

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Mecánica

Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales



TRABAJO DE DIPLOMA

Dimensionamiento de una bioeléctrica para el Central Uruguay

Autor: Carlos César Calero González

Tutor: Dr. Manuel Alejandro Rubio Rodríguez

Santa Clara

Curso 2015-2016



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Mecánica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de

Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

***“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor,
la electricidad y la energía atómica: la voluntad.”***

Albert Einstein.

DEDICATORIA

Agradecer a mis padres y familiares, especialmente a mis hermanos Adrián y José Carlos por todo su apoyo, que sin ellos me hubiera sido mucho más difícil llegar hasta este final. A mi novia Ariadna por su gran confianza y a todos esos amigos que nos hemos ido juntando en estos años y que han sido de gran apoyo.

A mi tutor Manuel Alejandro Rubio Rodríguez por su valioso apoyo y esfuerzo que realizó para orientarme en sus sabios conocimientos que motivaron siempre a superarme y esforzarme.

A todos los profesores por permitirme adquirir los conocimientos necesarios para el futuro.

A TODOS MUCHAS GRACIAS.

Resumen

El presente trabajo se desarrolla en el Central Uruguay y tiene como objetivo elaborar el modelo termodinámico lineal de un sistema de cogeneración para la industria azucarera mediante el dimensionamiento de una bioeléctrica y usar como caso de estudio financiero su implementación al Central Uruguay. Primero se realiza una revisión bibliográfica donde se expone el concepto y las tecnologías de cogeneración que resultan de más interés, luego se implementa un modelo termodinámico el cual permite el dimensionamiento del generador de vapor y la turbina para lo cual se tuvo en cuenta dos períodos de operación: en zafra y en inactivo. También se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar los resultados financieros del proyecto. Como resultado del modelo termodinámico se obtuvo una caldera que genera un flujo de vapor de 195 t/h y una turbina de extracción condensación de 37 MW con capacidad del cilindro de alta presión igual a 190,3 t/h y de 78,5 t/h para el cilindro de baja presión. Con la utilización del método de los flujos de caja descontados para el análisis financiero del proyecto se obtuvo que el VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 7,262 millones de pesos siendo la inversión inicial de 84,27 millones. La TIR resultó igual a 11,24 %, la cual es superior a la rentabilidad mínima del capital representada por una tasa de descuento igual a 10 %. Con el análisis de sensibilidad se observa que el costo de inversión sobresale por encima de todas las variables analizadas al tener una mayor incertidumbre para el proyecto, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12,5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2 300 \$/kW.

Summary

This thesis takes place in the Central Uruguay and aims to elaborate the lineal thermodynamic pattern of a cogeneration system for the sugar industry by means of the calculate of a bioeléctrica and to use like case of financial study their implementation to the Central Uruguay. First, a literature review, where the cogeneration concept is exposed and technologies that are of greatest interest are assessed. Then, a thermodynamic model which allows dimensioning of the steam generator and turbine for two periods is described. A sensitivity analysis was also performed to evaluate the financial performance of the project. As a result of thermodynamic model a boiler that generates steam flow of 195 t/h and an extraction condensing steam turbine with a power rate of 37 MW and a high pressure cylinder capacity of 190, 3 t/h and 78,5 t/h for the low pressure cylinder was obtained. By using the method of discounted constant cash flows for the financial analysis of the project it was obtained that the VAN of the investment at the end of the useful life of the project is positive and equal to 7,262 million pesos being the initial investment of 82, 27 million. The TIR was equal to 11,24%, which is higher than the minimum return on capital represented by a discount rate equal to 10%. The sensitivity analysis shown that the capital cost to have greater influence above all the variables analyzed for the project; a 10% decrease of this variable raises the IRR to 12, 5%. It also resulted that capital cost above 2 300 \$/kW makes the project unprofitable.

Índice

PENSAMIENTO	I
-------------------	---

DEDICATORIA	II
Resumen.....	III
Summary	IV
Introducción	1
Problemática	2
Objetivo General	3
Objetivos Específicos.....	3
Capítulo I La cogeneración. Concepto y tecnología	3
1.1. Aspectos generales de la cogeneración	3
1.1.1 Ventajas, beneficios y aspectos negativos de la cogeneración.....	5
1.1.2. Clasificación de los sistemas de cogeneración.....	7
1.1.3. Aplicaciones de la cogeneración.	7
1.2. Tecnología para la cogeneración.....	9
1.2.1. Motores de combustión interna.	9
1.2.2. Turbina de gas	11
1.2.3. Turbina de vapor	13
1.3. Cogeneración con biomasa en la industria azucarera.	15
1.2.1. Ventajas y desventajas del uso de la biomasa.	17
1.4. Aspectos económicos de la cogeneración	18
1.4.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento.	18
1.4.2. Plantas de biomasa existentes de medias y alta presión de vapor.....	20
Conclusiones Parciales	24
2.1. Introducción	25
2.2. Modelo Termodinámico.....	25
2.3. Consumo de agua.....	41
2.4. Análisis Financiero.....	41
2.4.1. Análisis de los resultados financieros.....	44
Conclusiones parciales	45
Capítulo 3. Análisis de sensibilidad	45
3.1. Análisis de sensibilidad para por ciento de paja a mezcla con bagazo	45

3.2. Análisis de sensibilidad para demanda de vapor a proceso.	48
3.3. Análisis de sensibilidad para calor específico de combustión del bagazo	51
3.4. Análisis de sensibilidad para costo de inversión	53
3.5. Análisis de sensibilidad para demanda de electricidad a proceso	55
3.6. Análisis de sensibilidad para precio de la electricidad vendida	56
Conclusiones parciales	58
Conclusiones generales.....	59
Recomendaciones	60
Anexos.....	62

Introducción

El progreso de la civilización ha conducido a consumos de energía creciente, en especial de la energía eléctrica, que acciona desde pequeños artefactos hogareños, las comunicaciones, transportes y otros servicios, hasta compleja y pesadas maquinarias industriales. Paralelamente, las consecuencias negativas de las actividades que contribuyen al abastecimiento de las formas utilizables de la energía (reducción o agotamiento de las reservas de recursos no renovables, contaminación, alteraciones de los ecosistemas, etc.) se han incrementado hasta llegar a niveles cada vez más preocupantes.[1]

Puesto que las fuentes de energía renovable y limpias actualmente existentes no pueden satisfacer el total de la demanda energética, se hacen necesarias políticas que fomenten el uso eficiente de los diferentes combustibles.

Con lo dicho anteriormente se justifica la necesidad de utilizar tecnologías con grandes rendimientos globales en las transformaciones energéticas, de manera que permitan reducir las emisiones contaminantes, y racionalizar el consumo energético, de tal forma que la energía se obtenga y consuma no solo de la forma más eficaz, sino lo más eficientemente posible. Es aquí donde entra en juego la tecnología de la cogeneración.

La cogeneración es una solución energética para producir todas las energías finales que todo centro consumidor precisa: electricidad, calor; frío sobre la base de aprovechar los flujos de energía producto de un ciclo de potencia. Por ello es una solución compleja que no es siempre bien comprendida por los usuarios, ni por las autoridades energéticas.[2]

En este escenario, el uso racional de los recursos primarios en los procesos de conversión y de la utilización de las formas secundarias, o sea la producción del

efecto deseado con el mínimo consumo de recursos y afectación del medio ambiente, se impone como un primer concepto cuya necesidad de aplicación resulta imperiosa, y que debería evolucionar aún más en la medida en que los factores mencionados lleguen a una criticidad próxima al límite de lo aceptable, requiriéndose un enorme esfuerzo en el desarrollo de tecnologías de sustitución, si se desean mantener para las futuras generaciones los estilos de vida que hoy se conocen como modernos. Paralelamente será necesario cuestionar la vigencia de tecnologías, conceptos, y regulaciones, para apoyar la materialización de los cambios que se requieran.[1]

Está ampliamente demostrado que la solución más inmediata para los problemas de energía que hoy tiene el mundo, es el ahorro y el uso racional de los portadores energéticos primarios y el aumento de la eficiencia energética. Esta solución no requiere gastos adicionales de energía primaria y no produce contaminación adicional. El uso de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración para diferentes sectores; tanto en el industrial, en el terciario, como en el doméstico, disminuye el consumo de portadores energéticos primarios, ya que aprovechan más la capacidad energética de los combustibles, frente a los sistemas energéticos convencionales.

La utilización de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración no son el remedio para todos los males, pero sí, una vía para aumentar la eficiencia energética en varios sectores de la economía; su empleo depende en gran medida de las características de las demandas, de las tecnologías disponibles y del tipo de proceso o actividad a realizar, estas son específicas para cada instalación, por ello es importante estudiar a fondo cada caso en particular.

Problemática

La información y el conocimiento que hoy se tiene de posibles resultados energéticos y financieros de las bioeléctricas y en general de los proyectos de

cogeneración en la industria azucarera y la dependencia que estos resultados tienen de los diferentes parámetros de diseño, es limitado.

Objetivo General

Elaborar el modelo termodinámico lineal de un sistema de cogeneración con aplicación a la industria azucarera cubana para el dimensionamiento de una bioeléctrica y usar como caso de estudio financiero su implementación al Central Uruguay.

Objetivos Específicos

- ❖ Realizar una revisión bibliográfica sobre las tecnologías de cogeneración.
- ❖ Implementar un modelo termodinámico de cogeneración de la bioeléctrica en el central azucarero haciendo uso del software Engineering Equation Solver (EES).
- ❖ Realizar la evaluación financiera de la aplicación de la bioeléctrica en el central Uruguay asumiendo 150 días de zafra y 100 días en inactivo.
- ❖ Realizar un estudio de sensibilidad para las variables más importantes del proyecto.

Capítulo I La cogeneración. Concepto y tecnología

1.1. Aspectos generales de la cogeneración

Aunque generalmente se dice que la cogeneración es la producción combinada de calor y electricidad, eso es una simplificación de lo que realmente puede ser. La

cogeneración es entendida como la producción combinada de calor o frío útil y con valor económico justificable, y energía eléctrica o mecánica a partir de un ciclo de potencia. [3]

Se denomina cogenerador a la persona o empresa que genera energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, para su uso o para su venta parcial o total.

Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos energéticos, de no recurrirse a la cogeneración. Es decir, la energía térmica útil es aquella que, si no fuera producida por la instalación, debería producirse de otra forma (consumiendo combustible), para satisfacer una demanda de calor o frío existente, tanto a efectos de un proceso industrial, como de climatización de cualquier tipo de edificio.[3]

La forma más antigua de cogeneración, la “smokejack” (la chimenea de Jack), básicamente eran pequeños molinos de viento instalados dentro de una chimenea que eran movidos por la ascendencia de los gases calientes del fuego. El movimiento rotatorio de las aspas era usado para mover un asador o un torno y entregaba aproximadamente 1 “dog - power” (un perro de potencia). De esta manera se aprovechaban los gases calientes emitidos por la chimenea.[4]

La cogeneración desde luego no es un concepto nuevo, ya que hace más de dos siglos que se utiliza en países del primer mundo. La misma tuvo su origen en Europa y los Estados Unidos, a finales del siglo XIX. Durante las primeras décadas del siglo XX, la mayoría de las industrias tenían sus propias unidades de generación de potencia con sistemas de calderas de vapor y turbinas de vapor, funcionando con carbón. Muchas de esas unidades eran unidades de cogeneración. Posteriormente, le siguió un período en el cual la aplicación decreció. A principios del siglo XX se estima que se generaba por cogeneración, más de la mitad de la energía eléctrica que se consumía en los Estados Unidos. En los 50 este valor se redujo a un 15 % y hasta un 5 % en la década de los 70, debido al desarrollo de las grandes plantas

de potencia que proporcionaban un suministro confiable de electricidad y la alta disponibilidad del petróleo y el abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas fueron las dos causas principales que hicieron que las inversiones en instalaciones de cogeneración fueran poco rentables, exceptuando los casos donde las industrias tenían calor residual de sus procesos o estuvieran aisladas de la red eléctrica.[5]

Más recientemente, en 1993, el Comité Internacional de la Energía de la OECD, (Organization for Economic Cooperation and Development) en un intento de crear condiciones en las cuales el sector energético fuera capaz de contribuir al desarrollo financiero y la prosperidad de las naciones protegiendo al mismo tiempo el medioambiente, establecieron varios objetivos; entre ellos el de diversificar, aumentar la eficiencia y flexibilizar el sector energético, desarrollar fuentes de energía ambientalmente aceptables y un mercado más competitivo.[5]

Debido a los actuales aumentos de los precios del petróleo y sus derivados, actualmente los gobiernos de diferentes regiones como: Europa, Estado Unidos, Canadá y Japón principalmente, están promoviendo el uso de la cogeneración, no sólo en el sector industrial, sino en el residencial y el terciario.[5]

1.1.1 Ventajas, beneficios y aspectos negativos de la cogeneración

Ventajas de la cogeneración

- ❖ Los sistemas de cogeneración se pueden implementar prácticamente en cualquier escala.
- ❖ Pueden instalarse en el mismo sitio en donde se requiere aprovechar la energía o muy cerca de él.

- ❖ Sus usos van desde aplicaciones utilitarias/ industriales hasta aplicaciones en pequeña escala para su uso en edificaciones.

Beneficios de la Cogeneración

- ❖ Reduce las emisiones de CO₂ a nivel global asociadas a la quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad.
- ❖ Contribuyen a mejorar la competitividad de una empresa o negocio, como resultado de la reducción de costos en la factura eléctrica y/o por el consumo de combustibles.
- ❖ Aumenta la seguridad energética nacional, especialmente si se utilizan, de forma sustentable, fuentes renovables como los residuos forestales de la biomasa.[6]

Aspectos negativos

- ❖ La implementación de un sistema de cogeneración tiene el gran obstáculo del costo de la inversión a realizar, ya que requiere de una gran cantidad de componentes que no son necesarios cuando se toma la electricidad de la red y se instalan sistemas simples de suministro de calor o frío.
- ❖ Además se debe mencionar el diseño y sus criterios para cogenerar, así como el espacio requerido para componentes y el tiempo de instalación, ya que no siempre es inmediato, especialmente en plantas industriales donde se trata de grandes flujos y potencias.
- ❖ En cuanto al aspecto eléctrico, se debe regular que los niveles de tensión sean los deseados y cuidar el factor de potencia de la planta, para no descuidar el rendimiento eléctrico.

- ❖ Por lo general aunque el consumo de combustible a nivel global disminuye, el consumo local aumenta lo que puede llevar a un aumento de la emisión de contaminantes a nivel local.
- ❖ La logística adicional del combustible puede ser una limitante.

