



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA

**Análisis de implementación de un sistema de cogeneración para la
reducción de costos energéticos de la industria azucarera en Sayán**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista

AUTORES:

De la Cruz Roldan, Wilson Enrique (orcid.org/0000-0002-8821-1771)

Rivera Muñoz, Robert Nigel (orcid.org/0000-0001-9000-9815)

ASESORA:

Mg. Sovero Lazo, Nelly Roxana (orcid.org/0000-0001-5688-2258)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

LÍNEA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL UNIVERSITARIA:

Desarrollo sostenible y adaptación al cambio climático

TRUJILLO - PERÚ

2023

Dedicatoria

A Dios, Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

En memoria de mi padre Moisés, quien, con sus consejos, ejemplo de bondad, apoyo moral y valores inculcados me enseñaron a ser perseverante para cumplir con mis objetivos y metas.

ROBERT NIGEL RIVERA MUÑOZ

A mí, por el gran esfuerzo que realice, en cumplir este segundo objetivo, así también agradecerle a Dios por tener con vida a mis padres, hasta este momento de sustentación de la presente. Gracias, mamá Francisca Catalina Roldan Quiñones y papá Eduviges De la cruz Carrillo, por el apoyo moral y siempre esperarme en su casa de campo, de la Campiña KM 8-Chimbote con ese amor único, confesarles que realmente les extraño al trabajar a distancia, no olviden que los amo y que siempre viviré eternamente agradecido de ustedes papas. Dedico a mis hermanos confesarles que no me fue fácil este objetivo.

También dedico a Luz Xyomara Saucedo Lucero, gracias por tu amor sincero, fidelidad, apoyo moral y comprensión en este proceso, y tú también cumplirás tus 2 objetivos de la mano de Dios.

WILSON ENRIQUE DE LA CRUZ ROLDAN

Agradecimiento

A la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Cesar Vallejo Como institución, y a los docentes y personal administrativo de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, gracias a su gestión se alcanzó nuestros anhelos de superación profesional.

A nuestros compañeros de estudio de la carrera profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por su amistad y compañerismo.

Agradecemos a Dios por darnos vida para poder realizar nuestros estudios superiores, por nuestra dedicación y constante empeño en la realización de nuestro trabajo de Investigación.

Un agradecimiento especial al Dr. Jorge Eduardo Lujan López, por su apoyo durante la ejecución de nuestro trabajo de Investigación.



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

Declaratoria de Autenticidad del Asesor

Yo, SOVERO LAZO NELLY ROXANA, docente de la FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA de la UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO SAC - TRUJILLO, asesor de Tesis Completa titulada: "Análisis de implementación de un sistema de cogeneración para la reducción de costos energéticos de la industria azucarera en Sayán", cuyos autores son RIVERA MUÑOZ ROBERT NIGEL, DE LA CRUZ ROLDAN WILSON ENRIQUE, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 18.00%, verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin, el cual ha sido realizado sin filtros, ni exclusiones.

He revisado dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la Tesis Completa cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

En tal sentido, asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada, por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas vigentes de la Universidad César Vallejo.

TRUJILLO, 22 de Julio del 2023

Apellidos y Nombres del Asesor:	Firma
SOVERO LAZO NELLY ROXANA DNI: 20048561 ORCID: 0000-0001-5688-2258	Firmado electrónicamente por: NRSOVEROS el 22- 07-2023 17:52:34

Código documento Trilce: TRI - 0609359



**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

Declaratoria de Originalidad de los Autores

Nosotros, DE LA CRUZ ROLDAN WILSON ENRIQUE, RIVERA MUÑOZ ROBERT NIGEL estudiantes de la FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA de la UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO SAC - TRUJILLO, declaramos bajo juramento que todos los datos e información que acompañan la Tesis titulada: "Análisis de implementación de un sistema de cogeneración para la reducción de costos energéticos de la industria azucarera en Sayán", es de nuestra autoría, por lo tanto, declaramos que la Tesis:

1. No ha sido plagiada ni total, ni parcialmente.
2. Hemos mencionado todas las fuentes empleadas, identificando correctamente toda cita textual o de paráfrasis proveniente de otras fuentes.
3. No ha sido publicada, ni presentada anteriormente para la obtención de otro grado académico o título profesional.
4. Los datos presentados en los resultados no han sido falseados, ni duplicados, ni copiados.

En tal sentido asumimos la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de la información aportada, por lo cual nos sometemos a lo dispuesto en las normas académicas vigentes de la Universidad César Vallejo.

Nombres y Apellidos	Firma
RIVERA MUÑOZ ROBERT NIGEL DNI: 10368546 ORCID: 0000-0001-9000-9815	Firmado electrónicamente por: RNRIVERAM el 25-07-2023 19:50:25
DE LA CRUZ ROLDAN WILSON ENRIQUE DNI: 76506783 ORCID: 0000-0002-8821-1771	Firmado electrónicamente por: WCRUZROL el 25-07-2023 22:06:22

Código documento Trilce: INV - 1320212

Índice de contenidos

	Pág.
Carátula.....	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Índice de contenidos.....	vi
Índice de tablas.....	vii
Resumen.....	viii
Abstract.....	ix
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO.....	4
III. METODOLOGÍA.....	14
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	14
3.2. Variables y operacionalización.....	15
3.3. Población, muestra, muestreo.....	15
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	17
3.5. Procedimientos.....	18
3.6. Método de análisis de datos.....	18
3.7. Aspectos éticos.....	19
IV. RESULTADOS.....	20
V. DISCUSIÓN.....	25
VI. CONCLUSIONES.....	30
VII. RECOMENDACIONES.....	31
REFERENCIAS.....	32
ANEXOS.....	38

Índice de tablas

	Pág.
Tabla 1. Valores mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE)	10
Tabla 2. Valores mínimos de relación entre energía eléctrica/calor útil (C)	11
Tabla 3. Población de plantas industriales azucareras	16
Tabla 4. Técnicas e instrumentos	17
Tabla 5. Listado de expertos	18
Tabla 6. Calculo de potencia eléctrica en molienda sin cogeneración	20
Tabla 7. Sistema energético actual de la industria azucarera	20
Tabla 8. Tecnología y tamaño de los equipos del sistema de cogeneración de la industria azucarera	21
Tabla 9. Potencia efectiva en bornes del generador de la industria azucarera	22
Tabla 10. Calculo de potencia eléctrica en molienda con cogeneración	22
Tabla 11. Reducción de costos energéticos con un sistema de cogeneración	23
Tabla 12. Factibilidad técnica y económica de la industria azucarera	23

Resumen

En la presente investigación se evaluó la factibilidad económica de la implementación de un sistema de cogeneración de la industria azucarera en el distrito de Sayán, provincia de Huaura, departamento de Lima, La industria azucarera tiene una demanda significativa de energía térmica para sus procesos industriales, por lo que se requiere implementar un sistema de cogeneración para aumentar la eficiencia de la planta, y cubrir la demanda térmica y eléctrica que requiere, dejando de comprar la energía eléctrica que se requiere a Coelvisac, la investigación que se llevó a cabo fue correlacional, Se tomo como muestra la población de una planta industrial azucarera. Los instrumentos tomados para nuestra investigación son los archivos de los registros de datos para la variable independiente y los datos tomados en excel para evaluar los costos para la variable dependiente, El resultado principal es la evaluación de la reducción de los costos energéticos con la implementación del sistema de cogeneración.

En la conclusión principal, se registró con la implementación del sistema de cogeneración una reducción del costo anual de \$/. 1,806,903.2, así como los indicadores de TIR igual a 19%, un VAN positivo y un tiempo del retorno de la inversión igual a 4.68 años.

Palabras clave: Cogeneración, Costos Energéticos, Sistemas de Cogeneración, Demanda Eléctrica, Demanda Térmica.

Abstract

In the present investigation, the economic feasibility of the implementation of a cogeneration system of the sugar industry in the district of Sayán, province of Huaura, department of Lima, will be evaluated. The sugar industry has a significant demand for thermal energy for its industrial processes, Therefore, it is necessary to implement a cogeneration system to increase the efficiency of the plant, and cover the thermal and electrical demand that it requires, ceasing to buy the electrical energy that is required from Coelvisac, the investigation that was carried out was correlational, the population of a sugar industrial plant was taken as a sample.

The instruments taken for our investigation are the files of the data records for the independent variable and the data taken in excel to evaluate the costs for the dependent variable. The main result is the evaluation of the reduction of energy costs with the implementation of the cogeneration system.

In the main conclusion, a reduction in the annual cost of \$/. 1,806,903.2, as well as the IRR indicators equal to 19%, a positive VAN and a payback time equal to 4.68 years.

Keywords: Cogeneration, Energy Costs, Cogeneration Systems, Electrical Demand, Thermal Demand.

I. INTRODUCCIÓN

Las plantas de cogeneración que producen calor y electricidad, conforme avanza la tecnología se ve un sector eléctrico más confiable con respecto a lo industrial, comercial y residencial (por ejemplo, en refinerías, pesqueras, industrias textiles, hospitales, ingenios azucareros, etc.), todo esto debido a su capacidad de generar calor y electricidad mediante fuentes de energía renovables y no renovables, a la par los procedimientos de acumulación de energía son tecnologías que están transformando el sector energético al ceder oportunidades de arbitraje, amortiguación y suavizado, y con ello reduciendo la contaminación de gases de efecto invernadero (Pablo Benalcázar, 2021).

Desde la posición de Michal Golebiewski & Marta Galant (2021) con la cogeneración se produce la rentabilidad en “los negocios, uno de los factores de importancia que influirán en la rentabilidad es el precio de la energía. Depende de muchas variables, como los precios de los combustibles, las tarifas ambientales y los tipos de cambio” (p.1). Muchos de ellos pueden cambiar con las condiciones geopolíticas, lo que puede tener un impacto significativo en el precio del combustible que se usara y los precios del mercado de dicho combustible en los continentes.

EEUU, cuenta con fuentes de energía renovables como la solar y la eólica, que representan un 23% del total de fluido eléctrico generado. Las fuentes de generación solar y eólica despachan energía eléctrica de bajo carbono, con una variabilidad e incertidumbre, porque no se puede predecir la oferta de fluido eléctrico en momentos específicos, lo cual puede generar problemas críticos en la producción de energía y de esta manera no saber con exactitud la oferta que se despachara para cubrir la demanda que se requiere, teniendo en ocasiones precios de mercado de energía negativos (Hyunguk et al.,2021)

Con la alta demanda de tener condiciones ambientales cada vez más limpias, una unidad que genere energía eléctrica y térmica a la vez, es un excelente paso para cumplir con las condiciones medioambientales, para la disminución del dióxido de carbono (CO₂) y la vida saludable en general de todas las personas que habitan en nuestro planeta en las próximas décadas y siglos. Se habla de las unidades de

cogeneración, también conocidas como unidades combinadas de calor y electricidad (CHP), que de acuerdo al tamaño y diseño pueden generar energía a gran escala para suministrar energía a lugares como casas, oficinas, tiendas, etc., en cortas distancias. En lugar de disipar el calor generado con tecnología de los motores alternos de combustión interna a la atmosfera, la energía térmica residual producida puede utilizarse en la generación de vapor para una industria determinada en diferentes usos en los depósitos y ahorrar una cantidad significativa de energía térmica (Josef Stetina et al.,2021).

La problemática del estudio que se realizó , se fundamenta en una solución para la mayoría de las industrias diversificadas en el Perú, que puedan contar con la tecnología de cogeneración , todo ello obedece para tener una matriz energética diversificada, en el país la tecnología de cogeneración se viene dando a pasos lentos, donde hay empresas papeleras, azucareras lecheras, textiles, pesqueras, las cuales mucha de ellas cogeneran solo para suplir su producción y no para vender su energía al sistema interconectado, que es lo que se busca para tener una mayor oferta en el sistema y por ende abaratar los costos de energía, ya que al inyectar energía eléctrica al sistema, se realizara directamente desde una industria respectiva que cuente con un sistema de cogeneración, y no desde las centrales eléctricas convencionales que se encuentran fuera de las ciudades, que tienen un recorrido largo de las líneas de transmisión, que trae consigo fallas en dicho transporte de la energía eléctrica. Asimismo, en la planta industrial azucarera de nuestro estudio, se tiene un exceso en la facturación de energía eléctrica, la cual se evidencia en sus recibos mensuales, siendo necesario el estudio realizado de la presente investigación para tener una propuesta de ahorro de energía eléctrica, que se compra a la concesionaria.

Por ende, se formuló el siguiente problema ¿En cuánto disminuirá los costos energéticos con la implementación de un sistema de cogeneración en una planta industrial azucarera en Sayán?

En la justificación de la propuesta se introdujo una planta de cogeneración para reducir los costos de electricidad que se compra a la empresa de distribución, mejorando los costos de producción y aumentando su competitividad, ya que parte de la demanda eléctrica se cubriría con la potencia efectiva eléctrica que se genera en el sistema de

cogeneración, pudiéndose vender directo a la red si hay excedente y si se cumple los parámetros normativos. Así también se justifica porque hay exceso de producción de vapor en la industria, ocasionando pérdidas de vapor en el proceso hacia el ambiente, por tal motivo se justifica la implementación de un sistema de cogeneración en dicha industria azucarera, para así disminuir sus costos de producción y ser competente con las demás industrias del sector azucarero.

La formulación del problema me lleva a realizar las preguntas a continuación: ¿Cuál es la factibilidad económica de implementar un sistema de cogeneración para disminuir los costos energéticos de la industria azucarera en Sayán, ¿Cuál es la situación actual del sistema energético de la industria azucarera en Sayán?, ¿Cuál es la tecnología y la diversidad de equipos del régimen de cogeneración de la industria azucarera en Sayán?, ¿Cuál es la potencia efectiva en bornes del generador del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán?, ¿Cuál es la reducción en costos energéticos con un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán?, ¿Cuál es la factibilidad económica al sustituir por una planta de cogeneración de la industria azucarera en Sayán?

En tal sentido hemos visto por conveniente plantear el siguiente objetivo general para la investigación: Evaluar la factibilidad económica de la implementación de un sistema de cogeneración para disminuir los costos energéticos de la industria azucarera en Sayán. Por lo tanto, se enumerarán a continuación los siguientes objetivos específicos; i) Evaluar el sistema energético actual de la industria azucarera en Sayán. ii) Determinar la tecnología y el tamaño de los equipos del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán iii) Determinar la potencia efectiva en bornes del generador del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán. iv) Evaluar la reducción de costos energéticos con un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán.

Se plantea la siguiente hipótesis: Es factible económicamente implementar un sistema de cogeneración para disminuir costos energéticos de una industria azucarera en Sayán.

II. MARCO TEÓRICO

En este trabajo de investigación se revisaron artículos nacionales e internacionales a nivel de publicaciones científicas y tesis como Quiñones y Saldaña (2020), en su investigación desarrollada en el sector cervecero en la provincia de Lambayeque, busco diseñar una central termoeléctrica, teniendo como base de datos a una empresa cervecera ubicada en el distrito de Motupe. Para el estudio se realizaron reuniones con los encargados de la planta de producción y sus respectivas jefaturas, para realizar mediciones y cálculos analíticos, considerando como dimensiones para su evaluación la potencia instalada, eficiencia, demanda eléctrica y de vapor. Esta investigación obtuvo que la central termoeléctrica tendrá una turbina SGT-A05 KB 7S de capacidad igual a 5,4 MW en la salida, siendo la máxima demanda registrada en la planta igual a 4,22MW, también tendrá en su instalación una bomba que es centrífuga vertical de 30kW, un alternador de 6MW a 60Hz. La eficiencia térmica de dicha instalación es de 93% y el tiempo de retorno de la inversión del sistema propuesto es de 7 años.

Asimismo, Robles y Valentín (2022) en su investigación realizada en la industria pesquera en la provincia del Santa, busco estudiar la ventaja de instalar una planta de cogeneración calificada que puede reducir significativamente el consumo de energía primaria, en este caso para la población y muestra de la empresa Centinela SAC en el distrito de Chimbote. Se basan en observaciones, entrevistas y análisis de literatura para investigar las herramientas y los métodos utilizados. Recibió una demanda de calor igual a 21,45 MW y una demanda de potencia igual a 3,1 MW y una planta calificada de Generación combinada de calor y energía con turbinas de gas siguiendo un ciclo simple Joule Brayton usando gas natural con una capacidad efectiva de 15,7 MW y un radio térmico de 12.645 MMBTU /MWh con un coste total de 47.898 \$/MWh. El sistema tiene un REE de 0,82 y una relación combinada de calor a potencia de 0,65. La reducción de energía primaria es de aprox. 39.814,05 GJ/mes mediante la implementación de una planta calificada de cogeneración que cubre el 100% de la demanda de calor y el 100% de la demanda de electricidad, pudiendo si se aumenta dicha producción, inyectar energía eléctrica de los excedentes a la red.

Así también, Gamarra & Rivera (2018) en su investigación realizada en el sector de la industria textil en la provincia de Lima, tuvo como objetivo determinar la configuración Optima de equipos para un régimen de cogeneración, en este caso con motores alternos de combustión interna a gas, con el propósito de disminuir las tarifas de los energéticos en una industria textil, para ello se tuvo como población y muestra a la empresa ARIS INDUSTRIAL del cercado de Lima. Las técnicas e instrumentos que se utilizaron para su investigación se basaron en la observación, reuniones y análisis de los documentos de producción de los equipos térmicos. Se concluyo que una de las mejores alternativas técnicas y económicas del régimen de cogeneración es con motores alternativos de combustión interna, en este caso se eligió el motor JENBACHER de una capacidad de 2,4 MW con un TIR de 21.52% y un tiempo de recuperación de la inversión de 3.99 años. Con tal alternativa cubre el 85% del consumo eléctrico, generando un ahorro de 1 millón de dólares y un ahorro de energía primaria igual a 28,445 MWh/año.

En estudios realizados a nivel internacional según Aikaterini Papadimitriou et al. (2020), quien manifiesta que el rendimiento real de un sistema de cogeneración difiere del rendimiento diseñado debido a razones técnicas y económicas. Las razones técnicas se refieren a los cambios de carga con respecto a los supuestos de diseño y las razones económicas se refieren a la volatilidad de los precios de la energía, que es un tema crítico para los propietarios de cogeneración, que varía de un país a otro, que conlleva a un alto riesgo y afecta en gran medida la toma de decisiones con respecto a la inversión y la operación de una unidad de cogeneración. El efecto de la variación de los precios de la energía sobre la eficiencia económica y la relación entre el precio de la electricidad y el del gas natural han sido examinados por varios autores, en un esfuerzo por desarrollar un método que pueda indicar las condiciones bajo los cuales invertir y operar una unidad de cogeneración viable económicamente. Alguno de ellos propone como indicador adecuado la diferencia entre el precio de la electricidad y el del combustible, mientras que otros indican su proporción como la adecuada.

En investigaciones realizadas a nivel internacional, se encontró a Amezcua Allieri Myriam A. et al. (2019), que sostiene el uso de alternativas de energía económicamente

favorable para la generación no es un problema nuevo, por la necesidad de transitar a una nueva tecnología. El Mercado spot de baja emisiones de carbono está creciendo y reemplazando paulatinamente el uso de combustibles fósiles por otras energías más limpias, como la bioenergía. La producción de caña de azúcar y derivados es un ejemplo de una industria intensiva que ha reemplazado parcialmente el uso de combustibles fósiles, con el fin de disminuir la operatividad, costos y mejorar el rendimiento debido a las capacidades de cogeneración. Sin embargo, existen pocos análisis tecnoeconómicos derivados del reemplazo de combustibles fósiles por biomasa de energía de cogeneración, junto con los impactos ambientales.

Según Eugenia Giannini (2022), manifiesta que aplicó un método sistemático para evaluar el rendimiento operativo económico de los sistemas de generación combinados de calor y electricidad (CHP) o de refrigeración combinados (CCHP) existentes. Se seleccionaron dos indicadores clave de desempeño para evaluar tanto el desempeño técnico como el económico, con base en registro de datos: factor de capacidad y recuperación de capital. Se presentó el estudio de caso de ocho proyectos en Atenas para revelar la situación actual de CHP en Grecia e identificar las razones que dificultan su penetración. Del análisis se llegó a conclusiones interesantes. Solo dos de los ocho proyectos lograron alcanzar el punto de equilibrio en menos de cuatro años desde el inicio de su operación, mientras que en muchos casos se observaron fenómenos de sobredimensionamiento, lo que llevó a factores de capacidad extremadamente bajos. Los resultados se refirieron a tres hoteles, dos edificios de oficinas, un centro comercial, un hotel y una escuela. Todos los casos utilizaron motores de combustión interna y algunos de ellos incluyeron adicionalmente enfriadores de absorción.

