

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ANÁLISIS TECNICO-ECONOMICO DE LA GENERACION DE
ENERGIA ELECTRICA CON COMBUSTIBLE NO
CONVENCIONAL (BAGAZO DE CAÑA) EN EL INGENIO LA
TRONCAL”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Alex Enrique Castro Gómez

Yuber Antonio Robalino Murillo

Marcelo Lautaro Mendoza Camacho

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

AGRADECIMIENTO

Al SEÑOR nuestro DIOS por las grandes bendiciones recibidas de el.

Un especial agradecimiento al Ing. Luís Aguirre y al Ing. Luís Guerrero por sus grandes aportaciones para la elaboración de este trabajo, al Ing. Juan Saavedra, Director del Tópico, por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A mi madre Marjorie, a mi querida abuela Ana, a toda mi familia por la confianza y el apoyo brindado.

A mi querida madre y a toda mi familia.

A mis Padres y mi familia

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Tópico de Graduación nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Alex Enrique Castro Gómez

Yuber Antonio Robalino Murillo

Marcelo Lautaro Mendoza Camacho

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Gustavo Bermúdez
DECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE

Ing. Juan Saavedra M.
DIRECTOR DEL TOPICO

Ing. Jorge Chiriboga
VOCAL PRINCIPAL

Ing. Jorge Aragundi
VOCAL PRINCIPAL

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es analizar la rentabilidad económica y la viabilidad técnica de un proyecto de cogeneración de energía en el Ingenio la Troncal.

En el capítulo 1 trata acerca de la ley que regula el funcionamiento de este tipo de centrales eléctricas y el precio con que se remunera a este tipo de centrales por la venta de energía.

El capítulo 2 aborda el combustible que se utiliza para la cogeneración de energía, las características principales y la producción nacional en los últimos años de las residuos agrícolas mas factibles de ser utilizados como combustible.

El capítulo 3 es una descripción de las instalaciones del Ingenio antes del proyecto de cogeneración e indica cuales deben ser las ampliaciones que este debe realizar en su planta industrial y presenta las inversiones que se deben realizar para ejecutar dichas ampliaciones.

Se presenta en el capítulo 4 las alternativas para compra y venta de energía, además se tratará las alternativas de calificación ante el CONELEC.

En el capítulo 5 se hará un análisis de las alternativas de producción, para las cuales se obtendrá el respectivo flujo de caja durante la vigencia del proyecto que es de doce años, una vez obtenido el flujo de caja se calcularán los índices de rentabilidad que son el TIR y el VAN.

En el capítulo 6 se presentarán los diseños eléctricos y de comunicaciones que se deben realizar para el proyecto de cogeneración.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
INDICE DE PLANOS.....	XVII
1. MARCO LEGAL DEL PROYECTO.....	3
1.1 OBJETIVO Y ALCANCE DE LA REGULACION.....	4
1.2 CENTRALES BENEFICIADA POR LA REGULACION.....	5
1.3 POTENCIA MAXIMA PARA VENTA.....	6
1.4 PREFERENCIA PARA CENTRALES BENEFICIADAS POR LA REGULACION.....	6
1.5 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICION.....	7
1.6 CALIDAD DEL PRODUCTO.....	7
1.7 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN.....	7
1.8 PREVISION DE ENERGIA A ENTREGARSE.....	8
1.9 PRECIO DE LA ENERGIA.....	8
1.10 VIGENCIA DE LOS PRECIOS.....	9
1.11 PRECIO DE LA ENERGIA A PARTIR DEL 2007.....	10
1.12 PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE.....	10
1.13 LIQUIDACION DE LA ENERGIA.....	10
1.14 SISTEMAS NO INCORPORADOS.....	11

1.15	DISPOSICIONES FINALES.....	12
2.	PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA.....	13
2.1	ASPECTOS GENERALES DE LA BIOMASA.....	13
2.2	EL RECURSO DE LA BIOMASA.....	14
2.3	FUENTES DE BIOMASA.....	15
2.3.1	PLANTACIONES ENERGÉTICAS.....	17
2.3.2	RESIDUOS FORESTALES.....	18
2.3.3	DESECHOS AGRÍCOLAS.....	18
2.3.4	DESECHOS INDUSTRIALES.....	19
2.3.5	DESECHOS URBANOS.....	19
2.4	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA BIOMASA.....	20
2.4.1	TIPO DE BIOMASA.....	22
2.4.2	COMPOSICIÓN QUÍMICA Y FÍSICA.....	22
2.4.3	CONTENIDO DE HUMEDAD (H.R.).....	24
2.4.4	PORCENTAJE DE CENIZAS.....	24
2.4.5	PODER CALÓRICO.....	25
2.4.6	DENSIDAD APARENTE.....	26
2.4.7	CARACTERÍSTICAS DE LA BIOMASA A APLICARSE EN ESTE ESTUDIO.....	26
2.5	RECOLECCIÓN, TRANSPORTE Y MANEJO DEL BAGAZO DE CAÑA.....	30
3.	DESARROLLO DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN.....	32
3.1	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	32