1.1.2. Clasificación de los sistemas de cogeneración

Una clasificación que se puede realizar a los sistemas de cogeneración es diferenciarlos según sean:

Ciclos superiores o sistemas de cabeza: Son, sin duda, los sistemas más empleados, en ellos la energía primaria se utiliza para la producción de energía eléctrica, y posteriormente el calor o los calores residuales se utilizan para producir energía térmica. Se genera por tanto energía eléctrica y se cogenera energía térmica.[7]

Ciclos inferiores o sistemas de cola: En estos sistemas la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica residual se utiliza en la producción de energía mecánica-eléctrica. Estos ciclos tienen menos incidencia ya que sólo es aplicable en industrias con procesos en los que se genere energía térmica residual a una elevada temperatura, por ejemplo en la industria metalúrgica y en la química.[7]

1.1.3. Aplicaciones de la cogeneración.

Puesto que la cogeneración es una forma muy eficiente de generación de energía, la mayor rentabilidad se presenta en los sectores intensivos en energía. Otra ventaja importante de la implantación de cogeneración es que mejora la fiabilidad del suministro eléctrico. La cogeneración se aplica en plantas con necesidades térmicas (vapor; agua caliente; gases calientes; fríos).

El requisito para la implantación de cogeneración es que exista un consumo de calor y/o frío. El tipo de calor necesario conducirá a un tipo determinado de motor primario y de instalación. Otro factor que influye decisivamente sobre el tipo de instalación son los combustibles disponibles. Los consumos térmicos en alta temperatura favorecen el uso de las turbinas de gas, y los de agua caliente a los motores alternativos. En este sentido, hay que hacer primero una revisión de los consumos finales, para determinar si realmente es preciso la temperatura utilizada, tanto si se trata de gases calientes como vapor, puesto que a menudo para unificar se utiliza siempre el nivel térmico o entálpico más alto. En todo caso si existe consumo térmico, se puede instalar cogeneración y sólo el tipo de planta y su optimización es la que viene influida por el tipo y tamaño de consumo. Como toda instalación eficiente, es más cara que una instalación convencional, el tiempo de funcionamiento influirá también en su rentabilidad. Es decir las industrias idóneas para instalar plantas de cogeneración son aquellas con gran consumo térmico y muchas horas de funcionamiento.[8]. El sector industrial ha sido tradicionalmente el sector con mayor penetración de cogeneración. No obstante, el sector terciario o de servicios puede rentabilizar plantas de cogeneración, pues tiene necesidades térmicas importantes, en la mayoría de los casos para climatización. En este caso la utilización de equipos de absorción es un factor decisivo, porque permite un aumento del número de horas de reutilización del calor y una regularidad de la demanda. Una breve selección de sectores con excelentes posibilidades de aplicación de la cogeneración se muestra seguidamente:

Aplicaciones

Sector industrial

Químico

Petroquímico

Sector terciario

Hospitales

Hoteles

Siderurgia	Centros deportivos
Alimentario	Depuradoras
Textil	Calefacción, grandes áreas
Automoción	
Pasta y papel	

Tabla 1. Sectores con posibilidades de implantación de cogeneración.

1.2. Tecnología para la cogeneración.

Las plantas de cogeneración se caracterizan por la diversidad de tecnologías empleadas (motores alternativos, turbinas de gas, turbinas de vapor, etc.) y por su diseño específico para cada caso. Este requisito las hace muy diferentes a otras tecnologías de producción de electricidad con soluciones más homogéneas. Se presenta a continuación las características más significativas de las tecnologías que se consideran de más interés.

1.2.1. Motores de combustión interna.

Los motores de combustión interna tienen un amplio uso en los sistemas de cogeneración. Los combustibles empleados son gas natural o fabricado, gasolina, keroseno, aceites pesados, etc., alcohol y otros.[9].Existen dos tipos que son relevantes en aplicaciones estacionarias para la generación de electricidad: el motor Otto y el motor Diésel.[6]

Tabla 2. Características generales de los Motores de Combustión Interna[8]

Principio de funcionamiento/ componentes	En esencia el motor Otto y el motor Diésel tienen los mismos componentes mecánicos, ya que ambos usan una cámara de combustión de forma cilíndrica en la cual se desplaza un pistón. El pistón está a su vez conectado a un eje, el cual transforma el movimiento lineal del pistón en el movimiento rotatorio del eje.
Ciclo de trabajo/ termodinámico	La diferencia principal entre los ciclos de Otto y Diésel es la forma en la que se realiza la ignición del combustible, por lo que en el primer caso se utiliza una bujía para encender una mezcla de aire combustible contenida en el cilindro, mientras que en el segundo el aire contenido en el cilindro se comprime a una presión alta hasta alcanzar la temperatura de auto ignición del combustible.
Clasificación/ modo de operación	Dependiendo de la velocidad del motor: Alta Media Baja Número de tiempos del ciclo: Dos Cuatro Tipo de aspiración: Natura Turbo cargado

	Sobre o súper cargado
Tamaño	10 kW a 5 MW.
Combustibles	Gas natural, diésel, biogás, entre otros.
Ventajas	Tecnología probada Altamente confiables De fácil mantenimiento Encendido rápido Buen desempeño ante fluctuaciones de carga Menor impacto ambiental
Desventajas	Rango limitado de temperatura de gases de escape Costos de inversión altos

1.2.2. Turbina de gas

Las turbinas de gas se han utilizado desde hace mucho tiempo, son una tecnología bien establecida para la generación de electricidad, además de que producen gases de escape a altas temperaturas que pueden ser utilizados para la generación de vapor.

Tabla 3. Características generales de las Turbina de Gas[8]

Principio de funcionamiento/ componentes	La turbina consiste de tres elementos principales: Compresor Cámara de Combustión Turbina
Ciclo de trabajo/ termodinámico	Las turbinas de gas operan bajo un ciclo termodinámico conocido como “Ciclo de Brayton”. En este ciclo el aire del exterior es comprimido, calentado y posteriormente expandido en la turbina, quedando como excedente la diferencia entre la potencia generada en ella y la que es requerida para comprimir el aire. La potencia eléctrica producida por la turbina y requerida por el compresor es proporcional a la temperatura absoluta de los gases de escape. Actualmente, existen diversas variaciones del ciclo de Brayton, por ejemplo, se puede disminuir el consumo de combustible mediante el precalentamiento del aire comprimido con los gases de escape de la turbina a través de un recuperador o regenerador; se puede reducir el trabajo del compresor , y por ende, aumentar la potencia generada mediante etapas de inter o pre enfriamiento; o bien, se pueden utilizar los gases de escape para generar vapor y así generar electricidad adicional en un ciclo combinado.
Clasificación/ modo de operación	Esquemas de operación: Ciclo abierto Ciclo cerrado

	Tipos de turbinas de gas: Aeroderivadas Industriales
Tamaño	500 kW a 250 MW
Combustibles	Líquidos o gaseosos (gas natural, gas de síntesis, biogás, etc.).
Ventajas	Tecnología probada Costos de inversión bajos Menor impacto ambiental (dependiendo del combustible utilizado) Alta temperatura de los gases de escape
Desventajas	Relación potencia eléctrica/ potencia calorífica constante Reducción de la eficiencia bajo condiciones de operación de cargas parciales

1.2.3. Turbina de vapor

Las turbinas de vapor son una de las tecnologías más versátiles utilizadas para la generación de potencia. En nuestro país son ampliamente utilizadas en los centrales azucareros, las mismas transforman la energía térmica del vapor en energía mecánica.

Tabla 4 Características generales de las Turbina de Vapor[8]

Principio de funcionamiento/ componentes	Los principales componentes de un sistema caldera/ turbina de vapor son: Bomba Caldera Turbina Condensador
Ciclo de trabajo/ termodinámico	El ciclo termodinámico bajo el cual opera una turbina de vapor se denomina “Ciclo de Rankine”. En este ciclo, el agua es bombeada a una presión media – alta, dependiendo del tamaño de la unidad y la temperatura a la que el vapor será eventualmente calentado. Posteriormente, el agua se calienta hasta su temperatura de ebullición y usualmente es sobrecalentada por encima de esa misma temperatura. El vapor presurizado se expande a una presión menor en una turbina de etapas múltiples y posteriormente se canaliza a un condensador que opera al vacío, o bien, a un sistema de distribución que entrega el vapor para su uso en una aplicación industrial o comercial. Finalmente, el condensado es recirculado a través de una bomba para la continuación del ciclo.
Clasificación/ modo de operación	Los tipos principales de turbinas de vapor utilizados para la generación de electricidad son: Turbina de condensación

	Turbina de contrapresión Turbina de extracción
Tamaño	De 100 kW a 250 MW
Combustibles	Gas natural, carbón, combustóleo, biomasa, residuos sólidos municipales.
Ventajas	Tecnología probada Grandes capacidades Amplia flexibilidad en el uso de combustibles Menor impacto ambiental (dependiendo del combustible utilizado) Larga vida útil
Desventajas	Eficiencia eléctrica limitada Costos de operación altos para aplicaciones en pequeña escala

1.3. Cogeneración con biomasa en la industria azucarera.

En los últimos años surge con fuerza la incógnita sobre el futuro energético de la humanidad y en ese sentido, muchos especialistas, investigadores y gobernantes se pronuncian, de una u otra forma, sobre esa problemática, porque la crisis energética que se vislumbra, preocupa cada día a más dirigentes y ciudadanos.

En investigaciones recientes se ha descubierto que los procesos que generan afectaciones sobre el cambio climático mundial, fundamentalmente por la quema de combustibles fósiles, hoy se percibe más cercano y con procesos de aceleración mucho más inquietantes de los previstos en su inicio.[10]

Por esta razón es que en los últimos años se han buscado nuevas fuentes de energía, renovables y limpias, que ayuden a reducir el consumo de aquellos y la consiguiente emisión de gases contaminantes.

Entre las fuentes renovables de energía en estudio, la más antigua, utilizada y difundida, es la energía obtenida a partir de la biomasa, sobre la que se realizan estudios de optimización de los procesos de combustión para alcanzar mayores rendimientos y eficiencias, y se estudian nuevas tecnologías, como son los procesos termoquímicos y la gasificación.[11]

El término biomasa, en sentido amplio, se refiere a cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico. El conocimiento de la composición y propiedades de los recursos biomásicos es de fundamental importancia para evaluar su potencialidad como materia prima en los procesos de conversión térmica. Entre las plantas utilizadas para fines bioenergéticos se destacan las gramíneas, como la caña de azúcar, cuya eficiencia fotosintética es de las más altas entre todos los vegetales, razón por la cual la agroindustria azucarera es considerada una gran fuente de producción de energía.[11]. Como resultado de la molienda de la caña se obtiene el bagazo, que es utilizado como combustible en la industria azucarera.

El bagazo es el residuo lignocelulósico fibroso remanente de los tallos de caña, obtenido a la salida del último molino del tandem azucarero, constituyendo un conjunto heterogéneo de partículas de diferentes tamaños que oscilan entre 1 y 25 mm, presentando una fracción promedio de aproximadamente 20 mm. Desde el punto de vista físico, el bagazo integral se compone de 45% de fibra, 2-3% de sólidos solubles y 50% de humedad, mientras que desde el punto de vista químico,

se compone de 46,6% de celulosa, 25,2% de hemicelulosas (pentosanos) y 20,7% de lignina. Las hemicelulosas abarcan un conjunto de polisacáridos diferentes, cuya composición tiene como características comunes: solubilidad en solventes, reactividad frente a los ácidos y descomposición en azúcares y furfural. Estas propiedades las diferencian, analíticamente, del resto de los componentes químicos del bagazo. La lignina, tercer componente en importancia cuantitativa del bagazo, entre 20 y 22%, representa un conjunto de polímeros amorfos, reticulares, de altos pesos moleculares y naturaleza eminentemente fenólica.[8]

1.2.1. Ventajas y desventajas del uso de la biomasa.

Entre las principales ventajas del uso de la biomasa se tiene:

- Se constituye como energía renovable indefinida.
- Disminución del impacto ambiental.
- Disminución de la dependencia energética del exterior.
- Es un importante campo de innovación tecnológica.
- Optimización del rendimiento energético del recurso.
- Incrementa la competitividad comercial de los productos.
- Posibilita nuevas aplicaciones de gran interés como biocombustibles.
- Su energía se puede almacenar fácilmente, a diferencia de la solar y eólica.

Los principales inconvenientes que se presentan al uso o aplicación de la biomasa son concernientes a la mentalidad y capacidad de organización en los sectores sociales:

- Elevados costos para recoger materias primas, transporte y almacenamiento, se requieren de espacios grandes y planificación adecuada.

- Poca o nula información sobre las tecnologías disponibles.
- Falta de conciencia sobre el interés ambiental y social.
- Deficiente uso de fuentes renovables.

1.4. Aspectos económicos de la cogeneración

Desde un punto de vista estrictamente termodinámico, las ventajas de la cogeneración son evidentes. Sin embargo, ¿por qué no es un sistema universalmente adoptado? La respuesta a esta pregunta se encuentra obviamente en razones de tipo económico. No siempre los posibles ahorros económicos a partir de la eficiencia energética de la cogeneración justifican la inversión, es decir, no siempre resulta atractiva la rentabilidad de dicha inversión.

Los costos totales para la instalación de un sistema de cogeneración son la suma de los costos de inversión, más los costos de operación y mantenimiento, más los costos de los combustibles.[5]

1.4.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento.

En la tabla 5 se muestran estimados de costos de capitales totales (equipos e instalación) tanto para caldera Stoker como sistemas de lecho fluidizado para tres capacidades de procesamiento diario de biomasa: 100 toneladas/días, 600 toneladas/días y 900 toneladas/días. Los costos instalación pueden variar significativamente dependiendo del alcance del equipo, área geográfica, condiciones del mercado competitivo, requisitos del sitio y de control de emisiones. Las condiciones de vapor tienen un impacto importante sobre el costo de calderas;

las temperaturas y presiones más altas requieren tubos más gruesos y materiales más costosos.[12]

Tabla 5. Costos de capitales totales[12]

Características	Combustible Biomasa (toneladas/días)		
	100	600	900
Color específico de Biomasa (MMBtu/hr)	35.4	297.5	446.3
Presión de vapor (psig)	275	750	750
Planta de vapor con caldera Stoker			
Flujo de vapor (lb/hr)	20,000	165,000	250,000
Costo de equipo de caldera Stoker	\$1,195,000	\$7,980,000	\$10,790,000
Costos de otros equipos e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de sistema de caldera instalado	\$1,990,000	\$18,000,000	\$23,250,000
Costos de manipulación de la biomasa	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total instalado de la planta de vapor	\$4,630,000	\$23,430,000	\$30,360,000
Flujo de vapor (\$/lb vapor)	\$232	\$142	\$121
Planta de vapor con caldera de lecho fluidizado			
Flujo de vapor (lb/hr)	20,000	175,000	260,000
Costo de equipo de caldera de cama fluidizado	\$6,175,000	\$14,490,000	\$19,790,000
Costos de otros equipos e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de sistema de caldera instalado	\$6,970,000	\$24,510,000	\$32,250,000
Costos de manipulación de la biomasa	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total instalado de la planta de vapor	\$9,610,000	\$29,940,000	\$39,360,000

Costo unitario (\$/lb vapor)	\$480	\$171	\$151
------------------------------	-------	-------	-------

En la tabla 6 se ilustran costos de equipamiento, operación y mantenimiento para turbinas de vapor con capacidad de generación diferentes para cada sistema.