Según A. DOMNIKOV et al. (2021), manifiesta la importancia de la confiabilidad de los sistemas de cogeneración, ya que estos sistemas tienen una gran importancia a nivel rural y regional en los Urales de Rusia, de la misma manera es esencial para el desarrollo exitoso de su economía nacional. Los aspectos de confiabilidad no solo son técnicos, si no también económicos, de esta manera es bueno mantener una preparación constante de los sistemas de energía para hacer frente a las amenazas

operativas que surgen en periodos de crisis económicas y políticas, así como en catástrofes y desastres. Los sistemas distribuidos pueden complementarse entre sí, formando un sistema bastante flexible de cogeneración de energía en el territorio, que es la clave en su sector energético regional. Este sistema de cogeneración de energía es capaz de proporcionar de manera confiable a los consumidores energía eléctrica y térmica, y competir con éxito con las diversas formas de energía que realizan las separaciones de energía, debido a las ventajas competitivas de la implementación de la cogeneración.

Según Vikram Seebaluck & Mateo Leach (2018), manifiesta que una de las oportunidades económicamente más rentables para la agroindustria es la participación en el sector energético, y la explotación de la caña de azúcar se transforma en azúcar para proporcionar calor y electricidad (es decir, utilizando un sistema de cogeneración). Actualmente, la producción mundial de azúcar se estima en 565 millones de toneladas de bagazo al año utilizado para satisfacer las necesidades energéticas de la planta productora de azúcar, pero en la mayoría de los casos un excedente de recursos se utiliza para producir energía adicional para vender a la red. Estos elementos aumentan la participación de las energías renovables en la estructura nacional de producción de electricidad, para de esta manera promover el acceso a la energía y la seguridad, mientras se apoya la energía en esfuerzos para mitigar el cambio climático y los objetivos de desarrollo sostenible.

Por lo tanto, la energía es el principal factor impulsor del desarrollo de proyectos energéticos, como la Cogeneración a partir del bagazo de la caña de azúcar que proporciona calor y electricidad.

Con respecto a las dimensiones de las variables estudiadas del trabajo de investigación, se realizó una revisión tanto para la Oferta de calor y electricidad que producen las centrales de cogeneración, para Stefania Guarino et al. (2020) la investigación actual mayormente se centra en el cambio climático, esto principalmente por los efectos de la contaminación de los componentes nocivos a la atmosfera. La variación de la temperatura en el medio ambiente origina las concentraciones de gases

de invernadero que sigue creciendo, Entonces se requiere el menor consumo de combustibles fósiles, para de esta manera mitigar los efectos del clima. Las principales actividades en las industrias que generan emisiones de CO₂ son: la producción de energía por transformación y combustión de combustibles fósiles, el transporte y la calefacción y refrigeración de edificios.

Asimismo, la otra dimensión de la presente es la Demanda de energía Térmica y eléctrica que consumen las industrias, se realizó la revisión encontrándose, según Pavel Ruseljuk et al. (2021) manifiesta que las redes en Europa de calefacciones urbanas, las unidades de cogeneración abastecen las tres cuartas partes del suministro de calor total. Desde comienzos del 2013, el mercado eléctrico de la ciudad de Estonia ha estado abierto a todos los consumidores de electricidad en un mercado de libre competencia. La energía eléctrica que se genera conjuntamente con el calor se puede vender al sistema eléctrico. Todo esto debido al aumento continuo de la electricidad, es importante para la rentabilidad de las unidades de cogeneración, la producción de electricidad cuando el precio es alto. La demanda de energía térmica nunca estará completamente sincronizada con la demanda de electricidad. El objetivo de despacho económico para las unidades de cogeneración es minimizar los costos de operación y maximizar las ganancias. La optimización de la distribución de la carga eléctrica y térmica, donde el objetivo fundamental es la máxima eficiencia de la unidad de cogeneración para una carga fijada, se puede asumir el hecho de que la energía eléctrica es limitada por la carga térmica. El principal problema de las plantas de cogeneración es que su operación depende en gran medida de la carga de calor, lo que reduce la eficiencia durante los periodos de carga de calor insuficiente.

El problema de despacho económico tanto de calor y energía se formulará como un problema de optimización. Un problema de despacho económico debe incluir los límites mínimos y máximos para la generación de energía y calor de las unidades de cogeneración, lo que hará que la búsqueda del despacho óptimo sea un problema de desafío.

Se realizó una revisión sobre las investigaciones relacionadas a las variables de estudio de la presente tesis, entre algunos aportes se encontró Bastidas et al. (2022),

quienes indicaron que el sistema de cogeneración, se propuso históricamente para la asignación de energía eléctrica y energía térmica simultáneamente. Este método es un enfoque consecuente que tiende a representar los efectos reales de generar múltiples productos a partir de una vía.

Las empresas que invirtieron en su generación de energía, con la puesta en funcionamiento del sistema de cogeneración, en su uso tienen un resultado eficiente de electricidad y calor, generando ahorros energéticos y económicos para la empresa. (Xie et al., 2022).

Cogeneración: Se define como la producción de energía eléctrica con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas; Cuando no se utiliza energía térmica en los procesos, se utiliza para producir energía eléctrica directa o indirectamente o cuando se produce combustible en sus operaciones para generar energía eléctrica directa o indirecta. Los sistemas de cogeneración de energía eléctrica ofrecen una rentabilidad muy superior a los sistemas convencionales, mediante el aprovechamiento del calor residual no utilizado y reduciendo las pérdidas de energía innecesarias, permitiendo lograr un importante ahorro a mediano y largo plazo (Conuee,2012).

Normativa legal de cogeneración en el Perú: El presente reglamento tiene por objeto definir los criterios que deben tenerse en cuenta en la producción de cogeneración, así como determinar los requisitos y condiciones para la participación de las centrales térmicas en el mercado eléctrico.

El alcance de este reglamento se aplica a las centrales térmicas de cogeneración calificadas que operan en conexión con los sistemas de distribución o transmisión de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y sus disposiciones, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; Las normas de cogeneración aprobadas por decreto son las siguientes:

- DECRETO SUPREMO N° 064 - 2005 – EM
- DECRETO SUPREMO N° 037 - 2006 – EM
- DECRETO SUPREMO N° 082 - 2007 – EM
- DECRETO SUPREMO N° 052 - 2009 – EM

Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE): Este indicador representa la razón entre la producción eléctrica de las instalaciones y el combustible utilizado, que se puede atribuir a la energía eléctrica producida. El combustible atribuible a la electricidad producida se calcula restando el total de combustible usado necesario para la producción de vapor producido en una caldera convencional. Para ser reconocida como planta de cogeneración se debe reconocer un valor mínimo de REE, dependiendo del tipo de combustible usado y de la tecnología de los equipos.

Tabla 1. Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)

Tecnología / Combustible	REE
Turbina de vapor a contrapresión	0.70
Turbina de vapor de extracción	0.58
Turbina de gas de ciclo simple	0.55
Turbina de gas de ciclo combinado	0.55
Motores de combustión interna	0.55
Biomasa	0.30

Fuente: Decreto Supremo N° 082-2007

Para plantas de cogeneración con una capacidad instalada menor o igual a 3MW, el REE mínimo requerido se reducirá en un diez por ciento (10%) de la tabla anterior.

REE se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}} \dots\dots\dots (1)$$

Dónde:

E: Energía eléctrica generada medida en bornes del generador, expresada en MWh.

Q: Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MWh y con base a su poder calorífico inferior.

V: Calor Útil, expresado en MWh.

Fuente: Decreto Supremo N° 082-2007

Evidentemente, cuanto más alto es el valor de este índice, más eficiente ha sido la utilización del combustible para la generación de energía eléctrica.

Relación Energía Eléctrica / Calor Útil (C)

$$C = E / V \dots \dots (2)$$

Permite comparar en una misma unidad de energía equivalente la potencia eléctrica y térmica. Asimismo, permite tener una idea de la intensidad y del mayor porcentaje de energía requerida, ya sea térmica o eléctrica para aplicar la tecnología adecuada.

Tabla 2. Valores mínimos de Relación entre Energía Eléctrica / Calor Útil (C)

Tecnología / Combustible	C = E/V
Turbina de vapor a contrapresión	0.15
Turbina de vapor de extracción	0.30
Turbina de gas de ciclo simple	0.40
Turbina de gas de ciclo combinado	0.50
Motores de combustión interna	0.60
Biomasa	-

Fuente: Decreto Supremo N° 082-2007

Beneficios de la Cogeneración

a) Tecnología

Energía Eléctrica: Las centrales térmicas son otra alternativa muy fiable a la electricidad aislada. Contribuye a la estabilidad de la tensión en la red (porque mejora el equilibrio al reducir el flujo de corriente desde las estaciones de distribución a los consumidores), reduciendo así las pérdidas de energía en la red. Las tecnologías de control existentes garantizan la calidad óptima de la electricidad generada en términos de tensión y frecuencia, que en muchos casos supera la calidad de la propia red y está inevitablemente sujeta a armónicos y desequilibrios de carga provocados por industrias adyacentes.

Energía Térmica: Esto generalmente se refiere a la modernización del parque de calderas de una planta, que reemplaza el equipo más antiguo y pone a disposición el equipo más moderno y eficiente en caso de una emergencia o como una adición

al equipo existente de la planta. Los equipos de calefacción de las centrales térmicas son muy eficientes. En muchos casos, son dispositivos no combustibles que prácticamente no requieren mantenimiento y son muy asequibles.

Operación y Mantenimiento: Cubre mantenimiento altamente especializado para varias áreas de equipos principales: turbinas de gas, turbinas de vapor y motores alternativos. Dicho mantenimiento debe subcontratarse (a menudo al mismo fabricante del equipo), lo cual es costoso. El resto de equipos (calderas, material eléctrico, etc.) no requieren un mantenimiento especial y los costes de explotación son reducidos. Estas fábricas están completamente automatizadas y requieren muy poca atención. Los fabricantes de calderas pueden encargarse de esto. Lo mejor es tener un técnico que entienda la instalación, que sea responsable de la instalación, que supervise la instalación y que tenga acceso al fabricante del equipo y a los responsables del mantenimiento para tomar cualquier acción correctiva.

Combustibles Empleados: El gas natural en el grupo de combustibles es el más práctico, el menos contaminante y el que permite los sistemas de producción más modernos y eficientes. También asegura su operatividad porque es un combustible muy limpio.

Seguridad: Las plantas de cogeneración cuentan con modernos sistemas de seguridad y control que previenen accidentes graves. En todos los casos, es recomendable contratar un seguro de accidentes e infracción para demandar estas situaciones.

Vida del Proyecto: Una central térmica debidamente mantenida y operada puede funcionar durante 20 a 30 años.

b) Economía

Costos Energéticos: En general, la energía producida en una planta de cogeneración siempre será más económica que la energía obtenida de la red. De hecho, su consumo específico siempre será inferior al de las centrales eléctricas tradicionales que no pueden utilizar su propio calor residual, es decir, los residuos de las centrales térmicas. La cantidad de electricidad ahorrada depende más o menos de la política de subsidios al precio de la electricidad, que el estado puede implementar en casos individuales.

c) Administración de la Energía

Control Operativo: El equipo de servicio de soporte significa un control detallado del consumo de energía eléctrica y térmica en los procesos industriales.

Esto siempre es positivo porque nos permite reconocer ineficiencias en el mismo proceso industrial que de otro modo podrían pasar desapercibidas.

d) Ecología

Impacto Ambiental: La cogeneración reduce las emisiones contaminantes principalmente porque se usa menos combustible para producir la misma cantidad de energía útil, y los sistemas de cogeneración usan tecnología más avanzada y combustibles más limpios como el gas natural.

III. METODOLOGÍA

3.1 Tipo y diseño de investigación

3.1.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación de nuestro estudio es aplicada, Según (José, 2014), afirma que la finalidad de la investigación aplicada es aplicar directamente el conocimiento a los problemas de la sociedad o del sector productivo. Es esencialmente un descubrimiento tecnológico basado en la investigación fundamental que involucra el proceso de combinar teoría y producto. La investigación es aplicada porque mediante la implementación del sistema de cogeneración a la industria azucarera se busca resolver el problema de disminuir sus costos energéticos y a la vez cubrir la totalidad de su demanda de energía eléctrica y no depender de la red del servicio público de electricidad.

3.1.2 Diseño de Investigación

El diseño del estudio mencionado es no experimental debido a que no se manipulan las variables de estudio, se estudian y describen tal como ocurren en el medio natural, para ello se determinan los niveles, grados o relaciones comparativas entre las variables mencionadas como se muestra más adelante (Hernández, Fernández y Baptista, Metodología de la Investigación, 2014) las ve como métodos establecidos entre variables que no requieren una lógica definitiva ni intento de conexiones aleatorias. (p. 152)



Figura 1. Esquema del estudio de investigación

Dónde:

O₁: Reducción de costos energéticos.

X: Propuesta del sistema de cogeneración.

3.2 Variables y operacionalización

Variable 1: Sistema de Cogeneración

Según Lozano (1998), Una planta de cogeneración debe producir trabajo (energía mecánica y/o energía eléctrica) y energía térmica útil (energía térmica y/o energía fría) utilizando equipos de energía térmica convencionales (caldera, motor, turbina, intercambiador de calor, etc.), pero integrados mutuamente para el aprovechamiento de la energía primaria consumida, tradicionalmente un combustible que se produce de forma independiente en la misma cantidad de trabajo y energía térmica útil, funcionalmente es capaz de realizar un mayor uso de la energía primaria consumida.

Variable 2: Costos Energéticos

Los costos energéticos nos ayudan a mejorar la competitividad de las empresas. Junto a una gestión eficiente, reducir los costos, entre ellos los energéticos, de manera “seria y cuidadosamente planificada” es fundamental para lograr beneficios en las compañías (<https://www.remica.es/costes-energeticos/>, 2016).

Para el presente estudio se consideró como variable independiente al Sistema de Cogeneración, asimismo, como variable dependiente se considera a los Costos Energéticos. A su vez son de enfoque cuantitativo ya que según (Hernández, Fernández & Baptista, Metodología de la investigación, 2014) menciona que se utiliza la recolección de datos, con el fin de probar hipótesis comprobando la teoría con datos numéricos. La matriz donde se presenta la operacionalización de las variables de estudio se presenta en el Anexo 1.

3.3 Población, muestra, muestreo, unidad de análisis

3.3.1 Población:

Se llama población a un conjunto de hechos específicos de estudio, que será objeto de evaluación para nuestra investigación, este estudio nos servirá para la elección de nuestra muestra respectiva (Arias, Villasis & Miranda, 2016). Por ello, en esta investigación la población está formada por la cantidad total de 10 plantas industriales

azucareras, las cuales se mencionan a continuación:

Tabla 3. Población de plantas industriales azucareras

ÍTEM	Plantas Industriales azucareras
01	AGROLMOS S.A.
02	AGROINDUSTRIAL POMALCA S.A.
03	CARTAVIO S.A.
04	CASA GRANDE S.A.
05	AGROINDUSTRIAL LAREDO S.A.
06	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.
07	AZUCARERA ANDAHUASI S.A.
08	AZUCARERA CHUCARAPI PAMPA BLANCA S.A.
09	AZUCARERA DEL NORTE S.A.C.
10	AZUCARERA AGROAURORA S.A.C.

Fuente: Elaboración propia.

- **Criterio de Inclusión:**

Se consideró a la mayor parte de las plantas industriales azucareras del país que venden energía eléctrica a la red.

- **Criterio de exclusión:**

Se considero a todas las plantas industriales azucareras que se encuentran en estos momentos en el proceso de producción de sus insumos.

3.3.2 Muestra:

Está formado por un grupo que pertenecen a una fracción de la población en estudio que tiene como finalidad investigar los atributos de la misma (Otzen & Manterola,2017) indica que una muestra se definirá como un subconjunto de una

población o universo en estudio:

Finalmente, nuestra muestra estará conformada por una planta industrial azucarera en Sayán, dicha empresa azucarera se encuentra en proceso de estudio para la implementación de su Sistema de cogeneración.

3.3.3 Muestreo:

Como parte importante de toda investigación, se basa en la selección de componentes individuales de la muestra total en base a aplicaciones, reglamentos y normas. (López, 2017).

La encuesta tiene un método de muestreo por conveniencia (no probabilístico)

3.3.4 Unidad de análisis:

Para Khotari & Gaurav (2019), se define a una unidad de análisis como objeto de adquisición de información para el estudio, en nuestra investigación, la unidad de análisis estuvo representada por una planta industrial azucarera en Sayán.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Tabla 4. Técnicas e instrumentos

Técnica	Instrumentación	Validación
Análisis documental	Ficha de registro	<i>por Expertos</i>

Fuente: Elaboración propia.

Análisis Documental

Es la técnica en la cual obtenemos datos provenientes de información recaudada cómo, informes, cuadro de Excel entre otros.

Ficha de registro

Es el instrumento en la cual hacemos la transferencia de datos del análisis documental proveniente de cuadro de Excel a nuestra ficha de registro elaborada por los autores en formato Excel u otro tipo de formato.

Validez

La validez de los instrumentos empleados en la presente estará a cargo de expertos relacionados con el tema desarrollado, quienes se encargar on de revisar, evaluar y aprobar.

Tabla 5. Listado de expertos

ÍTEM	Experto	Especialidad
01	Dr. José Ramos Saravia	Ingeniería Térmica Avanzada y Optimización Energética
02	Mg. Roberto Chucuya Huallpachoque	Maquinas Térmicas
03	Dr. Robert Guevara Chinchayan	Tarifas eléctricas

Fuente: Elaboración propia.

3.5. Procedimientos

El estudio se inició con el permiso de la empresa azucarera Andahuasi, que se encuentra en el distrito de Sayán, y luego de su aprobación por parte del Jefe del Área para realizar el estudio, se recabaron los datos necesarios para la investigación, que se requería. El segundo paso corresponde al desarrollo del trabajo de investigación, de acuerdo a las dimensiones de la población y las herramientas de muestreo, la información recolectada será analizada posteriormente y luego de la evaluación de la discusión de resultados con los antecedentes, se llegará a las conclusiones de la investigación.

El cálculo de la reducción de costos energético se obtuvo en dólares, mediante la diferencia del “costo anual total de energía” y el “costo por operación y mantenimiento”, Ver Anexo 12

3.6. Método de análisis de datos

Los datos almacenados se organizaron utilizando una hoja de cálculo de Microsoft Excel para obtener estadísticas descriptivas para organizar y mostrar datos e información para el análisis previo y posterior a la prueba. La estadística descriptiva estará relacionada con el desarrollo de indicadores variables y dimensionales.

3.7. Aspectos éticos

Este estudio se basa en normas y buenas prácticas de conducta aceptable utilizando normas de citación técnica ISO, teniendo en cuenta autoría y año de estudio, teniendo en cuenta la realidad del problema, contexto y marco teórico. También se sigue la normativa vigente de la Universidad César Vallejo y, por último, se tratan con confidencialidad los datos y procedimientos relacionados con el cobro de la industria azucarera.

IV. RESULTADOS

Se han obtenido las fichas de registro como instrumentos para la recolección de datos, para la obtención de los resultados, tanto de los objetivos específicos, así como del objetivo general, encontrándose los resultados siguientes:

Objetivo específico 1: Evaluar el sistema energético actual de la industria azucarera en Sayán.

Tabla 6. Cálculo de la Potencia eléctrica en molienda sin cogeneración

Consumo potencia de energía eléctrica	
Indicador	Respuesta
RED	0.6 MW
MCI	1.3 MW
Turbina	0.0 MW
Total	1.9 MW

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. Sistema energético actual de la industria azucarera

Cantidad de producción de energía-2020	
Indicador	Respuesta
Potencia calorífica útil (70000 lb/h)	25.80 MW
Potencia eléctrica de molienda	1.9 MW
Potencia eléctrica en parada	0.3 MW
Ahorro energético anual de energía eléctrica en kWh	\$/ 0

Fuente: Elaboración propia

Interpretación

De la tabla 6 y 7 se muestra que la potencia calorífica útil calculada es de 25.80 MW, y se tiene 3 grupos electrógenos 2 de 0.4MW C/U y otro de 0.5MW, sumando una

potencia por MCI igual a 1.3 MW, de RED igual a 0.6MW y por turbina de vapor igual a 0.0 MW, haciendo en total una potencia eléctrica de molienda de 1.9MW. En parada se tiene potencia eléctrica de 0.3MW.

Objetivo específico 2: Determinar la tecnología y el tamaño de los equipos del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán.

Tabla 8. Tecnología y tamaño de los equipos del sistema de cogeneración de la industria azucarera.

Tecnología y tamaño de los equipos	
Indicador	Respuesta
Turbina de vapor de contrapresión-NG -DME-450-D	4MW
Reductor -NG -GID-500	7015 rpm/1800rpm
Generador Sincrónico marca TOSHIBA	5MVA Potencia aparente 4MW Potencia útil 0.8 factor de potencia 1800 rpm

Fuente: Elaboración propia

Interpretación

Según lo visto en la tabla 8, tenemos una turbina seleccionada de valor comercial igual a 4MW, siendo mayor a la calculada 3.96MW de potencia térmica requerida, el cual cubre la potencia eléctrica requerida igual a 2.51MW (proyectada a 35 años de vida útil). Así mismo se seleccionó un generador de 5MVA el cual es el valor comercial más próximo a la potencia aparente calculada de 3.29MVA. Teniendo seleccionado el generador se solicitó un reductor con una salida en su corona igual a 1800rpm el cual se acopla al generador. Las marcas seleccionadas es en NG y TOSHIBA los cuales fueron montados en la implementación del sistema de cogeneración de la industria azucarera. Ver Anexo15

Objetivo específico 3: Determinar la potencia efectiva en bornes del generador del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán.

