones de funcionamiento requeridas.

Las características de la eficiencia de estas máquinas, se pueden observar en el siguiente gráfico:

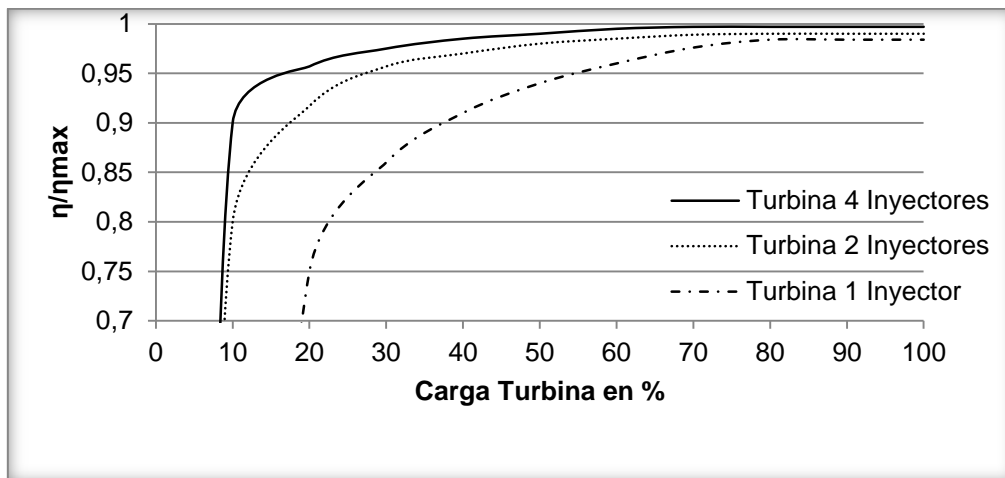


Gráfico 5.4 "Curva de eficiencia turbina Pelton" (Elaboración propia)

Una vez analizado el gráfico, se puede concluir que debido a su curva de rendimiento plana, las turbinas Pelton se pueden manejar correctamente entre unos niveles de carga que varían del 10% al 100%. Incluso funcionando con carga parcial extrema, Voith nos asegura una operación satisfactoria y sin riesgos de cavitación. Con una descarga óptima, se puede lograr una eficiencia por encima del 95%.

Observando el gráfico de eficiencia de las turbinas Pelton que ofrece la casa, se determina que para funcionar por encima del 97 % de eficiencia, teniendo en cuenta una variación del caudal del 23%, se puede optar por la elección de todos los modelos disponibles, de uno, dos y cuatro inyectores.

La diferencia de costo y dimensiones, entre optar por un equipo u otro es considerable, por otro lado los modelos de dos y cuatro inyectores nos aseguran una eficiencia de la turbina superior al 97%, como se observa en su curva de eficiencia.

Observando los diagramas de selección, solo las Pelton de dos y cuatro inyectores son capaces de funcionar con un caudal cercano a $0,4 \text{ m}^3/\text{sg}$, con una altura bruta de 96,8 metros. Se trata de máquinas potentes y de grandes dimensiones. Por otro lado, se puede estudiar la colocación de dos turbinas semejantes, las cuales podrán funcionar de forma individual o conjunta, dependiendo de la estrategia de operación a las que se sometan.

5.5.2 Alternativa nº2. Selección de dos turbinas, las cuales trabajen conjuntamente en invierno e individualmente en verano

La potencia bruta que generará la central es de 329,514 kW en periodos punta de funcionamiento. En caso de disponer de dos turbinas, cada una trabajará con un caudal de diseño de 0,1735 m³/sg, lo que supone una potencia de 164,757 kW. Una potencia tan reducida no justificaría la instalación de más de una máquina, pero el disponer de dos máquinas de menor potencia permite turbinar mayor cantidad de agua, y dado que para caudales bajos se puede utilizar una sola, se consigue optimizar el rendimiento. El inconveniente en este caso son los costes, dado que habría que realizar una compra mayor de material y la obra civil sería más complicada, así como la obra hidráulica.

Las nuevas turbinas sufrirán solo la variación de caudal debida al cambio estacional, evaluada en un 23 %. Teniendo en cuenta las características de la eficiencia de las máquinas, recurriendo de nuevo a la casa Voith Hydro, se observa que en este caso podremos escoger los mismos modelos de turbinas que en apartado anterior, descartando otra vez las máquinas de un inyector, de menor coste y dimensiones.

5.5.3 Conclusión

En conclusión, no es conveniente disponer de dos turbinas semejantes debido a la escasa potencia y reducida variación de caudal. Además, a pesar de la reducción de la potencia no podemos escoger el modelo inferior que ofrece la casa. Dispondremos de una turbina con las características de potencia que se analizarán en el capítulo 7 del estudio.

5.6 Energía

Tenemos varias opciones disponibles para la utilización de la energía generada. Podemos venderla directamente a la empresa eléctrica operadora en la isla, o proponer un abastecimiento parcial o total de los sistemas de depuración y vertido que se utilizan en Santa Cruz de Tenerife. En este apartado se exponen las alternativas más coherentes que deberá plantearse la empresa explotadora.

5.6.1 Alternativa nº1. Alimentación de la estación de bombeo de Cabo Llanos con energía hidroeléctrica.

El gasto generado por elevar el agua residual de la parte baja de la ciudad hasta la EDAR, situada a 110 metros de cota, suponen una gran inversión anual por parte de la empresa explotadora. Si cubrimos ese consumo, total o parcialmente con energía hidroeléctrica, se obtendrán unos ahorros considerables en la explotación de dicha central.

El consumo anual que genera el abastecer energéticamente a la central de bombeo, deberá ser menor que la energía anual obtenida por la central, para poder cubrir el funcionamiento.

Remitiéndonos a los datos de partida y a los calculados en este apartado podemos asegurar que la central hidroeléctrica es capaz de abastecer totalmente el bombeo realizado en la EPB. El consumo de las bombas es alrededor de 257.680 kW/año y la central es capaz de producir 2.886.542 kW/año. El abastecer las bombas con energía renovable es una opción muy atractiva ya que aparte se seguiría generando un gran volumen de beneficio.

5.6.2 Alternativa nº2. Venta directa de la energía producida por la central, a la red eléctrica.

En apartados anteriores, ya se ha calculado el beneficio que reportaría vender la energía generada directamente a la empresa distribuidora. Teniendo en cuenta el volumen de dichos beneficios, es muy recomendable la elección de esta opción.

5.6.3 Alternativa nº3. Estrategia de operación conjunta (estación de bombeo-minicentral hidroeléctrica)

Esta alternativa sería atractiva, en caso de que la EPB contara con un depósito capaz de almacenar el suficiente recurso como para cubrir los periodos punta de consumo, con la idea de solo bombear en horas valle y turbinar en puntas. Actualmente, la estación consta de una cámara de carga con una capacidad de 500 m³, que resulta sumamente insuficiente. Debido a la gran inversión que supone incorporar un nuevo depósito a la instalación, esta opción queda descartada.

6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

6.1 Introducción

Una vez analizadas todas las alternativas de las que se disponen para realizar la instalación que nos ocupa, hay que decidir cuales son las más adecuadas. En el capítulo anterior se mostraron y analizaron las opciones disponibles, el objetivo de este apartado es exponer con detalle la conclusión final del estudio para, en capítulos posteriores, calcular los elementos que sea necesario.

6.2 Sistema de captación y generación de energía hidroeléctrica

- **Cámara de carga**

Tal y como se demostró, la incorporación de un depósito de carga capaz de albergar 17.500 m^3 , permite duplicar el caudal de diseño la instalación en horas punta de consumo. Para llevar a cabo esta opción, se deberá realizar una fuerte inversión que cubra los gastos de la construcción de la cámara de carga y de todos los elementos de la instalación necesarios para cubrir el aumento de potencia de la central en horas punta de consumo. Por otra parte, la ubicación del depósito implica perder muchos metros de salto útil.

Por otro lado, la central permanecería parada durante 14 horas al día, con lo que la vida útil de toda la instalación hidroeléctrica se aumentaría en gran medida.

En la siguiente tabla se resumen los valores de los beneficios según sea la estrategia de operación que se utilice:

Vol. (m3)	Vol. (m3/sg)	Qv (m3/sg)	Qp (m3/sg)	Pot. Valle (kW/año)	P. Punta (kW/año)	B. Valle (€)	B. Punta (€)	Beneficio Total(€)
100	0,003	0,347	0,347	1585037	1134389	129113	99972	229.085
300	0,008	0,339	0,355	1436837	1078931	117041	95085	212.126
500	0,014	0,333	0,361	1413267	1095800	115121	96571	211.692
1000	0,028	0,319	0,375	1354341	1137972	110321	100288	210.609
1500	0,042	0,305	0,389	1295416	1180144	105521	104005	209.526
2000	0,056	0,291	0,403	1236491	1222316	100721	107721	208.442
15000	0,417	0	0,764	0	2318791	0	204352	204.352
15500	0,431	0	0,778	0	2360963	0	208069	208.069
16000	0,444	0	0,791	0	2403135	0	211785	211.785
16500	0,458	0	0,805	0	2445307	0	215502	215.502
17000	0,472	0	0,819	0	2487479	0	219218	219.218
17500	0,486	0	0,833	0	2529651	0	222935	222.935
18000	0,500	0	0,847	0	2314641	0	203986	203.986
18500	0,514	0	0,861	0	2352596	0	207331	207.331
19000	0,586	0	0,933	0	2550805	0	224799	224.799
19500	0,677	0	1,024	0	2487614	0	219230	219.230

Tabla 6.1 "Volumen de beneficios según estrategia de operación" (Fuente: Elaboración propia)

Después de analizar con detenimiento estos valores, se concluye que el valor máximo de beneficios se alcanza optando por un depósito de dimensiones mínimas a cota 96,8, representado en la primera fila de valores de la tabla.

El mejor beneficio obtenido con una cámara de carga de grandes dimensiones se consigue para un volumen de 19.000 m³, aun así debido a la pérdida de cota que supone la ubicación del depósito unido a los costes de construcción, desaconsejan la elección de esta opción.

- **Tubería Forzada**

Existen varias configuraciones posibles para desarrollar el trazado de la tubería forzada por el terreno de estudio. Debido a la gran inversión que supone la incorporación de la cámara de carga, se debe buscar la solución más económica posible, que permita reducir al máximo el capital necesario para el resto de las instalaciones de la mini-central.

Como se adelantó en el capítulo anterior, se buscará colocar la tubería de forma aérea en toda su longitud, excepto en los puntos que no lo permitan. Con lo cual, solo será necesario enterrar la conducción en los tramos que atraviesan la autovía de conexión TF-4 y la calle Anatolio Fuentes García, consiguiendo así, la máxima austeridad en el presupuesto.

