

**UNIVERSIDAD CATOLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION  
FACULTAD DE INGENIERIA- FACULTAD DE CIENCIAS  
MAGISTER EN MEDIO AMBIENTE**



**REDUCCIÓN POTENCIAL DE HUELLA DE CARBONO DE LA COMPAÑÍA AGUAS ANDINAS MEDIANTE  
EL APROVECHAMIENTO DE SUS CONDUCCIONES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
NELSON RODRIGO ABARCA LIBERONA**

**PROYECTO DE HABILITACIÓN DE GRADO (MCA 0400)  
MAGISTER EN MEDIO AMBIENTE**

**INFORME FINAL**

Profesor Guía : Dr. Eduardo Espinosa N.

Profesor  
Informante Interno : Dr. Guillermo Ramírez.

Profesor  
Informante  
Externo : Mg. Jorge Ramírez S.

Concepción, diciembre de 2019

## **Resumen.**

En la actualidad Aguas Andinas S.A., empresa de Servicios Sanitarios más grande de Chile, se ha declarado como una compañía de servicios medioambientales, en base a que actualmente la empresa se encuentra implementando varias iniciativas al respecto, tales como la Biofactoría (Economía Circular), cogeneración en la Planta de Tratamiento de Agua Potable San Antonio (infraestructura que pertenece a la filial Aguas Cordillera) e incorporación de vehículos eléctricos para su operación.

Con el ánimo de realizar un aporte a esta línea de trabajo, el presente proyecto de habilitación de grado propone evaluar la reducción potencial de huella de carbono de Aguas Andinas, aprovechando su infraestructura sanitaria vinculada a conducciones de agua potable en grandes diámetros, particularmente en estaciones reguladoras de presión, las cuales corresponden a infraestructura sanitaria destinada a inducir pérdida de energía para evitar afectación de las redes y conducciones hidráulicas que se ubican aguas abajo, debido a altas presiones.

Para identificar la infraestructura considerada se empleó el estudio denominado: “Actualización Plan General de Producción y Transporte (PGPT)”, realizado por Aguas Andinas en el año 2011. En aquel estudio se identifican las estaciones reguladoras de presión de las que dispone la empresa, por medio de la recopilación de datos operativos en conducciones con diámetros iguales y superiores de 300 mm.

La tecnología que se considera corresponde a implementar microturbinas en By-Pass a las Válvulas Reguladoras, se seleccionan microturbinas apropiadas para la operación en los rangos de presión y caudales presentes en las estaciones reguladoras que en concreto se estudian. Asimismo, se establece como un elemento de análisis el marco regulatorio vigente, determinando las restricciones y requerimientos a cumplir para la materialización de este proyecto, cuyo elemento de juicio es la decisión de la empresa para el destino final de la energía generada.

El estudio da cuenta que existe la posibilidad realista de instalar estas micro turbinas en conducciones hidráulicas que en términos virtuales permitirían generar energía eléctrica en una potencia estimada de 2,6 MW, con la correspondiente reducción por año de huella de carbono a nivel compañía de 9.656 tCO<sub>2</sub>eq.

Asimismo, se evalúa en términos económicos el daño ambiental evitado, dentro del cual se encuentra la salud de las personas, logrando un valor de \$CLP 108.000.000 anuales.

## **Abstract.**

Currently, Aguas Andinas SA, Chile's largest Sanitary Services company, has declared itself an environmental services company, based on the fact that the company is currently implementing several initiatives in this regard, such as the Biofactoria (Circular Economy), cogeneration in the San Antonio Potable Water Treatment Plant (infrastructure that belongs to the subsidiary Aguas Cordillera) and incorporation of electric vehicles for its operation.

In order to make a contribution to this line of work, the present degree rating project proposes to evaluate the potential reduction of the carbon footprint of Aguas Andinas, taking advantage of its sanitary infrastructure linked to drinking water pipes in large diameters, particularly in stations pressure regulators, which correspond to sanitary infrastructure destined to induce loss of energy to avoid affectation of the networks and hydraulic conduits that are located downstream, due to high pressures.

In order to identify the infrastructure considered, the study called "Update General Production and Transportation Plan (PGPT)", carried out by Aguas Andinas in 2011. The study identifies the pressure regulating stations available to the company, through the collection of operational data in pipes with equal and larger diameters of 300 mm.

The technology considered corresponds to implementing microturbines in By-Pass to the Regulating Valves, appropriate microturbines are selected for the operation in the pressure and flow ranges present in the regulatory stations that are specifically studied. Likewise, the current regulatory framework is established as an analysis element, determining the restrictions and requirements to be fulfilled for the materialization of this project, whose element of judgment is the company's decision for the final destination of the generated energy.

The study shows that there is a realistic possibility of installing these micro turbines in hydraulic lines that in virtual terms would allow to generate electricity in an estimated power of 2.6 MW, with the corresponding reduction per year of carbon footprint at company level of 9,656 tCO<sub>2</sub>eq.

Likewise, the environmental damage avoided is evaluated in economic terms, within which is the health of the people, achieving a value of \$CLP 108,000,000 per year.

## **Agradecimientos.**

Gracias a mi amada esposa por su apoyo incondicional.

Agradezco a mis colegas de Aguas Andinas que me ayudaron con la gestión y recopilación de información, que sin esta el presente trabajo no habría sido posible desarrollar.

Mis agradecimientos a los profesores de la Universidad, por sus aportes al presente proyecto de habilitación de grado de Magister en Medioambiente.

## Índice

I.	Introducción.....	5
II.	Objetivos .....	6
III.	Antecedentes.....	7
IV.	Marco Regulatorio .....	13
V.	Metodología .....	16
VI.	Resultados .....	21
VII.	Conclusiones .....	29
VIII.	Bibliografía .....	30
IX.	Anexos.....	31

## **I. Introducción.**

En virtud que cada actividad humana productiva tiene aparejado, en mayor o menor medida, generación de huella de carbono y que en la actualidad los niveles de emisiones globales de CO<sub>2</sub> están muy por sobre los cuales el planeta puede absorber, con el consiguiente daño al medio ambiente, resulta importante realizar aportes en el ámbito en que cada persona se desenvuelve.

Lo señalado precedentemente toma mayor importancia si consideramos que existen sistemas que por su condición natural de operación deben inducir pérdidas de energía, la cual si es recuperada permite disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Es por ello que el presente proyecto de habilitación de grado estudia cómo reducir la huella de carbono, aprovechando el funcionamiento de parte de la infraestructura que posee la empresa de servicios Aguas Andinas S.A., que reduce los niveles de presión en determinados y diversos puntos de la red mayor de distribución de agua potable emplazada en el Gran Santiago. Es importante señalar que el presente estudio se circunscribe a la infraestructura de Aguas Andinas, empresa de mayor envergadura que pertenece al Grupo Aguas, conformado además por las compañías Aguas Cordillera y Aguas Manquehue.

El estudio consiste en evaluar la reducción potencial de huella de carbono de la empresa de servicios sanitarios Aguas Andinas, aprovechando particularmente el emplazamiento físico de numerosas estaciones reguladoras de presión, cuyo objetivo principal es reducir presión para proteger infraestructura sanitaria, es decir, conducciones y redes de distribución de agua potable ubicadas aguas abajo. Para esto se analiza, a nivel de factibilidad técnica, la tecnología de generación de energía que resulta pertinente utilizar, para reducir la presión a los rangos operativos presentes, como asimismo realizar un análisis crítico del marco regulatorio vigente para la implementación de un proyecto de esta naturaleza. Finalmente, con el ánimo de encontrar beneficios adicionales se presenta una evaluación económica del daño evitado sobre el medio ambiente.

En el apartado relacionado con los resultados, capítulo VI, se obtiene que en términos virtuales, con el empleo de tecnologías disponibles, están dadas las condiciones para generar energía eléctrica con una potencia estimada de 2,6 MW, con la correspondiente reducción por año de huella de carbono a nivel compañía de 9.656 tCO<sub>2</sub>eq.

## II. **Objetivos.**

### Objetivo General

Determinar la reducción potencial de huella de carbono de la empresa de servicios sanitarios Aguas Andinas S.A., mediante el aprovechamiento de parte de su infraestructura sanitaria, particularmente conducciones de agua potable de grandes diámetros.

### Objetivo Específicos

- Alcanzar resultados objetivos sobre la base de tecnologías actuales, teniendo en consideración las características de operación de la infraestructura que se aprovecha.
- Encontrar la factibilidad técnica en la implementación de este proyecto sobre la base del marco regulatorio vigente.
- Establecer los beneficios ambientales asociados al proyecto.

### III. Antecedentes.

Sobre la base de la siguiente definición: “Las fuentes de energía renovables son aquellas que proceden del flujo de energía que recibe continuamente la Tierra, y que tiene su origen en el Sol, aunque en ciertos casos existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar” Jarabeo, F. 1988. El libro de las Energías Renovables. Edit. Era Solar, España, 292 pp., se tiene que la Energía Hidráulica es una de las fuentes energéticas que pertenece a ese grupo, que posee ventajas sustantivas en relación a las energías no renovables, que provienen de fuentes fósiles. Dado su origen, las energías renovables tienen dos grandes ventajas medioambientales en relación a las no renovables, vale decir, no emiten CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera, como asimismo no generan residuos de difícil tratamiento.