3.2	DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA PARA EL PROYECTO DE COGENERACIÓN.....	37
3.2.1	AMPLIACIÓN DEL PARQUE GENERADOR.....	37
3.2.2	SUBESTACIÓN PARA COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA.....	38
3.2.3	LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	39
3.3	ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	40
3.3.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	40
3.3.2	COSTOS OPERACIONALES.....	45
3.4	BALANCE ENERGETICO.....	47
3.4.1	LA CENTRAL TERMICA.....	47
3.4.2	NECESIDADES DE BIOMASA PARA LA COGENERACION.....	49
3.4.3	NECESIDADES DE VAPOR PARA LA COGENERACION.....	52
3.4.4	PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.....	56
4.	COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA.....	61
4.1	ALTERNATIVAS DE CALIFICACIÓN.....	61
4.1.1	GENARADOR PRIVADO.....	61
4.1.2	AUTOPRODUCTOR.....	67
4.1.3	GRAN CONSUMIDOR.....	73
4.2	COMPRA DE ENERGÍA.....	77
4.2.1	COMPRA EN. MERCADO OCASIONAL.....	78
4.2.2	COMPRA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.....	78
4.3	VENTA DE ENERGÍA.....	80
4.3.1	VENTA DE ENERGIA APLICANDO LA REGULACION.....	81
4.3.2	VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.....	83

4.3.3 VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	83
4.4 SITUACION ACTUAL.....	84
5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	86
5.1 INTRODUCCION.....	86
5.2 ALTERNATIVAS DE PRODUCCION.....	87
5.2.1 PRODUCCION DE ENERGÍA CON BAGAZO DURANTE 12 AÑOS.....	88
5.2.1.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA.....	88
5.2.1.2 COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION.....	96
5.2.1.2.1 COSTOS DURANTE EL CULTIVO DE LA CAÑA DE AZUCAR.....	96
5.2.1.2.2 COSTOS DURANTE LA ZAFRA.....	100
5.2.1.3 FLUJO DE CAJA.....	107
5.2.2 PRODUCCION DE ENERGÍA CON BAGAZO Y TAMO DE ARROZ DURANTE 12 AÑOS.....	117
5.2.2.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA.....	117
5.2.2.2 COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION.....	119
5.2.2.2.1 COSTOS DURANTE EL CULTIVO DEL BAGAZO.....	119
5.2.2.2.2 COSTOS DURANTE LA ZAFRA.....	119
5.2.2.3 FLUJO DE CAJA.....	122

5.2.3	PRODUCCION DE ENERGIA CON BAGAZO Y DIESEL OIL DURANTE 12 AÑOS.....	126
5.2.3.1	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA.....	126
5.2.3.2	COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION.....	127
5.2.3.2.1	COSTOS DURANTE EL CULTIVO DEL BAGAZO.....	127
5.2.3.2.2	COSTOS DURANTE LA ZAFRA.....	127
5.2.3.3	FLUJO DE CAJA.....	129
5.3	ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE PRODUCCION.....	131

6. DISEÑOS ELECTRICOS Y DE COMUNICACIONES PARA LA COGENERACION DE ENERGIA..... 133

6.1	CENTRAL DE GENERACION.....	133
6.1.1.	AMPLIACIONES DE LA CENTRAL ACTUAL.....	134
6.1.2.	DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS.....	135
6.1.3.	CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS EQUIPOS.....	144
6.2.	SUBESTACION.....	147
6.2.1.	SUBESTACION DE EXPORTACION.....	148
6.2.1.1.	OBJETIVO.....	148
6.2.1.2.	DESCRIPCION DE LA SUBESTACION.....	148
6.2.1.3.	CRITERIOS UTILIZADOS.....	153
6.2.1.4.	EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL.....	160
6.2.1.5.	DUCTERIA.....	162
6.2.2.	SUBESTACION DE IMPORTACION.....	164

6.2.2.1. OBJETIVO.....	164
6.2.2.2. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION.....	164
6.2.2.3. CRITERIOS UTILIZADOS.....	168
6.2.2.4. EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL.....	169
6.2.2.5. DUCTERIA.....	170
6.3. LINEA DE TRANSMISION.....	170
6.3.1. INTRODUCCION.....	170
6.3.2. UBICACIÓN Y DESCRIPCION DEL PROYECTO.....	170
6.3.3. CRITERIOS APLICADOS AL DISEÑO.....	171
6.3.4. CALCULOS ELECTRICOS.....	171
6.3.5. CALCULOS MECANICOS.....	178
6.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	182
6.4.1. REQUERIMIENTOS DE COMUNICACIONES POR EL CENACE.....	182
6.4.2. IMPLEMENTACION DEL SCADA.....	184
6.4.3. EQUIPOS A COMUNICAR.....	185
6.4.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES.....	186
6.4.5. DISEÑO DE LA RED DE COMUNICACIONES.....	186
6.4.6. SISTEMA DELTA V.....	189
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	190
BIBLIOGRAFÍA.....	220
ANEXOS	
ANEXO 1 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	194
ANEXO 2 CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA.....	203
ANEXO 3 PROCESO DE ELABORACION DE AZUCAR.....	208
ANEXO 4 CONSIDERACIONES SOBRE EL IMPACTO AMBIENTAL.....	213