El mayor inconveniente podría ser el impacto ambiental, concretamente el impacto paisajístico, pero teniendo en cuenta que nos encontramos en zona industrial y que la refinería de Tenerife posee una conducción similar a la que se pretende instalar, utilizada para el desembarco del crudo y situada a pocos metros de la zona de estudio, se concluye que impacto no será lo suficientemente alto como para plantearse descartar esta opción. Todos los posibles impactos se detallan en el Anexo de Estudio de Impacto Ambiental que se incluye en el estudio.

Para decidir el material más adecuado para la tubería forzada, se estudiará la posibilidad de utilizar poliéster reforzado con fibra de vidrio, ya que es un componente de menor coste y mejor facilidad de montaje que el acero. Incluso se ha encontrado una casa en que la conducción no necesita bloques de anclaje para su sujeción, pero habrá que calcular las presiones que debe soportar la tubería, para comprobar si el material cumple los requisitos. Todos estos cálculos se resolverán en el siguiente capítulo del trabajo.

- **Turbina**

Como se explico en el capítulo anterior, la elección de una turbina que pueda trabajar con alto rendimiento sometida a las variaciones de caudal de tipo estacional, no nos limita en gran medida la selección de las turbinas. Teniendo que optar por una máquina de excelentes prestaciones, pero supone una gran inversión y el tener que disponer de unas instalaciones anexas que puedan soportar las características de la turbina.

Por otro lado, la elección de dos turbinas semejantes que trabajen de forma conjunta o individualmente según la estrategia de operación a las que se sometan, no son una opción adecuada para la instalación.

El rendimiento que nos ofrecen los modelos de 2 y 4 inyectores, hacen necesario evaluar con más detenimiento sus características, las cuales se analizarán en el siguiente capítulo del estudio. Para más detalles se recurrirá al Anexo de Cálculo de la turbina.

La siguiente figura muestra las características básicas de una turbina de dos inyectores;

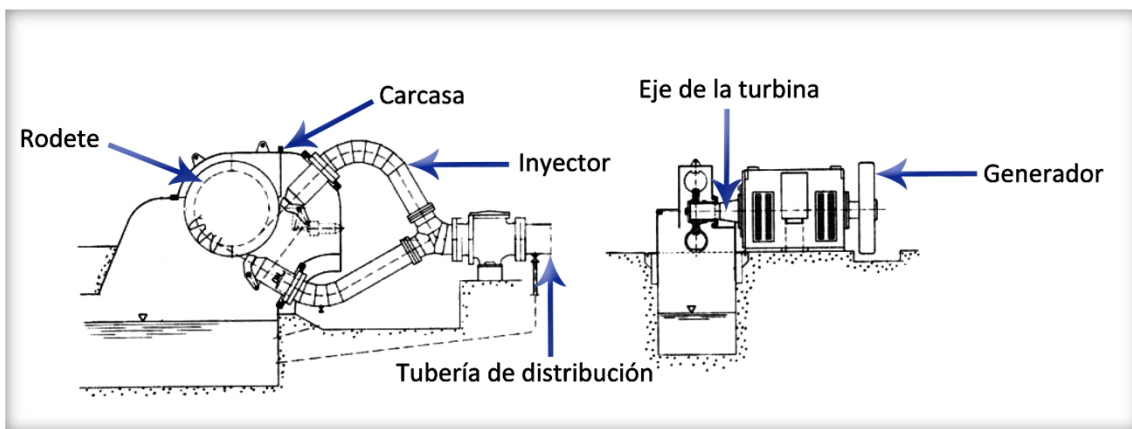


Imagen 6.1 "Características básica de las turbinas de dos inyectores" (Elaboración propia)

6.3 Nave que albergará la instalación y el equipo eléctrico necesario

En el siguiente esquema se muestran los componentes principales que debe contener la casa de máquinas, así como su posición dentro del conjunto:

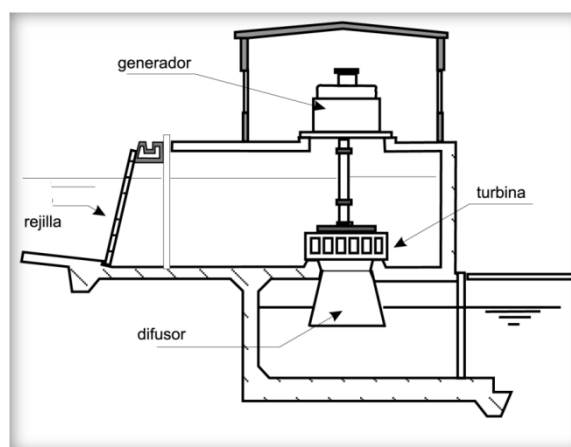


Imagen 6.2 "Componentes básicos de la casa de máquinas" (Vallarino y Cuesta)

Las características principales de todos los elementos se calculan en el siguiente capítulo del trabajo.

- **Casa de máquinas**

Se debe disponer de un espacio suficientemente amplio como para abarcar la turbina, el generador y todos los equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la central hidroeléctrica. También se debe disponer de techo móvil, para facilitar el montaje de todos los componentes.

- **Generador**

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. Se intentará que el generador instalado sea asíncrono, ya que son máquinas más sencillas y económicas que los síncronos. En general, es preferible equipar los grupos de hasta 1 MW, con alternadores asíncronos estandarizados de baja o media tensión

- **Equipos auxiliares y de control**

Los sistemas auxiliares son mucho más sencillos que los de instalaciones de mayor potencia, no sólo por el tamaño de los equipos sino por la supresión de sistemas que no son necesarios. Sin embargo, una minicentral debe estar completamente automatizada para que la necesidad de disponer de operarios sea la mínima, reduciendo en gran medida los costes de mantenimiento y operación. El sistema de control debe ser completo.

6.4 Sistema de almacenamiento, transformación, transporte y venta de la energía

- **Transformador**

Es necesario cambiar la energía de la tensión que sale del transformador a la tensión que necesita la red de transporte. Para ello, se debe disponer de un transformador de energía cuyo objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.

- **Red de transporte**

Existe una red de transporte que cruza la conducción, en dirección a la capital tinerfeña. Dicha línea posee las características necesarias para recibir y distribuir la energía que generará la central. Habrá que disponer de una subestación con los elementos de protección, de seguridad y de medida

exigidas por la empresa receptora de la energía. Actualmente, existe una subestación de ENDESA situada en el barrio de Buenos aires, encargada de transformar los 66 kv con los que viene la línea de alta tensión, a los 20 kv recomendados para los puntos de

consumo. Se debe estudiar la posibilidad de enganchar nuestra central en dicha estación, lo que evitaría el tener que incorporar una nueva subestación para transformar la energía.

- **Venta de la energía**

Una vez analizadas todas las opciones de las que se disponen, se ha decidido acogerse al régimen especial de tarifa regulada, ya que es la alternativa que mayores beneficios nos reporta. Como ya se calculó en el capítulo anterior con un valor bruto de 232.033 €/año. El resultado neto se describe en el capítulo de rentabilidad económica.

- **Abastecimiento energético de la EPB**

Como se describió en el capítulo anterior el alimentar el bombeo del agua residual pretratada desde la Estación de Cabo Llanos hasta la EDAR, es una opción altamente viable y que debe ser propuesta y analizada con detalle por parte de la empresa explotadora de ambos complejos.

En principio, se optará por la venta directa de la energía a la empresa que opera en la isla.

7. DISEÑO DEL PROYECTO DE OBRA

7.1 Requisitos de diseño

Se ha de diseñar una instalación constituida por un conjunto de componentes, los cuales serán encargados de realizar las funciones necesarias para hacer circular el agua por el conducto para luego ser usada para alimentar una turbina hidráulica capaz de generar energía mecánica. Esta energía, es almacenada en generadores que la transforman en energía eléctrica, para más tarde, ser usada por un transformador que la eleve a niveles de alta tensión y poder ser enviada por tendido eléctrico a los puntos de consumo.

El requisito principal que ha de cumplir la instalación, será el de optimizar el ahorro energético global de la instalación asegurando una estrategia de operación que garantice una durabilidad máxima de los componentes en función de su garantía. Además se debe proporcionar un uso seguro de la instalación y dar prioridad a la facilidad y rapidez del montaje, para acelerar la puesta en funcionamiento.

Es importante evitar, en la medida de lo posible, el impacto ambiental, ya sea sobre el paisaje, la fauna, la flora o los núcleos urbanos que se encuentren cerca de la zona donde se ubicará la nave, la conducción, e incluso las líneas de transmisión de la energía. Para ello, se dispondrán los equipos de forma que la nave que los alberga sea de la menor superficie posible, además se abogará por la utilización de los componentes que menores ruidos provoquen.

Por último, hay que diseñar la instalación con la previsión suficiente que permita una futura ampliación, sin necesidad de realizar grandes obras. En el primer anexo del estudio se detallan las previsiones que se tienen en la isla tal y como se describe en el Plan Hidrológico de Tenerife.

7.2 Cálculo de la conducción principal

7.2.1 Descripción general del trazado

Se trata de la conducción que va desde el depósito de carga hasta la nave donde colocaremos los equipos, esta tubería abastece a las turbinas que se pretenden instalar. El trazado deberá atravesar cuatro tramos ya definidos con anterioridad en este estudio.

El objetivo de este apartado es definir el caudal de diseño, el diámetro de la conducción, las pérdidas de carga y las presiones a las que estará sometida la tubería forzada que alimentará la central.

7.2.2 Cálculo del caudal

Dicha estación depuradora consta de tres líneas de tratamiento de 30.000 m³/día cada una, como se debe reservar una por si hubiera problemas de funcionamiento en alguna de las otras dos, disponemos del volumen de agua que tratan las dos líneas en funcionamiento que se estima en 45.000 m³/día. A esta cantidad se le debe restar la cantidad de agua que se reutiliza para riego de parques y jardines de la zona sur de la isla (alrededor de 15.000 m³/día).

Los datos de caudal con los trabajaremos han sido facilitados por la empresa encargada de la explotación de la EDAR y de la Estación de Pretratamiento y Bombeo, EMMASA. Como se adelantó en el apartado de “datos de partida”, disponemos de dos valores de caudal, dependiendo de la época del año en la que estemos.

En otoño e invierno se dispone de la mayor parte del caudal tratado por la EDAR, de manera que disponemos de 30.000 m³/día. En primavera y, sobre todo, en verano el recurso disminuye, debido al incremento de la venta del agua tratada para riego de parques y jardines en los municipios del sur de la isla, por tanto, se tendrán alrededor de 23.000 m³/día.

Los datos de partida que se utilizarán en este apartado, son los siguientes:

- Caudal invierno = 0.347 m³/sg
- Caudal verano = 0.266 m³/sg
- Longitud = 184 metros
- Cota inicial = 96,8 metros
- Cota final = 5,5 metros

7.2.3 Determinación del diámetro

Para calcular el diámetro de la tubería tenemos que tener en cuenta que las velocidades de trabajo de la tubería deben estar dentro del rango que asegure el buen funcionamiento. Por tanto, la velocidad en el interior del tubo tiene que ser mayor de 0.8 m/s para evitar sedimentaciones de materiales no deseados, por otro lado, las velocidades en ningún caso serán superiores a los 3 m/sg para evitar erosión de la tubería y de sus accesorios.