Ahora bien, dentro del grupo del grupo de las Energías Renovables Hidráulicas se encuentra el subconjunto de la energía renovable no convencional (ERNC), particularmente la denominada minihidráulica, que en el caso de Chile (según clasificación de la Comisión Nacional de Energía (CNE)) corresponde a sistemas con potencias menores a 1.000 kW.

Particularmente una opción de generar energía eléctrica asociada a la minihidráulica es el aprovechamiento de energía almacenada en forma de presión en exceso dispuesta en redes de conducciones de agua potable, toda vez que cumple con la condición de que no hay agotamiento de su fuente generadora, que en este caso corresponde a la energía potencial que provee la presión en exceso presente en los sistemas de distribución, a través de reservorios o estanques emplazados a cotas elevadas en relación a los puntos de entrega a matrices de menores diámetros que en concreto proveen de suministro de agua potable. Aquella energía en exceso se elimina de los sistemas de distribución a través de estaciones reguladoras de presión, que tienen como propósito no someter a sobre esfuerzos las conducciones y redes que se emplazan aguas abajo de aquellas estaciones.

Cabe señalar que en la actualidad ya existen aplicaciones tanto para las condiciones presentadas en el párrafo anterior, como las desarrolladas en el proceso que hay desde la captación de agua cruda hasta la producción y regulación de agua potable. Si bien en el caso de los últimos sistemas señalados hay ejemplos tanto en Chile como en otros países del mundo, el presente trabajo se circunscribirá al aprovechamiento de la pérdida de energía presente en los sistemas de distribución de agua potable de Aguas Andinas.

Con respecto a la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica en sistemas de distribución de agua potable el concepto que se ha ido instaurando progresivamente en empresas de servicios sanitarios del planeta, resulta de interés estudiar la factibilidad de su implementación en ciudades con grandes densidades poblacionales, condición que trae como consecuencia que esas empresas deban proveer de aquel servicio por medio de conducciones de grandes diámetros con presiones internas de trabajo necesarias para proveer del servicio primario por el cual se les retribuye monetariamente. El concepto relacionado con conducciones de grandes diámetros está vinculado a que son capaces de portear mayores órdenes de magnitud de caudales, por lo tanto existen condiciones favorables para disponer de puntos de generación de energía eléctrica con potencias instaladas significativas en comparación a centros urbanos menos densos.

A modo de ejemplo de lo señalado en el inciso anterior se tiene que la empresa estadounidense Lucid Energy, ha implementado dos proyectos en sistemas de distribución de agua potable, uno para la Oficina del Agua de Portland y otro para el Distrito Municipal de Aguas del Oeste en Riverside, de los estados de Oregon y California, respectivamente. Si bien en el caso de Riverside funcionó durante más de cuatro años proporcionando energía para el alumbrado público durante la noche y las operaciones de la agencia de agua durante el día, en la actualidad opera como un banco de pruebas continuo para el desarrollo de la turbina LucidPipe de segunda generación, se tiene que en el caso de Portland Lucid Energy instaló un sistema de cuatro turbinas de 42”. El proyecto entró en operación en enero de 2015.

El sistema en el caso de Portland se utiliza la presión de la tubería aguas arriba de una válvula de control de flujo, lo que reduce el trabajo requerido de la válvula y reducirá el desgaste en el tiempo de la misma. Además, se ha establecido un acuerdo de compra de energía por 20 años con Portland General Electric, la



empresa de servicios de energía local, para comprar la energía generada por el sistema. El proyecto ayudará a la ciudad a cumplir sus objetivos del plan de acción climática al generar un promedio de 900 MWh por año.

Concretamente, como ejemplo en aplicación en los sistemas de producción y regulación, particularmente en Chile existe un precedente desarrollado en el norte del país, a través de la actual operación de la empresa Enernuevas Spa.

En relación a esta empresa se puede indicar que en la memoria anual 2017 del Grupo Aguas Nuevas, que es el dueño de las empresas de servicios sanitarios en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, La Araucanía y de Magallanes y la Antártica Chilena, se hace referencia a esta cuarta filial denominada Enernuevas. Además, se informa que fue creada durante el año 2008 para cumplir varios objetivos, dentro de los cuales se destaca el obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar o explotar en cualquier forma las concesiones y mercedes respectivas a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos. La compañía opera tres mini centrales hidroeléctricas -El Toro II, Alto Hospicio y Santa Rosa-, con una capacidad instalada combinada de 3,3 MW, que inyectan electricidad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La estimación de esta empresa es que reduce unas 17.000 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año.

Es importante señalar que el concepto desarrollado por Enernuevas reúne condiciones ideales, pues se aprovecha fuertes caídas disponibles en el sistema de transporte de agua y en los puntos de emplazamiento de las centrales pasa todo el caudal que llega a la ciudad de Iquique, vale decir, condiciones ideales para el aprovechamiento de energía. Las centrales El Toro II y Alto Hospicio pertenecen al sistema de agua El Canelo y tienen alturas de caída de 217 m y 218 m, respectivamente. Mientras que la central Santa Rosa, es parte del sistema de agua Canchones tiene una altura de caída de 458 m.

En el caso de la ciudad de Santiago, no están presentes las características señaladas precedentemente, en atención a sus sistemas de distribución de Agua Potable tienen un alto nivel de dispersión de distribución de caudales. Ahora para la detección de las estaciones reguladoras de presión, dispuestas dentro del territorio operacional de la Compañía, se ha recurrido al estudio denominado: "Actualización Plan General de Producción y Transporte (PGPT)", realizado por Aguas Andinas en el año 2011. En aquel estudio se consigna una cantidad de 255 estaciones reductoras de presión, con una distribución de diámetros de 50 a 1200 mm.

En la figura N° 01 se muestra esquemáticamente la configuración tipo de un sistema de distribución de las principales conducciones y estanques de regulación, con la presencia de estaciones reguladoras de presión.

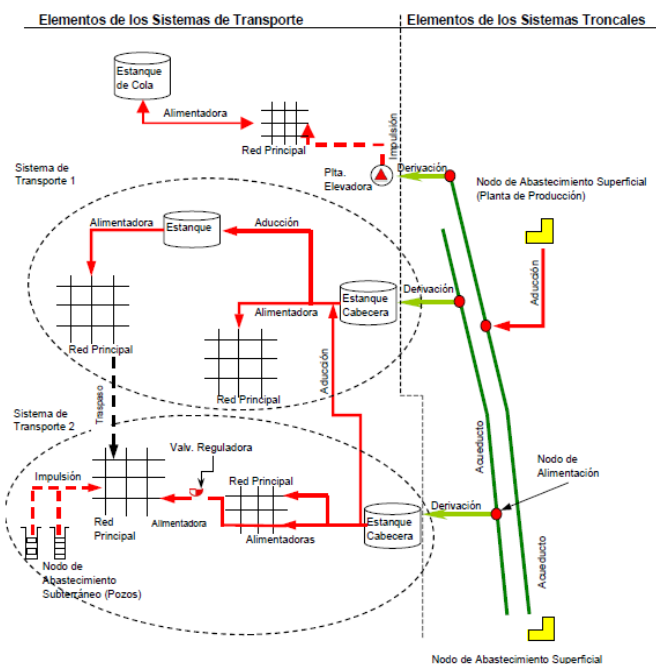

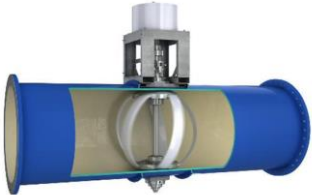




Figura N° 1. Esquema de Sistema de Distribución Tipo de Aguas Andinas.

Dada la oportunidad de aprovechar la pérdida de energía que se induce necesariamente en las estaciones reductoras de presión, resulta de interés proceder al aprovechamiento de aquella energía por medio de la inserción de turbinas compatibles con sistemas de Agua Potable. Basándose en datos preliminares de rangos de potencia teóricos de generación de energía eléctrica y habiendo realizado una búsqueda de turbinas para diversos órdenes de magnitud, se aprecia la existencia de una gama que resulta apta de estudiar.

Dentro de las que, en primera instancia, podrían ser consideradas en el presente proyecto se encuentran las mencionadas en la Tabla N° 1.-

Tabla N° 1. Tecnologías diseñadas con aplicaciones de sistemas de Agua Potable. (\*)

Proveedor	Rango de potencia (kW)	Sitio web de referencia	Datos de Operación	Costo Referencial (US\$/kW)	Imagen Referencial
CINK Hydro-Energy s.r.o (República Checa)	Flujo cruzado de 10 kW a 7.000 kW	<a href="http://www.cink-hydro-energy.com/">http://www.cink-hydro-energy.com/</a>	H = 5 a 200 m. Q= 0,03 a 16 m <sup>3</sup> /s	3.300	
LucidEnergy (USA)	18 a 100 kW	<a href="http://lucidenergy.com/">http://lucidenergy.com/</a>	Q= 1,0 a 5,6 m <sup>3</sup> /s	960	
PAM (España)	0,2 a 350 kW	<a href="https://www.pamline.es/">https://www.pamline.es/</a>	H= 15 a 250 m Q=0,002 a 0,6 m <sup>3</sup> /s	410	
Flygt (Suecia)	40 a 700 kW	<a href="http://flygt.com/Pages/default.aspx">http://flygt.com/Pages/default.aspx</a>	H= 2,5 a 20 m Q=0,8 a 10 m <sup>3</sup> /s	1.000	

(\*) En el capítulo de Metodología en relación al objetivo específico relacionado con hallar la tecnología apropiada en consideración a las características de la infraestructura sanitaria que se propone aprovechar.