Tabla 9. Potencia efectiva en bornes del generador de la industria azucarera.

Potencia Efectiva en bornes del generador

Indicador	Respuesta
Eficiencia del generador	97%
Potencia eléctrica en bornes del generador	2.63MW
Energía eléctrica generada en bornes de alternador "E"	17718.66MWh
Factor de potencia del generador	0.80

Fuente: Elaboración propia

Interpretación

En la Tabla 9 se muestra la potencia eléctrica en bornes del generador es 2.63MW, con una eficiencia de 97% y factor de potencia de 0.80, proyectada a 35 años de vida útil del turbo generador (2055). Ver Anexo 15 y 11

Objetivo específico 4: Evaluar la reducción de costos energéticos con un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán.

Tabla 10. Calculo de la Potencia eléctrica en molienda con cogeneración

Consumo potencia de energía eléctrica

Indicador	Respuesta
RED	0.0 MW
MCI	0.0 MW
Turbina	1.93 MW
Total	1.93 MW

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Reducción de costos energéticos con un sistema de cogeneración.

Cantidad de producción de energía-2022

Indicador	Respuesta
Potencia calorífica útil (80000 lb/h)	29.49 MW
Calor útil "V"	198172.80 MWh
Energía suministrada por el combustible "Q"	314560.00 MWh
Potencia eléctrica de molienda	1.93 MW
Potencia eléctrica en parada	0.3 MW
Ahorro energético anual de energía eléctrica en kWh	\$/ 1,806,903.2

Fuente: Elaboración propia

Interpretación

Según la tabla 10 y 11, se observa que la potencia térmica útil (calorífica) de la planta aumenta en 3.69MW para el año 2022, al igual que el flujo másico de vapor aumenta de 8.75 a 10 kg/s, con sistema de cogeneración en comparación del año 2020 que fue sin cogeneración. Asimismo, se tiene la potencia calorífica útil calculada de 29.49 MW (10 kg/s & 80 000 lb/h), y una potencia por MCI igual a 0.0 MW, de RED igual a 0.0 MW y por turbina de vapor igual a 1.93 MW, haciendo un total de potencia eléctrica de molienda de 1.93MW. En parada se tiene potencia eléctrica de 0.3MW. Teniendo para el año 2022 un ahorro anual de energía eléctrica igual a \$ / 1,806,903.2. Ver Anexo 12.

Objetivo general: Evaluar la factibilidad económica de la implementación de un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán.

Tabla 12. Factibilidad técnica y económica de la industria azucarera.

Cálculos de VAN y TIR

Indicador	Respuesta
Tasa de Interés para proyectos eléctricos	12%
VAN	S/ 10,995,123.65
TIR	19%
Pay Back (años)	4.68

Fuente: Elaboración propia

Interpretación

Según el cuadro el TIR es 19%, mayor a la tasa de interés para proyectos eléctricos y también el VAN tiene un valor que justifica la inversión, en consecuencia, se hizo factible el proyecto de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de 4MW para una industria azucarera. Asimismo, el plazo favorable de retorno de inversión igual a 4.68 años. Ver anexo 13

V. DISCUSIÓN

En la investigación se planteó el objetivo específico¹, “ evaluar el sistema energético actual de la industria azucarera en Sayán”. Según Vikram Seebaluck & Mateo Leach (2018), concluyeron que las oportunidades económicamente más rentables para la agroindustria es la participación en el sector energético, y la explotación de la caña de azúcar se transforma en azúcar para proporcionar calor y electricidad (es decir, utilizando un sistema de cogeneración). En la presente investigación se muestra que la potencia calorífica útil calculada es de 25.80 MW, y se tiene 3 grupos electrógenos 2 de 0.4MW C/U y otro de 0.5MW, sumando una potencia por MCI igual a 1.3 MW, de RED igual a 0.6MW y por turbina de vapor igual a 0.0 MW, haciendo en total una potencia eléctrica de molienda de 1.9MW. En parada se tiene potencia eléctrica de 0.3MW. En investigaciones realizadas a nivel internacional, se encontró con respecto a los resultados de dicha investigación, los beneficios de implementar un sistema de cogeneración citado por Amezcua Allieri Myriam A, et al. (2019), que sostiene el uso de alternativas de energía económicamente favorable para la generación no es un problema nuevo, por la necesidad de transitar a una nueva tecnología. La producción de caña de azúcar y derivados es un ejemplo de una industria intensiva que ha reemplazado parcialmente el uso de combustibles fósiles, con el fin de disminuir la operatividad, costos y mejorar el rendimiento debido a las capacidades de cogeneración. Según A. DOMNIKOV et al. (2021), un sistema de cogeneración de energía es capaz de proporcionar de manera confiable a los consumidores energía eléctrica y térmica, y competir con éxito con las diversas formas de energía que realizan las separaciones de energía, debido a las ventajas competitivas de la implementación de la cogeneración. Por lo tanto, se puede decir que los antecedentes y sus coincidencias con dicha investigación es que al implementar un sistema de cogeneración se tendrá una alternativa de energía económicamente favorable y más limpias con baja emisiones de carbono, de la producción de caña de azúcar y sus derivados y de esta manera disminuir los costos y mejorar la eficiencia de la planta azucarera debido a la capacidad de cogeneración.

El objetivo específico 2, fue “determinar la tecnología y el tamaño de los equipos del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán”. Según Gamarra & Rivera (2018), La selección de la tecnología más apropiada para cada centro consumidor de energía, depende de una serie de factores como por ejemplo la potencia eléctrica que produce el grupo, la relación electricidad/calor, el nivel de temperaturas de la demanda térmica, la disponibilidad de combustibles, las fluctuaciones de la demanda térmica, etc. Según esta investigación tenemos una turbina seleccionada de valor comercial igual a 4MW, siendo mayor a la calculada 3.96MW de potencia térmica requerida, el cual cubre la potencia eléctrica requerida igual a 2.51MW (proyectada a 35 años de vida útil). Así mismo se seleccionó un generador de 5MVA el cual es el valor comercial más próximo a la potencia aparente calculada de 3.29MVA. Teniendo seleccionado el generador se solicitó un reductor con una salida en su corona igual a 1800rpm el cual se acopla al generador. Las marcas seleccionadas es en NG y TOSHIBA los cuales fueron montados en la implementación del sistema de cogeneración de la industria azucarera. En el estudio realizado por Quiñones & Saldaña (2020), en su investigación desarrollada en el sector cervecero en la provincia de Lambayeque, busco diseñar una central termoeléctrica, teniendo base de datos a una empresa cervecera ubicada en el distrito de Motupe. Para el estudio realizo reuniones con los encargados de la planta de producción y sus respectivas jefaturas, para realizar mediciones y cálculos analíticos, considerando como dimensiones para su evaluación la potencia instalada, eficiencia, demanda eléctrica y de vapor. Esta investigación obtuvo que la central termoeléctrica tendrá una turbina SGT-A05 KB 7S de capacidad igual a 5,4 MW en la salida, siendo la máxima demanda registrada en la planta igual a 4,22MW, también tendrá en su instalación una bomba que es centrífuga vertical de 30kW, un alternador de 6MW a 60Hz. Entonces se puede decir que la tecnología y tamaño de los equipos de cogeneración según nuestros resultados fueron instalados de acuerdo a la capacidad que se requería, como también para una futura ampliación, de la misma forma que coincide con el antecedente que detalla Quiñones & Saldaña (2020), donde se realizaron mediciones y cálculos analíticos para considerar las dimensiones para la evaluación de la potencia instalada de los equipos.

El objetivo específico 3, fue “determinar la potencia efectiva en bornes del generador del sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán”. Según Pedro MR Carneiro et al. (2022), Los generadores electromagnéticos se utilizan ampliamente para alimentar dispositivos de pequeña y gran escala. Son adecuados para operar como tecnologías de autoalimentación, lo que permite la ampliación y reducción de escala personalizables, lo que garantiza bajos costos de producción y mantenimiento, e incluso puede integrarse en soluciones híbridas. En la presente investigación se encontró que la potencia eléctrica en bornes del generador es 2.63MW, con una eficiencia de 97% y factor de potencia de 0.85, proyectada a 35 años de vida útil del turbo generador (2055). En el estudio realizado por Quiñones y Saldaña (2020), en su investigación desarrollada en el sector cervecero en la provincia de Lambayeque, se buscó diseñar una central termoeléctrica, teniendo base de datos a una empresa cervecera ubicada en el distrito de Motupe. Esta investigación obtuvo que la central termoeléctrica tendrá una turbina SGT-A05 KB 7S de capacidad igual a 5,4 MW en la salida, siendo la máxima demanda registrada en la planta igual a 4,22MW, también tendrá en su instalación una bomba que es centrífuga vertical de 30kW, un alternador de 6MW a 60Hz. La eficiencia térmica de dicha instalación es de 93% y el tiempo de retorno de la inversión del sistema propuesto es de 7 años. De lo visto en nuestro resultado comparándolo con el antecedente citado se puede apreciar que la planta cervecera tiene una turbina de mayor capacidad de 5,4MW, ya que la capacidad de la planta es de 4,22MW y con respecto a nuestro resultado se tiene un turbogenerador de capacidad de 4MW para una máxima demanda registrada en la planta de 1.93MW, que viene a ser la potencia eléctrica en molienda, con respecto a la eficiencia térmica vemos que en nuestro resultado es mayor a la de la planta cervecera que es de 93% y de nuestro estudio es 97%, esto debido a que la eficiencia térmica en una planta de cogeneración es mayor a la de una central termoeléctrica.

El objetivo específico 4, fue “evaluar la reducción de costos energéticos con un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán”. Según Robles y Valentín (2022) en su investigación realizada en la industria pesquera en la provincia del Santa, busco estudiar la ventaja de instalar Una planta de cogeneración calificada puede reducir

significativamente el consumo de energía primaria, en este caso para la población y muestra de la empresa Centinela SAC en el distrito de Chimbote. En la presente investigación se observa que la potencia térmica útil (calorífica) de la planta aumenta en 3.69MW para el año 2022, al igual que el flujo másico de vapor aumenta de 8.75 ha 10 kg/s, con sistema de cogeneración en comparación del año 2020 que fue sin cogeneración. Asimismo, se tiene la potencia calorífica útil calculada de 29.49 MW (10 kg/s & 80 000 lb/h), y una potencia por MCI igual a 0.0 MW, de RED igual a 0.0 MW y por turbina de vapor igual a 1.93 MW, haciendo un total de potencia eléctrica de molinero de 1.93MW. En parada se tiene potencia eléctrica de 0.3MW. Teniendo para el año 2022 un ahorro anual de energía eléctrica igual a \$ / 1,806,903.2. En el estudio realizado por Vikram Seebaluck & Mateo Leach (2018), manifiesta que una de las oportunidades económicamente más rentables para la agroindustria es la participación en el sector energético, y la explotación de la caña de azúcar se transforma en azúcar para proporcionar calor y electricidad (es decir, utilizando un sistema de cogeneración). Actualmente, la producción mundial de azúcar se estima en 565 millones de toneladas de bagazo al año, utilizado para satisfacer las necesidades energéticas de la planta productora de azúcar, pero en la mayoría de los casos un excedente de recursos se utiliza para producir energía adicional para vender a la red.

De la interpretación de nuestro resultado con el antecedente citado podemos decir que en ambos casos con la implementación de un sistema de cogeneración utilizando como combustible el bagazo de la caña de azúcar, se tiene mayor producción de calor y electricidad que con un sistema simple de vapor que se genera en una caldera y con generadores eléctricos y comprando a la red, por el contrario habiendo una producción mayor de energía eléctrica de la que se requiere se podría vender a la red.

Por último, el objetivo general, fue “evaluar la factibilidad económica de la implementación de un sistema de cogeneración de la industria azucarera en Sayán”. Según Aikaterini Papadimitriou et al. (2020), quien manifiesta que el rendimiento real de un sistema de cogeneración difiere del rendimiento diseñado debido a razones técnicas y económicas. Las razones técnicas se refieren a los cambios de carga con respecto a los supuestos de diseño y las razones económicas se refieren a la

volatilidad de los precios de la energía, que es un tema crítico para los propietarios de cogeneración, que varía de un país a otro, que conlleva a un alto riesgo y afecta en gran medida la toma de decisiones con respecto a la inversión y la operación de una unidad de cogeneración. En la presente investigación se encontró que el TIR es 19%, mayor a la tasa de interés para proyectos eléctricos (12%) y también el VAN tiene un valor que justifica la inversión, en consecuencia, se hizo factible el proyecto de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de 4MW para una industria azucarera. Asimismo, el plazo favorable de amortización es de 4.68 años. En el estudio realizado por Gamarra & Rivera (2018), Concluyo que una de las mejores alternativas técnicas y económicas del régimen de cogeneración es con motores alternativos de combustión interna, en este caso se eligió el motor JENBACHER de una capacidad de 2,4 MW con un TIR de 21.52% y un tiempo de recuperación de la inversión de 3.99 años. Con tal alternativa cubre el 85% del consumo eléctrico, generando un ahorro de 1 millón de dólares y un ahorro de energía primaria igual a 28,445 MWh/año. De la interpretación de nuestro resultado comparándolo con el antecedente citado, podemos decir que el TIR es 19% para nuestro caso de estudio, ósea es menor en 2.52% al del antecedente citado, por lo cual es muy favorable nuestro proyecto para la inversión del mismo, con una recuperación de capital igual a 4.68 años, para el caso de nuestra investigación, del resultado al implementar el sistema de cogeneración para la industria azucarera, se producirá el total del consumo de energía eléctrica, y no se dependerá de la red de distribución, y para contingencias de mantenimiento se tiene generadores eléctricos y MCI, en el caso del antecedente citado, el consumo eléctrico de la planta textil se cubre al 85%, y el 15% restante se consume de la red de distribución.

VI. CONCLUSIONES

1. Se concluye que el sistema energético tenía una potencia calorífica útil de 25.80 MW, con un flujo masico de vapor igual a 8.75 kg/s (70 klb/s flujo de vapor), y así también se tenía una potencia por MCI igual a 1.3 MW, de RED igual a 0.6MW y por turbina de vapor igual a 0.0 MW, haciendo un total en potencia eléctrica de molienda de 1.9MW en el año 2020. En parada una potencia eléctrica de 0.3MW.
2. Se determino la tecnología NG-DME de 4 etapas de contrapresión en turbina de vapor, NG-GID en reductor y TOSHIBA en el generador del tipo síncrono. El tamaño en Turbina vapor instalado es igual a 4MW, reductor de 7015/1800rpm y el generador es igual a 5MVA de 1800 rpm con un FP igual a 0.8.
3. Se concluye que la potencia efectiva en bornes del generador es igual a 2.63MW, el cual fue proyectada a 35 años de vida útil del turbo generador (2055).
4. Se concluye que, en la industria azucarera en Sayán, sin el sistema de cogeneración la reducción de costos energéticos en el año 2020 fue \$ 0.0, pagándose por energía \$ 2,073,593.0, pero con la implementación del sistema de cogeneración la reducción de costos energéticos en el año 2022 fue \$ 1,806,903.2, pagándose solamente \$ 300,000.0 por operación y mantenimiento.
5. Se concluye que la implementación del sistema de cogeneración para disminuir los costos energéticos de la industria azucarera en Sayán es económicamente factible, con un TIR igual a 19%, un VAN positivo y un tiempo de retorno de la inversión igual a 4.68 años.

VII. RECOMENDACIONES

Habiendo analizado los resultados en esta investigación, se plantean las siguientes recomendaciones:

Se recomienda que los molinos N° 2 y 4 del trapiche se cambien de accionamiento por la turbina de vapor a accionarse por motores eléctricos, para aumentar su eficiencia calorífica.

Se recomienda realizar un estudio detallado para la mejora de la tecnología de los equipos de cogeneración, para una futura ampliación de la planta conforme a la demanda de sus productos elaborados de la industria azucarera.

Se recomienda la venta de energía, previo un estudio minucioso de las condiciones que se requieren de acuerdo al reglamento de cogeneración del MINEM, ya que las redes del SEIN, se encuentran a 5 KM del ingeniero azucarero.

Se recomienda, usar parte del excedente de energía eléctrica para el bombeo de agua subterránea de 18 pozos, con bombas de aproximadamente 100HP, siendo necesario unos 28 KM aproximadamente de tendido de redes aérea al MT 4.16 kV.

Se recomienda para mejorar el parámetro de sistema de cogeneración del rendimiento eléctrico efectivo (REE), tener una mayor potencia efectiva en bornes del generador, el cual sea acorde a la energía suministrada por el combustible (bagazo de caña seco $PCI=7650\text{kJ/kg}$).

REFERENCIAS

Ana Cecilia Escudero A. & Sergio Botero B. (2019). State of the art and an Integrated Proposal to assess The Energy Gap in The Implementation of Cogeneration in Industrial Sector. Revista Energética: Instituto de ingeniería y facultad de minas. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=147012854007>

Amezcuza Allieri Myriam A. et al. (2019). Techno-economic analysis and life cycle assessment for energy generation from sugarcane bagasse: Case study for a sugar mill in Mexico. <https://www.sciencedirect.com/>.
<https://doi.org/10.1016/j.fbp.2019.09.014>

Aikaterini Papadimitriou et al. (2020). Economic Assessment of Cogeneration Systems in Operation. <http://www.mdpi.com/journal/energies>. Energies 2020, 13, 2206; [doi:10.3390/en13092206](https://doi.org/10.3390/en13092206)

A. DOMNIKOV et al. (2021). METHODOLOGICAL APPROACH TO THE RESEARCH OF ENERGY COGENERATION SYSTEMS OPERATIONAL RELIABILITY INDICATORS. A. Domnikov, et al., Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 6, No. 3 (2021) 263–276. <https://www.witpress.com/Secure/ejournals/papers/EQ060304f.pdf>

Abreu Elizundia, Hanserth González Cortés, Meilyn Rico Ramírez, Odlanier Morales Zamora, Marlén Espinosa Pedraja, Rubén (2016). Evaluation of energy cogeneration from sugar cane bagasse. Artículo-Scielo.
http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2223-48612016000100010&lng=en&tlng=en

Castillo, C., & Esnyder, W. (2019). Determinación técnico económica de la conversión energética a ciclo Brayton con recuperación de calor, de la Empresa Ribaudó SAA, para reducir costos de energía eléctrica.

Chunga Purisaca, E. W., & Cam Zavaleta, F. F. (2018). Influencia del incremento de la potencia efectiva en cogeneración de energía de la empresa Cartavio SAA-Perú.

Cam Zavaleta Freddy Fernando (2017). Influence of the increase of the effective power in cogeneration of energy of the company Cartavio S.A.A – Peru. INGNosis Revista de Investigación Científica. <https://doi.org/10.18050/ingnosis.v3i1.2024>
<http://revistas.ucv.edu.pe/index.php/INGnosis/article/view/2024>

De Oliveira, R.C., Silva, R.D.S., Tostes, M.E.L. (2016). A methodology for analysis of cogeneration projects using oil palm biomass wastes as an energy source in the Amazon. Revista DYNA. <http://dx.doi.org/10.15446/dyna.v82n190.43298>

Domnikov, Alexey (2020). Competitive development of energy cogeneration systems in conditions of economic imbalances. International journal of energy production and management. <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsbl&AN=R N625153310&lang=es&site=eds-live>

Eugenia Giannini (2022). Cogeneration Economics. Energies 2022, 15, 5302. <https://doi.org/10.3390/en15145302>. <https://www.mdpi.com/journal/energies>

FALOON, KELLY (2020). Cogeneration Helps Meet Sustainability Goals. Revista HPAC ENGINEERING. <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=egs&AN=145926419&lang=es&site=eds-live>

Fernández-Fernández M, Renedo-Estébanez C, Ortiz-Fernández A, Pérez-Remesal S, Fernández-Diego L, Mañana-Canteli M. (2017). Cogeneration based on energy recovery from exhaust gases. revistadyna.com. DOI: [10.6036/3866](https://doi.org/10.6036/3866)

Failde López, Amilkar; de J. Obregón Luna, Joaquín; León, Rolando A. Hernández (2016). Conservación de jugos de caña energética: solución a la cogeneración eléctrica con el bagazo originado en periodos inactivos de cualquier central azucarero.

