

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIMI
Facultad de
Ingeniería Mecánica
e Industrial

Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales
Carrera de Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Evaluación técnico-económica de alternativas de esquema energético para la conversión del central George Washington en una bioeléctrica

Autor: Victor Manuel Vázquez Martín

Tutor: Dr.C. Ing Angel Manuel Rubio González

Santa Clara, Julio, 2019
Copyright©UCLV

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIMI
Facultad de
Ingeniería Mecánica
e Industrial

Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales
Carrera de Ingeniería Mecánica

DIPLOMA THESIS

*Title: Technical-economic evaluation of energy scheme alternatives for the
conversion of sugar mil George Washington into a bioelectric*

Author: Victor Manuel Vázquez Martín

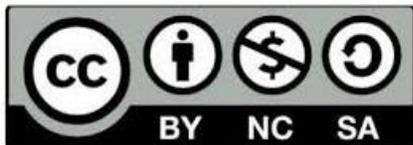
Thesis Director: Dr.C. Ing Angel Manuel Rubio González

Santa Clara, July, 2019
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

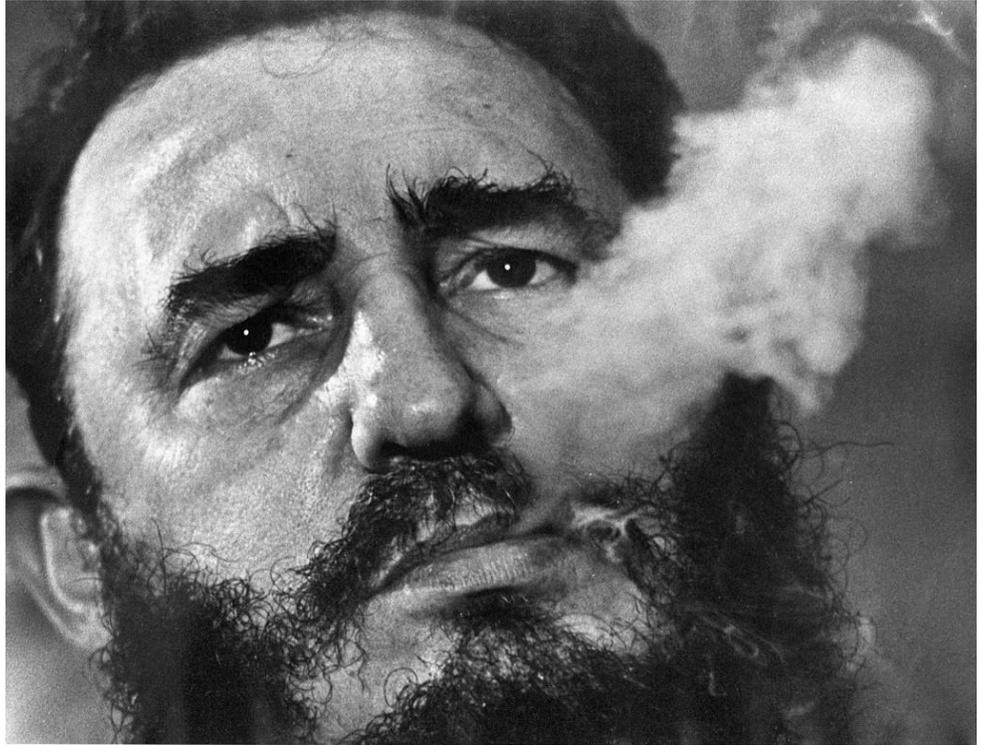
Teléfonos.: +53 01 422816503-1419

Pensamiento

“Páguese la deuda ecológica y no la deuda externa, desaparezca el hambre y no el hombre”

Fidel Castro.

Rio de Janeiro,
Conferencia de
naciones unidas sobre
medio ambiente y
desarrollo, 12 de junio
de 1992



Dedicatoria

A mis abuelos Pedro Luis e Isabel María por ser mi mayor motivación en la vida.

A mi mamá Anaisa, a Yosvani y mi hermana Ana Laura.

A mis tíos y primos.

A mis amigos.

Agradecimientos

- ❖ A mis abuelos Pedro Luis e Isabel María por siempre haber querido lo mejor para mí y hacerme una mejor persona, por siempre estar ahí para todo y guiarme a través de 17 años de estudios, a ellos les debo todo.
 - ❖ A mi mamá Anaisa y a Yosvany por apoyarme en todo lo que me hizo falta.
 - ❖ A mi hermana Ana Laura por darme su cariño a diario.
 - ❖ A mis tíos Yolaima y Carlos y mi prima Yaime.
 - ❖ A mis tíos Alexander, Fabián y Elena
 - ❖ A mis amigos Delvis, Jean Carlos, Omar, José Alberto y Lázaro Javier por haberme hecho sentir estos cinco años como si fuera su hermano.
 - ❖ A mi tutor Angel M. Rubio Gonzales por haber dedicado su tiempo y brindarme su conocimiento para desarrollar este trabajo diploma.
 - ❖ A todos los especialistas del CEETA que de una forma u otra ayudaron en el desarrollo de este trabajo.
 - ❖ A todas estas personas que de una forma u otra tuvieron que ver en la formación de mi persona
- A todos ellos:

GRACIAS

Índice

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVO GENERAL:	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	2
CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA INDUSTRIA AZUCARERA....	3
1.2. SITUACIÓN INTERNACIONAL. TECNOLOGÍAS, PRINCIPALES INDICADORES.	3
1.3. PROGRAMA DE DESARROLLO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA AZUCARERA CUBANA.	11
1.4. PERSPECTIVAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA AZUCARERA CUBANA.....	12
1.5. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DEL CENTRAL GEORGE WASHINGTON	20
1.6. CONCLUSIONES PARCIALES	22
2.1. OBJETIVOS Y CARACTERIZACIÓN DE UN ESTUDIO DE OPORTUNIDAD. DECRETO LEY 327.....	23
2.2. ALTERNATIVAS SOBRE EL COMBUSTIBLE PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL	24
2.2.1. PROYECCIÓN CAÑERA DEL CENTRAL GEORGE WASHINGTON.....	24
2.2.2. BAGAZO PROPIO PRODUCIDO	25
2.2.3. BAGAZO TRIBUTADO	25
2.2.4. RAC	27
2.2.5. PROYECCIÓN DE BOSQUES ENERGÉTICOS	27
2.2.6. DISPONIBILIDAD DE MARABÚ	28
2.2.7. DEFINICIÓN DEL USO DEL COMBUSTIBLE.....	28
2.3. SELECCIÓN Y FUNDAMENTACIÓN DE ALTERNATIVAS DE PARÁMETROS DE VAPOR, NÚMERO DE CALENTADORES REGENERATIVOS Y POTENCIA, PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL DEL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	28
2.4. MODELACIÓN MEDIANTE EL CYCLE TEMPO.....	32
2.5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DE LAS VARIANTES CON EL CICLE TEMPO.....	35
2.6. MODELACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS	37
2.7. CONCLUSIONES PARCIALES	43
CAPÍTULO III: ESTUDIO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS.	44
3.1. PREMISAS TÉCNICAS, ECONÓMICAS Y FINANCIERAS.....	44
3.2. ESTUDIO FINANCIERO	47
MÉTODO DE CÁLCULO MEDIANTE EL MICROSOFT OFFICE EXCEL	47
3.3. RESULTADOS DEL ESTUDIO FINANCIERO	51
3.4. SELECCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS MÁS ADECUADAS	55
3.5. CONCLUSIONES PARCIALES	56
CONCLUSIONES GENERALES.....	57

RECOMENDACIONES	58
BIBLIOGRAFÍA	59

Resumen

Con el presente trabajo de diploma se pretende evaluar técnica y económicamente varias alternativas de esquemas energéticos para la conversión del Central George Washington en una bioeléctrica. Para ello se realizó una detallada revisión bibliográfica para valorar el estado del arte en la generación de electricidad a partir de biomasa cañera; se caracterizó energéticamente el central George Washington; se conformaron un conjunto de alternativas de parámetros de vapor, cantidad de calentadores regenerativos y potencia para estudios de oportunidad, se realizó un estudio financiero para elegir cuales de estas son las más recomendables.

El estudio se realizó mediante el del software Cycle Tempo y Microsoft Office Excel y dio como resultado que en tiempo de zafra el bagazo que produce el central no supe la demanda de combustible de la bioeléctrica, como tampoco la satisfacen las 418,1 ha destinadas por el momento por el MINAG para sembrar bosques energéticos que serán usados como biomasa para alimentar la bioeléctrica. El análisis económico indicó que la alternativa más racional en cuanto a consumo de combustible es la de 67 bar de presión, 520 °C, tres calentadores regenerativos y 23 MW de potencia, ya que solo demanda de 406 ha de bosques energéticos; mientras que la alternativa más viable económicamente es la de 67 bar de presión, 520 °C, tres calentadores regenerativos y 28 MW de potencia ya que los resultados de VAN, TIR y PIR son los mejores.

Abstract

The present diploma thesis is aimed at evaluating technically and economically several alternatives of energetic schemes for the conversion of the sugar mill George Washington in a bioelectric. To this end, a detailed bibliographic review was carried out to assess the state of the art in the generation of electricity from cane biomass; the power station George Washington was energetically characterized; a set of alternatives of steam parameters, quantity of regenerative heaters and power for opportunity studies were formed, a financial study was made to choose which of these are the most recommendable.

The study was carried out using the software Cycle Tempo and Microsoft Office Excel and resulted in that during the harvest the bagasse produced by the plant does not supply the fuel demand of the bioelectric plant, nor does the 418.1 ha destined for the moment by the MINAG to plant energetic forests that will be used as biomass to feed the bioelectric. The economic analysis indicated that the most rational alternative in terms of fuel consumption is the 67 bar pressure, 520 °C, three regenerative heaters and 23 MW of power, since only 406 ha of energy forests are required; while the most economically viable alternative is the 67 bar pressure, 520 °C, three regenerative heaters and 28 MW of power since the results of VAN, TIR and PIR are the best.

Introducción

La situación internacional del uso de la energía es crítica debido a la dependencia que existe de los combustibles fósiles y la tendencia de aumentar el consumo paulatinamente con el incremento de la industrialización. Esto trae consigo dos problemas, una crisis debido a su agotamiento y el cambio climático por la emanación de CO_2 a la atmósfera. Entonces se hace necesaria la búsqueda de soluciones alternativas para este problema, siendo una posible solución el uso de energías renovables, donde se hace necesaria la maduración y optimización de estas tecnologías para que sean competitivas con la actual y que se puedan realizar inversiones en este ámbito por parte de las diferentes corporaciones y países del mundo, además es un problema también la disponibilidad ya que puede no contarse con recursos eólicos o hidráulicos para la implementación de estas tecnologías en muchos lugares, pero existen otros candidatos como la energía solar o la biomasa.

La industria azucarera cubana aspira a convertirse en la principal fuente de energía eléctrica limpia, como parte de un programa de desarrollo de fuentes renovables de energía con el que se pretende disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y proteger el medioambiente.

En la industria azucarera esto se viene implementando desde principios del siglo XX con el fin de generar calor y electricidad para el propio central azucarero, pero a medida que fue pasando el tiempo fueron aumentando los parámetros del vapor y la potencia instalada para favorecer la producción de electricidad. En Cuba se cuenta con una trayectoria en la industria azucarera también desde el siglo XX, aunque no existe un desarrollo tecnológico que le permita la máxima explotación de la generación de electricidad a partir de biomasa

En la provincia de Villa Clara específicamente se encuentran tres centrales con potencial para ser convertidos en bioeléctricas. En este trabajo se analizará el

Introducción

caso del central George Washington que está propuesto para remodelación con una potencia de 20 MW. Lo previsto en la actualidad es que las bioeléctricas de 20 MW todas sean similares tecnológicamente

El central azucarero George Washington se encuentra ubicado en el municipio de Santo Domingo, provincia de Villa Clara, posee una norma potencial de 4600 toneladas de caña diarias (405 646.4 @/día). Este central hace más de 10 años que no produce azúcar crudo a partir del procesamiento de la caña, sólo se ha dedicado a refinar azúcar tributada de otros centrales de la provincia.

Como fue mencionado anteriormente se analizará el caso del central George Washington para su posterior conversión en una bioeléctrica y los parámetros más factibles de vapor, numero de calentadores regenerativos y potencia a implantar, para el cual se propone el siguiente:

Objetivo general:

Realizar una evaluación técnico-económica de esquemas energéticos variando parámetros del vapor, cantidad de calentadores regenerativos y potencia, para la conversión del central George Washington en una bioeléctrica

Objetivos específicos:

- Valorar el estado del arte en la generación de electricidad a partir de biomasa cañera.
- Realizar una caracterización energética actualizada del central George Washington.
- Concebir y caracterizar un conjunto de alternativas de parámetros de vapor, cantidad de calentadores regenerativos y potencia para la ingeniería conceptual del estudio de oportunidad y decidir la que se propondrá.
- Realizar el estudio financiero del conjunto de alternativas para decidir la mejor.

Capítulo I: Estado del arte en la generación de electricidad en la industria azucarera.

La obtención y generación de energía a partir de fuentes renovables es una problemática que demanda una exhaustiva atención de la humanidad, en estos momentos la preocupación existente sobre agotamiento de las fuentes no renovables de energía es el menor de los problemas, cuando se piensa en la afectación al medio ambiente. Una vía recomendable para resolver este problema es la creación y optimización de las tecnologías para la explotación de las energías renovables en las que se puedan realizar inversiones por parte de las diferentes corporaciones y países del mundo.

En el caso de la biomasa, la posibilidad de cosechar cultivos energéticos y aprovechar los residuos de procesos industriales como aguas residuales que pueden usarse en biodigestores o cascarilla de arroz y bagazo de caña que pueden quemarse como combustible, la convierten en una valiosa opción. En la industria azucarera esto se viene implementando desde principios del siglo pasado con el fin de generar calor y electricidad para el propio central azucarero, pero a medida que fue pasando el tiempo se fueron aumentando los parámetros del vapor y la potencia instalada para favorecer la producción de electricidad

1.2. Situación internacional. Tecnologías, principales indicadores.

La biomasa tiene un amplio abanico de usos tales como el uso directo quemándola para obtener calor o para generar electricidad mediante turbinas de vapor, pero también tiene sus ventajas y sus desventajas

Ventajas de la energía procedente de la biomasa:

- Es una fuente de energía renovable

En todo el planeta existe la posibilidad de acceder a fuentes de biomasa tales como restos de cosecha, estiércol y basura orgánica. En el transcurso de un año en el que se transforman todas esas fuentes en biocombustibles, se están generando cantidades equivalentes en cosechas, granjas y ciudades. El ritmo de transformación se asemeja al ritmo de crecimiento de cosechas y recolección, y puede ser tan corta como unos meses en algunos casos.

Capítulo I

- Neutral respecto a las emisiones de carbono

Esta tal vez sea la mayor y más importante ventaja de la energía procedente de la biomasa. La biomasa entra de lleno en el ciclo del carbono. El carbono de la atmósfera es captado por las plantas durante la fotosíntesis y pasa a formar parte de sus estructuras. Cuando la planta muere o es quemada, ese carbono retorna a la atmósfera. Puesto que es un ciclo, los siguientes cultivos absorben el carbono una y otra vez, por lo que se mantiene un equilibrio entre la cantidad de carbono que el combustible de la biomasa libera a la atmósfera y la cantidad que las plantas extraen de ella. Por este motivo, los combustibles procedentes de la biomasa no contribuyen al calentamiento global, y tienen la consideración de combustibles limpios.

- Mínimo precio

El aprovechamiento de la energía contenida en la biomasa resulta muy económico comparado con el petróleo o el carbón. Suele costar alrededor de un tercio de los combustibles fósiles para obtener el mismo resultado.

Desventajas de la biomasa:

- Requiere espacio

Se necesitan grandes áreas para los diferentes procesos destinados a la obtención de energía de la biomasa. También las áreas de almacenamiento pueden ser particularmente extensas.

- Puede ser cara

En ciertas zonas y en ciertas condiciones, la extracción de biomasa puede ser cara. Esto además suele ocurrir en proyectos de aprovechamiento que impliquen recolección, procesado y almacenamiento de algunos tipos de biomasa.

- Aspectos medioambientales

En ocasiones se destinan a la obtención de biomasa amplias zonas forestales o silvícolas, destruyendo hábitats de gran valor ecológico y provocando la desaparición o el movimiento de especies animales al destruir sus refugios y fuentes de alimento.

La cogeneración es un sistema de alta eficiencia energética, en el cual se obtiene secuencialmente energía eléctrica (electricidad) y energía térmica (calor)

Capítulo I

a partir de una misma fuente de energía, que suelen ser los combustibles fósiles o la biomasa. (Conciencia Eco, 2010).

Este proceso corresponde a la generación de energía como parte del proceso productivo. Los ingenios desde hace años han utilizado el bagazo de la caña (combustible renovable) como combustible para alimentar sus calderas y utilizar el vapor como energía para el funcionamiento de sus procesos. La cogeneración entonces utiliza la energía en forma de calor producida por el bagazo para generar vapor y luego mediante el uso de turbogeneradores, la energía eléctrica. El vapor de escape del turbogenerador entonces va al proceso productivo mientras que la electricidad es utilizada para su consumo propio y una porción se vende a la red nacional.

Hoy en día son muchos los países que emplean la cogeneración utilizando biomasa cañera, constituyendo en muchas regiones verdaderos polos de desarrollo económico, social e industrial. En este caso se encuentran: China, Isla Reunión, India, Isla Mauricio, Australia, Guatemala, Estados Unidos, Costa Rica, Colombia, México, El Salvador, Tailandia, Brasil y Cuba, entre otros.

Los sistemas de cogeneración empezaron con modelos a pequeña escala, que suministraban la energía eléctrica necesaria para sus procesos, sin embargo, con el tiempo el aumento siempre creciente de la demanda energética interna obligó a las fábricas a reforzar sus sistemas de producción de vapor y electricidad. Además, los menores costos de equipos de transmisión de potencia, las consideraciones de seguridad energética y la creciente preocupación ambiental motivaron a la industria azucarera a entrar al mercado de energía descentralizada, logrando hacer resurgir el interés en la generación de energía con combustibles limpios y renovables como lo es la biomasa cañera a nivel mundial. (Sanz, 2014).

En países como México, existe un gran potencial de biomasa de residuos agrícolas, y con el uso de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica, se estima que para el año 2025 los 57 ingenios del país alcancen un potencial técnico máximo de cogeneración de 1 025 MW y neto de 979 MW, de acuerdo con estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía de México con base en el crecimiento anual de cogeneración a partir de bagazo que ha experimentado la industria en los últimos 5 años. (ASOCAÑA, 2016).

En Brasil, los planes de expansión de cogeneración de la mano con la expansión del sector sucro-alcoholero, indican que pasarán de tener una capacidad instalada de 10 GW en 2010 a más de 30 GW en 2020. Esto implica que la

Capítulo I

participación de la cogeneración será de un 18 % de la matriz energética brasilera en ese año. (ASOCAÑA, 2016).

En El Salvador la caña de azúcar es el recurso agrícola que tiene mayor potencial y mayor capacidad para generar energía eléctrica, el cual puede crecer y evolucionar más a través del aumento en la eficiencia en el aprovechamiento de estos recursos para la producción de electricidad. La capacidad instalada para la producción de electricidad proveniente del bagazo de caña de azúcar, en el 2011 en los ingenios El Ángel (22.5 MW), La Cabaña (21 MW) y CASSA fusionado con el ingenio Chaparrastique (66 MW), para una generar un total de 109.5 MW. Como planes futuros se proyecta una capacidad instalada adicional total de 70 MW en estos ingenios. (CNE, 2016).

En Colombia los proyectos de cogeneración que se identificaron hace años atrás ya se han venido implementando, lo cual ha incrementado la capacidad de cogeneración del sector, gracias a ello en 2015 la capacidad instalada de cogeneración fue de 237 MW. De acuerdo con la evolución de la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, los cronogramas de implementación de los proyectos llevarán a que en los próximos años el sector tenga una capacidad de cogeneración de unos 337 MW de los cuales podría vender a la red aproximadamente unos 152 MW. (ASOCAÑA, 2016).

Guatemala también ha desarrollado la cogeneración a partir de bagazo y suministra energía a la red nacional durante todo el año, aunque para materializar lo anterior, produce cerca del 40 % con combustibles fósiles. En el 2007 el país alcanzó la capacidad de generación de 296,8 MW durante la zafra y 200,3 MW (OIA, 2009) durante el periodo entre cosechas. Actualmente la exportación es del 27 % de energía eléctrica en época de zafra dentro del Sistema Nacional Interconectado que representa 630 MW de potencia instalada. (ENERGÍA LIMPIA XXI, 2017).

En la Unión Europea, actualmente el 11% de la generación eléctrica es fruto de la cogeneración. Sin embargo, existen grandes diferencias entre los estados miembros, las cuales varían entre 0% y 42,8%. De acuerdo con los datos de Eurostat, no hay cogeneración en Malta, muy poca en Chipre (0,3%) y en Grecia (1,6%). Dinamarca tiene la mayor participación dentro de su generación, alcanzando el 42,8%, seguido de Letonia (40,9%). Existe un gran potencial en los nuevos estados miembros, particularmente por la necesidad de renovación de los esquemas de calefacción, para actualizarlos a sistemas modernos que además de distribuir calor, puedan distribuir energía eléctrica. (ASOCAÑA, 2016).

Capítulo I

En China e India, la cogeneración participa con cerca del 13% y 5% de la generación, respectivamente. La Agencia Internacional de Energía-IEA-proyecta que para 2030, la participación de la cogeneración dentro de la generación se incrementará a 28% y 26% en China e India, respectivamente, siempre y cuando se cuente con políticas e incentivos adecuados. En China el potencial de crecimiento está determinado por su amplia base industrial. (ASOCAÑA, 2016).

La India, hasta la década del 70 del siglo pasado, realizaba la producción de azúcar con calderas de baja presión con el objetivo de incinerar el bagazo sobrante. El aumento de la demanda de electricidad hacia los años 90 estimuló la instalación de calderas de alta presión y turbinas de elevada eficiencia, capaces de generar un excedente de electricidad para exportar a la red nacional. Primeramente, se usaron calderas de 45 bar y en estos momentos emplean calderas de entre 67 y 105 bar. La capacidad de cogeneración y exportación de energía a la red se ubica en unos 2 200 MW, no obstante, debe incrementarse hasta los 3 000 MW cuando finalice la instalación de la tecnología para cogenerar en unos 40 ingenios (OIA, 2009). Según estimaciones realizadas se espera para años futuros que el potencial total del sector se ubique por encima de los 10 500 MW, de los cuales 3 500 MW serán empleados dentro de la industria y 7 000 MW se destinarán para la venta a la red nacional (Monteagudo, 2011).

En EE.UU. la cogeneración tiene una larga historia en el sector industrial. Este sector es responsable de aproximadamente el 25% del total de consumo de energía del país. Actualmente la cogeneración aporta cerca del 12% de la generación y representa cerca del 9% (85 GW en 3,300 lugares) de la capacidad de generación total. Solo Texas contribuye con el 20% de la capacidad instalada de cogeneración y los 5 mayores estados cogeneradores aportan la mitad de la capacidad instalada. (ASOCAÑA, 2016).

En la isla Mauricio en el año 2005 la producción de energía a partir de bagazo fue de 469,6 GWh que representó alrededor del 21,7 % de toda la producida en el país (Colectivo de Autores, 2008). Destaca entre las fábricas de azúcar el ingenio Belle Vue que con dos unidades con sistemas generadores de 35 MW a 80 bar y 510°C en cada una, produce hasta 125 kWh/tcaña. (Monteagudo, 2011).

Según datos recogidos por la Organización Internacional del Azúcar (OIA), en el 2009 la isla Mauricio contaba con unos 240 MW de capacidad instalada en la industria azucarera. De las 17 calderas instaladas 6 eran de alta presión y temperatura, de las cuales una era de 82 bar y 525°C. El potencial para generar

Capítulo I

electricidad en los centrales azucareros, era aproximadamente de 750 GWh por año. Por otra parte, si se recogiera el 50 % de los residuos RAC de los campos, para utilizarlos como combustible, el potencial para generar electricidad podría crecer en unos 350 GWh. (OIA, 2009).

Con estos resultados positivos, el gobierno autorizó la expansión de esta forma de producción de energía y debido al fuerte proceso inversionista aplicado en 2011 que incluyó la instalación de nuevas capacidades y la expansión de las existentes, poniendo en marcha 5 centrales eléctricas de bagazo/carbón de 42 MW/82 bar y una de 35 MW/82 bar, se logró en el país aumentar la generación con bagazo a 300 GWh para años venideros. (Gómez y Somoza, 2016).

En Isla de la Reunión, a inicios del siglo XXI, la potencia instalada fue estimada en unos 134 MW en base a 44 bar con 70 kWh/tcaña, mientras que con 82 bar y 110 kWh/tcaña fue valorada en 210 MW. Para el cultivo de la caña se emplean unas 26 500 ha, lo que les permite obtener alrededor de 640 000 toneladas de bagazo (Colectivo de Autores, 2008). Al igual que la isla de Mauricio este país es afectado frecuentemente por huracanes que perjudican la producción de caña. Para contrarrestar este inconveniente ha estimulado el uso de carbón para minimizar los daños a la generación de electricidad ante cualquier fenómeno climatológico.

En el caso de Tailandia, en la primera década del siglo XXI llevó a cabo un proceso inversionista para desarrollar la cogeneración con la instalación de calderas con un ciclo de vapor de 67 bar y 510 °C de temperatura. Además, fueron instalados y comenzaron a funcionar en el 2004, en dos de sus ingenios, dos turbogeneradores de extracción-condensación de 41 MW, que se aumentaron después a 52,4 MW. Al cierre de 2008 cada una de estas centrales generadoras podía exportar aproximadamente 39 MW durante todo el año. (OIA, 2009).

La caña de azúcar se introdujo en Cuba en 1511 y ya en el siglo XIX se producían anualmente un millón de toneladas de azúcar. Hoy la agroindustria Azucarera constituye el principal renglón económico del país, siendo el mayor rubro exportable y una importante fuente de alimentos y de energía.

Actualmente en Cuba se destinan 1,7 millones de hectáreas a la producción cañera, que representan el 34% del área agrícola del país. El 80% de estas tierras son trabajadas por las Unidades Básicas de Producción Cooperativa. La biomasa de la caña de azúcar aporta hoy el 86% de toda la energía renovable

Capítulo I

producida en Cuba generada en centrales utilizando como vía más factible la cogeneración.

La cogeneración dentro de la industria azucarera cubana se remonta a inicios del siglo XX. En 1911 se instaló en un central perteneciente a propietarios norteamericanos, ubicado en la zona oriental de la isla, una planta eléctrica. Esta tenía capacidad suficiente para satisfacer las necesidades del alumbrado de la fábrica de azúcar y de su batey. Además, garantizaba la energía necesaria para el funcionamiento de los motores del propio central y los de dos centrales vecinos. Posteriormente esa fábrica de azúcar suministró energía eléctrica a varios pueblos y ciudades cercanas tales como: Gibara y Holguín, donde habitaban alrededor de 10 mil personas. (Altshuler, 1998).

Para 1925, los 76 centrales que garantizaban más del 60 % de toda la producción de azúcar del país, estaban electrificados total o parcialmente. Además, tenían instalados casi 200 turbogeneradores, con una capacidad generadora en total de unos 162 MW. (Altshuler, 1998).

Antes de 1959, Cuba constaba con 159 centrales azucareros en operación, de ellos 119 tenían plantas de potencia para generar energía eléctrica y existían 292 turbogeneradores con 275 MW de potencia total instalada, más una potencia adicional de 36 MW, dada por 95 generadores eléctricos movidos por máquinas de vapor, para una capacidad total de 317 MW. La cantidad de energía eléctrica generada, en ese año, fue de 391 GWh durante la zafra y el potencial era de 664 GWh por zafra, usando sólo el 58 % de la capacidad instalada con un índice de generación media de 10,7 kWh/tcaña. (Valdés, 2005).

En 1970 la industria generó 880,5 GWh y en 1980 produjo más de 950 GWh, representando más del 9 % de la energía total producida en el país (ONE, 2001). En 1990 existía un potencial instalado para la generación de energía de 677,7 MW que fue utilizado al 100 %. Los centrales azucareros generaron unos 1 449 GWh, siendo la mayor producción de electricidad alcanzada por la industria hasta la actualidad, lo cual denota una mayor eficiencia en la cogeneración.

Con el derrumbe del campo socialista y el recrudecimiento del bloqueo se generó una crisis económica interna, que afectó duramente al Ministerio del Azúcar en Cuba (MINAZ). La pérdida de los suministradores de fertilizantes, de instrumentos de trabajo, de tecnología, de petróleo y de un mercado seguro para las ventas de azúcar se hizo sentir dentro de la industria azucarera. Lo anterior provocó entre 1990 y 1993 una caída en la generación de electricidad en los centrales azucareros en más de 560 GWh. (ONE, 2001).

Capítulo I

En 1995 habían instalados 790 MW, pero en operación sólo 670 MW (MINAZ, 2011), lo que demuestra un desaprovechamiento de la capacidad instalada, representando sólo el 5,5% de la generación total del país (ONE, 2001). Por ello sólo se pudo entregar al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) 62,8 GWh, cuando previo a la crisis los valores superaban los 100 GWh (MINAZ, 2011). La falta de caña impidió que los centrales pudieran emplear las capacidades de cogeneración al máximo. La superficie cosechada pasó de poco más de 1,4 millones de hectáreas a menos de 1,2 millones de hectáreas.

En la segunda mitad de los años 90, la industria azucarera se restableció ligeramente, lo que permitió realizar en la esfera de la cogeneración un grupo de inversiones para elevar la generación eléctrica. Se destaca en este aspecto, la instalación entre los años 1993 y 1995, de unos 43 turbogeneradores de contrapresión. A pesar de estas transformaciones continuaron subutilizándose las capacidades para producir electricidad en más de 100 MW, ya que los niveles de caña no garantizaron cubrir toda la demanda de la industria. El índice de generación creció dando muestras del mejor aprovechamiento del bagazo, ya que en 1996 era de 22,2 kWh/tcaña y en el 2000 alcanzó 26,1 kWh/tcaña. Sin embargo, este aumento no fue considerable, debido a la poca eficiencia de las tecnologías instaladas para cogenerar. (Monteagudo, 2011).

A partir del 2002 se abrió una nueva etapa para la generación de energía eléctrica en el sector. Mediante un intensivo programa fueron instalados en los centrales con déficit energético, recursos de los ingenios que se desactivaron después de realizadas las dos Tareas Álvaro Reinoso. Debido al reordenamiento, la capacidad de generación eléctrica disminuyó en más de la mitad, ya que del potencial instalado de 828 MW en el 2002, solamente quedaban en el 2011 497,5 MW. (MINAZ, 2011).

En el 2004 se entregaron al SEN 122,6 GWh y sólo se consumieron 85,9 GWh, es decir la industria logró generar un excedente para la red nacional. Al cierre de la primera quincena del mes de abril del 2011, los resultados eran favorables ya que se habían entregado al SEN 64,17 GWh y el consumo de dicho sistema era de sólo 29,6 GWh. (MINAZ, 2011).

La potencia instalada al cierre de 2009 era de 411,7 MW, capacidad de las calderas instaladas oscila entre 15 y 80 ton /h, con presiones de vapor entre 10 y 28 bar. La capacidad de generación eléctrica total instalada fue de 412 MW en el 2009. Las turbinas de vapor son de contrapresión y su potencia unitaria está entre los 1 y 12 MW. (Leyva, 2011).

En el 2014 se disponía de 185 generadores de vapor, de los cuales el 80 % trabaja a presión de 18 bar y el 20 % restante a presión de 28 bar. El 70 % de los hornos eran de parrilla y se disponían de un módulo de eficiencia (economizador y calentador de aire) y tiro balanceado que garantiza la generación de vapor ponderada al 75 %. Además, el 60 % de los turbogeneradores instalados eran de 4 MW o mayores y si bien la capacidad instalada se redujo en 247,5 MW con relación a 1991, por el proceso de redimensionamiento del sector, el índice de generación se duplicó hasta 38 kWh/tcaña en las últimas zafas, resultado de los esfuerzos dirigidos a mejorar el balance energético en las fábricas. (González, 2015).

Desde finales del año 2016 hasta el 2018, Cuba contaba con 470 MW de potencia instalada en 56 centrales azucareros, al igual que en el año 2014, estos presentaban presiones en las calderas de bagazo entre 18 y 28 bar, todos incluyendo en sus instalaciones una planta eléctrica con capacidad de sincronización a la red eléctrica, pero la elevada obsolescencia tecnológica ocasionaba baja eficiencia energética (37,6 kWh/tcaña), por lo que es necesario realizar cambios positivos, los cuales se ven enmarcados en las nuevas proyecciones del programa de desarrollo energético cubano.

1.3. Programa de desarrollo energético de la industria azucarera cubana.

La industria azucarera cubana aspira convertirse en la principal fuente de energía eléctrica limpia, como parte de un programa de desarrollo de fuentes renovables con el que se pretende disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y proteger el medioambiente.

Actualmente, esta aporta el 3,5 % de la generación de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y con el propósito de elevarla, se tiene en plan para el año 2030 la instalación de 25 bioeléctricas en los ingenios, las cuales llegaran a 870 MW de potencia de generación eléctrica, para alimentar la red del SEN. Según los estudios realizados por especialistas, la biomasa tendría una importante participación en la matriz energética prevista a mediano y largo plazo, aportando un 14 %. Esto es factible a partir del programa de crecimiento cañero, la disponibilidad de marabú en las áreas aledañas a los centrales y su sincronización al SEN. (Avalos, 2017).

En el país ya existen inversiones en ejecución y otras en proceso de negociación. Estos proyectos se inscriben en el cambio de la matriz de generación eléctrica y favorece la inversión extranjera, como política del país en

la actualización de su modelo económico. Para ello se requerirá una inversión estimada en 1 290 millones de dólares, que AZCUBA espera obtener mediante créditos gubernamentales o inversiones extranjeras, recuperándose la inversión en un periodo de 6 a 8 años. (Avalos, 2017).

La figura 1.1 muestra la ubicación geográfica de los centrales azucareros del programa de bioeléctricas y su potencia proyectada por AZCUBA.

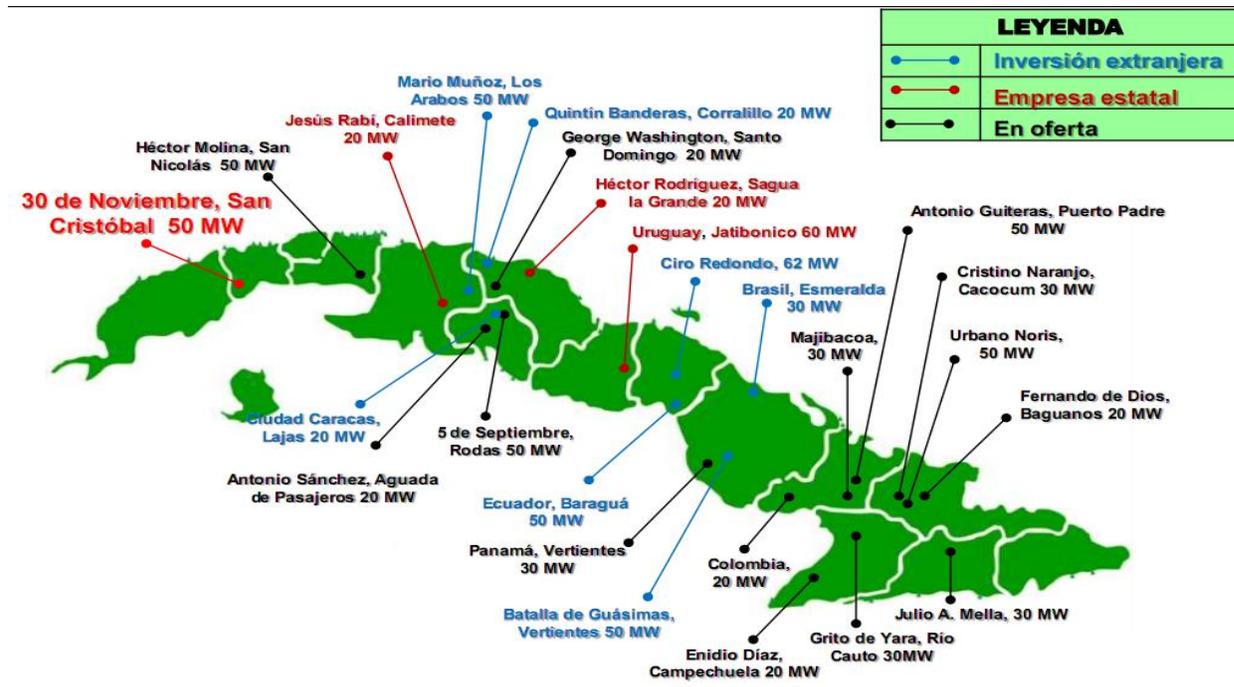


Figura 1.1. Ubicación geográfica de las bioeléctricas.

1.4. Perspectivas de la generación eléctrica en la industria azucarera cubana.

Eficiencia energética en Cuba.

En el período del año 1980 al 1989 en Cuba existía un adecuado balance entre la oferta y la demanda de portadores energéticos, creciendo el consumo de energía producto del desarrollo del país a una tasa promedio anual del 4%.

Del año 1990 al 1993, con el derrumbe del campo socialista, el incremento del bloqueo y la crisis económica que comenzó a sufrir el país, la disponibilidad de la

Capítulo I

generación eléctrica decreció desde el 78 hasta el 53% y la de combustible, en prácticamente dos años, se redujo al menos del 50%. El consumo promedio de energía eléctrica en este período en el país decreció en más de un 6% anual. (Cid, 2009)

La matriz energética es una representación porcentual de cada una de las fuentes de energía empleadas, en un determinado territorio, región, país, o continente para satisfacer los diversos procesos productivos. Actualmente, se llevan a cabo acciones para transformar la matriz de generación de electricidad de Cuba, fundamentalmente en materia de energías renovables. La industria azucarera tiene ventajas en este aspecto debido a que la energía que se consume es obtenida a partir de la quema del bagazo de caña, siendo un ciclo de cogeneración que permite satisfacer la demanda de calor y energía eléctrica de la industria y exportar parte de la energía eléctrica que se genera.

En años anteriores, la baja eficiencia energética, ha afectado a los países de América Latina y el Caribe, debido al bajo nivel de gestión energética empresarial, los bajos precios de la energía, el deficiente funcionamiento de los mercados energéticos, la falta de financiamiento para proyectos entre otros. (Caballero, 2001)

En la actualidad, se llevan a cabo inversiones en los sectores que más potencialidades tienen para la generación de energías más limpias o renovables, encontrándose, entre estas, las inversiones en bioeléctricas e hidroeléctricas.

Por su parte las bioeléctricas pueden operar consumiendo como combustibles diferentes biomásas entre las cuales está el bagazo común de la caña, residuos agrícolas cañeros, bosques forestales dedicados a este fin, desechos urbanos, y el marabú con el que operaran algunas de estas plantas en Cuba

La biomasa.