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Partes de la caña de azúcar.....	14
Figura 2-2. Plantación de caña. Recurso primario de biomasa.....	16
Figura 2-3. Recolección de bagazo, residuo de la caña de azúcar.....	16
Figura 2-4. Plantación energética.....	17
Figura 2-5. Potencial Energético estimado de un árbol.....	18
Figura 2.6. Transporte de la caña.....	30
Figura 2.7 Patio de almacenamiento de bagazo.....	31
Figura 3-1 Central Termica planta Industrial ECUDOS.....	48
Figura 3-2. Ingreso de Caña.....	49
Figura 3-3. Línea de picadoras.....	49
Figura 3-4. Motores de Molinos.....	50
Figura 3-5. Molinos de Caña.....	50
Figura 3-6. Patio de Bagazo.....	51
Figura 3-7. Caldera # 4.....	53
Figura 3-8. Subestación 69 KV.....	56
Figura 3-9. Curva de vapor Turbogenerador 27.5 MW.....	58
Figura 5-1. Precio de la energía.....	89
Figura 5-2. Precio de energía año 2006.....	93
Figura 5-3. Flujo de energia durante la epoca de cultivo.....	99
Figura 5-4. Flujo de energia durante la zafra.....	106
Figura 6-1. Central de generación eléctrica.....	135
Figura 6-2. Entrada de tubería vapor a TG-4.....	136
Figura 6-3. Tubería de vapor 600 PSI.....	136
Figura 6-4. Esquema de control para disparo 52-L.....	138

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Precios Regulacion No. CONELEC – 003/02.....	8
Tabla 1-2. Precios Regulacion No. CONELEC – 004/04.....	9
Tabla 2-1. Comparación de biomosas para usarse como combustible en calderas.....	21
Tabla 2-2. Contenido de humedad.....	24
Tabla 2-3. Poder calorífico de biomosas disponible para cogeneración.....	25
Tabla 2-3. Composición química.....	26
Tabla 2-4. Producción nacional de materia prima.....	27
Tabla 2-5. Producción Estimada de energía eléctrica de biomosas potenciales.....	28
Tabla 2-6. Producción Estimada de energía eléctrica de Ingenios del Ecuador.....	29
Tabla 3-1. Características técnicas del Generador #1.....	33
Tabla 3-2. Características técnicas de la Turbina #1.....	33
Tabla 3-3. Características técnicas del Generador #2.....	34
Tabla 3-3. Características técnicas de la Turbina #2.....	34
Tabla 3-5. Características técnicas del Generador #3.....	35
Tabla 3-6. Características técnicas de la Turbina #3.....	35
Tabla 3-7. Inversión de la planta generadora.....	41
Tabla 3-8. Inversión S/E.....	41
Tabla 3-9. Inversión Línea 69 KV.....	42
Tabla 3-10. Inversión Molinos.....	44
Tabla 3-11. Inversión de Estudios y Diseños.....	45
Tabla 3-12. Resumen de Inversiones.....	45
Tabla 3-13. Costos operacionales-Bagazo.....	47
Tabla 3-14. Producción de Caña.....	51
Tabla 3-15. Bagazo disponible.....	52

Tabla 3-16. Características de las Calderas.....	52
Tabla 3-17. Bagazo requerido durante la zafra.....	53
Tabla 3-18. Producción de vapor durante la zafra.....	54
Tabla 3-19. Flujo de vapor de turbo-generadores.....	55
Tabla 3-20. Consumo de vapor de turbinas.....	55
Tabla 3-21. Flujo Específico de Vapor de unidades de Generación.....	58
Tabla 3-22. Generación Eléctrica de Unidades.....	59
Tabla 3-23. Energía Eléctrica para consumo propio y venta de excedentes.....	59
Tabla 4-1. Requisitos mínimos de Potencia y Energía-Gran Consumidor.....	75
Tabla 5-1. Precio de la energía.....	89
Tabla 5-2. Venta Excedentes 2005.....	90
Tabla 5-3 Venta Excedentes 2006.....	92
Tabla 5-4 Venta Excedentes 2007 en adelante.....	94
Tabla 5-5. Proyección de venta de excedentes durante 12 años.....	95
Tabla 5-6. Consumo de energía durante la interzafra.....	97
Tabla 5-7. Egresos por compra de energía.....	98
Tabla 5-8. Generación total año 2005.....	101
Tabla 5-9 Generación total año 2006.....	101
Tabla 5-10. Generación total año 2007.....	102
Tabla 5-11. Consumo planta industrial 2007 en adelante.....	102
Tabla 5-12. Costos de operación con bagazo.....	103
Tabla 5-13. Proyección de costos de operación con bagazo.....	105
Tabla 5-14. Calculo del flujo de caja.....	108
Tabla 5-15. Inversiones del proyecto.....	108
Tabla 5-16 Ingresos y Egresos del proyecto.....	109