Para comprender el principio de la solución propuesta, en las figuras N° 2 y 3, se muestra un ejemplo de las situaciones con y sin proyecto.

## Antes

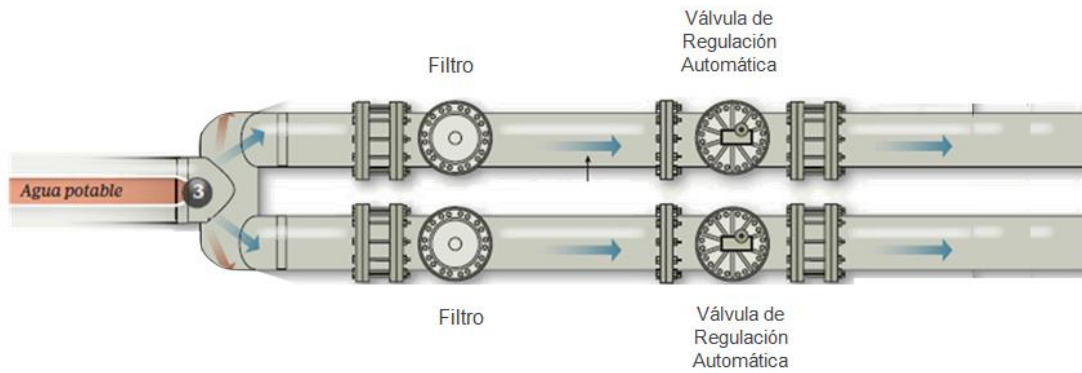


Figura N° 2. Situación sin proyecto.

## Después

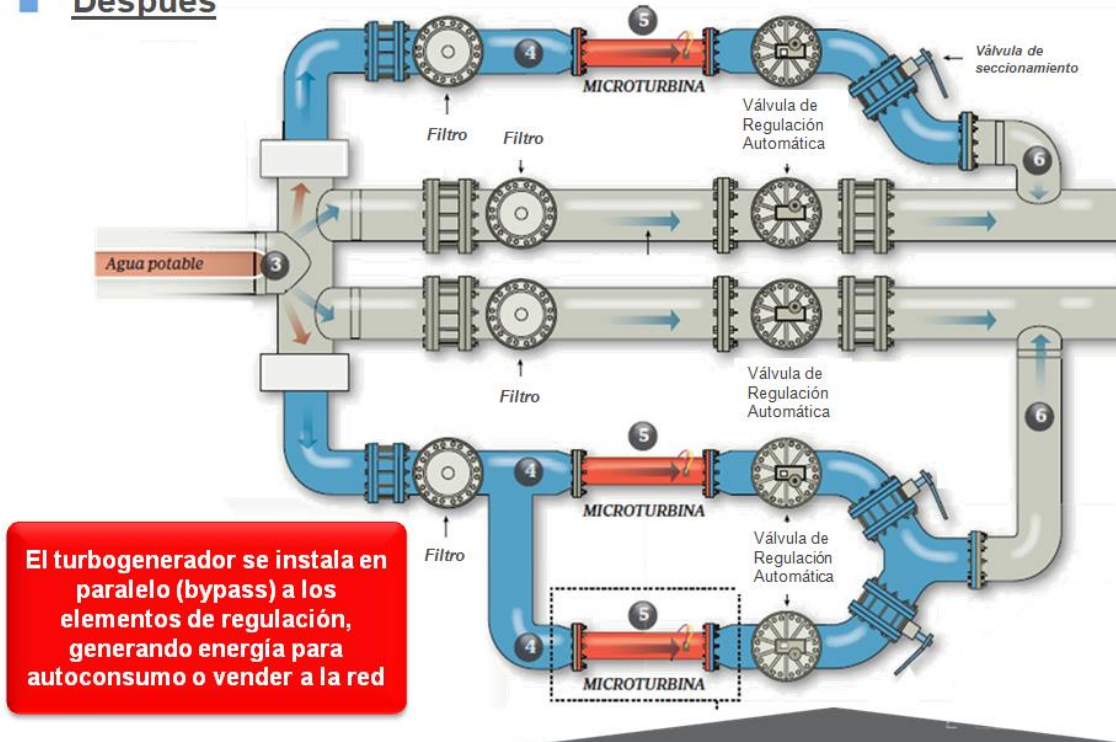


Figura N° 3. Situación con proyecto.

Cabe señalar que las soluciones precedentemente presentadas tienen aplicación en sistemas de agua potable, que paradójicamente en el caso de nuestro país, en términos de derechos de agua, tiene la menor proporción de uso. Esto se replica de igual forma, observándose la misma tendencia a nivel global. Lo mencionado se puede apreciar en las figuras N° 4 y 5, respectivamente.

Si bien el uso para consumo humano es menor en relación a otros frentes productivos, como se ha indicado precedentemente, hay iniciativas y desarrollo de tecnología en la fabricación de turbinas específicas para estas aplicaciones en la línea del aprovechamiento de los excesos de energía disponibles en sistemas de distribución de agua potable, con proyectos ya en etapa de explotación en varias empresas de servicios sanitarios.

Determinada la potencia que resulta posible generar, a nivel empresa, se estará en condiciones de revisar la potencial reducción huella de carbono por la metodología con mejor nivel de ajuste, que permita capturar el nivel de emisiones derivadas de la compra de energía, en primera instancia, como el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GhG Protocol), particularmente el denominado Alcance 2.

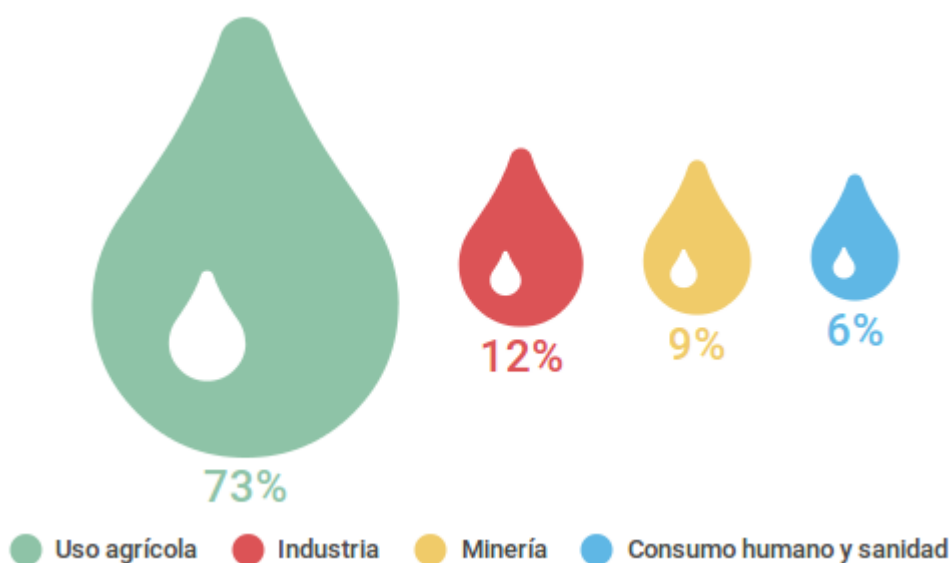


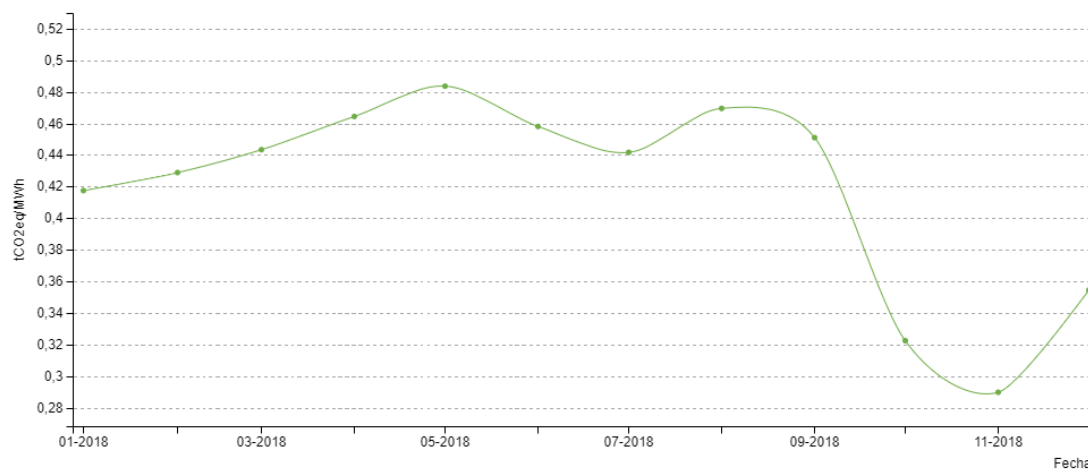
Figura N° 4. Uso consuntivo del agua, nivel nacional (Comisión de Agricultura Cámara de Diputados)



Figura N° 5. Uso del agua según el Centro Virtual de Información del Agua, nivel mundial, 2017.