Dentro de este rango, debemos escoger el diámetro comercial que asegure el buen funcionamiento de la tubería, tanto en verano como en invierno.

Invierno		Verano	
V(m/s)	Φ (m)	V(m/s)	Φ (m)
0,8	0,743	0,8	0,651
1	0,665	1	0,582
1,5	0,543	1,5	0,475
2	0,470	2	0,412
2,5	0,420	2,5	0,368
3	0,384	3	0,336

Tabla 7.1 "Determinación del diámetro" (Elaboración propia)

Se ha escogido el diámetro comercial más pequeño que cumple el rango de seguridad de funcionamiento, en las dos condiciones temporales de uso, a priori según el catálogo de la casa "Construtec", para tubería de fundición dúctil:

- Diámetro(Φ) = 400 mm

Comprobamos las velocidades de funcionamiento:

Invierno		Verano	
Φ (m)	0,400	Φ (m)	0,400
S(m ²)	0,126	S(m ²)	0,126
V(m/s)	2,761	V(m/s)	2,117

Tabla 7.2 "Velocidades de funcionamiento en las diferentes estaciones" (Elaboración propia)

Los valores obtenidos permiten trabajar con unas condiciones óptimas de funcionamiento.

7.2.4 Determinación de las pérdidas de carga

Perdidas generales

Para el caso de las tuberías parcial o totalmente llenas, o cuando el diámetro de la tubería es grande, se pueden aplicar las ecuaciones de Manning.

Uno de los inconvenientes de las fórmulas es que sólo tiene en cuenta un coeficiente de rugosidad (n) obtenido empíricamente, y no las variaciones de viscosidad con la temperatura. La expresión es la siguiente:

$$v = \frac{1}{n} \times R_H^{2/3} \times J^{1/2}$$

Fórmula 7.1 "Ecuación de Manning"

donde,

- v , velocidad (m/s)
- n , coeficiente de rugosidad (adimensional)
- R_H , radio hidráulico (m)
- J , pendiente (m/m)

El coeficiente de rugosidad para tuberías de fundición dúctil con recubrimiento de mortero, es de 0,009.

El radio hidráulico para tuberías circulares se define como,

$$R_H = \frac{A_m}{P_m}$$

Fórmula 7.2 "Radio hidráulico"

donde,

- A_m , área de la sección mojada (m^2)
- P_m , perímetro de la sección mojada (m)

En tuberías a sección llena el radio hidráulico es,

$$R_H = \frac{1}{4} \Phi$$

Fórmula 7.3 "Radio hidráulico para tubería sección llena"

Por tanto, la fórmula de Manning para tuberías a sección llena es,

$$v = \frac{0.397}{n} \times \phi^{2/3} \times J^{1/2}$$

Fórmula 7.4 "Ecuación de Manning para sección llena"

Ahora determinamos la pendiente, que es el único parámetro que no conocemos de antemano, de manera que:

$$J = \frac{v^2}{\left[\frac{0.397}{n} \times \phi^{2/3}\right]^2}$$

Fórmula 7.5 "Pendiente"

$$J = 0,0133 \text{ (m/m)}$$

Con el valor de la pendiente, podemos aproximar el valor de las pérdidas. Simplemente multiplicando la pendiente por la longitud de la tubería. De manera que,

$$h = J \times L$$

Fórmula 7.6 "Ecuación pérdidas de carga"

$$h = 0.0133 \times 184 = 2,442 \text{ metros}$$

La expresión adoptada por Manning para determinar las pérdidas generales de carga, es la siguiente:

$$h = 10,3 \times n^2 \times \left[\frac{Q^2}{\phi^{5,33}} \right] \times L$$

Fórmula 7.7 "Pérdidas generales de carga de Manning"

donde,

- h, pérdida de carga (m)
- L, longitud de la tubería (m)

$$h = 2,4424 \text{ metros}$$

Los dos valores de pérdidas hallados por los diferentes métodos coinciden, con lo que aseguramos que se ha procedido de manera correcta en los cálculos.

Pérdidas singulares

Para conseguir el éxito en el funcionamiento de la instalación, se deben incorporar elementos de regulación, protección y control, que suponen una serie de pérdidas. Existen varios métodos que nos permiten calcular la magnitud de dicha pérdida. En nuestro caso, al tratarse de una conducción corta en la que no se prevén cambios bruscos de sección, ni elementos como bifurcaciones o empalmes, podríamos despreciarlas o incluso estimarlas entre un 5 % y un 10 % de las pérdidas generales.

Finalmente se estimarán como el 5 % de las pérdidas generales, de manera que:

$$h_s = 2,442 \times 0,05 = 0,1221 \text{ m}$$

El valor total de las pérdidas será:

$$h_t = h_g + h_s = 2,442 + 0,1221 = 2,5641 \text{ m.}$$

7.2.5 Determinación de las presiones en la conducción

Es importante estudiar los esfuerzos a los que está sometida la tubería de forma que podamos valorar los riesgos de depresiones o sobrepresiones que pongan en peligro la integridad de los componentes de la instalación.

La ecuación de Bernoulli nos permite calcular las cargas a presión, igualando las ecuaciones en dos puntos diferentes del trazado. Conociendo las cotas de todos los puntos, las cargas de velocidad y estimando las pérdidas de carga, podemos valorar la presión hidroestática en cualquier punto de la conducción. La expresión con la debemos trabajar es la siguiente:

$$Z_1 + \frac{V_1^2}{2 \cdot g} + \frac{P_1}{\gamma} = Z_2 + \frac{V_2^2}{2 \cdot g} + \frac{P_2}{\gamma} - h_{1-2}$$

Fórmula 7.8 "Ecuación de Bernoulli"

Siendo,

- γ , peso específico del agua

Hay que considerar que la carga a velocidad se mantiene constante en todos los tramos de la tubería y por tanto la podemos despreciar en los cálculos. Esto es debido a que no hay variación de diámetro ni de caudal a lo largo del trazado.

En la siguiente tabla se detallan los valores obtenidos para todos los parámetros que contiene la expresión de Bernoulli:

Punto	Cota (m)	P/ γ (mca)	H _{i,j} (mca)
A	96,8	10,33	0
B	90,87	16,09	0,35
C	47,79	60,47	1,30
D	47,09	61,35	0,19
E	5,5	103,48	0,61

Tabla 7.3 "Presiones en los diferentes puntos de la conducción" (Elaboración propia)

Los puntos se representan en la imagen 7.1, que se muestra en este apartado.

La máxima presión se registra en el último punto de la conducción, en la entrada a la minicentral, y equivale a 10,15 Bares. Por otra parte, la carga a velocidad será de 0,389 mca, la poca magnitud de este valor comparado con los resultados obtenidos para las alturas piezométricas, suponen que el montante energético en la conducción venga dado por estas últimas.

El valor de la sobrepresión causada por el golpe de ariete se puede calcular realizando el cociente entre la magnitud máxima de la presión que soporta la tubería el coeficiente 1,4, de manera que:

$$P_{max} = 10,15 \times 1,4 = 14,21 \text{ atmósferas}$$

A continuación, se representa la situación energética que resulta del trazado de la tubería. Para su definición se ha utilizado el teorema de Bernoulli entre los puntos A y E, que corresponden con el inicio y el final del trazado. Asumimos que la presión en A es igual a la presión atmosférica ($P_{atm}=10,33 \text{ mca}$).

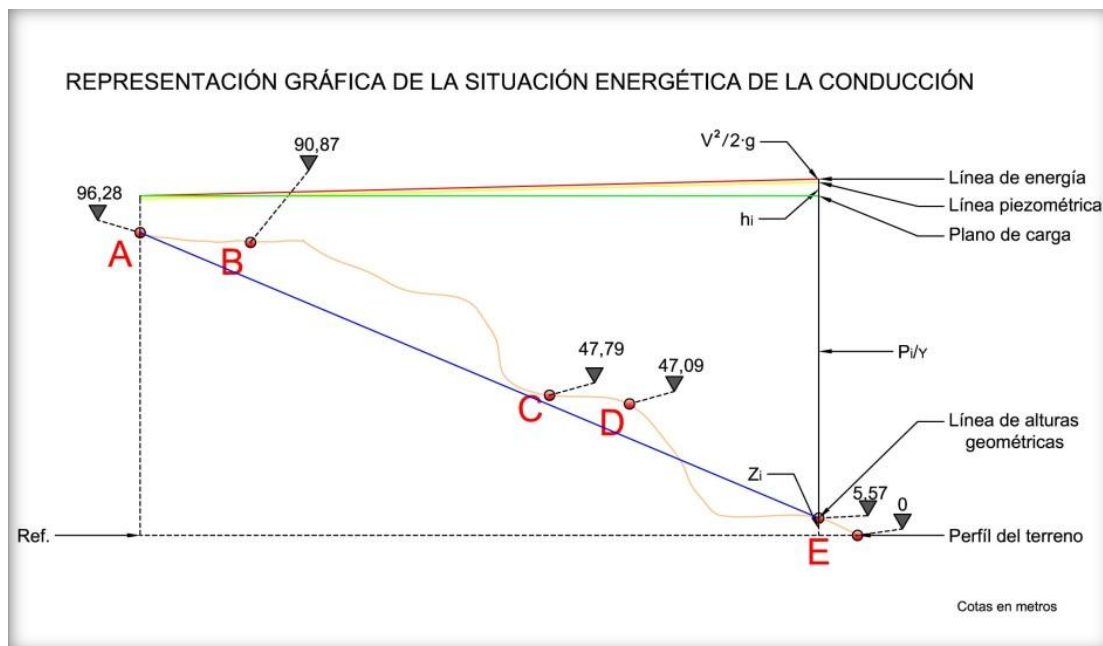


Imagen 7.1 "Situación energética de la conducción" (Fuente: Elaboración propia)

7.3 Cálculo y selección de la turbina hidráulica

7.3.1 Selección

Para el correcto estudio de la central, debemos estimar el tamaño que van a tener los grupos turbogeneradores para completar el prediseño de la obra civil y evaluar el coste de la misma. Al seleccionar los equipos y sus disposiciones podemos saber las dimensiones aproximadas que deberá tener la casa de máquinas y equipos auxiliares.

El objetivo de este apartado es determinar el tipo y disposición del equipamiento más conveniente y estimar sus dimensiones principales con el objeto de facilitar el estudio o el prediseño de la casa de máquinas.