Se define biomasa como la materia orgánica renovable que tiene su origen como consecuencia de un proceso biológico, de origen tanto vegetal, como animal. El uso de la biomasa como fuente de energía disminuye el impacto ambiental y la dependencia energética de los combustibles fósiles, también es de fácil adquisición como restos de cosechas, estiércol y basura orgánica.

La biomasa (también conocida como bioenergía o biocombustible) es la fracción biodegradable de los productos y residuos de la agricultura, los bosques forestales y sus industrias asociadas. El término también incluye la fracción orgánica de los desperdicios municipales e industriales. La biomasa es una

fuerza de energía renovable ya que su contenido energético procede, en última instancia, de la energía solar fijada por los vegetales en el proceso fotosintético. Esta materia orgánica es renovable cuando se produce a la misma velocidad de consumo, evitando la sobreexplotación de los recursos naturales. (Córdoba, 2011, pp 5)

Por otro lado, el carácter renovable y no contaminante que tiene y el papel que puede jugar en el momento de generar empleo y activar la economía de algunas zonas rurales, hacen que la biomasa sea considerada una clara opción de futuro. (Energía, 2008)

El cambio climático está muy íntimamente ligado a las pautas de utilización de la energía. La primera forma de reducir el cambio climático es modificar las fuentes de energía que se utilizan y es aquí donde entran las energías renovables, dentro de estas, la biomasa. La biomasa se considera una energía renovable porque para su crecimiento las plantas consumen dióxido de carbono presente en la naturaleza y durante la quema de la misma se libera una cantidad equivalente de dióxido de carbono, lo que significa que no aumenta el dióxido de carbono en la atmósfera. Los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural contribuyen de manera significativa al calentamiento del planeta. (Paz, 2013,)

La biomasa se clasifica de diferentes maneras, siendo las mismas:

Biomasa natural: Se produce de forma espontánea en la naturaleza, sin intervención humana. Por ejemplo, las podas naturales de los bosques.

Biomasa residual seca: Procede de recursos generados en las actividades agrícolas y forestales, así como en las industrias agroalimentaria y maderera (ej.: aserrín).

Biomasa residual húmeda: Procede de vertidos biodegradables formados por aguas residuales urbanas e industriales y también de los residuos ganaderos (por ejemplo, el guano).

Cultivos energéticos: Su única finalidad es producir biomasa transformable en combustible. Incluye los cereales, oleaginosas y remolacha. (Córdoba, 2011).

Propiedades del bagazo.

El bagazo, que es una biomasa, es obtenido después de haber sometido la caña de azúcar a varios procesos, en los cuales, primeramente, se pica en pequeños trozos, después se muele y se le extrae el guarapo que contiene el azúcar y

después con el proceso de imbibición adicionándole agua, alternativamente con la compresión, se obtiene una masa fibrosa, con aproximadamente un 50 % de sólidos y un 50 % de agua.

Entre las propiedades del bagazo como combustible se deben tener en cuenta el calor específico de combustión, la humedad, el contenido de cenizas, el contenido de azufre, capacidad térmica específica y la granulometría. En la Tabla 1.1 se muestran valores numéricos de las propiedades del bagazo.

Tabla 1.1 Propiedades del bagazo		
Propiedad	Unidades	Rango de valores
Calor específico de combustión del bagazo seco	kJ / kg	Superior: 17 294 – 18 938 Inferior: 18 900 – 19 655
Humedad	%	46 – 52
Contenido de ceniza	%	Caña cosechada manualmente: 0.9 – 3.5 Caña cosechada con combinada: 2.2 – 5.8
Contenido de azufre	%	0,1
Capacidad térmica específica	kJ/kg°C	1,44
Tomado de: Rubio, 2015		

La granulometría del bagazo es una propiedad muy importante pues influye sobre la magnitud del arrastre de partículas en el horno y sobre la velocidad de la reacción de combustión, aspectos claves en la eficiencia de la combustión y del generador de vapor como tal. Está determinada por el grado de preparación de la caña para su molida, el ajuste de los molinos, así como, el número de unidades y la variedad y edad de la caña (Rubio, 2015).

El bagazo presenta características desfavorables para su almacenamiento y manipulación, producto de su baja densidad que lo hace un material muy voluminoso; esto obliga a que para almacenarlo a granel haya que disponer de grandes locales, conocidos como casas de bagazo, o convertirlo en pacas mediante su prensado. En ambos casos es recomendable guardarlo bajo techo para evitar su fermentación y deterioro, no obstante, el almacenamiento a la intemperie es factible y se emplea en varios países (Rubio, 2015).

Propiedades de los residuos agrícolas cañeros (RAC).

Los residuos agrícolas cañeros (RAC), que son otra biomasa de origen cañero, están formados por las hojas verdes y secas de la caña y por pedazos de su tallo. Los RAC constituyen un extraordinario potencial para la generación de electricidad en los propios ingenios o en las bioeléctricas (Rubio, 2015). Adicionalmente se han empleado con el objetivo de sustituir el petróleo y la leña como combustibles complementarios y de arranque y para ahorrar bagazo y suministrarlo como materia prima a otras industrias. También han servido para suplir déficit energético en los centrales producto de inestabilidades en la molida (Rubio, 2015).

Entre las propiedades de los RAC como combustible que se deben tener en cuenta se encuentran el calor específico de combustión, la humedad, el contenido de cenizas y el contenido de azufre. En la Tabla 1.2 se muestran valores numéricos de las propiedades de los RAC.

Tabla 1.2 Propiedades de los RAC	
Calor específico de combustión De los RAC seco (kJ / kg)	Superior: 15 900 – 18 800 Inferior: 14 050 – 16 760
Humedad (%)	60 – 16 (tiempo de secado 0 – 5 días)
Contenido de ceniza (%)	6 - 13
Contenido de azufre (%)	0
Tomado de: Rubio, 2015	

Propiedades de la biomasa forestal.

La biomasa forestal es una importante fuente actual y futura de energía, ya que puede convertirse en esta mediante métodos tradicionales y modernos. Ella puede transformarse en combustible sólido, líquido y gaseoso para sustituir los combustibles fósiles con bajos niveles de inversión y alta rentabilidad. Estudios recientes han estimado que la biomasa podría suministrar alrededor de un quinto de la energía eléctrica y dos quintos del uso directo de combustibles alrededor del año 2050, principalmente en los países en desarrollo. (Guyat, 2014).

Uno de los factores que más intervienen en la combustión de la madera son las características químicas, unido a otros factores tales como calor de combustión,

Capítulo I

tamaño del material, contenido de humedad y estructura interna, las cuales se interrelacionan entre sí (Ver tabla 1.4). (Guyat, 2014).

En el caso del marabú (*Dichrostachys cinerea*) que constituye una biomasa forestal (Ver tabla 1.3), se conoce que la especie fue introducida en Cuba como planta ornamental procedente de África del Sur y naturalizada en toda la isla. Es un arbusto que alcanza hasta 5 m de altura y cuyo tronco puede adquirir diámetros mayores de 12 cm, se desarrolla en suelos ligeros, arenosos y ácidos, siguiendo a una distribución de la vegetación natural. Se emplea fundamentalmente en la fabricación de carbón, leña y otros usos. (Guyat, 2014).

Tabla 1.3 Propiedades del marabú como biomasa	
Calor de combustión superior de la masa seca (MJ/kg)	19,147
Calor de combustión inferior de la masa seca (MJ/kg)	18,079
Contenido de ceniza de la masa seca (%)	4,445
Humedad promedio (% en base húmeda)	35,99
Tomado de: Palmero 2019	

Tabla 1.4 Propiedades la biomasa forestal	
Calor específico (kJ / kg)	16 914 – 19 485
Humedad (%)	2,6 – 10,1
Contenido de ceniza (%)	3 – 6,2
Densidad (kg / m ³)	228 – 321
Tomado de: Guyat, 2014	

Propiedades de algunas de las especies forestales con vistas a ser usadas como combustible complementario en las bioeléctricas

Los estudios realizados y las experiencias existentes en Cuba en enero del 2019, permitieron caracterizar a un grupo de especies nativas y otras naturalizadas que pueden utilizarse con fines energéticos (Ver Tabla 1.5)

Tabla 1.5			
Características de las principales especies energéticas			
Especie	Nombre vulgar	Poder calórico superior (KJ/kg)	Breve caracterización
Casuarina equisetifolia Forst	Casuarina	17.21	Crece hasta 30 m y se adapta a diferentes tipos de suelos
Eucalyptus sp	Eucalipto	18.43	Crecimiento rápido pueden llegar hasta los 55 m de altura y 1.5 m de diámetro se adapta a diferentes tipos de suelos
Dichrostachys cinérea (L) Wight. Y Arn	Marabú	18.26	Arbusto que crece hasta los 5 m de altura y su tronco puede alcanzar los 20 cm de diámetro
Leucaena leucocphala (Lam). Witt	Ipil-ipil	19.35	Alcanza los 10 m de altura y más de 20 cm de diámetro se adapta a diferentes tipos de suelos
Conocarpus erecta L	Yana	18.61	Arbusto o árbol grande de 1 a 20 m de alto y 80 cm de diámetro
Lysiloma Itisiliquum (L) Benth	Soplillo	17.70	Crece hasta 15 m o más abunda en terrenos bajos y pedregosos
Acacia auriculiformis A.cunn. ex Benth	Acacia	20.1	Crece hasta alcanzar entre los 15 y 30 m, follaje bastante denso
Gliricidia sepiun (Jacq.) Kunth ex Walp	Piñón Florido	18.77	Árbol pequeño con una altura de 7 m y un diámetro de 20 a 30 cm
Quercus oleoides (Scheecht). Ch am. Spp.	Encino	17.72	Puede alcanzar hasta los 7 m y 60 cm de diámetro

El tiempo de trabajo anual de las bioeléctrica será de 300 días operando con bagazo propio en la etapa de zafra, utilizando bagazo tributado en esta etapa de ser necesario. Luego en el periodo de postzafra se utilizará el bagazo sobrante (propio y tributado en caso de quedar) y el resto del tiempo se utilizará marabú y biomasa forestal.

Bioeléctricas

Una bioeléctrica, es la base energética de un ingenio azucarero, pero con calderas y turbinas de alta eficiencia y parámetros elevados del vapor, esto permite aumentar notablemente el índice de generación de electricidad por

tonelada de caña molida e incrementar la cantidad de energía eléctrica vendida al sistema eléctrico nacional.

La bioeléctrica recibe del central azucarero la biomasa cañera (bagazo y paja de caña) u otros tipos de biomásas como son marabú y otros tipos de árboles y la emplea como combustible, genera vapor y con él electricidad en turbogeneradores, de la cual una parte es entregada al central azucarero y el resto se vende al sistema eléctrico nacional, parte del vapor que sale de la bioeléctrica también se emplea en el proceso de fabricación del azúcar y el condensado es enviado de retorno a la misma. La bioeléctrica, operará en un sistema de cogeneración en el período de zafra (molida de caña y producción de azúcar) y en un sistema de condensación en el período de inactivo, con el combustible almacenado durante la zafra y los complementarios, esto incrementa los días de operación en el año y reduce el período de recuperación de la inversión. (Rubio, 2018). En los casos de tener refinería u otros consumidores de vapor podría cogenerar fuera de zafra

Por ser la producción de energía con biomasa una actividad muy valiosa e importante, que sustituye en forma notable importaciones de portadores fósiles se decide estudiar este tipo de inversión, donde se aprovecha el bagazo y la paja (RAC) del propio ingenio. La bioeléctrica está constituida en su gran parte por la planta de generación de vapor y la planta eléctrica con todos sus sistemas auxiliares que sustituyen la base energética del central azucarero por una más eficiente. (Consuegra, 2015, pp 2)

Elementos en una bioeléctrica.

Una bioeléctrica tiene la base de su esquema termodinámica basada en un ciclo Rankine regenerativo en el cual se obtiene potencia eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina de vapor. El vapor de este ciclo después de haber pasado por la turbina total o parcialmente de tener extracciones también es usado para el proceso de fabricación del azúcar entrando a jugar entonces la

cogeneración. En una planta de cogeneración existen elementos que son comunes ya que son imprescindibles. (Ourense, 2005, pp 36)

1. Combustible: Proviene de la biomasa cañera, compuesta por el bagazo y los RAC (Residuos Agrícolas Cañeros) o de marabú y arboles con alto contenido energético.
2. Caldera: Encargada de realizar la combustión del combustible con el que se alimenta y transmitirlo al agua para generar el vapor en este caso a altos parámetros
3. Turbina de vapor: Es encargada de convertir la energía térmica del vapor en la energía mecánica
4. Generador eléctrico: Es el encargado de transformar la energía mecánica proveniente de la turbina en energía eléctrica.
5. Proceso de fabricación del azúcar: Aquí es aprovechado el calor del vapor para el proceso de evaporación de agua para la obtención del azúcar
6. Sistema de transformadores e interconexión Permite la alimentación de los equipos auxiliares de la planta para la importación o exportación de energía

1.5. Caracterización energética del central George Washington

EL central George Washington en estos momentos está en un proyecto de inversión que consiste en activar el área de crudo de este ingenio, después de más de 10 años de paralizada donde solo se dedicaba a refinar azúcar tributada de otros centrales.

Luego de la inversión el central debería quedar dispuesto de la siguiente forma:

Planta moledora

El molino número 1 ubicado próximo a la zona ocupada por una antigua desmenuzadora que se eliminó, se utilizara como molino desmenuzador. Este molino será accionado por un motor eléctrico de 900 rpm y 630 kW. Los molinos números 2 y 3 serán movidos por otro motor eléctrico de 900 rpm y 630 kW. Los molinos números 4 y 5 serán movidos por un motor eléctrico de 900 rpm y 800 kW.

Planta de vapor

Existen en la planta de vapor tres calderas una de ellas remodelada de 45 a 55 t/h, las restantes se mantienen con igual capacidad de generación (45 t/h). Para generar aproximadamente 117 t/h de vapor sobrecalentado a 17.24 bar y 350 °C se quemará 50.4 t/h de bagazo para procesar la norma de crudo y refino. El vapor sobrecalentado va directamente a los turbogeneradores. Para esta nueva etapa se desmontará la caldera No 1 por estar en muy mal estado técnico y mantendrá las 3 calderas restantes y generarán vapor a una presión de 18.61 kg/cm² abs (250 psig) y 350 °C de temperatura. Las mismas se calcularon con una eficiencia del 78% y un índice de generación de 2.33 tv/tb

Planta eléctrica

A la planta eléctrica llega el vapor sobrecalentado que genera la planta de vapor, aquí se calcula que la presión llegue sobre los 17,91kg/cm² abs (240 psig) y una temperatura de 340 °C, se trabajará con los generadores de 3 000 kW (2), y uno de 3200 kW el vapor de escape sale sobrecalentado a la presión de 2.23 kg/cm² abs (17 psig) y una temperatura de 184.90 °C, este vapor se atemperará para llevarlo a la temperatura de saturación a la entrada de los equipos intercambiadores de calor (presión de 2.09 kg/cm² abs y temperatura de 121.01°C) todo el vapor de escape se utiliza en casa de calderas de crudo y refino. La planta de generación eléctrica tiene una capacidad instalada de 9.2 MW y la generación total es de 8297.38 kW para un 94,4 % de explotación general; en tiempo inactivo para refinería trabajará uno de 3 MW. Los mismos presentan un consumo específico de 12.81 kgv/kWh. De acuerdo a la demanda de vapor de escape en casa de caldera, se tiene la posibilidad de generar 8297.38 kW/h. En casa de calderas se consume 107 kg/h (29.7 kg/s) de vapor saturado a 2,09 kg/cm² abs. de presión y 121.01 °C de temperatura de los cuales 30 000 kg/h de vapor son consumidos por la refinería

1.6. Conclusiones parciales

- La ampliación del uso de biomasa en la generación eléctrica representara un gran avance económico y medioambiental para el país por la sustitución de importación de combustibles fósiles y la disminución de emisiones de CO₂ a la atmosfera por la quema de dichos combustibles.
- Hoy en día la generación eléctrica a partir de biomasa está tendiendo a subir los parámetros de generación de vapor buscando mayor eficiencia en sus ciclos.
- El central George Washington posee dos calderas de 45 t/h y una de 55 t/h que generan aproximadamente 117 t/h de vapor sobrecalentado a una presión de 17,9 kg/cm² y 340 °C de temperatura.
- El proceso de producción de azúcar crudo y refino del central George Washington consume aproximadamente 109 t/h de vapor saturado a 2,09 kg/cm² a una temperatura de 121 °C.

Capítulo II: Alternativas para la ingeniería conceptual y su modelación.

En el presente capítulo se definen las alternativas que serán empleadas para el estudio de oportunidad y los datos de partida que se utilizarán en el mismo. Finalmente se hace la modelación del ciclo termodinámico de cada una de las alternativas mediante el software Cicle Tempo y su evaluación técnico económica mediante Microsoft Office Excel.

2.1. Objetivos y caracterización de un estudio de oportunidad. Decreto ley 327.

El decreto ley número 327 del año 2014 titulado Reglamentos del proceso inversionista de la República de Cuba expresa: "la pre-inversión constituye el inicio del proceso inversionista y se corresponde con el proceso de identificación del asunto que motiva la inversión; formulación de la inversión y la proyección de su posterior explotación, generación de alternativas y su selección mediante un proceso de evaluación. Las decisiones tomadas en esta fase, una vez comenzada la ejecución, tiene generalmente un carácter irreversible. Además, comprende el conjunto de investigaciones, proyectos y estudios técnico-económico y ambientales encaminados a fundamentar la necesidad de su ejecución con un alto grado de certeza respecto a su viabilidad y eficacia en las subsiguientes etapas de desarrollo" (Decreto ley No 327, 2014). Esta fase es dividida en etapas para su organización, las cuales son: estudio de oportunidad, estudio de prefactibilidad, estudio de factibilidad, ingeniería básica e ingeniería de detalle.

Estudio de oportunidad

La búsqueda de oportunidades de inversión en lugares estratégicos es el comienzo de actividades que son de gran interés para el inversionista que desee invertir su capital. El estudio de oportunidad es uno de los primeros estudios que se realizan en la etapa preinversionista. Mediante el mismo, se evalúa de forma general, todo lo que pueda ser útil a los inversionistas que deseen explotar al máximo los recursos naturales que existen en determinadas zonas o áreas estudiadas. Según el manual de viabilidad de la ONUDI este estudio, "Permite cuantificar los parámetros, la información y los datos necesarios para convertir una idea de proyecto en una propuesta" (Behrens, 1992).

Capítulo II

El decreto ley número 327 aborda en el capítulo número tres el tema de la documentación técnica de los proyectos, y dentro del mismo capítulo se encuentra el artículo 70.1 donde se expresa que el margen de fiabilidad o el grado de precisión está distribuido por etapas (Consejo de ministros, 2014). Para la realización de un estudio de oportunidad, se establece que cuenta con un margen de fiabilidad de un 30%.

El estudio que se presenta en este trabajo de diploma tiene un carácter de estudio de oportunidad, por ello puede aceptarse tenga una fiabilidad de 30 % en sus resultados.

2.2. Alternativas sobre el combustible para la ingeniería conceptual.

Para el presente estudio se decidió aceptar como combustibles alternativos a evaluar los siguientes:

Bagazo del propio central George Washington

Bagazo tributado por el central Ifraín Alfonso

Residuos agrícolas cañeros (RAC) procedentes de los centros de limpieza del central George Washington

Biomasa forestal de bosques energéticos que deberán fomentarse

2.2.1. Proyección cañera del central George Washington.

Para el año 2030 el potencial cañero del central George Washington será de 586 500 t distribuidas en un área de 14 290 ha que se extienden desde el batey de Punta Felipe hasta el poblado de Santo Domingo (Ver figura 2.1)

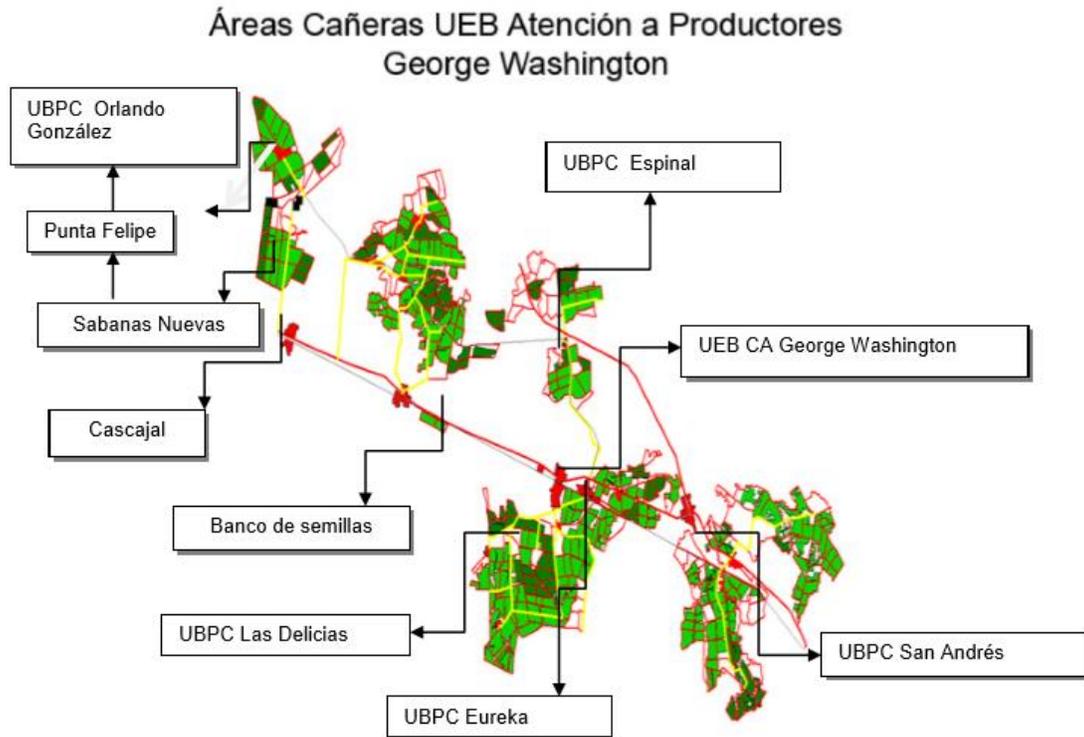


Figura 2.1 Áreas cañeras del central George Washington

2.2.2. Bagazo propio producido

$$BPP = CD * FC$$

$$BPP = 586500 * 28 / 100$$

$$BPP = 164\ 220 \text{ t/zafra}$$

Donde:

CD: Caña disponible

FC: Porcentaje de bagazo en caña

2.2.3. Bagazo tributado

Un central tributario es aquel al cual el bagazo que produce en su molida le alcanza para suplir su demanda para la generación de vapor y tributa el sobrante a otro centro.

Capítulo II

EL central que tributará el bagazo sobrante de su molida a la bioeléctrica George Washington será Ifraín Alfonso.

Cálculos del potencial de entrega

Bagazo producido

$$BP = CD * \%B / 100$$

$$BP = 460\ 722\ (t) * 28 / 100$$

$$BP = 129\ 002.16\ t$$

Donde:

CD: Caña disponible

%B: Por ciento de bagazo en caña

Bagazo consumido

$$BC = CTV / IG$$

$$BC = 230\ 361\ (tv) / 1.9\ (tv/tb)$$

$$BC = 121\ 243\ (t)$$

Donde:

CTV: Consumo total de vapor

IG: Índice de generación

Consumo total de vapor

$$CTV = CD * CEV$$

$$CTV = 460\ 722\ (t) * 0.5\ (tv/tc)$$

$$CTV = 230\ 361\ (tv)$$

Donde:

CEV: Consumo específico de vapor

Bagazo a tributar

$$BT = BP - BC$$

Capítulo II

$$BT = 129\ 002 \text{ (t)} - 121\ 243 \text{ (t)}$$

$$BT = 7\ 760 \text{ (t/zafra)}$$

2.2.4. RAC

Los residuos agrícolas cañeros (RAC), que son otra biomasa de origen cañero, están formados por las hojas verdes y secas de la caña y por pedazos de su tallo.

Cálculo del potencial

RAC Disponibles

$$RAC = CD * (\%CL/100) * (\%ME/100) * (ECL/100)$$

$$RAC = 586\ 500 * (70/100) * (10/100) * (50/100)$$

$$RAC = 20\ 528 \text{ (t/zafra)}$$

Donde:

CD: Caña disponible

%CL: Por ciento de caña a centros de limpieza

%ME: Por ciento de materia extraña en la caña de combinada

ECL: Eficiencia del centro de limpieza

Por ciento de RAC en la mezcla de combustibles (Bagazo y RAC)

$$\% \text{ RAC} = (RAC / BPP + RAC) * 100$$

$$\% \text{ RAC} = (20528 / 164220 + 20528) * 100$$

$$\% \text{ RAC} = 11 \%$$

2.2.5. Proyección de bosques energéticos

Con el fin de utilizar estas especies energéticas (Ver tabla 1.5) como combustible para alimentar las bioeléctricas el MINAG asignó áreas a cada una de estas de las cuales 418.1 ha están en planes de entrega a la futura

bioeléctrica George Washington (MINAG, 2019) lo cual está todavía en estudio para definir el área que realmente necesita.

2.2.6. Disponibilidad de marabú

El estudio realizado por el MINAG en enero de 2019 arrojó como resultado que no hay disponibilidad de marabú cosechable para usarlo como combustible en la futura bioeléctrica George Washington. (MINAG, 2019), por lo que esta alternativa se desechó

2.2.7. Definición del uso del combustible

Durante el periodo de Zafra en el central, la bioeléctrica operará con el bagazo producto de la molienda y con los residuos agrícolas cañeros (RAC) (en una proporción 89% bagazo 11 % RAC) en caso de no alcanzar el bagazo de la molienda en etapa de zafra se consumirá bagazo tributado por otro central. En la etapa de postzafra se operará con biomasa forestal de las especies definidas anteriormente (Ver tabla 1.5) cosechada en los bosques energéticos.

2.3. Selección y fundamentación de alternativas de parámetros de vapor, número de calentadores regenerativos y potencia, para la ingeniería conceptual del estudio de oportunidad.

A continuación, se presentan las condiciones iniciales que se tuvieron en cuenta para cada una de las variantes modeladas en el software Cycle Tempo, primeramente, se darán a conocer las condiciones comunes para todas ellas y después se particularizarán las condiciones específicas de cada una.

a) Condiciones de modelación comunes en todas las variantes

- Eficiencia del generador eléctrico: 97.5%
Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)
- Eficiencia de la caldera: 86%
Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)
- Eficiencia isotrópica de la turbina (Modelo de dos etapas en la turbinas alta y baja presión) definida por modelo según el código: Alta presión: código 31004, Baja presión: código 51110

Capítulo II

En consulta con especialistas se tomaron estos modelos como adecuados

- Variación de la temperatura del agua de circulación del sumidero en el condensador: 5°C

Acordado con el Tutor

- Presión de entrada del vapor al condensador: 0.08 bar

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

- Presión a la salida del deaerador: 4.76 bar

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

- Presión de salida del agua de la bomba de condensado: 4.76 bar

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

- Presión del vapor a proceso: 2.8 bar

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

- Entalpía del vapor a proceso: Entrada: 2730 kJ/kg, Salida: 551 kJ/kg

Calculadas según la temperatura y presión a la entrada y la salida del proceso de intercambio de calor

- Flujo de vapor a proceso En zafra: 29.7 kg/s (Crudo y Refinería) Fuera de zafra: 8.3 kg/s (Refinería)

Tomadas de la demanda real de vapor del proceso y refinería para el central George Washington

- Presión del sumidero: 1 bar

Acordado con el tutor

- Temperatura del sumidero: 30 °C

Acordado con el tutor

- Pérdidas de agua en el proceso (3% del flujo demandado): En zafra: 0.89 kg/s, Fuera de zafra: 0.25 kg/s

Capítulo II

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

- Para la caída de presión de la tubería caldera –turbina se tomó para 67 bar 2 bar de caída, para 87 bar 6 bar y para 98 bar 9.7 bar

Acordado con el tutor

- Para la presión del agua de alimentar caldera se usaron 80 bar para el esquema de 67 bar, 100 bar para el esquema de 80 bar y 120 bar para el de 98 bar

Acordado con el tutor

- Purgas en la caldera 0.606 kg/s

Se tomó como similar a la proyectada para la bioeléctrica del central Héctor Rodríguez (proyecto chino)

b) Condiciones de modelación específicas de cada variante

Variante	P(bar)	T(°C)	H(kj/kg)	No. de calentadores	Potencia	Condiciones de modelación particulares de la variante
1	67	520	3462.84	2	23	
2	67	520	3462.84	2	24	
3	67	520	3462.84	2	25	
4	67	520	3462.84	2	26	
5	67	520	3462.84	2	27	
6	67	520	3462.84	2	28	
7	67	520	3462.84	3	23	Tsal 3er C: 200 °C
8	67	520	3462.84	3	24	Tsal 3er C: 200 °C
9	67	520	3462.84	3	25	Tsal 3er C: 200 °C
10	67	520	3462.84	3	26	Tsal 3er C: 200 °C
11	67	520	3462.84	3	27	Tsal 3er C: 200 °C
12	67	520	3462.84	3	28	Tsal 3er C: 200 °C
13	87	530	3465.66	2	25	
14	87	530	3465.66	3	25	Tsal 3er C: 200 °C
15	87	530	3465.66	3	26	Tsal 3er C: 200 °C
16	87	530	3465.66	3	27	Tsal 3er C: 200 °C
17	87	530	3465.66	3	28	Tsal 3er C: 200 °C
18	87	530	3465.66	3	29	Tsal 3er C: 200 °C
19	87	530	3465.66	3	30	Tsal 3er C: 200 °C
20	87	530	3465.66	4	28	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
21	87	530	3465.66	4	29	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
22	87	530	3465.66	4	30	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
23	87	530	3465.66	4	31	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C

Capítulo II

24	87	530	3465.66	4	32	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
25	98	540	3471.64	3	26	Tsal 3er C: 200 °C
26	98	540	3471.64	3	27	Tsal 3er C: 200 °C
27	98	540	3471.64	3	28	Tsal 3er C: 200 °C
28	98	540	3471.64	3	29	Tsal 3er C: 200 °C
29	98	540	3471.64	3	30	Tsal 3er C: 200 °C
30	98	540	3471.64	3	31	Tsal 3er C: 200 °C
31	98	540	3471.64	3	32	Tsal 3er C: 200 °C
32	98	540	3471.64	4	28	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
33	98	540	3471.64	4	29	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
34	98	540	3471.64	4	30	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
35	98	540	3471.64	4	31	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
36	98	540	3471.64	4	32	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
37	98	540	3471.64	5	34	Tsal 3er C: 200 °C Tsal 4to C: 250°C
Leyenda	Tsal 3er C: Temperatura de salida del agua de alimentar calderas del 3er calentador Tsal 4to C: Temperatura de salida del agua de alimentar calderas del 4to calentador					

La selección de los parámetros se inició con las características similares al proyecto de la bioeléctrica Héctor Rodríguez empezando con 67 bar de presión y 520 °C de temperatura del vapor a la salida de la caldera y 2 calentadores regenerativos. Se comenzó el estudio de la potencia generada en 23 MW ya que la relación (calor / electricidad) no permitía potencias menores, hasta arivar a una potencia donde fueran todavía adecuados los consumos de combustible, adoptando como potencia máxima 28 MW. Después para este mismo esquema se implantó un tercer calentador regenerativo con vistas de aumentar su eficiencia.

Luego se comenzó a elevar los parámetros de generación del vapor hasta los 87 bar de presión y 530 °C de temperatura, se inició con 2 calentadores regenerativos y 25 MW de potencia pero al presentar una baja eficiencia se decidió pasar a 3 y 4 calentadores regenerativos con un rango de potencias desde 25 hasta 32 MW.

Finalmente se pasó a 98 bar de presión y 540 °C de temperatura de generación de vapor con un rango de potencias de 26 hasta 32 MW para 3 y 4 calentadores regenerativos y un caso con 34 MW de potencia generada con 5 calentadores regenerativos.

Para la selección de las temperaturas de salida de los calentadores regenerativos se decidió hacerlo dando saltos similares de temperatura entre los calentadores incluyendo el economizador de la caldera e introduciendo el agua al domo de esta a 20 °C por debajo de la temperatura de saturación del agua a la presión de trabajo de la caldera según la variante.

Todos los datos aportados en este epígrafe constituyen los datos de entrada del Cycle Tempo

2.4. Modelación mediante el Cycle Tempo

El Cycle-Tempo es un programa para la modelación termodinámica y la optimización de sistemas para la producción de electricidad, calor y refrigeración. Tales sistemas a menudo comprenden varios ciclos interconectados, cada uno de los cuales consiste en aparatos diferentes. Estos aparatos están interconectados por tuberías, formando así una red compleja de flujos de masa y energía. El objetivo principal de Cycle-Tempo es calcular el tamaño de los flujos relevantes de masa y energía en el sistema. El programa contiene un gran número de modelos para aparatos y tuberías con los que puede establecerse el modelo de sistema deseado, esta flexibilidad es una ventaja significativa sobre muchos programas existentes en los que la configuración del sistema no se puede variar, o sólo en una medida limitada.

Para la modelación en este programa de las alternativas posibles a implantar en la futura bioeléctrica George Washington se partió del esquema termodinámico de la bioeléctrica Héctor Rodríguez (Ver figura 2.2) ya que lo que está establecido es que las bioeléctricas de 20 MW de potencia sean todas similares tecnológicamente.

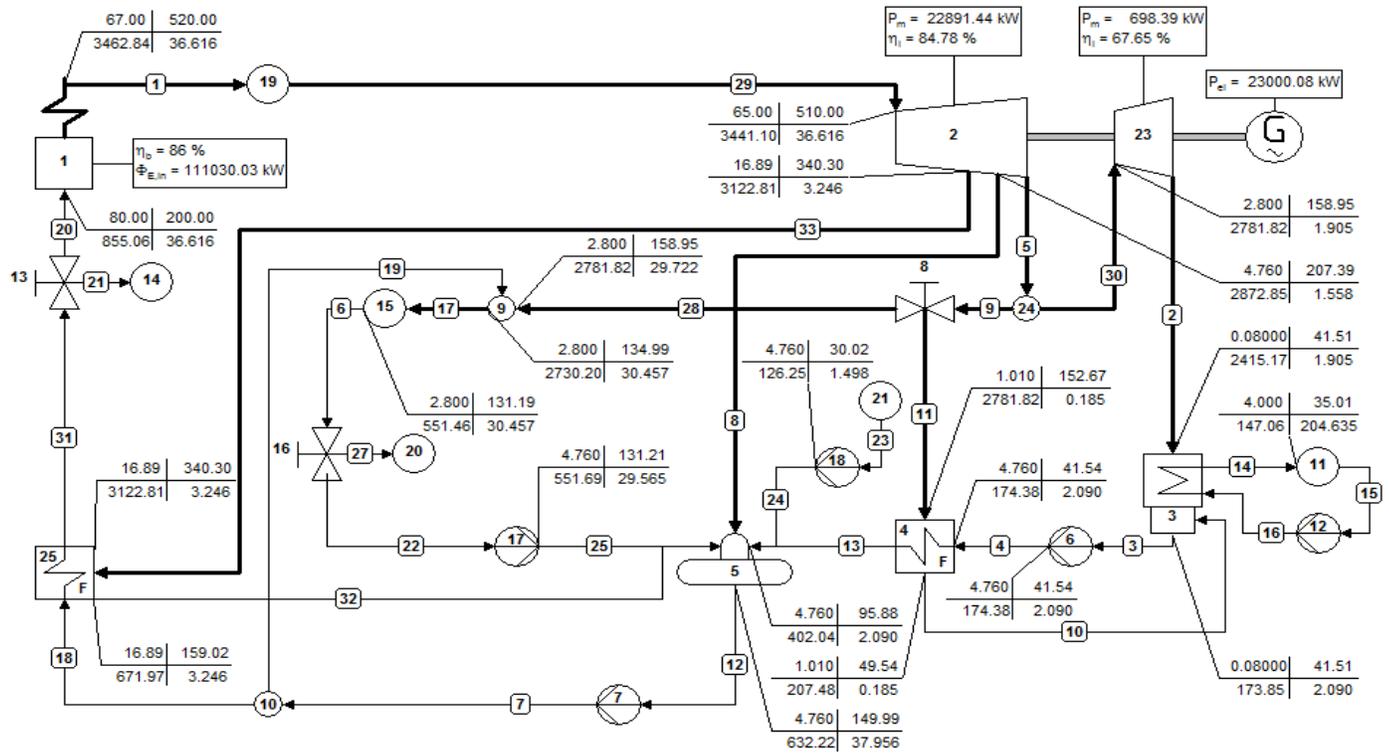


Figura 2.3
Modelación en el Cycle Tempo

Tabla 2.2	
Caracterización de los elementos en la modelación	
Elemento	Caracterización
G	Generador eléctrico
1	Caldera
2, 23	Turbogenerador
3	Condensador
4, 25	Calentadores regenerativos cerrados
5	Deaerador
15	Proceso de fabricación del azúcar
9	Atemperador de vapor
16, 20	Simulación de las pérdidas de agua en el proceso
13, 14	Simulación de las purgas en la caldera
18, 21	Simulación del agua de reposición
11	Sumidero
12, 17, 18	Bombas auxiliares de la planta
7	Bomba de alimentar caldera
6	Bomba de condensado

Las modelaciones en el Cycle Tempo de estas variantes brindan como resultado los flujos de agua y vapor correspondientes a cada tubería del ciclo y su entalpia

Capítulo II

incluyendo aquí el flujo total de vapor entregado por la caldera, también entrega como resultado el calor demandado por la caldera, la eficiencia isotrópica de la turbina (por etapas en estas modelaciones) y la eficiencia bruta y neta del ciclo en su totalidad.