Tabla 5-17. Estimación de costos financieros.....	111
Tabla 5-18. Depreciación de las instalaciones.....	112
Tabla 5-19. Ingresos no afectados por impuestos.....	114
Tabla 5-20. Flujo de caja. Generación con bagazo.....	115
Tabla 5-21. Indicadores económicos.....	117
Tabla 5-22. Ingresos por venta. Bagazo-Tamo.....	118
Tabla 5-23. Costos de operación.....	119
Tabla 5-24. Costos de operación. Bagazo-Tamo.....	121
Tabla 5-25. Inversiones del proyecto.....	122
Tabla 5-26. Costos financieros generación con bagazo-tamo de arroz.....	123
Tabla 5-27. Depreciación de las instalaciones.....	123
Tabla 5-28. Flujo de caja. Generación con bagazo y tamo de arroz.....	125
Tabla 5-29. Indicadores económicos.....	126
Tabla 5-30. Costos de producción. Bagazo – Diesel Oil.....	128
Tabla 5-31. Flujo de caja. Generación Bagazo-Diesel Oil.....	130
Tabla 5-32. Indicadores económicos.....	131
Tabla 5-33. Indicadores económicos (SOLO BAGAZO).....	132
Tabla 5-34. Indicadores económicos (BAGAZO – TAMO).....	132
Tabla 6-1. Disparo Interruptor 52-L.....	138
Tabla 6-2. Corrientes de cortocircuito 69 y 13.8 KV.....	153
Tabla 6-3. Tensiones de impulso y frecuencia industrial.....	154
Tabla 6-4. Tensiones de ensayo para aisladores.....	156
Tabla 6-5. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones.....	157
Tabla 6-6. Características de línea 69 KV.....	172
Tabla 6-7. Características mecánicas del conductor.....	176

INDICE DE PLANOS

- COGCAP3-1: Implantación general de ECUDOS
- COGCAP3-2: Disposición de máquinas de generación
- COGCAP3-3: Disposición de celdas de media tensión 5.5 KV
- COGCAP3-4: Diagrama unifilar media tensión 5.5 KV
- COGCAP3-5: Diagrama unifilar sistema eléctrico 4.16KV
- COGCAP3-6: Balance de vapor y energía
- COGCAP3-7: Balance de vapor y energía sin electrificación de molinos
- COGCAP6-1: Control de velocidad Turbina unidad #4
- COGCAP6-2: Metalclad 13.8KV
- COGCAP6-3: Tablero TG-3, Tablero TG-4
- COGCAP6-4: Tablero TG-1, Tablero TG-2
- COGCAP6-5: Tablero barra 69KV, Tablero transformador venta, Tablero transformador compra
- COGCAP6-6: Diagrama unifilar ECUDOS
- COGCAP6-7: Disposición de equipos, vista de corte
- COGCAP6-8: Subestación eléctrica, vista superior
- COGCAP6-9: Implantación de pilares Nivel +0.000
- COGCAP6-10: Vigas nivel + 5.9
- COGCAP6-11: Vigas nivel + 9.14
- COGCAP6-12: Vigas nivel + 13.7
- COGCAP6-13: Malla de tierra
- COGCAP6-14: Equipos de protección, control y monitoreo
- COGCAP6-15: Electrocanal: Protección, control, medición y fuerza
- COGCAP6-16: Esquema del Sistema de Comunicaciones.

- COGCAP6-17: Simbología de planos

INTRODUCCION

La ley de régimen del sector eléctrico en vista de los déficit de generación eléctrica que se han venido dando en los últimos años, ha elaborado una regulación que permite a las centrales que funcionen a base de combustibles renovables la venta de energía producida a un precio preferencial para incentivar las inversiones que se deben realizar para alcanzar este objetivo. En países como Brasil, Guatemala y Cuba la generación de electricidad mediante combustibles renovables se ha desarrollado mucho antes que en Ecuador. En estos países es muy utilizado el bagazo que es un residuo del proceso industrial de la caña de azúcar, pero no solo el bagazo de la caña de azúcar puede ser utilizado como combustible, existen otros residuos agrícolas como la cascarilla de arroz y los residuos de la palma africana, los cuales tienen las características necesarias para la combustión en calderas. En Ecuador existen tres grandes Ingenios que pueden aprovechar el bagazo de la caña para generar electricidad, para lo cual deberán realizar las ampliaciones en sus respectivas instalaciones. Según datos del Ministerio de Agricultura y Ganadería la producción de arroz y palma africana ofrecen una cantidad de residuos lo suficientemente grande para generar energía eléctrica, claro esta que se debe contar con las instalaciones necesarias para dicha producción. La cogeneración es la producción de vapor para uso industrial y para producción de energía eléctrica para el consumo propio y si las normas del sector lo permiten se puede llegar a vender energía. El proyecto de cogeneración mediante el bagazo de caña esta siendo implementado en el Ingenio San