En términos prácticos, se ha recurrido al portal Energía Abierta, que es una iniciativa desarrollada por la Comisión Nacional de Energía, que para el sistema eléctrico nacional proporciona el factor de emisión por unidad de energía. Ver figura N° 6.

Todo lo señalado precedentemente, tiene como propósito resolver y estudiar las variables eminentemente técnicas para encontrar los niveles evitados de emisiones de Gases de Efecto Invernadero por la aplicación del proyecto, sin embargo, será necesario determinar las restricciones y requerimientos necesarios de atender bajo el marco regulatorio vigente en Chile. Para este fin, se desarrolla un capítulo especial de análisis del marco regulatorio relacionado.



Última fecha disponible: Febrero 2019

Promedio 2018: **0,4187 tCO2eq/ MWh**

Figura N° 6. Factor de Emisión Promedio Año 2018.-

#### IV. Marco Regulatorio.

Inicialmente se ha definido como marco general la Ley N° 20.571 denominada: “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”, cuyo límite está definido a partir de la disposición de una capacidad instalada por debajo de los 100 kilowatts. No obstante lo señalado, se debe indicar que la Ley N° 21.118, que entró en vigencia en noviembre de 2018, introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el propósito de facilitar el desarrollo de generadoras de tipo residencial, particularmente estableció en el artículo 149 bis que los usuarios finales que dispongan de fuentes de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, tendrán derecho a inyectar la energía que se genere de esa forma a la red de distribución a través de los respectivos empalmes. Asimismo, definió como nuevo límite de potencia una magnitud de 300 kW de capacidad instalada y de inyección de excedentes permitidos.

Desde el punto de vista regulatorio, las empresas de servicios sanitarios están facultadas para colocar su infraestructura en Bienes Nacionales de Uso Público, siempre que no altere la naturaleza y finalidad de estos. A mayor abundamiento, lo referido precedentemente está establecido en el DFL 382/88, Ley General de Servicios Sanitarios, particularmente en sus artículos 9° y 9° bis, que indican textualmente lo siguiente:

**“Artículo 9° Las concesiones otorgan el derecho a usar bienes nacionales de uso público para construir o instalar infraestructura sanitaria, siempre que no altere, en forma permanente, la naturaleza y finalidad de éstos.** Asimismo, otorgan el derecho a imponer servidumbres, que se constituirán en conformidad con lo establecido en el Código de Aguas.

Artículo 9° bis.- **Las concesiones para establecer, construir y explotar servicios públicos destinados a producir agua potable, distribuir agua potable, recolectar aguas servidas, y disponer aguas servidas, otorgan derecho a usar, a título gratuito, bienes nacionales de uso público para instalar infraestructura sanitaria,** en las condiciones dispuestas por las respectivas municipalidades cuando estas instalaciones pudieran afectar el normal uso del bien nacional de uso público.

Lo dispuesto en el inciso anterior será aplicable LEY 19.549 a los trabajos de exploración que requieran autorización Art. 1º N° 5 y que sean autorizados por la Dirección General de Aguas D.O. 04.02.1998 para la captación de aguas subterráneas y se considerarán también obras de infraestructura sanitaria, cuando ellos sean claramente identificables con una obra de aprovechamiento para el servicio público sanitario.

En caso que la conexión de una instalación domiciliaria de alcantarillado a una red de recolección para permitir el desagüe gravitacional, obligue a atravesar el predio de otro propietario, se constituirá una servidumbre legal de alcantarillado domiciliar.

El largo y ancho de la faja de terreno sujeta a servidumbre, corresponderá a la factibilidad técnica del proyecto de conexión otorgada por el prestador, obligándose el interesado a indemnizar los perjuicios.”

Dado que el sistema de generación no es propio del giro de las empresas sanitarias, como se expresa en los artículos indicados anteriormente, la revisión de la normativa relacionada con generación de energía eléctrica, se prevé que para implementar este tipo de sistemas de generación se deberán contar con autorizaciones especiales o necesariamente realizar modificaciones específicas al marco normativo vigente que den el derecho para emplazarse en los espacios públicos, que corresponderán a varias comunas, en consecuencia, debiendo entenderse con diversas municipalidades.

Por lo expuesto precedentemente se aprecia un vacío para instalar estaciones generadoras de energía eléctrica por medio del aprovechamiento de conducciones de agua potable, en relación a su emplazamiento en Bien Nacional de Uso Público (BNUP), que son administrados por los municipios. En este sentido, se aprecia una oportunidad de la socialización del proyecto con los distintos municipios que puedan verse involucrados, ya que poseen la característica de constituirse como uno de los integrantes del grupo de interés para materializar este proyecto, en virtud de que en la actualidad es sabido que las municipalidades le asignan una importancia significativa a las iniciativas que proporcionen beneficios ambientales.

Se infiere que en el ejercicio de los diseños de ingeniería, construcción y operación de sistemas de generación se podría replicar el camino recorrido por la empresa Enernuevas del Grupo Aguas Nuevas, es decir, crear una filial de Aguas Andinas que le permita generar e inyectar la energía al sistema de distribución del Gran Santiago.

Cabe señalar que la ley N° 18.450, denominada: “Aprueba Normas para El Fomento de La Inversión Privada en Obras de Riego y Drenaje”, fue modificada por medio de la ley N° 20.705, promulgada el día 15-11-2013, denominada: “Modifica Ley N° 18.450, con el Fin de Fomentar La inversión Privada en Obras de Riego y Drenaje, Comprendidas en Proyectos Integrales y de Uso Múltiple, Cuyo Costo Supere las 30.000 Unidades de Fomento”. El alcance vinculado con este proyecto de habilitación de grado está indicado en su primer artículo que dice textualmente:

"Artículo 1º.- El Estado, por intermedio de la Comisión Nacional de Riego, bonificará el costo de estudios, construcción y rehabilitación de obras de riego o drenaje, así como de proyectos integrales de riego o drenaje que incorporen el concepto de uso multipropósito; inversiones en equipos y elementos de riego mecánico o **de generación**; y, en general, toda obra de puesta en riego u otros usos asociados directamente a las obras bonificadas, habilitación y conexión, cuyos proyectos sean seleccionados y aprobados en la forma que se establece en esta ley."

En relación a este cambio regulatorio, en la revista Nuestra Tierra, Edición N° 286 de diciembre de 2013, el Ministro de Agricultura de la época, Sr. Luis Mayol, dentro de los comentarios relacionados con la modificación de la ley señalada expresó: “además de ayudar al riego, pone énfasis en materias como abastecimiento de agua a la población, **fomentar la generación de energía hidroeléctrica** e incentivar el turismo. Alguien puede hacer un embalse y se le puede asignar porcentaje para atender a pueblos cercanos que tengan déficit, **y además puede tener una minicentral de paso** y un objetivo turístico, **pero también un incentivo a la inversión hidroeléctrica** y subvención

Tomando como referencia el ejemplo anterior y lo expresado anteriormente en relación al marco regulatorio vigente, es que se puede inferir que para favorecer y facilitar las condiciones para materializar iniciativas de generación de energía eléctrica en puntos donde la red de distribución de agua potable haya exceso de presión, es que se debería replicar el ejemplo de la modificación a la Ley 18.450.

Este ejemplo es importante de tomar en consideración para la habilitación de forma material de la parte con mayor potencial de los casos presentados en el proyecto de habilitación de grado, considerando que el 100 % de estos están por debajo del nuevo límite de potencia definido en la Ley N° 21.118.-

Por otra parte, se tiene que la Ley N° 19.940 cuyo título es: “Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para un Sistema Eléctrico Medianos e Introduce Las Adecuaciones que Indica la Ley General de Servicios Eléctricos”, en sus artículos siguientes se establece:

“Artículo 71-6.- **Toda empresa eléctrica** que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico **con plantas de generación propias o contratadas**, así como **toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales**, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.”

“Artículo 71-7.- **Los propietarios de los medios de generación** conectados al sistema eléctrico respectivo **cuya fuente sea no convencional**, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, **pequeñas centrales hidroeléctricas**, cogeneración **y otras similares determinadas fundamentalmente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal**, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes.

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los

excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. **En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.**

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados en el inciso primero de este artículo deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del inciso segundo de este artículo, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.”

Dado lo señalado, se deduce que es factible, sobre la base de que la compañía que genere la energía sea formalmente una empresa eléctrica, emplear las redes de transmisión, incluso teniendo algunos beneficios en relación al cobro de tarifas de peaje dada la naturaleza de energía renovable no convencional de su fuente.

Finalmente, es importante señalar que en la fase final del presente proyecto de habilitación de grado, se tomó contacto con el área de Gestión Energética de Aguas Andinas, con el propósito de verificar su experiencia en relación a la temática tratada en el presente informe. A partir de ello, con el propósito analizar las limitantes y restricciones impuestas por el marco regulatorio, se ha conformado una mesa de trabajo con el Ministerio de Energía, particularmente con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

De ese trabajo a la fecha, se puede indicar que está la voluntad de la SEC para implementar un proyecto piloto, es decir, exento del cumplimiento de la normativa vigente, para lo cual solicito que para implementar este piloto Aguas Andinas debe tramitar ampliación de empalme a empresa distribuidora para el caso de estación reguladora de presión que en concreto se seleccione.