2.5. Principales resultados de la modelación de las variantes con el Ciclo Tempo.

En la tabla 2.3 se presentan los principales resultados termodinámicos de las modelaciones en el Cycle Tempo de todas las variantes

Tabla 2.3									
Principales resultados de la modelación de las variantes con el Ciclo Tempo									
No	Variante	Zafra				Fuera de zafra			
		D (kg/s)	H (kJ/kg)	N bruta	Calor (kW)	D (kg/s)	H (kJ/kg)	N bruta	Calor (kW)
1	GW 67/2C/23	34.556	3462.84	20.287	113374.46	26.466	3462.84	26.488	86832.39
2	GW 67/2C/24	35.518	3462.84	20.596	116527.76	27.459	3462.84	26.640	90088.50
3	GW 67/2C/25	36.466	3462.84	20.896	119640.49	28.448	3462.84	26.786	93333.34
4	GW 67/2C/26	37.413	3462.84	21.182	122744.95	29.465	3462.84	26.895	96670.55
5	GW 67/2C/27	38.362	3462.84	21.453	125858.53	30.478	3462.84	27.002	99993.63
6	GW 67/2C/28	39.311	3462.84	21.710	128972.49	31.497	3462.84	27.096	103337.30
7	GW 67/3C/23	36.616	3462.84	20.715	111030.03	28.006	3462.84	27.084	84921.99
8	GW 67/3C/24	37.654	3462.84	21.020	114177.71	29.049	3462.84	27.247	88084.02
9	GW 67/3C/25	38.676	3462.84	21.317	117278.55	30.098	3462.84	27.392	91267.20
10	GW 67/3C/26	39.684	3462.84	21.607	120335.24	31.156	3462.84	27.521	94473.39
11	GW 67/3C/27	40.687	3462.84	21.884	123376.74	32.218	3462.84	27.637	97694.63
12	GW 67/3C/28	41.692	3462.84	22.148	126422.80	33.288	3462.84	27.740	100938.49
13	GW 87/2C/25	35.327	3465.66	21.567	115918.20	27.660	3465.66	27.545	90761.45
14	GW 87/3C/25	38.508	3465.66	22.158	112828.20	30.136	3465.66	28.313	88299.09
15	GW	39.530	3465.66	22.448	115822.95	31.132	3465.66	28.504	91216.77

Capítulo II

	87/3C/26								
16	GW 87/3C/27	40.539	3465.66	22.731	118778.64	32.177	3465.66	28.639	94277.00
17	GW 87/3C/28	41.537	3465.66	23.007	121702.45	33.227	3465.66	28.761	97354.74
18	GW 87/3C/29	42.532	3465.66	23.271	124619.39	34.334	3465.66	28.827	100598.57
19	GW 87/3C/30	43.530	3465.66	23.522	127541.63	35.397	3465.66	28.926	103712.43
20	GW 87/4C/28	43.796	3465.66	23.102	121200.15	35.023	3465.66	28.889	96921.05
21	GW 87/4C/29	44.848	3465.66	23.366	124110.46	36.135	3465.66	29.000	99999.61
22	GW 87/4C/30	45.900	3465.66	23.618	127022.63	37.254	3465.66	29.099	103095.36
23	GW 87/4C/31	46.957	3465.66	23.856	129947.71	38.378	3465.66	29.188	106207.51
24	GW 87/4C/32	48.010	3465.66	24.085	132860.92	39.510	3465.66	29.267	109339.46
25	GW 98/3C/26	38.823	3478.95	22.743	114323.21	30.601	3478.95	28.854	90109.49
26	GW 98/3C/27	39.819	3478.95	23.027	117254.22	31.618	3478.95	28.999	93105.74
27	GW 98/3C/28	40.802	3478.95	23.305	120149.08	32.643	3478.95	29.129	96125.18
28	GW 98/3C/29	41.914	3478.95	23.496	123423.51	33.792	3478.95	29.144	99507.14
29	GW 98/3C/30	42.892	3478.95	23.752	126303.18	34.832	3478.95	29.249	102568.81
30	GW 98/3C/31	43.873	3478.95	23.995	129193.34	35.876	3478.95	29.344	105644.63
31	GW 98/3C/32	44.853	3478.95	24.228	132078.91	36.928	3478.95	29.428	108741.46
32	GW 98/4C/28	42.744	3478.95	23.541	118944.15	34.355	3478.95	29.289	95599.59
33	GW 98/4C/29	43.772	3478.95	23.809	121804.71	35.295	3478.95	29.617	97915.44
34	GW 98/4C/30	44.795	3478.95	24.067	124651.22	36.365	3478.95	29.737	100885.63
35	GW 98/4C/31	45.818	3478.95	24.314	127498.24	37.442	3478.95	29.844	103873.48
36	GW 98/4C/32	46.845	3478.95	24.548	130354.98	38.523	3478.95	29.943	106870.19
37	GW 98/5C/34	48.202	3478.95	24.347	134206.16	38.720	3478.95	29.699	113913.75

2.6. Modelación técnico económica de alternativas

La modelación técnico económica de las alternativas se hizo mediante una hoja Excel para cada variante, y para cada una de ellas, el período activo de la bioeléctrica (300 días) se dividió en etapas según el combustible empleado. Seguidamente se ejemplifica con la variante 1 con 67 bar de presión 520 °C de temperatura a la salida de la caldera, 2 calentadores regenerativos y 23 MW de potencia generada (67-2C-23)

Partes y etapas modeladas en el Excel de cada variante:

Hoja de datos:

En esta hoja se introducen todos los datos de partida para los posteriores cálculos ya sean obtenidos de las modelaciones con el software Cycle Tempo o datos generales del central y la bioeléctrica (Ver figura 2.4 y 2.5).

Datos de la evaluación en zafra	Cantidad	Unidades		
Producción de vapor (CycleTempo)	34,556	kg/s	124,4016	t/h
Fujo de vapor al central	77	t/h		
Flujo de vapor a refinera	30	t/h		
Precio del bagazo tributado	7,00	USD/t	Decidido	
Eficiencia bruta del ciclo	20,29	%		
Eficiencia de cogeneración	41,42	%		
Datos de la evaluación fuera de zafra	Cantidad	Unidades		
Producción de vapor (CycleTempo)	26,446	kg/s	95,206	t/h
Flujo de vapor a refinera	30	t/h		
Precio del bagazo tributado	7,00	USD/t	Decidido	
Precio de la biomasa forestal	33,60	USD/t	Definido en FZ	
Eficiencia bruta del ciclo	26,49	%		
Eficiencia de cogeneración	31,83	%		
Datos definidos internamente				
Costo inversionista (unitario y total)	2,05	MMUSD/MW	47,15	MMUSD
Biomasa	Eucalipto			
Entalpía vapor saturado a proceso (2.8 bar)	2720,5	kJ/kg		
Entalpía líquido saturado retorno (2.8 bar)	551,28	kJ/kg		

Figura 2.4 Hoja de datos del Excel

Capítulo II

Datos generales	Cantidad	Unidades
Norma potencial del central	4600	t/día
Días totales de zafra	150	días
Fibra en caña	15	%
Factor de operación del central	85	%
Potencia instalada	23	MW
Presión del vapor salida de caldera	67	bar
Temperatura del vapor a la salida de la caldera	520	°C
Entalpía del vapor a la salida de la caldera	3462,84	kJ/kg
Potencia consumo del central	3,88	MW
Potencia consumo de la refinería	1,6	MW
Potencia consumo interno bioeléctrica	2,80	MW
Eficiencia de la caldera	86	%
Eficiencia isentrópica	Por modelo	%
Pérdidas de vapor (condensado no recuperado)	3	%
Costo de la electricidad nacionalmente	210	USD/MWh
Eficiencia isentropica de la sección de baja presión de la turbina en zafra	72,78	
Eficiencia isentropica de la sección de baja presión de la turbina en no zafra	85,1	

Figura 2.5 Hoja de datos del Excel (continuación)

También en las hojas que describen la operación en zafra y fuera de zafra están definidos los calores de combustión y la humedad de los diferentes combustibles (biomasas) que serán usados al igual que el precio de cada uno de ellos

Datos integrados a las hojas de las etapas en el periodo activo de la bioeléctrica los cuales no estan en la hoja “Datos”:

Datos generales de la bioeléctrica y el central asociado

Tiempo de operación de la bioeléctrica (*)

En zafra: 150 días

Fuera de zafra: 150 días

Días totales de operación de la bioeléctrica: 300 días/año

Factor de operación del central asociado a la bioeléctrica: 85 % (**)

Potencia demandada por el central: 3,88 MW (***)

Potencia demandada por la refinería: 1,6 MW (***)

Eficiencia de la caldera: 86 % (****)

Recuperación de condensado: 97 % (****)

Precio del bagazo tributado: 7,00 USD/t (50 % de humedad) (***)

Precio de la biomasa forestal puesta en la bioeléctrica:

Empresa mixta: 41,51 USD/t (****)

Crédito gubernamental: 33,6 USD/t (****)

Capítulo II

Se decidió aplicar el segundo valor y considerar como planta el eucalipto (**).

Bagazo % en caña: 28 % (***)

(*) Dato decidido para el programa nacional de bioeléctricas

(**) Dato decidido por el tutor

(***) Dato decidido en consulta con especialistas de la EAVC

(****) Dato tomado del proyecto de Héctor Rodríguez

(*****) Dato del programa de desarrollo de biomasa forestal del MINAG

Potencia demandada por la bioeléctrica

Héctor Rodríguez con 20 MW demanda 2,8 MW

Ciro Redondo con 62 MW demanda 5,0 MW

Se confeccionó un modelo de dependencia lineal

$$\text{PotDem} = C + m * \text{PotInst}$$

Potencia Instalada (MW)	Potencia demandada (MW)
23	2.80
24	2.85
25	2.9
26	2.96
27	3.01
28	3.06
29	3.11
30	3.17
31	3.22
32	3.27
34	3.38

Etapas: Zafra

Consta de 150 días utilizando una mezcla de combustibles (89% bagazo y 11% RAC)

Utilizando los resultados de las modelaciones en el Cycle Tempo se introduce el calor demandado por la caldera y teniendo el calor de combustión de la mezcla de combustibles y la eficiencia de la caldera se obtiene el consumo de combustible.

Capítulo II

En esta etapa se consume bagazo y RAC del propio central o bagazo tributado por otro ingenio. Se calcula entonces el costo de la cantidad de bagazo tributado y en caso de no alcanzar o sobrar se calcula la cantidad de días de faltante o sobrante de combustible

Etapa: Zafra con biomasa forestal

En los casos en que el bagazo propio, los RAC y el bagazo tributado resultan insuficientes para la zafra, se realiza el cálculo de la cantidad de biomasa forestal a suministrar para concluir la zafra y su costo según el cálculo de los días faltantes en la etapa de zafra.

Etapa: Fuera de zafra con bagazo y RAC propios

En los casos en que el bagazo propio y los RAC resultan excedentes en zafra, se realiza el cálculo de los días que podrá operar la bioeléctrica fuera de zafra con su propio combustible

Etapa: Fuera de zafra con bagazo tributado

En los casos en que el bagazo tributado no resulta necesario para la etapa de zafra se realiza el cálculo de los días que podrá operar la bioeléctrica con dicho bagazo tributado mezclado con RAC

Etapa: Fuera de zafra

Esta etapa consta de 150 días, en ella se consumirá biomasa forestal, pero en caso de haber quedado sobrante biomasa cañera de la zafra, se le reducen a los 150 días, los días que operará la bioeléctrica con la biomasa cañera sobrante.

El Excel está diseñado para introducirle como dato la variedad de biomasa a utilizar teniendo ya predefinido el calor de combustión de cada una y así realizar el cálculo de combustible consumido

Todos los resultados de los cálculos de estos Excel se introducen automáticamente en otra hoja Excel de comparación donde son tabulados todos estos resultados

En la tabla 2.5 se muestran los principales resultados en cuanto a consumo de combustible (biomasa) obtenidos del Excel

Tabla 2.5 Resultados de los consumos de biomasa por variante						
Variante	En zafra			Fuera de zafra		
	Consumo de Bagazo + RAC (t/zafra)	Días con Bagazo Tributado	Déficit o sobrante de combustible (t/zafra)	Consumo de biomasa forestal en zafra (t/zafra)	Biomasa forestal (t)	Déficit o sobrante de áreas (ha)
1	204706	5,7	-19958	5524	71001	-7
2	210399	5,5	-25652	8103	73663	-36
3	216020	5,4	-31272	10648	76316	-65
4	221625	5,3	-36877	13186	79045	-94
5	227247	5,1	-42499	15732	81762	-124
6	232869	5,0	-48122	18278	84496	-153
7	200473	5,8	-15725	3607	69439	12
8	206156	5,6	-21409	6181	72024	-16
9	211755	5,5	-27007	8717	74627	-45
10	217274	5,4	-32526	11216	77249	-73
11	222766	5,2	-38018	13703	79883	-102
12	228265	5,1	-43518	16194	82535	-130
13	209299	5,6	-24551	7604	74213	-36
14	203719	5,7	-18972	5078	72200	-11
15	209127	5,6	-24379	7526	74586	-38
16	214463	5,4	-29716	9943	77088	-65
17	219743	5,3	-34995	12334	79605	-93
18	225009	5,2	-40262	14719	82257	-121
19	230286	5,1	-45538	17109	84803	-148
20	218836	5,3	-34088	11923	79250	-88
21	224090	5,2	-39343	14303	81767	-116
22	229349	5,1	-44601	16684	84299	-143
23	234630	5,0	-49882	19076	86843	-170
24	239890	4,9	-55142	21458	89404	-198
25	206419	5,6	-21671	6300	73680	-26
26	211711	5,5	-26963	8697	76130	-53
27	216938	5,4	-32190	11064	78599	-80
28	222850	5,2	-38103	13741	81365	-110
29	228050	5,1	-43302	16096	83868	-137
30	233268	5,0	-48520	18459	86383	-164
31	238478	4,9	-53731	20819	88915	-192
32	214762	5,4	-30015	10079	78169	-72
33	219927	5,3	-35180	12418	80063	-96
34	225067	5,2	-40319	14745	82492	-122

Capítulo II

35	230207	5,1	-45460	17073	84935	-149
36	235365	4,9	-50618	19409	87385	-175
37	247736	4,7	-62988	25011	93145	-238

En la tabla 2.5 se observa como el bagazo producido por el central en la zafra no alcanza para mantener la bioeléctrica operando en este periodo ni siquiera con el bagazo tributado por el central Ifraín Alfonso teniendo que llegar a consumirse biomasa procedente de los bosques energéticos en este periodo. Tampoco es suficiente el área asignada para la siembra de bosques energéticos solo alcanzando para la variante 7

2.7. Conclusiones parciales

- El bagazo producido por el central George Washington en zafra no alcanza para suplir la demanda de combustible de la bioeléctrica en dicha etapa.
- El área destinada por el momento a George Washington a sembrar bosques energéticos (418,1 ha) y usarla como biomasa para alimentar la bioeléctrica no alcanza para cumplir el consumo de la misma en su periodo activo.

Capítulo III: Estudio financiero de las alternativas.

3.1. Premisas técnicas, económicas y financieras.

1- Costo inversionista

Para la definición del costo inversionista se consultaron varios documentos, entre otros, los siguientes:

- a) Premisas financieras para estudios de factibilidad del MEP para FRE en particular bioeléctricas (MEP ,2018)

Condiciones para empresa cubana:

Costo máximo en CUC: 2 145 CUC/kW

Costo máximo en USD: 1 838 USD/kW

Costo máximo en MN: 1 367 CUP/kW

Condiciones para empresa extranjera:

Costo Máximo en USD: 2 300 USD/kW

Esta normativa del MEP no tiene en cuenta la potencia de la instalación.

Resulta imposible en un estudio como este tener en cuenta esa división de las monedas establecido para la empresa cubana, por ello se adopta como límite máximo el establecido para empresas extranjeras de 2 300 USD/kW (2,3 MMUSD/MW)

- b) Tesis: El costo del kW de generación (Bedon, 1998)

Propone como método de cálculo para plantas de biomasa:

$CostoInv = 1125,8 * ((0,9 * n + 0,1) / n) * P^{0,79}$ (USD)

Donde:

n- Número de unidades

P- Potencia (kW)

Para nuestro caso con una sola unidad quedaría:

$CostoInv = 1125,8 * P^{0,79}$

Aplicado a Héctor Rodríguez

$CostoInv = 1125,8 * (20\ 000)^{0,79}$

CostoInv = 9 482 100 USD

El método establece una dependencia con el tamaño de la planta (potencia) pero resulta en extremo bajo por lo que se desecha.

En el trabajo de tesis se refiere a otras informaciones de la Comisión Nacional de Energía de Chile (2017) que propone: 3 100 USD/kW. Este valor resulta en extremo alto y viola lo establecido por el MEP.

- c) Informe de costos de tecnologías de generación. 2018. Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE, 2018)

Para plantas de biomasa

Costos de inversión: 3 100 - 3 251 USD/kW

El valor resulta muy alto (viola lo normado por el MEP) y no tiene en cuenta el tamaño de la planta.

- d) Evaluación de alternativas para el máximo aprovechamiento del potencial energético de la biomasa cañera con vista a la producción de electricidad. Proyección 2030. (Rubio)

En este estudio se opera con los indicadores siguientes:

Costo inversionista:

2,25 MMUSD/MW para bioeléctricas de 67 bar y 520°C.

2,45 MMUSD/MW para bioeléctricas de 87 bar y 540°C

Los indicadores se establecieron en base a los parámetros, pero no evalúan la potencia de la instalación. Estos valores resultan lógicos, aunque un poco elevados de acuerdo a ejemplos concretos conocidos en la actualidad. El segundo valor sobrepasa lo establecido por el MEP.

- e) Costos de los proyectos en ejecución en Cuba de bioeléctricas:

Ciro Redondo: Costo inversionista: 141 MM USD (Planta térmica excluyendo proceso inversionista para el marabú) (98 bar y 62 MW) (EMB, 2018)

Héctor Rodríguez: Costo inversionista: 41 MM USD (36 MM USD Crédito chino para inversión en la planta térmica y 5 MM USD de inversiones inducidas de la planta) (67 bar y 20 MW) (ECIAZ, 2019)

Resulta imposible considerar las propuestas de la literatura consultada y se decide, en base a los casos de las bioeléctricas de Héctor Rodríguez y Ciro Redondo, establecer indicadores de costos unitarios por unidad de potencia para los tres niveles de presiones que se estudiarán: 67, 87 y 98 bar. Ver Tabla 3.1

Tabla 3.1					
Costos inversionistas unitarios en función de la potencia definidos para el estudio					
Caso	Parámetros		Potencia instalada	Costo Total	Costo inversionista unitario
	P	t			
	bar	°C			
H. Rodríguez	67	520	20	41	2.05
	87	530			2,20
C. Redondo	98	540	62	141	2,27

El costo inversionista unitario para 87 bar se estableció con las proporciones siguientes:

$$97-67 = 30 \text{ bar}$$

$$2.27-2.05 = 0.22 \text{ MMUSD/MW}$$

$$0.22/30 = 0.0073 \text{ MMUSD/MW/bar}$$

$$\text{A } 87 \text{ sería } 87-67 = 20, 20*0.0073 = 0.145$$

$$\text{Costo inversionista unitario} = 2.05 + 0.145 = 2.20 \text{ MMUSD/MW}$$

2- Costos de operación y mantenimiento.

Para definir estos indicadores se consultaron varias bibliografías cuyo resultado se resume en la Tabla 3.2

Fuente	Costos de operación y mantenimiento		Combustible
	Costos fijos	Costos variables	
	(% de la inversión)	(USD/kWhproduc)	
Bedon, 1998; CNE, 2018	3 - 4	0,005 – 0,015	Biomasa
		0,06	Biomasa
Decidido	2	0,02	

3- Indicadores financieros tomados de las premisas financieras para estudios de factibilidad del MEP para FRE en particular bioeléctricas (MEP, 2018)

Condición: para empresa cubana.

Indicador	Magnitud	Unidades
Vida útil	20	años
Periodos de evaluación	anual	
Tasa de actualización	8	%
Tasa mínima de recuperación	15	%
Tasa de interés del crédito	6,5	%
Período de gracia	3,5 (*)	años
Período del crédito	15	Años
Precio de venta	0,15	USD/kWh

Exención de impuesto	10	años
Exonerar del pago del aporte por el rendimiento de la inversión estatal	Sí	
(*) Se decidió aplicar 3 años para simplificar los cálculos		

3.2. Estudio financiero

El estudio financiero será ejemplificado con la variante 7 la cual tiene como parámetros fundamentales 67 bar de presión y 520 °C de temperatura a la salida de la caldera, posee 3 calentadores regenerativos y una potencia en el generador de 23 MW (67-3C-23)

El VAN es el valor neto de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión, teniendo en cuenta la pérdida de valor del dinero en el tiempo, a través de una tasa de descuento y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{(Fc_t)}{(1 + i)^t}$$

Donde:

I_o : Costo inicial de la inversión.

FC: Flujo de caja.

n: El tiempo para el cual se requiere calcular el VAN

i: La tasa de descuento.

Método de cálculo mediante el Microsoft Office Excel

Para calcular el VAN es necesario conocer el flujo de caja teniendo en cuenta los ingresos y los gastos

Ingresos: El ingreso es debido a la venta de energía eléctrica a la red, para ello se utilizó un precio de 0,15 (USD/kWh).

Ingresos por ventas:

$$\text{Ingreso} = \text{Precio (USD/kWh)} * \text{Energía}$$

Capítulo III

$$\text{Ingreso} = 0.15 \text{ (USD/kWh)} * 119952010 \text{ kWh}$$

$$\text{Ingreso} = 17992801.5 \text{ (USD) Para un año}$$

Inversión total:

$$\text{Inversión total} = \text{Costo unitario de la inversión (MMUSD/MW)} * \text{Potencia (MW)}$$

$$\text{Inversión total} = 2.05 \text{ (MMUSD)} * 23 \text{ (MW)}$$

$$\text{Inversión total} = 47.15 \text{ (MMUSD)}$$

Gastos:

Costo fijo de operación y mantenimiento.

$$\text{CF} = \text{inversion total} * 0,02$$

$$\text{CF} = 47.15 \text{ (MMUSD)} * 0,02$$

$$\text{CF} = 0.943 \text{ (MMUSD)}$$

Costo variable de operación y mantenimiento.

$$\text{CV} = \text{Energía (MWh)} * 0.02 \text{ (USD/MWh)}$$

$$\text{CV} = 165600000 \text{ (KWh)} * 0.015 \text{ (USD/kWh)}$$

$$\text{CV} = 2.48 \text{ MMUSD}$$

Tasa de beneficio/costo

$$\text{TBC} = \text{B/C}$$

Donde:

B: Ingresos

C: Gastos

$$\text{B} = \text{Ingresos totales} / (1+T_0)^{VU}$$

$$\text{B} = 359.86 / (1+0.08)^{20}$$

$$\text{B} = 77.2 \text{ MMUSD}$$

$$\text{C} = \text{Gastos totales} / (1+T_0)^{VU}$$

$$\text{C} = 262.92 / (1+ 0.08)^{20}$$

Capítulo III

$$C = 56.4 \text{ MMUSD}$$

Donde:

T_0 : Taza de actualización

VU: Vida útil

Entonces:

$$TBC = 77.2 / 56.4$$

$$TBC = 1.37$$

Calculo de la tasa interna de retorno

La TIR es aquella tasa de descuento que iguala el valor actual de la corriente de cobros con el valor actual de la corriente de pagos, por lo que es la tasa de descuento que hace al VAN igual a cero y puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión y se puede expresar de la siguiente forma:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{(Fc_t)}{(1 + Tir)^t}$$

Para simplificación de los cálculos se utilizó el software Microsoft Office Excel que de forma iterativa busca este valor, se utilizó la estimación de los flujos de caja para 20 años al igual que para el cálculo del VAN.

Período de recuperación de la inversión

El período de recuperación se cumple cuando la suma de los flujos de caja consecutivos desde el primer año da como resultado el valor de la inversión, pero teniendo en cuenta el efecto del tiempo sobre el dinero. Calculado de esta manera se conoce como período de recuperación de la inversión descontado. Para obtenerlo se hallaron todos los flujos de caja para 20 años consecutivos que es el tiempo de estudio del proyecto, entonces se le restó el descuento

Capítulo III

correspondiente a cada año y se graficó el resultado quedando como una curva que permite leer el valor (ver figura 3.1).



Figura 3.1
Período de recuperación de la inversión variante 7

Costo de la electricidad producida

$$CEG = \text{Gastos totales} / (\text{ET} \cdot \text{VU})$$

$$CEG = 262920000 / (165600010 \cdot 20)$$

$$CEG = 0.0794 \text{ USD/kWh}$$

Donde:

CEG: Costo de la electricidad generada

ET: Energía total producida anualmente

VU: Vida útil

Costo eléctrico evitado

$$CEV = (\text{CN} - \text{CEG}) \cdot \text{EE}$$

$$CEV = (0.21 - 0.0794) \cdot 119952010$$

Capítulo III

$$CEV = 15.67 \text{ MMUSD/Año}$$

Donde:

CEV: Costo eléctrico evitado

CN: Costo de la electricidad nacionalmente

CEG: Costo de la electricidad generada

EE: Energía entregada a la red

3.3. Resultados del estudio financiero

A continuación, se presentan los gráficos de tendencia (figura 3.2 hasta figura 3.8) con los resultados del análisis económico, las modelaciones en el Cycle Tempo, y cálculos por medio del Excel de todas las variantes contra los principales indicadores económicos como VAN, TIR y PRI, Indicadores de consumo, y la eficiencia de los ciclos los cuales fueron tabulados y se presentan en el Anexo 1.

En la figura 3.2 se puede apreciar que la variante 12 cuyos parámetros son 67 bar de presión y 520 °C de temperatura a la salida de la caldera, posee 3 calentadores regenerativos y 28 MW de potencia, resulta muy atractiva económicamente ya que la magnitud de su valor actual neto es el más elevado de todas las variantes 17.7 MM USD

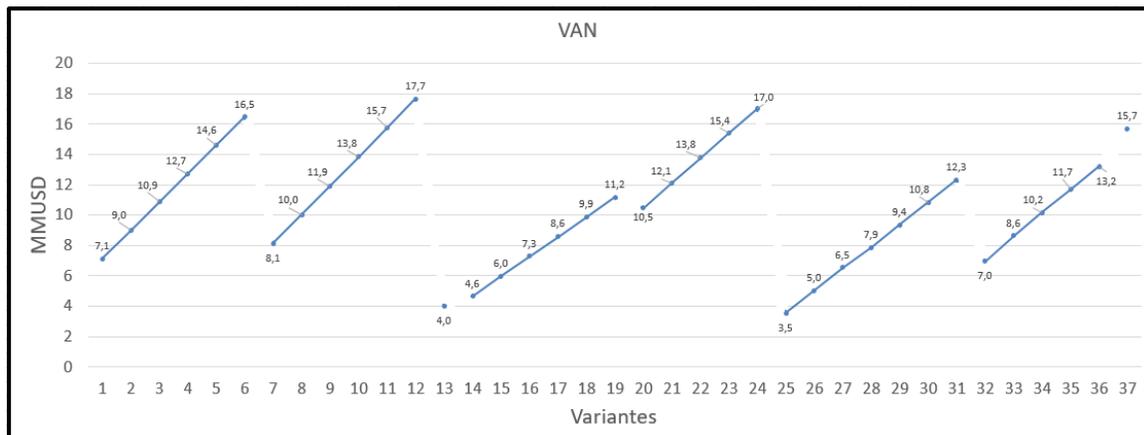


Figura 3.2

Gráfico de valor actual neto (VAN) vs variantes

Como se puede apreciar en la figura 3.3 la mejor variante también es la 12 teniendo un periodo de recuperación de la inversión de 9.2 años

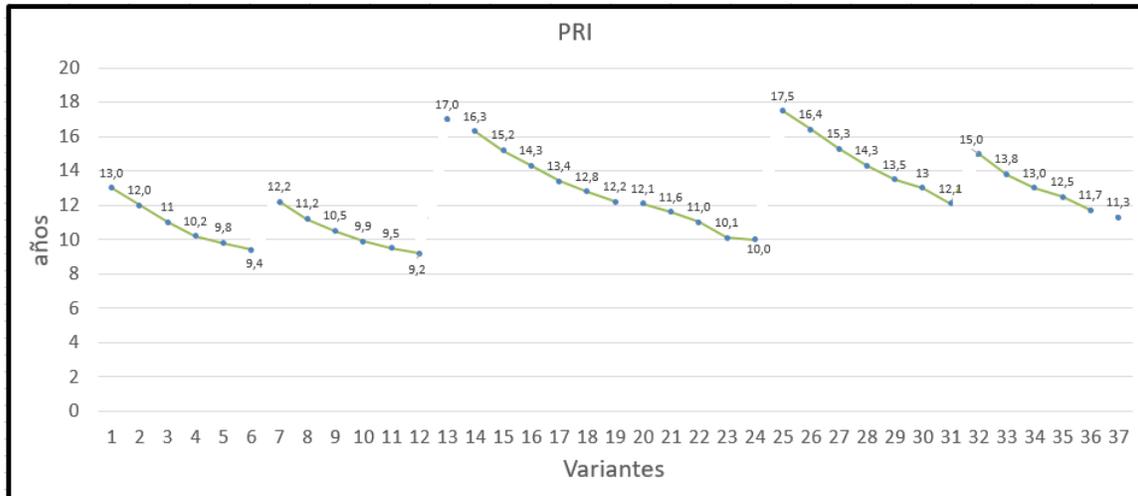


Figura 3.3

Gráfico de Plazo de recuperación de la inversión (PRI) vs variantes

El análisis de la figura 3.4 nos arroja que la mejor TIR también la tiene la variante 12 con una tasa de 13.1 %

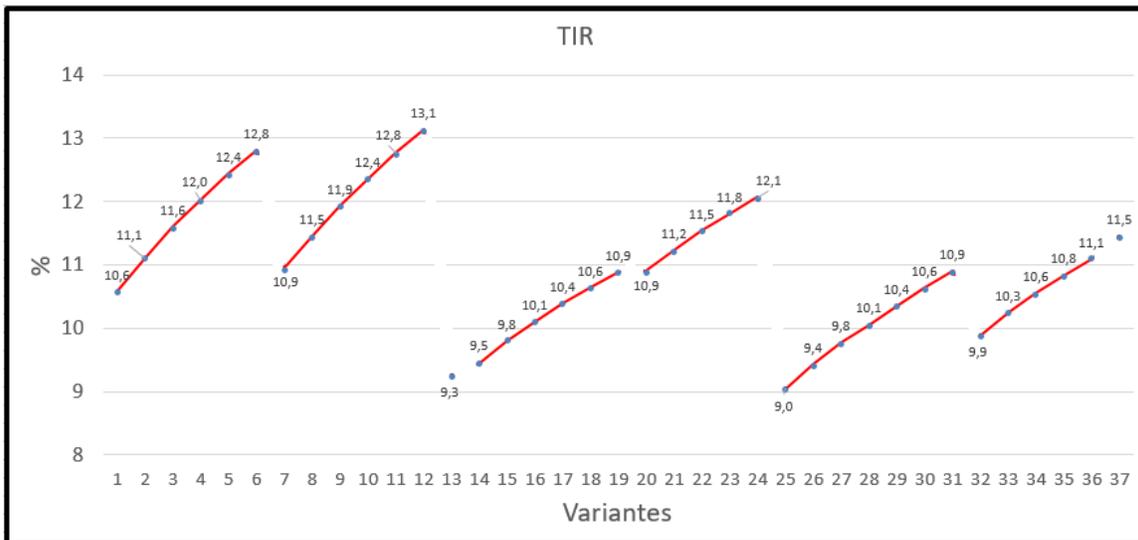


Figura 3.4

Gráfico de Tasa interna de retorno (TIR) vs variantes

Capítulo III

En la figura 3.5 queda plasmado el consumo de biomasa definido a través de la demanda de áreas forestales de cada variante y podemos observar que la mejor de estas es la variante 7 cuyos parámetros son 67 bar de presión y 520 °C de temperatura a la salida de la caldera con 3 calentadores regenerativos y 23 MW de potencia esta variante demanda 406 ha de bosques energéticos mientras que la variante 12 demanda 548 ha de estos bosques.

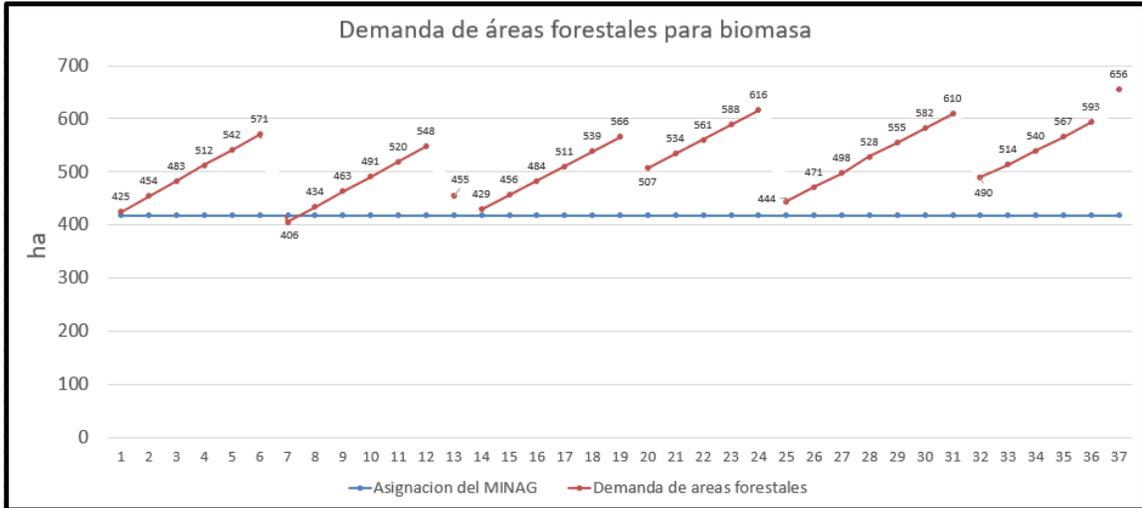


Figura 3.5
Gráfico de demanda de áreas forestales para biomasa vs variantes

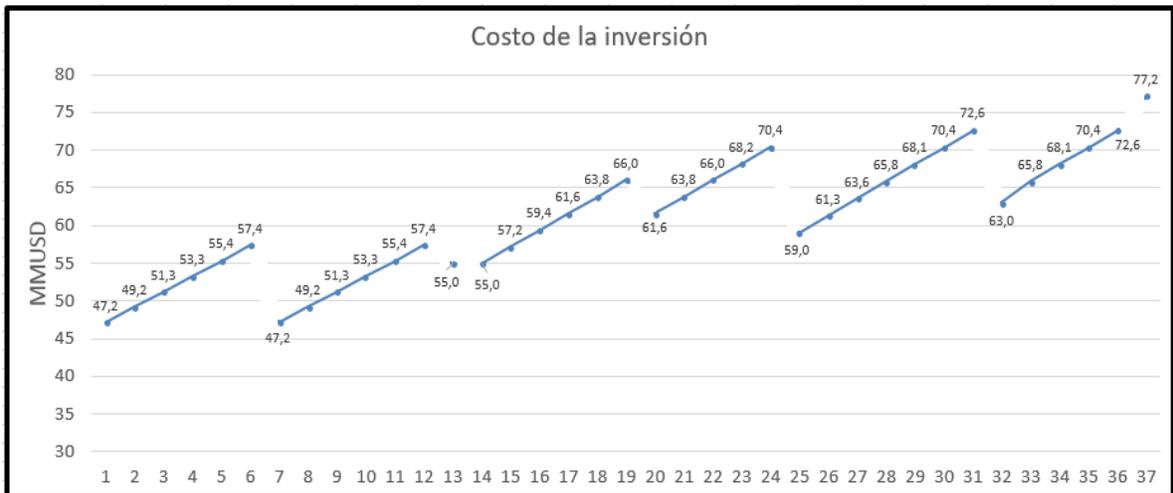


Figura 3.6
Gráfico de costo de la inversión vs variantes

En la figura 3.6 también podemos observar como la mejor variante en cuanto a costo de la inversión con 47.2 MM USD es la variante 7 ya que posee el más bajo costo de la inversión igualado solo a la variante 1 con 2 calentadores regenerativos y los mismos parámetros de vapor y potencia generada.

Capítulo III

En la figura 3.7 se puede apreciar cómo va aumentando el costo evitado a medida que se aumenta la potencia en las variantes siendo la mejor variante en este indicador la de mayor potencia de generación.



Figura 3.7

Gráfico de costo evitado vs variantes

En la figura 3.8 se puede observar cómo mientras aumentamos los parámetros de generación de vapor, el número de calentadores regenerativos y la potencia generada la eficiencia del ciclo aumenta lo que no es más que una comprobación de los principios termodinámicos de los ciclos de potencia.

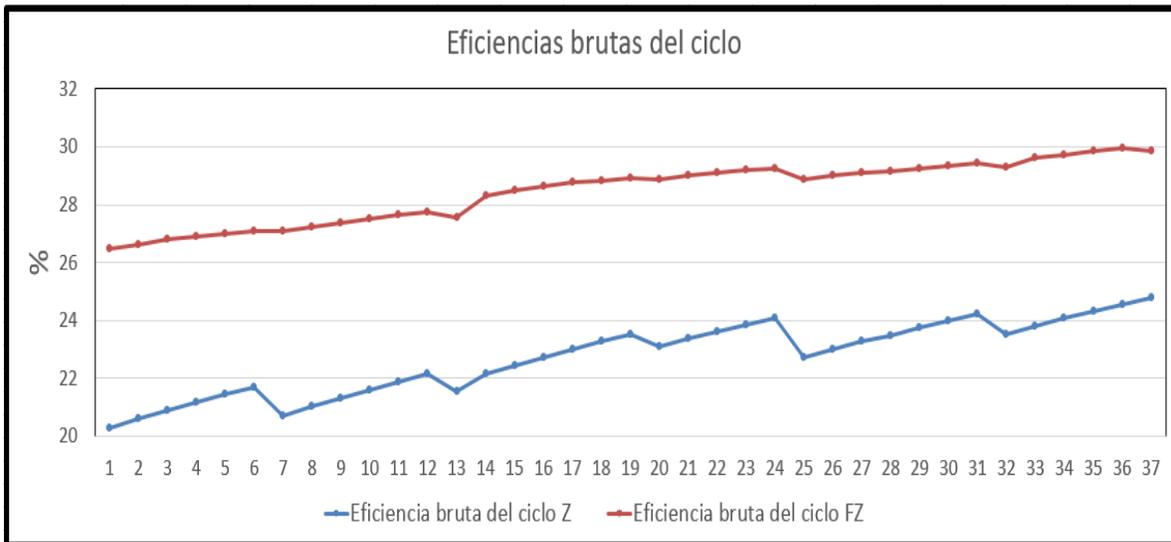


Figura 3.8

Gráfica de Eficiencias brutas del ciclo vs variantes

3.4. Selección de las alternativas más adecuadas

En la selección de las alternativas más adecuadas se tuvieron en cuenta dos criterios independientes, para establecer dos sugerencias:

- Demanda de área para bosques energéticos, lo que es una medida de la demanda de combustible que tiene dos impactos negativos: costo de ese insumo (que es elevado en todos los casos) y reducción de tierras de cultivo para la producción de alimentos, que es una prioridad nacional. Se elegirá la variante que menos área reclame.
- Indicadores financieros, se elegirá la variante que ofrezca mejores indicadores

En cuanto a demanda de área para bosques energéticos la variante más recomendable es la 7 (67-3C-23) (Ver anexo 1) la cual tiene 67 bar de presión y 520 °C de temperatura a la salida de la caldera, cuenta con 3 calentadores regenerativos y una potencia generada de 23 MW demandando 406 ha de bosques energéticos (Ver anexo 14 y 15)

En cuanto a indicadores financieros la mejor variante es la 12 (67-3C-28) (Ver anexo 1) 67 bar de presión y 520 °C de temperatura a la salida de la caldera, 3 calentadores regenerativos y 28 MW de potencia generada (Ver anexo 24 y 25)

Indicador	Unidades	Variante 7	Variante 12
VAN	MMUSD	8,13	17,65
TIR	%	10,9	13,14
PRI	Años	12,2	9,20
Costo Electric	(¢USD/kWh	7,88	8,11
Costo Evitado	MMUSD/Año	15,74	19,85
TBC	USD/USD	1,38	1,41
Área de bosques necesitada	ha	406,1	548,1

En la Tabla 3.5 pueden verse los principales indicadores financieros de las dos variantes seleccionadas de las cuales la variante 12 es mucho más factible financieramente

3.5. Conclusiones parciales

- La variante más eficiente en cuanto a demanda de área para bosques energéticos es la 7 (67-3-23) la cual cuenta con 67 bar de presión y 520 °C de temperatura del vapor a la salida de la caldera, 3 calentadores regenerativos y 23 MW de potencia, demandando solo 406 ha de bosques energéticos de las 418,1 asignadas hasta el momento
- La variante más viable financieramente es la 12 (67-3C-28) que cuenta con 67 bar de presión 520 °C de temperatura del vapor a la salida de la caldera, 3 calentadores regenerativos y 28 MW de potencia, esta variante arrojó el mejor resultado de VAN, TIR, PRI.
- El costo de la energía generada por todas las variantes simuladas promedia los 8.2 ¢USD/kWh el cual será mucho más bajo que el costo de la generada hoy en día en el país de 21 ¢USD/kWh

Conclusiones generales

- El bagazo producido por el central George Washington en zafra más sus RAC no alcanzan para suplir la demanda de combustible de la bioeléctrica en dicha etapa.
- El área destinada por el momento a sembrar bosques energéticos (418,1 ha) y usarla como biomasa para alimentar la bioeléctrica no alcanza para cumplir el consumo de la misma en su periodo de trabajo en el año.
- En cuanto a demanda de área para bosques energéticos la variante más adecuada es la 7 (67-3-23) la cual cuenta con 67 bar de presión y 520 °C de temperatura del vapor a la salida de la caldera, 3 calentadores regenerativos y 23 MW de potencia, demandando solo 406 ha de bosques energéticos de las 418,1 asignadas hasta el momento
- Financieramente la variante más viable es la 12 (67-3C-28) que cuenta con 67 bar de presión 520 °C de temperatura del vapor a la salida de la caldera, 3 calentadores regenerativos y 28 MW de potencia, esta variante arrojó el mejor resultado de VAN con 17.65 MM USD, una TIR de 13.14 %, y un PRI de 9.2 años.
- El costo de la energía generada por la variante 7 es de 7.88 ¢USD/kWh y el de la variante 12 es de 8.11 ¢USD/kWh los cuales serán mucho más bajos que el costo de la generada hoy en día en el país de 21 ¢USD/kWh

Recomendaciones

1. Realizar otra valoración de la dimensión del área destinada a la siembra de bosques energéticos.
2. Utilizar este estudio como base para futuros estudios en el tema o estudios de prefactibilidad.