Carlos, Ingenio Valdez e Ingenio La Troncal, se tiene previsto que para el año 2007 lleguen los tres Ingenios a vender 15 MW al sistema nacional interconectado, lo que daría una aportación de 45 MW lo cual significa una ayuda importante en épocas de déficit.

CAPITULO 1

MARCO LEGAL DEL PROYECTO

Las dos últimas regulaciones realizadas por el CONELEC son:

- ✚ REGULACION No. CONELEC – 003/02
- REGULACION No. CONELEC – 004/04

La regulación – 003/02, se basa en el art. 64 de la ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el cual se especifica que CONELEC es el ente regulador. De acuerdo a esta disposición el CONELEC establecerá las normas que deben aplicarse en el despacho de la energía eléctrica producida, a través de fuentes de energía no convencionales.

Es importante recalcar que todas las centrales que produzcan energía eléctrica a través de fuentes de energías no convencionales estarán sujetas a las regulaciones dictadas por el CONELEC. Lo cual se especifica al final del Art. 52, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El CONELEC en consideración al Art. 21 del Reglamento antes mencionado establecerá los precios para la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables no convencionales, estos valores estarán basados en referencias internacionales. Donde estos precios serán proporcionalmente distribuidos a los grandes consumidores y distribuidores por las transacciones económicas

realizadas en el MEM, ya que el Art.13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico lo establece en sus literales a) y e).

La regulación – 004/04, esta basada en el Art. 63 de la ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la cual se especifica que el Estado impulsará a través de la banca de desarrollo, las universidades, las instituciones privadas y los organismos públicos, el uso y desarrollo de los recursos energéticos no convencionales.

Si consideramos el uso de la energía renovable no convencional, para suplir con la demanda eléctrica del país, se reducirá la dependencia de la utilización de combustibles fósiles.

El establecer mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo de las tecnologías renovables no convencionales, sería de gran importancia para el país. Ya que la construcción de este tipo de centrales eléctricas reducirá los costos de energía eléctrica y dará paso a nuevas fuentes de trabajo

Esta ultima regulación, toma también a consideración el Art. 64 de la ley de Régimen del Sector Eléctrico, la cual fue explicada en los primeros párrafos.

1.1 OBJETIVO Y ALCANCE DE LA REGULACION

El objetivo principal en las dos últimas regulaciones es:

- Como serán despachadas las generadoras que producen energía eléctrica a través de fuentes no convencionales cuando esta energía sea entregada al Sistema Nacional Interconectado.
- Establecer los precios debido a la producción de energía a través de fuentes renovables no convencionales que es entregada al Sistema Nacional Interconectado.

- Se considera fuentes de energía renovable no convencionales a las siguientes: fotovoltaicas, eólicas, biogás, geotermia, biomasa y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas.
- La diferencia que existe entre las dos últimas regulaciones en este ítem es el periodo de vigencia que tendrá la misma.

1.2 CENTRALES BENEFICIADA POR LA REGULACION

Los siguientes tipos de centrales son beneficiadas por la regulación:

Central a biomasa: produce energía eléctrica a través de la quema y el aprovechamiento de la energía calorífica de los residuos forestales, agrícolas, agroindustriales, ganaderos y residuos urbanos.

Central a biogás: produce energía eléctrica a través de la combustión del biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.

Central eólica: aprovecha la energía cinética del viento para producir energía eléctrica.

Central solar fotovoltaica: aprovecha la energía de los fotones de la luz solar para producir energía eléctrica, que al impactar sobre las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Pequeñas centrales hidroeléctricas: aprovecha la energía cinética del agua para producir energía eléctrica, estas centrales deben tener una capacidad instalada igual o menor a 10 megavatios.

1.3 POTENCIA MAXIMA PARA VENTA

Las centrales que producen energía eléctrica a través de recursos renovables no convencionales, podrán tener como máxima capacidad de potencia instalada 15 MW, la potencia y energía adicional a la capacidad antes mencionada será comercializada como cualquier central convencional, donde esta capacidad limite podrá ser reajustada en el futuro. Así fue establecido en las dos últimas regulaciones entregadas por el CONELEC.

1.4 PREFERENCIA PARA CENTRALES BENEFICIADAS POR LA REGULACION

Las centrales que producen energía eléctrica a través de fuentes renovables no convencionales serán despachadas de manera preferente y obligatoria por el Cenace, según su capacidad instalada y lo establecido en el Art. 21 del Reglamento Sustitutivo para el Funcionamiento de MEM.