Finalmente, como una posibilidad de aprovechamiento de la generación de energía para que el proyecto en su globalidad entre en régimen, la SEC compartió el Decreto Supremo N° 57 de fecha 11 de julio de 2019, que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida Para Autoconsumo y que dentro de sus Vistos se encuentra la Ley 21.118, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Se estima que aquel Reglamento, que aplica a usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales con potencias instaladas de hasta 300 kW, entre en vigencia a fines del presente año 2019 o principios del año 2020. Dada las definiciones entregada en este Reglamento, toda vez que entre en vigencia, le reportará a Aguas Andinas facilidades para poder implementar este proyecto a nivel material, definiendo como destino final de la energía generada como autoconsumo.



## V. Metodología

A continuación, se presenta la metodología pensada para desarrollar cada uno de los objetivos que se buscan lograr al finalizar el proyecto de habilitación de grado. Esto es:

### Objetivo General

Determinar la reducción potencial de huella de carbono de la empresa de servicios sanitarios Aguas Andinas S.A., mediante el aprovechamiento de parte de su infraestructura sanitaria, particularmente conducciones de agua potable de grandes diámetros.

Las actividades comenzaron empleando la herramienta informática que permitió darle visibilidad a los tramos inicialmente propuestos de forma tabulada, que corresponde al ArcGIS. Sin perjuicio de lo anterior, dado que el software indicado requiere licenciamiento, se optó por el empleo del software QGIS, de descarga gratuita, que permite lograr el mismo objetivo. Además, se ha complementado el análisis por medio del uso de la herramienta Google Earth.

De esa forma, se revisaron los tramos que de grandes conducciones que se estimaron prácticos de analizar, es decir, que reunieran características topográficas y de accesibilidad de menor complejidad. Dado que el objetivo es generar energía eléctrica en puntos que reunieran condiciones favorables para ello, a modo de ejemplo, no se consideró tramos alejados de líneas de transmisión. Para el avance N° 1 se tomó como elemento de juicio, conducciones que estuvieran con la mayor diferencia de elevación entre el punto de análisis y el estanque de regulación del respectivo sector. Sin embargo, sobre la marcha del estudio se hizo el descubrimiento de la disponibilidad del estudio denominado: "Actualización Plan General de Producción y Transporte (PGPT)", realizado por Aguas Andinas en el año 2011, el cual identifica claramente el sistema de distribución del Gran Santiago en su conjunto, dentro del cual se identifica precisamente el emplazamiento de las estaciones de reguladoras de presión.

Dado aquella fuente de información, a la fecha de emisión del presente avance, se analizó la totalidad de estaciones con diámetros mayores o iguales a 300 mm, encontrándose que las que reúnen esa condición corresponden a 73 estaciones de reguladoras de presión, además todas están emplazadas en lugares cercanos a líneas de transmisión. En consecuencia, se hizo una recolección y validación de datos, con el mayor nivel de confianza que fue posible dadas las fuentes de información disponibles. Aquella información permite establecer los niveles de caída de presión necesarios, caudales máximos horarios y caudales medios diarios.

Aquella recolección de datos y su respectiva validación de datos, ha permitido recoger datos de caídas de presión para un total de 56 estaciones, ya que el resto de los casos fueron descartados por no disponer de información consistente o lisa y llanamente, no existirá ningún tipo de información procedente del sistema operativo de información de Aguas Andinas denominado TopKapi.

Con respecto a los datos de caudales máximos horarios, fue posible gestionar el de 11 casos de mayores dimensiones, que provienen del área de la Compañía que fue consultada y que administra los modelos hidráulicos de los sistemas de distribución. Para las 45 estaciones restantes se estimó el caudal a partir de una asignación de velocidad máxima de flujo de 2 m/s, que es el valor máximo recomendado para conducciones presurizadas. La magnitud de velocidad referida está respaldada en varias normativas de ingeniería sanitaria tales como en NCh 691: "Agua potable — Producción, conducción, almacenamiento y distribución — Requisitos de diseño"; NCh 2794: "Instalaciones domiciliarias de agua potable - Estanques de almacenamiento y sistema de elevación – Requisitos" y NCh 2485: "Instalaciones domiciliarias de agua potable – Diseño, cálculo y requisitos de las redes interiores", que definen velocidades máximas de 3, 2.5 y 2 m/s, respectivamente. La razón técnica definir velocidades máximas, radica en evitar flujos turbulentos y para prevenir problemas de desgaste de las tuberías, en consecuencia, reduciendo su vida útil.

Definida la aceptación de la metodología desarrollada, se ha podido evaluar la reducción potencial de huella de carbono por el aprovechamiento de esta infraestructura de propiedad de Aguas Andinas.

Ahora bien, se tiene que el caudal máximo horario, cuya determinación teórica, según la Norma Chilena 691 Agua potable — Producción, conducción, almacenamiento y distribución — Requisitos de diseño, corresponde a:

a.- Caudal máximo horario ( $Q_{máxh}$ )

$$Q_{máxh} = FHMC \times Q_{máxd}$$

En que:

$Q_{máxh}$  = caudal máximo horario, expresado en litros por segundo (L/s)

FHMC = factor de la hora de máximo consumo

$Q_{máxd}$  = caudal máximo diario, expresado en litros por segundo (L/s)

En el PGPT, se ha considerado que el FHMC es igual a 1,5.

b.-Caudal máximo diario ( $Q_{máxd}$ )

$$Q_{máxd} = FDMC \times Q_{md}$$

En que:

$Q_{máxd}$  = caudal máximo diario, expresado en litros por segundo (L/s)

FDMC = factor del día de máximo consumo

$Q_{md}$  = caudal medio diario, expresado en litros por segundo (L/s)

El factor del día de máximo consumo (FDMC) corresponde al producto entre el coeficiente del mes de máximo consumo (CMMC) y el coeficiente del día de máximo consumo (CDMC).

En que CMMC corresponde al coeficiente del mes de máximo consumo.

$$CMMC = \frac{\text{consumo máximo mensual}}{\text{consumo medio mensual}}$$

En que CDMC corresponde al coeficiente del día de máximo consumo en el mes de máximo consumo.

$$CDMC = \frac{\text{consumo máximo diario}}{\text{consumo medio diario del mes de mayor consumo}}$$

En el estudio de PGPT, se indican el CMMC para cada sector de influencia asociada a la respectiva estación reguladora de presión. En el caso del CDMC, el estudio señalado consideró que su valor es de 1,1.-

En función de la metodología presentada, a partir de la estimación de Caudal Máximo Horario, ha resultado posible determinar el Caudal Medio Diario, con el cual se ha evaluado la potencia que resulta posible entregar al tendido eléctrico.

En la figura N° 7 se muestra una curva de demanda diaria de agua potable, tanto para condición invierno como verano, indicando con un punto de color rojo, el segmento correspondiente al  $Q_{máxh}$ , que es el dato que fue posible recopilar, a partir del cual se ha determinado el caudal medio diario, en consecuencia, para poder evaluar la energía estimada que resulta posible generar en un día.



Figura N° 7. Curva de demanda tipo.

### Objetivo Especificos

-Alcanzar resultados objetivos sobre la base de tecnologías actuales, teniendo en consideración las características de operación de la infraestructura que se aprovecha.

En las estaciones reguladoras de presión que en concreto sean considerados como factibles para ser empleados en la generación de energía eléctrica, se procedió a rescatar y estimar los datos de operación de caudal y presión, recurriendo a las fuentes de información que dispone la Compañía. Aquellas fuentes de información están compuestas por una red de monitoreo y los resultados de modelos hidráulicos calibrados por medio de campañas de medición de caudales y presión. Cabe señalar que la frecuencia de calibración de los modelos hidráulicos es función de las variaciones de demanda de agua potable, ya sea por fluctuaciones debido a expansiones urbanas o aumentos de pérdida física en las tuberías de distribución.

Recopilados los datos necesarios para la evaluación, se aplicó la determinación de caudal medio diario, que, junto con los datos de caída de presión, ha sido posible encontrar la generación potencial de energía eléctrica.

Paralelamente a la recopilación de datos señalados precedentemente, se ha realizado una búsqueda de tecnologías actuales relacionadas con turbinas con niveles de eficiencia aceptables, vale decir, con un rendimiento total (eléctrico y mecánico) de por lo menos un 70%. Se privilegió sistemas que se encuentren activos por medio de ejemplos presentados de parte de los respectivos proveedores.

Se prevé que una posible solución práctica para el montaje de turbinas, dependiendo de los rangos de potencia, pasa por la configuración de su instalación, ya sea en serie o en paralelo, como se muestra en las siguientes figuras N° 8a y 8b.

Lo señalado precedentemente radica en que dependiendo de los rangos de caudal que pasa en cada estación reguladora de presión y de la disponibilidad capacidad de equipos en el mercado, dado que en un circuito hidráulico presurizado en paralelo la caída de energía es la misma en cada una de las líneas en paralelo que se habiliten, podrá resultar pertinente aquel tipo de configuración de instalación.

Revisadas las tecnologías disponibles y configuraciones que resulten recomendables, se ha procedido a la selección de las más convenientes para el cumplimiento de los objetivos del presente proyecto de habilitación de grado.