Tabla 6. Costos de equipamiento, operación y mantenimiento para turbina de vapor.[8]

Costos de turbina de vapor	Sistema1	Sistema 2	Sistema 3
Capacidad de generación (kW)	500	3,000	15,000
Tipo de turbina	Contra-presión	Contra-presión	Contra-presión
Costo de equipamiento (\$/kW)*	600	275	225
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.004	0.04	0.04

1.4.2. Plantas de biomasa existentes de medias y alta presión de vapor.

La tabla 7 muestra costos totales y de inversión para plantas de cogeneración asociadas a ingenios azucareros existentes en varios países del mundo. El 74% de las plantas de este listado con parámetros definidos en el mismo están en el orden de los 60 bar, el resto (26%) son superiores a 70 bar.[8]

Tabla 7. Costos totales y de inversión para plantas de cogeneración asociadas a ingenios azucareros existentes en varios países del mundo.[8]

N o	Nombre	País	Año	Potencia (MW) P y T (bar y °C)	Combust. Cap. De Molida (tc/d)	Costo total (MM USD)	Costo Invers. Especif. (USD/kW e)
--------	--------	------	-----	--	--------------------------------------	-------------------------------	---

1	Bois Rouge	Isla de la Reunión	199 2	60 (82 y 520)	Bagazo y carbón.(caña integral) 8500	100	1660
2	Le Gol	Isla de la Reunión	199 5	64 (82 y 520)	Bagazo y carbón.(caña integral) 9600	110	1700
3	Santa Adelia	Brasil	200 3	34 (63 y -)	Bagazo 12000	17	500
4	Godavari	India	200 2	24 (66 y 495)	Bagazo(almacena) 8500	26	1083
5	Mysore	India	200 3	28 (--)	Bagazo --	18.18	641
6	Jeypore	India	200 3	16.3 (--)	Bagazo --	6.45	396
7	Davangere	India	200 4	24 (87 y 515)	Bagazo y otras biomasas 3500	18.29	762
8	M/s Sugar	India	200 4	26 (67 y 495)	Bagazo otras biomasa y carbón 3500	18.9	762
9	Shree	India	200 4	20 (87 y 515)	Bagazo y residuos agrícolas cañeros 3500	13.8	690
10	El Viejo	Costa Rica	199 1	12.5 (28 y -)	Bagazo 3500	1.748	139.9

11	Roky Point	Australia	200 1	30 (--)	Bagazo y residuos forestales 3100	25	833
12	Ballevue	Mauricio	200 0	70 (80 y -)	Bagazo y carbón 8500	101	1443
13	Le Moule	Guadalup e	199 8	64 (--)	Bagazo y carbón 8000	--	--
14	Barralcoo	Brasil	--	15 (21 y -)	Bagazo --	--	--
15	Santa Candida	Brasil	200 3	27 (42 y -)	Bagazo --	--	--
16	Rana Sugars	India	200 5	40 (62 y 480)	Bagazo y otras biomasas 5000	32	800
17	Sagarsugar s	India	200 3	16 (66 y 485)	Bagazo y residuos madereros 2500	12	750
18	Sonai	India	200 6	16 (--)	Bagazo 4000	11.38	711
19	Reatar Niyamit	India	200 3	12.3 (--)	Bagazo --	5.94	483
20	Vasant Dada	India	200 3	12.5 (--)	Bagazo --	9.56	763
21	Kukkuwada	India	200 3	24 (--)	Bagazo --	19.42	810
22	Bellad	India	200 3	14 (--)	Bagazo --	9.40	671

23	Chikodi	India	2003	20 (--)	Bagazo	13.24	661
				74.9 (105 y 512)	Bagazo, residuos de madera y carbón 21768	194.5	2600
24	Okeelanta	EEUU	1997	63.5 (60 y 482)	Bagazo y fuel oil 11160	--	400
25	La Unión	Guatemala	1997	31 (60 y 450)	Bagazo u diesel	50	2000
26	Belcogen	Belice	2008	30 (100 y 525)	Bagazo y biomasa forestal 2 centrales	--	--
27	Funan	China	2010				

La figura 1 ilustra el costo de inversión específico (%) que representa la lista de la tabla 7 para valores < 1000, 1000:1500, >1500.

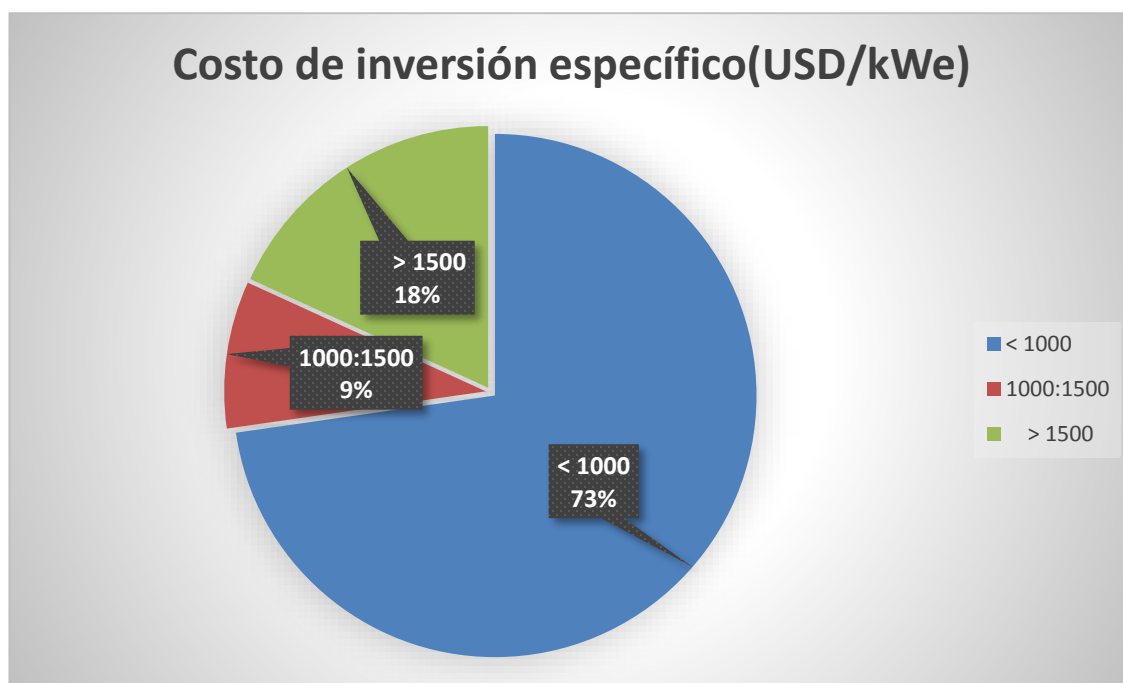


Figura 1. Costos de inversión específico

Conclusiones Parciales

1. La cogeneración moderna es una tecnología que permite alcanzar los mayores índices de eficiencia energética y emisiones emitidas. En la mayor parte de las empresas del sector industrial, la energía térmica y eléctrica son insumos indispensables.
2. En Cuba el uso la biomasa cañera es uno los combustibles más utilizados para generar electricidad, por lo que profundizar en las vías para elevar el aprovechamiento energético de este recurso energético es importante para los cambios en la estructura energética que el país requiere.
3. Los costos de inversión a realizar para tecnologías de cogeneración son un obstáculo que define la realización de estos tipos de proyectos dentro de la industria azucarera.

Capítulo 2: Dimensionamiento de una bioeléctrica para el central Uruguay

2.1. Introducción

En este capítulo se pretende evaluar la generación, entrega y consumo de energía eléctrica producida por una bioeléctrica dimensionada para la empresa azucarera Uruguay la cual se encuentra ubicada en las cercanías del poblado cabecera del municipio Jatibonico aledaño al Río Jatibonico. El Central Uruguay obtuvo en esta zafra record de producción de azúcar en un día se produjeron 1156 t, produciendo en total 79 068 toneladas de azúcar.

Para la realización del proyecto se tuvo en cuenta dos momentos:

1. Utilización de la biomasa cañera, propia de la zafra (Bagazo + Paja) en Activo.
2. Utilización de la biomasa cañera sobrante de la zafra (Bagazo + Paja) en Inactivo.

2.2. Modelo Termodinámico.

Con el propósito de dimensionar la bioeléctrica para el sistema de cogeneración en el central azucarero se plantea un modelo termodinámico bajo las siguientes premisas de operación.

En zafra

- El vapor que se genera pasa todo a través del cilindro de alta presión (CAP) dimensionado para el flujo de vapor generado.
- A la salida del CAP una parte del flujo satisface la demanda de calor del proceso, otra la del desaireador y el resto pasa al cilindro de baja presión (CBP).

- El flujo a través del CBP es igual al mínimo permisible en zafra para mantener la operación segura del cilindro (este mínimo se supuso 5% de la capacidad nominal del cilindro).

En inactivo

- Todo el vapor generado excepto el demandado por el desaireador pasa al CBP el cual es dimensionado para este flujo.
- El flujo de bagazo para la generación de vapor es tal que, considerando el bagazo almacenado en zafra, permite un tiempo de operación en inactivo igual al establecido (150 días de zafra más 100 días en inactivo).

Las ecuaciones siguientes representan los balances de masa y energía para cada uno de los elementos constituyentes del diagrama en la figura 2.

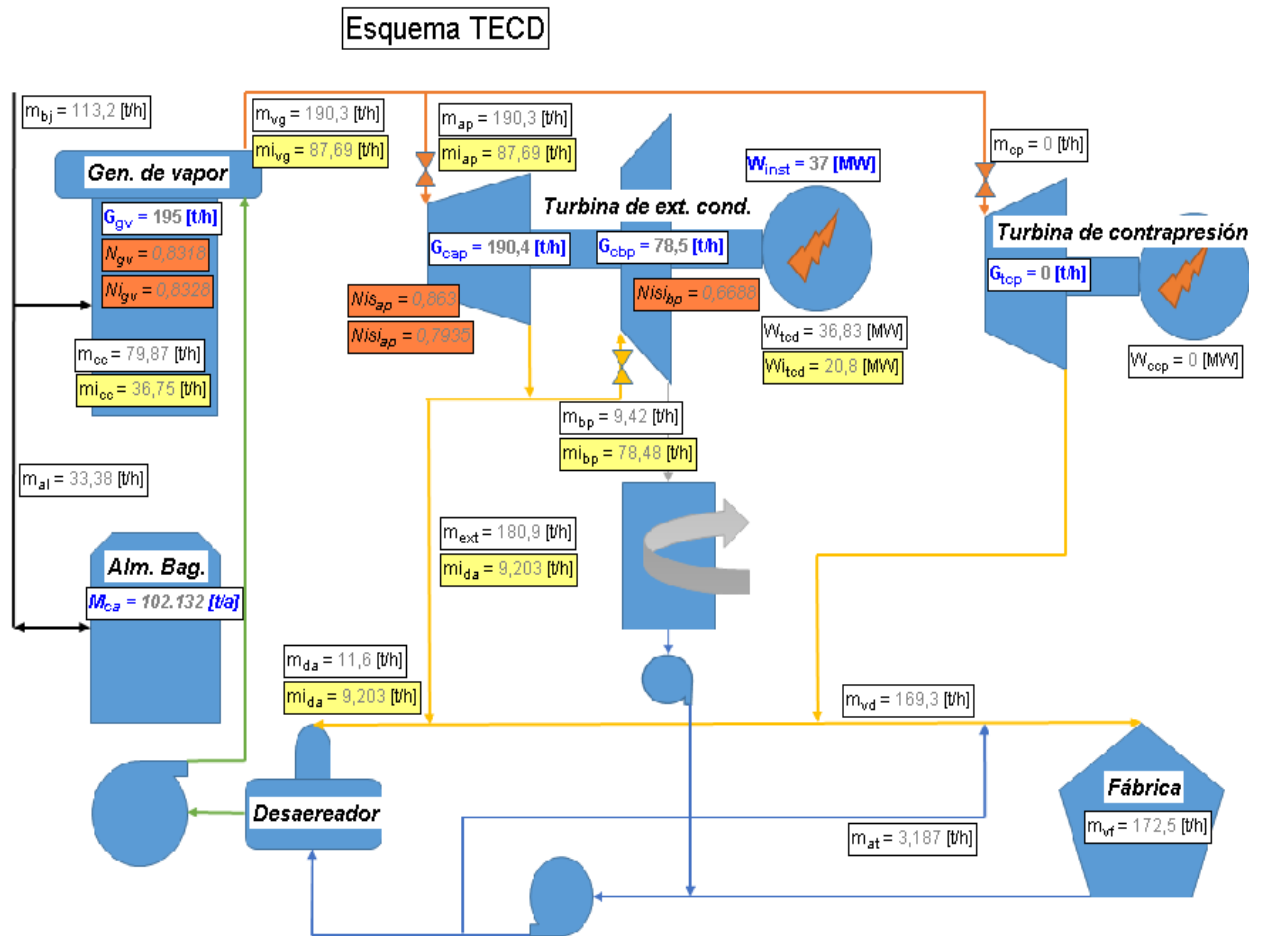


Figura 2. Esquema del modelo de cogeneración de la bioeléctrica.