Bibliografía

- ALTSHULER, J. (1998). Etapas de la electrificación en Cuba (tercera parte). Disponible en www.cubasolar.cu. Fecha Consulta: 19/12/2018.
- ASOCAÑA. (2016). El Sector Azucarero Colombiano, más que azúcar, una fuente de energía renovable para el país. Colombia.
- AVALOS, R. (2017). En marcha proyectos sobre la construcción de bioeléctricas en centrales azucareros. Cuba, disponible en: <http://www.cmhw.cu/en-villaclara/1937>. Fecha consulta: 19/2/2019.
- COLECTIVO DE AUTORES (2008). "Bioenergy for Sustainable Development and Global Competitiveness: the case of Sugar Cane in Southern Africa". University of Kwazulu Natal-Durban, South África.
- CONCIENCIA ECO. (2010). ¿Qué es la cogeneración? Cuba, disponible en: [www.concienciaeco.com/Qué es la cogeneración](http://www.concienciaeco.com/Qué%20es%20la%20cogeneraci3n). Fecha consulta: 8/5/2018.
- GÓMEZ, W., SOMOZA, J. (2016). "Cuba y la experiencia de Mauricio". Disponible en: www.cubasolar.cu. Fecha consulta: 8/1/2019.
- GONZÁLEZ, M. (2015) La agroindustria cañera cubana: transformaciones recientes. Trabajo de diploma. New York, Bildner Center for Western Hemisphere Studies.
- LEYVA, E. (2011). Perspectiva del uso de marabú como combustible en la generación de electricidad y calor en Cuba. IX Seminario nacional de energía en apoyo a la toma de decisiones, 22-24/06/2008. Habana, Cuba. [www.cubanergia.cu/Seminario Nacional de Energía/IX Seminario Nacional de Energía](http://www.cubanergia.cu/Seminario%20Nacional%20de%20Energía/IX%20Seminario%20Nacional%20de%20Energía).
- MÉXICO, C. (2012). Guía Práctica de Trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México [Online].
- MINAZ. (2011). "Indicadores de energía en zafra". Dirección de Energía del Ministerio del Azúcar. La Habana, Cuba.

Bibliografía

- MONTEAGUDO, L. (2011). Cogeneración en la industria azucarera cubana: una alternativa a consolidar. Trabajo de diploma. La Habana, Facultad de Economía.
- ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL AZÚCAR (OIA). (2009). "Cogeneración: Oportunidades en la industria mundial del azúcar". Comité de evaluación del mercado, consumo y estadística.
- SANZ, D. (2014). Análisis y optimización exergetica de una planta de cogeneración para la industria azucarera. Proyecto de grado. Colombia. Facultad Ingeniería Mecánica.
- VALDÉS, A. (2005). "Generación y cogeneración de electricidad a partir de la biomasa cañera". II Seminario Iberoamericano de Energía del 22 al 23 de septiembre de 2005. Montevideo, Uruguay.
- CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA (CNE). (2015). Biomasa. Disponible en: <http://www.cne.gov.sv>. Fecha consulta: 8/5/2018
- Palmero, D. 2019. "Caracterización del marabú como combustible para la bioeléctrica del central Ciro Redondo "
- Decreto ley No 327, (2014). "Reglamento del proceso inversionista" en la Gaceta Oficial de la República de Cuba. Gaceta Oficial No 5 Extraordinaria de 23 de enero de 2015
- Rubio, A., (2015) Generadores de Vapor. Funcionamiento y Explotación. Editorial Feijóo, Santa Clara. Cuba.
- Rubio, A (2016). Actualidad y perspectiva de la energía en Cuba.
- Torres, J (2007). "La biomasa cañera y el tránsito en cuba hacia una energética sustentable". V Conferencia internacional de energías renovables, ahorro de energía y educación energética. Palacio de Convenciones. La Habana, Cuba.
- Rubio, A. 2019 Consultas con el tutor Angel M. Rubio González
- www.cycle-tempo.nl
- www.asimptote.nl/software/cycle-tempo

Bibliografía

- CÓRDOBA, A. (2011). Energía renovable
- CABALLERO, A. (2001). 4to Encuentro nacional sobre sistemas de gestión de la calidad en el MINAZ.
- CID, M. (2009). Gestión energética eficiente en la empresa azucarera cubana.
- MINAG (2019). Propuesta para asegurar la cosecha, plantación y agrotecnia de los bosques energéticos.
- Bedon, E (1998) El costo del kW de generación
- CNE (2018) Informe de costos tecnológicos de generación. Colombia
- Ministerio de economía y planificación (MEP) ,2018. Premisas financieras para el programa inversionista en fuentes renovables de energía. La habana
- Empresa mixta biopower (EMB), 2018 Biopower plante designa, Mario Muñoz and Héctor Molino
- ECIAZ, 2019 Ingeniería básica proyecto 20 MW Héctor Rodríguez

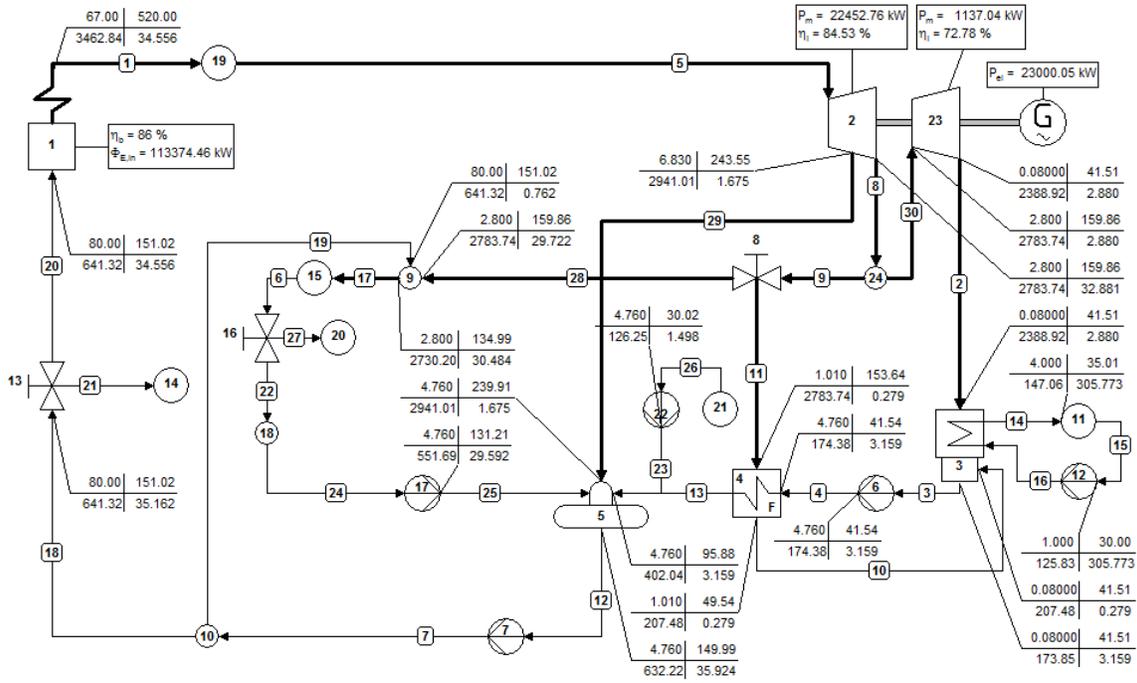
Anexos

Anexo 1 Resultados de las variantes														
Variante		HR 1	HR 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		HR	HR	GW										
Parámetro	Unid	67/2C/20	67/3C/20	67/2C/23	67/2C/24	67/2C/25	67/2C/26	67/2C/27	67/2C/28	67/3C/23	67/3C/24	67/3C/25	67/3C/26	67/3C/27
VAN	MMUSD	15,05	15,89	7,11	8,20	10,87	12,73	14,60	16,46	8,13	10,03	11,93	13,84	15,75
TIR	%	14,08	14,40	10,58	10,85	11,60	12,03	12,44	12,81	10,94	11,46	11,93	12,37	12,77
PRI	años	8,40	8,30	13,00	12,40	11	10,2	9,8	9,4	12,2	11,2	10,5	9,9	9,5
Costo Electric	¢USD/kWh	7,34	7,28	7,94	8,03	8,04	8,09	8,13	8,17	7,88	7,94	7,99	8,03	8,07
Costo Evitado	MMUSD/año	14,23	14,28	15,67	16,44	17,31	18,13	18,95	19,77	15,74	16,56	17,39	18,21	19,03
TBC		1,48	1,49	1,37	1,37	1,38	1,39	1,40	1,40	1,38	1,39	1,39	1,40	1,41
Costo Operación/Ingresos		0,270	0,264	0,336	0,340	0,334	0,334	0,333	0,332	0,330	0,329	0,328	0,328	0,327
Costo Total/Ingresos		0,676	0,671	0,731	0,730	0,722	0,719	0,716	0,713	0,725	0,721	0,717	0,714	0,711
Operación Bag Propio FZ	días	19	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Bag Tributado Z	días	0	0	5,69	5,53	5,39	5,25	5,12	5,00	5,81	5,65	5,50	5,36	5,22
Operación Biomasa Forestal Z	días	0	0	9	13	16,33	19,71	22,93	26,00	5,96	9,93	13,63	17,10	20,37
Operación Bag Tributado FZ	días	51	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Biomasa Forestal FZ	días	80	74	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
RAC adicionado al Bag	%	16,4	16,4	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Déficit o sobrante de área forestal	ha	223	242	-7	-51	-65	-94	-124	-153	12	-16	-45	-73	-102
Venta de electricidad	GWh/año	104,11	104,11	119,95	126,77	133,60	140,42	147,24	154,07	119,95	126,77	133,60	140,42	147,24
Costos														
Costo de la inversión		41,00	41,00	47,15	49,20	51,25	53,30	55,35	57,40	47,15	49,20	51,25	53,30	55,35
Costos fijos de operación y mnto		0,82	0,82	0,94	0,98	1,03	1,07	1,11	1,15	0,94	0,98	1,03	1,07	1,11
Costos variables de operación y mnto		2,16	2,16	2,48	2,59	2,70	2,81	2,92	3,02	2,48	2,59	2,70	2,81	2,92
Costo del combustible		1,24	1,14	2,63	2,89	2,98	3,15	3,33	3,51	2,51	2,68	2,85	3,03	3,20
Depreciación (Invers/años)		2,05	2,05	2,36	2,46	2,56	2,67	2,77	2,87	2,36	2,46	2,56	2,67	2,77
Eficiencia bruta del ciclo Z	%	21,37	21,80	20,29	20,60	20,90	21,18	21,45	21,71	20,72	21,02	21,32	21,61	21,88
Eficiencia bruta del ciclo FZ	%	29,75	30,45	26,49	26,64	26,79	26,90	27,00	27,10	27,08	27,25	27,39	27,52	27,64
Eficiencia de cogeneración Z	%	39,02	39,81	41,42	41,11	40,83	40,57	40,32	40,08	42,29	41,96	41,65	41,38	41,13
Eficiencia de cogeneración FZ	%	0,00	0,00	31,83	31,73	31,64	31,53	31,43	31,33	32,55	32,45	32,36	32,26	32,17

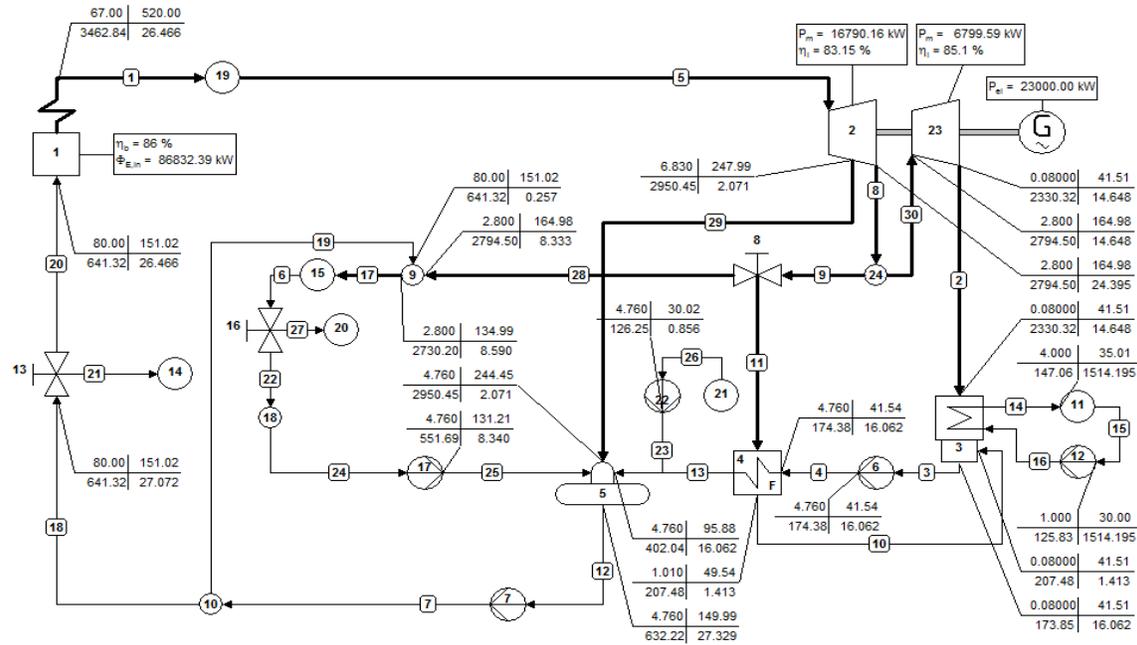
Anexo 1 Continuación														
Variante		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		GW												
Parámetro	Unid	67/3C/28	87/2C/25	87/3C/25	87/3C/26	87/3C/27	87/3C/28	87/3C/29	87/3C/30	87/4C/28	87/4C/29	87/4C/30	87/4C/31	87/4C/32
VAN	MMUSD	17,65	4,00	4,65	5,97	7,28	8,59	9,87	11,17	10,48	12,12	13,76	16,77	17,01
TIR	%	13,14	9,26	9,46	9,80	10,11	10,39	10,65	10,89	10,91	11,23	11,54	12,18	12,08
PRI	años	9,20	17,00	16,30	15,2	14,3	13,4	12,8	12,2	12,10	11,60	11,00	10,10	10,00
Costo Electric	¢USD/kWh	8,11	8,22	8,18	8,24	8,30	8,35	8,41	8,45	8,27	8,30	8,34	8,34	8,40
Costo Evitado	MMUSD/año	19,85	17,08	17,12	17,91	18,70	19,48	20,26	21,04	19,62	20,43	21,23	22,10	22,84
TBC		1,41	1,35	1,36	1,36	1,37	1,37	1,38	1,38	1,39	1,39	1,40	1,41	1,40
Costo Operación/Ingresos		0,326	0,330	0,326	0,327	0,328	0,328	0,329	0,330	0,319	0,319	0,318	0,318	0,318
Costo Total/Ingresos		0,708	0,738	0,735	0,733	0,731	0,729	0,727	0,726	0,721	0,718	0,716	0,711	0,712
Operación Bag Propio FZ	días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Bag Tributado Z	días	5,10	5,56	5,71	5,57	5,43	5,30	5,17	5,05	5,32	5,19	5,07	4,96	4,85
Operación Biomasa Forestal Z	días	23,50	12,03	8,26	11,92	15,36	18,59	21,67	24,61	18,05	21,14	24,10	26,93	29,63
Operación Bag Tributado FZ	días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Biomasa Forestal FZ	días	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
RAC adicionado al Bag	%	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Déficit o sobrante de área forestal	ha	-130	-36	-11	-38	-65	-93	-121	-148	-88	-116	-143	-170	-198
Venta de electricidad	GWh/año	154,07	133,60	133,60	140,42	147,24	154,07	160,89	167,71	154,07	160,89	167,71	174,53	181,36
Costos														
Costo de la inversión		57,40	55,00	55,00	57,20	59,40	61,60	63,80	66,00	61,60	63,80	66,00	67,58	70,40
Costos fijos de operación y mnto		1,15	1,1	1,1	1,14	1,19	1,23	1,28	1,32	1,23	1,28	1,32	1,35	1,41
Costos variables de operación y mnto		3,02	2,70	2,70	2,81	2,92	3,02	3,13	3,24	3,02	3,13	3,24	3,35	3,46
Costo del combustible		3,37	2,80	2,73	2,93	3,13	3,33	3,54	3,74	3,12	3,28	3,45	3,61	3,78
Depreciación (Invers/años)		2,87	2,75	2,75	2,86	2,97	3,08	3,19	3,30	3,08	3,19	3,30	3,38	3,52
Eficiencia bruta del ciclo Z	%	22,15	21,57	22,16	22,45	22,73	23,01	23,27	23,52	23,10	23,37	23,62	23,86	24,09
Eficiencia bruta del ciclo FZ	%	27,74	27,55	28,31	28,50	28,64	28,76	28,83	28,93	28,89	29,00	29,10	29,19	29,27
Eficiencia de cogeneración Z	%	40,89	42,14	43,30	43,00	42,72	42,48	42,24	42,02	42,65	42,42	42,19	41,97	41,76
Eficiencia de cogeneración FZ	%	32,08	32,54	33,45	33,42	33,34	33,26	33,13	33,04	33,41	33,32	33,24	33,16	33,08

Anexo 1 Continuación														
Variante		25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
		GW												
Parámetro	Unid	98/3C/26	98/3C/27	98/3C/28	98/3C/29	98/3C/30	98/3C/31	98/3C/32	98/4C/28	98/4C/29	98/4C/30	98/4C/31	98/4C/32	98/5C/34
VAN	MMUSD	3,55	5,04	6,54	7,87	9,36	10,85	12,33	8,21	8,64	10,16	11,68	13,20	15,70
TIR	%	9,05	9,43	9,78	10,06	10,36	10,64	10,90	10,24	10,26	10,56	10,84	11,10	11,45
PRI	años	17,5	16,4	15,3	14,3	13,5	13	12,1	13,80	13,80	13,00	12,50	11,70	11,3
Costo Electric	¢USD/kWh	8,28	8,32	8,36	8,41	8,45	8,48	8,51	8,31	8,38	8,41	8,44	8,47	8,55
Costo Evitado	MMUSD/año	17,86	18,66	19,47	20,26	21,06	21,85	22,65	19,55	20,31	21,11	21,92	22,72	24,27
TBC		1,36	1,36	1,37	1,37	1,38	1,38	1,39	1,38	1,38	1,38	1,39	1,39	1,40
Costo Operación/Ingresos		0,320	0,319	0,319	0,319	0,319	0,318	0,318	0,316	0,315	0,315	0,315	0,314	0,316
Costo Total/Ingresos		0,736	0,733	0,730	0,728	0,725	0,723	0,721	0,725	0,725	0,722	0,720	0,718	0,716
Operación Bag Propio FZ	días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Bag Tributado Z	días	5,64	5,50	5,37	5,22	5,10	4,99	4,88	5,42	5,29	5,17	5,06	4,95	4,70
Operación Biomasa Forestal Z	días	10,11	13,61	16,89	20,42	23,38	26,21	28,92	15,54	18,70	21,70	24,56	27,31	33,44
Operación Bag Tributado FZ	días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación Biomasa Forestal FZ	días	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
RAC adicionado al Bag	%	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Déficit o sobrante de área forestal	ha	-26	-53	-80	-110	-137	-164	-192	-72	-96	-122	-149	-175	-238
Venta de electricidad	GWh/año	140,42	147,24	154,07	160,89	167,71	174,53	181,36	154,07	160,89	167,71	174,53	181,36	195,00
Costos		59,02	61,29	63,56	65,83	68,10	70,37	72,64	63,00	65,83	68,10	70,37	72,64	77,18
Costo de la inversión		1,18	1,23	1,27	1,32	1,36	1,41	1,45	1,26	1,32	1,36	1,41	1,45	1,54
Costos fijos de operación y mnto		2,81	2,92	3,02	3,13	3,24	3,35	3,46	3,02	3,13	3,24	3,35	3,46	3,67
Costos variables de operación y mnto		2,74	2,90	3,07	3,25	3,41	3,58	3,74	3,02	3,16	3,32	3,48	3,64	4,02
Costo del combustible		2,95	3,06	3,18	3,29	3,41	3,52	3,63	3,15	3,29	3,41	3,52	3,63	3,86
Depreciación (Invers/años)														
	%	22,74	23,03	23,31	23,50	23,75	24,00	24,23	23,54	23,81	24,07	24,31	24,55	24,78
Eficiencia bruta del ciclo Z	%	28,85	29,00	29,13	29,14	29,25	29,34	29,43	29,29	29,62	29,74	29,84	29,94	29,85
Eficiencia bruta del ciclo FZ	%	43,56	43,28	43,03	42,65	42,43	42,21	42,01	43,46	43,22	42,99	42,78	42,56	41,82
Eficiencia de cogeneración Z	%	33,83	33,76	33,68	33,49	33,41	33,34	33,26	33,87	34,03	33,97	33,91	33,84	33,41