7.3.1.1 Caudal

En conclusión, disponemos de un caudal de diseño de $30.000 \text{ m}^3/\text{día}$, para abastecer la turbina. Ya se tienen los datos necesarios para calcular el volumen anual turbinable, y lo hallamos según la siguiente expresión,

$$V = Q \times N^{\circ} \text{días del año} = 30.000 \times 365 = 10.950.000 \text{ m}^3/\text{año}$$
$$V = 10.95 \text{ Hm}^3/\text{año}$$

Con este volumen de recurso, tenemos que asegurar que la turbina estará abastecida por un caudal mínimo, para su correcto funcionamiento. Dicho caudal se obtiene en función del tipo de turbina que vayamos a instalar, por medio del producto entre el coeficiente “k”, que depende del tipo de turbina, y el caudal de diseño de la instalación.

7.3.1.2 Altura neta

Para determinar la altura neta (H_n) de la que se dispondrá en la instalación, es necesario conocer la altura útil y las pérdidas de carga totales (h_T), de la conducción principal. La altura útil corresponde a la distancia entre los niveles de la lámina de agua en la bocatoma y el nivel de desagüe de la turbina, mientras que las pérdidas de carga de la conducción ya la hemos hallado en apartados anteriores. Los valores de dichos parámetros son los siguientes,

$$H_U = 96,8 - 5,5 = 91,3 \text{ metros}$$

$$h_T = 2,5641 \text{ metros}$$

Por tanto, ya podemos calcular la altura neta del salto,

$$H_N = H_U - h_T = 88,74 \text{ metros}$$

Una vez calculada la altura, podemos hallar el valor de potencia neta turbinable, por medio de la siguiente la fórmula presentada en las alternativas del estudio,

$$P_N = \eta \times g \times H_N \times Q$$

Fórmula 7.9 "Potencia neta en kW"

Siendo "η" el factor de eficiencia de la central, que engloba el rendimiento de la turbina, del generador y del transformador de salida. Se ha estimado este valor como 0,90, que es el habitual en centrales minihidroeléctricas modernas.

7.3.1.3 Turbina

Para seleccionar la turbina adecuada para la instalación, debemos recurrir a los gráficos de selección. A partir de los datos de altura neta y caudal de diseño podemos determinar la región de trabajo del aprovechamiento y seleccionar la turbina que mejor se adapta a las características de la instalación. Recordemos los valores que se utilizarán para la elección de la turbina,

$$H_N = 88,74 \text{ metros}$$

$$Q_d = 0.347 \text{ m}^3/\text{sg}$$

A continuación, se presenta el gráfico de selección de la casa "VOITH", el cual nos indicará el tipo de turbina que mejores rendimientos ofrece.

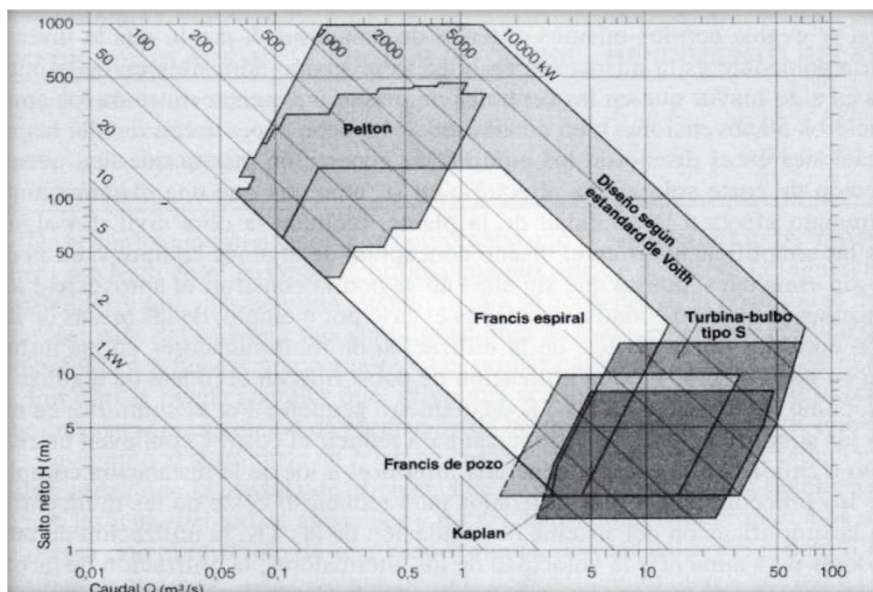


Imagen 7.2 "Gráfico de selección de turbinas" (Fuente: Voith)

Comparando los resultados de varios gráficos de selección, se puede observar que hay dos tipos de turbinas que son capaces de ofrecer las condiciones necesarias para el funcionamiento de la central, se trata de las del tipo Pelton y las Turgo.

Ambas son turbinas de acción con la diferencia que en la turbina Turgo los álabes son diferentes y con distinta distribución, aparte de que el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, y su menor diámetro facilita su acoplamiento directo al generador, con lo que al prescindir del multiplicador se reduce el precio del grupo y aumenta su fiabilidad.

Por otro lado, sabemos que las Pelton tienen alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento, además presenta una curva plana con rendimientos superiores al 80% para un 20 % de caudal del nominal.

7.3.2 Disposición

La disposición de las turbinas tipo Pelton está supeditada por su tamaño, al igual que las Kaplan y las Francis, y además por el número de rodetes y el número total de chorros.

Generalmente, se colocan en horizontal que, entre otras ventajas, ofrece la posibilidad de instalar más de un rodete. Como norma general se puede observar que se opta por disposición horizontal cuando existen uno o dos chorros por rodete (pequeños aprovechamientos o salto nominal elevado) y la disposición vertical es obligada cuando el número total de chorros es de cinco o seis (grandes aprovechamientos o salto nominal reducido).

La instalación horizontal reduce costes de obra civil al estar todo el conjunto en un mismo nivel y mejora el acceso de la máquina para realizar reparaciones o labores de mantenimiento. El eje vertical se instala cuando las turbinas tienen potencias mayores por cuestiones de espacio, además el rendimiento se ve incrementado. Sin embargo, en turbinas de baja potencia la mejora del rendimiento no produce beneficios significativos.

En casos como el que nos ocupa, existe una amplia gama de soluciones alternativas, incluso con turbinas no convencionales, lo que debe ser tomado en cuenta durante los estudios, el diseño o el proceso de licitación.

7.3.3 Dimensionado de la turbina

7.3.3.1 Potencia Neta

Ya es posible el dimensionado de la turbina, a partir de los datos de partida, como son la altura del salto y el caudal nominal. El primer paso es calcular la potencia neta o nominal, cuya expresión ya se introdujo anteriormente:

$$P_N = 0,9 \times 9,81 \times 88,74 \times 0,347 = 271,87 \text{ kW}$$

Una vez conocida la potencia es posible calcular la producción media de la minicentral, como producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento. De forma más precisa, la producción podría calcularse con la siguiente expresión:

$$E(kWh) = \eta \times g \times H_N \times Q \times T \times e$$

Siendo,

- e, coeficiente costes y mantenimiento y reparación de la central.
- T, nº de horas de funcionamiento anual.

$$E = 0,9 \times 9,81 \times 88,74 \times 0,347 \times 8760 \times 0,9 = 2.143.418,78 \text{ kWh/año}$$

$$E = 2.143,42 \text{ MW/año}$$

7.3.3.2 Características generales de la turbina

Para el estudio de minicentrales se recomienda escoger una turbina tipo que optimice el rendimiento teniendo en cuenta las características principales del salto. Se ha recurrido a la casa Voith Hydro Power Generation, más precisamente al catálogo de Pequeñas Turbinas Pelton, tal y como se adelantó en el capítulo 5.

Hay que tener en cuenta que las turbinas Pelton con cámara abierta no corren riesgos de cavitación, tal y como especifica el fabricante. Una vez analizados todos los modelos de turbina que se adecuan a las características de la instalación, se concluye que los equipos que mejores prestaciones ofrecen son de 2 inyectores.

Las características principales de la turbina de la Voith son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO	
Frecuencia de giro (Hz)	50
Velocidad de giro (rpm)	600
Disposición	Horizontal

Tabla 7.4 "Características del grupo" (Voith)

Las dimensiones de la máquina se detallan en el siguiente gráfico:

DIMENSIONES (mm)			
D	650	F	2500
A	4800	G	300
B	900	H	1600
C	1950	I	1000
E	1000		

Tabla 7.4 "Dimensiones de la turbina" (Voith)

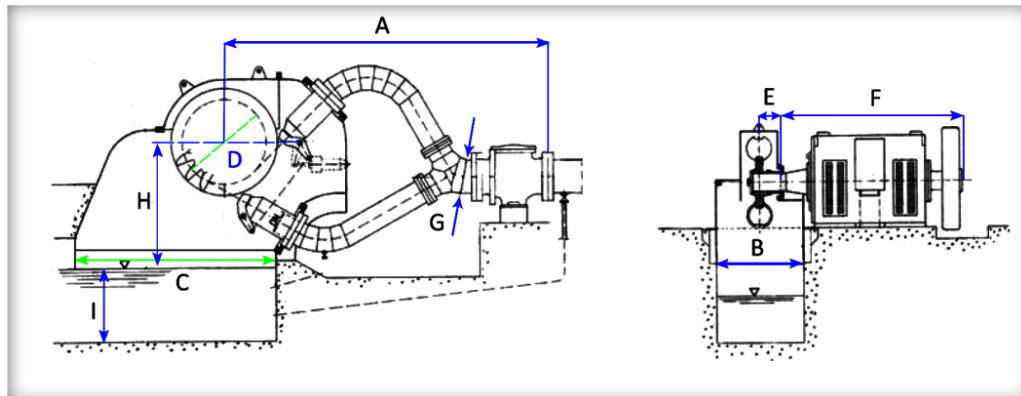


Imagen 7.3 "Dimensiones de la turbina" (Fuente: Voith)

7.4 Elementos de cierre y protección

Para proteger la central en caso de parada es imprescindible disponer de dispositivos que aíslen tanto la turbina como otros elementos del equipo. Los principales mecanismos que se utilizan son los siguientes:

- Ataguías. Se emplean para cerrar el acceso de agua a la toma cuando es necesario realizar una limpieza de la instalación o reparaciones en las conducciones
- Compuertas. En las centrales de pequeño salto se suelen emplear las compuertas verticales, que cortan el paso del agua a la minicentral, donde se encuentra la turbina.
- Válvulas. Pueden ser de compuerta, de mariposa o esférica. Las válvulas ofrecen una mayor fiabilidad que las compuertas, pero producen mayores pérdidas de carga y se utilizan principalmente en centrales donde el salto es considerable.

7.5 Generador

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

Los generadores asíncronos son máquinas más sencillas y económicas que los síncronos, pero tienen un rendimiento de 2 a 4 puntos porcentuales menor. En general, es preferible equipar los grupos de hasta 1 MW, con alternadores asíncronos estandarizados de baja o media tensión. Por otro lado, para grupos de mayor potencia se utilizan los síncronos de media tensión. En cualquier caso, los alternadores se equiparán con un volante de inercia para compensar la escasa inercia del grupo, facilitar el arranque, la sincronización y reducir la sobrevelocidad.