En ese sentido se tiene que a la fecha de emisión del presente Informe Final, del estudio de cada uno de estos equipos se puede informar que las turbinas del proveedor CINK han quedado descartadas, pues su descarga debe conectarse a la atmósfera lo que corresponde a una condición ausente en el tipo de instalaciones consideradas. Asimismo, se puede señalar que con respecto a las turbinas Flygt, hubo reuniones con el proveedor para que ratificar la factibilidad en su implementación, dado la misma condición señalada al inicio de este párrafo, recibiendo como respuesta del área de ingeniería de aquella Compañía que, del universo de estaciones reductoras de presión consideradas, resulta posible su aplicación en 7 casos.

Sobre la base de los data sheet e información disponible que se ha tenido a la vista, en los equipos PAM y LucidEnergy, se confirma que es posible su aplicación en los rangos de potencias que se han determinado.

Figura N° 8a. Configuración en serie.

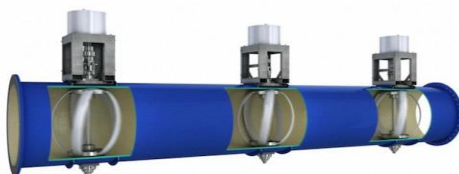
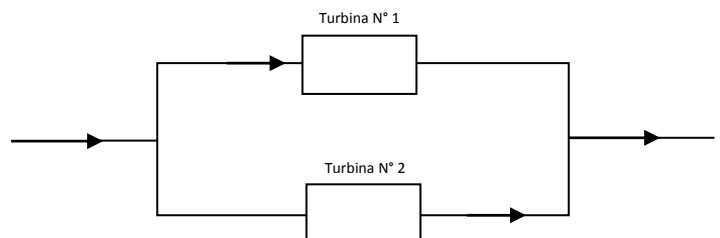


Figura N° 8b. Configuración en paralelo.



-Encontrar la factibilidad en la implementación de este proyecto sobre la base del marco regulatorio vigente.

Como queda de manifiesto en el capítulo IV relacionado con el marco regulatorio, se buscó y revisó la normativa relacionada con la generación de energía eléctrica como legislación vigente concerniente a este proyecto, con el propósito de verificar su implementación desde el punto de vista regulatorio. Si bien hay resultados técnicamente factibles, resulta un elemento de juicio crítico el conocer las posibilidades concretas de materializar el proyecto dando cumplimiento a los requerimientos establecidos dentro del marco normativo.

Es importante destacar las posibilidades que brindará la implementación del Decreto Supremo N° 57, toda vez que entre en vigencia y la compañía decida como destino final que la energía generada sea para autoconsumo, que permitirá dar mayor fluidez para la implementación física de este proyecto. Asimismo, tal como se indica en el capítulo de análisis del marco regulatorio, en la actualidad el área de Gestión Energética de Aguas Andinas, se encuentra trabajando con la SEC, la posibilidad de implementar un proyecto piloto exento de la tramitación requerida para una empresa generadora de energía eléctrica.

-Establecer los beneficios ambientales asociados al proyecto.

Para la realización de la determinación de huella de Carbono se empleó la metodología del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GhG Protocol), particularmente el denominado Alcance 2. Para ese fin, para el presente avance, se ha adoptado el factor de emisión promedio disponible en el portal respectivo que dispone la Comisión Nacional de Energía.

No obstante, lo señalado precedentemente, se ha estimado una valoración económica ambiental por la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## VI. Resultados.

### VI.a.-Determinación de Reducción de Huella de Carbono

Como se ha indicado precedentemente, se han considerado 56 estaciones de reducción de presión, logrando apreciar los resultados mostrados en la tabla N° 3, que corresponde a 15 casos incluidos con los mayores órdenes de magnitud de potencia a generar, que principalmente tienen en común caudales de porteo que, si bien con diferentes órdenes de magnitud de caída de presión, están por sobre el resto del conjunto de estaciones reguladoras de presión en lo que a potencial de generación de energía eléctrica se refiere.

En síntesis, en virtud de los órdenes de magnitud mostrados, las propuestas exhibidas consideran en su mayoría la instalación de sistemas de generación de energía emplazados en Bienes Nacionales de Uso Público. Este aspecto, resulta necesario de analizar, pues es una diferencia sustantiva en relación a la condición natural de una compañía generadora de energía que dispone de sus instalaciones en recintos propios.

Dado que el sistema de generación no es propio del giro de las empresas sanitarias, como se expresa en el capítulo IV, que establece la revisión de la normativa relacionada con generación de energía eléctrica, se prevé que para implementar este tipo de sistemas de generación se deberán contar con autorizaciones especiales o realizar modificaciones específicas al marco normativo vigente que den el derecho para emplazarse en los espacios públicos, que corresponden a varias comunas, en consecuencia, debiendo entenderse con diversas municipalidades. En ese sentido, se aprecia la oportunidad de establecer una socialización del proyecto con los distintos municipios involucrados, ya que, por su característica de constituir un grupo de interés, resulta estratégico involucrarlos dada la disposición que esas instituciones tienen en el encuentro de beneficios ambientales.

Se infiere que en el ejercicio de los diseños de ingeniería, construcción y operación de sistemas de generación se podría replicar el camino recorrido por la empresa Enernuevas del Grupo Aguas Nuevas, es decir, crear una filial de Aguas Andinas que le permita generar e inyectar la energía al sistema de distribución del Gran Santiago.

Se aprecia que en el saldo de estaciones reductoras de presión que se estudiaron (ver Anexo N° 1), hay estaciones que posibilitarán habilitar potencias instaladas máximas definidas en la Ley 20.571, es decir, 100 kW, en consecuencia, podrían entrar en categoría de residencial, sin embargo, haciendo la distinción de que no corresponderán a residencias propiamente tal debidamente enroladas, sino a más bien en general a infraestructura también dispuesta en bienes naciones de uso público.

En el Anexo N° 1, se incluye el total de estaciones de regulación revisadas y consideradas para la determinación de reducción de huella de carbono, llegando a un nivel de reducción de **9.655,8 tCO<sub>2</sub>eq.-**

Para efectos de explicitar el cálculo en cada caso se tomará como ejemplo la estación reguladora denominada Mapocho Oriente. Los datos de entrada, que provienen de la plataforma TopKapi, son:

- Diferencial de Presión  $\Delta P = 20,7$  m.c.a.
- Caudal máximo horario corresponde a  $Q_{máxh} = 2443,2$  l/s.

En consecuencia, dada la metodología indicada en el capítulo V Metodología, se tiene que para determinar el Caudal Medio Diario corresponderá a:

$$Q_{md} = \frac{Q_{máxh}}{FHMC \times FDMC}$$

Según el PGPT de Aguas Andinas se tiene que el factor FHMC = 1,5, a nivel Compañía.

Por otra parte dado que el factor FMCD = CMMC x CDMC, con:

CMMC = 1,12 para el sector que se encuentra inserto la estación reguladora  
CDMC = 1,10 a nivel Compañía

Se tiene que al reemplazar, el Qmd = 1322,06 l/s

La potencia de salida de la turbina corresponde a:

$$\text{Potencia} = \rho \times g \times \Delta P \times Q_{md} \times \eta \text{ (kW)}$$

Con:

$\rho$  : Densidad del agua en Ton/m<sup>3</sup>, que para efectos del estudio se considera a 1,0 Ton/m<sup>3</sup>.

$g$  : Aceleración de gravedad en m/s<sup>2</sup>.

$\eta$  : Rendimiento del conjunto del equipo (Turbina + generador). Se considera un valor estimado de un 87 %.

$\Delta P$  : Diferencial de Presión en m.c.a.

Qmd : Caudal medio diario, en m<sup>3</sup>/s

Por lo tanto al realizar la evaluación numérica se tiene que la para la estación reguladora Mapocho Oriente el valor estimado de Potencia de Salida corresponderá a: 233.57 kW.-

Por lo tanto al emplear el Factor de Emisión promedio del año 2018 de 0,42 tCO<sub>2</sub>eq/MWh, proporcionado por la CNE, se tiene que la Reducción Anual de Huella de Carbono corresponde a 856,67 tCO<sub>2</sub>eq.

Finalmente, al revisar las tarifas vigentes para algunas de las comunas identificadas, se puede apreciar la diferencia entre el valor de venta y compra de energía, establecida en base a la Ley 20.571. Ver tabla N° 2.-

Tabla N° 2. Cuadro comparativo entre precios de venta y compra de energía.

Comuna	Tarifa de venta (\$/KWh)	Precio de Excedente (\$/kWh)
La Florida	118,35	53,67
La Granja	118,33	53,65
San Joaquín	118,35	53,57
Ñuñoa	118,41	53,74
La Reina	118,35	53,68

Tabla N° 3. Resultados estaciones reguladoras de presión con mayor potencia.