Activo (Zafra):

Molino

La masa de caña total molida se determina a partir del flujo nominal de caña que pasa por el tándem de molinos considerando el tiempo de zafra y un aprovechamiento de la norma potencial.

$$M_{cm} = m_c * t_z * X_{np} * 24 \quad (1)$$

El flujo de bagazo se determina a partir del flujo nominal de caña que pasa por el tándem de molinos, la fracción de fibra en caña y la proporción de la mezcla paja/bagazo.

$$m_b = m_c * \left[\frac{x_{fc}}{1-x_{hb}} \right] \quad (2)$$

La masa de paja se calcula de forma similar a la de bagazo.

$$m_p = m_b * \left[\frac{X_{pb}}{1-X_{pb}} \right] \quad (3)$$

El calor específico inferior de combustión de la mezcla paja-bagazo se calcula utilizando los porcentajes de la mezcla paja-bagazo, su humedad y sus calores específicos inferiores.

$$Q_{ipb} = (1 - X_{hb}) * Q_{ib} * (1 - X_{pb}) + (1 - X_{hp}) * Q_{ip} * X_{pb} \quad (4)$$

Q_{ipb} calor específico inferior de combustión de la mezcla paja-bagazo [MJ/t]

Q_{ib} calor específico inferior de combustión del bagazo MJ/t]

Q_{ip} calor específico inferior de combustión de la paja
[MJ/t]

m_b flujo de bagazo a la salida del último molino [t/h]

m_p flujo de paja t/h]

m_c flujo de caña a la entrada del basculador t/h]

x_{fc} fracción de fibra en caña [-]

X_{hb}	humedad del bagazo	[-]
X_{hp}	humedad de la paja	[-]
M_{cm}	masa de caña molida	[t/h]
t_z	tiempo de zafra planificado	[días]
X_{pb}	Proporción mezcla paja/bagazo	[-]

Caldera

El análisis energético en la caldera se realizó tomando como energía de entrada el flujo de bagazo y de paja al generador de vapor y su rendimiento, como energía de salida se utilizó la masa de vapor generado por la entalpía del cambio de fase.

$$(m_{bc} + m_{pc}) * Q_{ipb} * N_{vg} = m_{vg} * (h_1 - h_6) \quad (5)$$

La entalpía de entrada del vapor generado se calculó mediante software EES como función de la presión y la temperatura de salida de dicho vapor.

$$h_1 = f(P_1, T_1) \quad (6)$$

La masa de vapor generado se consideró igual a la masa de agua de alimentación.

$$m_{vg} = m_{aa} \quad (7)$$

La entalpia del agua del agua de alimentación se calculó de forma similar a la del vapor generado.

$$h_6 = f(P_2, x = 0) \quad (8)$$

m_{aa}	flujo del agua de alimentación	[t/h]
m_{bc}	flujo de bagazo al generador de vapor	[t/h]

m_{pc}	flujo de paja al generador de vapor	t/h]
N_{vg}	eficiencia del generador de vapor	[-]
m_{vg}	masa de vapor generada en zafra	[t/h]
h_1	entalpia del vapor generado	[kJ/kg]
h_6	entalpia del agua de alimentación	[kJ/kg]
P_1	presión de salida del vapor generado	[MPa]
T_1	Temperatura de vapor generado	[C]
P_2	presión de la extracción	[MPa]
X	calidad de la extracción	[-]

Cilindro de alta presión (CAP)

El rendimiento de las turbinas de vapor puede ser expresado por la línea de Willians.[13]

El trabajo del cilindro de alta presión se calculó utilizando la masa de vapor generado, el salto entálpico a través de dicho cilindro y a partir del rendimiento electromecánico del mismo.

$$W_{ap} = m_{vg} * (h_1 - h_2) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (9)$$

La eficiencia de CAP se calcula a partir de la división entre el salto entálpico real a través del mismo y el teórico.

$$N_{ap} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h(P_2, s_1)} \quad (10)$$

W_{ap} potencia desarrollada por el cilindro de alta presión

de la turbina de vapor	[MW]
h_2 entalpía del vapor a la salida del CAP	[kJ/kg]
N_{ap} eficiencia del cilindro de alta presión	[-]
N_{em} rendimiento electromecánico	[-]
$h(P_2, s_1)$ entalpía a la presión de la extracción y la entropía de entrada	[kJ/kg]

Cilindro de baja presión (CBP)

La masa de vapor al cilindro de baja presión en zafra se toma como el 5% de su capacidad nominal.

$$m_{bp} = 0.05 * G_{cbp} \quad (11)$$

El trabajo del CBP se calcula similar al del de alta presión.

$$W_{bp} = m_{bp} * (h_2 - h_3) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (12)$$

Para el cálculo del rendimiento del CBP se utilizó el salto entálpico real a través del mismo y el teórico.

$$N_{bp} = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h(T_3, s_2)} \quad (13)$$

m_{bp} masa de vapor al CBP	[t/h]
G_{cbp} flujo nominal al CBP	[t/h]
W_{bp} potencia desarrollada por el cilindro de baja presión	[MW]
N_{bp} eficiencia del cilindro de baja presión	[-]
h_3 entalpía de del vapor de escape del condensado	[kJ/kg]

T_3 temperatura de condensación [C]

$h(T_3, s_2)$ entalpía a la temperatura de condensación y la entropía de

entrada [kJ/kg]

Proceso

$$h_{vd} = \frac{m_{ext} * h_2 + m_{cp} * h_{22}}{m_{ext} + m_{cp}} \quad (14)$$

La masa de vapor a la fábrica se calcula a partir del flujo nominal de caña que pasa por el tándem de molinos y la demanda de vapor relativo a caña molida.

$$m_{vf} = m_c * D_{vp} \quad (15)$$

$$m_{at} = m_{vf} - m_{vd} \quad (16)$$

h_{vd} Entalpía del vapor demandado [kJ/t]

m_{vd} masa de vapor saturado demandado por el proceso [t/h]

D_{vp} demanda de vapor relativa a caña molida [-]

m_{at} flujo de agua a la atemperadora [t/h]

m_{cp} masa de vapor a la turbina de contrapresión. [t/h]

m_{vf} masa de vapor a la fábrica [t/h]

Desaireador

La siguiente ecuación es un balance de energía en el desaireador utilizando los diferentes flujos de energía involucrados.

$$m_{bp} * h(P_3, x = 0) + m_{vd} * h(T = T_4, x = 0) + m_{da} * h_{vd} = m_{aa} * h_6 \quad (17)$$

Balance de masa en el desaireador

$$m_{bp} + m_{vd} + m_{da} = m_{aa} \quad (18)$$

m_{bp}	flujo de vapor a cilindro de baja presión	[t/h]
m_{da}	flujo de vapor a desaireador	[t/h]
$h(P_3, x=0)$	entalpía del condensado a la salida del condensador	[kJ/kg]
$h(T=T_4, x=0)$	entalpía del condensado recuperado en el proceso	[kJ/kg]

Almacén de bagazo

La masa total almacenada se calcula a partir de la diferencia entre el flujo de bagazo y paja al almacén y el consumo de los mismos por el proceso, teniendo en cuenta el tiempo de zafra y el aprovechamiento de la norma potencial.

$$(m_b + m_p - m_{cc}) * t_z * x_{np} * 24 = M_{ca} \quad (19)$$

m_{cc}	flujo de combustible consumido	[t/h]
t_z	tiempo de zafra	días]
x_{np}	fracción de aprovechamiento de la norma de potencial	[-]
M_{ac}	Balance de masa de paja bagazo almacenado	[t]

Inactivo (No Zafra)

Todos los parámetros que a continuación contienen (i) tienen el mismo significado que los anteriores pero en inactivo.

Almacén de bagazo

El tiempo en inactivo se calcula a partir de la cantidad de paja-bagazo almacenada; teniendo en cuenta un factor de deterioro y el consumo de estos combustibles en el proceso.

$$M_{ca} * \left[\frac{1 - X_{dc}}{mi_{cc} * 24} \right] = t_i \quad (20)$$

X_{dc} factor de deterioro del combustible almacenado [-]

t_i tiempo en inactivo [días]

Balance de energía en la caldera

El balance de energía en la caldera se realizó de forma similar que para en zafra; pero con los valores para inactivo.

$$mi_{cc} * Qi_{pb} * Ni_{gv} = mi_{gv} * (h_1 - h_6) \quad (21)$$

$$mi_{vg} = mi_{aa} \quad (22)$$

Cilindro de alta presión

$$Wi_{ap} = mi_{vg} * (h_1 - h_2) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (23)$$

Cilindro de baja presión

$$Wi_{bp} = mi_{bp} * (h_2 - h_3) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (24)$$

Desaireador

En inactivo no se considera la energía enviada al proceso en el balance de energía en el desaireador.

$$mi_{bp} * h(T = T_3, x = 0) + mi_{da} * h_2 = mi_{aa} * h_6 \quad (25)$$

$$mi_{bp} + mi_{da} = mi_{aa} \quad (26)$$

Potencia mecánica nominal de la turbina de extracción-condensación.

Para el cálculo de la potencia nominal de la turbina de extracción-condensación se tomaron los flujos nominales hacia los diferentes cilindros con sus respectivos saltos entálpico y teniendo en cuenta el rendimiento electromecánico.

$$W_n = \left(G_{cap} * (h_1 - h_2) + G_{cbp} * (h_2 - h_3) \right) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (27)$$

$$G_{cap} = |FLOOR(-m_{vg}) * 0.1| / 0.1 \quad (28)$$

$$G_{cbp} = |FLOOR(-mi_{bp}) * 0.1| / 0.1 \quad (29)$$

W_{iap}	Potencia en inactivo del cilindro de alta presión	
W_{ibp}	Potencia en inactivo del cilindro de baja presión	[MW]
W_n	Potencia nominal de la turbina	[MW]
G_{cap}	flujo nominal del cilindro de alta presión	[t/h]
G_{cbp}	flujo nominal del cilindro de baja presión	[t/h]

Energía producida

La electricidad vendida en zafra se calcula sumando los trabajos de las dos turbinas y restándole la electricidad consumida internamente por la bioeléctrica y el consumo de electricidad del proceso, considerando el tiempo de zafra.

$$E_{vz} = \left[(W_{ap} + W_{bp} + W_{ccp}) * (1 - D_{ie}) - m_c * \frac{D_{ep}}{1000} \right] * 24 * t_z * x_{np} \quad (30)$$

La electricidad vendida en inactivo se calcula a partir del trabajo de la turbina de extracción-condensación; restándole el consumo interno de la bioeléctrica y teniendo en cuenta el tiempo de generación en inactivo y el aprovechamiento de la norma potencial.

$$E_{vi} = \left((W_{iap} + W_{ibp}) * (1 - D_{ie}) \right) * 24 * t_i \quad (31)$$

La electricidad bruta producida se obtiene sumando la electricidad vendida en activo e inactivo sin considerar el consumo interno y el consumo del proceso.

$$E_n = (W_{ap} + W_{bp} + W_{ccp}) * 24 * t_z * x_{np} + (W_{iap} + W_{ibp}) * 24 * t_i \quad (32)$$

E_{vz}	electricidad vendida en zafra	[MWh/año]
E_{vi}	electricidad vendida en inactivo	[MWh/año]
E_n	electricidad bruta producida	[MWh/año]
D_{ep}	demanda de electricidad del proceso	[kWh/t]
D_{ie}	demanda de electricidad interna en la bioeléctrica	[-]

Indicadores de productividad

El índice de energía eléctrica producida bruta se calcula a partir de la energía eléctrica bruta producida y la cantidad de caña molida en la zafra teniendo en cuenta el aprovechamiento de la norma potencial.

$$ee_n = E_n * \frac{1000}{m_c * t_z * x_{np} * 24} \quad (33)$$

El índice de energía eléctrica vendida se obtiene a partir de la energía eléctrica vendida en zafra y en inactivo, la cantidad de caña molida en la zafra y teniendo en cuenta el aprovechamiento de la norma potencial.

$$ee_v = (E_{vz} + E_{vi}) * \frac{1000}{m_c * t_z * x_{np} * 24} \quad (34)$$

e_{en} índice de energía eléctrica producida bruta [kWh/t]

e_{ev} índice de energía eléctrica vendida [kWh/t]

El modelo termodinámico presentado anteriormente contiene varias asunciones que hay que tener en cuenta para evaluar los resultados.

- Se asume la caldera y la turbina de eficiencia constante.
- Se asumió líquido saturado a la salida del desaireador.
- Se redondea a entero la capacidad de la turbina.

2.2. Resultados caso de estudio Central Uruguay

El central posee trabajando actualmente cinco caldera alemanas, las cuales producen 45 t/h de vapor cada una, también cuenta con cuatro turbo generadores. Los siguientes resultados muestran las capacidades de las tecnologías de la bioeléctrica a partir de los resultados del modelo termodinámico.

Datos de partida

$m_c = 383,3 \text{ [t/h]}$	Flujo de caña
$t_z = 150 \text{ [d]}$	Tiempo calendario de zafra
$t_i = 100 \text{ [d]}$	Tiempo de inactivo para diseño
$x_{np} = 0.85$ potencial	Aprovechamiento de la norma
$x_{fc} = 0.13$	Proporción fibra en caña
$x_{pb} = 0.1$	Proporción paja bagazo almacén
$Q_{ip} = 14000 \text{ [MJ/t]}$ inferir de la paja	Calor específico de combustión
$Q_{ib} = 16000 \text{ [MJ/t]}$ inferir del bagazo	Calor específico de combustión
$x_{hb} = 0.5$	Humedad del bagazo
$x_{hp} = 0.2$	Humedad de la paja
$P_1 = 6.7 \text{ [MPa]}$	Presión del generador de vapor
$T_1 = 520 \text{ [°C]}$	Temperatura del vapor generado
$P_2 = 0.25 \text{ [MPa]}$	Presión de la extracción
$T_4 = 95 \text{ [°C]}$ condensado (proceso)	Temperatura de recuperación de
$T_3 = 60 \text{ [°C]}$	Temperatura de condensación
$N_{gv} = 0.83$	Rendimiento del generador de vapor

$N_{em} = 0.94$	Rendimiento electromecánico
$N_{ap} = 0.86$ cilindro de alta presión	Rendimiento isoentrópico del
$N_{bp} = 0.67$ cilindro de baja presión	Rendimiento isoentrópico del
$D_{vp} = 0.40$	Demanda de vapor a proceso
$Dep = 22 [KWh/t]$	Demanda de electricidad a proceso
$D_{ie} = 0.08$	Demanda insumo electricidad
$X_{dc} = 0.05$ combustible almacenado	Factor de deterioro del
$X_{cbp} = 0,12$ de baja presión en activo	Fracción de carga del cilindro

La solución del sistema de ecuaciones que representa el modelo antes descrito se implementó en el software Engineering Equation Solver. El resumen de los resultados del modelo son los que a continuación se relacionan, en el anexo 1 se relacionan los valores para todas las variables implicadas en el modelo.

Dimensionamiento

Caldera de 195 t/h

Turbina de extracción condensación de 37 MW con capacidad del CAP igual a 190,3 t/h y de 78,5 t/h para el CBP

Almacén de bagazo para 120168 t

Resultados productivos

Energía bruta producida igual a 267,610 MWh/a

Índice de generación 106,6 kWh/t de caña

Energía vendida en zafra igual a 75,631 MWh/a

Energía vendida en inactivo igual a 49,414 MWh/a

Modos de operación en zafra y en inactivo

En zafra la caldera genera 190,3 t/h de vapor, todo este vapor pasa por el CAP y solo 9,42 t/h pasa al CBP. De la diferencia, 11,6 t/h van al desaireador y 169,3 t/h a proceso, a lo que se le suma 3,187 t/h de agua en la atemperadora lo cual completa la cantidad de 172,487 t/h de vapor para el proceso.

En inactivo la caldera genera 87,69 t/h de vapor, 9,203 t/h pasan al desaireador y el resto 78,48 t/h pasa al CBP.

Porciento de capacidad de operación de turbina y caldera

Tabla 2.1 Porcientos de capacidad para el CAP, CBP y Caldera

	Capacidad(t/h)	Activo	Inactivo
Gcap	190,4	100%	46%
Gcbp	78,5	12%	100%
Caldera	195	97,5%	45%

La tabla 2.1 muestra las capacidades máximas para las que fueron diseñadas la turbina y caldera, así como los porcentos de capacidad en operación para ambas.

2.3. Consumo de agua

Cuando el central se encuentra operando en activo existe un consumo adicional de agua mínimo ya que el CBP solo opera a una capacidad de 12 %, por el contrario, en inactivo el CBP utiliza el 100% de su capacidad por lo que se incrementa el agua a condensación, pero sin consumo de agua en el central. Esto crea un balance favorable en el consumo de agua para enfriamiento y por lo tanto el nuevo sistema de cogeneración no genera un estrés adicional importante sobre los recursos hídricos.