Artículo. <https://eds.p.ebscohost.com/eds/pdfviewer/pdfviewer?vid=5&sid=442baad0-2834-4fe4-b2be-26d130ab540e%40redis>

Gamarra & Rivera (2018). Reducción de Costos Energéticos de una Industria Textil Mediante un sistema de Cogeneración. Tesis de maestría, Universidad Nacional de Ingeniería. <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/13789>

Godos Vera, R. A. (2018). Ahorro de energía en la empresa corporación Lindley-planta callao a través del diseño de una central de cogeneración con gas natural.

González-Cortés, Meilyn; Abreu-Elizundia, Hanserth; Rico-Ramírez, Odlanier; Zamora Morales, Marlen; Espinosa-Pedraja, Rubén (2017). Energetic, exergetic and economic analysis of a cogeneration system: sugarcane plant of Sao Paulo case. Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología. <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.03>
<https://www.redalyc.org/journal/5055/505554803003/>

Goswami, Rohtash Das, Ranjan (2020). Energy cogeneration study of red mulberry (Morus rubra)-based biomass. Energy sources. Part A. Recovery.
http://explore.bl.uk/primo_library/libweb/action/display.do?tabs=detailsTab&gathStatTab=true&ct=display&fn=search&doc=ETOCvdc_100097376156.0x000001&indx=1&reclids=ETOCvdc_100097376156.0x000001

Hernández Touset, J. P. et al. (2015). Evaluación energética en la papelera Pulpa Cuba. *Centro Azúcar*, 42(4).

Hernán Darío Patiño Duque y Brayan Darío Rosero Cora (2016). Exergy analysis of cogeneration plant operating under combined cycle. Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo. <https://doi.org/10.19053/1900771X.v17.n1.2017.5228>.
https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria_sogamoso/article/view/5228/4975

Hanserth Abreu Elizundia, Meilyn González Cortés, Odlanier Rico Ramírez, Marlén Morales Zamora, Rubén Espinosa Pedraja (2016). Evaluación de Esquemas de Cogeneración de Energía a Partir de Bagazo de Caña de Azúcar. Revista Centro Azúcar. <https://doaj.org/article/1ccb672e7284493b8f278341f2374f48>

Lizárraga, I. R. M. (2020). Cogeneración de Energía. México: Universidad tecnológica de Altamira.

Ministerio de Energía y Minas. (s/f). Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético Industria Papelera. Dirección General de Eficiencia Energética.

Meilyn González-Cortés, Hanserth Abreu-Elizundia, Odlanier Rico-Ramírez, Marlen Zamora-Morales, Rubén Espinosa-Pedraja (2016). Análisis energético y exergético de esquemas de cogeneración para la industria azucarera. Revista ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223148420001>

Michal Golebiewski & Marta Galant (2021). Economic Model and Risk Analysis of Energy Investments Based on Cogeneration Systems and Renewable Energy Sources. Instituto de Ingeniería Térmica, Universidad Tecnológica de Poznan, 60-965 Poznan, Polonia. <https://doi.org/10.3390/en14227538>

Núñez Viveros, Carlos Andrés, Gallego Hidalgo, Gabriel José, Buenaventura Vera, Guillermo (2017). Methodological design of the evaluation of energy projects under uncertainty in prices: case cogeneration of energy in a company in Cali. Estudios Gerenciales. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=21228397007>

Oliver Pujol, R. (1º enero 2019). La eficiencia energética en la industria papelera. <https://www.tecnicaindustrial.es/la-eficiencia-energetica-en-la-industria-pape/>

Oswaldo Romero Romero, Héctor Pérez de Alejo and Rolando Alfredo Hernández

(2020). Estudio energético para el desarrollo de una planta de cogeneración en la industria azucarera. Artículo: Editorial Universitaria de la República de Cuba. http://centroazucar.uclv.edu.cu/index.php/centro_azucar/article/view/617

Patiño Duque, H.D. & Rosero Coral, B. D. (2017). Análisis exergético de una planta de cogeneración operando bajo ciclo Combinado. Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo, 17(1), 49-58. DOI: <https://doi.org/10.19053/1900771X.v17.n1.2017.5228>. <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/1784>

Palomino Gonzales Raul, Silva A. Nebra (2016). The potential of natural gas use including cogeneration in large-sized industry and commercial sector in Peru. ELSEVIER. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.054>
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030142151200359X>

Quiñones y Saldaña (2020). Diseño de una central termoeléctrica de cogeneración de 5 MW para la planta Backus – Motupe. Tesis Universidad Señor de Sipán. <https://hdl.handle.net/20.500.12802/6854>

Rojas Díaz, L. R. (2021). Relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en empresa Cantarana SA.

RIMAR, MIROSLAV FEDAK, MARCEL KULIKOV, ANDRII ABRAHAM, MILAN(2021). Evaluation of Combined Production of Heat and Electricity on the Cogeneration Unit. Matec Web of Conferences. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201816806003>

Saravia, J. C. R. (2019). Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial (Doctoral dissertation, Universidad de Zaragoza).

Sustitución Reglamento de Cogeneración D.S. N° 037-2006-EM (07-07-2006). <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/legislacion/002subsectorel>

[electricidad/ds037-2006-em.pdf](#)

Seco de Herrera Ordóñez, José Luis (2018). Aprovechamiento energético de biomasa mediante cogeneración basada en la tecnología ORC. *Energía & Minas: Revista Profesional, Técnica y Cultural de los Ingenieros Técnicos de Minas*. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/oaiart?codigo=7401211>

Saldarriaga-Loaiza, J.D., Villada, F., Pérez, J.F. (2019). Analysis of levelized costs of electricity of cogeneration plants using forest biomass at the antioquia department, Colombia. *Revista de Información Tecnológica*. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642019000100063>

Vásquez Cenas, Á. O. (2018). Repotenciación de la central de cogeneración de la Empresa Agroindustrial San Jacinto para su calificación según el DS N° 037-2006-EM y poder inyectar sus excedentes de energía eléctrica al SEIN.

Vera-Romero Iván (2018). Generation of electric power and air conditioning by cogeneration: a proposal for energy saving. *Revista Facultad de Ingeniería*. <https://doi.org/10.19053/01211129.v28.n49.2018.8546>
<https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/8546>

Vikram Seebaluck & Mateo Leach (2018). Future energy transitions for bagasse cogeneration: Lessons from multi-level and policy innovations in Mauritius. <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-research-and-social-science>.
<https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.051>

Zúñiga-Puebla, Hugo F., Vallejo-Coral, E.C., Vega Galaz, José Ramón (2018). Thermodynamic Analysis of one and two Stages Absorption Chiller Powered by a Cogeneration Plant. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*. <https://doi.org/10.17163/ings.n21.2019.04>
<https://www.redalyc.org/journal/5055/505557450003/>

ANEXOS

Anexo 1. Operacionalización de Variables

Tabla 10 Matriz de Operacionalización de Variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de Medición	Técnicas	Instrumentos de recolección de datos	Título del Instrumento RD
Variable Independiente: Sistema de Cogeneración	Según Lozano (1998), un sistema de cogeneración es la producción simultánea de trabajo (energía mecánica y/o eléctrica) y energía térmica útil (calor y/o frío) mediante equipos convencionales en la Ingeniería Térmica (calderas, motores, turbinas, intercambiadores, etc.) pero integrados funcionalmente para conseguir un mayor provecho de la energía primaria consumida, habitualmente un combustible, que en el caso de la producción independiente de iguales cantidades de trabajo y energía térmica útil con sistemas convencionales.	Una planta de cogeneración, se mide por su eficiencia o rendimiento, se utiliza el Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) (Guía de cogeneración de Madrid, 2010). El REE se calculará de acuerdo a la siguiente formula: $REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}}$ Donde: E= Energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MWh. Q= Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MWh y con base a su poder calorífico inferior. V= Calor Útil, expresado en MWh. (Reglamento de cogeneración del Perú, 2007)	Energía eléctrica generada en bornes de alternador "E" (MWh)	P: Potencia en el eje de la turbina de vapor (KW)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato diario de consumo de Energía
				Tiempo de operación (h)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de Control de tiempo de operación
			Energía suministrada por el combustible utilizado "Q" (MWh)	Poder calorífico inferior (Kcal/Kg)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de Poder Calorífico, valor estable
				Flujo Másico de Combustible (Kg/S)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de Medición x día de flujo másico
				Tiempo suministrado (h)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de Control de tiempo de operación
			Calor útil "V" (MWh)	Cantidad de agua (m³)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de registro diario de consumo de agua
				Diferencial de temperatura (ΔT)		Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de toma de temperatura
				Diferencial de presión		Análisis Documental	Ficha de Registro	Formato de toma de

				(ΔP)				presión
				Tiempo de operación de caldera (h)				Análisis Documental
Variable Dependiente: costos energéticos	los costos energéticos nos ayudan a mejorar la eficiencia y competitividad de las empresas. Junto a una gestión eficiente, reducir los costos, entre ellos los energéticos, de manera "seria y cuidadosamente planificada" es fundamental para lograr beneficios en las compañías (https://www.remica.es/costes-energeticos/ , 2016).	Para subsistir, las industrias azucareras se han visto obligadas a buscar formas de reducir sus costos para ser más competitivas y, en este marco, la inscripción en programas de DR basados en precios se presenta como una posibilidad interesante. Por tanto, la producción de azúcar y el consumo de energía deben adaptarse al precio de la electricidad proporcionada por las diferentes tarifas, aprovechando también las posibilidades que brindan los sistemas de cogeneración, que suelen formar parte de la configuración clásica de estos procesos (Cristian pablos et al., 2021)	Precio de electricidad	Tarifa de Energía Eléctrica (c.S./ kWh)	Razón	Análisis Documental	Ficha de Registro	Recibos de consumo de la planta de 6 meses
				Consumo de Energía (kWh)				Análisis Documental

Fuente: Elaboración Propia

Anexo 2: CONSUMO DE ENERGÍA PLANTA INDUSTRIAL

CONSUMO DE ENERGIA PLANTA INDUSTRIAL

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 ENE

TURBO G. 4 MW	006.141 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	26.692 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	0

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 JULIO 2021.

TURBO G. 4 MW	695.804 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	15.425 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	30.899 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 28 FEB

TURBO G. 4 MW	923.249 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	556 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	0

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 AGOSTO 2021.

TURBO G. 4 MW	774.978 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	10.785 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	30.194 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 MAR

TURBO G. 4 MW	099.159 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	2.028 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	7.689 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 SEPTIEMBRE 2021.

TURBO G. 4 MW	1.126.567 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	4.976 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	13.177 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 ABR

TURBO G. 4 MW	010.266 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	1.416 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	25.406 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 OCTUBRE 2021.

TURBO G. 4 MW	1.128.904 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	7.968 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	16.840 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 MA

TURBO G. 4 MW	177.522 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	1.460 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	11.686 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 NOVIEMBRE 2021.

TURBO G. 4 MW	1.143.050 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	5.389 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	15.509 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 JUN

TURBO G. 4 MW	168.839 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	4.249 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	10.645 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 DICIEMBRE 2021.

TURBO G. 4 MW	1.004.876 KWH/M.
TURBO G. 1 MW	0
GRUPO CAT C-15	9.978 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	21.774 KWH/M.

CONSUMO DE ENERGIA PLANTA INDUSTRIAL

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 ENER

TURBO G. 4 MW .	893.600 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	1.184 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	30.376 KWH/M.

CON

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 JULIO 2022.

TURBO G. 4 MW .	847.528 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	13.952 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	19.499 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 28 FEBR

TURBO G. 4 MW .	1.055.588 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	6.546 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	15.363.6 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 AGOSTO 2022.

TURBO G. 4 MW .	828.067 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	10.666 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	23.328 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 MARZ

TURBO G. 4 MW .	991.253 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	8.990 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	28.889 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 SEPTIEMBRE 2022.

TURBO G. 4 MW .	877.783 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	7.356 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	24.040 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 ABRIL.

TURBO G. 4 MW .	970.140 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	11.346 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	30.190 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 31 MAYO 2022.

TURBO G. 4 MW .	971.709 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	10.901 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	26.624 KWH/M.

RESUMEN DE ENERGIA DEL TURBO G. 4 MW Y GRUPO CAT. 30 JUNIO 2022.

TURBO G. 4 MW .	960.612 KWH/M.
TURBO G. 1 MW.	0
GRUPO CAT C-15.	2.172 KWH/M.
GRUPO CAT3412	0
COELVISAC	32.398 KWH/M.

Anexo 3: TOMA DE LECTURA MEDIDOR COELVISAC

TOMA DE LECTURA MEDIDOR COELVISAC ELSTER "A1830RALN" ANDAHUASI

FECH/HR N°	10/02/2021 12:25:17	1/03/2021 06:30:23	3/04/2021 09:57:44	16/04/2021 07:39:19	3/05/2021 07:39:32	22/05/2021 12:16:22	1/06/2021 13:40:40	5/07/2021 07:39:45	4/08/2021 12:07:20	10/08/2022 12:07:59	10/10/2022 09:40:09	MEDIDA ELECTRICA		CONSUMO DEL 13/02 AL 16/02
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0		0	0
5	8.11	9.06	75.22	114.47	124.48	155.28	155.31	207.30	288.34	1000.83	1108.64	KWH	0.02	0.16
6	1.42	1.58	11.67	18.84	20.51	24.44	24.44	24.47	24.50	36.40	36.43	KWH	0.01	0.01
7	0.000	0.000	0.000	0.485	0.000	0.289	0.000	0.000	0.000	0.021	0.000	KW	0.002	0
8	0.014	0.017	0.629	0.629	1.114	1.114	1.404	1.404	1.404	1.934	1.956	KW	0	0
9	6.69	7.47	63.55	95.62	103.97	130.84	130.86	182.80	263.84	964.43	1072.21	KWH	0.01	0.14
10	0.001	0.002	0.576	0.590	0.343	0.528	0.000	0.506	0.474	0.521	0.659	KW	0.001	0
11	0.015	0.018	0.600	0.600	1.191	1.191	1.719	2.329	2.882	11.685	13.015	KW	0	0
12	5.03	16.74	76.91	108.06	117.60	143.99	143.99	185.60	256.41	977.52	1099.28	KVARH	11.15	0.1
13	8.11	9.04	60.56	60.56	117.76	117.76	155.31	184.04	267.52	958.28	1076.89	KWH	0	0
14	1.42	1.58	11.67	11.67	20.51	20.51	24.44	24.47	24.50	36.36	36.42	KWH	0	0
15	0.000	0.002	0.612	0.612	0.485	0.485	0.289	0.000	0.000	0.001	0.000	KW	0	0
16	6.68	7.45	48.89	48.89	97.24	97.24	130.86	159.57	243.02	921.92	1040.47	KWH	0	0
17	0.000	0.002	0.582	0.582	0.590	0.590	0.528	0.609	0.553	0.692	0.707	KW	0	0
18	5.03	16.73	64.26	64.26	110.84	110.84	143.99	167.95	239.34	934.34	1064.48	KVARH	0	0
W1	-	000100	000100	000100	000100	000100	000100	000100	000100	000100	000100			0
E3	-	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000	300000			0

ENERGIA REACTIVA (KVAR.H)

Anexo 4: REPORTE DIARIO DE LA CALDERA

REPORTE DIARIO CALDERA DISTRAL																	
	DIAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTALES
04AM- 12 PM	Lectura Anterior vapor			150084		152109	153887	155580	157310	159109	160931	162831	164760	166651	168561	170414	
	Lectura Actual vapor			150364		152704	154463	156152	157877	159699	161557	163460	165377	167240	169163	171044	
	Consumo Vapor	0	0	280	0	595	576	572	567	590	626	629	617	589	602	630	
	Cons. Vapor x hr.	0	0	35	0	74.375	72	71.5	70.875	73.75	78.25	78.625	77.125	73.625	75.25	78.75	
	Lectura Anterior agua			174705		177072	179136	181103	183112	185201	187316	189517	191757	193943	196162	198314	
	Lectura Actual agua			175043		177765	179804	181768	183771	185889	188043	190248	192470	194633	196862	199044	
	Consumo agua	0	0	338	0	693	668	665	659	688	727	731	713	690	700	730	8002
	N° Carretillas-cenisa	6	9	*	*	24	7	10	18	12	13	15	11	12	30	20	187
12PM - 08PM	Lectura Anterior vapor			150364	150942	152704	154463	156152	157877	159699	161557	163460	165377	167240	169163	171044	
	Lectura Actual vapor			150794	151480	153296	155027	156693	158499	160319	162179	164101	166014	167899	169789	171686	
	Consumo Vapor	0	0	430	538	592	564	541	622	620	622	641	637	659	626	642	
	Cons. Vapor x hr.	0	0	53.75	67.25	74	70.5	67.625	77.75	77.5	77.75	80.125	79.625	82.375	78.25	80.25	
	Lectura Anterior agua			175043	175717	177765	179804	181768	183771	185889	188043	190248	192470	194633	196862	199044	
	Lectura Actual agua			175546	176345	178450	180460	182398	184495	186607	188764	190995	193210	195395	197586	199788	
	Consumo agua	0	0	503	628	685	656	630	724	718	721	747	740	762	724	744	8982
	N° Carretillas-cenisa			12	*	14	18	20	17	10	9	11	13	10	20	12	166
08PM - 04AM	Lectura Anterior vapor			150794	151480	153296	155027	156693	158499	160319	162179	164102	166014	167899	169789	171686	
	Lectura Actual vapor			150942	152109	153887	155580	157310	159109	160931	162831	164760	166651	168561	170414	172242	
	Consumo Vapor	0	0	148	629	591	553	617	610	612	652	658	637	662	625	556	
	Cons. Vapor x hr.	0	0	18.5	78.625	73.875	69.125	77.125	76.25	76.5	81.5	82.25	79.625	82.75	78.125	69.5	
	Lectura Anterior agua			175546	176345	158450	180460	182398	184495	186607	188764	190995	193210	195395	197586	199788	
	Lectura Actual agua			175717	177072	179136	181103	183112	185201	187316	189517	191757	193943	196162	198314	200435	
	Consumo agua	0	0	171	727	20686	643	714	706	709	753	762	733	767	728	647	28746
	N° Carretillas-cenisa			7	26	12	12	24	15	10	8	10	12	8	18	15	177
TOTAL CONSUMO VAPOR	0	0	858	1167	1778	1693	1730	1799	1822	1900	1928	1891	1910	1853	1828	22157	

Anexo 5: FORMATO DE CONTROL DE PARÁMETROS DE OPERACION

EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI

Departamento Energia
Caldera Distral
5426084

FORMATO DE CONTROL PARAMETROS DE OPERACIÓN

4608044

Hora	Integrador Flujo vapor sobre calentado	Flujo vapor Lbs/hora	Presion vapor Domo Psi	Presion vapor Sobre Psi	Temperat N° 1 °C	Temperat N° 2 °C	Temperat N° 3 °C	Temperat N° 4 °C	Temperat N° 5 °C	Temperat N° 6 °C	Valvula Reductora				Agua de purga		Nivel de agua	Integrador Flujo Agua Aliment.	Flujo Agua Aliment Lbs/Hora	Amper Motor Tiro Inducido 1	Amper Motor Tiro Inducido 2	
											150 Psi	20 Psi	150 Psi	20 Psi	S.T.D.	P.H.						
05:00 a.m.	4608161	62000	470	470	34	277	318	287	93	391	55	75	66	15	1710	9.83	57	5426167	83000	383		
06:00 a.m.	4608187	74000	470	470	35	275	341	294	92	402	60	75	90	16			56	5426253	86000	387		
07:00 a.m.	4608241	56000	470	470	34	277	341	292	90	378	85	70	50	20	1615	9.81	50	5426370	69000	387		
08:00 a.m.	4608296	55000	470	470	37	276	347	290	95	376	50	75	60	18			57	5426387	63000	380		
09:00 a.m.	4608362	66000	470	470	36	276	341	290	95	367	60	75	50	18	1625	10.24	36	5426467	80000	387		
10:00 a.m.	4608435	73000	470	470	35	275	340	291	94	365	55	75	65	17			57	5426552	87000	387		
11:00 a.m.	4608507	72000	470	470	36	280	345	296	94	389	60	75	90	16	1605	9.96	56	5426637	82000	380		
12:00 p.m.	4608573	66000	470	470	30	282	347	285	98	384	60	75	80	12			61	5426721	84000	387		
01:00 p.m.	4608643	70000	470	470	29	274	345	297	101	404	65	75	95	12	1610	9.77	55	5426801	80000	377		
02:00 p.m.	4608717	74000	470	470	33	281	347	296	101	400	62	75	95	10			64	5426889	88000	375		
03:00 p.m.	4608793	76000	470	470	36	280	358	297	97	415	65	75	95	16	1620	9.73	63	5426980	91000	379		
04:00 p.m.	4608869	76000	470	470	30	287	387	297	100	401	65	75	95	19			48	5427069	89000	382		
05:00 p.m.	4608943	78000	470	470	27	277	332	293	98	402	65	75	95	16	1970	9.42	50	5427161	92000	379		
06:00 p.m.	4609023	76000	470	470	29	280	337	297	100	392	65	75	95	17			48	5427252	91000	381		
07:00 p.m.	4609098	75000	470	470	31	288	333	291	98	402	60	75	80	20	1470	9.32	61	5427341	89000	385		
08:00 p.m.	4609172	74000	470	470	32	277	327	290	89	401	60	70	70	15			54	5427430	89000	388	=	
09:00 p.m.	4609249	77000	470	470	40	279	330	293	91	390	50	75	60	20	1550	9.94	52	5427519	89000	377		
10:00 p.m.	4609327	78000	470	470	42	283	347	294	90	397	50	75	60	20			54	5427612	93000	374		
11:00 p.m.	4609402	81000	470	470	40	285	350	290	95	399	50	80	60	90	1,460	9.74	47	5427702	91000	381		
12:00 a.m.	4609478	76000	470	470	39	289	325	295	93	395	60	70	70	12			52	5427790	88000	381		
01:00 a.m.	4609552	74000	470	470	38	283	347	297	91	392	70	75	80	12	1480	10.28	50	5427877	89000	377		
02:00 a.m.	4609627	75000	470	470	40	284	350	295	88	390	60	70	70	11			50	5427969	90000	384		
03:00 a.m.	4609704	77000	470	470	45	285	341	290	90	387	70	75	65	11	1470	10.30	49	5428061	92000	370		
04:00 a.m.	4609780	79000	470	470	40	280	340	289	91	401							50	5428150	89000	360		
Promedio																						
Observaciones	Turno "A"																					
	Turno "B"																					
	Turno "C"																					
Fecha.....	1.5..... de 1.0..... de 20 22																					