Anexos

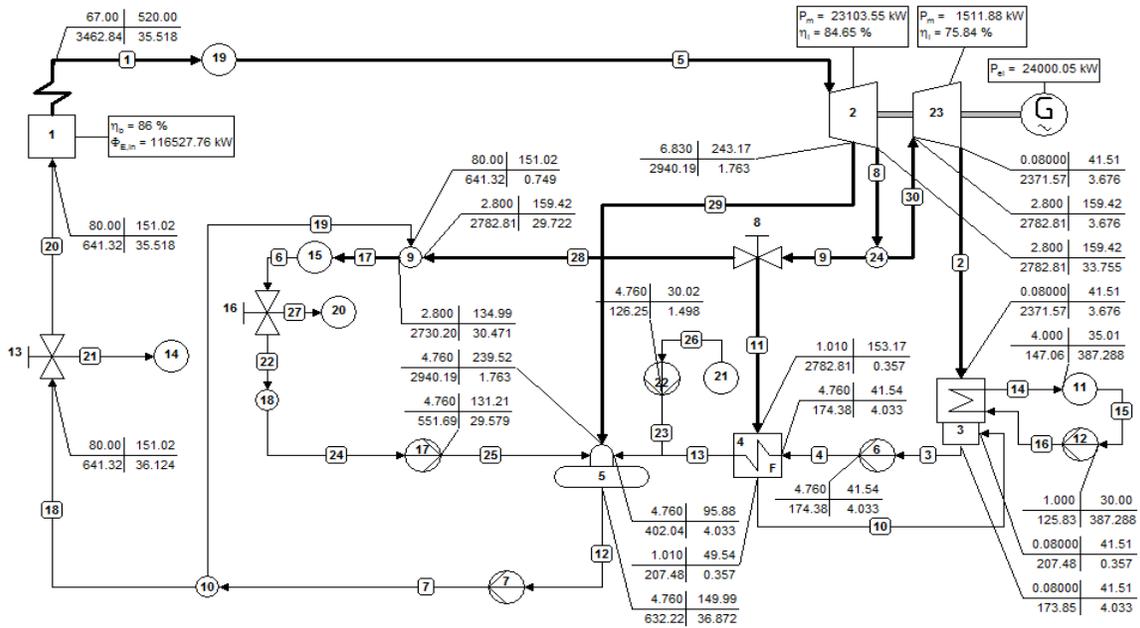


Anexo 2 Variante 1 en zafra

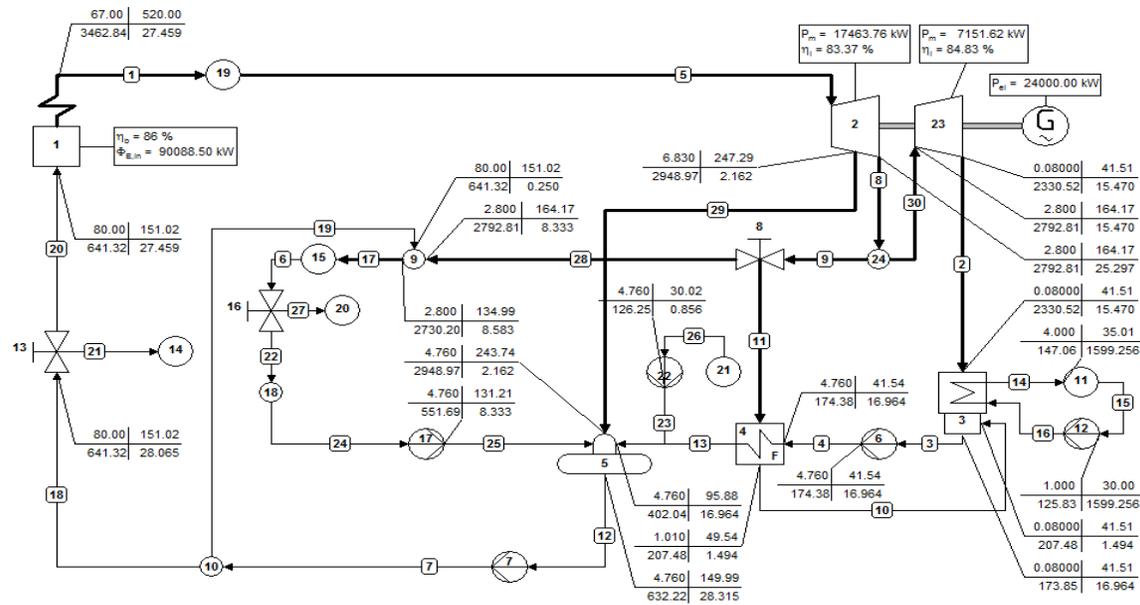


Anexo 3 Variante 1 fuera de zafra

Anexos

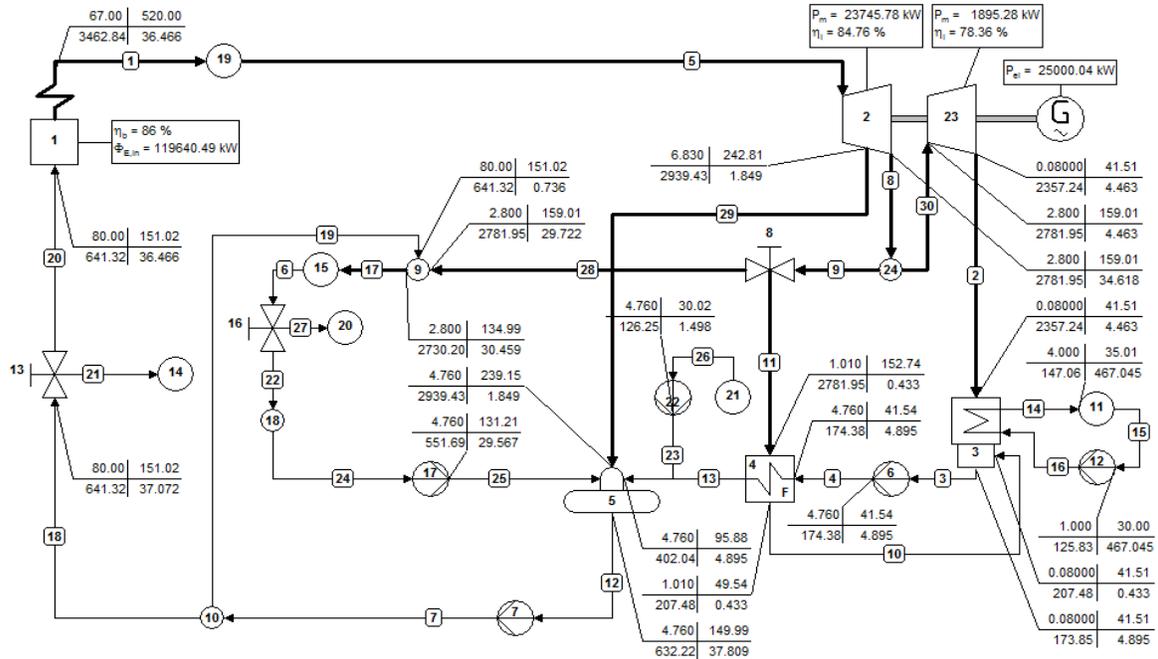


Anexo 4 Variante 2 en zafra

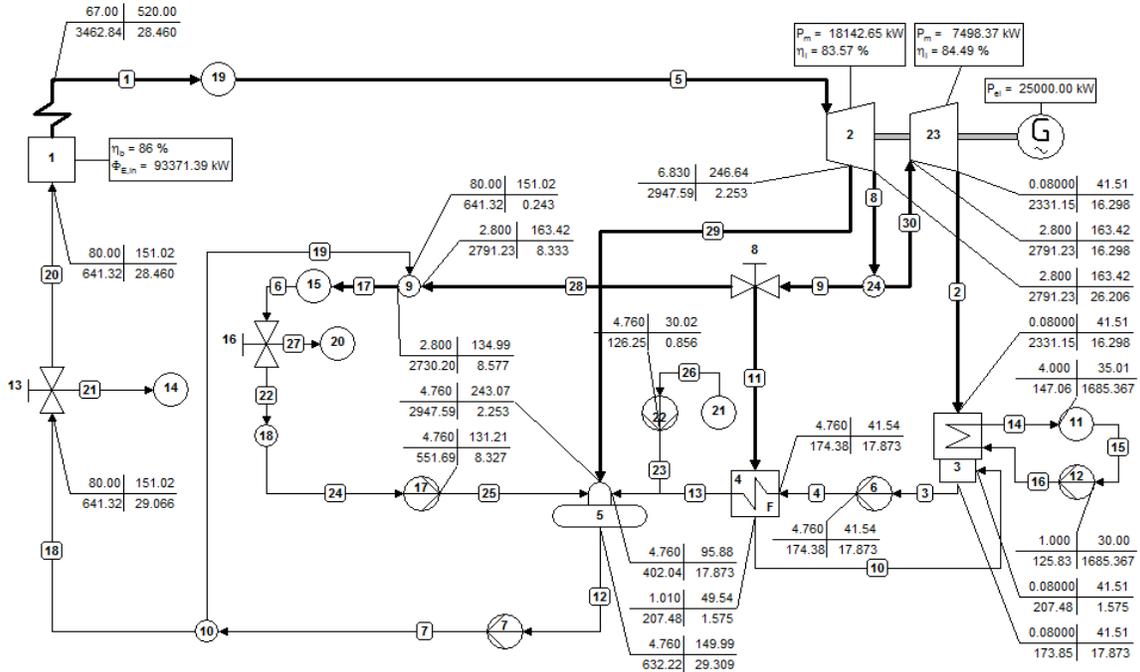


Anexo 5 Variante 2 fuera de zafra

Anexos

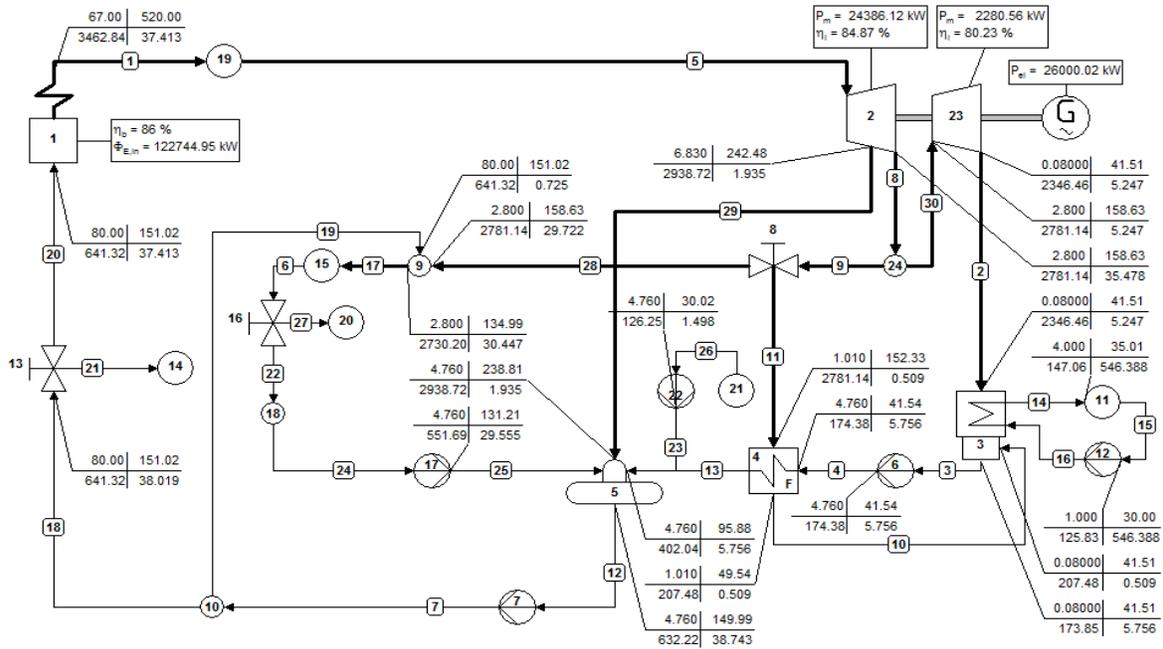


Anexo 6 Variante 3 en zafra

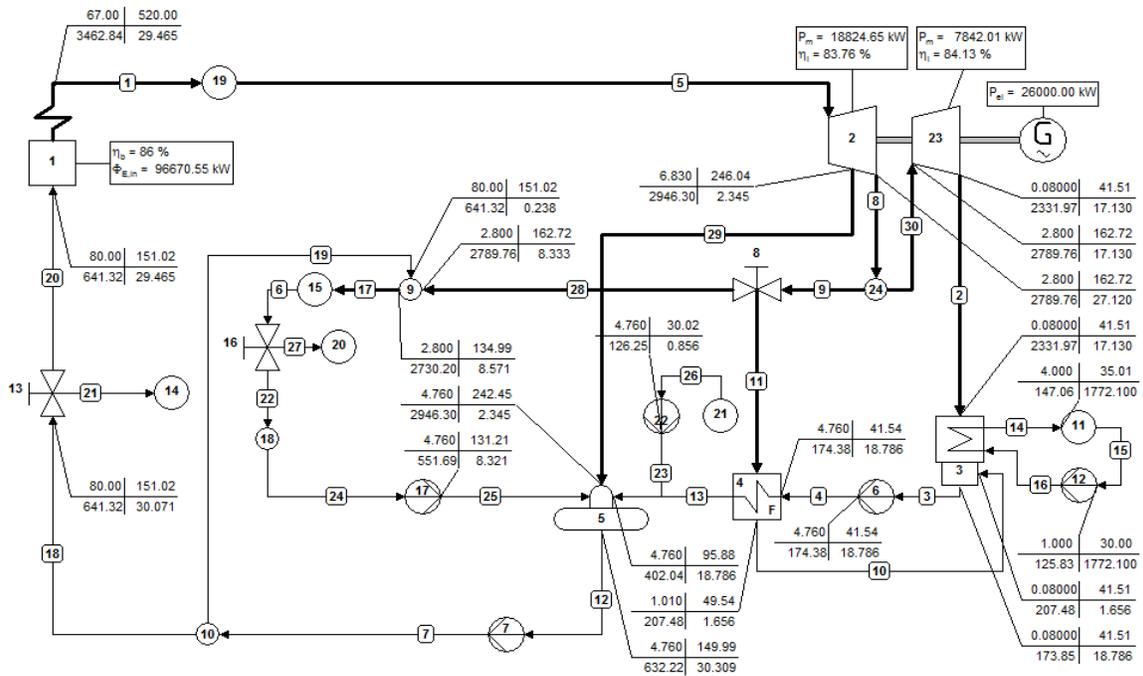


Anexo 7 Variante 3 fuera de zafra

Anexos

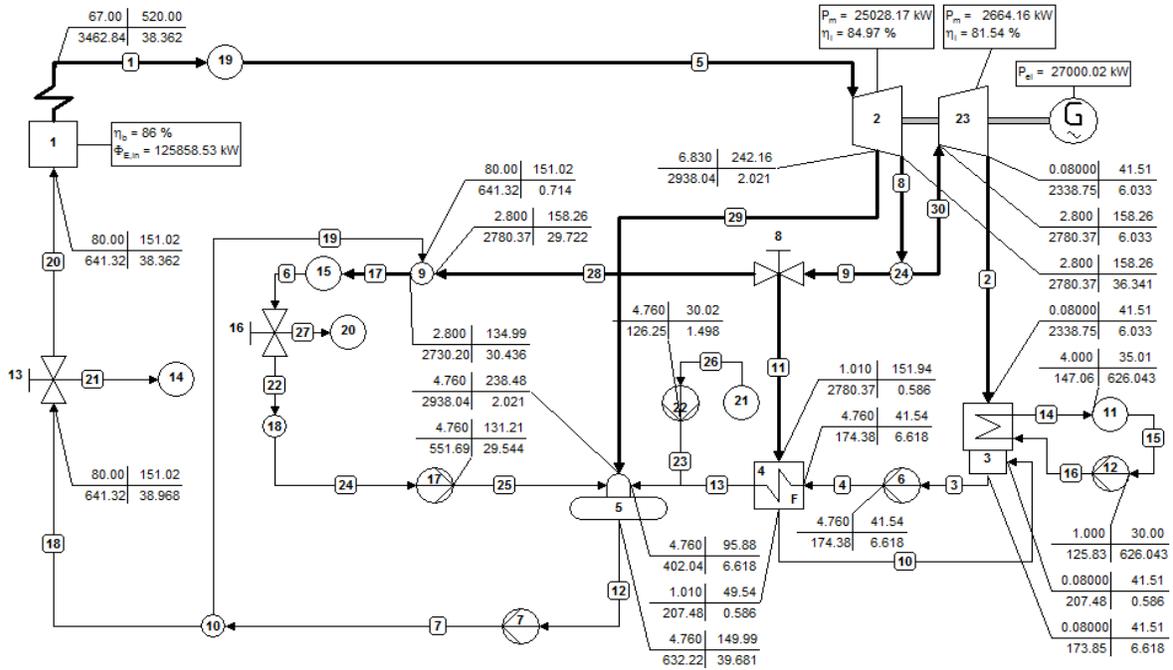


Anexo 8 Variante 4 en zafra

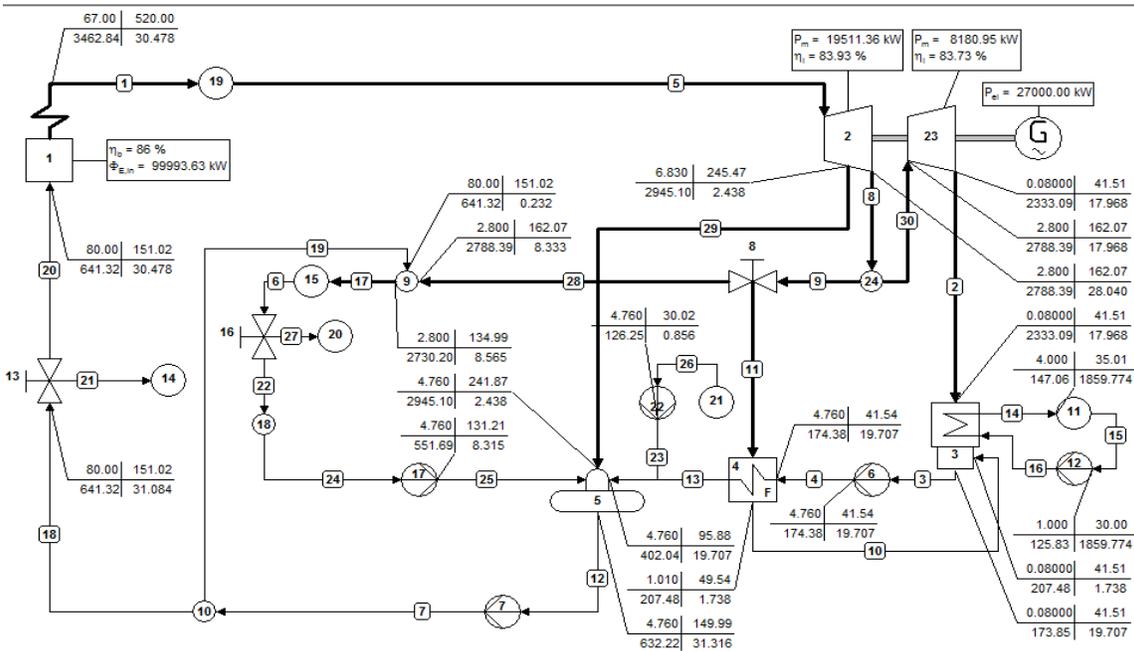


Anexo 9 Variante 4 fuera de zafra

Anexos

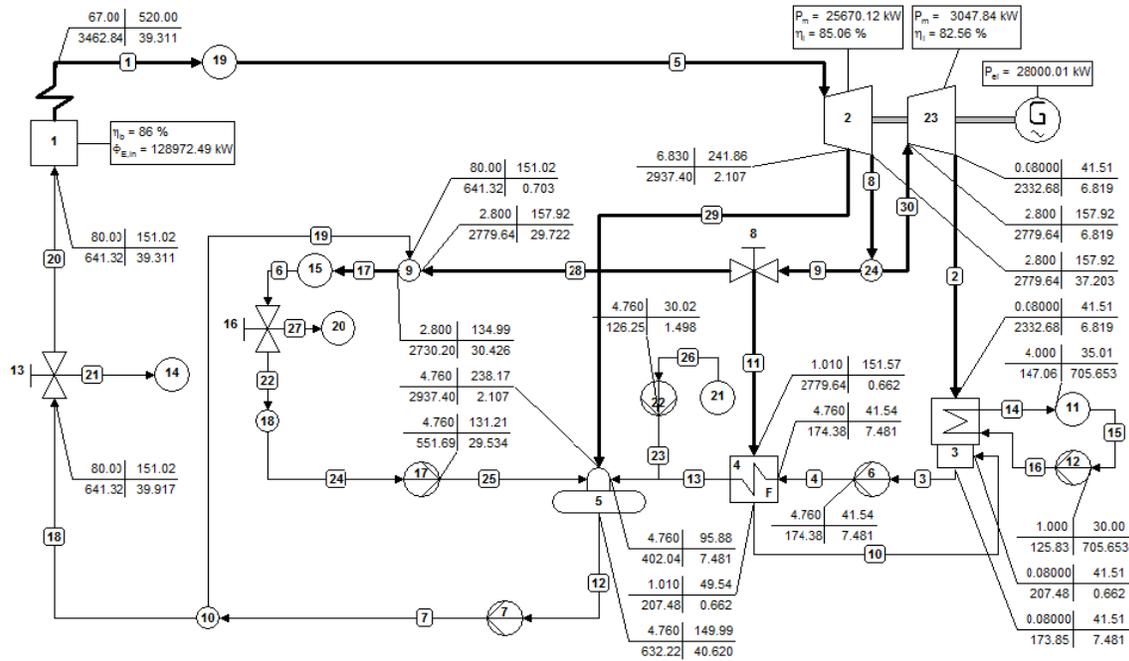


Anexo 10 Variante 5 en zafra

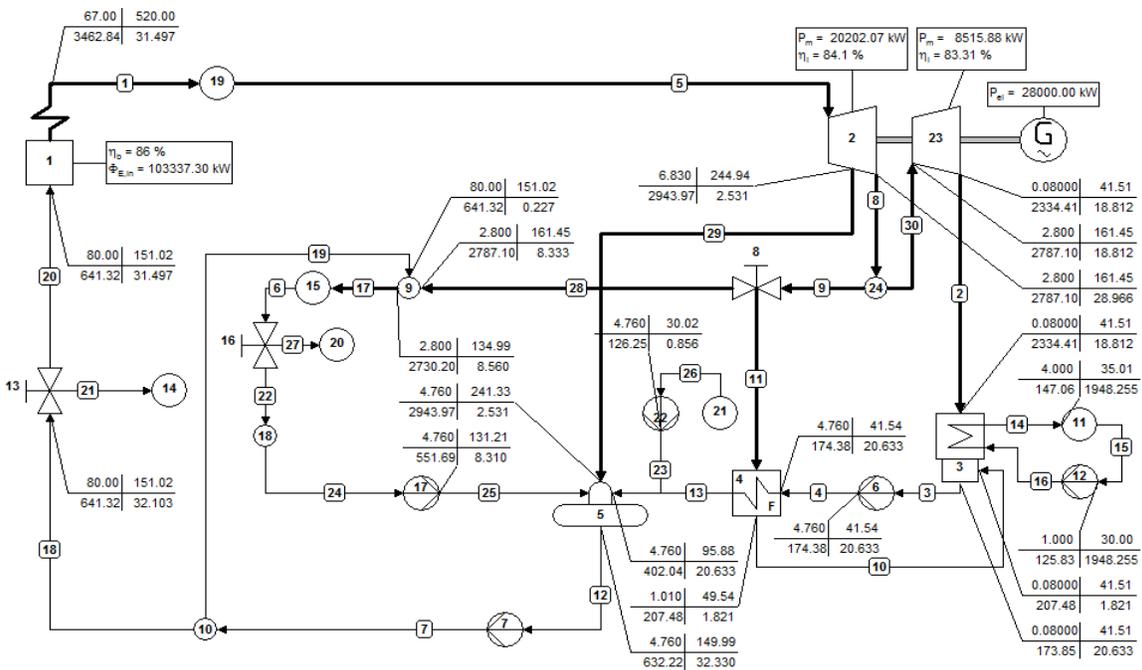


Anexo 11 Variante 5 fuera de zafra

Anexos

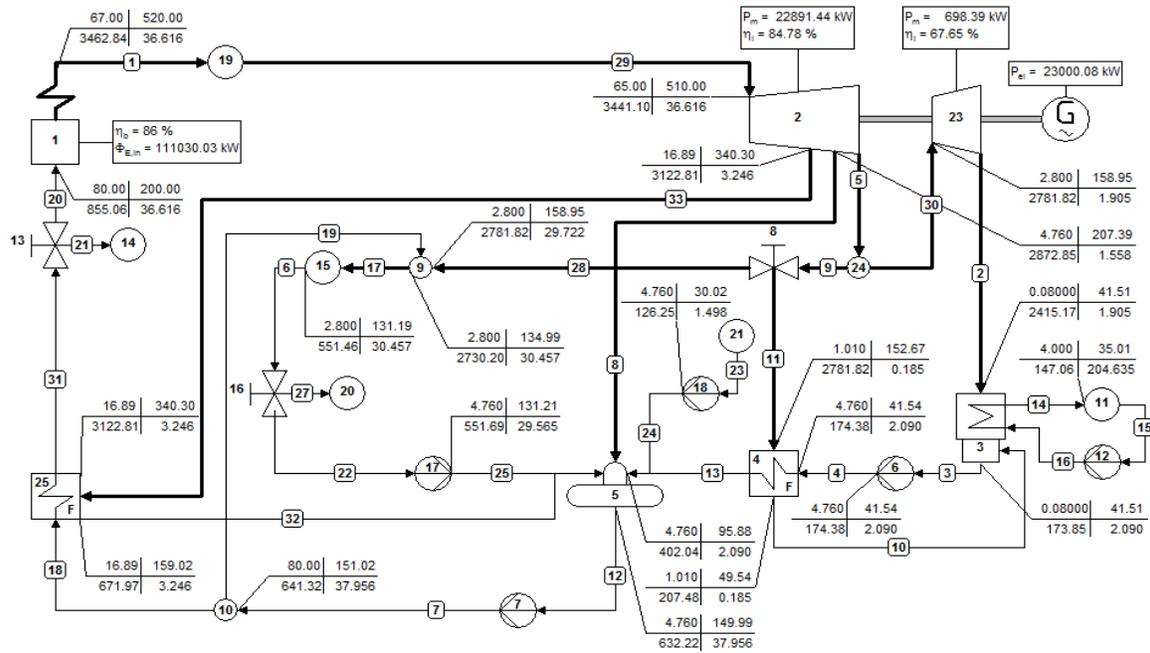


Anexo 12 Variante 6 en zafra

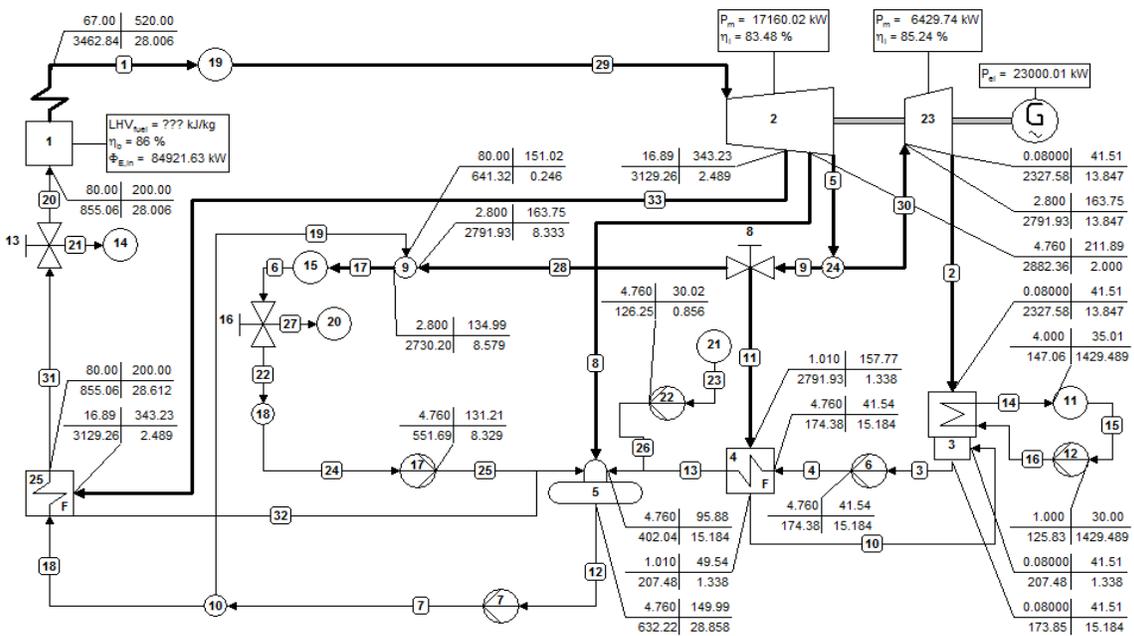


Anexo 13 Variante 6 fuera de zafra

Anexos

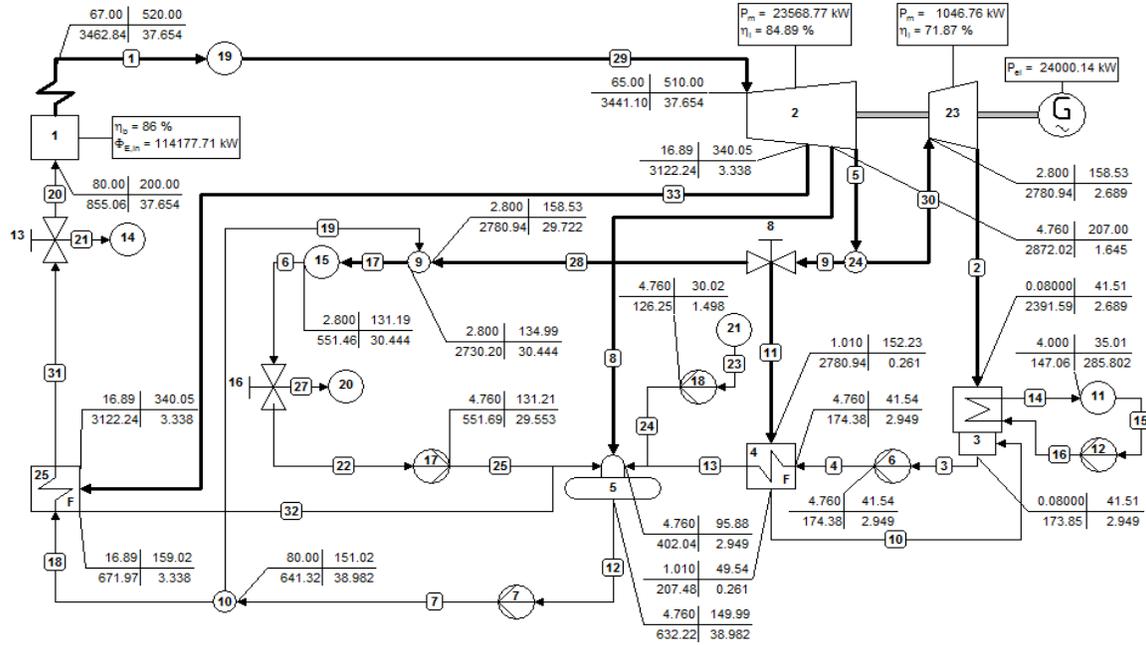


Anexo 14 Variante 7 en zafra

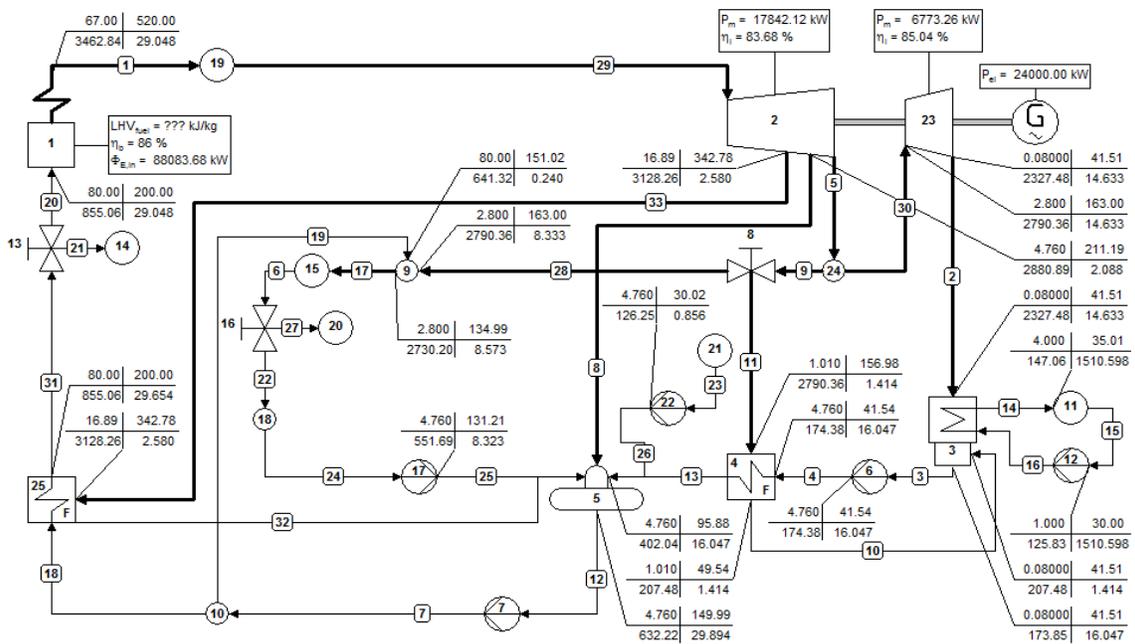


Anexo 15 Variante 7 fuera de zafra

Anexos

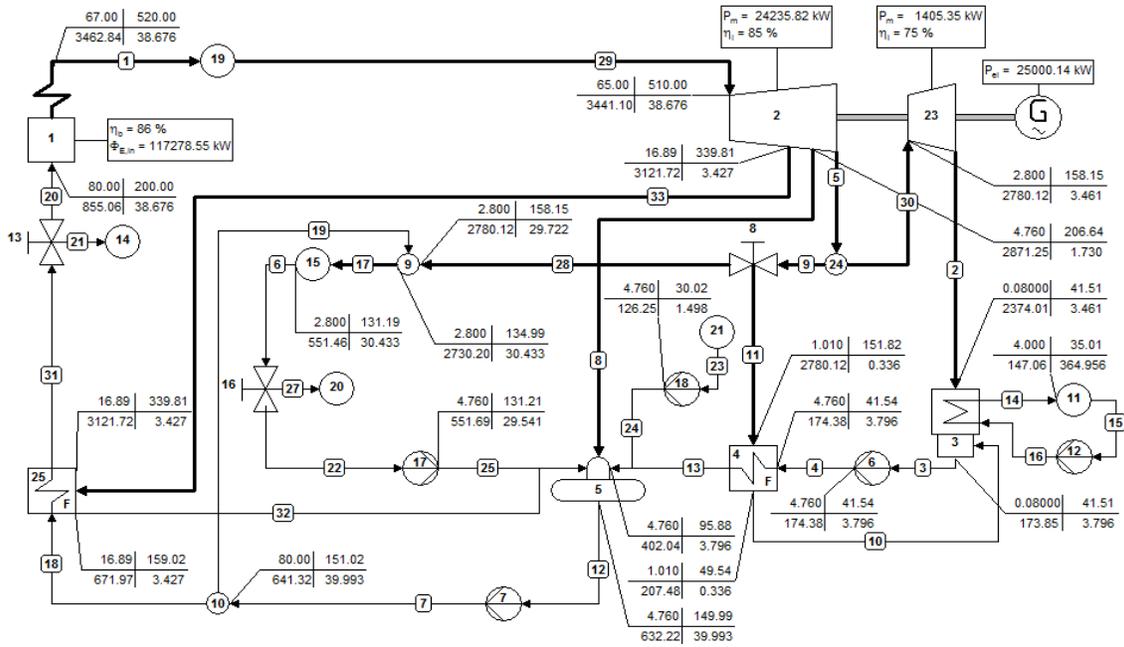


Anexo 16 Variante 8 en zafra

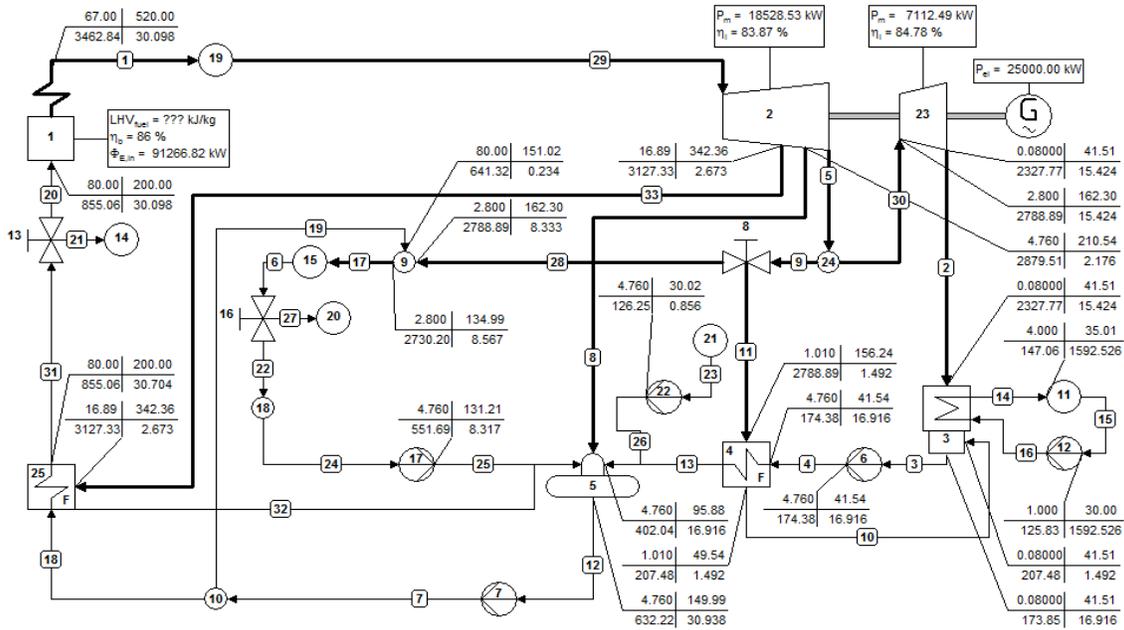


Anexo 17 Variante 8 fuera de zafra

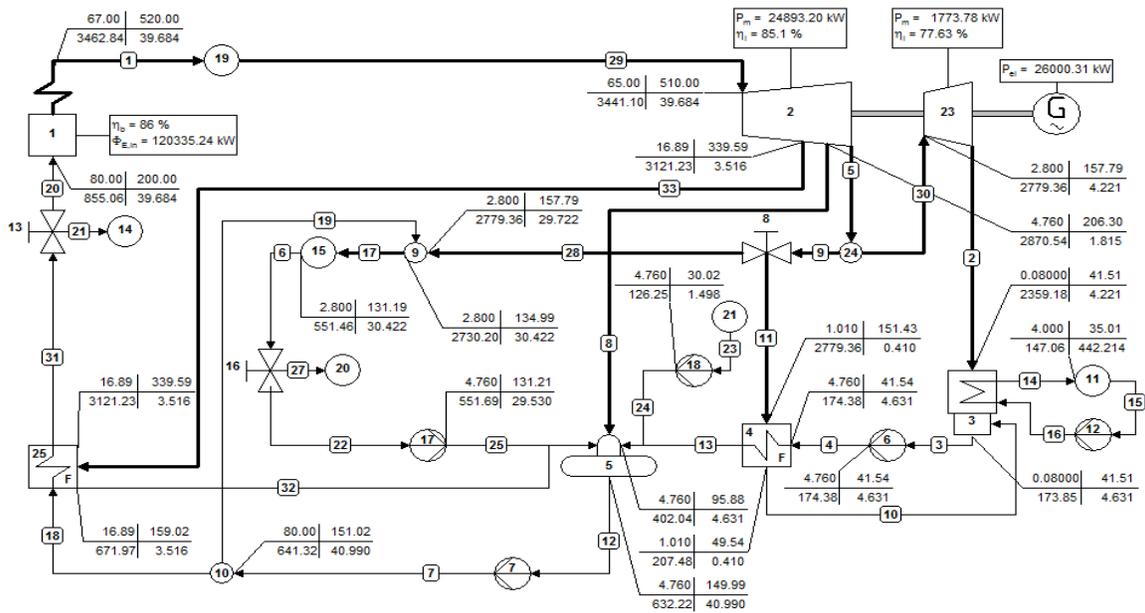
Anexos



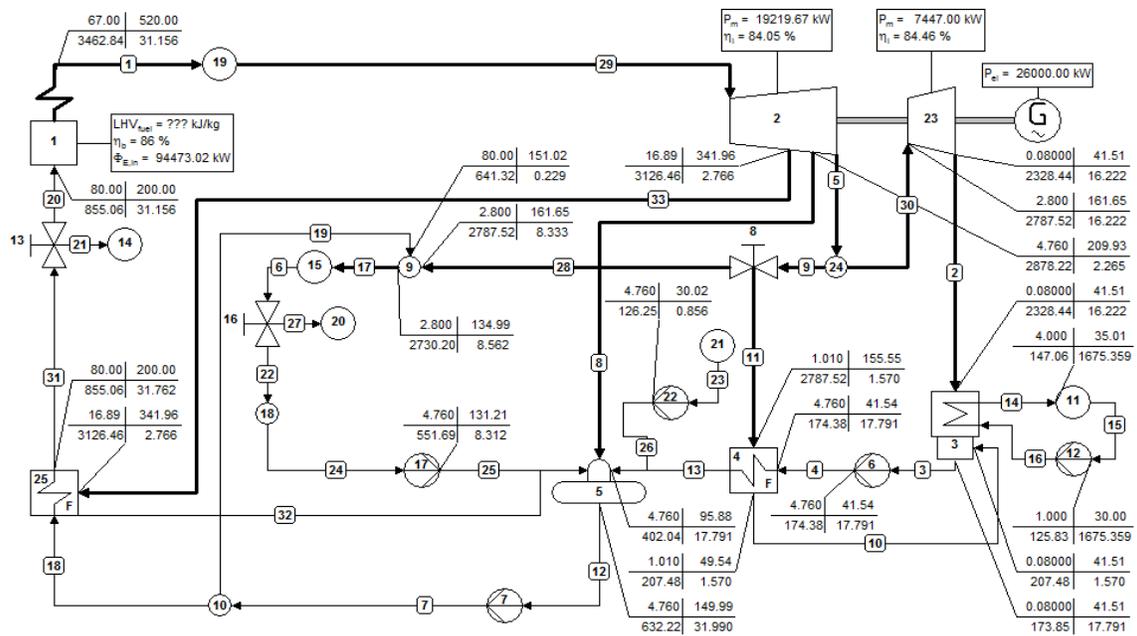
Anexo 18 Variante 9 en zafra



Anexo 19 Variante 9 fuera de zafra