2.4. Análisis Financiero.

El análisis financiero se realizó utilizando el método de los flujos uniformes descontado, para el cual se tuvieron en cuenta índices de costo de inversión por kW instalados así como de operación y mantenimientos fijos y variables, todos ellos con un error consistentes con el de un estudio de oportunidad.

A continuación se relacionan las ecuaciones para el cálculo de los costos, el valor actual neto y la tasa interna de retorno del proyecto y el período de recuperación descontado.

Premisas

$C_{inv} = 2200$ [\$/kW]	Costo inversionista por kW instalado nominal
$C_{OMv} = 0,015$ [\$/kWh]	Costo Operación y Mantenimiento variable
$C_{OMf} = 0,02$ [\$/kWh]	Costo O y M fijo por ciento inversión
$C_p = 5$ [\$/t]	Costo de la tonelada de paja movida al central
$T_{imp} = 0,35$	Tasa de impuesto a los beneficios
$T_d = 0,1$	Tasa de descuento

$P_{ev} = 0.15 \text{ [\$ / KWh]}$	Precio de electricidad vendida
$t_{vp} = 20 \text{ [a]}$	Vida útil del proyecto
$X_{ct} = 0,04$ inversión total	Fracción de capital de trabajo sobre la base de la inversión total
$T_{int} = 0,07$	Tasa de interés de la deuda
$t_{end} = 10$ cuota anual	Años para devolver el préstamo, se asume una cuota anual

Costos, flujo de caja, VAN, TIR, PRId

En esta parte se calcularan los diferentes parámetros económicos que sirvieron para evaluar si el proyecto es rentable desde el punto de vista económico tales como, el valor actual neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) etc.

$$I_{total} = (W_{ECD} + W_{CP}) * 1000 * C_{inv}(X_{ct} + 1) \quad (35)$$

$$I_{EqCon} = (W_{inst}) * 1000 * C_{inv} \quad (36)$$

$$Ca_{depr} = \frac{I_{EqCon}}{t_{vp}} \quad (37)$$

$$Ca_{OMV} = E_b * 1000 * C_{OMV} \quad (38)$$

$$ca_{OMf} = I_{total} * C_{OMf} \quad (39)$$

$$ca_p = m_p * 24 * t_z * X_{np} * C_p \quad (40)$$

$$C_{ev} = \frac{ca_{depr} + ca_{OMV} + ca_{OMf} + ca_p}{E_{vz} + E_{vi}} \quad (41)$$

$$FCa = \left((E_{vz} + E_{vi}) * 1000 * P_{ev} - ca_{depr} - ca_{OMv} - ca_{OMf} - ca_p \right) * (1 - T_{imp}) + ca_{depr} \quad (42)$$

$$VAN = \frac{FCa}{FRC} - I_{total} \quad (43)$$

$$FRC = (1 + T_d)^{t_{vp}} * \frac{T_d}{(1+T_d)^{t_{vp}-1}} \quad (44)$$

$$FRC_{TIR} = (1 + TIR)^{t_{vp}} * \frac{TIR}{(1+TIR)^{t_{vp}-1}} \quad (45)$$

$$FCa = I_{total} * FRC_{TIR} \quad (46)$$

$$FRC_{PRI} = (1 + T_d)^{PRId} * \frac{T_d}{(1+T_d)^{PRId-1}} \quad (47)$$

$$FCa = I_{total} * FRC_{PRI} \quad (48)$$

$$FRC_{end} = (1 + T_{int})^{t_{end}} * \frac{T_{int}}{(1+T_{int})^{t_{end}-1}} \quad (49)$$

$$ca_{end} = I_{total} * X_{end} * FRC_{end} \quad (50)$$

$$VAN_{end} = VAN + I_{total} * X_{end} - \frac{ca_{end}}{FRC_{cend}} \quad (51)$$

$$FRC_{cend} = (1 + T_d)^{t_{end}} * \frac{T_d}{(1+T_d)^{t_{end}-1}} \quad (52)$$

I_{total} : Inversión total incluyendo capital de trabajo

I_{EqCon} : Inversión en equipamiento y obra civil

Ca_{depr} : Costo anual por depreciación

Ca_{OMv} : Costo anual de O y M variable

ca_{OMf} : Costo anual de O y M fijo

ca_p : Costo anual de la paja traída al central

C_{ev} : Costo equivalente del kWh exportado

FCa : Flujo de caja anual

VAN : Valor actual neto del proyecto

FRC : Factor de recuperación de capital de una serie constante de flujos de caja

FRC_{end} : Costo anual de la deuda

FRC_{TIR} : Tasa interna de retorno

FCa : Es la tasa de descuento que hace cero el VAN al final de la vida útil del proyecto

ca_{end} : Costo anual de la deuda

VAN_{end} : VAN con endeudamiento

FRC_{cend} : FRC del costo de la deuda

2.4.1. Análisis de los resultados financieros

El análisis financiero del proyecto con el esquema de cogeneración propuesto dio como resultado un costo de electricidad vendida igual a 6.78 centavos/kWh, el cual es inferior al precio de venta de la electricidad.

El VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 7,26 millones de pesos siendo la inversión inicial de 84,27 millones. La TIR resulto igual a 11,24 %, la cual es ligeramente superior a la rentabilidad mínima exigida al capital, representada por una tasa de descuento igual a 10 %.

El período de recuperación descotado de la inversión es de 16 años.

Conclusiones parciales

1. Con el modelo termodinámico se obtuvo una caldera de 195 [t/h], una turbina de extracción-condensación de 37 [MW] de capacidad y una producción de energía bruta de 167,610 MWh/a.
2. Para el análisis financiero del proyecto el costo de electricidad vendida es de 6,78 centavos/kWh, el VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 7,262 millones y la TIR resulto igual a 11,24 %.

Capítulo 3. Análisis de sensibilidad

En este capítulo se realizan y discuten seis análisis de sensibilidad (Xpb, Qib, Dvp, Cinv, Dep, Pev) contra cuatro resultados del modelo de estudio de oportunidad expuesto y aplicado en el Capítulo II (VAN, TIR, Eb y Wn).

3.1. Análisis de sensibilidad para porciento de paja a mezcla con bagazo

La variación del porciento de paja a mezcla con bagazo depende de varios factores, entre los más importantes están; la recolección, transporte, almacenamiento, variedad de la caña, y procesos tecnológicos para transformarlos. La utilización de este recurso con fines energéticos es una necesidad indispensable, pero su uso energético lleva consigo la utilización de más fertilizante y la pérdida de humedad. Este uso no es sustentable ecológicamente, enfrenta problemas relacionados con sus características, además de los de recolección, manipulación y transporte. Es por ello que los expertos plantean diferentes porcientos de paja que se puede recuperar del campo sin afectar el crecimiento y desarrollo de los retoños.

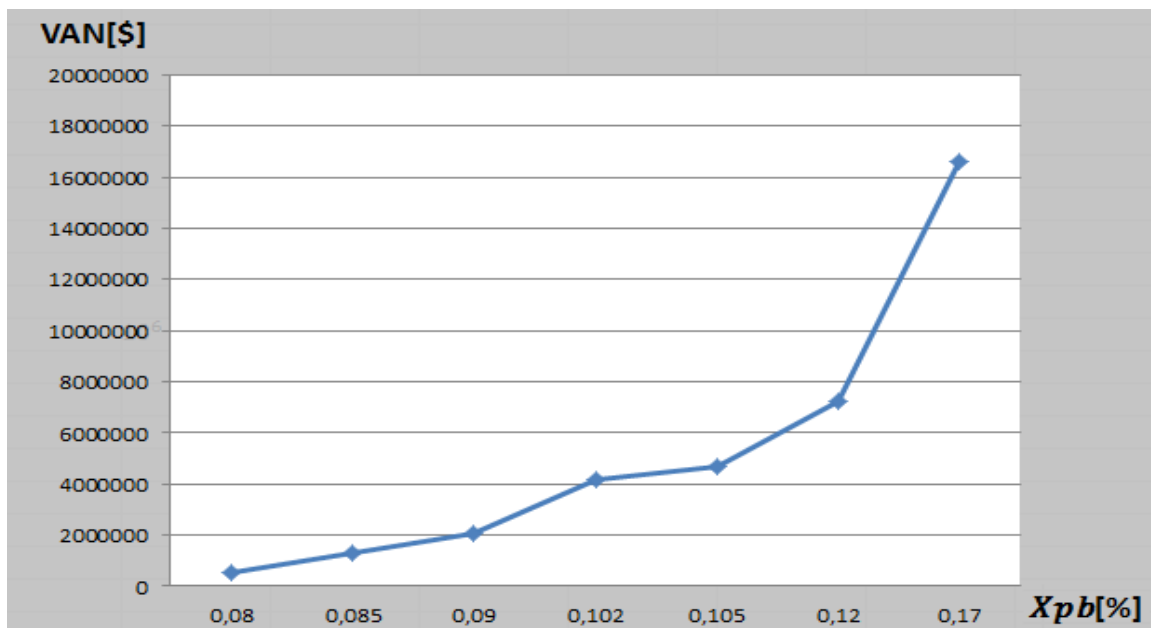


Figura 3. Valor actual neto-porciento de paja a mezcla con bagazo.

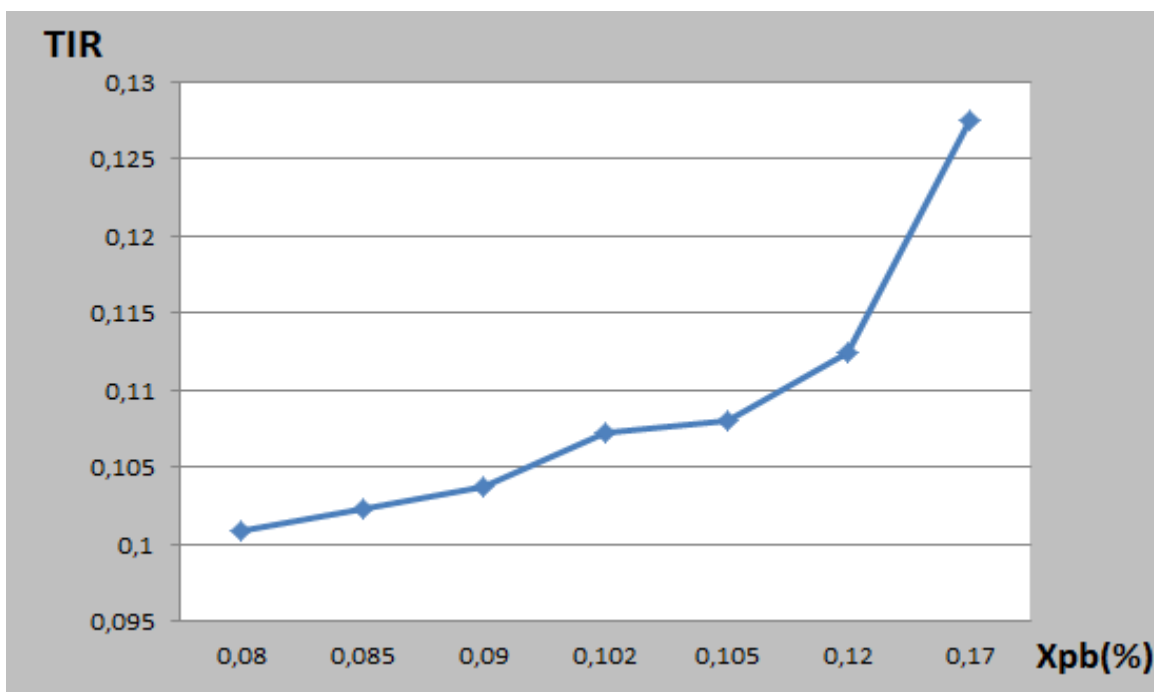


Figura 4. Tasa interna de retorno-porciento de paja a mezcla con bagazo.

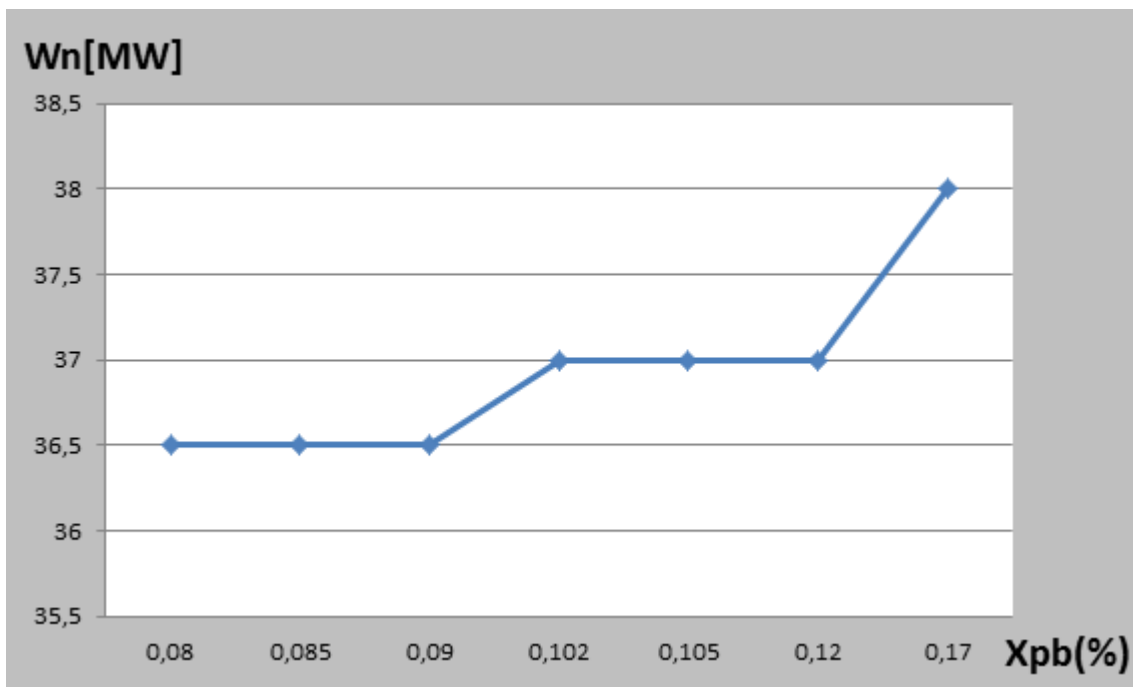


Figura 5. Potencia neta producida-porciento de paja a mezcla con bagazo.

En la figura 3, 4 y 5 se observa como a medida que se incrementa el porciento de paja a mezcla con bagazo aumenta el valor actual neto, la tasa interna de retorno, y la potencia total instalada.