Firma:

Anexo 6: DATOS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SECTOR 4 MZA P LOTE 8 LOS ALHIELIS - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA TELEFAX : (01) 2371428 RUC 20178344952	Para consultas su Número de Cliente es: <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">14496</div>
DATOS DEL SUMINISTRO Señores: EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A. Dirección Cliente: CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA -SAYAN - Fundo: FABRICA R.U.C.: 20118792174 ANDAHUASI MAYORES Sistema Eléctrico: SE0002 Sector Típico 2 Urbano Código Alimentador A3: SAM2057T	DATOS TÉCNICOS COMERCIALES Tarifa: MT2 Potencia Conectada: 1200.000 kW Potencia Máxima Contratada en FP: 716.400 kW Potencia Máxima Contratada en HP: 716.400 kW Modalidad Facturación: Potencia Variable Conexión: Subterránea Medidor: Trifásico Nro: 02837855 - 4 hilos Tipo de Medidor: Electrónico Tensión: 22.900 KV Tipo de Conexión: CS/CS.4 Máxima Demanda Leída en FP: 298.5327 kW Máxima Demanda Leída en HP: 0.1249 kW Max. Demanda Prom. (HP FP): 102.2798 326.2417 kW
FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO Nro Recibo: S003-7345 Mes de Facturación: NOV-2022 Fecha de Lectura Anterior: 01-NOV-2022 Fecha de Lectura Actual: 01-DIC-2022 Código de Ruta: 2010101000010 Ruta Recibo Vencimiento de Contrato: 07/01/2023	

CONCEPTO	LECTURA nroserie		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL S/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fijo Mensual (S/Cliente)					1.0000	10.6300	10.63
Energía Activa horas fuera de punta (KW.h)	1143.3326	1092.6242	416.3636	21113.1320	21113.1320	0.3081	6504.96
Energía Activa en horas punta (KW.h)	36.5400	36.6217	416.3636	7.6195	7.6195	0.3621	2.76
Energía Reactiva (KVar.h)	1174.0578	1123.9636	416.3636	20857.4015	14521.1761	0.0585	849.49
Exceso de Potencia fuera de punta (KW)	0.7170		416.3636	298.5327	223.9619	22.0900	4947.32
Potencia de Distribución en horas punta (KW)	0.0003		416.3636	0.1249	102.2798	24.2600	2481.31
Potencia de Generación en horas punta (KW)					0.1249	78.2700	9.78
Parcial consumo mes (S/)							14,806.25

Variación de su Consumo (kW.h)

Variación de su Demanda (kW)

Alumbrado Público: 704.00
 Mant y Reposic de Conex: 26.14
 Interés Compensatorio: 102.11

SUBTOTAL: 15638.50
 I.G.V. 18%: 2814.93

Interés Moratorio: 9.93

50 Aporte Electr. Rural (*): 194.31

TOTAL MES ACTUAL: 18657.67
 Deuda Anterior 1 Mes: 17769.46

	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV
EAHP	10	113	3	11	5	9	4746	7	22	7	39	6
EAHP	20094	29027	18777	33443	23806	23701	27077	17932	20101	32585	12029	21113
MDHP	7	7	6	7	7	6	395	1	9	0	7	0
MDFP	311	313	307	316	301	334	354	288	230	291	296	299
ER	27473	28010	18304	13132	22885	22736	50704	22937	13708	11198	13600	20837

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27516) S/ 690.59

SON TREINTA y SEIS MIL, CUATROCIENTOS VEINTE y SIETE con 13/100 soles				TOTAL (S/)	36,427.13
FECHA DE EMISIÓN	03-DIC-2022	FECHA VENCIMIENTO	18-DIC-2022	FECHA DE CORTE	19-DIC-2022

PRECINTO INSTALADO EN CAJA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA MANIOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN. NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE 14496
RECIBO N° S003-73454
RUTA 201-01-01-000010
MES NOV-2022
TOTAL (S/) 36,427.13

* APORTE LEY N° 28745, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
 Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país: Valor S/ 0.0081 por KW.h
 CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

FECHA VENCIMIENTO 18-DIC-2022

USUARIO

SECTOR 4 MZA P LOTE 5 LOS ALHEUES - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA
 TELEFAX : (01) 2971428
 RUC 20178344962

Para consultas su Número de Cliente es:

14496

DATOS DEL SUMINISTRO

Señores EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A.
 Dirección Cliente CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA - SAYAN -
 Fundo FABRICA
 R.U.C. 20118792174 ANDAHUASIMAYORES
 Sistema Eléctrico SE0002 Sector Típico 2 Urbano
 Código Alimentador A3 SAM2057T

DATOS TÉCNICOS COMERCIALES

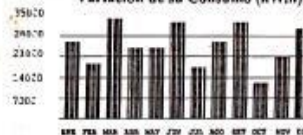
Tarifa MT2
 Potencia Conectada 1200.000 KW
 Potencia Máxima Contratada en FP 716.400 KW
 Potencia Máxima Contratada en HP 716.400 KW
 Modalidad Facturación Potencia Variable
 Conexión Subterránea
 Medidor Trifásico Nro 02837855 - 4 hilos
 Tipo de Medidor Electrónico
 Tensión 22.900 KV
 Tipo de Conexión C5/C5.4
 Máxima Demanda Leída en FP 305.6942 KW
 Máxima Demanda Leída en HP 0.1249 KW
 Max. Demanda Prom. (HP | FP) 7.7444 | 302.1135kW

FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO

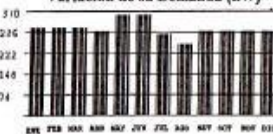
Nro Recibo S003-7558
 Mes de Facturación DIC-2022
 Fecha de Lectura Anterior 01-DIC-2022
 Fecha de Lectura Actual 01-ENE-2023
 Código de Ruta 2010101000010 Ruta Recibo
 Vencimiento de Contrato 07/01/2024

CONCEPTO	LECTURA ^{meses}		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL S/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fijo Mensual (S/Cliente)					1.0000	10,7400	10,74
Energía Activa horas fuera de punta (KW.h)	1216,8105	1143,3328	416,3638	30935,1593	30935,1593	0,2133	9598,00
Energía Activa en horas punta (KW.h)	36,5535	36,5460	416,3638	5,6209	5,6209	0,3979	2,07
Energía Reactiva (KVar.h)	1269,3317	1174,0378	416,3638	37170,4024	27979,1993	0,0567	1586,36
Exceso de Potencia fuera de punta (KW)	0,7342		416,3638	305,6942	294,3891	22,8100	6714,56
Pérdida de Distribución en horas punta (KW)	0,0003		416,3638	0,1249	7,7444	24,9500	193,22
Pérdida de Generación en horas punta (KW)					0,1249	78,9600	9,89
Parcial consumo mes (S/)							19.114,51

Variación de su Consumo (kW.h)



Variación de su Demanda (kW)



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
AMP	113	3	11	5	9	4746	7	32	7	39	8	6
EAFF	25927	18777	33445	32406	23701	37577	17452	20145	32585	12329	21113	30435
MDHP	7	0	7	7	0	190	1	9	0	7	0	0
MDFP	343	367	316	301	354	314	208	359	395	386	299	336
ER	34010	10004	22852	22889	22706	36504	22947	12188	51558	13406	20851	37170

Alumbrado Público 825,00
 Mant.y Reposic.de Conex. 26,14
 Interés Compensatorio 202,89

43 Ajuste Tarifario 1/1 287,21

SUBTOTAL 19456,05
 I.G.V.18% 3502,69

Interés Moratorio 24,66

50 Aporte Electr. Rural (*) 281,90

TOTAL MES ACTUAL 23264,70
 Deuda Anterior 2 Meses 36427,13

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27518) S/

842,09

SON CINCUENTA y NUEVE MIL, SEISCIENTOS NOVENTA y UN con 83/100 soles TOTAL (S/) **59,691.83**

FECHA DE EMISIÓN 04-ENE-2023 FECHA VENCIMIENTO 19-ENE-2023 FECHA DE CORTE *Sujeto a Corte Inmediato*

CÓDIGO ANTERIOR : 00001

PRECINTO INSTALADO EN CAJA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA
 MANOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN. NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE **14496**
 RECIBO N° S003-75581
 RUTA 201-01-01-000010
 MES DIC-2022
 TOTAL (S/) 59,691.83



* APORTE LEY N° 28748, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL.
 Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades
 aisladas y de frontera del país: Valor S/ 0,0081 por KW.h
 CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS
 RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

FECHA VENCIMIENTO 19-ENE-2023

USUARIO

SECTOR 4 MZA D LOTE 8 LOS ALHÉLIS - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA
 TELEFAX : (01) 2371428
 RUC 2017934962

Para consultas su Numero de Cliente es:

14496

DATOS DEL SUMINISTRO

Señores EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A.
 Dirección Cliente CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA - SAYAN -
 Fundo FABRICA
 R.U.C. 20118792174 ANDAHUASI MAYORES
 Sistema Eléctrico SE0002 Sector Típico 4 Rural
 Código Alimentador A3 SAM2057T

DATOS TÉCNICOS COMERCIALES

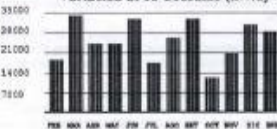
Tarifa MT2
 Potencia Conectada 1200.000 kW
 Potencia Máxima Contratada en FP 716.400 kW
 Potencia Máxima Contratada en HP 716.400 kW
 Modalidad Facturación Potencia Variable
 Conexión Subterránea
 Medidor Trifásico Nro 02837855 - 4 hilos
 Tipo de Medidor Electrónico
 Tensión 22.900 kV
 Tipo de Conexión C5/C3.4
 Máxima Demanda Leída en FP 362.6943 kW
 Máxima Demanda Leída en HP 6.8700 kW
 Max. Demanda Prom. (HP | FP) 7.8277 | 304.1943kW

FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO

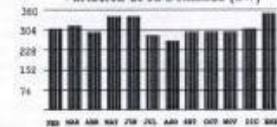
Nro Recibo 5003-7770
 Mes de Facturación ENE-2023
 Fecha de Lectura Anterior 01-ENE-2023
 Fecha de Lectura Actual 01-FEB-2023
 Código de Ruta 2010101000010 Ruta Recibo
 Vencimiento de Contrato 07/01/2024

CONCEPTO	LECTURA PROSETE		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL \$/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fij Mensual (S/Cliente)					1,0000	10,7400	10,74
Energía Activa horas fuera de punta (kW.h)	1295,3320	1216,9105	416,3636	28458,2221	28458,2221	0,3133	8925,36
Energía Activa en horas punta (kW.h)	36,8384	36,5635	416,3636	35,3403	35,3403	0,3675	13,01
Energía Reactiva (kVar.h)	1337,0632	1263,3317	416,3636	30098,1128	22142,0414	0,0365	1251,03
Exceso de Potencia fuera de punta (kW)	0,8711		416,3636	362,6943	326,3695	22,7900	7437,69
Potencia de Distribución en horas punta (kW)	0,0185		416,3636	6,8700	7,8277	24,8300	195,14
Potencia de Generación en horas punta (kW)					6,8700	79,9800	342,48
Parcial consumo mes (S/)							18.375,63

Variación de su Consumo (kW.h)



Variación de su Demanda (kW)



	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE
EAFP	1	11	5	3	4746	7	22	7	39	8	6	35
EAFP	18077	33445	23806	33701	25777	17912	26151	31389	12329	21119	30691	28498
MDHP	6	7	7	0	196	1	8	0	7	0	0	7
MDFP	387	316	301	334	334	288	239	191	296	199	306	360
ER	10934	33552	22080	22708	16564	22907	10784	51558	13636	20857	17170	10690

Alumbrado Público 762,00
 Mant y Reposición Conex. 26,14
 Interés Compensatorio 264,05

SUBTOTAL 19428,32
 I.G.V. 16% 3497,10

Interés Moratorio 32,29

27 Comp.Interrup.Semestral N=6,33,10 hrs 1/1 -772,00
 50 Aporte Electr. Rural (*) 262,38

TOTAL MES ACTUAL 22467,19
 Deuda Anterior 1 Mes. 23264,70

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27610) S/

854,99

SON CUARENTA Y CINCO MIL, SETECIENTOS TREINTA Y UN con 89/100 soles

TOTAL (S/) **45,731.68**

FECHA DE EMISIÓN	03-FEB-2023	FECHA VENCIMIENTO	18-FEB-2023	FECHA DE CORTE	19-FEB-2023
------------------	-------------	-------------------	-------------	----------------	-------------

CÓDIGO ANTERIOR : 09001

PRECINTO INSTALADO EN CAJA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA
 MANOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN, NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE **14496**
 RECIBO N° S003-77706
 RUTA 201-01-01-000010
 MES ENE-2023
 TOTAL (S/) 45,731.89



* APOORTE LEY N° 28749, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL.

Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades
 aisladas y de frontera del país : Valor S/ 0,0081 por kW.h
 CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS
 RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

FECHA VENCIMIENTO 18-FEB-2023

USUARIO

SECTOR 4 MZA P LOTE 6 LOS ALHÉLIES - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA
 TELEFAX: (01) 2371428
 RUC 2017834692

Para consultas su Número de Cliente es:

14496

DATOS DEL SUMINISTRO

Señores EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A.
 Dirección Cliente CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA - SAYAN -
 Fundo FABRICA
 R.U.C. 20118792174 ANDAHUASI MAYORES
 Sistema Eléctrico GE0002 Sector Típico « Rural
 Código Alimentador A3 SAM2057T

DATOS TÉCNICOS COMERCIALES

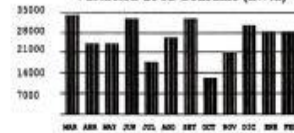
Tarifa MT2
 Potencia Conectada 1200.000 kW
 Potencia Máxima Contratada en FP 716.400 kW
 Potencia Máxima Contratada en HP 716.400 kW
 Modalidad Facturación Potencia Variable
 Conexión Subterránea
 Medidor Trifásico Nro 02837855 - 4 hilos
 Tipo de Medidor Electrónico
 Tensión 22.900 kV
 Tipo de Conexión C5/C6.4
 Máxima Demanda Leída en FP 307,3596 kW
 Máxima Demanda Leída en HP 0,2498 kW
 Max. Demanda Prom. (HP | FP) 6,7868 | 335,0270kW

FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO

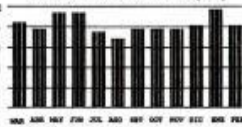
Nro Recibo S003-7971
 Mes de Facturación FEB-2023
 Fecha de Lectura Anterior 01-FEB-2023
 Fecha de Lectura Actual 01-MAR-2023
 Código de Ruta 2010101000010 Ruta Recibo
 Vencimiento de Contrato 07/01/2024

CONCEPTO	LECTURA <i>ntoserie</i>		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL S/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fijo Mensual (Si/Cliente)					1.0000	10.6200	10.62
Energía Activa horas fuera de punta (kW.h)	1353.6882	1285.3320	416.3636	28451.0335	28451.0335	0.3040	8652.15
Energía Activa en horas punta (kW.h)	36.6498	36.6394	416.3636	4.7465	4.7465	0.3577	1.70
Energía Reactiva (kVar.h)	1407.4490	1337.0632	416.3636	29306.0851	20766.3511	0.0659	1160.64
Exceso de Potencia fuera de punta (kW)	0.7382		416.3636	307.3596	328.2402	22.5200	7391.97
Potencia de Distribución en horas punta (kW)	0.0005		416.3636	0.2498	6.7868	24.6400	167.23
Potencia de Generación en horas punta (kW)					0.2498	71.3800	17.83
Parcial consumo mes (S/)							17,402.34

Variación de su Consumo (kW.h)



Variación de su Demanda (kW)



	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB
EAHP	11	3	9	4746	7	22	7	39	8	6	35	3
EAFP	13445	13806	13701	27577	17952	36161	32383	12329	21113	30635	28408	28461
MDHP	7	7	0	186	1	9	0	7	0	0	7	0
MDFP	116	301	354	354	288	259	295	296	299	306	363	327
ER	33532	22899	22706	36304	22397	13788	51558	13665	20857	37170	30699	29306

Alumbrado Público 1000.00
 Mant. y Reposic. de Conex. 26.14
 Interés Compensatorio 225.15

SUBTOTAL 18663.84
 I.G.V. 18% 3367.66

Interés Moratorio 26.53

60 Aporte Electr. Rural (*) 281.81

TOTAL MES ACTUAL 22319.64

Deuda Anterior 2 Meses 46731.89

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27810) S/

612.35

SON SESENTA y OCHO MIL, CINCUENTA y UN con 53/100 soles TOTAL (S/) **68,051.53**

FECHA DE EMISIÓN 03-MAR-2023 FECHA VENCIMIENTO 18-MAR-2023 FECHA DE CORTE *Sujeto a Corte Inmediato*

CÓDIGO ANTERIOR: 00001

PRECINTO INSTALADO EN CAJA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA
 MANIOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN. NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE **14496**

RECIBO N° S003-79714

RUTA 201-01-01-000010

MES FEB-2023

TOTAL (S/) 68,051.53

FECHA VENCIMIENTO 18-MAR-2023

USUARIO



* APOORTE LEY N° 28746, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL

Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades

aisladas y de frontera del país: Valor S/ 0,0081 por kW.h

CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS

RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

SECTOR 4 MZA P LOTE 6 LOS ALHELIES - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA
 TELEFAX : (01) 2371428
 RUC 20178344952

Para consultas su Número de Cliente es:

14496

DATOS DEL SUMINISTRO

Señores EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A.
 Dirección Cliente CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA - SAYAN -
 Fundo FABRICA
 R.U.C. 20118792174 ANDAHUASI MAYORES
 Sistema Eléctrico SE0002 Sector Tipico 4 Rural
 Código Alimentador A3 SAM2057T

DATOS TÉCNICOS COMERCIALES

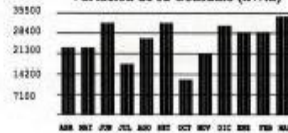
Tarifa MT2
 Potencia Conectada 1200.000 kW
 Potencia Máxima Contratada en FP 716.400 kW
 Potencia Máxima Contratada en HP 716.400 kW
 Modalidad Facturación Potencia Variable
 Conexión Subterránea
 Medidor Trifásico Nro 02637855 - 4 hilos
 Tipo de Medidor Electrónico
 Tensión 22.900 kV
 Tipo de Conexión C5/C5.4
 Máxima Demanda Laida en FP 279.3383 kW
 Máxima Demanda Laida en HP 2.1235 kW
 Max. Demanda Prom. (HP | FP) 6.7868 | 335.0270 kW

FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO

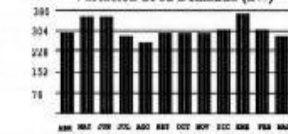
Nro Recibo S003-8195
 Mes de Facturación MAR-2023
 Fecha de Lectura Anterior 01-MAR-2023
 Fecha de Lectura Actual 01-ABR-2023
 Código de Ruta 2010101000010 Ruta Recibo
 Vencimiento de Contrato 07/01/2024

CONCEPTO	LECTURA <small>proserie</small>		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL \$/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fijo Mensual (S/Cliente)					1.0000	10.6000	10.60
Energía Activa fuera de punta (kW.h)	1435.2809	1353.8882	416.3636	33972.2303	33972.2303	0.3026	10280.19
Energía Activa en horas punta (kW.h)	36.8607	36.8498	416.3636	4.5384	4.5384	0.3585	1.62
Energía Reactiva (KVar.h)	1711.3960	1407.4490	416.3636	126552.4671	116359.4365	0.0566	6492.66
Exceso de Potencia fuera de punta (kW)	0.6709		416.3636	279.3383	328.2402	22.4900	7382.12
Potencia de Distribución en horas punta (kW)	0.0051		416.3636	2.1235	6.7868	24.6000	166.96
Potencia de Generación en horas punta (kW)					2.1235	70.4700	149.64
Parcial consumo mes (S/)							24,483.99