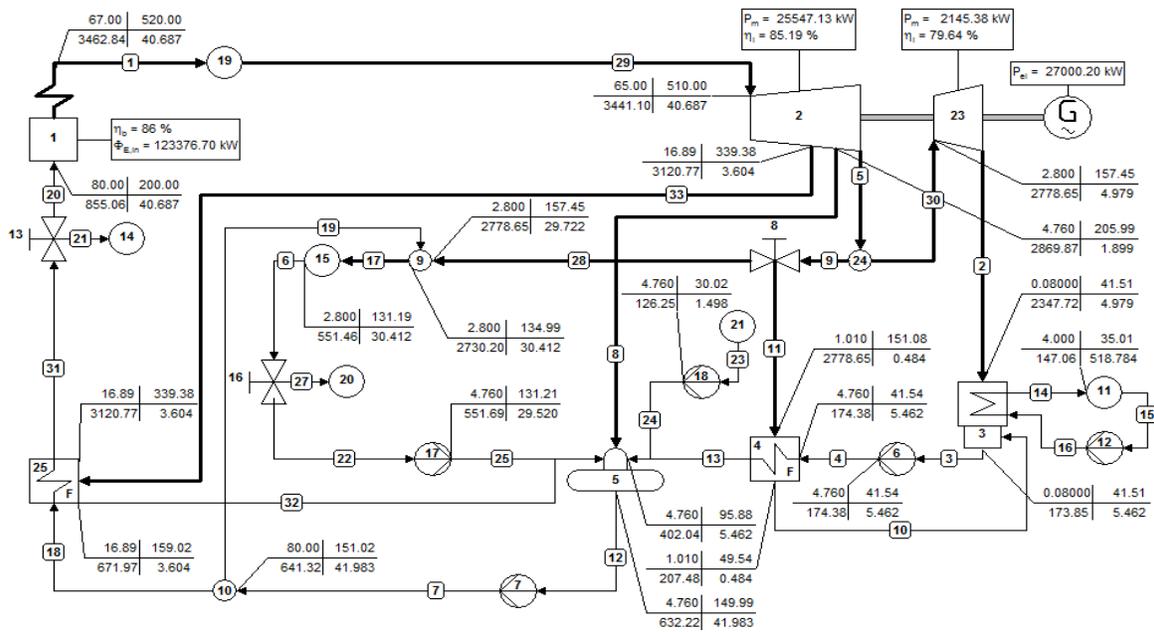


Anexo 20 Variante 10 en zafra

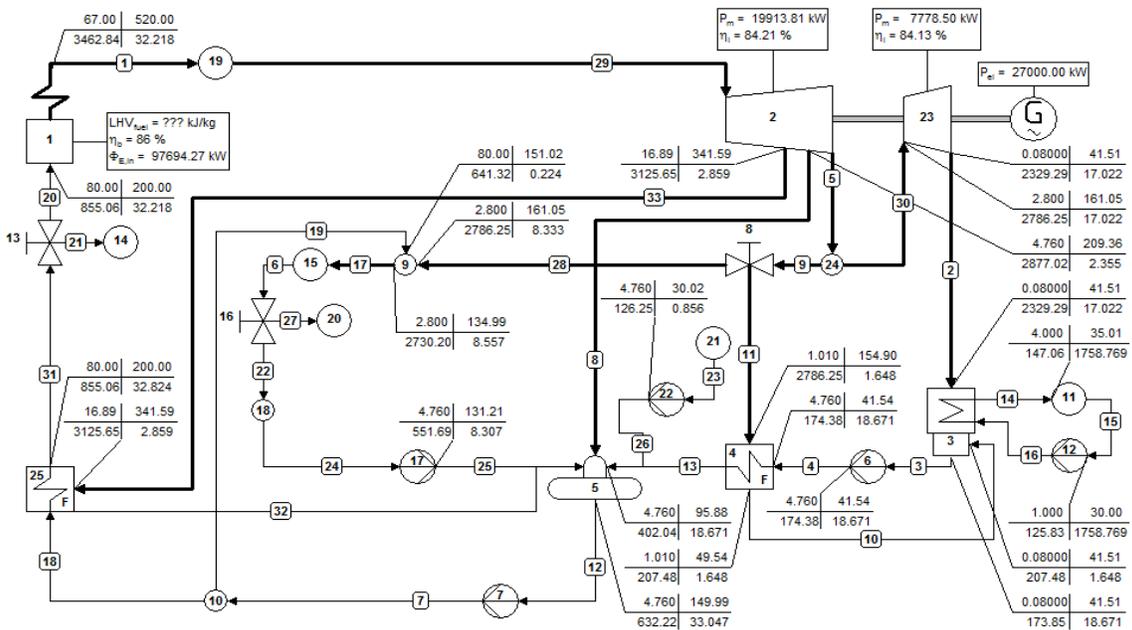


Anexo 21 Variante 10 fuera de zafra

Anexos

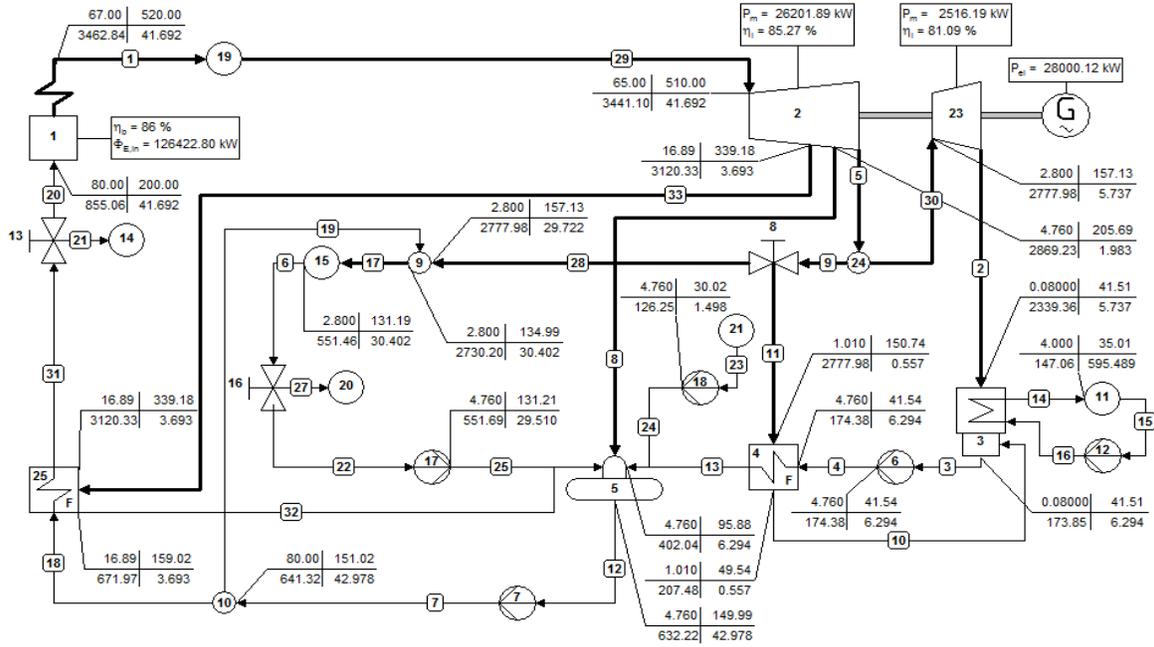


Anexo 22 Variante 11 en zafra

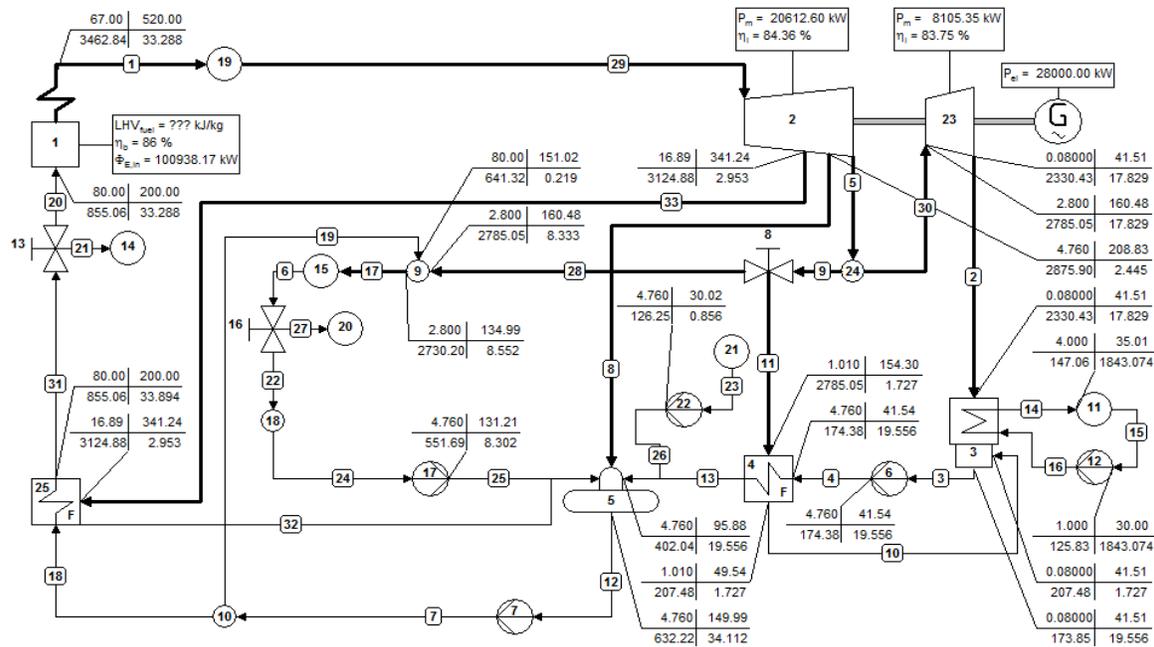


Anexo 23 Variante 11 fuera de zafra

Anexos

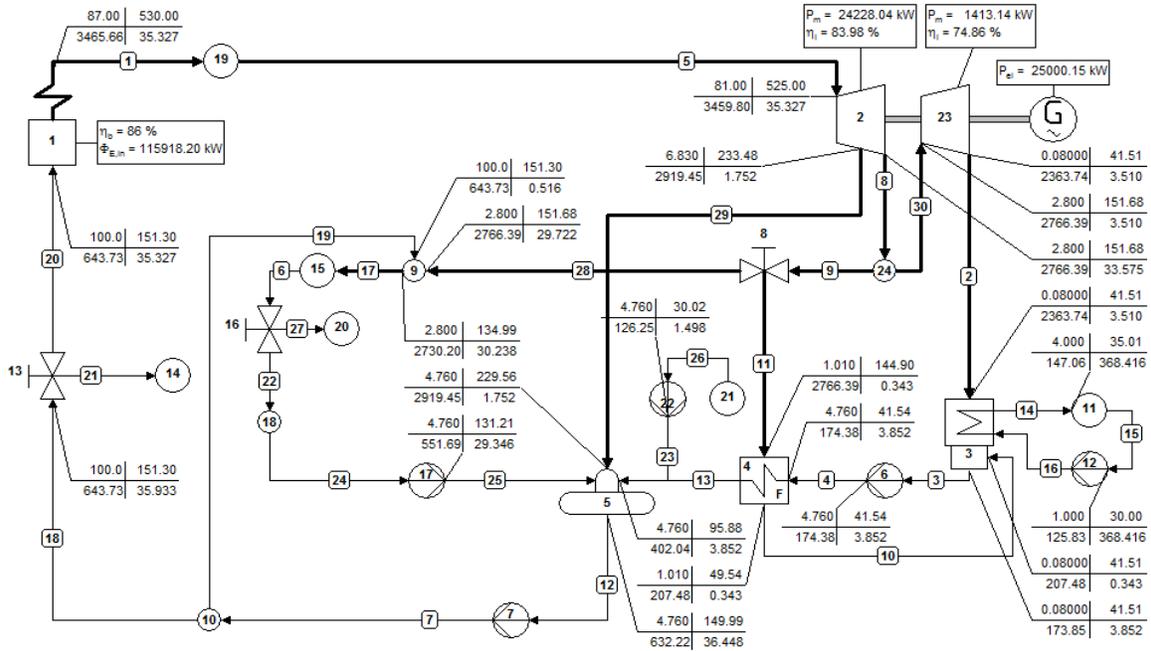


Anexo 24 Variante 12 en zafra

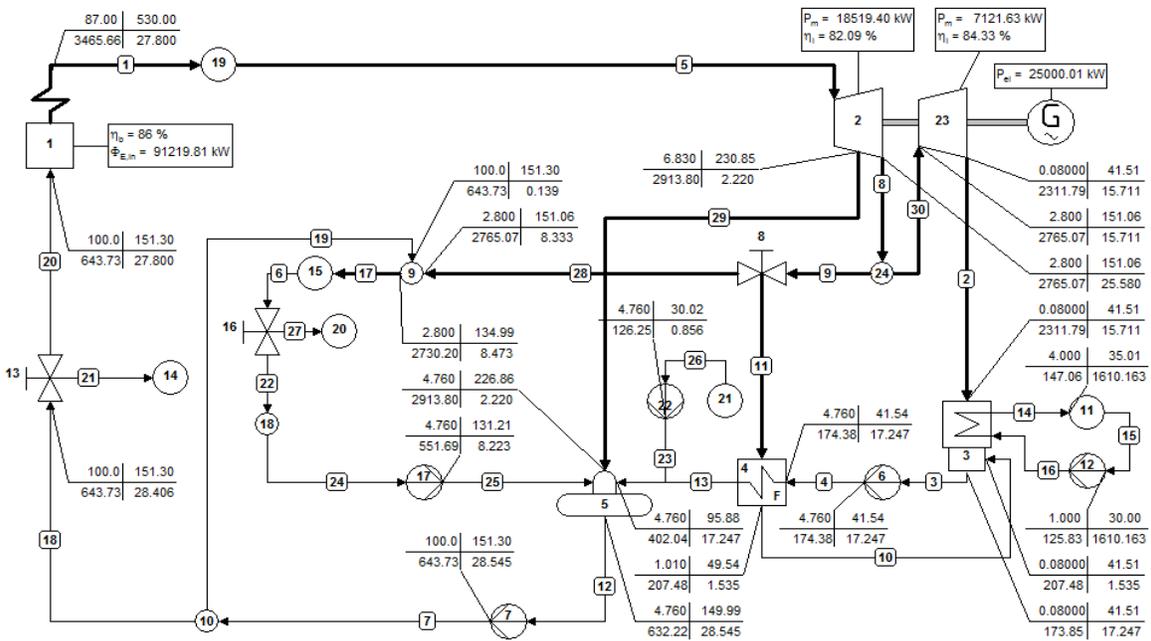


Anexo 25 Variante 12 fuera de zafra

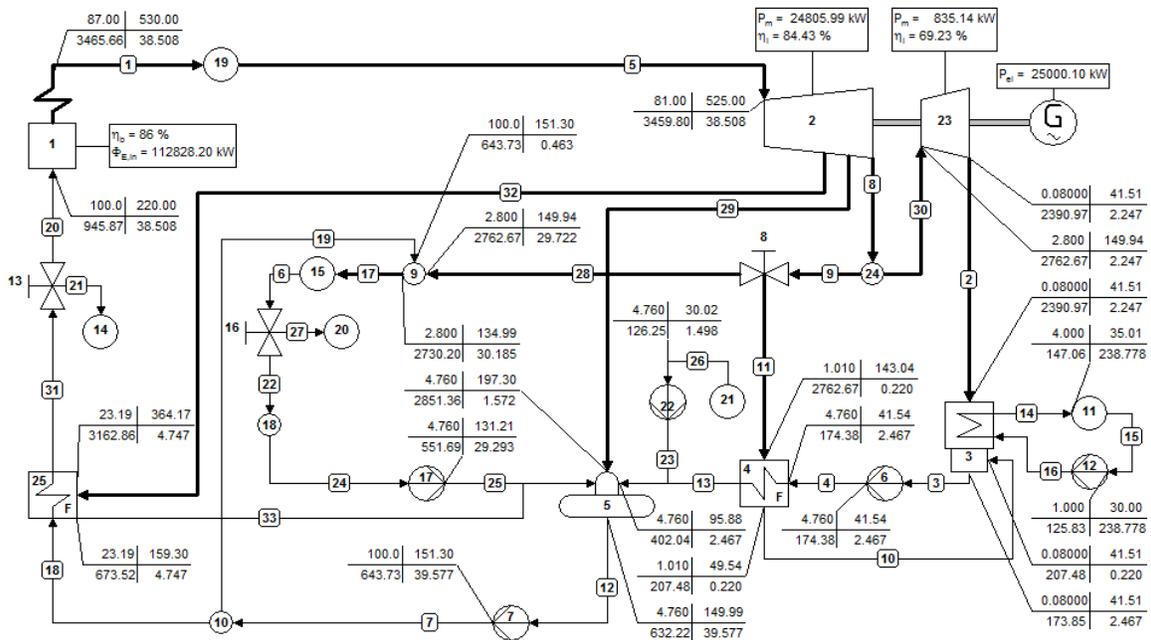
Anexos



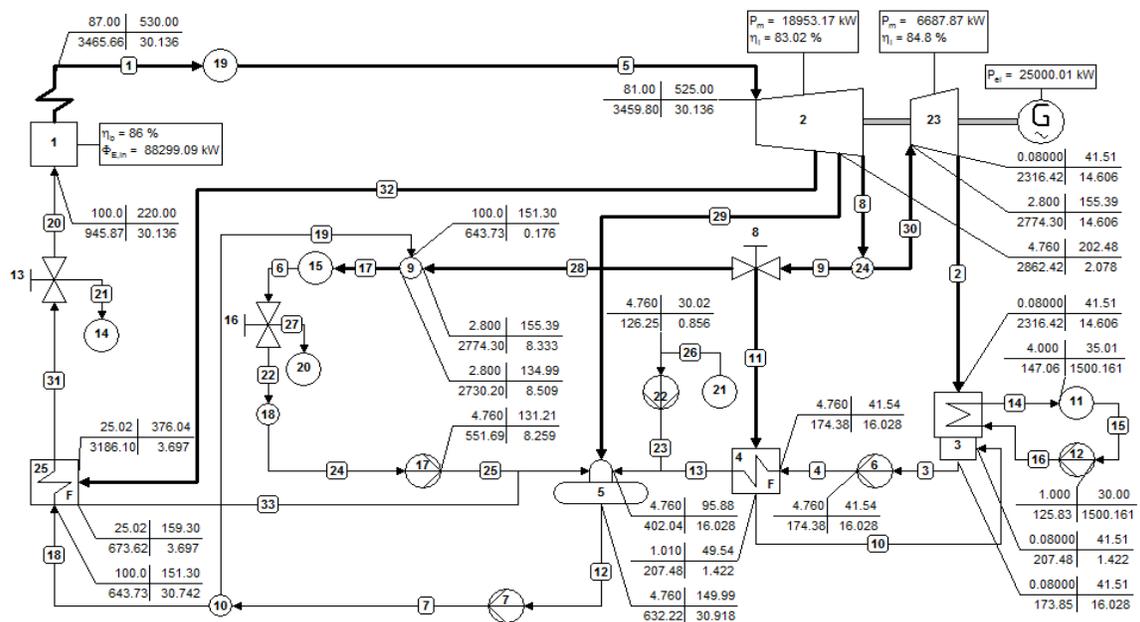
Anexo 26 Variante 13 en zafra



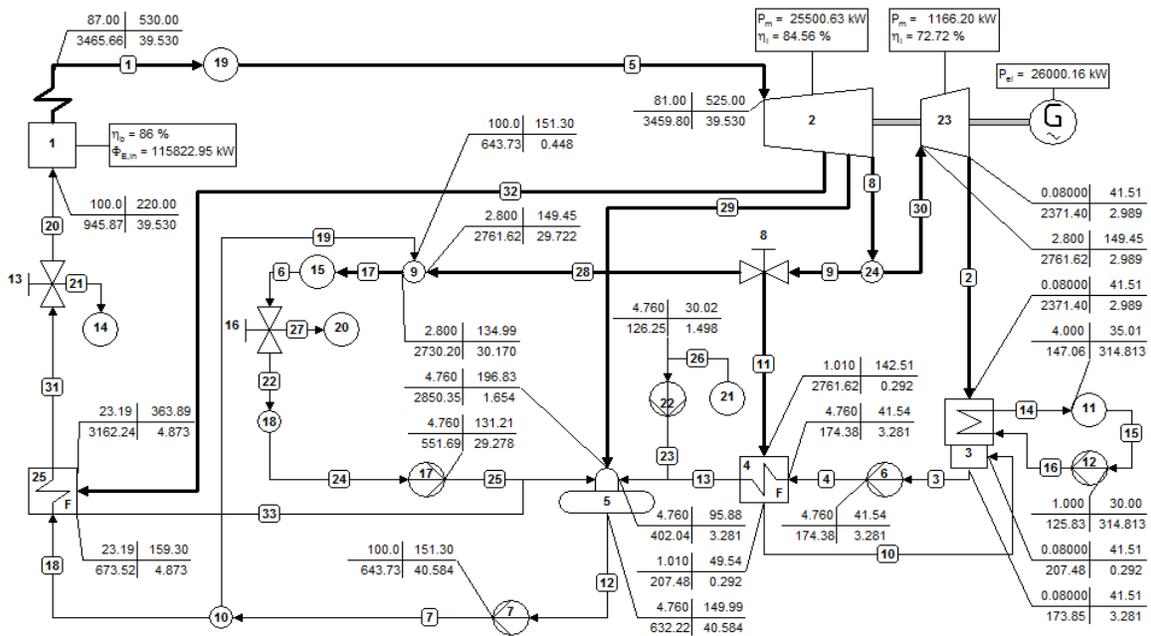
Anexo 27 Variante 13 fuera de zafra



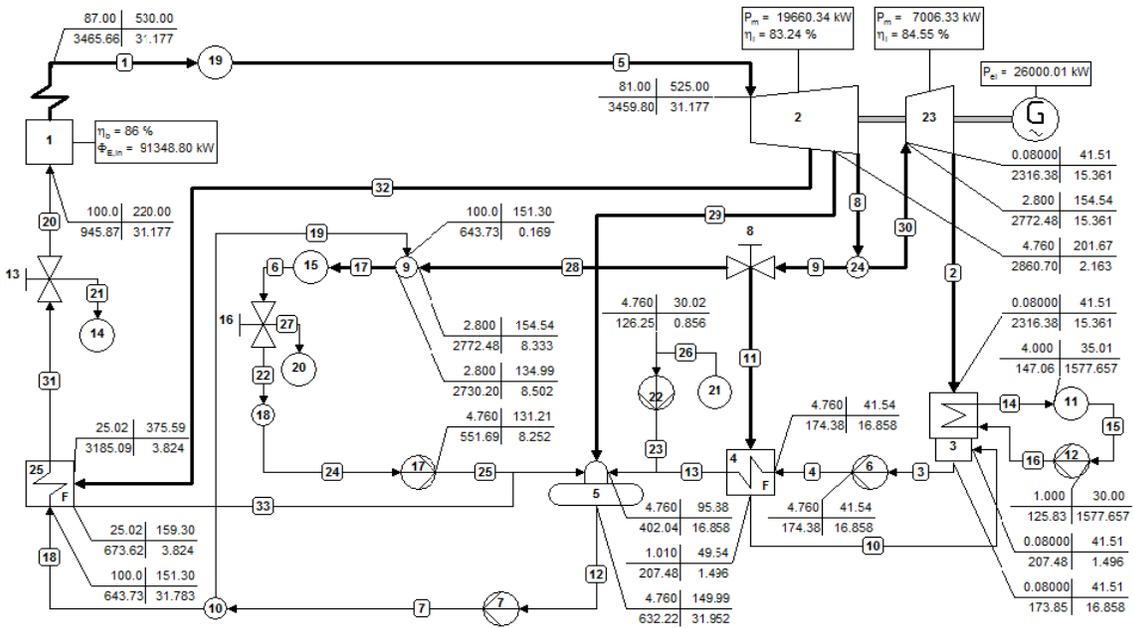
Anexo 28 Variante 14 en zafra



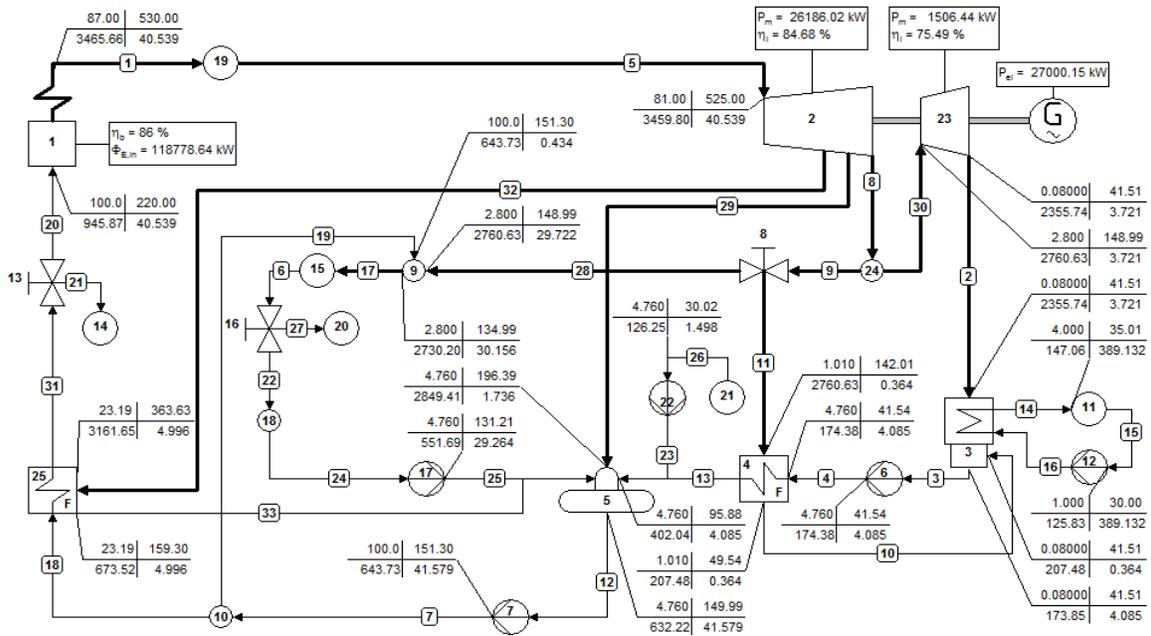
Anexo 29 Variante 14 fuera de zafra



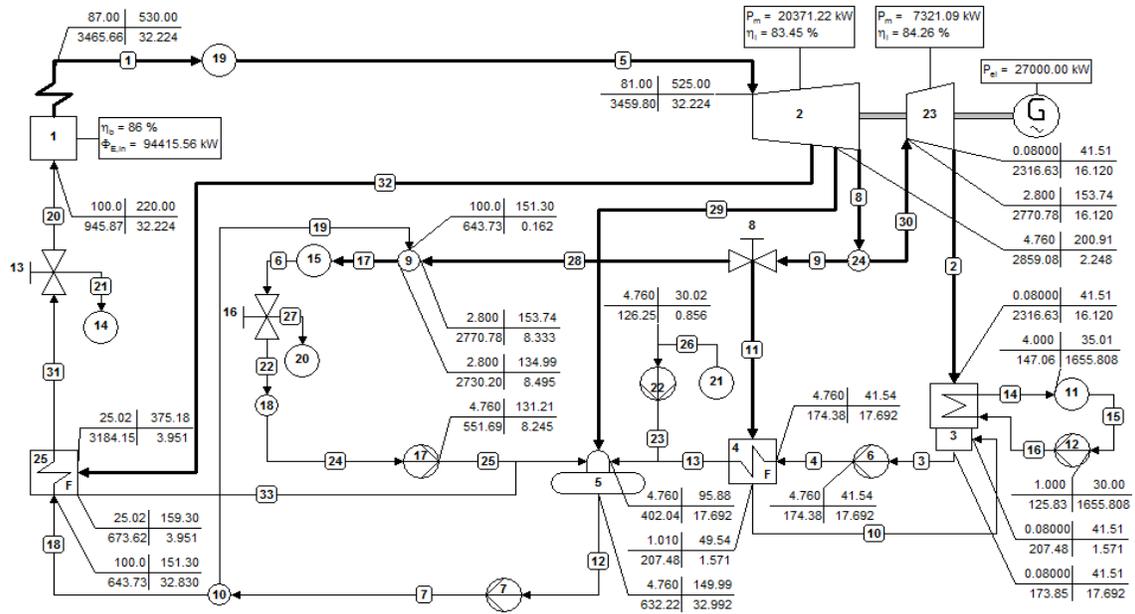
Anexo 30 Variante 15 en zafra



Anexo 31 Variante 15 fuera de zafra

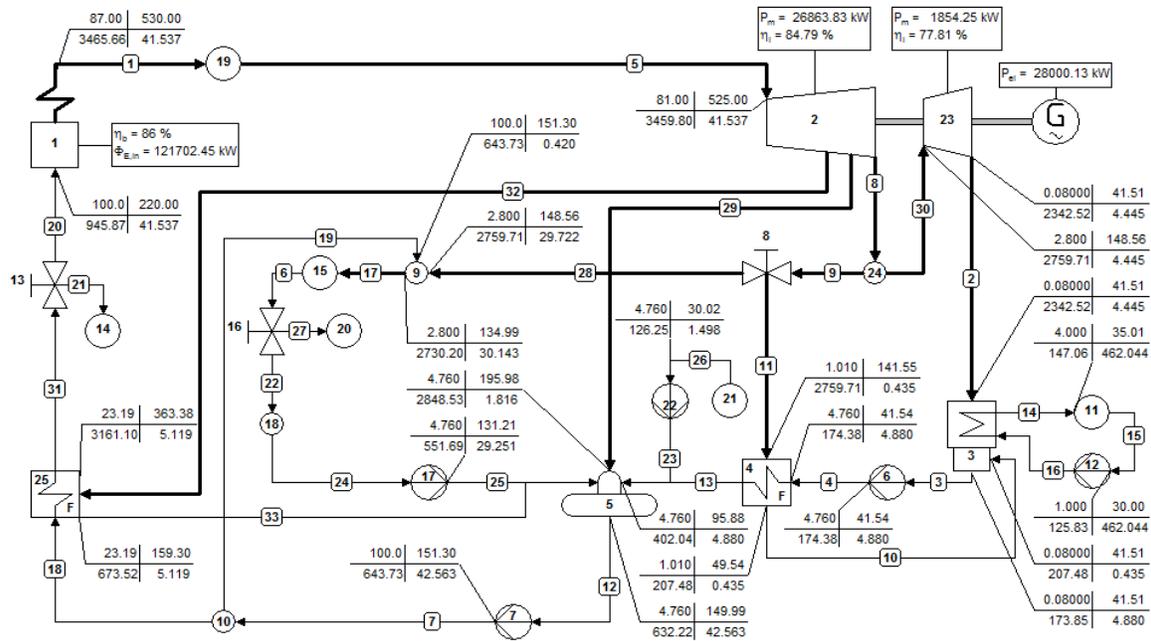


Anexo 32 Variante 16 en zafra

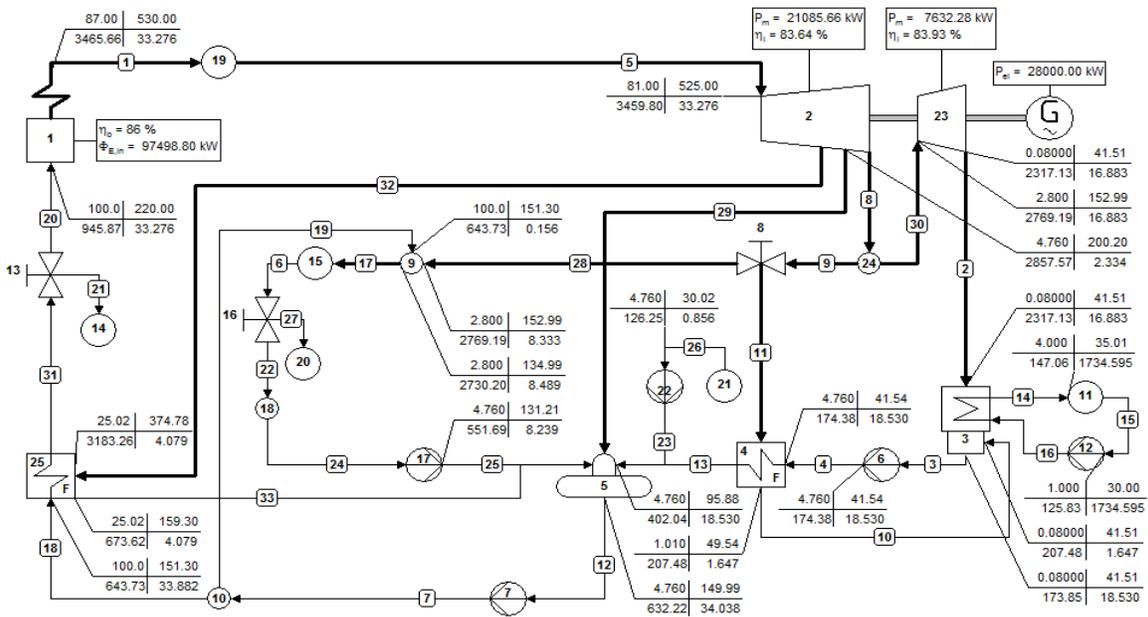


Anexo 33 Variante 16 fuera de zafra

Anexos

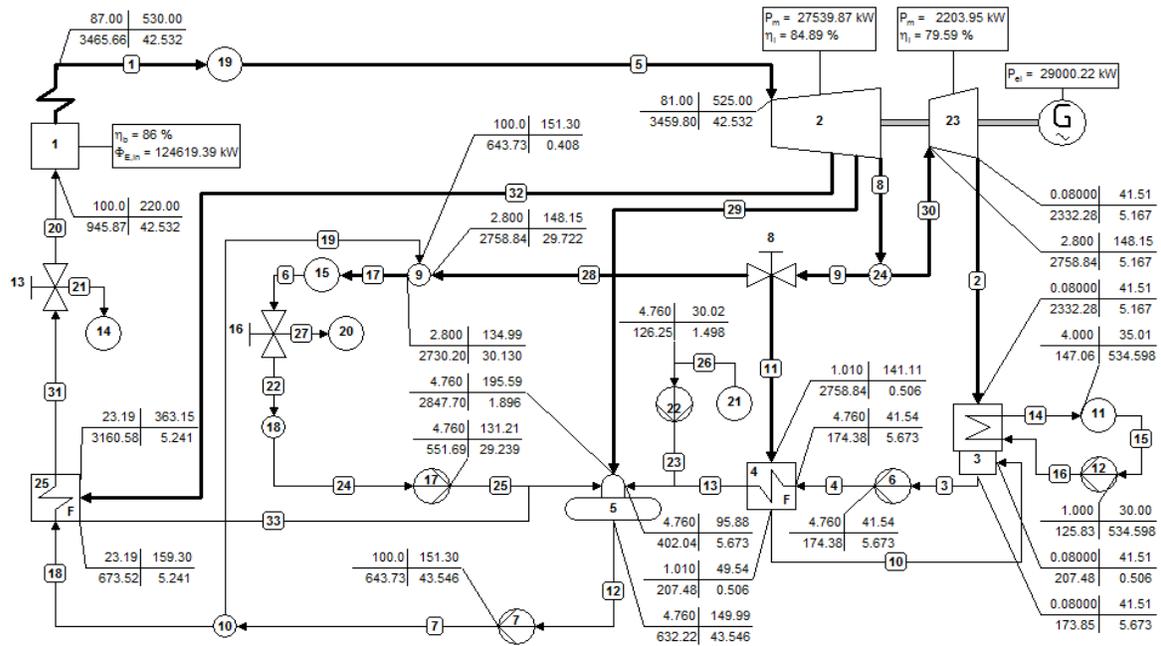


Anexo 34 Variante 17 en zafra

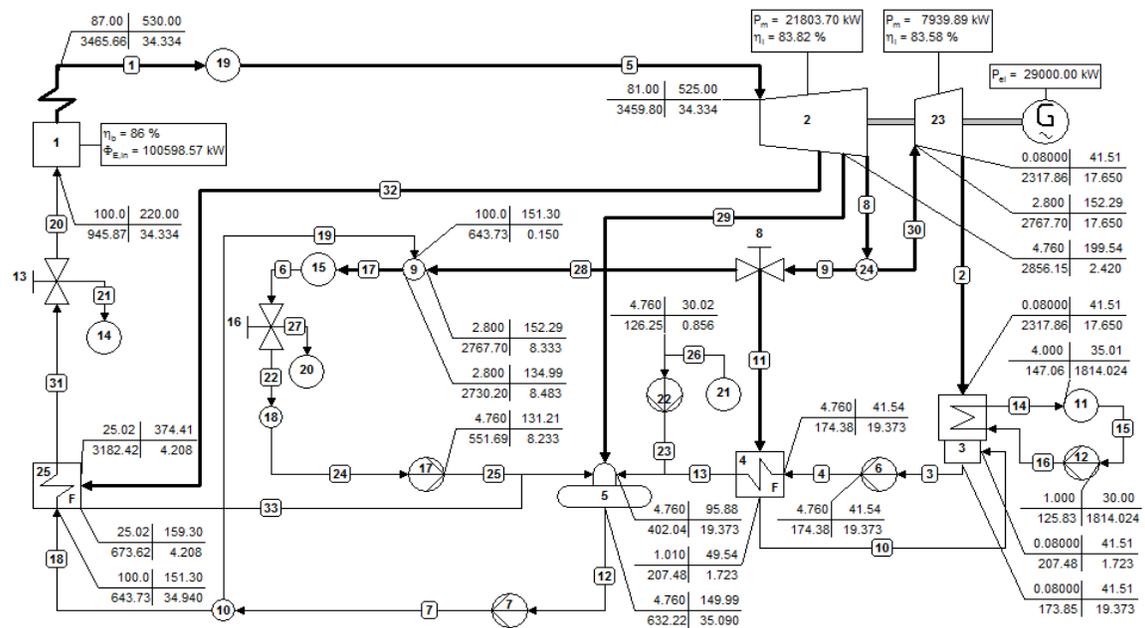


Anexo 35 Variante 17 fuera de zafra

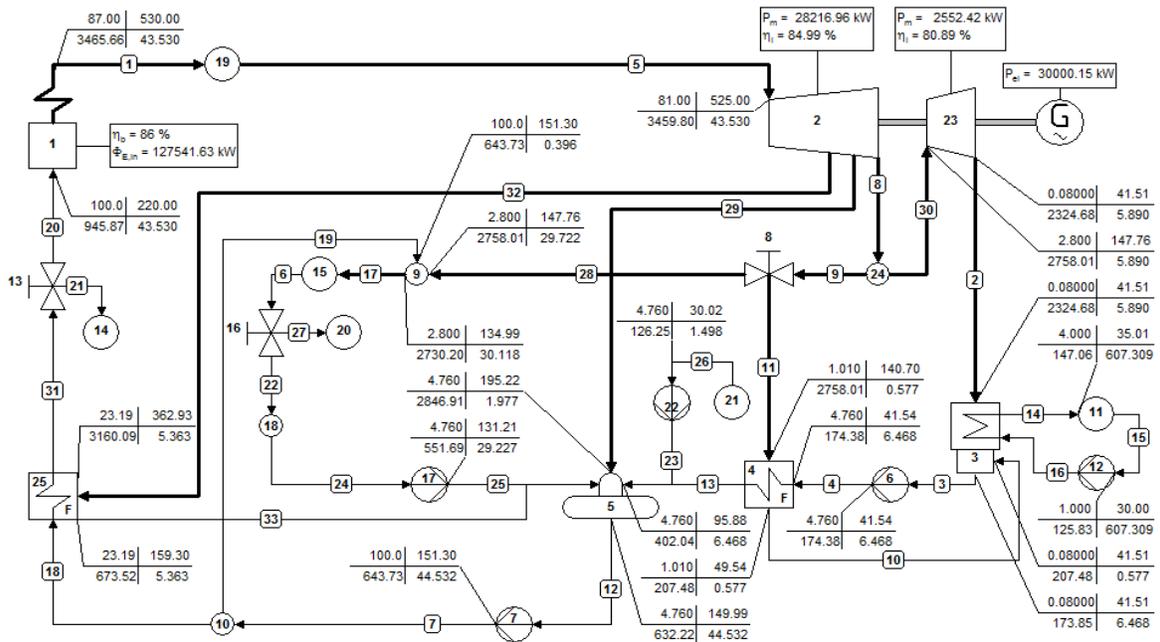
Anexos



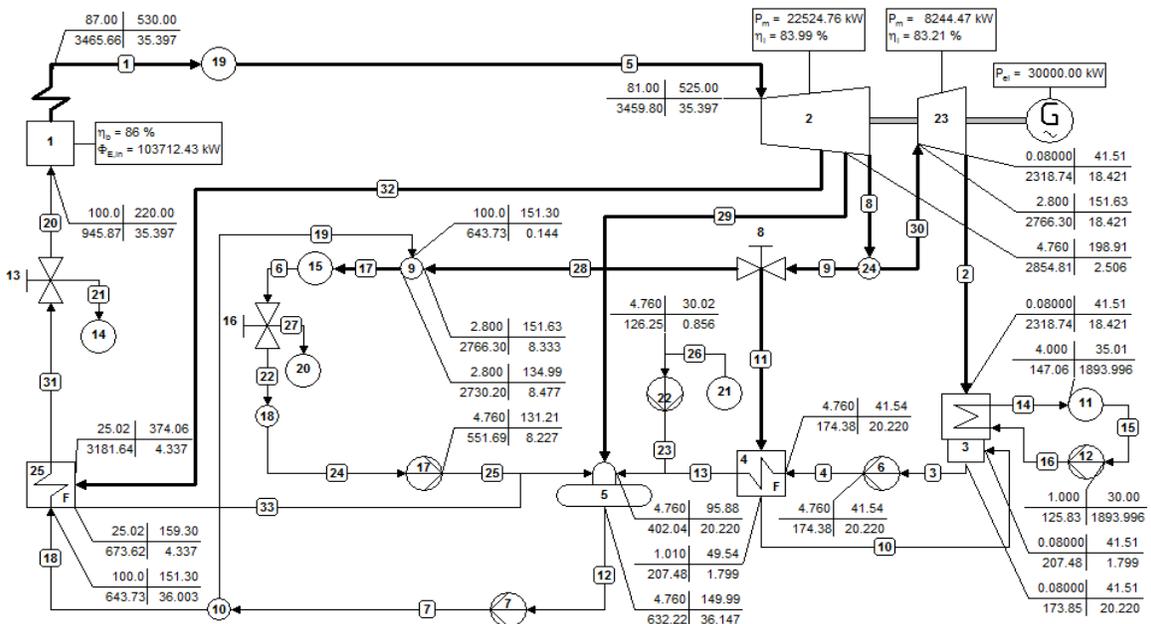
Anexo 36 Variante 18 en zafra



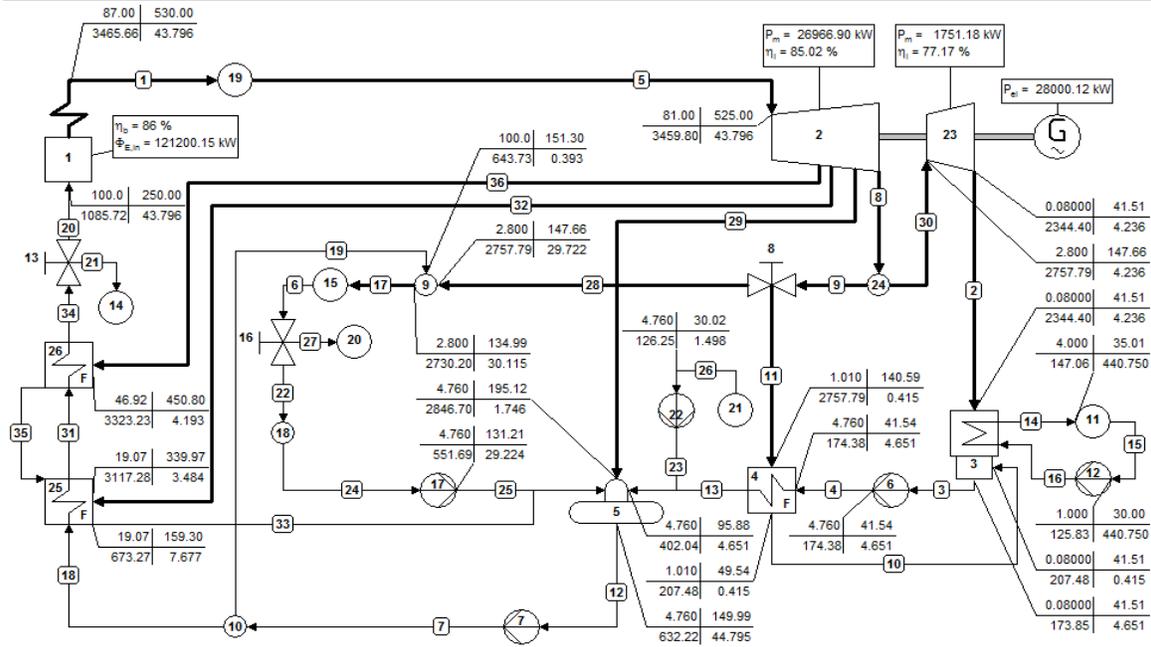
Anexo 37 Variante 18 fuera de zafra