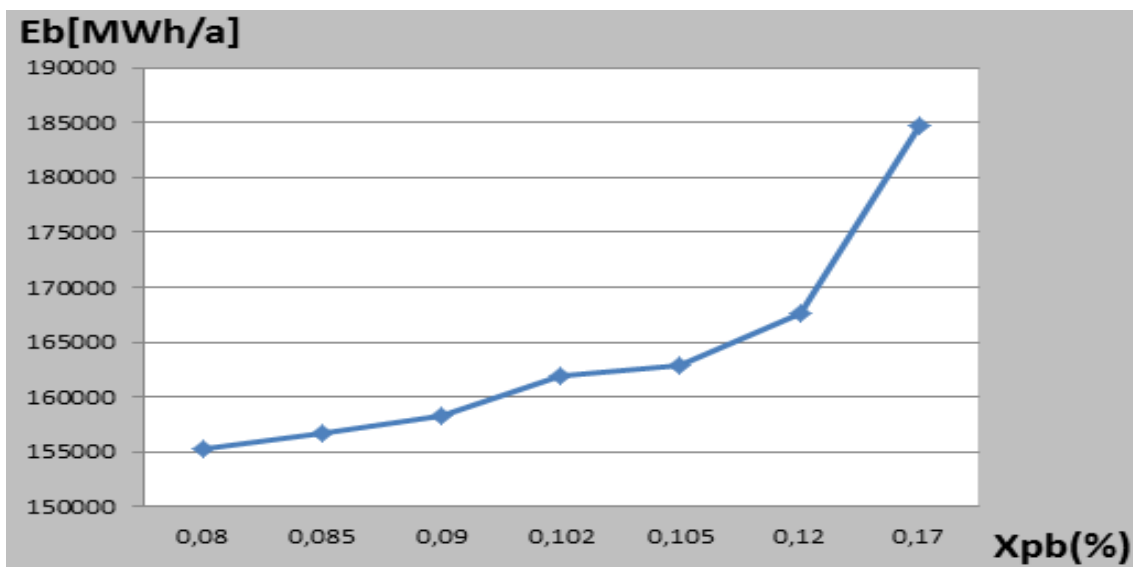


Figura 6. Energía bruta producida-porciento de paja a mezcla con bagazo.

En la figura 6 se observa como aumenta la energía vendida con el aumento del porcentaje de paja a mezcla con bagazo, esto se debe a que al aumentar el porcentaje de paja a mezcla con bagazo aumenta la cantidad de combustible disponible en inactivo lo que hace que aumente la generación eléctrica total.

3.2. Análisis de sensibilidad para demanda de vapor a proceso

Esta demanda representa un índice de consumo de vapor por tonelada de caña procesada y puede variar dependiendo de la configuración de la planta e azúcar, las tecnologías en equipos que se tengan instalados y las calidades de azúcar que se estén produciendo.

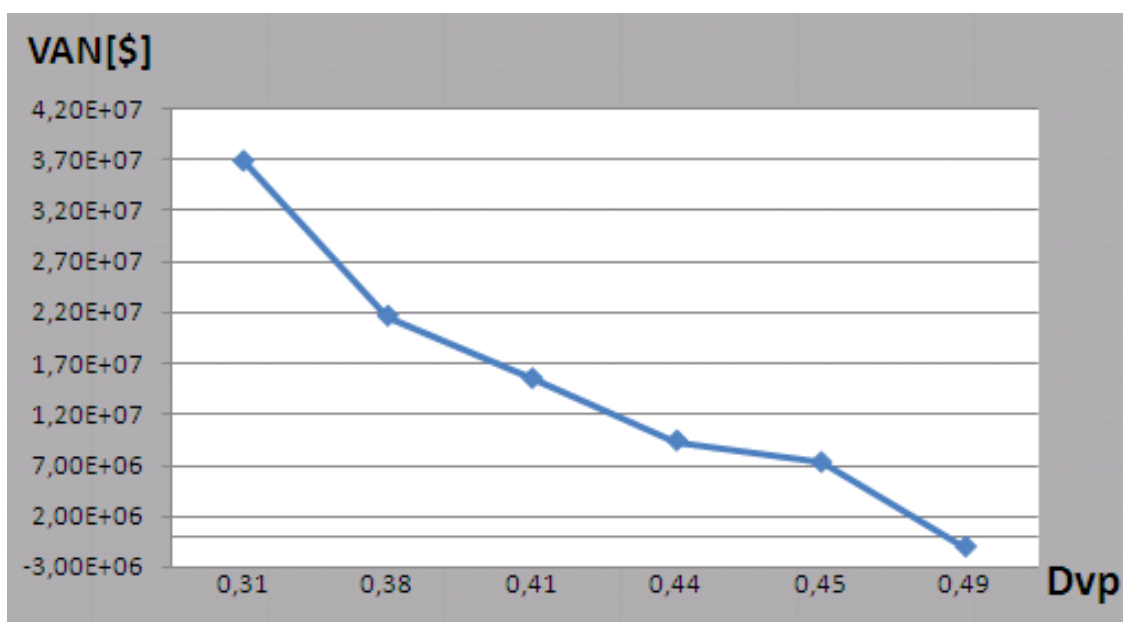


Figura 7. Demanda de vapor a proceso-Valor actual neto.

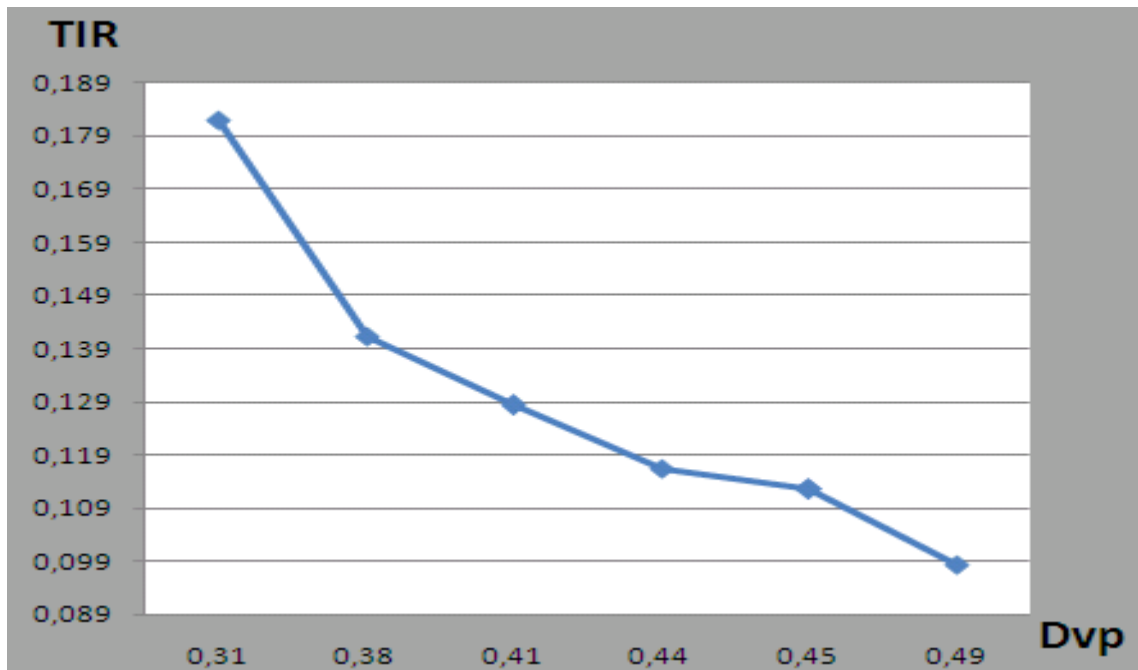


Figura 8. Demanda de vapor a proceso-tasa interna de retorno.

Al aumentar la demanda de vapor a proceso aumenta la potencia neta y disminuye la energía neta producida por lo tanto se incrementa el costo total de la inversión disminuyendo los ingresos al igual que el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Valores de consumo de vapor por encima de 0,48 tv/tc hacen inviable el proyecto.

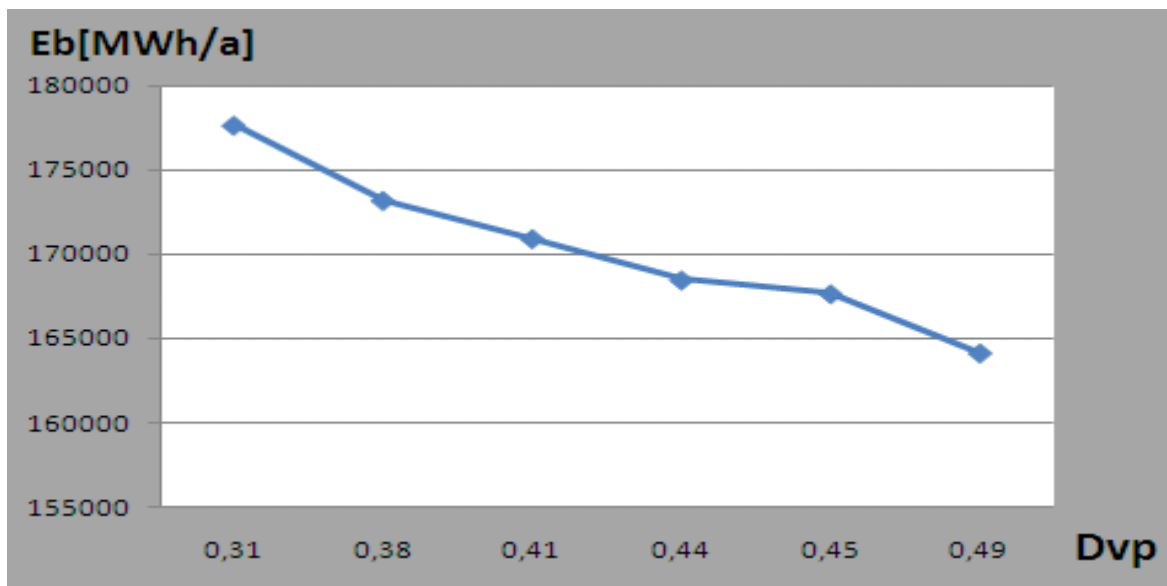


Figura 9. Demanda de vapor a proceso-energía vendida.

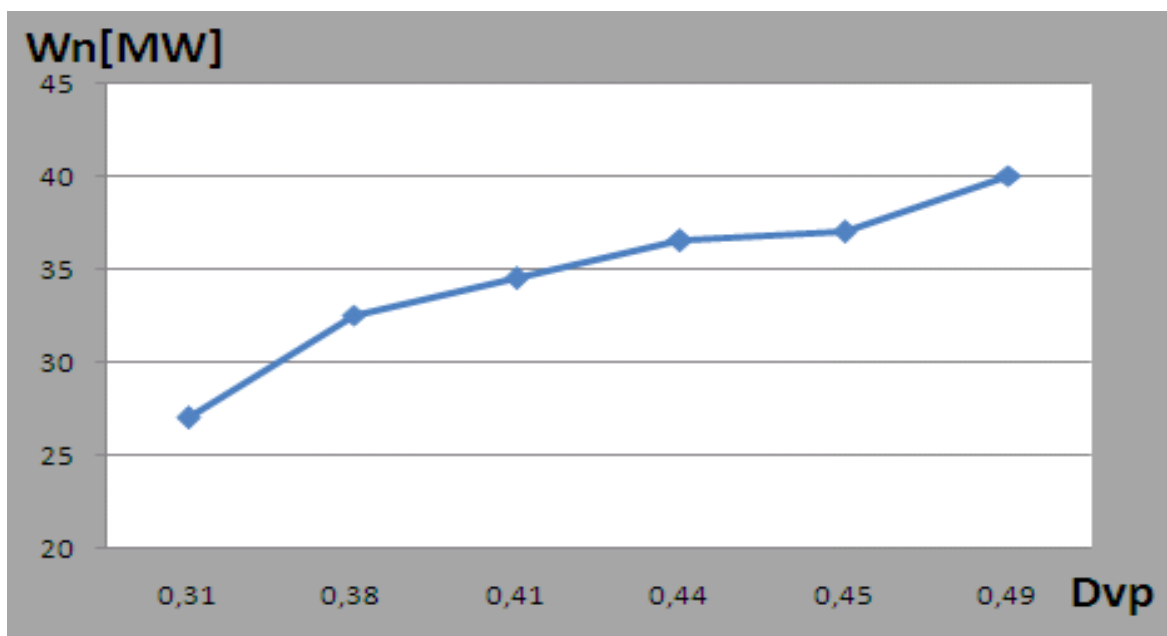


Figura 10. Demanda de vapor a proceso-potencia neta producida.

En los gráficos 9 y 10 se observa como disminuye la energía vendida y aumenta la potencia instalada con el incremento de la demanda de vapor a proceso, esto se debe a que en zafra para cumplir la demanda de vapor se consume más bagazo y aumenta el dimensionamiento del cilindro de alta presión. Al quedar menos bagazo

almacenado disminuye la energía producida en inactivo y por lo tanto la energía total producida y vendida a la Unión Eléctrica (UNE).

3.3. Análisis de sensibilidad para calor específico de combustión del bagazo

El calor específico de combustión es la propiedad más importante de los combustibles y para el caso del bagazo depende principalmente de la humedad, el contenido de azúcar, el contenido de ceniza y de la variedad de caña.

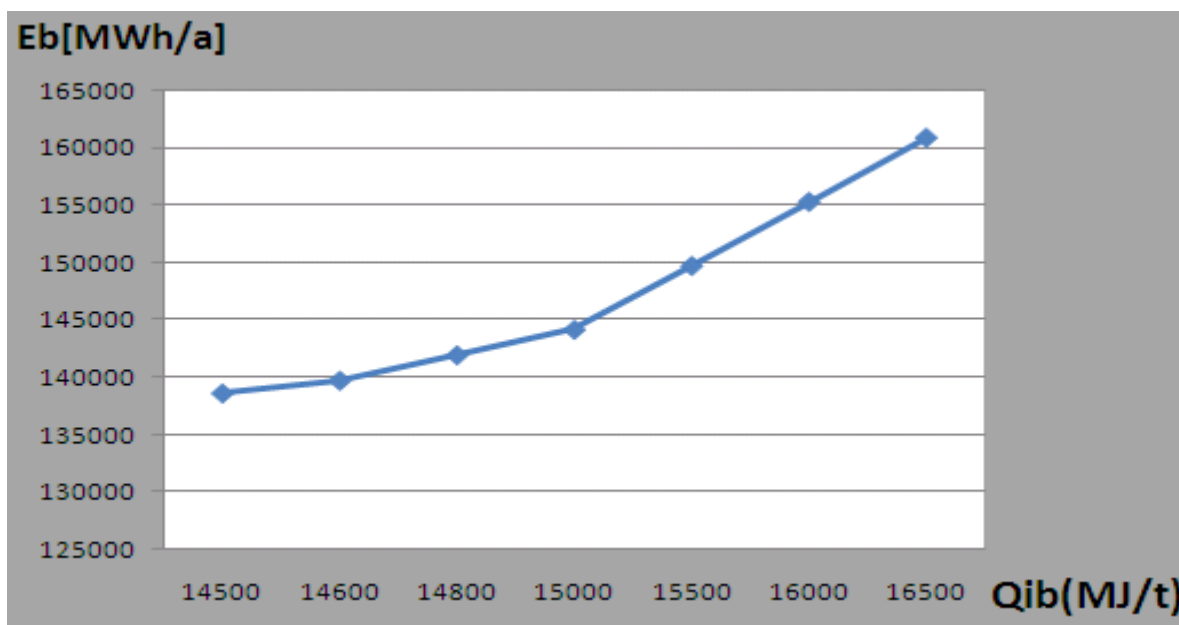


Figura 11. Calor de inferior de combustión del bagazo-energía vendida.