Cuando la energía eléctrica que producen las centrales renovables no convencionales, supere el 2% de la energía total que consume el país. Todas las centrales de este tipo que se integren al MEM, serán despachadas y consideradas como las generadoras convencionales, ósea de acuerdo a sus costos de producción.

Las centrales no convencionales que se instalaron antes de superar la capacidad del 2%, serán despachadas de manera obligatoria, y el precio de la energía no será tomado en cuenta para la determinación del costo marginal horario en el MEM. Así fue establecido en las dos últimas regulaciones entregadas por el CONELEC.

1.5 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICION

En las dos ultimas regulaciones formuladas por CONELEC, se establece que el punto de conexión para la entrega de energía eléctrica producida por los generadores no convencionales, puede estar ubicado en el Sistema de Transmisión o Distribución local y además se debe de cumplir con todas las normas técnicas establecidas.

El sistema de medición comercial estará sujeto a la última regulación vigente que trate sobre el tema, y deberá cumplir con todas las normas técnicas establecidas para es tipo de plantas.

1.6 CALIDAD DEL PRODUCTO

Las dos últimas regulaciones establecen que, los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por los generadores en un punto del SNI, deberán ser iguales a los establecidos para los generadores convencionales, y deben estar sujeta a la regulación vigente que trate sobre el tema.

1.7 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

Para este punto, en las dos últimas regulaciones no existe diferencia ya que en ambas se establece que, todos los equipos de medición, control, protección y conexión deben ser instalados por los generadores en su punto de entrega, cumpliendo con todas las normas vigentes que traten sobre el tema, además deben cumplir con las especificaciones técnicas otorgadas en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

1.8 PREVISION DE ENERGIA A ENTREGARSE.

En las dos últimas regulaciones se establece que, el CENACE realizará la programación diaria, en base a la información entregada por los generadores, sobre cual es la producción de energía horaria para cada día. Los generadores deben entregar la información, dentro de los plazos establecidos en los procedimientos de Despacho y Operación.

1.9 PRECIO DE LA ENERGIA.

Las dos últimas regulaciones establecen que, a los generadores no convencionales no se le reconocerá ningún pago por la potencia, solo se le reconocerá y pagará por la producción de energía. A continuación se detalla en la tabla 1-1 y tabla 1-2 la lista de precios expresado centavos de dólar americano por cada KWH, de acuerdo al tipo de central.

CENTRALES	PRECIO (CUSD / KWH)
EOLICAS	10.05
FOTOVOLTAICAS	13.65
BIOMASA – BIOGAS	10.23
GOTERMICAS	8.12

Tabla 1-1. Precios Regulacion No. CONELEC – 003/02

CENTRALES	PRECIO (CUSD/KWH)	
	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EOLICAS	9.31	12.10
FOTOVOLTAICAS	28.37	31.20
BIOMASA Y BIOGAS	9.04	9.94
GEOTERMICAS	9.17	10.08
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS HASTA 5 MW	5.80	6.38
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS MAYORES A 5 MW HASTA 10 MW	5.00	5.50

Tabla 1-2. Precios Regulacion No. CONELEC – 004/04

1.10 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos por la Regulación 004/04 serán garantizados y estarán vigentes por un periodo de 12 años. La fecha de suscripción del contrato de permiso, dará paso al inicio del periodo, si la suscripción fue antes del 31 de diciembre del 2006.

Las centrales renovables no convencionales, serán tratadas igual que cualquier central convencional cuando cumplan con su periodo de vigencia, y entrarán a competir en el MEM de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha.

Los precios y la vigencia establecida por la Regulación 003/02, serán respetados para las centrales que obtuvieron el permiso de suscripción y

entraron en operación comercial hasta el 31 de diciembre del 2004, de no ser así estas centrales estarán regidas por la regulación 004/04.

1.11 PRECIO DE LA ENERGIA A PARTIR DEL 2007.

Este punto fue establecido por el CONELEC en la regulación 004/04, para lo cual las empresas que modifiquen sus contratos por incremento de capacidad o lo suscriban en el año 2007, estarán sujetas a la revisión de los precios de la energía y a la vigencia del periodo. Esto será aplicable a partir de ese año y solo a los casos antes mencionados. El CONELEC fijara el precio de este tipo de energía en base a referencias internacionales, y fijara el periodo de vigencia a partir de esa fecha.

La regulación 003/02 establece lo antes mencionado pero para el año 2005.

1.12 PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE.

Si el punto de conexión y medición con el sistema, esta alejado de la central, es necesario construir una línea de transmisión para transportar la energía, entonces sí el generador construye esta línea en su totalidad, sobre el precio antes mencionado se le pagará el valor adicional de 0.06 centavos USD/KWH/Km, con un limite máximo de 1.5 centavos USD/KWH. Esto fue establecido por las dos últimas regulaciones que entregó el CONELEC para la operación del S.N.I.