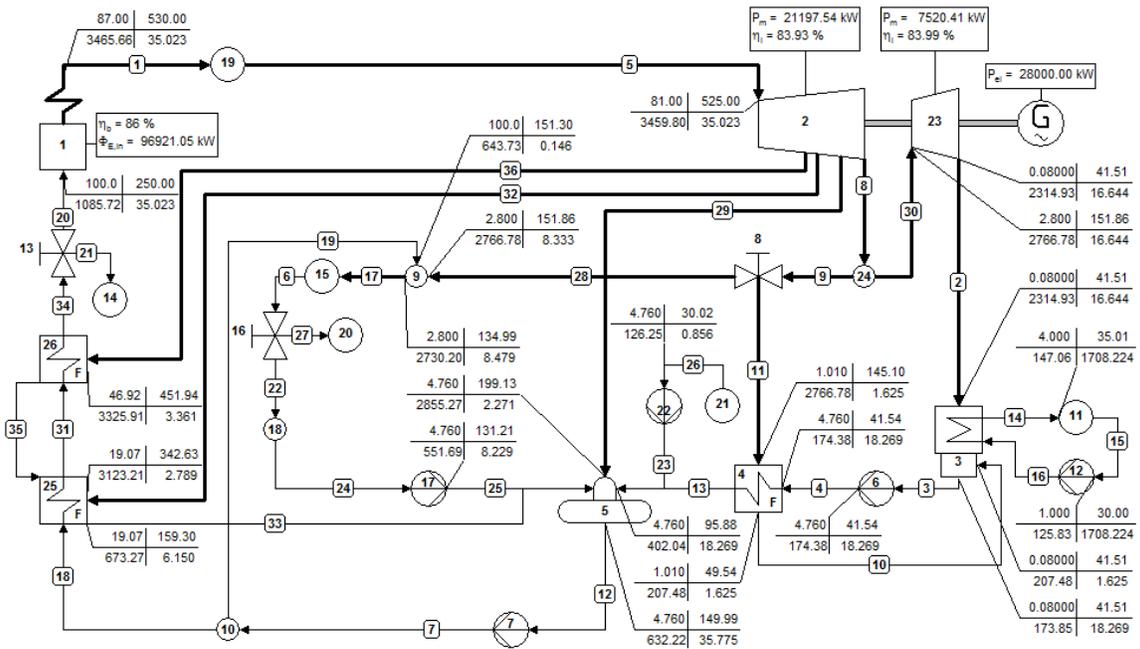
Anexo 38 Variante 19 en zafra



Anexo 39 Variante 19 fuera de zafra

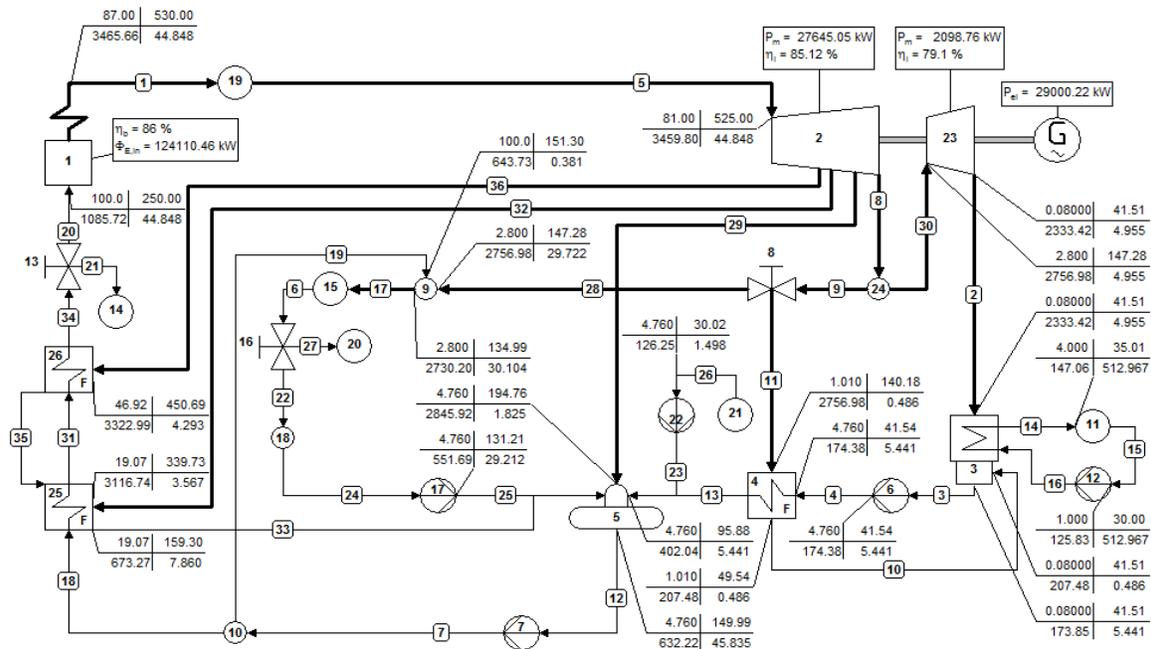


Anexo 40 Variante 20 en zafra

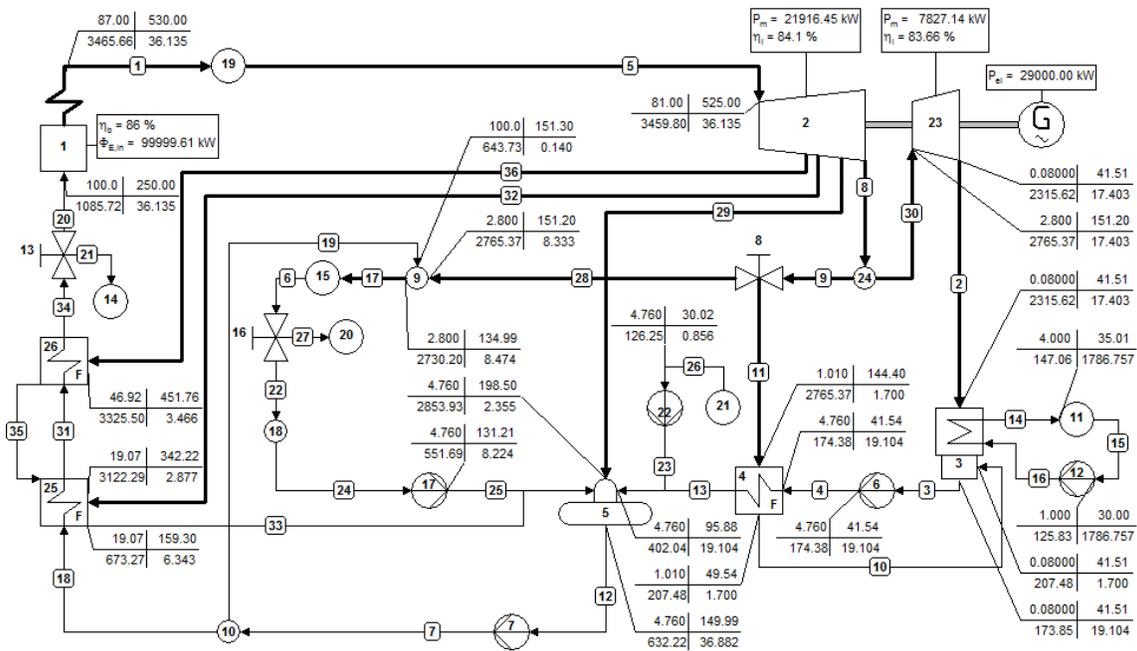


Anexo 41 Variante 20 fuera de zafra

Anexos

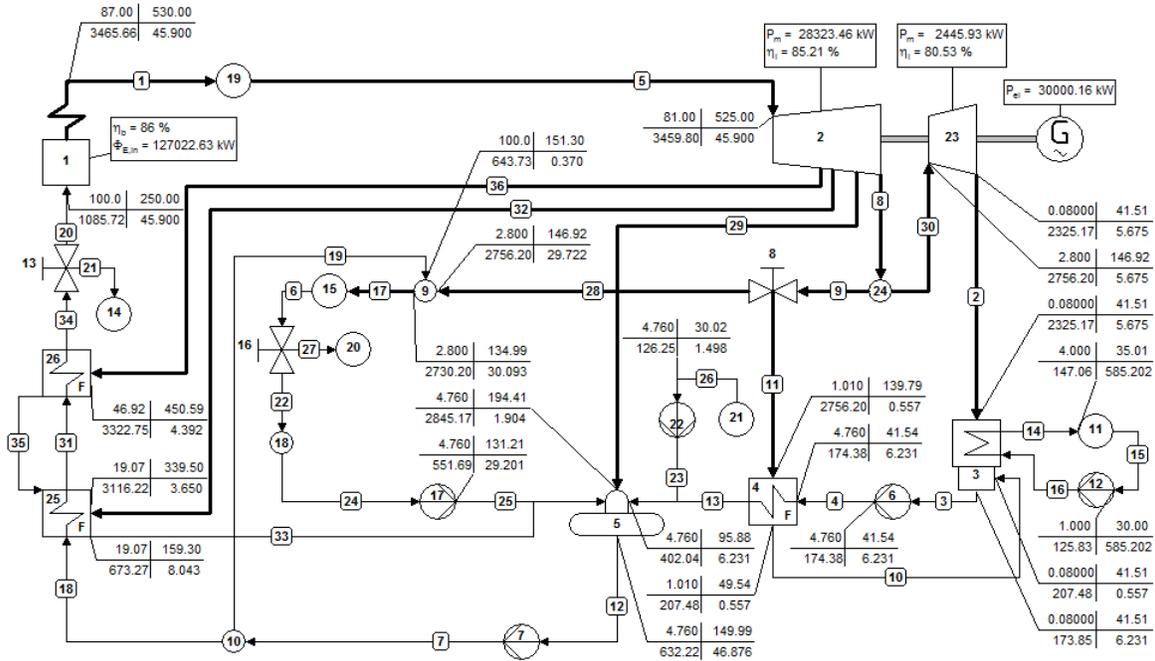


Anexo 42 Variante 21 en zafra

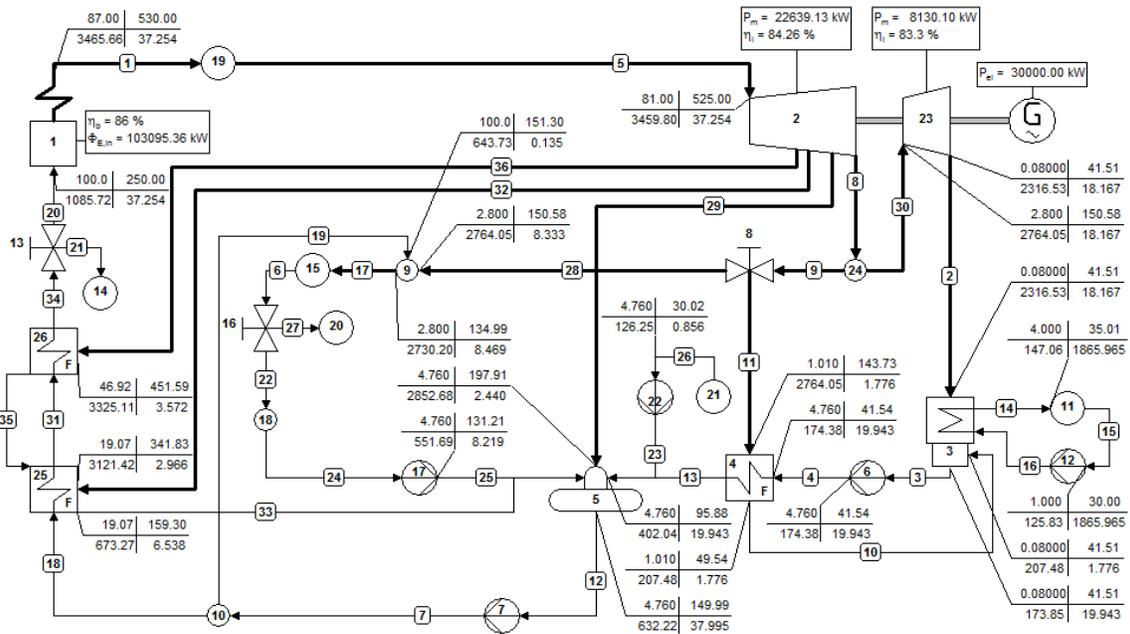


Anexo 43 Variante 21 fuera de zafra

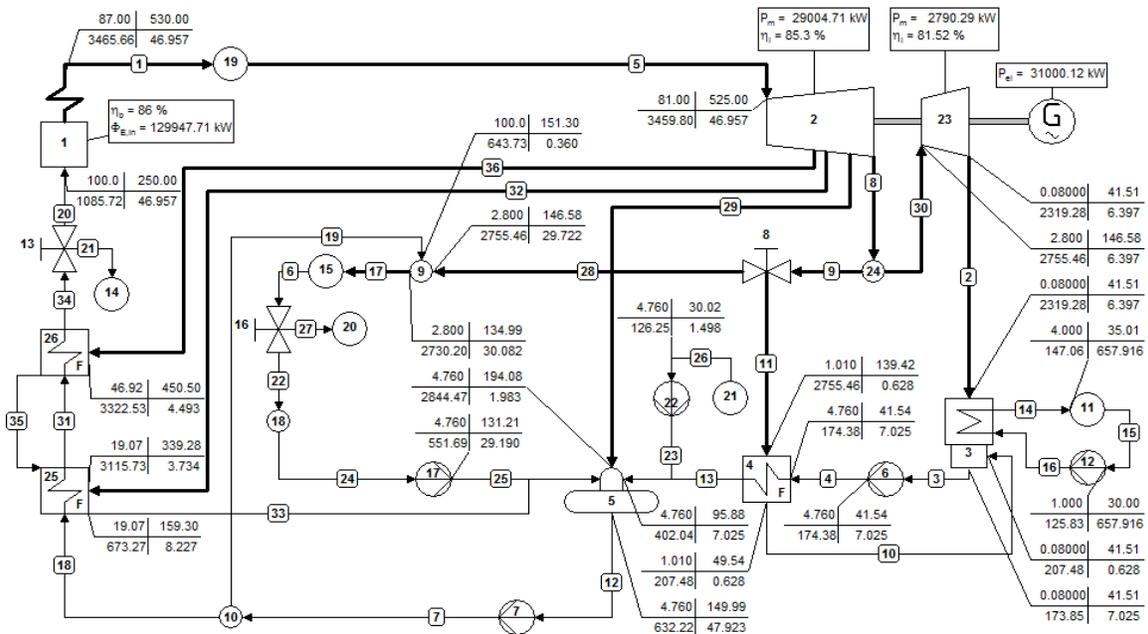
Anexos



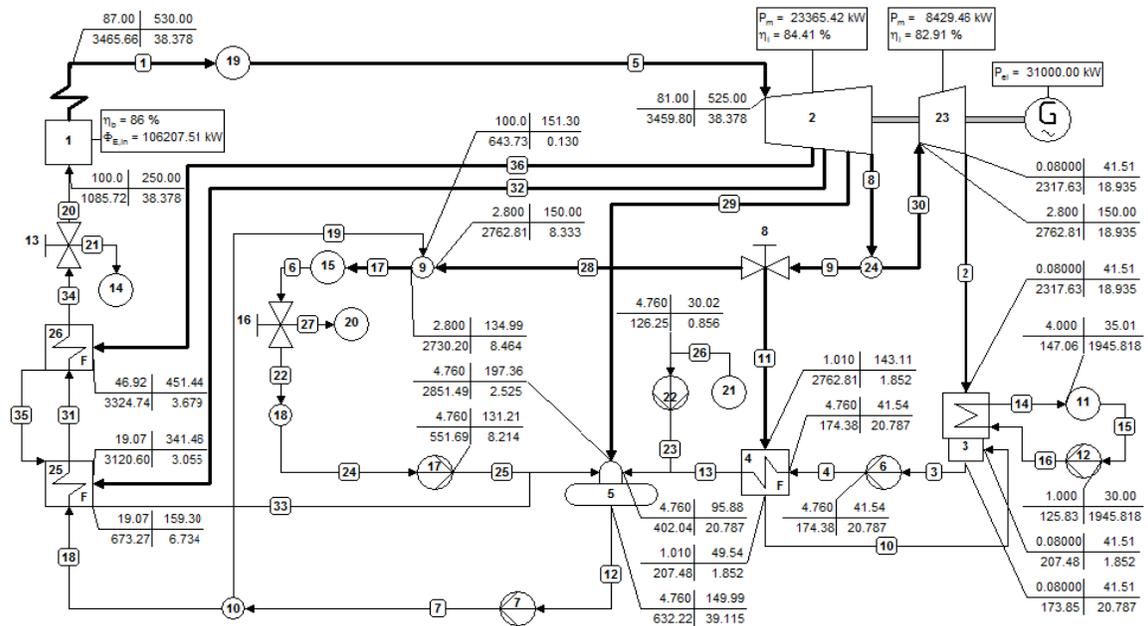
Anexo 44 Variante 22 en zafra



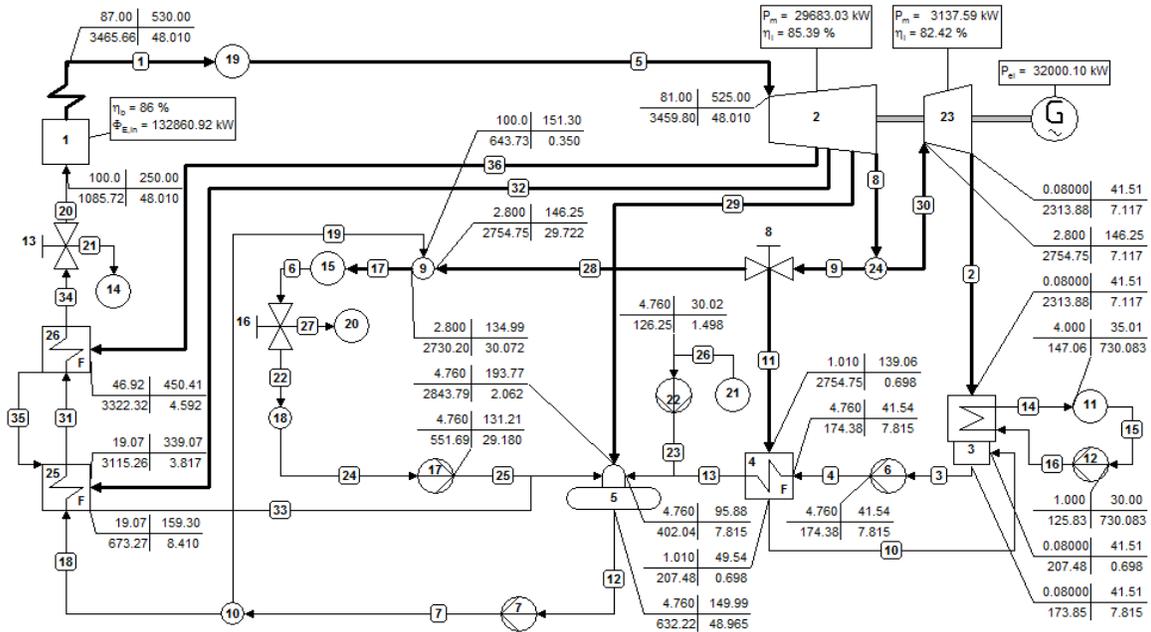
Anexo 45 Variante 22 fuera de zafra



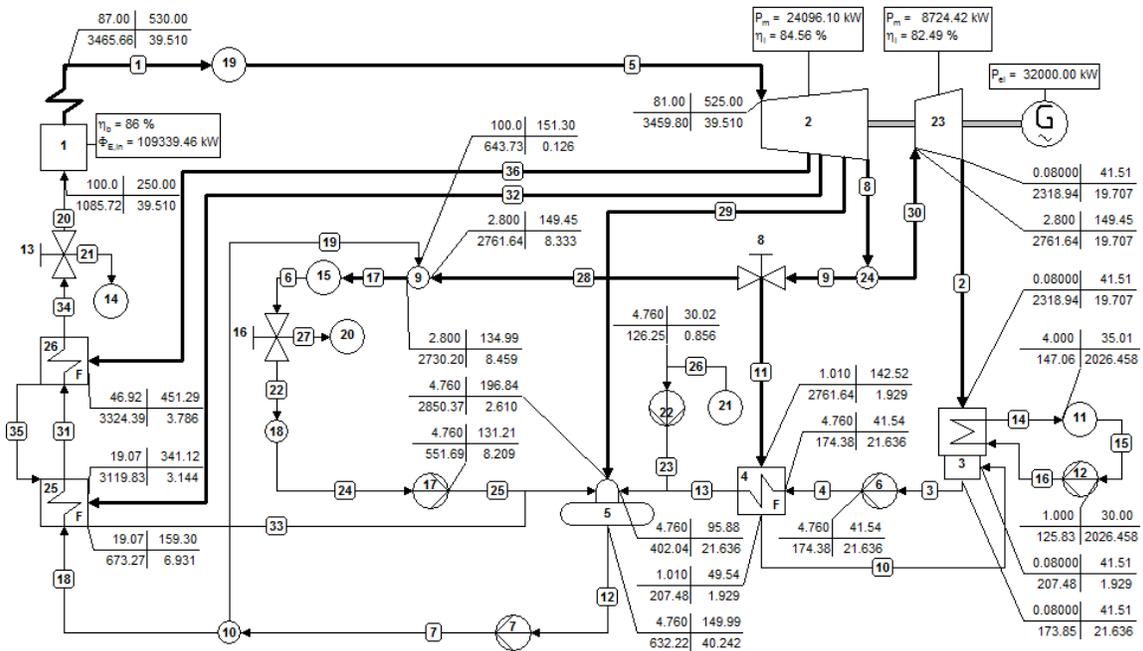
Anexo 46 Variante 23 en zafra



Anexo 47 Variante 23 fuera de zafra

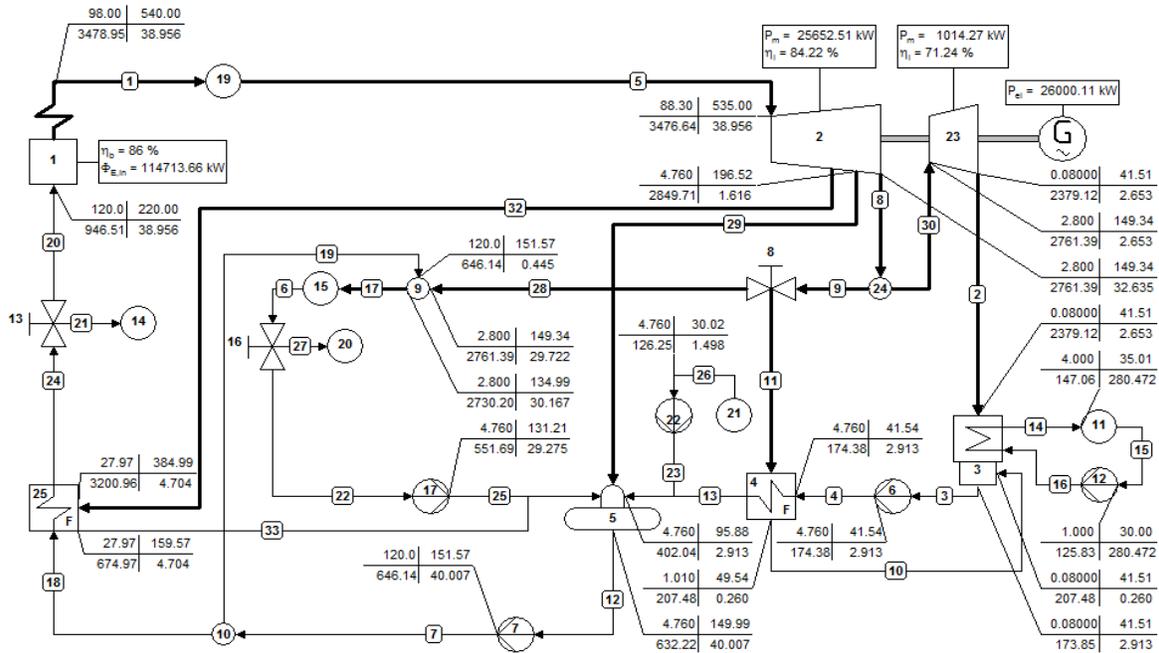


Anexo 48 Variante 24 en zafra

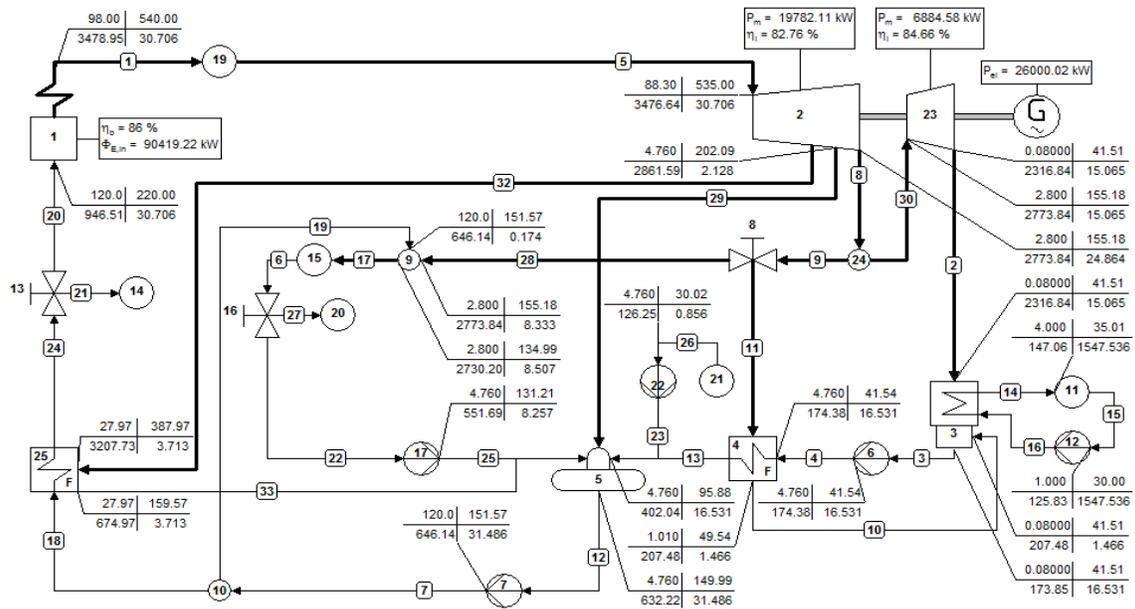


Anexo 49 Variante 24 fuera de zafra

Anexos

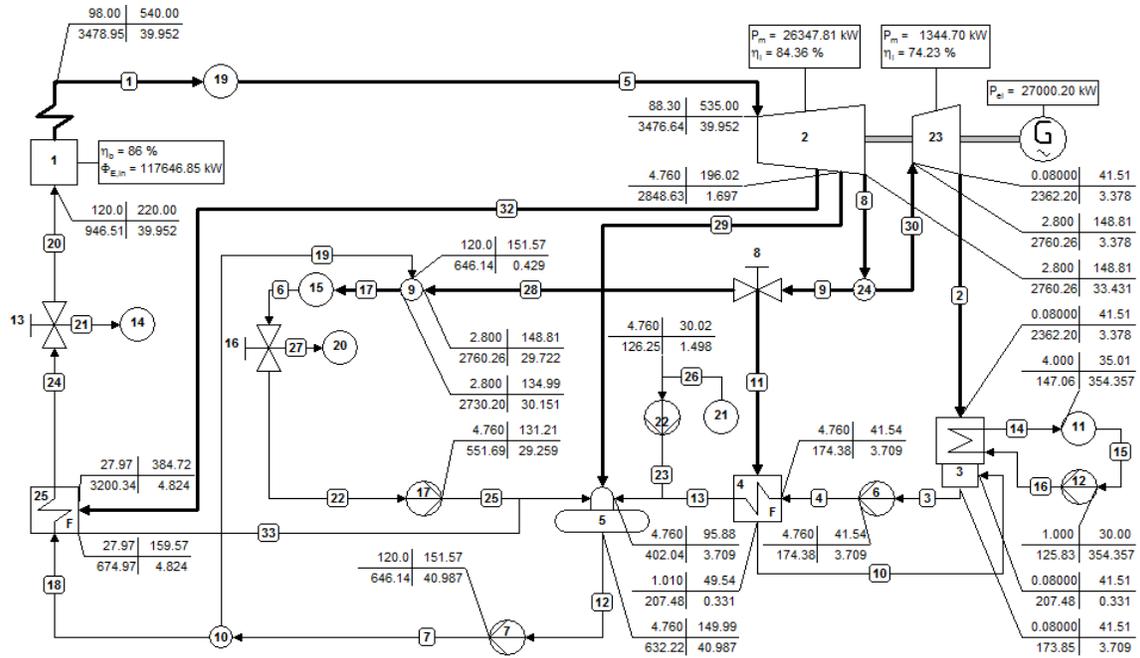


Anexo 50 Variante 25 en zafra

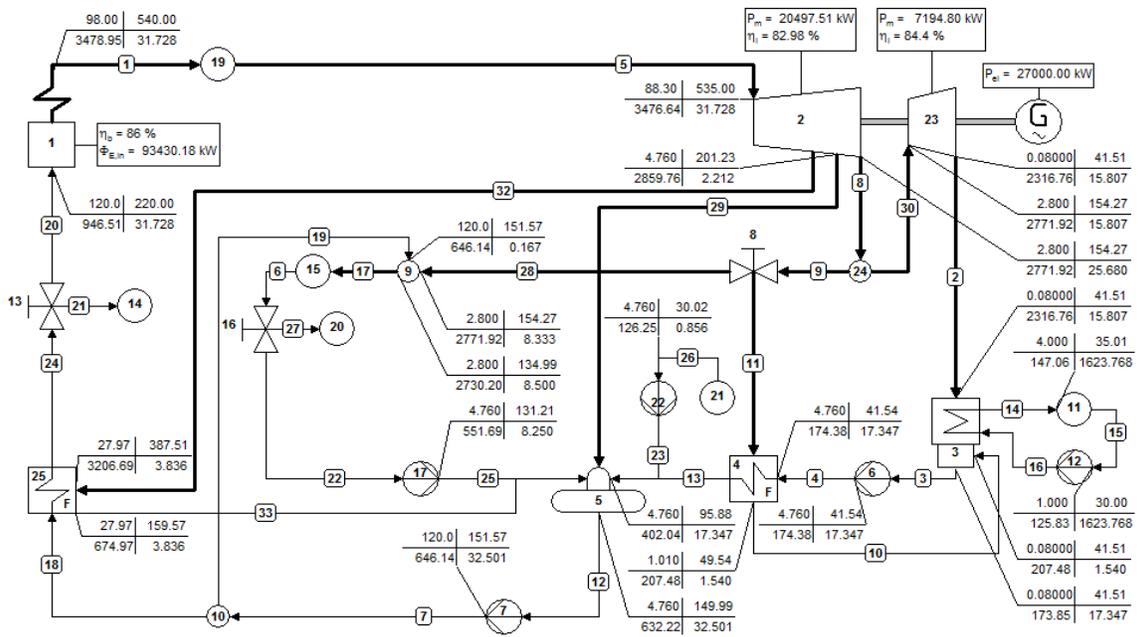


Anexo 51 Variante 25 fuera de zafra

Anexos

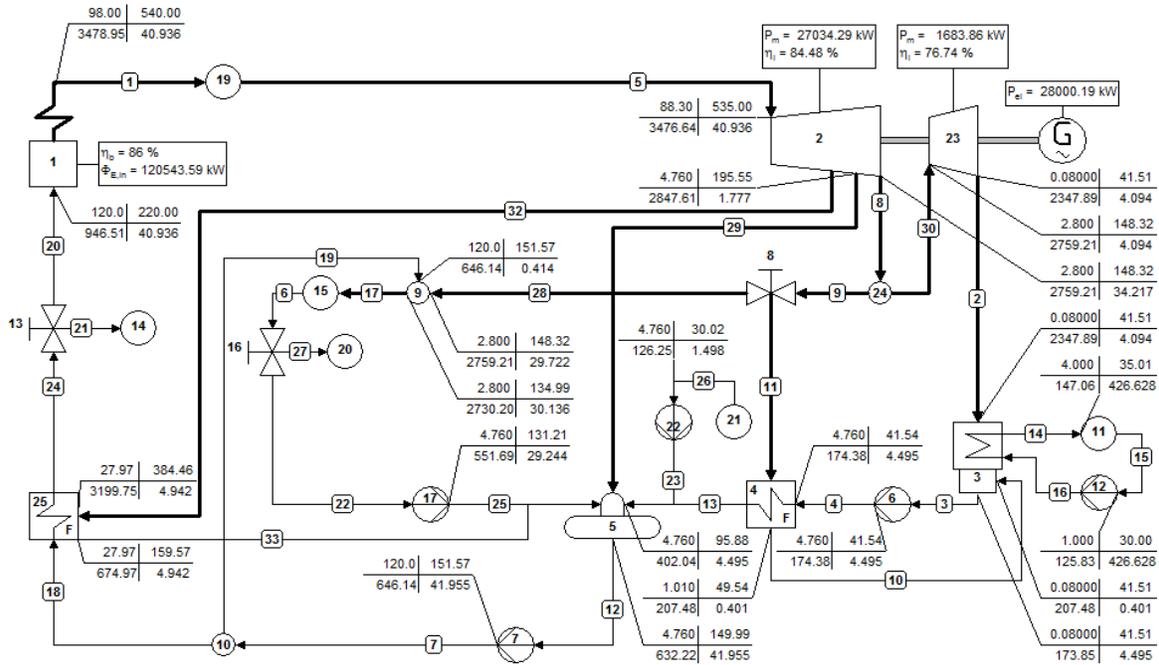


Anexo 52 Variante 26 en zafra

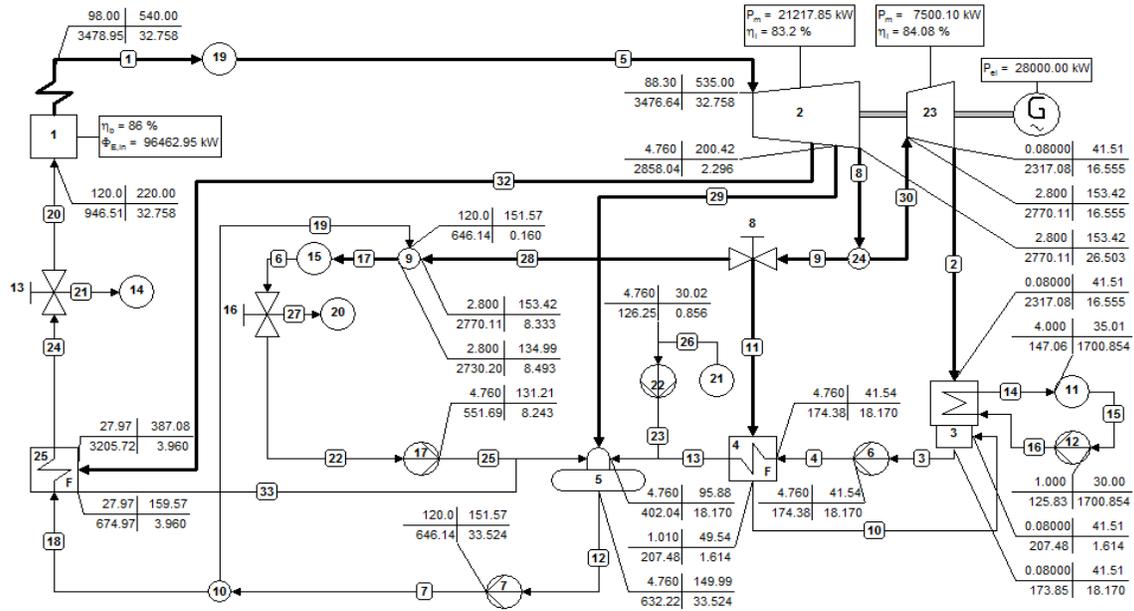


Anexo 53 Variante 26 fuera de zafra

Anexos

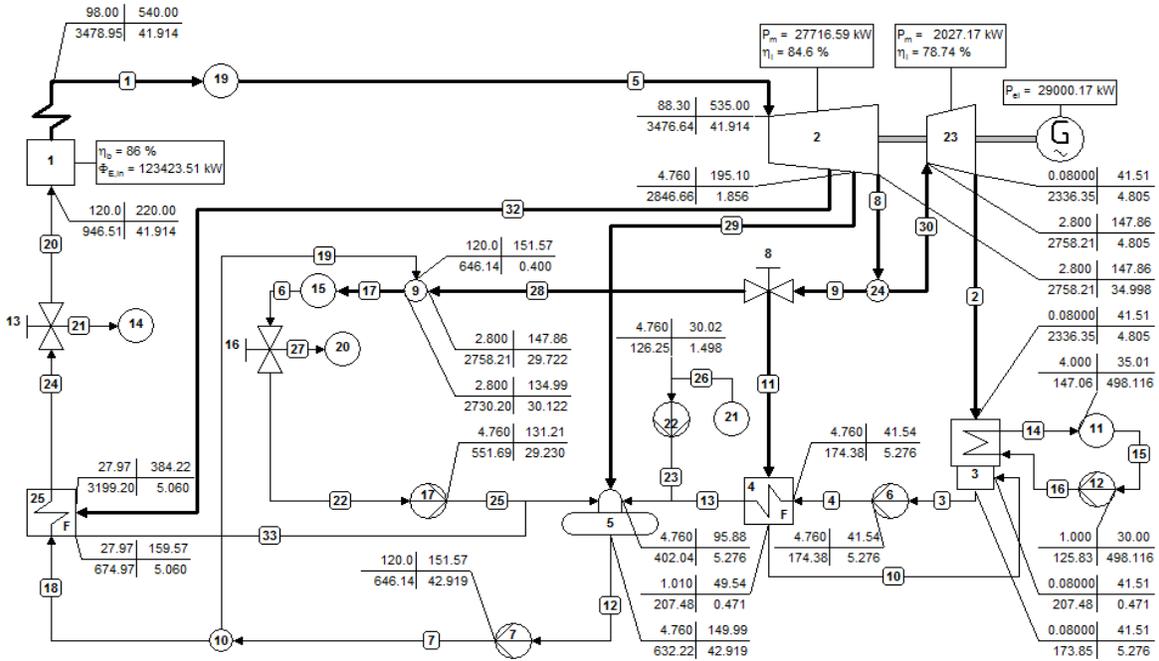


Anexo 54 Variante 27 en zafra

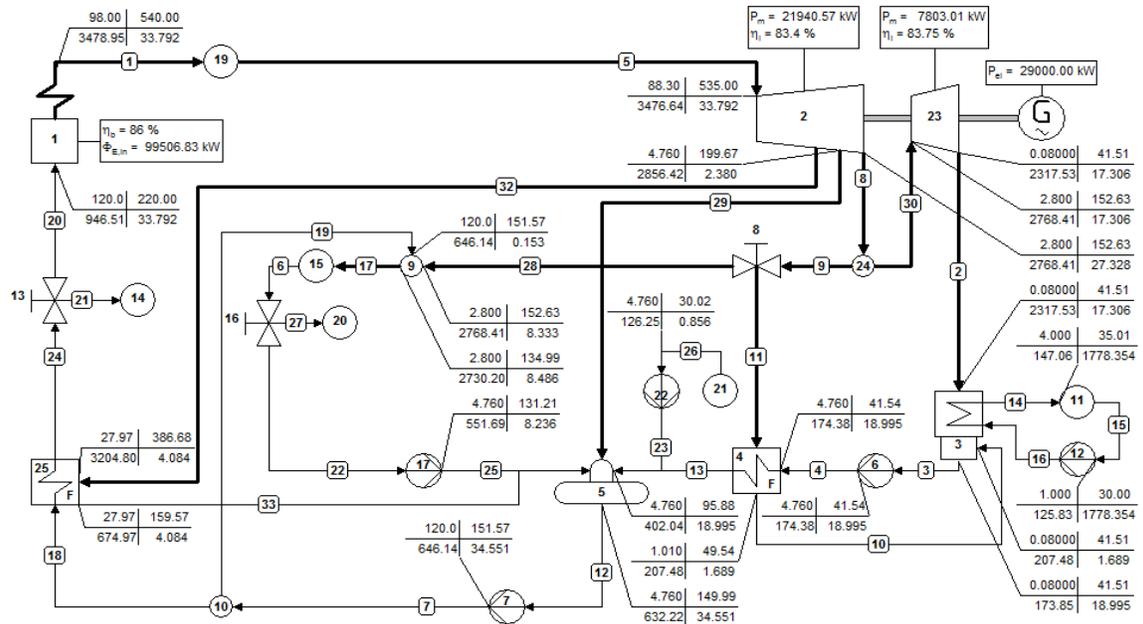


Anexo 55 Variante 27 fuera de zafra

Anexos

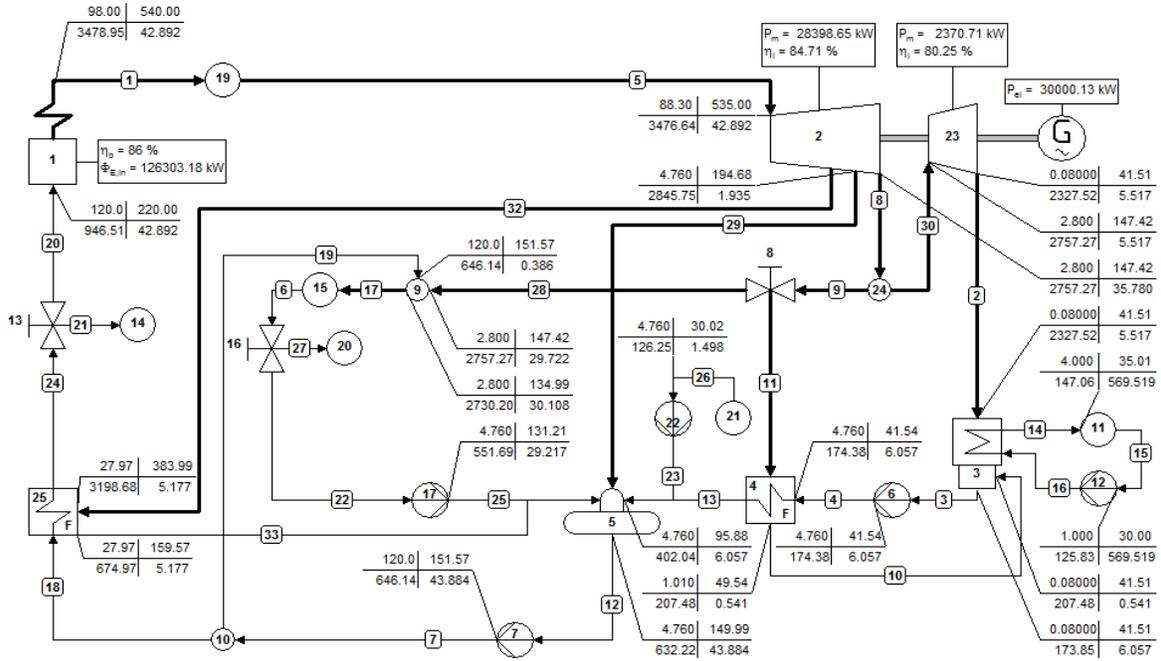


Anexo 56 Variante 28 en zafra