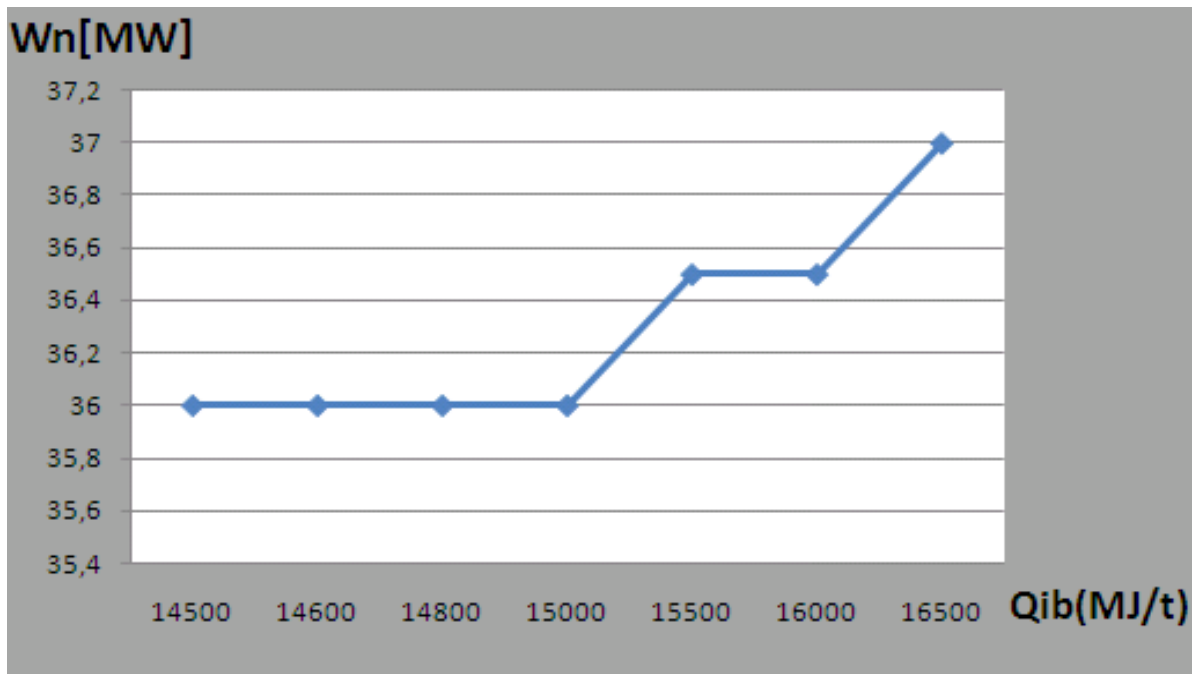


Figura 12. Calor de inferior de combustión del bagazo-potencia neta producida.

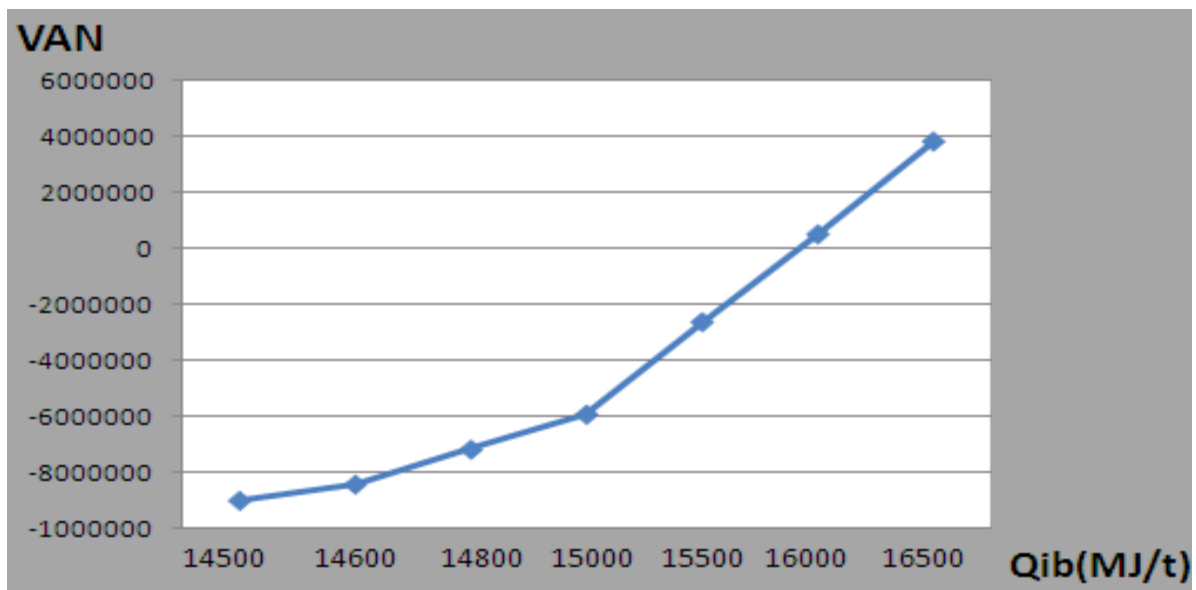


Figura 13. Calor de inferior de combustión del bagazo-valor actual neto.

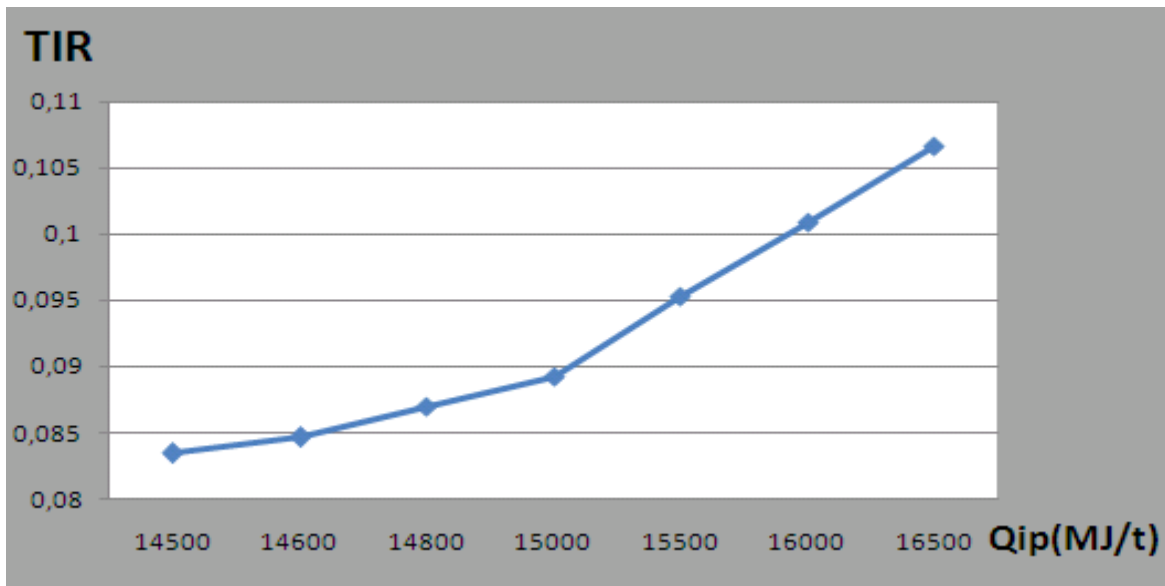


Figura 14. Calor de inferior de combustión del bagazo-tasa interna de retorno.

Al aumentar el calor específico de combustión, aumenta la cantidad de energía disponible por lo que se eleva la producción de electricidad total, la potencia neta instalada e incrementándose también la tasa interna de retorno y el valor actual neto.

3.4. Análisis de sensibilidad para costo de inversión

El costo de inversión es la variable de más incertidumbre para el proyecto y depende principalmente de la contratación del equipamiento y las condiciones para el montaje del mismo. Como se pudo ver en el Capítulo I estos costos varía considerablemente de una experiencia concreta a otra.

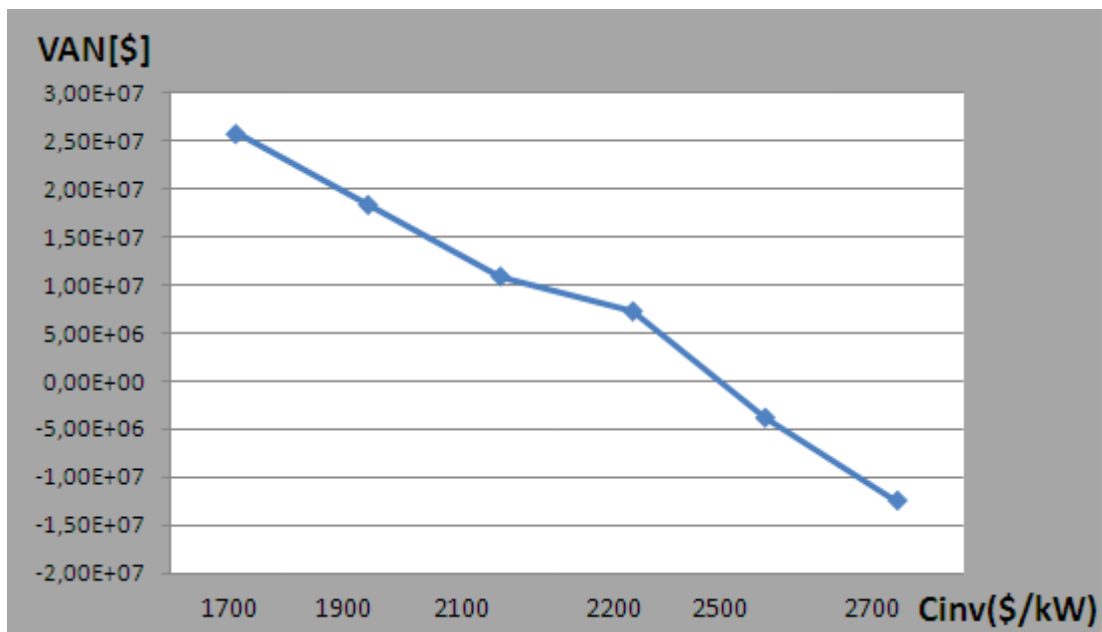


Figura 15. Costo de inversión-valor actual neto.

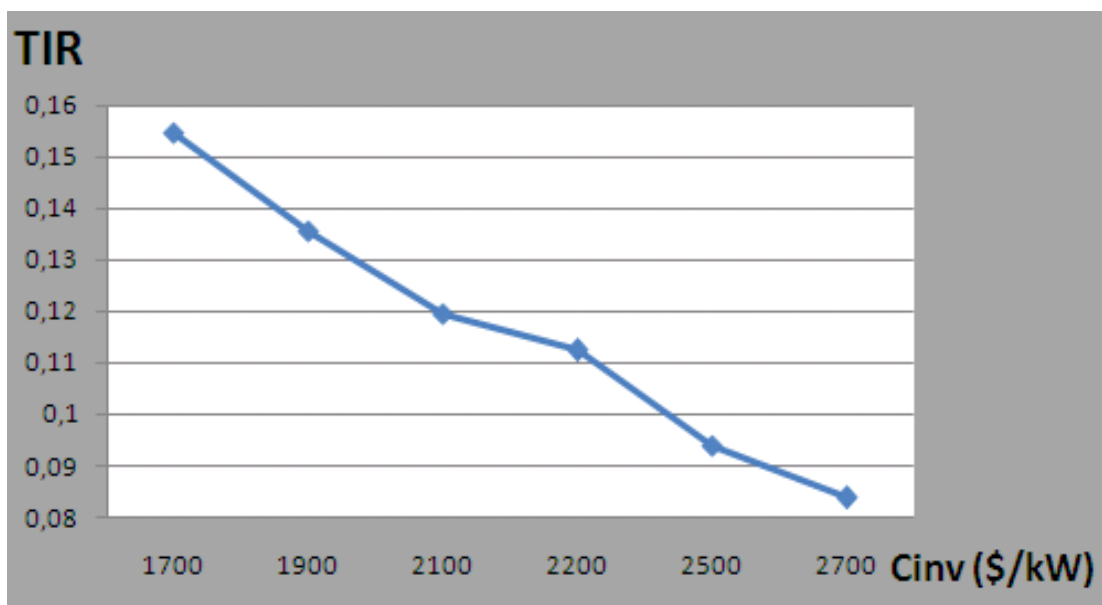


Figura 16. Costo de inversión-tasa interna de retorno.

Como se puede apreciar en las figuras 15 y 16 la influencia de esta variable es significativa con respecto a las demás. Una disminución del 10% de esta variable eleva la tasa interna de retorno a 12,5%. A medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno

haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2 300 \$/kW.

3.5. Análisis de sensibilidad para demanda de electricidad a proceso

La demanda de electricidad a proceso depende del ahorro y la necesidad de consumo que tenga el central azucarero para la operación de equipos que consumen energía eléctrica. Es de vital importancia para nuestro estudio tanto cómo se va a comportar el proyecto ante variaciones de electricidad consumidas por el central.

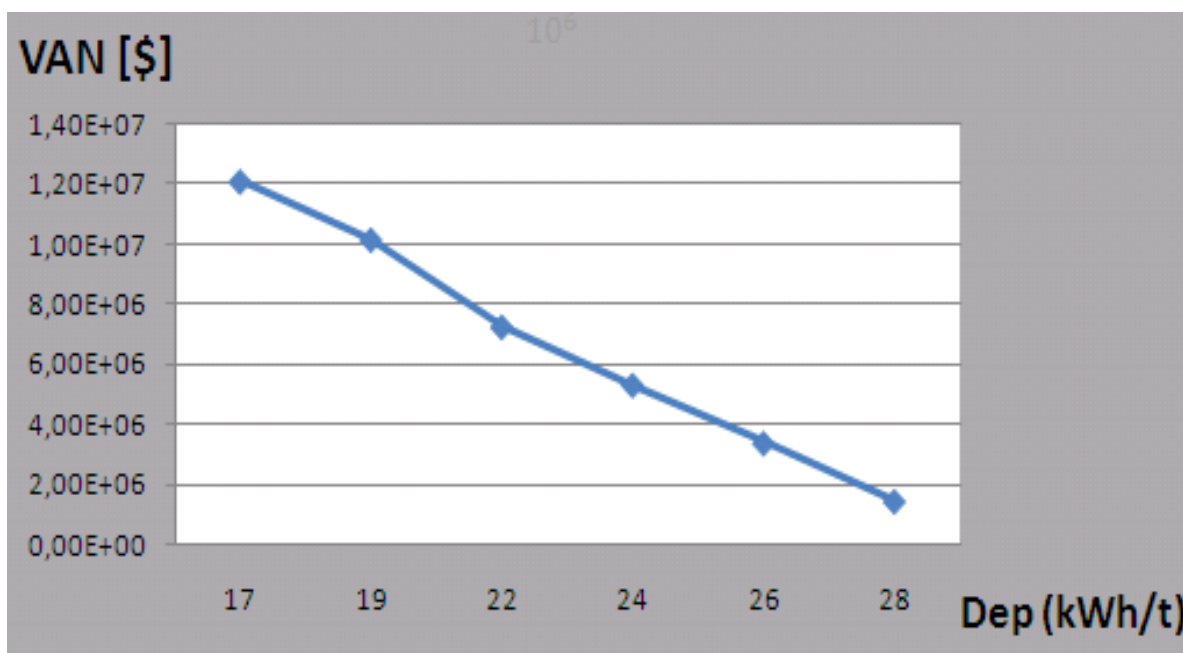


Figura 17. Demanda de electricidad a proceso – valor actual neto.