1.13 LIQUIDACION DE LA ENERGIA.

Las dos últimas regulaciones realizadas por el CONELEC coinciden en establecer lo siguiente:

- El Cenace entregará una liquidación mensual a los generadores no convencionales, la cual será el pago por la energía entregada y medida en el punto de conexión con el S.N.I
- Los precios establecidos por la última regulación vigente serán tomados como base, para realizar dicha liquidación, para lo cual se aplicaran las mismas normas que a los generadores convencionales.
- El Cenace entregará una liquidación a los distribuidores y grandes consumidores, en la cual se incluirá el cargo correspondiente para pagar a los generadores no convencionales, por la energía medida en el punto de conexión y entrega con el S.N.I, el recargo asignado a cada planilla será proporcional a la energía comprada mensualmente, por los distribuidores y grandes consumidores en el MEM, ya sea a través de contratos a plazos o en el mercado ocasional.

1.14 SISTEMAS NO INCORPORADOS.

Todos los precios fijados en la última regulación son aplicables para aquellos sistemas que no se encuentran conectados al S.N.I, lo cual fue explicado en los literales anteriores.

La energía producida por generadores no convencionales, que es entregada a un sistema no incorporado al S.N.I, será considerado por el CENACE para efecto de liquidación, como entregado al MEM y su costo será distribuido entre todos los agentes de dicho sistema.

El CENACE en conjunto con los generadores no convencionales y los distribuidores no integrados al S.N.I. determinarán el procedimiento para la liquidación de energía entregada y recibida, así fue establecido en las dos últimas regulaciones entregada por el CONELEC.

1.15 DISPOSICIONES FINALES

La penúltima regulación que fue la 003/02 sustituyó a la regulación No. CONELEC – 008/00, la cual quedó derogada en su totalidad en todas sus partes.

La regulación No. CONELEC – 003/02 fue aprobada por el directorio del CONELEC, mediante resolución No. 0074/02, en la sesión del 26 de Marzo del 2002.

La última regulación entró en vigencia el 1 de enero del 2005, la cual sustituyó a la regulación No. CONELEC 003/02, la cual quedo derogada en todas sus partes, a partir de esta fecha.

La regulación No. CONELEC – 004/04 fue aprobada por el directorio del CONELEC, mediante resolución No. 280/04, en la sesión del 24 de diciembre del 2004.

CAPITULO 2

PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA BIOMASA

Se entiende por biomasa la energía solar acumulada por fotosíntesis en la materia orgánica de los vegetales de la corteza terrestre que puede aprovecharse energéticamente de dos maneras:

- Quemando la biomasa en hornos o calderas para obtener energía térmica.
- Transformando la biomasa en otro tipo de combustible para poder almacenarla y transportarla mejor antes de utilizarla.

Por lo regular se lo expresa en términos de materia seca por unidad de área. Las plantas al recibir la luz solar captan esta energía y la acumulan en forma de energía química convirtiéndose en fuentes renovables. A este proceso químico, el cual, es el almacenamiento de energía solar en forma de materia orgánica se lo denomina "energía de la biomasa" y es el que ha mantenido la vida hasta nuestros días en la tierra.

La energía de biomasa renovable que más se utilizan para los proyectos de cogeneración eléctrica proviene de:

- Bagazo de caña
- Cascarilla de arroz
- Palma africana

- Residuos de la madera

La biomasa vegetal es adecuada utilizarla a nivel industrial para la producción de energía por combustión o para la producción de otras sustancias de interés mediante procesos de fermentación. La figura 2-1 muestra la caña de azúcar y sus partes más destacables: hojas verdes, tallo y hojas secas.

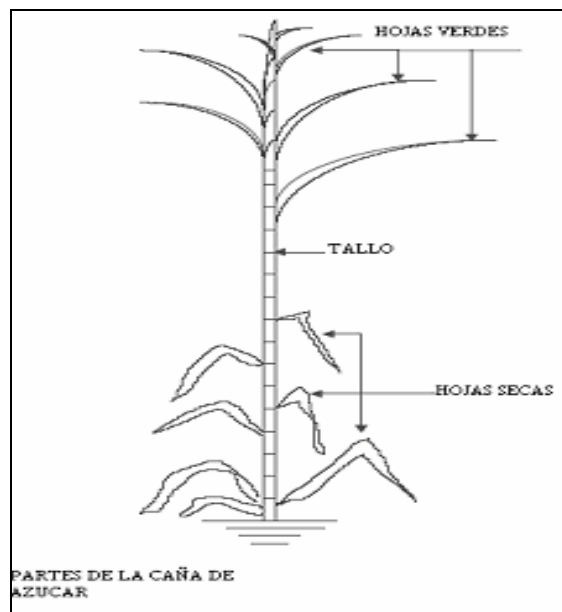


Figura 2-1. Partes de la caña de azúcar

2.2 EL RECURSO DE LA BIOMASA

La biomasa pertenece a los recursos energéticos del planeta, los recursos energéticos se dividen en:

- Recursos no renovables
- Recursos naturales renovables

RECURSOS NO RENOVABLES

Estos recursos tienen un proceso de regeneración muy lento, ya que su velocidad de reproducción es menor a la velocidad de consumo, por lo tanto

esta fuente de energía podría agotarse. Como es el caso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y de los minerales.