7.6 Equipo eléctrico general y línea de transmisión

El equipamiento eléctrico es el encargado de la transformación de la tensión, de la medición de los diferentes parámetros de la corriente eléctrica, de la conexión a la línea de salida y de la distribución de la energía.

El *transformador de tensión* es uno de los elementos fundamentales de este equipamiento.

Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión. El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.

El transformador debe contar con un sistema de refrigeración que puede lograrse por convección natural o por circuito cerrado de aceite o silicona.

Los *equipos eléctricos* necesarios se disponen en cuadros eléctricos situados en el interior del edificio central, y básicamente son:

- Disyuntores y seccionadores, que se emplean para la conexión y desconexión a la red.
- Transformadores de medida, tanto de tensión como de intensidad, que facilitan los valores instantáneos de estas magnitudes en diversas partes de la instalación.
- Transformadores de equipos auxiliares, que suministran la tensión adecuada para el correcto funcionamiento de los equipos.
- Pararrayos o autoválvulas, que actúan como descargadores a tierra de las sobretensiones que se producen.

La *línea eléctrica* necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución que es otro de los puntos importantes a la hora de diseñar y presupuestar el proyecto. El coste de esta línea puede encarecer notablemente el proyecto, dependiendo de su longitud y de la orografía del terreno.

7.7 Sistemas auxiliares y de control

Los sistemas auxiliares necesarios para una minicentral son mucho más sencillos que los de las centrales de mayor potencia, no sólo por el tamaño de los equipos, sino también por la eliminación de algunos sistemas que no son necesarios.

Los equipos más comunes que se pueden considerar como auxiliares dentro de la central son:

- Ventilación
- Alumbrado normal y de emergencia.
- Equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del disyuntor y otras bobinas de relés y contactores.
- Bombas para el drenaje de posibles fugas o achique en caso de inundación.
- Batería de condensadores, en caso de que exista grupo asíncrono, para mejorar el factor potencia.
- Puente grúa, aunque en algunos casos pueda ser suficiente una grúa portátil durante el montaje y operaciones de mantenimiento.
- Protección contra incendios.
- Agua refrigeración.

- Caudalímetro.

Por el contrario, el sistema de control de las minicentrales debe ser completo debido a que estas plantas deben estar automatizadas para que funcionen sin la presencia continua de personal. Para ello es necesaria la instalación de un sistema de medición y control que obtenga y transmita la información necesaria para la operación de la central.

La automatización de una minicentral permite reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.

El grado de automatización va a depender principalmente de la ubicación y el tipo de central, de las posibilidades reales de regulación, y del presupuesto, incluyendo el coste del personal de trabajo. La automatización será total cuando incluya el arranque, regulación y parada de la central, y será parcial cuando mande solamente parada y alarma, en caso de que actúen las protecciones de la central.

7.8 Cálculo de la casa de máquinas

7.8.1 Objetivo

Es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de la minicentral: turbinas, bancadas, generadores, alternadores, cuadros eléctricos, cuadros de control, etc.

La ubicación del edificio debe analizarse muy atentamente, considerando los estudios topográficos, geológicos y geotécnicos, y la accesibilidad al mismo. El edificio puede estar junto al azud o presa, situarse al pie de éste, estar separado aguas abajo cuando hay posibilidad de aumentar la altura del salto, e incluso puede construirse bajo tierra.

Independientemente del lugar donde se ubique, el edificio contará con las conducciones necesarias para que el agua llegue hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles. Además, hay que realizar el desagüe hacia el canal de descarga. El proyecto final del edificio va a depender del tipo de maquinaria que vaya a ser utilizado, que a su vez depende del caudal de equipamiento y del salto del aprovechamiento. Es muy importante que en el diseño de la minicentral los costes económicos se minimicen al máximo, así como el impacto visual.

En un aprovechamiento hidroeléctrico, la casa de máquinas tiene como misión proteger de las adversidades climatológicas, el equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial del agua en electricidad. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de

descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio. Existen efectivamente muchas configuraciones posibles de casa de máquinas.

El objetivo de este apartado es el de definir estructuralmente la pequeña nave que instalaremos en Santa Cruz de Tenerife, en la que se albergarán la central minihidráulica y todo el equipo anexo para asegurar el correcto funcionamiento de la misma.

7.8.2 Descripción general de la nave

Una vez descritas las dimensiones de la turbina se puede estimar las dimensiones mínimas de las que debe disponer la casa de máquinas para que abarque de manera cómoda y segura todos los elementos de la central. Se optará por el material que mejor resista la corrosión provocada por la salinidad o se incluirá un revestimiento adecuado. También tiene que ofrecer buena facilidad de montaje y costes reducidos.

Las turbinas de dos inyectores de la casa seleccionada y el generador que viene anexo al equipo poseen unas dimensiones máximas aproximadas de 3,4 metros de ancho y 6,1 de largo. La disposición es de manera horizontal. Para asegurar que haya el espacio suficiente para poder manejar los equipos de manera holgada, debemos aumentar las dimensiones. Se ha recurrido al catálogo de Cualimetal S.A. para naves modulares de montaje rápido y cubierta móvil. Las dimensiones mínimas, en caso de ser cuadrada serán las siguientes:

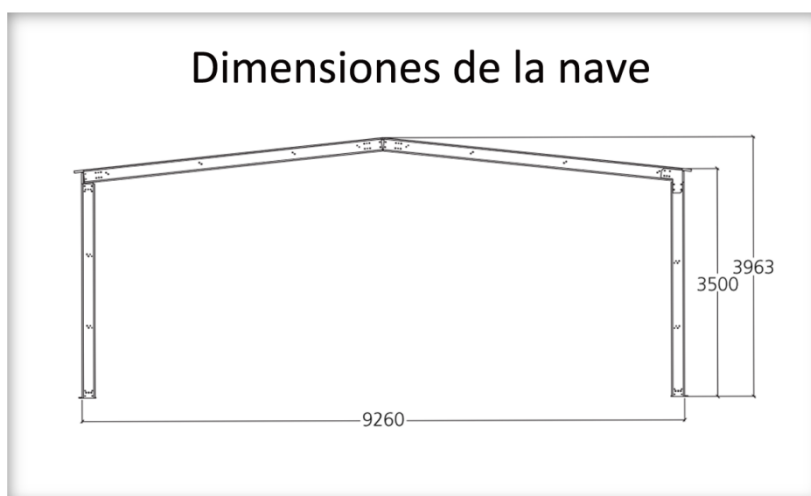


Imagen 7.4 "Dimensiones de la nave" (Fuente: Cualimetal)

8. JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS

8.1 Introducción

El coste de la construcción de una minicentral a priori se puede descomponer de la siguiente manera:

- El 40% irá destinado a Obra Civil
- El 35% irá destinado a instalaciones y equipos
- El 15% irá destinado a la regulación y control
- El 10% irá destinado a ingeniería y proyectos

Estos porcentajes podrán variar según sean las características de la minicentral, aumentando los costes de obra civil en función de la topografía de la zona o disminuyendo si existieran construcciones preexistentes, por tratarse de la rehabilitación de una antigua central.

Todos los precios unitarios, además de los costes directos e indirectos están recogidos en la base de datos de precios de obra y construcción del Colegio Oficial de Ingenieros de Obras Públicas de Sta. Cruz de Tenerife y con la base de datos del "Preoc 2012".

8.2 Presupuesto de obra civil

OBRA CIVIL		
Descomposición	Precio (€)	Porcentajes (%)
Demoliciones y desmontajes	23.741	10,16
Movimiento de tierras	38.832	16,62
Puesta en servicio	1.556	0,67
Cubiertas y estructuras	35.965	15,39
Alicatados y pavimentos	22.564	9,66
Revestimientos	28.964	12,40
Carpintería y cerrajería	22.748	9,74
Urbanización y jardinería	19.104	8,18
Varios	2.103	0,90
Seguridad y Salud	38.048	16,29
Total	233.625	

Tabla 8.1 "Presupuesto de obra civil" (Fuente: Elaboración propia)

8.3 Presupuesto de instalaciones y equipos

INSTALACIONES Y EQUIPOS		
Descomposición	Precio (€)	Porcentaje (%)
Turbina Pelton de 2 inyectores. Voith Hidropower Generation	90.515	39,19
Generador Síncrono Trifásico	24.976	10,81
Transformador	13.696	5,93
Tubería de fundición ductil	18.400	7,97
Equipo eléctrico	37.741	16,34
Mantenimiento	7.394	3,20
Montaje	38.236	16,56
Total	230.958	

Tabla 8.2 "Presupuesto de instalaciones y equipos" (Fuente: Elaboración propia)

8.4 Presupuesto general

- Total ejecución material, es la suma de los costes de precios unitarios y costes directos e indirectos.
- Gastos generales, los derivados del gasto financiero, cargas fiscales y tasas de la Administración legalmente establecidas.
- Beneficio industrial, se suele establecer como un 7% de la suma del presupuesto total de ejecución material.

RESUMEN		
Descomposición	Precio (€)	Porcentaje (%)
Obra Civil	233.625	50,29
Instalaciones y Equipos	230.958	49,71
Total Ejecución Material	464.583	-
Gastos Generales (16%)	74.333	-
Beneficio Industrial (7%)	32.521	-
I.G.I.C.(7%)	32.521	-
Presupuesto Total	603.957	

Tabla 8.3 "Presupuesto general" (Fuente: Elaboración propia)

9. ESTUDIO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

9.1 Introducción

El estudio económico tiene como finalidad evaluar la viabilidad de un proyecto, considerando las diferentes posibilidades planteadas para averiguar cuál de ellas resulta más rentable. Un proyecto de una central minihidroeléctrica requiere la realización de pagos a lo largo de su periodo de vida, estimado en veinticinco o treinta años típicamente. Entre los pagos se encuentra la inversión inicial, que difiere en el tiempo gracias a la financiación externa, unas cantidades anuales fijas (seguros e impuestos) y unas cantidades anuales variables (gastos de operación y mantenimiento).

Los ingresos de una central minihidroeléctrica proceden de la venta de energía generada. A diferencia de las centrales térmicas, las hidroeléctricas requieren en general una inversión mayor. Por el contrario, los costes de explotación son menores, principalmente debido a que no requiere combustible para su funcionamiento.