PGPT Lámina N°	Ubicación	Comuna	D (mm)	Nombre	Sector Regulado	Diferencial de Presión (m.c.a.)	Caudal Máximo Horario (l/s)	Velocidad (m/s)	Potencia Máxima Instalada (KW)	CMMC	CDMC	FMCD	FHMC	Qmd (l/s)	Potencia Media (kW)	Rend. de Conjunto $\eta$ (%)	Potencia Media Salida (KW)	Factor de Emisión (tCO <sub>2</sub> eq/MWh)	Reducción Anual Huella de Carbono (tCO <sub>2</sub> eq)
7	Camino Club del Detective, al oriente de Av. Sánchez Fontecilla.	La Florida	900	Las Tinajas	Trinidad Alto.	15,8	1030,0	1,62	159,65	1,26	1,10	1,39	1,5	495,43	76,79	87,00	66,81	0,42	245,04
8	Manuel Rodríguez, al oriente de la intersección de Américo Vespucio con Tacora.	La Granja	800	Manuel Rodríguez	Trinidad Bajo	27,4	1185,0	2,36	318,52	1,25	1,10	1,38	1,5	574,55	154,43	87,00	134,36	0,42	492,80
10	Av. Vicuña Mackenna con Departamental	San Joaquín	1000	Vicuña Mackenna	Departamental Bajo	26,6	2115,0	2,69	551,90	1,24	1,10	1,36	1,5	1033,72	269,75	87,00	234,68	0,42	860,76
13	Av. Grecia, casi intersección Santa Ema.	Ñuñoa	1000	Grecia Poniente	Lo Hermida Bajo.	24,3	1312	1,67	312,76	1,2	1,10	1,32	1,5	662,63	157,96	87,00	137,42	0,42	504,05
15	Al Norte de Príncipe de Gales, entre Salvador Izquierdo y Poeta Ángel Cruchaga.	La Reina	1200	Reina Baja	Reina Baja	17,1	3148,0	2,78	528,08	1,21	1,10	1,33	1,5	1576,76	264,50	87,00	230,12	0,42	844,03



Continuación Tabla N° 3. Resultados estaciones reguladoras de presión con mayor potencia.

PGPT Lámina N°	Ubicación	Comuna	D (mm)	Nombre	Sector Regulado	Diferencial de Presión (m.c.a.)	Caudal Máximo Horario (l/s)	Velocidad (m/s)	Potencia Máxima Instalada (KW)	CMMC	CDMC	FMCD	FHMC	Qmd (l/s)	Potencia Media (KW)	Rend. de Conjunto $\eta$ (%)	Potencia Media Salida (KW)	Factor de Emisión (tCO <sub>2</sub> eq/MWh)	Reducción Anual Huella de Carbono (tCO <sub>2</sub> eq)
17	Merced (Parque Forestal) Entre Irene Morales y Avda. Vicuña Mackenna	Santiago	800	Fuente Alemana	Lo Contador Alto	13,7	1723,67	3,43	231,66	1,14	1,10	1,25	1,5	916,36	123,16	87	107,15	0,42	392,99
18	Manuel Rodríguez con Alameda (frente embajada de Brasil)	Santiago	1000	Los Héroes	Antonio Varas Alto	14,2	2798,0	3,56	389,77	1,12	1,10	1,23	1,5	1514,06	210,91	87	183,49	0,42	673,02
18	Mapocho entre Almirante Barroso y Guarda Marina Ernesto Riquelme	Santiago	800	Mapocho Oriente	Antonio Varas Alto	20,7	2443,2	4,86	496,13	1,12	1,10	1,23	1,5	1322,06	268,47	87	233,57	0,42	856,67
18	Mapocho entre Augusto Matte y Julio Bañados	Quinta Normal	800	Mapocho Poniente	Antonio Varas Bajo	19,2	1048,1	2,09	197,42	1,22	1,10	1,34	1,5	520,68	98,07	87	85,32	0,42	312,94
18	Alameda (Frente Municipalidad de Estación Central) entre Avda. Padre Hurtado y Nicasio Retamales	Estación Central	700	General Velásquez	Antonio Varas Bajo	24,8	1973,4	5,13	480,10	1,22	1,10	1,34	1,5	980,32	238,5	87	207,50	0,42	761,06

Continuación Tabla N° 3. Resultados estaciones reguladoras de presión con mayor potencia

PGPT Lámina N°	Ubicación	Comuna	D (mm)	Nombre	Sector Regulado	Diferencial de Presión (m.c.a.)	Caudal Máximo Horario (l/s)	Velocidad (m/s)	Potencia Máxima Instalada (KW)	CMMC	CDMC	FMCD	FHMC	Qmd (l/s)	Potencia Media (KW)	Rend. de Conjunto $\eta$ (%)	Potencia Media Salida (KW)	Factor de Emisión (tCO <sub>2</sub> eq/MWh)	Reducción Anual Huella de Carbono (tCO <sub>2</sub> eq)
8	Al interior de recinto estanque elevado ubicado entre Autopista Central, Presidente Salvador Allende, Av. El Parrón	Lo Espejo	500	Santa Olga	Santa Olga	35,1	392,7	2,0	135,22	1,22	1,10	1,34	1,5	195,08	67,17	87	58,44	0,42	214,35
17	Santos Dumont casi esquina Recoleta	Independencia	500	Santos Dumont	Lo Contador Alto	30	392,7	2,0	115,57	1,14	1,10	1,25	1,5	208,77	61,44	87	53,45	0,42	196,06
17	Avda. Recoleta casi esquina Salto Chico	Recoleta	400	Recoleta	Lo Contador Alto	44,9	251,3	2,0	110,7	1,14	1,10	1,25	1,5	133,61	58,85	87	51,2	0,42	187,80
17	Al interior de recinto estanque ubicado al pie del Cerro San Cristóbal, final de calle LA montaña	Recoleta	400	La Montaña 3	Lo Contador Bajo	51	251,3	2,0	125,74	1,20	1,10	1,32	1,5	126,93	63,51	87	55,25	0,42	202,65
17	Al interior de recinto estanque ubicado al pie del Cerro San Cristóbal, final de calle LA montaña	Recoleta	400	La Montaña 4	Lo Contador Bajo	51	251,3	2,0	125,74	1,20	1,10	1,32	1,5	126,93	63,51	87	55,25	0,42	202,65

## VI.b.- Costos Ambientales

En este apartado se realiza una estimación del daño evitado al medio ambiente, dentro del cual se encuentran las personas, particularmente la afectación sobre su salud. Esta evaluación se realiza sobre la base de un estudio específico en valoración económica, sin perjuicio que se proporciona los resultados de valoración de costos externos por país y fuente para la generación de energía eléctrica de un estudio previo realizado en Europa en la década de los noventa.

En la referencia bibliográfica denominada Economía Ambiental de los autores: Xavier Labandeira, Carmelo J. León y María Xosé Vázquez, se presenta los resultados de un proyecto que combina las políticas ambientales y las técnicas de valoración ambiental, por medio de la aplicación de una metodología avanzada para la cuantificación de externalidades de la energía. El estudio en comento correspondió al proyecto europeo ExternE (External Costs of Energy), desarrollado a partir de comienzos de los noventa.

El objetivo fundamental estuvo en la definición y cuantificación de las externalidades negativas relacionadas con la producción de la electricidad para cada tecnología: eólica, solar, biomasa, nuclear, carbón, hidráulica, gas y petróleo. También se consideró a la cuantificación los efectos ambientales negativos del transporte.

La correcta estimación de costos externos del sector energético, con el propósito de establecer políticas públicas, exige realizar que el sistema en análisis sea homogéneo y comprensivo. De esta forma es posible aplicar un análisis de ciclo de vida del proceso desde que se inicia hasta que se termina. Por ejemplo, para el caso de energía producida en base a combustibles fósiles, el estudio debe comenzar con la extracción de combustible, incluyendo su transporte y preparación, además de las etapas de construcción, operación y desarme de las instalaciones de generación, como asimismo el transporte de la energía y la gestión de los residuos producidos.

Una vez determinadas las afectaciones ambientales producidas por las distintas tecnologías energéticas y no reconocidas en su precio, la etapa siguiente es la valoración económica.

El proyecto ExternE se basó en el análisis de ciclo de vida, encontrando una función de daño, considerando una sucesión de etapas que siguen el impacto desde la actividad que lo crea hasta el daño que produce. De esa forma, los resultados del proyecto ExternE fue la cuantificación monetaria de los impactos de las distintas tecnologías analizadas sobre la salud humana (mortalidad y morbilidad), pérdidas de cosechas, daño de materiales y cambio climático.

Un ejemplo simplificado de análisis de ciclo de vida se muestra en la figura N° 9. En función de la tecnología y las materias primas relacionadas se establecen las actividades y sus impactos, examinando su distribución entre los receptores.

La valoración económica de los daños requiere diferenciar las externalidades de aquellos impactos que pudieran ya estar internalizados, asimismo asignando un valor económico a los daños cuantificados. Ésta se lleva midiendo los cambios del bienestar de la sociedad producidos por un cambio en la calidad o cantidad de bienes ambientales, generalmente a través del cálculo de la disponibilidad a pagar por un cambio favorable.

El proyecto ExternE, cuantificó las externalidades de las distintas tecnologías de generación eléctrica en un conjunto de países europeos en los años 90. La tabla N° 4 muestra un resumen de estos resultados. Los combustibles carbón, petróleo y lignitos, ocasionan mayores costos externos. Por otra parte el Gas natural, energías renovables y nuclear son las menos dañinas en términos ambientales, debiéndose hacer la distinción que en este último caso la alta seguridad de las instalaciones europeas es la que explica el resultado (menor riesgo de accidentes).