Variación de su Consumo (kW.h)



Variación de su Demanda (kW)



	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR
EAHP	5	9	4746	7	22	7	39	8	6	35	5	2
EAFP	23896	23701	27577	17953	26161	32585	13229	21113	35635	28488	28461	33972
MDHP	7	6	196	1	9	0	7	0	0	7	0	2
MDFP	301	354	354	288	259	295	296	299	306	363	307	279
ER	22889	22706	34504	22597	12788	51558	13686	20857	37170	33699	29204	126552

Alumbrado Público 1140.00
 Mant. y Reposic de Conex. 26.14
 Interés Compensatorio 300.68

SUBTOTAL 25960.81
 I.G.V. 18% 4672.95

Interés Moratorio 37.86

50 Aporte Electríf. Rural (*) 336.37

TOTAL MES ACTUAL 31007.99
 Deuda Anterior 1 Mes 22319.64

El total a pagar incluye: Recargo por FOBE (Ley 27916) S/

828.17

SON CINCUENTA y TRES MIL, TRESCIENTOS VEINTE y SIETE con 63/100 soles

TOTAL (S/) 53,327.63

FECHA DE EMISIÓN	03-ABR-2023	FECHA VENCIMIENTO	18-ABR-2023	FECHA DE CORTE	19-ABR-2023
------------------	-------------	-------------------	-------------	----------------	-------------

CÓDIGO ANTERIOR : 00001

PRECINTO INSTALADO EN CAJA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA MANIOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN. NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE **14496**

RECIBO N° S003-81958

RUTA 201-01-01-000010

MES MAR-2023

TOTAL (S/) 53,327.63

FECHA VENCIMIENTO 18-ABR-2023

USUARIO



* APORTE LEY N° 28749, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL

Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país : Valor S/ 0.0981 por KW.h

CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

SECTOR 4 MZA P LOTE 8 LOS ALHEJES - ANDAHUASI - SAYAN - HUAURA - LIMA
 TELEFAX: (01) 2371428
 RUC 20178544952

Para consultas su Número de Cliente es:

14496

DATOS DEL SUMINISTRO

Señores EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI S.A.A.
 Dirección Cliente CARRETERA HUAURA SAYAN KM. 41.5 - HUAURA - SAYAN -
 Fundo FABRICA
 R.U.C. 20118792174 ANDAHUASI MAYORES
 Sistema Eléctrico SE0002 Sector Típico 4 Rural
 Código Alimentador A3 SAM2057T

DATOS TÉCNICOS COMERCIALES

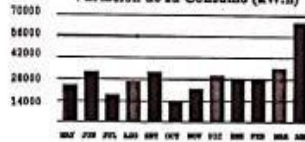
Tarifa MT2
 Potencia Conectada 1200.000 kW
 Potencia Máxima Contratada en FP 716.400 kW
 Potencia Máxima Contratada en HP 716.400 kW
 Modalidad Facturación Potencia Variable
 Conexión Subterránea
 Medidor Trifásico Nro 02837855 - 4 hilos
 Tipo de Medidor Electrónico
 Tensión 22.800 kV
 Tipo de Conexión C5/C5.4
 Máxima Demanda Leída en FP 312.7723 kW
 Máxima Demanda Leída en HP 0.0833 kW
 Max. Demanda Prom. (HP | FP) 4.968 | 337.7333kW

FECHA DE LECTURA Y VENCIMIENTO

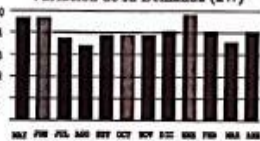
Nro Recibo S003-8409
 Ruta Recibo
 Mes de Facturación ABR-2023
 Fecha de Lectura Anterior 01-ABR-2023
 Fecha de Lectura Actual 01-MAY-2023
 Código de Ruta 2010101000010
 Vencimiento de Contrato 07/01/2024

CONCEPTO	LECTURA mensual		FACTOR DE MEDICIÓN	CONSUMO	CONSUMO FACTURADO	PRECIO UNITARIO	TOTAL S/
	ACTUAL	ANTERIOR					
Cargo Fijo Mensual (S/Cliente)					1.0000	10.5600	10.56
Energía Activa hora fuera de punta (kW.h)	1580.2810	1435.2809	416.3636	64536.3996	64536.3996	0.2022	19502.80
Energía Activa en horas punta (kW.h)	36.6703	36.6607	416.3636	3.8971	3.8971	0.3557	1.42
Energía Reactiva (KVar.h)	1881.8302	1711.3980	416.3636	62835.3251	43273.2061	0.0545	2358.39
Exceso de Potencia fuera de punta (kW)	0.7512		416.3636	312.7723	333.2385	22.3000	7431.17
Potencia de Distribución en horas punta (kW)	0.0002		416.3636	0.0833	4.4988	24.3000	109.58
Potencia de Generación en horas punta (kW)					0.0833	69.3800	5.79
Parcial consumo mes (S/)							26,419.90

Variación de su Consumo (kW.h)



Variación de su Demanda (kW)



	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
EABP	9	4766	7	23	7	39	8	6	35	5	5	4
EAFP	23701	27577	17932	24161	32583	12329	21113	30635	18448	28461	33972	64536
MDHP	0	196	1	9	9	7	0	9	7	0	2	0
MDFP	354	354	288	239	205	206	299	306	363	307	279	313
ER	22706	36504	22597	13788	51558	13606	20857	37170	30699	29336	126552	62633

Alumbrado Público 1400.00
 Mant'y Reposición Conex. 26.14
 Interés Compensatorio 280.65

SUBTOTAL 31126.60
 I.G.V.16% 5602.80

Interés Moratorio 31.71

50 Aporte Electr. Rural (*) 638.05

TOTAL MES ACTUAL 37400.15
 Deuda Anterior 2 Meses 53327.63

El total a pagar incluye: Recargo por FOBE (Ley 27810) S/ 990.38

SON NOVENTA MIL, SETECIENTOS VEINTE y SIETE con 78/100 soles

TOTAL (S/) 90,727.78

FECHA DE EMISIÓN	04-MAY-2023	FECHA VENCIMIENTO	19-MAY-2023	FECHA DE CORTE	"Sujeto a Corte Inmediato"
------------------	-------------	-------------------	-------------	----------------	----------------------------

CÓDIGO ANTERIOR: 00001

PRECINTO INSTALADO EN CALIA PORTAMEDIDOR:
 LE RECORDAMOS QUE ÚNICAMENTE PERSONAL DE NUESTRA EMPRESA SE ENCUENTRA AUTORIZADO PARA
 MANOBRAR SU SISTEMA DE MEDICIÓN. NO PERMITA QUE TERCEROS VULNEREN EL PRECINTO DE SEGURIDAD.

N° CLIENTE **14496**
 RECIBO N° S003-84090
 RUTA 201-01-01-000010
 MES ABR-2023
 TOTAL (S/) 90,727.78



* APOORTE LEY N° 28749, LEY GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
 Cargo normativo por la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades
 aisladas y de frontera del país: Valor S/ 0.0083 por KW.h
 CANCELE SUS RECIBOS A TRAVÉS DE LAS OFICINAS A NIVEL NACIONAL DE LAS CUENTAS
 RECAUDADORAS DEL BANCO INTERBANK

FECHA VENCIMIENTO 19-MAY-2023

USUARIO

ANEXO 7

REGLAMENTO DE COGENERACIÓN *DECRETO SUPREMO N° 064-2005-EM*

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA CONSIDERANDO:

Que, el uso racional y eficiente de recursos energéticos, así como el cambio de la matriz energética, es de interés nacional, por lo que es conveniente promover el desarrollo de la cogeneración por tratarse de una tecnología que mejora la eficiencia energética, y reduce el consumo de combustibles mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil; Que, la cogeneración presenta ventajas técnicas y económicas para los sistemas eléctricos, y contribuye a la reducción del nivel de pérdidas de las redes de transmisión y distribución; Que, adicionalmente a lo señalado, la promoción del desarrollo de la cogeneración concuerda con los compromisos asumidos por el Estado en el marco del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de la Naciones Unidas sobre el cambio climático, conforme al cual se debe fomentar el desarrollo sostenible a partir de la reducción y limitación de emisiones, promover la eficiencia energética en los sectores de la economía nacional y fomentar reformas que impulsen políticas y medidas que tiendan a limitar o reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero; Que, es necesario contar con una herramienta adecuada al interés nacional y concordante con los

compromisos internacionales, que establezca los criterios y condiciones a favor de la inversión y puesta en servicio de centrales de cogeneración; De conformidad, con el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Reglamento de Cogeneración

Apruébese el Reglamento de Cogeneración, que consta de catorce (14) Artículos, el cual forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Adecuación de los procedimientos del COES

El COES propondrá al Ministerio de Energía y Minas, para su aprobación, los procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales Cogeneración Calificadas, y adecuará sus procedimientos internos de operación a lo establecido en el presente Decreto Supremo, dentro del plazo máximo de sesenta (60) días calendarios desde su publicación.

Artículo 3°.- Modificación de diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Modifíquese los artículos 6°, el inciso d) del artículo 58° y el segundo párrafo del artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, los que quedarán redactados conforme a los siguientes textos:

“Artículo 6°.- Los titulares de autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los titulares de concesión, así como las

obligaciones señaladas en los incisos c),

- Los concesionarios y titulares de autorización están obligados a presentar mensualmente a la Dirección, lo siguiente: (...)

d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente para el cumplimiento de sus funciones.

(...)

La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de operación de la central. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación hidráulica y generación eléctrica mediante la cogeneración.

(...)"

Artículo 4º.- Vigencia de la norma

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

Artículo 5º.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas. Dado en la Casa de Gobierno, en Lima.

REGLAMENTO DE COGENERACIÓN

Artículo 1º.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto definir los criterios a

considerar en la Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico.

Artículo 2°.- Ámbito

Están comprendidas dentro del alcance del presente Reglamento, las Centrales de Cogeneración Calificadas que operen conectadas a los sistemas eléctricos de distribución o transmisión normados por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N°009-93-EM.

Los aspectos no previstos en el presente Reglamento, se sujetan a las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas aplicables a las actividades eléctricas.

Artículo 3°.- Definiciones y Glosario de Términos

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tendrán el significado que a continuación se indica:

3.1 Calificación. - Es el procedimiento por el cual una central de cogeneración adquiere la calidad de Central de Cogeneración Calificada.

3.2 Calor Útil (V). - Es la energía térmica producida en una central de cogeneración que se destina a la actividad productiva.

3.3 Cogeneración. - Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una

actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.

3.4 Central de Cogeneración Calificada. - Es la calidad que obtiene una central de cogeneración cuando cumple los requisitos establecidos en los artículos 4° y 5° del presente Reglamento.

3.5 Cogenerador. - Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que es titular de una Central de Cogeneración Calificada. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

3.6 Dirección. - Es la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

3.7 Ley. - Es el Decreto Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

3.8 Potencia y Energía Entregada al Sistema. - Son las cantidades de potencia y energía eléctrica producidas por las Centrales de Cogeneración que son inyectadas a un Sistema Eléctrico para ser comercializadas en el mercado de corto plazo o mediante contratos de compra-venta.

3.9 Reglamento. - Es el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

3.10 SEIN. - Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3.11 COES. - Es el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Otros términos no comprendidos en el presente Artículo tendrán el significado establecido en la Ley y el Reglamento. Cuando se haga referencia a un Artículo sin mencionar la norma a la que pertenece, debe entenderse referido al Reglamento de Cogeneración.

Artículo 4°. - Solicitud de Calificación de Centrales de Cogeneración

Para adquirir la calidad de Central de Cogeneración Calificada, el titular de la central de cogeneración debe presentar una solicitud de Calificación a la Dirección, acompañando lo siguiente:

4.1 Informe técnico que sustente el cumplimiento de los valores mínimos a que se refiere el Artículo 5°, basándose en las características técnicas de los equipos y en el planeamiento anual de operación de la central de cogeneración.

4.2 Balance energético sustentado de la central para las condiciones de operación en máxima capacidad efectiva, indicándose la potencia eléctrica total a ser generada, la potencia mecánica, la potencia térmica utilizable y la potencia suministrada por el combustible, todos expresados en MW; incluyendo un diagrama de Sankey que indique los respectivos flujos de energía.

4.3 Memoria descriptiva de las instalaciones de la central, incluyendo diagramas y planos explicativos.

4.4 Actividad productiva a la que se destina el Calor Útil producido.

4.5 Porcentaje de la potencia y de la energía eléctrica producida

que se proyecta entregar al Sistema Eléctrico.

4.6 Autorización de generación, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW. La Dirección se pronunciará sobre la solicitud de Calificación de la central de cogeneración dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación. Vencido dicho plazo sin pronunciamiento alguno, se entenderá denegada la solicitud. La Calificación será otorgada mediante Resolución Directoral, la que será publicada por cuenta del Cogenerador. La Calificación entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

Artículo 5°.- Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C).

Para efectos de la Calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores de REE y C iguales o superiores a los indicados en el Cuadro siguiente, según la tecnología empleada y el nivel de tensión de su conexión al Sistema Eléctrico.

Artículo 6°.- Precio de Gas Natural aplicable a los Cogeneradores

El precio del Gas Natural aplicable a los Cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas, es el mismo precio que corresponde para “Generadores Eléctricos” conforme a la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM.

Artículo 7°.- Optimización, operación y producción de energía eléctrica Tratándose de Centrales de Cogeneración Calificadas integrantes del SEIN, se deberá cumplir con las siguientes reglas para la aplicación de los Artículos 92° a 99°, y 105°, 106° y 124° del Reglamento:

7.1 El programa de operación y despacho de las Centrales de Cogeneración Calificadas será establecido según los requerimientos de producción asociada de Calor Útil, y tendrá prioridad en el despacho sobre las unidades termoeléctricas, incluso cuando el costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada sea superior al costo variable de otra unidad de generación no utilizada. Para tal efecto, el Cogenerador deberá presentar semanalmente su programa de generación a la Dirección de Operaciones del COES, para ser incluido en la programación del despacho.

7.2 El costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada, despachadas según el criterio anterior, no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los Artículos 105° y 106° del Reglamento.

7.3 La valorización de la energía entregada y retirada por un Cogenerador, será efectuada según los procedimientos establecidos en el Artículo 107° del Reglamento.

7.4 Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté

operando para producir Calor Útil, podrá ser incluida en el despacho efectuado por el COES, bajo las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas. Para este efecto, el Cogenerador deberá informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones. El COES adecuará los procedimientos correspondientes.

Artículo 8º.- Energía y Potencia Firme de Centrales de Cogeneración Calificada La Energía Firme de cada unidad de las Centrales de Cogeneración

Calificadas, será calculada de conformidad con el inciso b) del Artículo 103º del Reglamento.

La Potencia Firme de cada unidad de las Centrales de Cogeneración Calificadas, será calculada de conformidad con el inciso a) del Artículo 110º del Reglamento. Para los fines de determinar los ingresos por potencia, se considerará solamente la Potencia Entregada al Sistema.

Artículo 9º.- Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema

Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada, serán determinados según los criterios y procedimientos señalados en el Artículo 113º del Reglamento, para lo cual se considerará solamente la Potencia Entregada al Sistema.

Artículo 10º.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra

Para el cálculo de las tarifas en barra, la oferta de las Centrales de Cogeneración Calificadas será proyectada como una

constante que será igual a los valores históricos de producción de potencia y energía registrados de cada Central en el último año. Para la simulación del despacho se considerará los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Artículo 7°.

Artículo 11°: - Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución

El acceso de Centrales de Cogeneración Calificadas a los sistemas de los concesionarios de transmisión y distribución, se sujeta a lo dispuesto en los Artículos 33° y 34° de la Ley, respectivamente; así como en el Artículo 62° del Reglamento, y demás normas aplicables.

Artículo 12°.- Compensación por Conexión a los Sistemas

Transmisión y Distribución

Es de aplicación a los Cogeneradores lo dispuesto en el Artículo 59° de la Ley, cuando las Centrales de Cogeneración Calificadas tengan una potencia

efectiva igual o superior a 1000 kW, sean o no integrantes del COES.

Para efectos de la aplicación del inciso c) del Artículo 137° del Reglamento,

se considerará tanto la Potencia Entregada al Sistema por el Cogenerador, como la potencia consumida por el mismo.

Las compensaciones por el uso de los Sistemas Secundarios de Transmisión o los Sistemas de Distribución, se sujetan a lo dispuesto en el Artículo 62° de la Ley y el Artículo 139° del

Reglamento.

Artículo 13°.- Comercialización de la Potencia y Energía Entregada al Sistema

13.1 El Cogenerador que opte por integrarse al COES, podrá comercializar su Potencia y Energía Entregada al Sistema con distribuidores, generadores y/o clientes libres, tomando en cuenta lo especificado en los Artículos 101° y 102° del Reglamento.

Las transferencias de energía que resulten de la operación económica del Sistema, serán liquidadas según los procedimientos del COES.

13.2 El Cogenerador que no sea integrante del COES, debe tener contratada la venta de la totalidad de su Potencia y Energía Entregada al Sistema con distribuidores, generadores y/o clientes libres.

Artículo 14°.- Fiscalización

Corresponde al OSINERG la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Cogenerador.

El OSINERG efectuará periódicamente pruebas para determinar los valores reales de REE y C de las Centrales de Cogeneración Calificadas, en la cual los valores de E, Q y V indicados en el artículo 5°, serán medidos durante un período ininterrumpido menor a dos (02) horas de funcionamiento a máxima capacidad efectiva.

El informe de fiscalización correspondiente será notificado por el OSINERG al Cogenerador y a la

Dirección.

Si dentro del plazo de treinta (30) días hábiles de ser requerido por la Dirección, el Cogenerador no cumple con subsanar las observaciones formuladas por el OSINERG, la Calificación será cancelada mediante Resolución Directoral. La subsanación será acreditada con un nuevo informe de fiscalización.

ANEXO 8

APRUEBA SUSTITUCIÓN DEL REGLAMENTO DE COGENERACIÓN

DECRETO SUPREMO N.º 037-2006-EM

Modificatorias:

1. Decreto Supremo N.º 082-2007-EM, publicado el 24/11/2007.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 29 de diciembre de 2005 fue publicado el Decreto Supremo N° 064- 2005-EM, en cuyo artículo 1º fue aprobado el Reglamento de Cogeneración con el objeto de promover el desarrollo de una tecnología que mejora la eficiencia energética y reduce el consumo de combustibles mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil;

Que, durante el proceso de elaboración de los procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas, así como los procedimientos de despacho, surgió la necesidad de introducir precisiones al texto del Reglamento, toda vez que se trata de una tecnología sin antecedente normativo ni de aplicación en el país;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo, y en el inciso 8) del Artículo 118º de la Constitución Política del Perú; **DECRETA:**

Artículo 1º.- Sustitución del Reglamento de Cogeneración

Sustitúyase el Reglamento de Cogeneración aprobado por el artículo 1º del Decreto Supremo N° 064-2005-EM, por el Reglamento de Cogeneración que forma parte del presente Decreto Supremo, que consta de quince (15) Artículos.

Artículo 2º.- Adecuación de los procedimientos del COES

El COES propondrá al Ministerio de Energía y Minas, para su aprobación, la adecuación de sus procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas, y de sus procedimientos internos de operación a lo establecido en el presente Decreto Supremo, dentro del plazo máximo de sesenta (60) días calendarios desde su publicación.

Artículo 3º.- Derogatoria

Dejar sin efecto las normas que se opongan a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo.

Artículo 4º.- Vigencia de la norma

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 5º.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas. Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cinco días del mes de julio del año dosmil seis. ALEJANDRO TOLEDO, Presidente Constitucional de la República.

GLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA, Ministro de Energía y Minas.

REGLAMENTO DE COGENERACIÓN

Artículo 1º.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto definir los criterios a considerar en la Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico.

Artículo 2º.- Ámbito

Están comprendidas dentro del alcance del presente Reglamento, las Centrales de Cogeneración Calificadas que operen conectadas a los sistemas eléctricos de distribución o transmisión normados por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Los aspectos no previstos en el presente Reglamento, se sujetan a las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas aplicables a las actividades eléctricas.

Artículo 3º.- Definiciones y Glosario de Términos

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tendrán el significado que a continuación se indica:

3.1 Autoconsumo de Potencia. - Es la potencia eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las

valorizaciones del COES⁹.

3.2 Autoconsumo de Energía. - Es la energía eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES¹⁰.

3.3 Calificación. - Es el procedimiento por el cual una central de cogeneración adquiere la calidad de Central de Cogeneración Calificada.