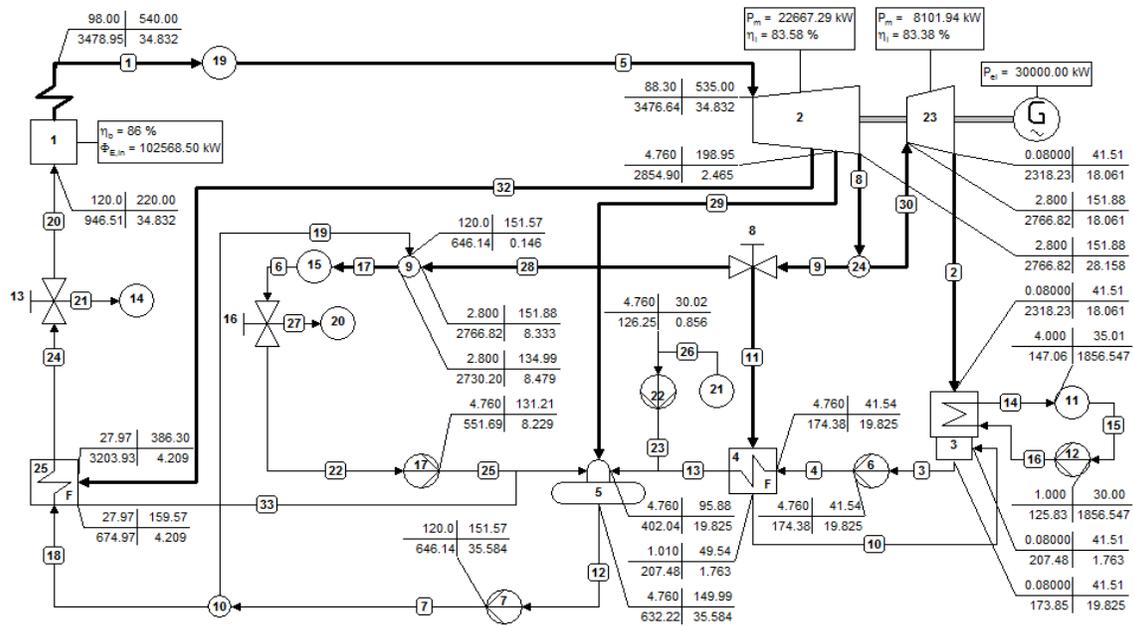


Anexo 57 Variante 28 fuera de zafra

Anexos

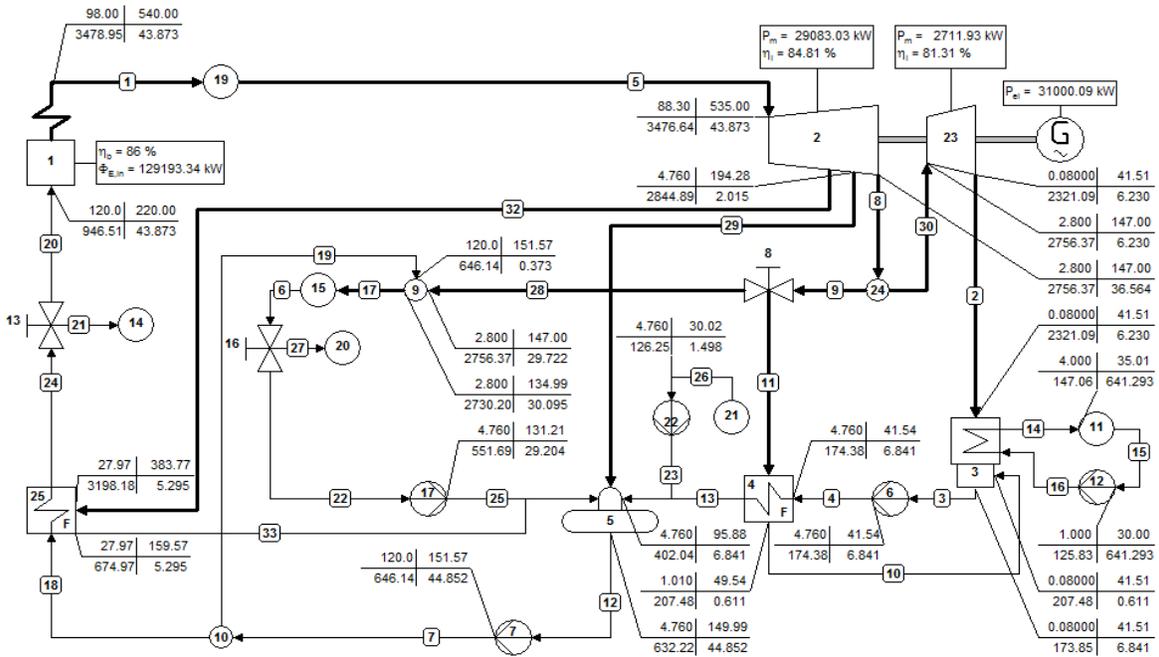


Anexo 58 Variante 29 en zafra

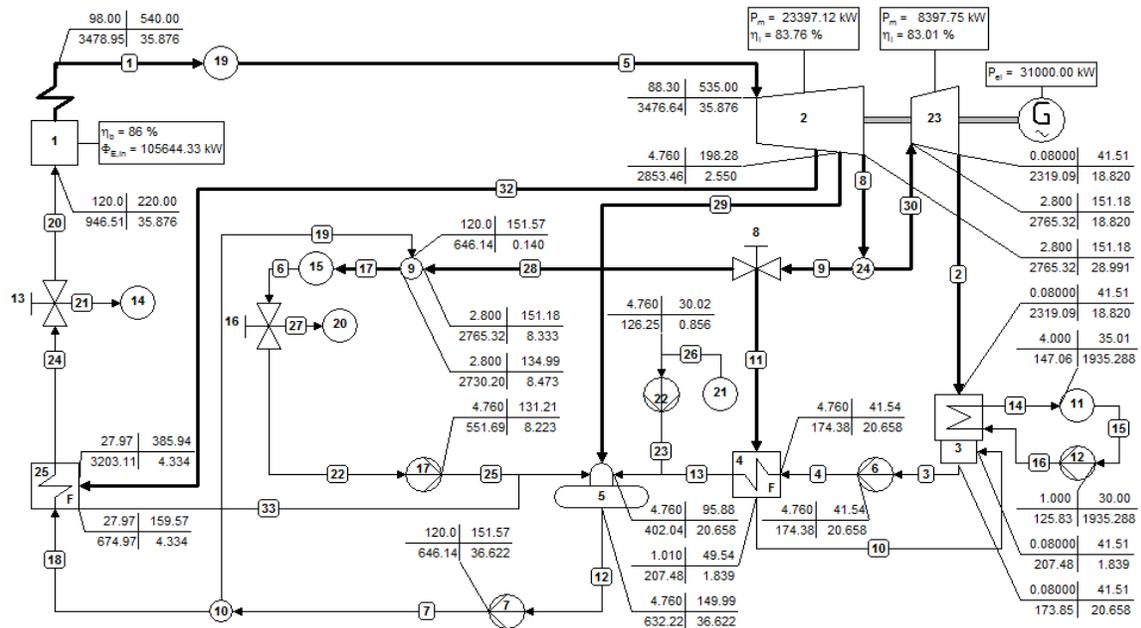


Anexo 59 Variante 29 fuera de zafra

Anexos

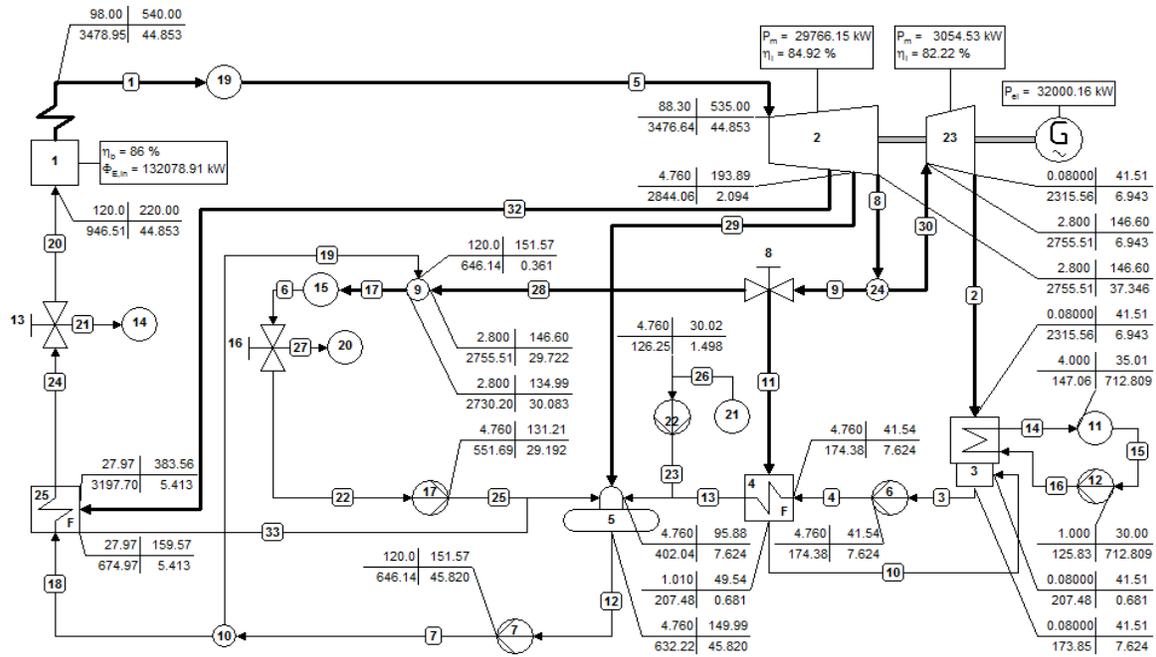


Anexo 60 Variante 30 en zafra

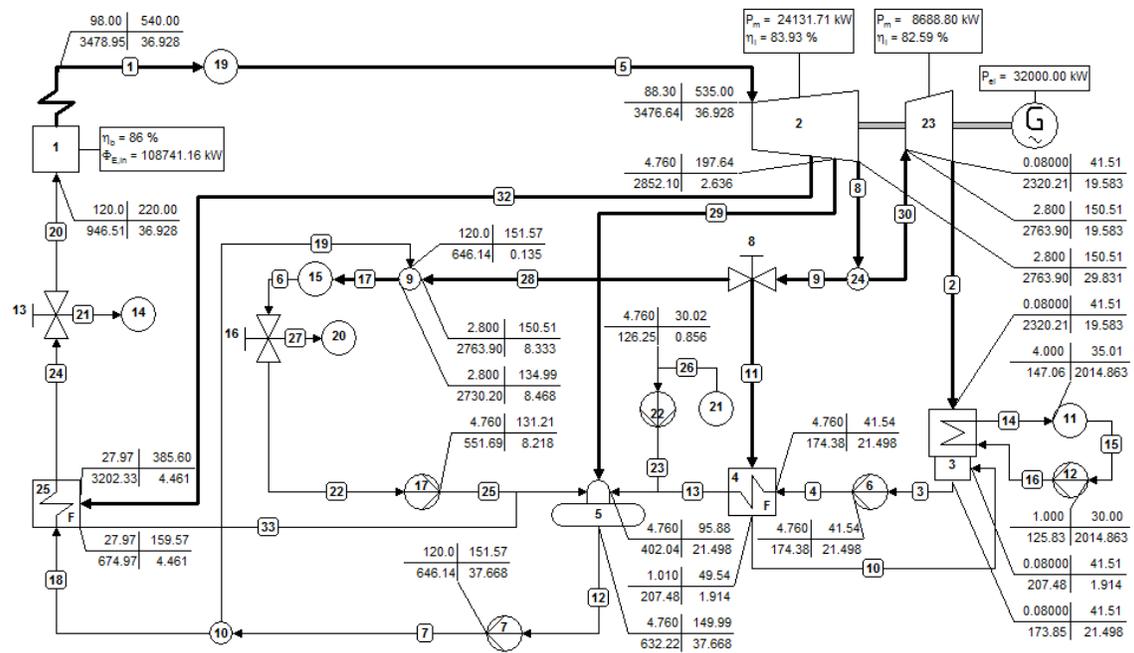


Anexo 61 Variante 30 fuera de zafra

Anexos

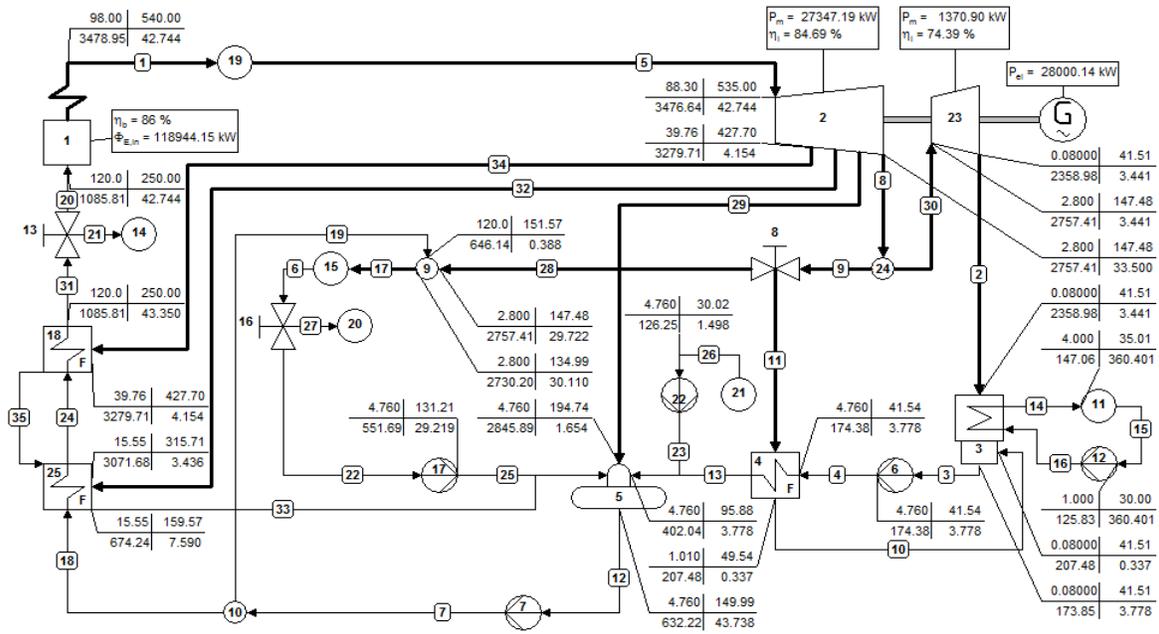


Anexo 62 Variante 31 en zafra

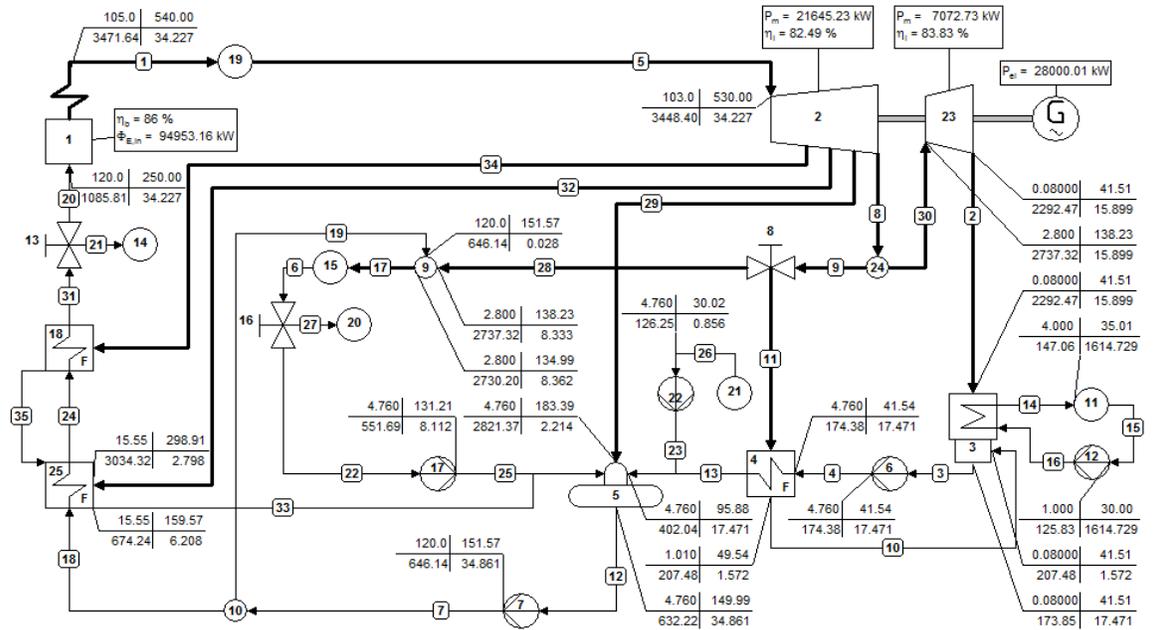


Anexo 63 Variante 31 fuera de zafra

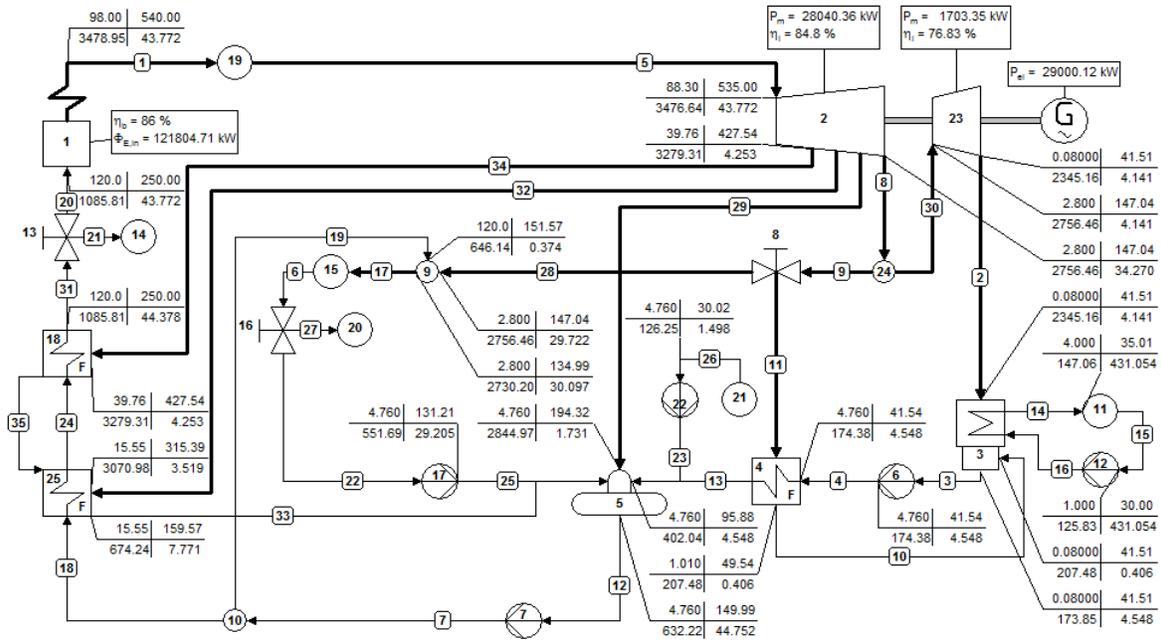
Anexos



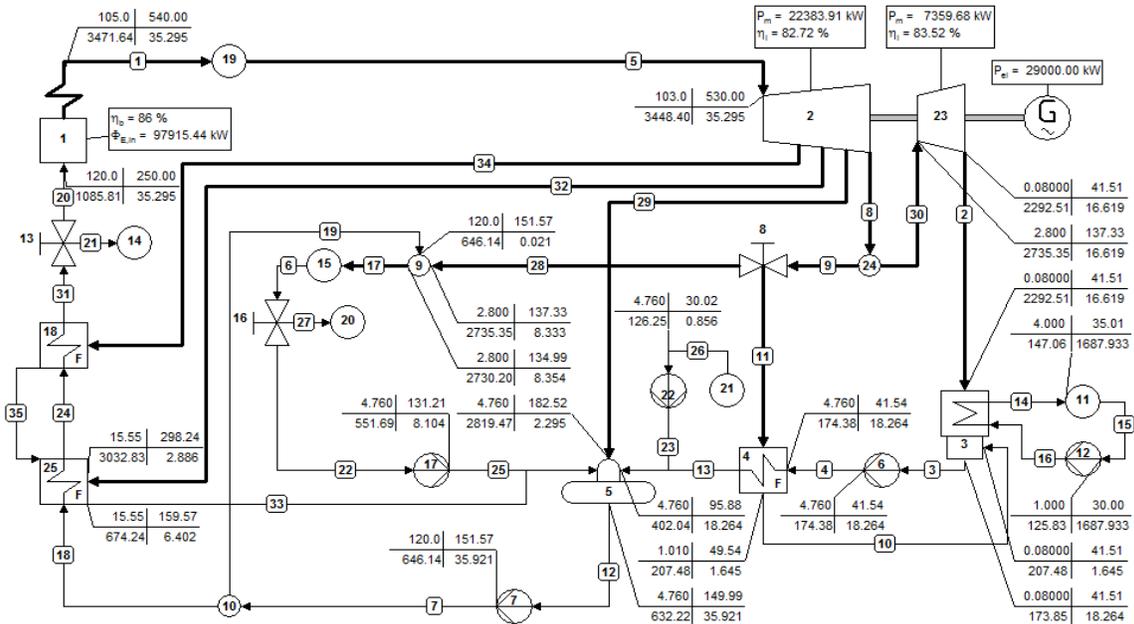
Anexo 64 Variante 32 en zafra



Anexo 65 Variante 32 fuera de zafra

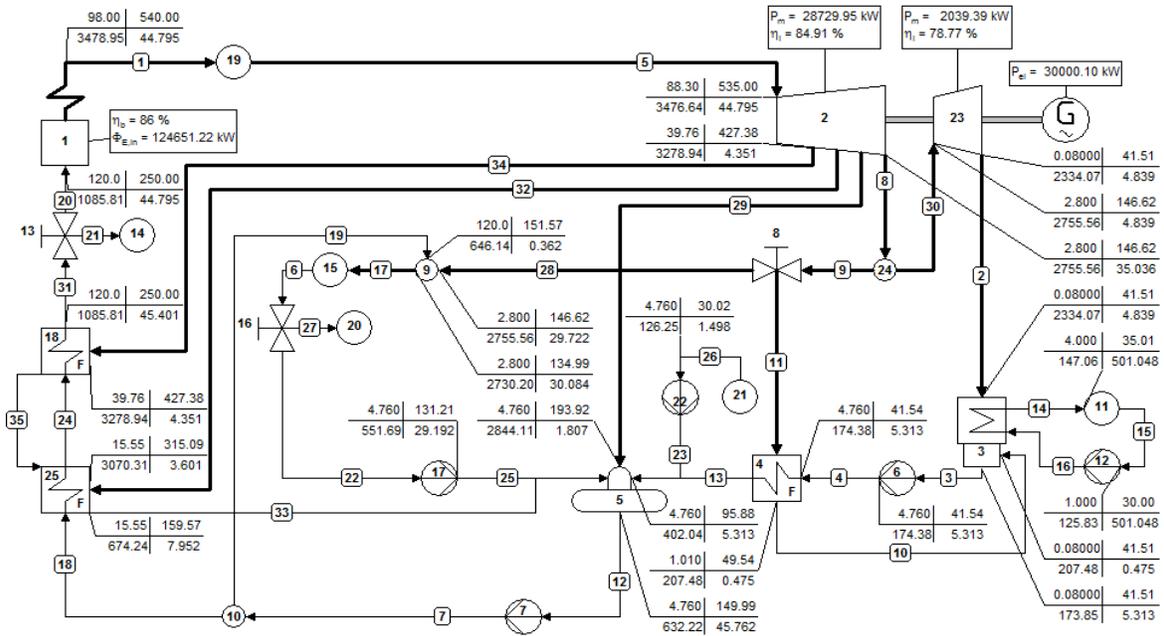


Anexo 66 Variante 33 en zafra

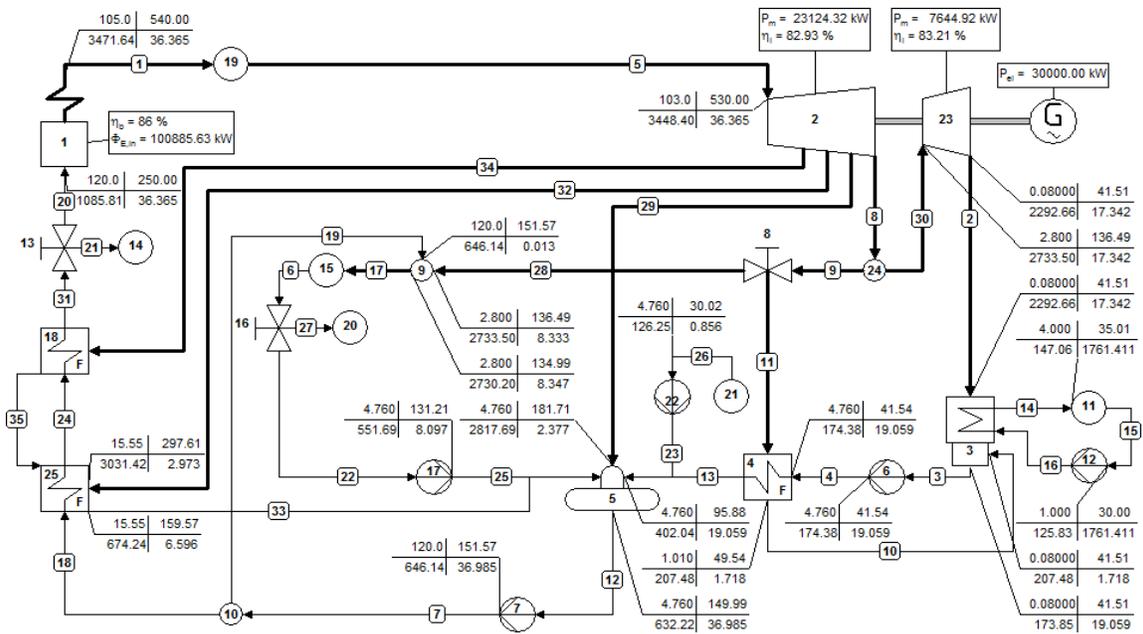


Anexo 67 Variante 33 fuera de zafra

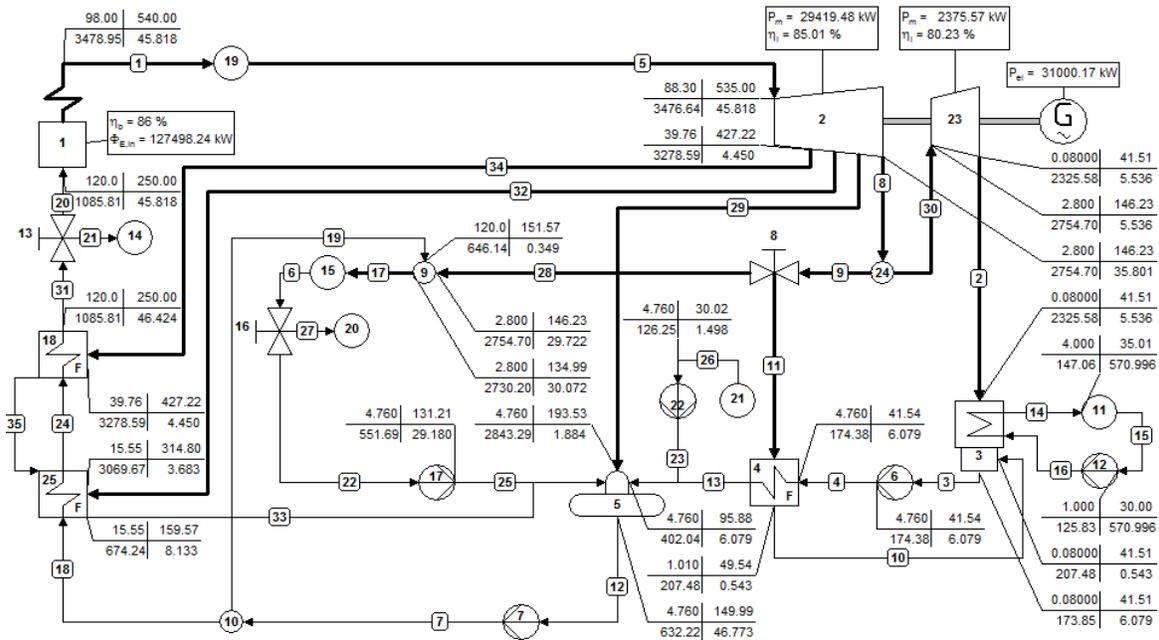
Anexos



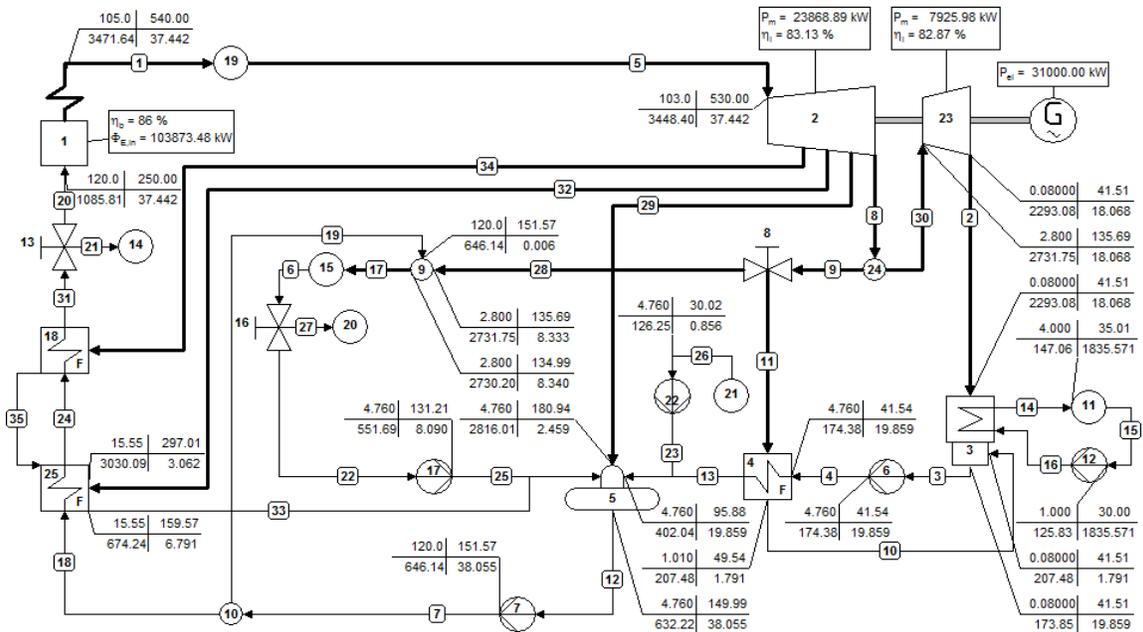
Anexo 68 Variante 34 en zafra



Anexo 69 Variante 34 fuera de zafra

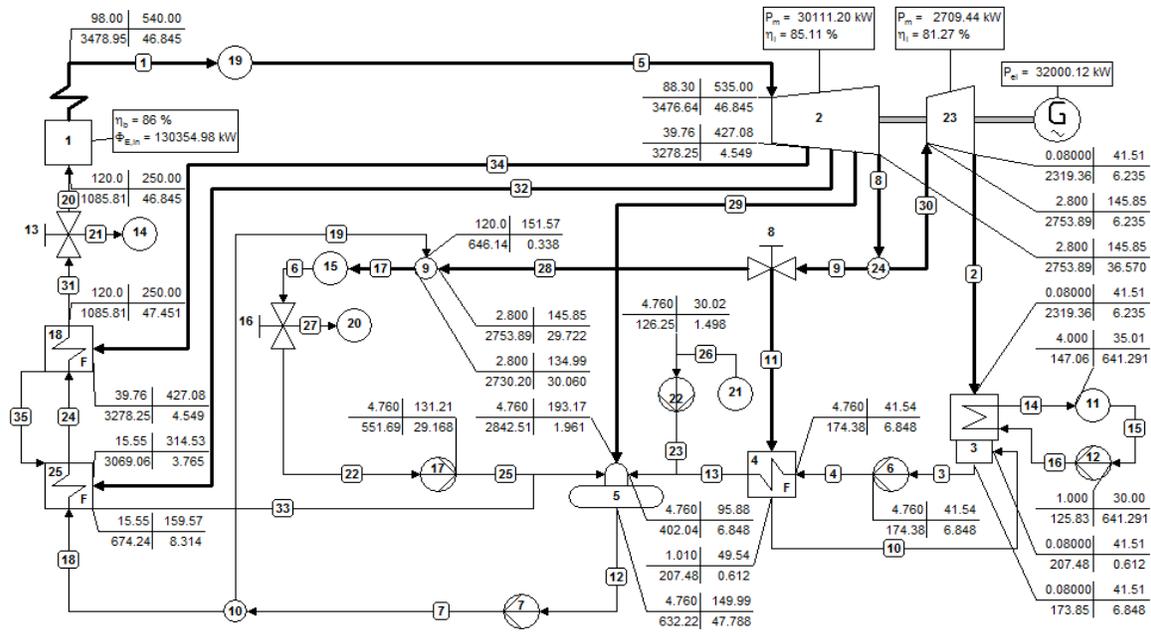


Anexo 70 Variante 35 en zafra

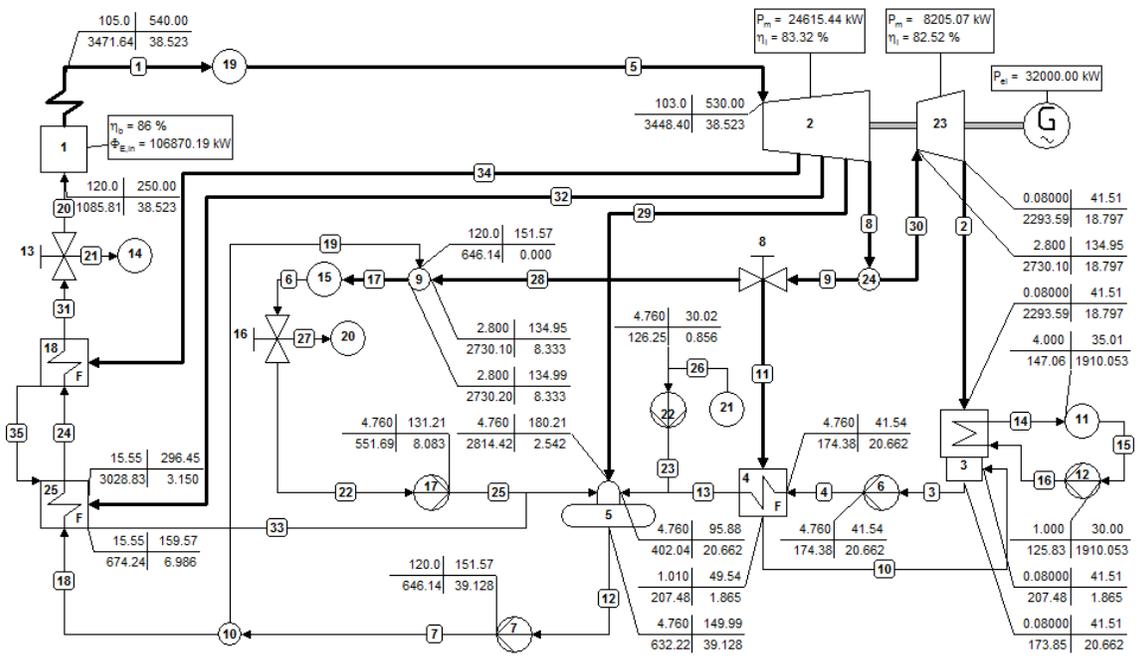


Anexo 71 Variante 35 fuera de zafra

Anexos

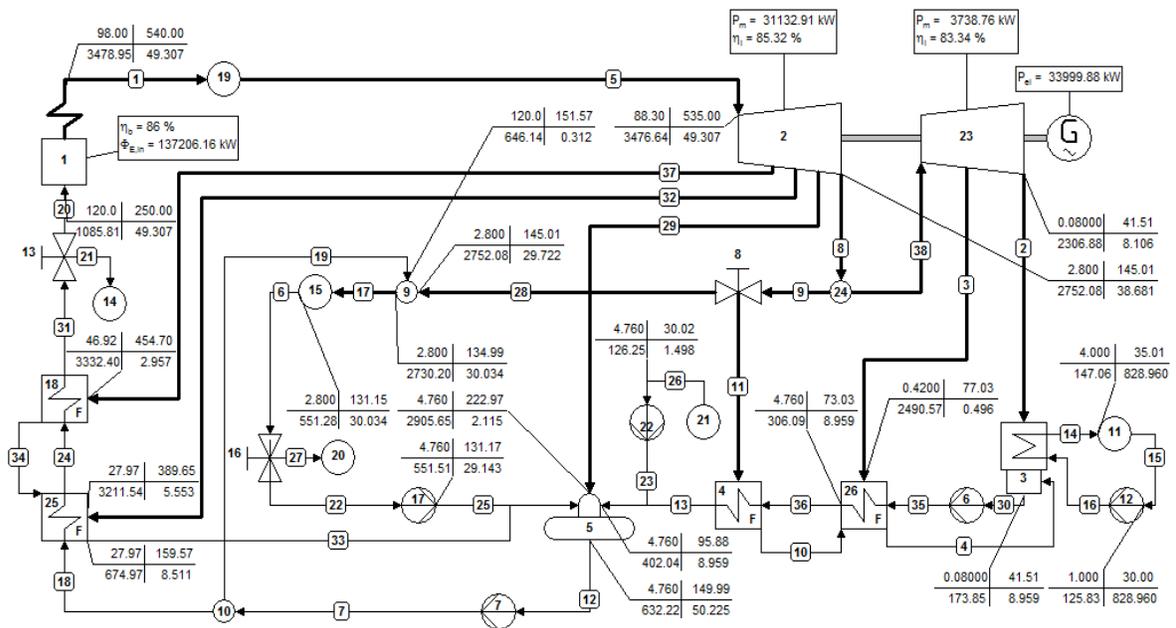


Anexo 72 Variante 36 en zafra

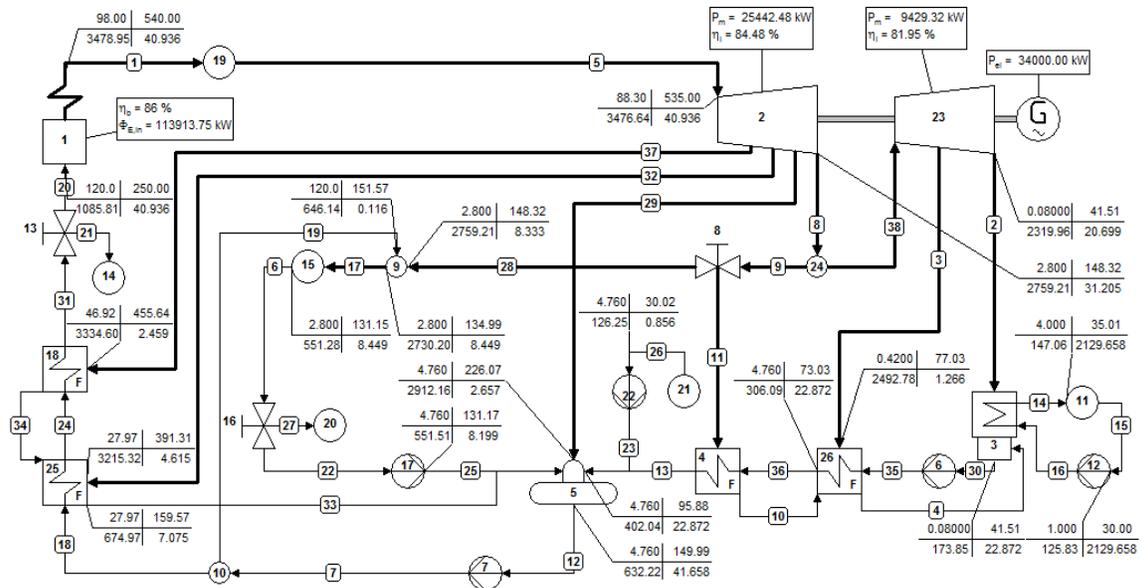


Anexo 73 Variante 36 fuera de zafra

Anexos



Anexo 74 Variante 37 en zafra



Anexo 75 Variante 37 fuera de zafra