En todo caso, las externalidades producidas por casi todos los tipos de generación eléctrica son elevadas. Si se tiene en cuenta que el precio medio de generación de Kwh de electricidad en Europa está en torno a los

cuatro céntimos de euro, la externalidad asociada a cada tecnología es, al menos, de la misma magnitud. Esto podría concluir que existe la necesidad de realizar acciones correctivas teniendo en cuenta los costos indirectos al precio de producción de electricidad. Sin embargo, los resultados del proyecto ExternE, hasta el momento ha tenido una influencia escasa en las políticas ambientales. Particularmente, los resultados de ExternE sólo se han usado en análisis de costo-beneficio de diferentes regulaciones realizadas por la Unión Europea:

- Directiva sobre incineración de basuras.
- Directiva sobre grandes instalaciones de combustión.
- Directiva sobre límites de emisiones.
- Directiva sobre calidad ambiental en monóxido de carbono y benceno.

Merece una mención especial la Directiva sobre ayudas a nuevas instalaciones renovables, que permite a los estados miembros de la Unión Europea fijar subvenciones a las tecnologías renovables a partir del costo ambiental evitado por estas instalaciones. Para ello se podrían utilizar directamente los resultados de ExternE sobre el ahorro neto de daños que representa una instalación renovable frente a una convencional.

Figura N° 9. Análisis de ciclo de vida.

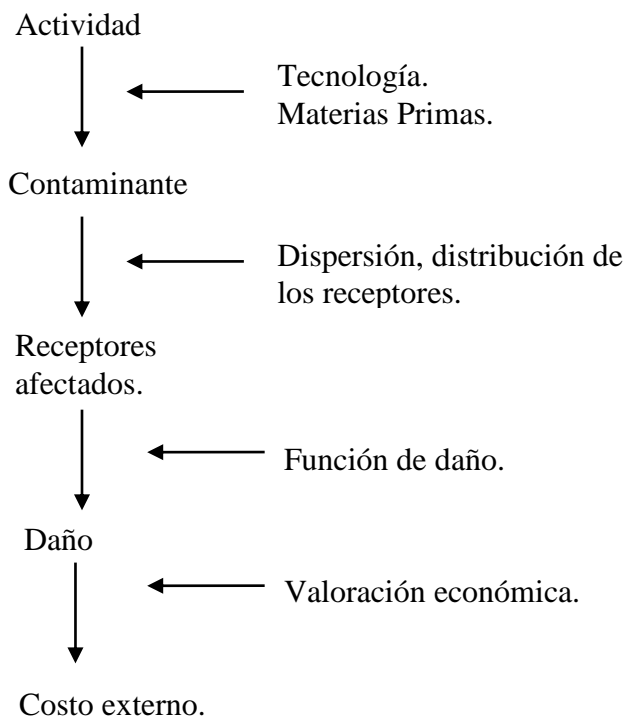


Tabla N° 4. Valoración de los costos externos de la generación eléctrica (céntimos de euro por Kwh)

País	Carbón/Lignito	Truba	Petróleo	Gas	Nuclear	Biomasa	Hidráulica	Fotovoltaica	Eólica
Alemania	3-6		5-8	1-2	0,2	3			0,05
Austria				1-3		2-3	0,1	0,6	
Bélgica	4-15			1-2	0,5				
Dinamarca	4-7			2-3		1			0,1
España	5-8			1-2		3-5(1)			0,2
Finlandia	2-4	2-5				1			
Francia	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Grecia	5-8		3-5	1		0-0,8	1		0,25
Holanda	3-4			1-2	0,7	0,5			
Irlanda	6-8	3-4							
Italia			3-6	2-3			0,3		
Noruega				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Portugal	4-7			1-2		1-2	0,03		
Suecia	2-4					0,3	0-0,7		
Reino Unido	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

Biomasa en co-combustión con lignitos  
Fuente: ExternE

Sin perjuicio de la antigüedad del estudio señalado precedentemente, se aprecia que hay un evidente mayor costo externo por generación de generación eléctrica con fuentes combustibles de origen fósil.

En la búsqueda de la valoración de costos externos por tCO<sub>2</sub>e, por medio de un estudio más reciente, se encontró que en el proyecto denominado “Análisis económico de los costos externos ambientales de la generación eléctrica” de los autores Gonzalo Delacámara y Diego Azqueta, encargado por la CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), que fue emitido el año 2007. En aquel proyecto se entrega la estimación de aquel costo externo por emisiones evitadas, sobre la base de los acuerdos establecidos en el Protocolo de Kioto, que reconoció a los países desarrollados como los principales responsables de los altos niveles de emisiones de GEI en la atmósfera como resultado de más de 150 años de actividad industrial, el cual estableció un primer compromiso en el que los países definidos deberán trabajar con miras a “reducir el total de sus emisiones de esos gases a un nivel inferior en no menos de un 5% al de 1990 en el periodo de compromiso entre el año 2008 y el 2012”. Lo anterior sin perjuicio de un segundo período de compromiso a partir del año 2013 y 2020, con un nivel de reducción de al menos un 18% por debajo de los que había en el año 1999, con una composición distinta.

Como contexto en el proyecto de CEPAL, se establece que el calentamiento global, producido por los GEI, se caracteriza básicamente por el aumento de la temperatura global de la superficie de la Tierra, con las consiguientes alteraciones de parámetros climáticos, que a su vez tendrán los siguientes impactos:

- Impactos sobre la salud humana.
- Impactos sobre las actividades productivas.
- Impactos sobre el medio construido.

Por lo tanto, con el propósito de atenuar estos impactos, la estimación del costo externo desde la perspectiva que hace la sociedad para reducir las emisiones de GEI, sobre la base del primer compromiso del Protocolo de Kioto (período 2008 al 2012) que considera una combinación de permisos de emisión procedentes de mecanismos de flexibilidad y los que no recurren a estos, se ha estimado con un costo estimado de 14,07 (€/tCO<sub>2</sub>e).

Al adoptar aquella referencia, el valor ambiental por emisiones evitadas en el ejercicio de materialización de lo estudiado en el presente proyecto de habilitación de grado correspondería a aproximadamente € 136.000, en consecuencia, considerando el tipo de cambio a peso chileno al mes de octubre de 2019, un equivalente estimado de \$CLP 108.000.000.-

## VII. Conclusiones

1. Se ha encontrado que existe la tecnología, por medio de microturbinas disponibles en el mercado especializado, que resulta pertinente para la viabilidad en el cumplimiento del objetivo principal planteado para el presente proyecto de habilitación de grado. Particularmente, dado los rangos operativos en presión y caudal presentes en las estaciones reguladoras analizadas, las microturbinas con mayor nivel de aptitud corresponden a las marcas Flygt y PAM para aplicarse en 7 casos y en el saldo de los puntos estudiados, respectivamente. Determinar la disminución real de reducción depende de un análisis detallado sobre cada una de las estaciones reguladoras de presión, que representen un mayor aporte unitario en relación al conjunto de las estaciones totales que dispone la compañía. Para determinar aquel nivel concreto de reducción de huella de carbono, sobre la base de un proyecto de ingeniería de detalle, se deben considerar exhaustivamente aspectos tanto técnicos como económicos, asimismo la definición por la que opte Aguas Andinas en relación al destino final de la energía generada.
2. Para la implementación de este proyecto, se deberá tener en especial consideración el marco regulatorio vigente, vale decir, evaluar su factibilidad en atención a las dificultades planteadas en el presente proyecto de habilitación de grado. Así como está definida la legislación y normativa pertinente, Aguas Andinas no puede implementar el proyecto mientras no defina el destino final de la energía generada, lo que da curso a los pasos que la compañía deberá seguir para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el marco regulatorio vigente. Lo indicado en estas dos primeras conclusiones, tendrá una importante influencia en la brecha de reducción de huella de carbono potencial y real que resulte posible implementar, principalmente por la incidencia de las restricciones económicas y el ámbito de acción que permita la legislación vigente más la complejidad propia en tramitar los permisos respectivos que esta solicita.
3. Si bien los órdenes de magnitud de reducción de huella de carbono están por debajo de lo declarado por la empresa Enernuevas que actualmente tiene implementado un proyecto similar, resulta de interés proponer al interior de Aguas Andinas materializar al menos una parte del proyecto, es decir, en alguna de las estaciones reguladoras que tienen una mayor capacidad de producción de energía eléctrica. Se ve con posibilidades materializar un proyecto de carácter piloto con el patrocinio del Ministerio de Energía, particularmente la SEC. Además, toda vez que ente en vigencia el Decreto Supremo N° 57, se vislumbra que será posible implementar una parte más significativa del proyecto, siempre y cuando la compañía decida como destino final para la energía eléctrica generada el autoconsumo.

## VIII. Bibliografía

Jarabeo, F. 1988. El libro de las Energías Renovables. Edit. Era Solar, España, 292 pp.

Labandeira, X. 2007. Economía Ambiental. Edit. Pearson Educación S.A., Madrid-España, 353 pp.

Delacámara, G. 2007. Análisis Económico de los Costos Externos Ambientales de la Energía Eléctrica, Edit. Naciones Unidas, Santiago-Chile, 108 pp.

## **IX. Anexos**

Anexo N° 1. Estimación Reducción de Huella de Carbono.

Anexo N° 2. Universo de Válvulas Reguladoras de Presión según PGPT año 2011.

Anexo N° 3. Emplazamiento Estaciones Reguladoras de Presión Analizadas.