⁹Numeral modificado por disposición del Art. 1º del D.S. Nº 082-2007-EM, publicado el 24/11/2007, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

3.1 Autoconsumo de Potencia. - Es la potencia eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del Cogenerador y que no es materia de transacción comercial entre agentes. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.

¹⁰Numeral modificado por disposición del Art. 1º del D.S. Nº 082-2007-EM, publicado el 24/11/2007, cuyo texto rige en la actualidad. El texto anterior era el siguiente:

3.2 Autoconsumo de Energía. - Es la energía eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del Cogenerador y que no es materia de transacción comercial entre agentes. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.

3.4 Calor Útil (V).- Es la energía térmica proveniente de un proceso de cogeneración, destinada a la actividad productiva.

3.5 Cogeneración. - Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.

3.6 Central de Cogeneración Calificada. - Es la calidad que

obtiene una central de cogeneración cuando cumple los requisitos establecidos en los artículos 4º y 5º del presente Reglamento.

3.7 Cogenerador. - Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que es titular de una Central de Cogeneración Calificada. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

3.8 Dirección. - Es la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

3.9 Ley. - Es el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

3.10 Reglamento. - Es el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

3.11 SEIN. - Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3.12 COES. - Es el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Otros términos no comprendidos en el presente Artículo tendrán el significado establecido en la Ley y el Reglamento. Cuando se haga referencia a un artículo sin mencionar la norma a la que pertenece, debe entenderse referido al Reglamento de Cogeneración.

Artículo 4º.- Solicitud de Calificación de Centrales de Cogeneración

Para adquirir la calidad de Central de Cogeneración Calificada, el titular de la central de cogeneración debe presentar una solicitud de Calificación a la Dirección, acompañando lo

siguiente:

4.1 Informe técnico que sustente el cumplimiento de los valores mínimos a que se refiere el Artículo 5º, basándose en las características técnicas de los equipos y en el planeamiento anual de operación de la central de cogeneración.

4.2 Balance energético sustentado de la central para las condiciones de operación en su máxima capacidad de cogeneración, indicándose la potencia eléctrica total a ser generada, la potencia mecánica, la potencia térmica utilizable y la potencia suministrada por el combustible, todos expresados en MW; incluyendo un diagrama de Sankey que indique los respectivos flujos de energía.

4.3 Memoria descriptiva de las instalaciones de la central, incluyendo diagramas y planos explicativos.

4.4 Actividad productiva a la que se destina el Calor Útil.

4.5 Potencia y energía eléctrica que se proyecta producir anualmente, y el desagregado entre la parte que será destinado al Autoconsumo y la que será entregada al Sistema Eléctrico.

4.6 Autorización de generación, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW. De existir deficiencias o si se hubiese omitido información, la Dirección observará la solicitud y notificará al solicitante para que la subsane dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificado, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud. La Dirección se pronunciará sobre la solicitud de Calificación de la central de cogeneración

dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación. Vencido dicho plazo sin pronunciamiento alguno, se entenderá aprobada la solicitud. La Calificación deberá ser otorgada mediante Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad, la que será publicada por cuenta del Cogenerador. La Calificación entrará en vigencia a partir del día siguiente de supublicación en el Diario Oficial El Peruano

Artículo 5°.- Valores Mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)

Para efectos de la Calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores mínimos de REE, según combustible y/o tecnología.

Artículo 6°.- Precio de gas natural aplicable al Cogenerador

Tanto el precio de Gas Natural como las tarifas de Transporte y Distribución de Gas aplicables a los Cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas, serán los mismos que corresponden al Artículo modificado por disposición del Art. 1° del D.S. N° 082-2007-EM, publicado el 24/11/2007, cuyo texto rige en la actualidad. El texto del artículo original tiene otras tablas, valores, etc. para “Generadores Eléctricos” conforme a lo dispuesto por la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133 y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040- 99-EM.

El Cogenerador podrá contratar el suministro, transporte y distribución de gas natural que requiera para su uso propio y para el uso de la actividad productiva asociada a dicha cogeneración.

Para estos efectos, se deberá contar con sistemas o equipos de medición independientes que permitan diferenciar el gas consumido tanto para cogeneración como para la actividad productiva asociada a dicha cogeneración.

Lo establecido en el primer párrafo del presente artículo es aplicable únicamente al volumen de gas consumido para la cogeneración.

Artículo 7º.- Optimización, operación y producción de energía eléctrica Tratándose de Centrales de Cogeneración Calificadas integrantes del SEIN, se deberá cumplir con las siguientes reglas para la aplicación de los Artículos 92º a 99º, y 105º, 106º y 124º del Reglamento:

7.1 El programa de operación y despacho de las Centrales de Cogeneración Calificadas será establecido según los requerimientos de producción asociada de Calor Útil, y tendrá prioridad en el despacho. Para tal efecto, el Cogenerador deberá presentar su programa de generación a la Dirección de Operaciones del COES, para ser incluido en la programación del despacho, según la periodicidad establecida en los procedimientos del COES.

7.2 El costo variable de las unidades de la Central de Cogeneración Calificada, despachadas según el criterio anterior, no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere los Artículos 105º y 106º del Reglamento.

7.3 La valorización de la energía entregada y retirada por un Cogenerador, será efectuada según los procedimientos establecidos en el Artículo 107º del Reglamento. Para tal efecto, el COES considerará la producción de energía eléctrica de la Central de Cogeneración Calificada como entrega de energía al sistema y el Autoconsumo de Energía como un retiro de energía del sistema atribuible al propio Cogenerador. **Artículo 8º.- Energía y Potencia Firme de Centrales de Cogeneración Calificada** Para determinar la Energía Firme a que se refiere el inciso b) del Artículo 103º del Reglamento, para las Centrales de Cogeneración Calificadas se empleará la energía eléctrica que se proyecta entregar al SEIN en cada año calendario. El COES adecuará el Procedimiento correspondiente.

La Potencia Firme a que se refiere el inciso a) del Artículo 110º del Reglamento para las Centrales de Cogeneración Calificadas, se calculará como el promedio de las potencias medidas en bornes de las unidades de generación eléctrica durante el mes de evaluación.

Artículo 9º.- Egresos y pagos por Potencia eléctrica

La liquidación de los Egresos por Compra de Potencia y el Pago por Potencia de un Cogenerador integrante del COES se efectuará de conformidad con el Artículo 111º del Reglamento. Para tal efecto, el Autoconsumo de Potencia en la hora de máxima demanda mensual se considerará como una compra de

potencia al sistema, que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al Cogenerador. Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de una Central de Cogeneración Calificada serán determinados conforme al Artículo 113º del Reglamento.

Artículo 10º.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra

Para el cálculo de las tarifas en barra, la oferta de las Centrales de Cogeneración Calificadas será proyectada como una constante que será igual a los valores históricos de producción de potencia y energía registrados de cada Central en el último año. Para la simulación del despacho se considerará los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Artículo 7º.

Artículo 11º.- Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución

El acceso de Centrales de Cogeneración Calificadas a los sistemas de los concesionarios de transmisión y distribución, se sujeta a lo dispuesto en los Artículos 33º y 34º de la Ley, respectivamente; así como en el Artículo 62º del Reglamento, y demás normas aplicables.

Artículo 12º.- Compensación por Conexión a los Sistemas de Transmisión y Distribución

El peaje de conexión que le corresponda pagar a un Cogenerador se determinará según lo establecido en el Artículo 137º del Reglamento; para este efecto, no se considerará su Autoconsumo de Potencia.

El uso de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión o de los Sistemas de Distribución, será pagado por el Cogenerador considerando únicamente el costo incremental incurrido.

Artículo 13º.- Comercialización de la Potencia y Energía Entregada al Sistema

13.1 El Cogenerador que opte por integrarse al COES, podrá comercializar su Potencia y Energía Entregada al Sistema con distribuidores, generadores y/o clientes libres, tomando en cuenta lo especificado en los Artículos 101º y 102º del Reglamento. Las transferencias de energía que resulten de la operación económica del Sistema, serán liquidadas según los procedimientos del COES.

13.2 El Cogenerador que no sea integrante del COES, debe tener contratada la venta de la totalidad de su Potencia y Energía Entregada al Sistema con distribuidores, generadores y/o clientes libres.

Artículo 14º.- Tratamiento de una Central de Cogeneración Calificada sin producción de Calor útil asociado

Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté operando para producir Calor Útil, estará sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas del SEIN. Para este efecto, el Cogenerador deberá informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones.

Artículo 15º.- Fiscalización

Corresponde al OSINERG la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Cogenerador.

El OSINERG efectuará periódicamente pruebas para determinar los valores reales de REE y C de las Centrales de Cogeneración Calificadas, en la cual los valores de E, Q y V indicados en el artículo 5º, serán medidos durante un período ininterrumpido menor a dos (2) horas de funcionamiento a su máxima capacidad de cogeneración.

MODIFICAN EL REGLAMENTO DE COGENERACIÓN: DECRETO SUPREMO N° 082-2007-EM

El Peruano

Lima, sábado 24 de noviembre de 2007



NORMAS LEGALES

358227

Que, mediante Decreto Supremo N° 102-2007-EF, publicado el 19 de julio de 2007, vigente desde el 2 de agosto de 2007, se aprobó el Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública;

En uso de las facultades conferidas por el numeral 8 del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Modificación de la Segunda Disposición Complementaria del Reglamento de la Ley N° 27293, Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP

Modifíquese la Segunda Disposición Complementaria del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobado mediante Decreto Supremo N° 102-2007-EF, con el texto siguiente:

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

"Segunda.- Tratamiento de los proyectos con estudios previos

Para el caso del Gobierno Nacional y de los Gobiernos Regionales, todos los Proyectos de Inversión Pública, cuya ejecución se haya iniciado antes del 22 de diciembre de 2000 y cuyo período de ejecución proyectado culmine en el año fiscal 2009 o en adelante, deben cumplir con elaborar el estudio de preinversión correspondiente sobre la inversión no ejecutada para su aprobación y declaración de viabilidad como requisito previo para continuar con la ejecución del proyecto, salvo que haya sido considerado en un convenio internacional de financiamiento, en cuyo caso la declaratoria de viabilidad será exigible si el proyecto es objeto de modificaciones no previstas en el convenio".

Artículo 2°.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de noviembre del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

LUIS CARRANZA UGARTE
Ministro de Economía y Finanzas

136781-1

ENERGIA Y MINAS

Modifican el Reglamento de Cogeneración

**DECRETO SUPREMO
N° 082-2007-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, publicado el 7 de julio de 2006, se aprobó la sustitución del Reglamento de Cogeneración;

Que, el desarrollo de las actividades de cogeneración permitirá el incremento significativo del consumo de gas natural en las empresas que actualmente lo emplean;

Que, el fomento de cogeneración y de la generación distribuida en general con tecnologías eficientes, es una de las prioridades en la Política Energética del Estado, toda vez que representa beneficios potenciales en el ahorro de energía primaria, en la reducción de pérdidas en la red eléctrica, en la mejora de la eficiencia productiva de los agentes orientados al uso simultáneo de calor y electricidad y en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero;

Que, con el objeto de promover de manera más efectiva el desarrollo de Centrales de Cogeneración, es necesario modificar algunos aspectos referidos a

los requisitos para que tales Centrales adquieran la Calificación correspondiente;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Modificación del Reglamento de Cogeneración

Modifíquense las definiciones 3.1 y 3.2 del artículo 3°, el penúltimo párrafo del artículo 4° y los artículos 5°, 6° y 12° del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, los mismos que quedarán redactados con el siguiente texto:

"Artículo 3°.- Definiciones y Glosario de Términos

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tendrán el significado que a continuación se indica:

3.1 Autoconsumo de Potencia.- Es la potencia eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.

3.1 Autoconsumo de Energía.- Es la energía eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.

(...)"

"Artículo 4°.- Solicitud de Calificación de Centrales de Cogeneración

(...)"

La Dirección se pronunciará sobre la solicitud de Calificación de la central de cogeneración dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación. Vencido dicho plazo sin pronunciamiento alguno, se entenderá aprobada la solicitud. La Calificación deberá ser otorgada mediante Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad, la que será publicada por cuenta del Cogenerador. La Calificación entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

(...)"

"Artículo 5°.- Valores Mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)

Para efectos de la Calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores mínimos de REE, según combustible y/o tecnología. Tratándose de centrales de cogeneración que utilicen como combustible el gas natural, además acreditarán valores de relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) iguales o superiores a los indicados en el cuadro siguiente:

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	C = E/V
Turbina de vapor a contrapresión	0,70	0,15
Turbina de vapor de extracción	0,58	0,30
Turbina de gas de ciclo simple	0,55	0,40
Turbina de gas de ciclo combinado	0,55	0,50
Motores de combustión interna	0,55	0,60
Biomasa (*)	0,30	-

(*) Se entenderá por biomasa la fracción de los productos, subproductos y residuos agrícolas (incluidas sustancias de origen vegetal y de origen animal), forestales, así como residuos industriales y municipales

Para aquellas centrales de cogeneración cuya potencia instalada sea menor o igual a tres (03) MW, el REE mínimo requerido será en un diez por ciento (10%) menor al que se indica en el Cuadro anterior, según corresponda.

El REE se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

Donde:

- E : Energía eléctrica generada medida en bornes de generador, expresada en MW.h.
Q : Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MW.h y con base a su poder calorífico inferior.
V : Calor Útil, expresado en MW.h.

La determinación del REE se efectuará para las condiciones de operación en su máxima capacidad de cogeneración durante dos (2) horas de operación continua."

"Artículo 6º.- Precio de gas natural aplicable al Cogenerador

Tanto el precio de Gas Natural como las tarifas de la Red Principal aplicables a los Cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas, serán los mismos que corresponden para "Generadores Eléctricos" conforme a la Ley N° 27122, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM."

"Artículo 12º.- Compensación por Conexión a los Sistemas de Transmisión y Distribución

El peaje de conexión que le corresponda pagar a un Cogenerador se determinará según lo establecido en el Artículo 137º del Reglamento; para este efecto, no se considerará su Autoconsumo de Potencia.

El uso de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión o de los Sistemas de Distribución, será pagado por el Cogenerador considerando únicamente el costo incremental incurrido".

Artículo 2º.- Vigencia y refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de noviembre del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

136781-2

Exoneran de proceso de selección la contratación del servicio de soporte técnico de la base de datos Oracle para el Ministerio

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 526-2007-MEM/DM**

Lima, 21 de noviembre de 2007

VISTOS:

Los Informes Técnicos N° 007-2007-MEM-OGA-INF y N° 005-2007-MEM-OGA/LOG, de fechas 11 de setiembre y 14 de noviembre de 2007 respectivamente, y el Informe Legal N° 280-2007-MEM-OGJ de fecha 16 de noviembre de 2007, que sustentan la exoneración del Ministerio de Energía y Minas del Proceso de Selección para la contratación del servicio de soporte técnico de la Base de Datos Oracle;

CONSIDERANDO:

Que, el Director de Informática señala que en el marco del proceso de automatización y modernización tecnológica, el Ministerio de Energía y Minas ha desarrollado sistemas bajo la Base de Datos Relacional Oracle;

Que, en ese contexto, se requiere contar con un servicio de soporte técnico adecuado, que brinde las

herramientas necesarias para superar los problemas en caso de fallas, las que de no ser detectadas a tiempo, podrían ocasionar la suspensión del servicio informático del Ministerio de Energía y Minas;

Que, asimismo, el Director de Informática asevera además que, mediante el servicio de actualización de las licencias se podrá disponer de versiones mejoradas de los productos Oracle;

Que, de acuerdo al Informe Técnico N° 005-2007-MEM-OGA/LOG, la contratación del servicio de soporte y la actualización de licencias Oracle, sólo es posible obtenerlo de la Empresa Sistemas Oracle del Perú S.A., dado que es el único proveedor autorizado por Oracle Corporation para brindar soporte técnico a los productos Oracle en el Perú;

Que, en atención a lo antes descrito y de acuerdo a lo solicitado por la Oficina General de Administración en el informe anteriormente citado, se ha considerado necesaria la contratación del servicio de soporte y actualización de licencias Oracle;

Que, dado que sólo es posible obtener aquellos servicios de la Empresa Sistemas Oracle del Perú S.A., único proveedor autorizado por Oracle Corporation para brindar el soporte técnico a los productos Oracle en el Perú, resulta pertinente y necesario proceder a la exoneración del Proceso de Selección respectivo, bajo la modalidad de servicios que no admiten sustitutos;

Que, sobre el particular, el literal e) del artículo 19º del Texto Único Ordenado de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por Decreto Supremo N° 083-2004-PCM, señala que están exoneradas de los procesos de Licitación Pública, Concurso Público o Adjudicación Directa, según sea el caso, las adquisiciones y contrataciones que se realicen cuando las mismas no admitan sustitutos y exista proveedor único;

Que, en este sentido, el artículo 144 del Reglamento de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por Decreto Supremo N° 084-2004-PCM, señala que en los casos en que no existan servicios sustitutos a los requeridos por el área usuaria, y siempre que exista un solo proveedor en el mercado nacional, la Entidad podrá contratar directamente; entendiéndose como único proveedor en los casos que por razones técnicas o relacionadas con la protección de patentes y derechos de autor, se haya establecido la exclusividad del proveedor;

Que, Oracle Corporation, en la comunicación de fecha 3 de setiembre de 2007, dirigida al Ministerio de Energía y Minas, ha indicado que Sistemas Oracle Perú S.A. es la única empresa autorizada en el Perú para brindar el servicio de soporte y actualización de licencias Oracle;

Que, en el ejercicio de las facultades de delegación contenidas en el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM; y sus modificatorias; resulta conveniente delegar, en la Oficina General de Administración, la facultad de aprobar el expediente correspondiente al proceso exonerado bajo la modalidad de servicios que no admiten sustitutos, a que se refiere la presente resolución y las bases correspondientes;

Que, de conformidad con el artículo 7º del TUO de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, cada Entidad elaborará un Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones, que debe prever los bienes, servicios y obras que se requerirán durante el ejercicio presupuestal y el monto del presupuesto requerido. El Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones será aprobado por el Titular del Pliego o la máxima autoridad administrativa de la Entidad;

Que, el servicio en cuestión se encuentra previsto en el Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones del Ministerio de Energía y Minas para el año fiscal 2007, teniéndose previsto dicho servicio en la actividad N° 64;

En virtud de lo dispuesto por Texto Único Ordenado de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por Decreto Supremo N° 083-2004-PCM; su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 084-2004-PCM y sus modificatorias; y el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM; y sus modificatorias;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar la exoneración del Proceso de Selección para la Contratación del Servicio de

ANEXO 10

**MODIFICAN REGLAMENTO DE COGENERACIÓN:
DECRETOSUPREMO N° 052-2009-EM**

LEYES LEGALES El Peruano
Lima, sábado 20 de junio de 2009

EL SECTOR PÚBLICO PARA EL AÑO FISCAL 2009
EN DIRECTORIAL N° 028-2009-EF76.01
TARIFA TRIMESTRAL MENSUALIZADA

SEMESTRE DEL AÑO FISCAL 2009

(NUEVOS SOLES)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO: RECURSOS ORDINARIOS			
JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
2 255 794 462	1 840 209 842	1 833 695 981	5 929 700 085
974 725 599	741 803 431	753 391 195	2 369 920 225
899 654 179	459 885 455	458 406 393	1 817 946 027
514 976 787	515 658 384	495 540 334	1 526 174 405
79 651 287	41 480 299	38 423 057	169 554 643
100 787 930	81 398 012	77 931 966	260 117 908
382 787 356	404 068 801	387 261 623	1 174 117 780
71 984 484	41 182 815	10 758 641	123 925 940
486 262	446 842	199 434	1 132 538
305 020 600	362 145 413	378 293 039	1 045 459 052
1 287 020	280 231	47 819	1 615 070
121 511 906	93 884 024	31 651 000	247 046 930
121 511 906	93 884 024	31 651 000	247 046 930
2 780 953 724	2 398 162 587	2 252 608 604	7 910 894 895

JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	TOTAL
840 803 327	729 540 896	724 753 418	2 295 137 641
831 308 283	548 762 457	543 069 650	1 923 138 390
134 670 728	109 503 582	106 609 287	350 783 648
65 589 799	69 016 596	61 984 292	196 590 687
8 634 546	5 256 071	5 140 219	19 030 836
186 328 211	202 066 189	179 254 170	567 648 570
110 000	110 000	110 000	330 000
109 218 211	201 946 185	179 124 170	590 288 566
1 040 131 534	831 589 084	804 027 588	2 675 758 210
3 800 225 282	3 829 761 651	3 156 636 192	10 786 623 125

ENERGÍA Y MINAS

**Modifican Reglamento de Cogeneración
DECRETO SUPREMO
N° 052-2009-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, publicado el 07 de julio de 2006, se aprobó la sustitución del Reglamento de Cogeneración, y que mediante Decreto Supremo N° 082-2007-EM se aprobó su modificación;

Que, la cogeneración permite el ahorro de energía primaria, la reducción de pérdidas en la red eléctrica, la mejora de la eficiencia productiva de los agentes orientados al uso simultáneo de calor y electricidad, y en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero;

Que, a fin de promover el uso más eficiente de la energía y de las Centrales de Cogeneración es necesario precisar el trato que corresponde dar a los Cogeneradores y titulares de actividades productivas en los casos que el titular de la actividad productiva a la que se destina el Calor Útil sea a su vez consumidor de gas natural;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Modificación del Artículo 8° del Reglamento de Cogeneración

Modifíquese el artículo 6° del Reglamento de Cogeneración, aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM, en los términos siguientes:

El Peruano NORMAS LEGAL
Lima, sábado 20 de junio de 2009

"Artículo 6.- Precio de gas natural aplicable al Cogenerador"

Tanto el precio de Gas Natural como las tarifas de Transporte y Distribución de Gas aplicables a los Cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas, serán los mismos que corresponden para "Generadores Eléctricos" conforme a lo dispuesto por la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133 y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM.