9.2 Índice de potencia

Se define el índice de potencia como el cociente entre la inversión inicial y la potencia instalada. Se emplea para comparar diferentes proyectos. La potencia instalada de la central del proyecto es de 0.272 MW y la inversión inicial, calculada en la justificación de precios, es de 603.957 €. Con estos datos se obtiene el índice de potencia siguiente:

$$I_p = 603.957 / 272 = 2.220,4 \text{ €/kW}$$

Fórmula 9.1 "Índice de potencia"

9.3 Índice de energía

Se calculará la energía que produce la central a lo largo del año medio representativo. Hay que tener en cuenta la variación de caudal debido al cambio estacional. La producción energética media para cada mes del año puede verse en la tabla:

MESES	Q(m3/sg)	Energía(kW)
Enero	0,347	180.825,03
Febrero	0,347	169.158,90
Marzo	0,347	180.825,03
Abril	0,347	174.991,97
Mayo	0,347	180.825,03
Junio	0,347	174.991,97
Julio	0,266	138.615,15
Agosto	0,266	138.615,15
Septiembre	0,266	134.143,70
Octubre	0,347	180.825,03
Noviembre	0,347	174.991,97
Diciembre	0,347	180.825,03
Total		2.009.633,98

Tabla 9.1 "Producción de energía de la central durante un año"(Fuente: Elaboración propia)

La central sólo podrá funcionar, con máximo caudal durante nueve meses año mientras que en los tres meses de verano el caudal es el mínimo técnico. Se define el índice de energía como el cociente entre la inversión inicial y la energía producida al año. Su valor es el siguiente:

$$I_e = 603.957 / 2.009.633,98 = 0,3 \text{ €/kWh}$$

Fórmula 9.2 "Índice de energía"

9.4 Análisis de la rentabilidad de la central

9.4.1 Introducción al análisis de rentabilidad

Para este estudio se van a considerar los siguientes aspectos:

- Inversión inicial: La suma de los pagos por la adquisición de los distintos aparatos y la puesta en servicio de la central. El valor de la inversión inicial es de 1.000.000 €.
- Pagos: Los realizados a lo largo del periodo de explotación por operación y mantenimiento.
- Vida útil de la central: Se tomarán los primeros veinticinco años de explotación.
- Impuestos: Se tomará un IGIC del 7 %, después de la última subida anunciada por el Gobierno de Canarias, para Julio de 2012.
- Índice de precios al consumo: Se tomará un 1,9 % de IPC, que es el valor correspondiente al mes de mayo de 2012.

9.4.2 Valor actual neto (VAN)

Se denomina VAN de una cantidad “A” a percibir durante “n” años con una tasa de interés “i” a la cantidad que generaría al cabo de los “n” años antes mencionados.

$$VAN = \frac{A}{(i + 1)^n}$$

En este tipo de estudios se debe costear inicialmente el total de la inversión, teniendo en cuenta las cargas monetarias que estarán compuestas de ingresos y gastos, generalmente variables. La expresión se transforma en la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t - P_t}{(1 + i)^t}$$

Fórmula 9.3 “VAN”

Siendo,

- I, inversión inicial
- C_t, cobros anuales
- P_t, Pagos anuales
- i, tasa de interés. Generalmente entre un 8 % y un 10 %.
- N, número de periodos. En nuestro caso 25 años.

El VAN debe ser positivo para poder aceptar una inversión, y entre dos proyectos, se tomará el que tenga un VAN más alto. Un VAN positivo implica que la diferencia entre los ingresos y los gastos más la inversión inicial toman un valor positivo.

9.4.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Se trata de la tasa de interés que hace nulo el valor actual neto. Utilizando la expresión anterior del VAN se obtendría lo siguiente:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t - P_t}{(1 + TIR)^t}$$

Fórmula 9.4 "TIR"

El TIR se puede tomar como la tasa de interés que el proyecto es capaz de proporcionar. Entre dos proyectos, será más rentable el que presente un TIR más alto.

9.5 Estudio de viabilidad económica

9.5.1 Ingresos

Serán los generados por la venta de energía eléctrica producida por la central. Para resolver los cálculos se supondrá que la central se acoge a la tarifa regulada, que ya se adelantó en los antecedentes del estudio, mas precisamente en la tabla 1.1, el valor a percibir sería de 8,4237 c€/kWh para este tipo de central durante los primeros veinticinco años.

A partir de la energía producida durante el año medio de referencia se puede calcular qué ingresos va a producir la central en un año de funcionamiento:

$$I = 2.009.633,98 \text{ kWh/año} \times 8,4237 \text{ c€/kWh} = 16.928.553,76 \text{ c€/año}$$
$$I = 169.285,54 \text{ €/año}$$

Este valor de ingresos se deberá actualizar anualmente con un IPC del 1,9 %.

9.5.2 Gastos

Los gastos anuales están definidos por el mantenimiento que requiere la instalación. Este valor puede ser estimado mediante la siguiente expresión:

$$\text{Mantenimiento} = 450 \times \sqrt{\text{Pot. Instalada (kW)}} = 450 \times \sqrt{272} = 7.422 \text{ €/año}$$

Teniendo en cuenta, los costes derivados del IGIC, el valor total de los costes de mantenimiento es el siguiente:

$$\text{Mantenimiento} = 7.422 \times 1,07 = 7912 \text{ €/año}$$

Se actualizará cada año con un IPC del 1,9 %.

9.5.3 Resultados

AÑOS	INGRESOS	GASTOS OPERACIÓN	DIFERENCIA	VAN i=5%	VAN i=7,5%	VAN i=12,5%
construcción	0	0	0	-603.957	-603.957	-603.957
1	169285,54	7.912	161.374	-450268,26	-453842,42	-460514,19
2	172501,97	8062,33	164.440	-293659,08	-300875,32	-314345,63
3	175779,50	8215,51	167.564	-134074,32	-145001,84	-165399,86
4	179119,31	8371,61	170.748	28542,54	13833,24	-13624,12
5	182522,58	8530,67	173.992	194249,12	175686,18	141035,36
6	185990,51	8692,75	177.298	363104,13	340614,33	298633,37
7	189524,33	8857,91	180.666	535167,38	508676,11	459225,74
8	193125,29	9026,21	184.099	710499,84	679931,07	622869,36
9	196794,67	9197,71	187.597	889163,61	854439,87	789622,22
10	200533,77	9372,47	191.161	1071222,00	1032264,34	959543,37
11	204343,91	9550,54	194.793	1256739,49	1213467,47	1132693,03
12	208226,45	9732,00	198.494	1445781,81	1398113,46	1309132,54
13	212182,75	9916,91	202.266	1638415,94	1586267,73	1488924,39
14	216214,22	10105,33	206.109	1834710,12	1777996,93	1672132,29
15	220322,29	10297,34	210.025	2034733,89	1973368,98	1858821,14
16	224508,41	10492,98	214.015	2238558,11	2172453,10	2049057,08
17	228774,07	10692,35	218.082	2446254,99	2375319,82	2242907,50
18	233120,78	10895,51	222.225	2657898,11	2582041,00	2440441,08
19	237550,08	11102,52	226.448	2873562,45	2792689,89	2641727,79
20	242063,53	11313,47	230.750	3093324,41	3007341,11	2846838,96
21	246662,74	11528,42	235.134	3317261,85	3226070,70	3055847,24
22	251349,33	11747,46	239.602	3545454,10	3448956,16	3268826,67
23	256124,96	11970,67	244.154	3777982,00	3676076,44	3485852,71
24	260991,34	12198,11	248.793	4014927,93	3907512,00	3707002,25
25	265950,17	12429,87	253.520	4256375,84	4143344,84	3932353,63

Tabla 9.2 "Análisis de rentabilidad de la central"(Fuente: Elaboración propia)



9.6 Conclusión

En la tabla se pueden ver los retornos de la inversión, según su tasa de interés se concluye que el periodo de retorno de la inversión inicial es de 4 años para intereses de 5 % y el 7,5 %, mientras que para un interés del 12,5 % obtenemos un retorno de 5 años. En este tipo de instalaciones las tasas de retorno mejoran en la mayoría de los casos, por lo que la rentabilidad de la inversión esta asegurada. Por otro lado, la representación gráfica del VAN es una función lineal de manera que el TIR se calcula interpolando entre los valores del VAN. El resultado final obtenido por aproximación, es el siguiente:

$$VAN = 0 \Rightarrow TIR = 0,0995$$

Un valor tan elevado confirma la rentabilidad de la inversión, ya que supera en gran medida al interés normal del dinero en el mercado de capitales.

10. ESTUDIO DE RENTABILIDAD ENERGÉTICA Y BENEFICIO MEDIOAMBIENTAL

10.1 Objetivo

El objeto del capítulo es la comparación a nivel energético de la rentabilidad de la instalación. Se evaluará el coste energético de las instalaciones de depuración y vertido de las aguas de la capital tinerfeña, que son la EDAR de Buenos Aires y la EPB de Cabo Llanos, aplicándole los beneficios que se obtienen si se llevara a cabo la central hidroeléctrica. Por otra parte, se calculará el beneficio medioambiental derivado de los ahorros en emisiones de CO₂.

10.2 Rentabilidad energética

En capítulos anteriores, se han estimado los valores correspondientes a los gastos energéticos que soporta la capital tinerfeña en materia de consumo energético de las instalaciones de depuración y vertido. Asimismo, se ha determinado el beneficio neto que nos reportaría la inclusión de la minicentral. Los valores se presentan a continuación:

Instalación	EDAR	EPB	HIDROELÉCTRICA
Costes(€/año)	599.627,47	13.387	-
Beneficio(€/año)	-	-	169.285,54
Coste anual reducido (€/año)			443.728,93

Tabla 10.1 "Costes anuales de energía eléctrica"(Fuente: Elaboración propia)

Los datos de potencia consumida y generada son los siguientes:

Consumo energético (kW/año)	Aporte hidroeléctrico (kW/año)
7.220.429,56	2.009.633,9800
Consumo resultante	5.210.795,58

Tabla 10.2 "Consumo energético"(Fuente: Elaboración propia)

Estos datos suponen un ahorro energético de la explotación de la EDAR y la estación de Cabo Llanos de casi un 28%, cifra que monetariamente supone casi 170.000 € al año.

10.3 Beneficio medioambiental

En nuestro país se han aplicado, en los últimos años, estrategias y planes de fomento cuyo fin radica en el ahorro y la eficiencia energética en las instalaciones, además de fomentar el uso de las energías renovables para conseguir reducir los daños medioambientales derivados del consumo de combustibles fósiles.

El Plan de Energías Renovables (PER), constituye el principal referente del sector de las renovables en España. Fue aprobado el 2005 y en el año 2011 se ha ampliado el periodo de aplicación hasta el 2020. Por otro lado, planes de acción como el Plan de Eficiencia y Ahorro Energético (PAE), inciden en las medidas concretas que se aplicarán para conseguir los objetivos marcados. En el Anexo I de este documento se analizan con detalle los objetivos y aplicaciones de estos planes.