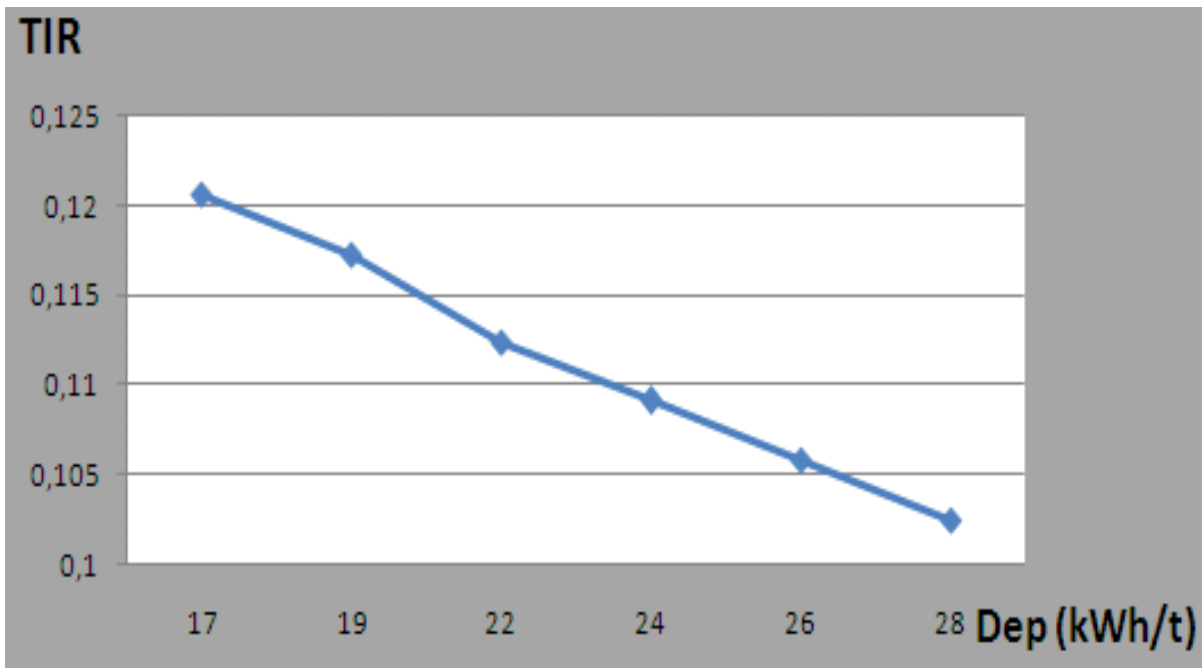


Figura 18. Demanda de electricidad a proceso- tasa interna de retorno.

Con el incremento de la demanda de electricidad a proceso se reducen los ingresos de la energía vendida por la planta, por lo que disminuye el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

3.6. Análisis de sensibilidad para precio de la electricidad vendida

Los precios de la electricidad que se pagan a los ingenios azucareros por las ventas de energía no poseen estadísticas coherentes. Existe una comprensible falta de homogeneidad en las condiciones del mercado para la cogeneración con bagazo debido a las diferencias de los balances energéticos nacionales y de las normativas gubernamentales y estructuras de incentivos en relación con las renovables.[9]

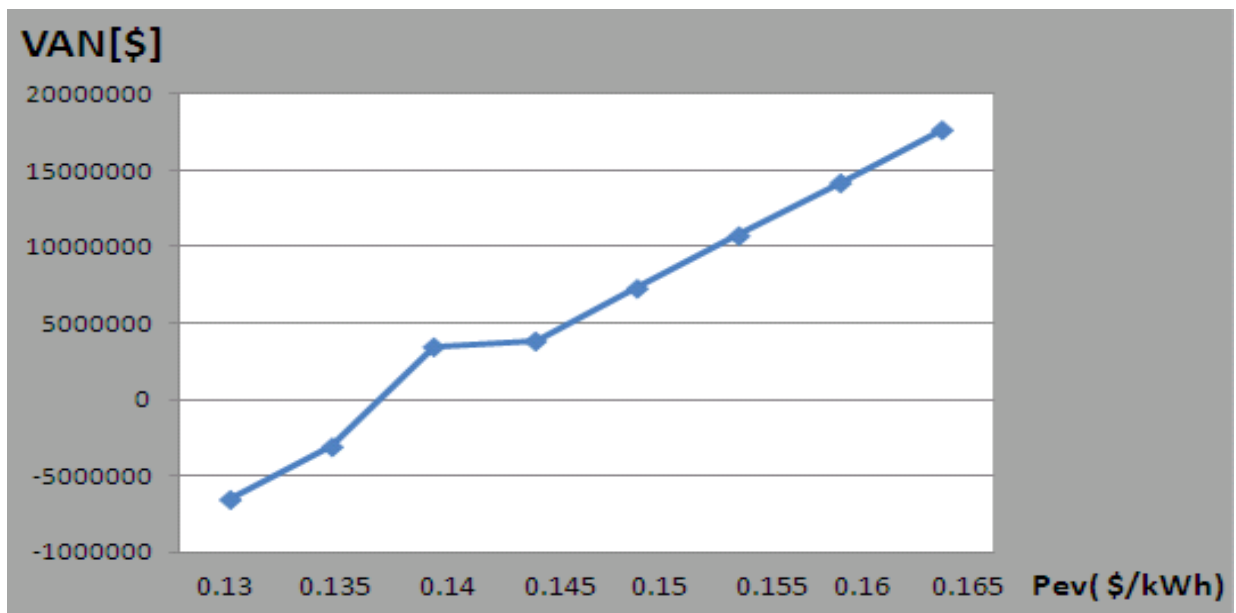


Figura 19. Pev-VAN.

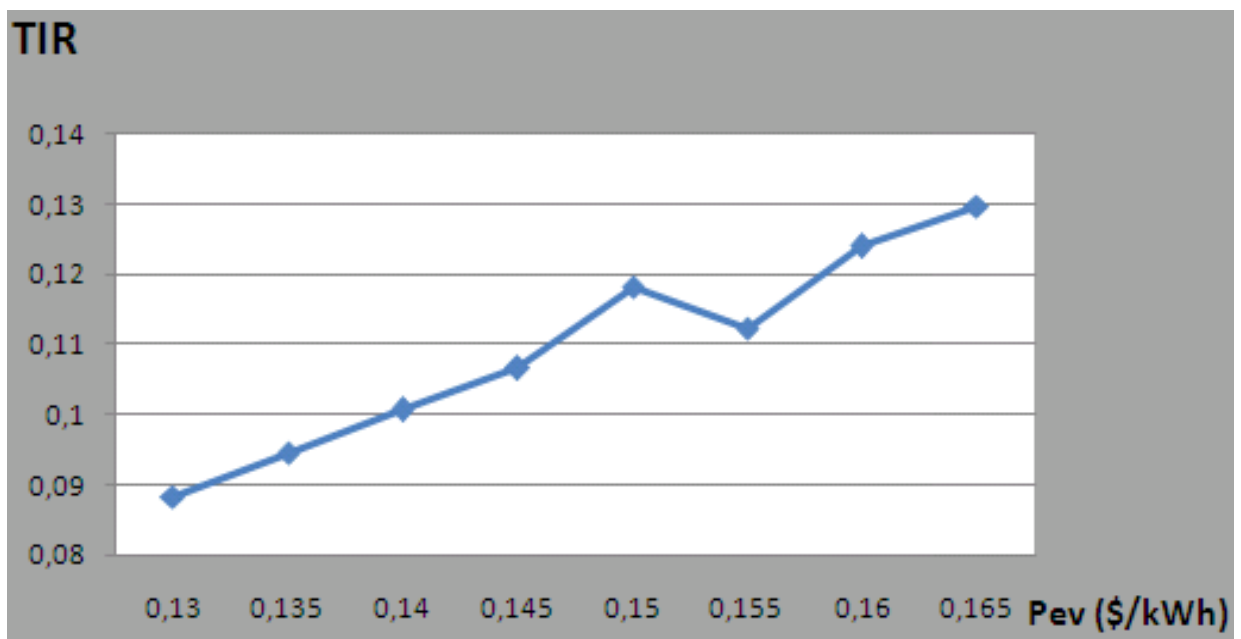


Figura 20. Pev-TIR

Si para la misma producción de energía eléctrica disminuye su precio por debajo de 0,14 \$/kWh, el proyecto deja de ser rentable, todo lo contrario ocurre cuando aumenta, incrementándose así el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Conclusiones parciales

A través del análisis de sensibilidad se puede concluir que las variables que más influencia tienen sobre el proyecto son: el costo de inversión, demanda de vapor a proceso y el precio de electricidad vendida. El costo de inversión sobresale por encima de todas las variables al tener la mayor incertidumbre, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12,5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2 300 \$/kW.

Conclusiones generales

- La bibliografía indica, que los costos de inversión a realizar para tecnologías de cogeneración son un obstáculo que define la realización de estos tipos de proyectos dentro de la industria azucarera.
- Con el modelo termodinámico se obtuvo el dimensionamiento de la caldera y de la turbina de extracción condensación dando como resultado 195 t/h de vapor y 37 MW de potencia respectivamente, la capacidad del cilindro de alta presión es de 190,3 t/h mientras que el de baja presión es de 78,5 t/h. La energía bruta producida es de 267,610 MWh/a y el índice de generación 106,6 kWh/t de caña, la energía vendida en zafra y en inactivo es de 75,631 MWh/a y 49.414 MWh/a respectivamente.
- El VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 7,262 millones de pesos siendo la inversión inicial de 84,27 millones. La TIR resulto igual a 11,24 %, la cual es superior a la rentabilidad mínima del capital representada por una tasa de descuento igual a 10 %. El período de recuperación descotado de la inversión es de 16 años.
- Con el análisis de sensibilidad se puede concluir que las variables que más influencia tienen sobre el proyecto son: el costo de inversión, demanda de electricidad a proceso y el precio de electricidad vendida. El costo de inversión sobresale por encima de todas las variables al tener la mayor incertidumbre, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12,5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2 300 \$/kW.

Recomendaciones

- ❖ Perfeccionar el modelo termodinámico considerando las pérdidas de energía en las tuberías de vapor.
- ❖ Perfeccionar el modelo para que considere los consumos de zonas aledañas a la bioeléctrica.

Bibliografía

1. SOSA, M.I. and A. Fushimi, *La cogeneración en el contexto de las tecnologías de conversión energética del futuro*.
2. Jimeno, C.L., *Guía de la cogeneración*. 2010.
3. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía , I.D.A.E., “*Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración*”. 2007.
4. HINCAPIÉ, J.G.A., *Cogeneración, un Aprovechamiento Eficiente de la Energía*. 2011.
5. SALA LIZARRAGA, J.M., *Cogeneración, Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos, Bilbao, Universidad del país Vasco*. 1994.
6. MÉXICO, C., *Guía Práctica de Trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México [Online]*. 2012.
7. Area de máquinas y motores térmicos (España), *Fundamentos de la cogeneración*. 2007.
8. Machado, H., *Evaluación económica de esquemas de cogeneración a 67 Bar para el central Panchito Gómez Toro*. 2014-2015.
9. Virgil, F., *Termodinámica*.
10. Ayes, G.N., *Revolución energética un desafío para el desarrollo*. 2008.
11. CARRALERO, I.F.D.T.E.I.N.G., *Bagazo de caña de azúcar: ¿energía o etanol carburante? Dos casos de estudio*.
12. EPA, *Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies*. 2007.
13. Smith, R., *A New Steam Turbine Model for Utility System Design and Optimization*. 2014.

Anexos

Anexo 1. Resultados del análisis termodinámico

ca_OMf=1,686E+06 [\$a]	ca_OMv=2,515E+06 [\$a]	Wit_bp=0,05824	PRId=16,07 [a]
C_inv=2200 [\$kW]	C_OMf=0,02	W_bp=0,6031 [MW]	Wi_ap=15,35 [MW]
E_vi=49425 [MWh/a]	E_vz=75654 [MWh/a]	W_tcd=36,84 [MW]	ca_depr=4,070E+06 [\$a]
FRC_cend=0,1627	FRC_end=0,1424	ca_p=207939 [\$a]	C_p=5 [\$t]
G_cbp=78,5 [t/h]	G_gv=195 [t/h]	C_OMv=0,015 [\$kWh]	Fcap=0,5172
I_total=8,429E+07 [\$]	mi_ap=87,68 [t/h]	FCa=1,075E+07 [\$a]	FRC_TIR=0,1276
mi_aa=87,68 [t/h]	m_aa=190,3 [t/h]	FRC_PRI=0,1276	ig_ev=106,6 [kWh/t]
ca_end=8,401E+06 [\$a]	C_ev=0,06779 [\$kWh]	E_b=167649 [MWh/a]	FRC=0,1175
G_cap=190,4 [t/h]	I_EqCon=8,140E+07 [\$]	mi_da=9,204 [t/h]	m_at=3,181 [t/h]
M_ca=102134 [t/a]	m_ext=180,9 [t/h]	VAN=7,264E+06 [\$]	VAN_end=1,464E+07 [\$]
Wi_bp=5,451 [MW]	Wi_tcd=20,8 [MW]		W_ECD=36,84 [MW]
mi_vg=87,68 [t/h]	m_bj=113,3 [t/h]	ig_b=142,9 [kWh/t]	mi_cc=36,75 [t/h]
m_b=99,67 [t/h]	M_cm=1,173E+06 [t/a]	mi_bp=78,48 [t/h]	m_ap=190,3 [t/h]
m_cc=79,88 [t/h]	m_vd=169,3 [t/h]	m_al=33,38 [t/h]	m_c=383,3 [t/h]
m_p=13,59 [t/h]	Nis_ap=0,863	m_bp=9,42 [t/h]	m_da=11,59 [t/h]
Wit_ap=2,493[MW]	N_gv=0,8318	m_cp=0 [t/h]	m_vg=190,3 [t/h]
W_ap=36,24 [MW]	P_ev=0,15 [\$kWh]	m_vf=172,5 [t/h]	Ni_gv=0,8328