El Cogenerador podrá contratar el suministro, transporte y distribución de gas natural que requiera para su uso propio y para el uso de la actividad productiva asociada a dicha cogeneración. Para estos efectos, se deberá contar con sistemas o equipos de medición independientes que permitan diferenciar el gas consumido tanto para cogeneración como para la actividad productiva asociada a dicha cogeneración.

Lo establecido en el primer párrafo del presente artículo es aplicable únicamente al volumen de gas consumido para la cogeneración."

Artículo 2°.- Vigencia y refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de junio del año dos mil nueve.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

363499-3

Imponen servidumbre de electroducto a favor de concesión definitiva de transmisión de la que es titular Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 196-2009-MEM/DM

Lima, 23 de abril de 2009

VISTO: El Expediente N° 21179705, organizado por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., persona jurídica inscrita en el Asiento I, Folio 97, Tomo I, Partida N° 11001297 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Arequipa, sobre solicitud de imposición de la servidumbre de electroducto para la Línea de Transmisión de 60 kV SE Marcona - SE Bella Unión;

CONSIDERANDO:

Que Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., titular de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la Línea de Transmisión de 60 kV SE Marcona - SE Bella Unión, en mérito de la Resolución Suprema N° 027-2005-EM, publicada el 20 de mayo de 2005, solicitó la imposición de la servidumbre de electroducto para dicha línea, ubicada en el distrito de San Juan de Marcona, provincia de Nazca, departamento de Ica, y los distritos de Lomas y Bella Unión, provincia de Caravelí, departamento de Arequipa, según las coordenadas UTM (PSAD 58) que figuran en el Expediente;

Que, el artículo 112° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que al derecho de imponer una servidumbre al amparo de la citada Ley, obliga a indemnizar el perjuicio que ella cause y a pagar por el uso del bien gravado;

Que, de acuerdo a la documentación que obra en el Expediente, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. ha cumplido con efectuar al propietario privado el pago por concepto de compensación e indemnización por daños y perjuicios en razón de la servidumbre;

ANEXO 12

CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE COSTOS ENERGÉTICOS

K	L	M	N
CALCULO DE REDUCCION DE COSTOS ENERGETICOS			
AÑOS	COSTO ANUAL TOTAL DE ENERGIA (\$)	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (\$)	AHORRO ENERGETICO ANUAL (\$)
0	2073593.0	0.0	0.0
1	2090181.8	300000.0	1790181.8
2	2106903.2	300000.0	1806903.2
3	2123758.4	300000.0	1823758.4
4	2140748.5	300000.0	1840748.5
5	2157874.5	300000.0	1857874.5
6	2175137.5	300000.0	1875137.5
7	2192538.6	300000.0	1892538.6
8	2210078.9	300000.0	1910078.9
9	2227759.5	300000.0	1927759.5
10	2245581.6	300000.0	1945581.6
11	2263546.3	300000.0	1963546.3
12	2281654.6	300000.0	1981654.6
13	2299907.9	300000.0	1999907.9
14	2318307.1	300000.0	2018307.1
15	2336853.6	300000.0	2036853.6
16	2355548.4	300000.0	2055548.4
17	2374392.8	300000.0	2074392.8
18	2393388.0	300000.0	2093388.0
19	2412535.1	300000.0	2112535.1
20	2431835.3	300000.0	2131835.3
21	2451290.0	300000.0	2151290.0
22	2470900.3	300000.0	2170900.3
23	2490667.5	300000.0	2190667.5
24	2510592.9	300000.0	2210592.9
25	2530677.6	300000.0	2230677.6
26	2550923.0	300000.0	2250923.0
27	2571330.4	300000.0	2271330.4
28	2591901.1	300000.0	2291901.1
29	2612636.3	300000.0	2312636.3
30	2633537.4	300000.0	2333537.4
31	2654605.7	300000.0	2354605.7
32	2675842.5	300000.0	2375842.5
33	2697249.3	300000.0	2397249.3
34	2718827.3	300000.0	2418827.3
35	2740577.9	300000.0	2440577.9

ANEXO 14 BALANCE DE ENERGÍA

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		
38																		
39																		
40																		
41																		
42																		
43																		
44																		
45																		
46																		
47																		
48																		
49																		
50																		
51																		


VAPOR SC SALIDA

Datos obtenidos

Tem. Salida	340 °C
Pres. Salida	450 psi
Flujo masico de Vapor	80000 Lbs/Hr
Flujo masico de Va	10 Kg/S
Entalpia Salida (h2)	3081.05 KJ/Kg

POTENCIA CALORIFICA: 29.49 MW

SIN COGENERACION	25.8 MW	FLUJO VAPOR	70000 Lbs/Hr	FLUJO MASICO DE V	8.75 Kg/S
CON COGENERACION	29.49 MW	FLUJO VAPOR	80000 Lbs/Hr	FLUJO MASICO DE VAP	10 Kg/S
DIFERENCIA	3.69 MW				




Anexo 5 FORMATO DE CONTROL DE PARAMETROS DE OPERACION

EMPRESA AGRARIA AZUCARERA ANDAHUASI										Departamento Energia										
4602004										Caldera Distral										
FORMATO DE CONTROL PARAMETROS DE OPERACION																				
Hora	Integrador	Flujo vapor	Presion vapor	Temperatura	Temperatura	Temperatura	Temperatura	Temperatura	Temperatura	Valvula Reductora				Nivel de Agua	Integrador	Flujo Agua Aliment	Ange	Ange		
										150 Psi	20 Psi	Agua de 20Psi	Agua de 15Psi						%	Psi
08:00 a.m	4602004	60000	470	34	221	218	247	93	341	55	15	96	15	120	93	57	57	16	39	300
08:00 a.m	4602004	60000	470	43	221	241	242	92	402	60	15	90	16	56	57	25	38	000	50	
07:00 a.m	4602004	60000	470	30	221	241	246	90	328	65	15	90	20	61	19	50	57	27	6000	301
08:00 a.m	4602004	55000	470	41	221	241	240	91	376	50	15	60	15	57	57	26	38	16000	380	
08:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
10:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
11:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
12:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
01:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
02:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
03:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
04:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
05:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
06:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
07:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
08:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
09:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
10:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
11:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
12:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
01:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
02:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
03:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380
04:00 a.m	4602004	55000	470	47	221	240	240	91	361	60	15	90	15	60	16	57	26	38	16000	380

CALDERA DISTRAL

Datos tecnicos de fabricacion

Capacidad	90 KLbH
Eficiencia	63% %



BAGASO

Datos obtenidos

Humedad	
PCI	7680 kJ/Kg

AGUA DE INGRESO

Datos obtenidos

Temp. Entrada	34 °C
Presion Entrada	14.7 PSI
Entalpia Entrada(h1)	142.5 KJ/Kg

ANEXO 15

HORAS DE OPERACIÓN

▲	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L												
2																								
3	HORAS DE OPERACIÓN ANUAL DE MOLIENDA																							
4																								
5		HORAS DE PARADA																						
6	HORAS EN UN AÑO (h)	MTTO ANUAL 2 MESES (h)	PARADAS INPREVISTAS 50 h POR MES (h)	TOTAL (h)		HORAS DE OPERACIÓN ANUAL DE MOLIENDA (h)																		
7	8760	1440	600	2040		6720																		
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13	ENERGIA ELECTRICA GENERADA EN BORNES DE ALTERNADOR "E"					17718.66 MWh																		
14	ENERGIA SUMINISTRADA POR EL COMBUSTIBLE "Q"					314560.00 MWh																		
15	CALOR UTIL "V"					198172.80 MWh																		
16																								
17	POTENCIA CALORIFICA UTIL CON COGENERACION					29.49 MW																		
18																								
19	RENDIMIENTO ELECTRICO EFECTIVO (REE) =					0.137																		
20																								
21	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 80%;">Tecnología / Combustible</th> <th style="width: 20%;">REE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Turbina de vapor a contrapresión</td> <td style="text-align: center;">0.70</td> </tr> <tr> <td>Turbina de vapor de extracción</td> <td style="text-align: center;">0.58</td> </tr> <tr> <td>Turbina de gas de ciclo simple</td> <td style="text-align: center;">0.55</td> </tr> <tr> <td>Turbina de gas de ciclo combinado</td> <td style="text-align: center;">0.55</td> </tr> <tr> <td>Motores de combustión interna</td> <td style="text-align: center;">0.55</td> </tr> <tr> <td>Biomasa</td> <td style="text-align: center;">0.30</td> </tr> </tbody> </table>					Tecnología / Combustible	REE	Turbina de vapor a contrapresión	0.70	Turbina de vapor de extracción	0.58	Turbina de gas de ciclo simple	0.55	Turbina de gas de ciclo combinado	0.55	Motores de combustión interna	0.55	Biomasa	0.30					
Tecnología / Combustible	REE																							
Turbina de vapor a contrapresión	0.70																							
Turbina de vapor de extracción	0.58																							
Turbina de gas de ciclo simple	0.55																							
Turbina de gas de ciclo combinado	0.55																							
Motores de combustión interna	0.55																							
Biomasa	0.30																							
22																								
23																								
24																								
25																								
26	Fuente: Decreto Supremo N° 082-2007																							
27																								
28	C =					0.089																		
29																								
30	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 80%;">Tecnología / Combustible</th> <th style="width: 20%;">C = E/V</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Turbina de vapor a contrapresión</td> <td style="text-align: center;">0.15</td> </tr> <tr> <td>Turbina de vapor de extracción</td> <td style="text-align: center;">0.30</td> </tr> <tr> <td>Turbina de gas de ciclo simple</td> <td style="text-align: center;">0.40</td> </tr> <tr> <td>Turbina de gas de ciclo combinado</td> <td style="text-align: center;">0.50</td> </tr> <tr> <td>Motores de combustión interna</td> <td style="text-align: center;">0.60</td> </tr> <tr> <td>Biomasa</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>					Tecnología / Combustible	C = E/V	Turbina de vapor a contrapresión	0.15	Turbina de vapor de extracción	0.30	Turbina de gas de ciclo simple	0.40	Turbina de gas de ciclo combinado	0.50	Motores de combustión interna	0.60	Biomasa	-					
Tecnología / Combustible	C = E/V																							
Turbina de vapor a contrapresión	0.15																							
Turbina de vapor de extracción	0.30																							
Turbina de gas de ciclo simple	0.40																							
Turbina de gas de ciclo combinado	0.50																							
Motores de combustión interna	0.60																							
Biomasa	-																							
31																								
32																								
33	Fuente: Decreto Supremo N° 082-2007																							
34																								
35																								

Definición operacional	Dimensiones	Indicadores
Una planta de cogeneración, se mide por su eficiencia o rendimiento, se utiliza el Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) (Guía de cogeneración de Madrid, 2010).	Energía eléctrica generada en bornes de alternador "E" (MWh)	P. Potencia en el eje de la turbina de vapor (KW)
		Tiempo de operación (h)
El REE se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula: REE=E/(Q-V*0.9)	Energía suministrada por el combustible utilizado "Q" (MWh)	Poder calorífico inferior (Kcal/Kg)
		Flujo Másico de Combustible (Kg/S)
Donde: E= Energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MWh. Q= Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MWh y con base a su poder calorífico inferior. V= Calor Util, expresado en MWh. (Reglamento de cogeneración del Perú, 2007)	Calor útil "V" (MWh)	Tiempo suministrado (h)
		Cantidad de agua (m³)
		Diferencial de temperatura (ΔT)
		Diferencial de presión (ΔP)
		Tiempo de operación de caldera (h)

ANEXO 16

PLIEGO TARIFARIO MÁXIMO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad				Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad																																																															
Empresa: Coelvisac				Empresa: Coelvisac																																																															
Pliego	Vigencia	Sector	Interconexion	Pliego	Vigencia	Sector	Interconexion																																																												
ANDAHUASI	14/Jun/2020	2	SEIN	ANDAHUASI	4/Jun/2022	2	SEIN																																																												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>MEDIA TENSIÓN</th> <th>UNIDAD</th> <th>TARIFA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">Sin IGV</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TARIFA MT2</td> <td>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo Mensual</td> <td>S/mes</td> <td style="text-align: right;">9.33</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa en Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">26.16</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa Fuera de Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">21.73</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Generación en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">63.05</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">23.82</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">21.71</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa</td> <td>ctm. S/KVach</td> <td style="text-align: right;">4.59</td> </tr> </tbody> </table>				MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA			Sin IGV	TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		Cargo Fijo Mensual	S/mes	9.33	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	26.16	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	21.73	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	63.05	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	23.82	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	21.71	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	4.59	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>MEDIA TENSIÓN</th> <th>UNIDAD</th> <th>TARIFA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">Sin IGV</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TARIFA MT2</td> <td>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo Mensual</td> <td>S/mes</td> <td style="text-align: right;">11.35</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa en Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">32.42</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa Fuera de Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">27.57</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Generación en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">69.18</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">29.24</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">26.64</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa</td> <td>ctm. S/KVach</td> <td style="text-align: right;">5.13</td> </tr> </tbody> </table>				MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA			Sin IGV	TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		Cargo Fijo Mensual	S/mes	11.35	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	32.42	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	27.57	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	69.18	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	29.24	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	26.64	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.13
MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA																																																																	
		Sin IGV																																																																	
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P																																																																		
Cargo Fijo Mensual	S/mes	9.33																																																																	
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	26.16																																																																	
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	21.73																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	63.05																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	23.82																																																																	
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	21.71																																																																	
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	4.59																																																																	
MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA																																																																	
		Sin IGV																																																																	
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P																																																																		
Cargo Fijo Mensual	S/mes	11.35																																																																	
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	32.42																																																																	
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	27.57																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	69.18																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	29.24																																																																	
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	26.64																																																																	
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.13																																																																	
Potencia Activa de Generación \$/kw : 0.79				Potencia Activa de Generación \$/kw : 0.97																																																															
Dólar cambio al 14/06/2020 : S/ 3.485				Dólar cambio al 14/06/2020 : S/ 3.70																																																															
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>MEDIA TENSIÓN</th> <th>UNIDAD</th> <th>TARIFA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">Sin IGV</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TARIFA MT2</td> <td>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo Mensual</td> <td>S/mes</td> <td style="text-align: right;">9.95</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa en Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">27.32</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa Fuera de Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">22.86</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Generación en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">67.65</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">25.51</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">23.26</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa</td> <td>ctm. S/KVach</td> <td style="text-align: right;">5.27</td> </tr> </tbody> </table>				MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA			Sin IGV	TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		Cargo Fijo Mensual	S/mes	9.95	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	27.32	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	22.86	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	67.65	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	25.51	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	23.26	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.27	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>MEDIA TENSIÓN</th> <th>UNIDAD</th> <th>TARIFA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: right;">Sin IGV</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TARIFA MT2</td> <td>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cargo Fijo Mensual</td> <td>S/mes</td> <td style="text-align: right;">10.44</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa en Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">34.03</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Activa Fuera de Punta</td> <td>ctm. S/KW.h</td> <td style="text-align: right;">28.66</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Generación en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">71.70</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">23.95</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP</td> <td>S/KW-mes</td> <td style="text-align: right;">21.90</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa</td> <td>ctm. S/KVach</td> <td style="text-align: right;">5.33</td> </tr> </tbody> </table>				MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA			Sin IGV	TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		Cargo Fijo Mensual	S/mes	10.44	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	34.03	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	28.66	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	71.70	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	23.95	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	21.90	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.33
MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA																																																																	
		Sin IGV																																																																	
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P																																																																		
Cargo Fijo Mensual	S/mes	9.95																																																																	
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	27.32																																																																	
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	22.86																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	67.65																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	25.51																																																																	
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	23.26																																																																	
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.27																																																																	
MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA																																																																	
		Sin IGV																																																																	
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P																																																																		
Cargo Fijo Mensual	S/mes	10.44																																																																	
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/KW.h	34.03																																																																	
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/KW.h	28.66																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/KW-mes	71.70																																																																	
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/KW-mes	23.95																																																																	
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/KW-mes	21.90																																																																	
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/KVach	5.33																																																																	
Potencia Activa de Distribución \$/kW				Potencia Activa de Distribución \$/kW																																																															
Dólar cambio al 4/06/2021 : S/ 3.84				Dólar cambio al 4/06/2021 : S/ 3.78																																																															

ANEXO 18

AUTORIZACIÓN DE USO DE INFORMACIÓN DE EMPRESA

Yo **Percy Garay Montañez**, Identificado con DNI N°32884928, en mi calidad de **gerente general** de la **Industria Azucarera** de la Empresa **Andahuasi**, con R.U.C. N° 20118792174, ubicada en el Distrito de Sayán, Provincia de Huaura, Departamento de Lima.

OTORGO LA AUTORIZACIÓN,

Al señor (res) Robert Nigel Rivera Muñoz y Wilson Enrique de la Cruz Roldan, Identificado(s) con DNI N° 10368546 y 76506783, de la Carrera profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, para que utilice la siguiente información de la empresa:

Datos de los consumos de Energía Térmica y Eléctrica, Datos de operación de los grupos electrógenos y consumo de combustible respectivamente.

con la finalidad de que pueda desarrollar su () Informe estadístico, () Trabajo de Investigación, (x) Tesis para optar el Título Profesional.

(x) Publique los resultados de la investigación en el repositorio institucional de la UCV.

(x) Mantener en reserva el nombre o cualquier distintivo de la empresa; o

() Mencionar el nombre de la empresa.



Firma y sello del Representante Legal
DNI: 32884928

El Estudiante declara que los datos emitidos en esta carta y en el Trabajo de Investigación, en la Tesis son auténticos. En caso de comprobarse la falsedad de datos, el Estudiante será sometido al inicio del procedimiento disciplinario correspondiente; asimismo, asumirá toda la responsabilidad ante posibles acciones legales que la empresa, otorgante de información, pueda ejecutar.

Wilson Enrique De la Cruz Roldan
DNI: 76506783

Robert Nigel Rivera Muñoz
DNI: 10368546

Distrito de Sayán, 22 de abril del 2023

Señor (a):

APELLIDOS Y NOMBRES: Garay Montañez Percy

CARGO: Gerente general

NOMBRE DE LA EMPRESA: Industria Azucarera Andahuasi

Presente. -



Es grato dirigirme a usted para saludarlo, y a la vez manifestarle que dentro de mi formación académica en la experiencia curricular de investigación del Décimo ciclo, se contempla la realización de una investigación con fines netamente académicos para la obtención de mi título profesional al finalizar mi carrera.

En tal sentido, considerando la relevancia de su organización, solicito su colaboración, para que pueda realizar mi investigación en su representada y obtener la información necesaria para poder desarrollar la investigación titulada: **"IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION PARA LA REDUCCION DE COSTOS ENERGÉTICOS DE LA INDUSTRIA AZUCARERA EN SAYAN"**. En dicha investigación me comprometo a mantener en reserva el nombre o cualquier distintivo de la empresa, salvo que se crea a bien su socialización.

Se adjunta la carta de autorización de uso de información y publicación, en caso que se considere la aceptación de esta solicitud para ser llenada por el representante de la empresa.

Agradeciéndole anticipadamente por vuestro apoyo en favor de mi formación profesional, hago propicia la oportunidad para expresar las muestras de mi especial consideración.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Wilson E. De la Cruz Roldan".

Wilson E. De la cruz Roldan
estudiante
DNI 76506783

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Robert Nigel Rivera Muñoz".

Robert Nigel Rivera Muñoz
estudiante
DNI 10368546

ANEXO 19

FOTOS

**MONTAJE DEL GENERADOR SINCRONO DE 5MKVA Y CONEXIONADO CON EL REDUCTOR
(7015rpm - 1800rpm) DE LA TURBINA DE VAPOR DE CONTRAPRESION**



**MONTAJE DEL ROTOR DE LA TURBINA VAPOR NG -DME-450-D
MULTIETAPA - 4 - CONTRAPRESION**



ÁREA DE CALDERA ACUOTUBULAR DE 90 lb/h DE MARCA DISTRAL