Según datos estadísticos, aportados por el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino para el año 2010, el índice de emisión de dióxido de carbono por electricidad generada es de aproximadamente 750 toneladas de CO₂ por GW generado. Teniendo en cuenta que debido a las pérdidas generales de la red, para consumir 1 kW se deben generar 1,33 kW, podemos concluir que por cada kW consumido se emiten 0,9975 kg CO₂. Ahora evaluemos el ahorro conseguido con la instalación hidroeléctrica:

	Kg CO ₂ (generado) x kWh (consumido)	Kg CO ₂ (evitados)	Toneladas CO ₂
Emisiones CO₂	0,9975	2.004.609,90	2.004,61

Tabla 10.3 "Ahorro de emisiones de CO₂" (Fuente: Elaboración propia)

Este valor supone evitar la emisión de 5,5 toneladas de CO₂ al día. En nuestro caso, la central que abastece a la capital de la isla se encuentra en el término municipal de Candelaria y se trata de una central termoeléctrica con potencia superior a 50 MW. Las emisiones de CO₂ de dicha central llegan casi a 700.000 toneladas al año, según datos del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes "PRTR-España". A pesar de la magnitud de los resultados obtenidos, el porcentaje de reducción de las emisiones de CO₂ en la isla es inferior al 1%.

Hay que considerar que la central termoeléctrica también libera otras muchas sustancias dañinas para la atmósfera, como son los óxidos de nitrógeno y azufre, que se evitarían junto con el CO₂. A continuación, se muestran los datos correspondientes a la central de Candelaria:

Emisiones a la atmósfera (Central termoeléctrica de Candelaria)			
Contaminante	Año de referencia	Cantidad total (Tn/año)	Método (M/C/E)
Dióxido de carbono (CO₂)	2001	757.000	C
	2002	848.000	C
	2003	921.000	C
	2006	846.000	C
	2007	864.000	C
	2008	839.000	C
	2009	708.000	C
	2010	663.000	C
Óxidos de nitrógeno (NO_x/NO₂)	2001	2.340	M
Óxidos de azufre (SO_x/SO₂)	2001	3.640	M
	2010	2.650	M
Partículas (PM₁₀)	2001	63	M

Tabla 10.4 "Emisiones a la atmósfera, Central Termoeléctrica de Candelaria" (Fuente: PRTR-España)

Asimismo, también conseguiremos reducir las emisiones contaminantes al medio marino, derivados de la producción eléctrica de la central termoeléctrica. Los principales componentes que se liberan al medio vienen recogidos en la siguiente tabla, así como la magnitud del vertido:

Emisiones al agua			
Contaminante	Año de referencia	Cantidad total (kg/año)	Método(M/C/E)
Cromo y compuestos (como Cr)	2007	118	M
Cobre y compuestos (como Cu)	2007	757	M
	2010	215	M
Níquel y compuestos (como Ni)	2007	308	M
	2010	53,3	M
Plomo y compuestos (como Pb)	2010	729	M
Zinc y compuestos (como Zn)	2007	3.900	M
	2010	1.480	M
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP totales PRTR)	2007	490	M
Carbono orgánico total (COT)	2007	58.400	M
	2010	174.000	M

Tabla 10.5 "Emisiones al medio marino, Central Termoeléctrica de Candelaria" (Fuente: PRTR-España)

11. NORMATIVA DE APLICACIÓN Y REFERENCIAS

11.1 Introducción

Con la integración de España en la Comunidad Económica Europea se produjo una gran transformación de la legislación industrial, que estaba vigente hasta entonces, en nuestro país. A partir de enero de 1993, se introdujo la libre circulación de los productos en el interior de la CEE, con lo que es necesario que los niveles de calidad exigidos, entre otros, a los instaladores sean los mismos en todos los países comunitarios. En este capítulo

11.2 Legislación europea

Cabe analizarlas con detenimiento, las más recientes publicaciones que afectan directamente a la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables, dentro del marco comunitario. Los documentos más importantes son los siguientes:

- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- COM (2005) 265 final, junio de 2005. Libro Verde sobre eficiencia energética o cómo hacer más con menos.
- Reglamento 2237/2003 - Reglamento Europeo de Cultivos Energéticos
- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001, sobre la promoción de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interno de la electricidad.
- Directiva 2000/600/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.
- Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre, por el que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.
- COM (1997) 599 final, noviembre de 1997. “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”.
- Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Resolución del Consejo de 18 de diciembre de 1997 relativa a una estrategia comunitaria para el fomento de la producción combinada de electricidad y calor. DO L 27 de 30 de enero de 1998.

- Directiva 91/271/CEE, de 21 de mayo de 1991, sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas (DOCE núm. L 135, de 30 de mayo de 1991).

11.3 Legislación nacional

En el ámbito nacional, es importante referenciar todos los documentos, leyes y decretos publicados que afectan al presente proyecto, por lo que se detallan a continuación:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 2/2011, del 4 de Marzo, de Economía sostenible
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial (BOE nº 53, de 03/03/06).
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Ley de Aguas (2004)
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 315, de 31/12/04).
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE nº 311, de 29/12/03).



- Real Decreto 606/2003, de 23 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico (BOE nº 135, de 6/06/03).
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (BOE nº 313, de 31/12/02).
- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en régimen especial (BOE nº 313, de 31/12/02).
- Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica (BOE nº 115, de 14/05/02).
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (BOE nº 176, de 24/07/01).
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE nº 111, de 09/05/01).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE nº 310, de 27/12/00).
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (BOE nº 151, de 24/06/00).
- Real Decreto- Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia (BOE nº 92, de 17/04/99).
- Real Decreto- Ley 2818/1998, de 23 diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica (BOE nº 312, de 30/12/97).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285, de 28/11/97).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE nº 256, de 25/10/97).

- Real Decreto-Ley 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre Producción de Energía Eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras, abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- Real Decreto 249/1988, de marzo, por el que se modifican los artículos 2º, 9º y 14º del Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, que estableció un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (BOE nº 70, de 22/03/88).
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas (BOE de 30/04/86). Corrección de errores (BOE de 2/07/86).
- Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, que establece el procedimiento de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (BOE nº 149, de 22/06/85).
- Orden de 5 de septiembre de 1985, por el que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica (BOE nº 219, de 12/09/85).

11.4 Normas UNE

Las normas técnicas presentadas en materia de instalaciones hidroeléctricas son las siguientes:

- Norma UNE 20-168-85 “Guía para recepción, explotación y mantenimiento de las turbinas hidráulicas”
- Norma UNE-EN 61850-7-410:2007 “Centrales Hidroeléctricas. Comunicaciones para monitorización y control”
- Norma UNE-EN 62270:2005 “Automatización de centrales hidroeléctricas. Guía para el control basado en ordenador”



11.5 Legislación autonómica

También es interesante observar las publicaciones específicas que ha presentado el Gobierno de Canarias en el ámbito eléctrico y de gestión de aguas.

- Decreto 105/2004, de 29 de julio, por el que se inicia el procedimiento de elaboración de las Directrices de Ordenación de Aguas.
- Decreto 86/2002, de 2 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario (BOC n 21, 28/01/98).
- Decreto 174/1994, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Control de Vertidos para la Protección del Dominio Público Hidráulico.
- Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas de Canarias. (LAC)

11.6 Referencias

11.6.1 Control de calidad

Hay definir qué tipos de controles hay que realizar a la hora de la puesta en obra de la central y sus instalaciones anejas, tanto en el control del hormigón utilizado (tipos de cementos, tamaño de los áridos, cantidades de agua, etc.) como en el control del acero y del material empleado para la conducción principal.

Para ello, en la ejecución de la obra habrá que ceñirse expresamente a lo descrito en la Instrucción de Hormigón Estructural “EHE 08” de 2008 proporcionada por el Ministerio de Fomento, en los artículos relativos a control de calidad, tanto del hormigón como del acero.

11.6.2 Seguridad y salud

- REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE nº 256 25-10-1997.

Afecta a,

- REAL DECRETO 555/1986, de 21 de febrero, por el que se implanta la obligatoriedad de la inclusión de un estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo en los proyectos de edificación y obras públicas.

Afectada por,

- REAL DECRETO 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención: el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

Artículo tercero. Modificación del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. Disposición derogatoria única. Alcance de la derogación.

- REAL DECRETO 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

- REAL DECRETO 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Artículo segundo. Modificación del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- REAL DECRETO 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.

Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

11.6.3 Normativa del mercado eléctrico

- Real Decreto 1565/2010, 19 de Noviembre, que regulan y modifican algunos aspectos relativos a la actividad de energía en régimen especial.
- Orden Ministerial ITC 3353/2010, del 28 de Diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por la que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial.
- Real Decreto 1747/2003, del 19 de Diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- LEY 54/1997, del 27 de Noviembre, que establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia según la orden ministerial ITC/914/2006, del 30 de Marzo.

11.6.4 Evaluación de impacto

Legislación básica estatal

- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, modificado por la ley 6/2010, de 24 de marzo (TRLEIA)

Legislación autonómica

- Ley 11/1990, de 13 de julio, de Prevención del Impacto Ecológico

- Decreto legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias (TRLOT), modificado, entre otras leyes, por Ley 6/2009, de 6 de mayo, de medidas urgentes en materia de ordenación territorial para la dinamización sectorial y la ordenación del turismo (LMU)

12. BIBLIOGRAFÍA

- **Aprovechamientos Hidroeléctricos. Tomos 1 y 2.** Eugenio Vallarino y Luis Cuesta Diego. Colegio de Ingenieros de Caminos Canales y Puertos. Colección senior nº19 (2000)
- **Energías Eléctricas y Renovables : Turbinas y Plantas Generadoras.** Manuel Viejo Zubicaray. México, Limusa (2010)
- **Centrales de Energía Renovable. Generación Eléctrica con Energía Renovable.** Manuel Alonso Gil, Roque Calero Pérez, Jose Antonio Carta González y Antonio Colmenar Santos. Madrid UNED Pearson Educación (2009). (En especial el capítulo 8 Minicentrales Hidráulicas)
- **Energías Renovables para el Desarrollo.** Antonio Crespo Martínez, Adolfo de Francisco, Jesús Fernández González, Miguel Ángel Herrero García, José María de Juana Sardón y Florentino Santos García. Madrid Thomson-Paraninfo (2007). (Me he centrado en el capítulo 7 Minicentrales Hidráulicas)
- **Manual de Pequeña Hidráulica.** Como llevar a buen puerto un proyecto de minicentral hidroeléctrica. European Small Hidropower Association. Dirección General de Energía. Comisión de las Comunidades Europeas (1998)
- **Minicentrales Hidroeléctricas.** Adriana Castro. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía "IDAE" (2006)
- **La contabilidad de los costes y su incorporación a la problemática de la economía del agua. El caso de la depuración de aguas.** Departamento de Economía Financiera de la Universidad de La Laguna. (2001)
- **Memoria de actividad económica.** Gestión Insular de Aguas de Tenerife y Consejo Insular de Aguas (Abril 2010)
- **Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020.** Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) 2011.
- **Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica y Programa de Trabajo.** Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología (FECYT) 2008-2011
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.** Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) 2011.



- **Impacto Económico de las Energías Renovables en el Sistema Productivo Español. Estudio técnico PER 2011-2020.** Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) 2011.
- **Evaluación del Impacto Ambiental.** Gómez Orea, Domingo. Ed. Mundi -Prensa y Editorial Agrícola Española, S.A. Madrid. 1999. 1ª edición.
- **Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental.** Conesa Fernández-Vítora, Vicente Ed. Mundi-Prensa. Madrid. 1997. 3ª edición.
- **Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008-2011.** Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología.
- **Plan de Trabajo 2011.** Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología.
- **Plan Canario Integrado I+D+i 2007-2011 y borrador 2011-2015.** Agencia Canaria de Investigación, Innovación y Sociedad de la Información.
- **Plan Energético de Canarias 2007.** Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías. Gobierno de Canarias.

13. GLOSARIO

ANTECEDENTES

- *Transformador:* Aparato eléctrico para convertir la corriente alterna de alta tensión y débil intensidad en otra de baja tensión y gran intensidad, o viceversa.
- *Corriente alterna:* Se denomina corriente alterna a la corriente eléctrica en la que la magnitud y el sentido varían cíclicamente. La forma de oscilación de la corriente alterna más comúnmente utilizada es la de una oscilación sinusoidal, puesto que se consigue una transmisión más eficiente de la energía. Sin embargo, en ciertas aplicaciones se utilizan otras formas de oscilación periódicas, tales como la triangular o la cuadrada.
- *Tensión:* Voltaje con que se realiza una transmisión de energía eléctrica.
- *Energía potencial:* En un sistema físico, la energía potencial es la que mide la capacidad que tiene dicho sistema para realizar un trabajo en función exclusivamente de su posición o configuración. Puede pensarse como la energía almacenada en el sistema, o como una medida del trabajo que un sistema puede entregar.
- *Energía eléctrica:* Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico, y obtener trabajo. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía luminosa o luz, la energía mecánica y la energía térmica.
- *Recursos hídricos:* Los recursos hídricos se constituyen en uno de los recursos naturales renovables más importante para la vida. Tanto es así que las recientes investigaciones del sistema solar se dirigen a buscar vestigios de agua en otros planetas y lunas, como indicador de la posible existencia de vida en ellos.
- *Régimen especial de energía:* El Régimen Especial de producción de energía eléctrica es aquel que, como complemento al Régimen Ordinario, se aplica en España a la evacuación de energía eléctrica a las redes de distribución y transporte procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración. Para ello establece la existencia de un Régimen Especial de producción, diferenciado del ordinario -en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, determinando así el precio de la energía-, sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia.

El régimen especial de producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre, excepto en el caso particular de cogeneración no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios medioambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían dicha competencia.

- *Factor de potencia:* Se define factor de potencia (fdp) de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa (P), y la potencia aparente (S). Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa. Por esta razón (fdp= 1) en cargas puramente resistivas y en elementos inductivos y capacitivos ideales sin resistencia f.d.p = 0.
- *Energía reactiva:* La potencia reactiva, y la energía reactiva, no es la potencia realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltiamperios reactivos (VAr). La compañía eléctrica mide la energía reactiva con el contador (kVArh) y si se superan ciertos valores, incluye un término de penalización por reactiva en la factura eléctrica.
- *La potencia activa:* representa la capacidad de una instalación eléctrica para transformar la energía eléctrica en trabajo útil: mecánica (movimiento o fuerza), lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es realmente la consumida en una instalación eléctrica. Se representa por P y se mide en vatios (W). La suma de esta potencia activa a lo largo del tiempo es la energía activa (kWh), que es lo que factura la compañía eléctrica (término de energía)
- *La potencia aparente:* Es la suma vectorial de las potencias activa y reactiva, según se muestra en la siguiente figura. Se representa por S y se mide en voltiamperios (VA). Para una tensión dada la potencia aparente es proporcional a la intensidad que circula por la instalación eléctrica.
- *Hora punta:* La hora punta u hora pico es la denominación que se le da al periodo de tiempo, no necesariamente una hora, en el que regularmente se producen congestiones. Generalmente se refieren a congestiones en la vía pública, y pueden ser una sobredemanda o congestión de picos a las autopistas o avenidas principales como de la saturación del transporte público, y las principales razones por las cuales se producen estas congestiones son debido a que en las grandes ciudades, la mayor parte de la masa laboral se retira de sus puestos de trabajo a una misma hora.

- *Hora valle*: Para una determinada actividad la hora valle, antónimo de hora punta, se refiere a las horas en las regularmente que se produce un menor consumo o uso. Se denominan así porque el consumo o uso representado en una gráfica suele presentar picos (en hora punta) y valles (en hora valle) que se repiten regularmente.

ALTERNATIVAS

- *Golpe de ariete*: El fenómeno del golpe de ariete, también denominado transitorio, consiste en la alternancia de depresiones y sobrepresiones debido al movimiento oscilatorio del agua en el interior de la tubería, es decir, básicamente es una variación de presión, y se puede producir tanto en impulsiones como en abastecimientos por gravedad.

- *Cavitación*: La cavitación o aspiraciones en vacío es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli (Principio de Bernoulli). Puede ocurrir que se alcance la presión de vapor del líquido de tal forma que las moléculas que lo componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose burbujas o, más correctamente, cavidades. Las burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implotan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita, «aplastándose» bruscamente las burbujas) produciendo una estela de gas y un arranque de metal de la superficie en la que origina este fenómeno.

- *Pérdida de carga*: pérdida de energía dinámica del fluido debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes de la tubería que las contiene.

- *Timbraje en las tuberías*: Toda tubería deberá llevar un sello o “timbre” en el cual se especifique cual es la presión de trabajo máxima que puede soportar dicha tubería.

- *Línea piezométrica*: Es la suma de las alturas de presión y de posición, y se determina uniendo los puntos que alcanzaría el fluido circulante en distintos piezómetros conectados a lo largo de la tubería.

- *Piezómetro*: Se utilizan para medir la presión o nivel del agua subterránea así como en tuberías, vasos comunicantes, etc.

- *Inyector*: Dispositivo utilizado para bombear fluidos utilizando el efecto Venturi.

- *Efecto Venturi*: consiste en que la corriente de un fluido dentro de un conducto cerrado disminuye la presión del fluido al aumentar la velocidad cuando pasa por una zona de sección menor.

- **Rodete:** Consiste en un disco perpendicular al eje de giro, compuesto por álabes curvados en dirección contraria al movimiento. Según los esfuerzos que deba soportar y la agresividad del medio que deba impulsar, el rodete puede estar hecho de aleación metálica, como por ejemplo acero o aluminio, o de algún polímero, como por ejemplo poliamida.

- **Álabe:** Se trata de la paleta curva de una turbomáquina o máquina de fluido rotodinámica. Forma parte del rodete y, en su caso, también del difusor o del distribuidor. Los álabes desvían el flujo de corriente, bien para la transformación entre energía cinética y energía de presión por el principio de Bernoulli, o bien para intercambiar cantidad de movimiento del fluido con un momento de fuerza en el eje.

En el caso de las máquinas generadoras, esto es, bombas y compresores, los álabes del rodete transforman la energía mecánica del eje en entalpía. En las bombas y compresores con difusor, los álabes del estátor recuperan energía cinética del fluido que sale del rotor para aumentar la presión en la brida de impulsión. En las bombas, debido al encarecimiento de la máquina que ello conlleva, se dispone de difusor únicamente cuando obtener un alto rendimiento es muy importante, por ejemplo en máquinas de mucha potencia que funcionan muchas horas al año.

- **Tobera:** Dispositivo que convierte la energía potencial de un fluido (en forma térmica y de presión) en energía cinética.

- **Generador síncrono:** El generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica (en forma de rotación) en energía eléctrica su principio de funcionamiento consta en la excitación de flujo en el rotor. El generador síncrono está compuesto principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator.

- **Rotor:** También conocido como inductor, pues es la parte que induce el voltaje en el estator. El núcleo del rotor es construido de lámina troquelada de acero al silicio, material de excelentes características magnéticas, con la finalidad de evitar pérdidas por histéresis y corrientes parasitas. El yugo es una pieza continua con zapata polar, para así eliminar la dispersión del flujo por falsos contactos magnéticos. En la zapata polar se hacen barrenos para alojar el devanado amortiguador en jaula de ardilla, diseñado con el objeto de reducir armónicas en la forma de onda que entrega el generador.

El rotor gira concéntricamente en el eje del generador a una velocidad sincrónica de 1500 revoluciones por minuto (RPM) para 50 Hz (1800 RPM para 60 Hz).

- **Frecuencia:** Es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico. Para calcular la frecuencia de un suceso, se contabilizan un número de ocurrencias de este teniendo en cuenta un intervalo temporal, luego estas repeticiones se dividen por el tiempo transcurrido. Según el Sistema Internacional (SI), la frecuencia se mide en hercios (Hz), en honor a Heinrich Rudolf Hertz. Un hercio es la frecuencia de un suceso o fenómeno repetido una vez por segundo. Así, un fenómeno con una frecuencia de dos hercios se repite dos veces por segundo. Esta unidad se llamó originariamente «ciclo por segundo» (cps) y aún se sigue utilizando. Otras unidades para indicar la frecuencia son revoluciones por minuto (rpm). Las pulsaciones del corazón y el tempo musical se miden en «pulsos por minuto» (bpm, del inglés beats per minute).

- **Reactancia subtransitoria:** Para efecto de calcular las corrientes de cortocircuito en sistemas industriales, las normas respectivas han definido tres nombres y valores específicos para la reactancia.

- **Reactancia subtransitoria ($X d''$):** limita la amplitud de la corriente de falla en el primer ciclo después de ocurrido el cortocircuito. Esta se define como el valor de reactancia de estator en el intervalo de tiempo transcurrido entre el instante en que se produce la falla y 0.1 segundos.

- **Reactancia transitoria ($X d'$):** limita la corriente de falla después de varios ciclos de producido el cortocircuito. Se define como la reactancia que presenta el generador en el intervalo de tiempo transcurrido entre 0.5 a 2 segundos.

- **Reactancia sincrónica ($X d$):** limita la amplitud de la corriente de falla una vez que se ha alcanzado estado estacionario.

ABREVIATURAS

- **EDAR:** Estación Depuradora de Aguas Residuales.
- **EPB:** Estación de Pretratamiento y Bombeo.
- **IDAE:** Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.
- **PHI:** Plan Hidrológico Insular.
- **PECAN:** Plan integrado Energético Canario.
- **PAE:** Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.
- **PER:** Plan de fomento de las Energías Renovables.
- **PFT:** Precio final de la tarifa regulada.
- **PFM:** Precio final en el mercado horario de la energía.