El consumo masivo de las fuentes de energía no renovables durante muchos años, ha permitido estimar que, de continuar con este ritmo, las reservas de combustibles fósiles se agoten en un intervalo de tiempo de 50 a 100 años.

Hace algunos años muchos países industrializados se dedicaron a la construcción de centrales nucleares, pensando que esta era la solución al problema del agotamiento de los recursos fósiles, y por este motivo algunos países como Francia y Bélgica actualmente obtienen más del 50% de su electricidad debido a la energía nuclear.

RECURSOS NATURALES RENOVABLES

Estos recursos tienen la capacidad de regenerarse natural o artificialmente a una velocidad similar a la velocidad de consumo, por este motivo se mantienen de forma más o menos constantes en la naturaleza, como es el caso del agua y los alimentos.

Actualmente el ser humano tiene una gran dependencia de los diferentes tipos de energía, ya que estas constituyen uno de los pilares fundamentales de nuestra civilización, sin las cuales sería casi imposible realizar nuestras actividades diarias. Las fuentes de energía convencionales cada vez se agotan más debido al uso desmedido de las mismas, por lo tanto la extracción de estos recursos es cada vez más caro.

A la vista de estos inconvenientes, los distintos gobiernos del mundo han puesto en marcha, a partir de la crisis petrolífera de 1973, diversos proyectos de investigación sobre otras fuentes de energía que puedan resultar rentables cuando el coste de las fuentes tradicionales aumente. Estas nuevas energías son las denominadas alternativas

2.3 FUENTES DE BIOMASA

La energía de la biomasa es aquella que se obtiene a partir de los cultivos acuáticos, residuos forestales y agrícolas, desechos urbanos, desechos

animales, etc. Genéricamente las fuentes de biomasa se pueden clasificar en primarias y secundarias.

Primarias. Son todos aquellos recursos forestales, tales como árboles, plantas, etc. La figura 2.2 es un ejemplo de los recursos forestales.



Figura 2-2. Plantación de caña. Recurso primario de biomasa

Secundarias. Son básicamente los residuos tales como: el aserrín, las hojas de los árboles, los residuos agrícolas, la paja rastrojo y los residuos urbanos. La figura 2.3 representa el transporte y almacenamiento del aserrín, para luego ser utilizado como combustible en los diferentes procesos industriales.



Figura 2-3. Recolección de bagazo, residuo de la caña de azúcar

Para obtener una mejor comprensión de las fuentes de biomasa se las ha clasificado de la siguiente forma:

- Plantaciones energéticas
- Residuos forestales
- Desechos agrícolas
- Desechos industriales
- Desechos urbanos.

2.3.1 PLANTACIONES ENERGÉTICAS

Existen muchos cultivos agrícolas que pueden ser utilizados para la producción de energía como es el caso de, la caña de azúcar, el maíz y el trigo. También podemos usar plantas aceitosas tales como: la palma de aceite girasol y la palma de aceite de soya. Además existen plantas acuáticas con un alto contenido energético como es el caso del jacinto de agua o las algas. Todas estas plantas pueden ser utilizadas para producir combustibles líquidos como el etanol y el biodiesel.

Las plantaciones energéticas son aquellos árboles o plantas cultivadas con la finalidad de producir energía. Por este motivo se escoge vegetación de crecimiento rápido, que no son vulnerables a ciertas plagas, por lo tanto, necesitan muy poco cuidado para su crecimiento y total desarrollo. La figura 2.4 representa un campo en el cual se realizan cultivos de plantaciones energéticas.



Figura 2-4. Plantación energética.

2.3.2 RESIDUOS FORESTALES

Los residuos de procesos forestales son una importante fuente de biomasa que actualmente es poco explotada. Se considera que, de cada árbol extraído para la producción maderera, sólo se aprovecha comercialmente un porcentaje cercano al 20%. Se estima que un 40% es dejado en el campo, en las ramas y raíces, a pesar de que el potencial energético es mucho mayor como se muestra en la figura 2-5, y otro 40% en el proceso de aserrío, en forma de astillas, corteza y aserrín.

La mayoría de los desechos de aserrío son aprovechados para generación de calor, en sistemas de combustión directa; en algunas industrias se utilizan para la generación de vapor. Los desechos de campo, en algunos casos, son usados como fuente de energía por comunidades aledañas, pero la mayor parte no es aprovechada por el alto costo del transporte.

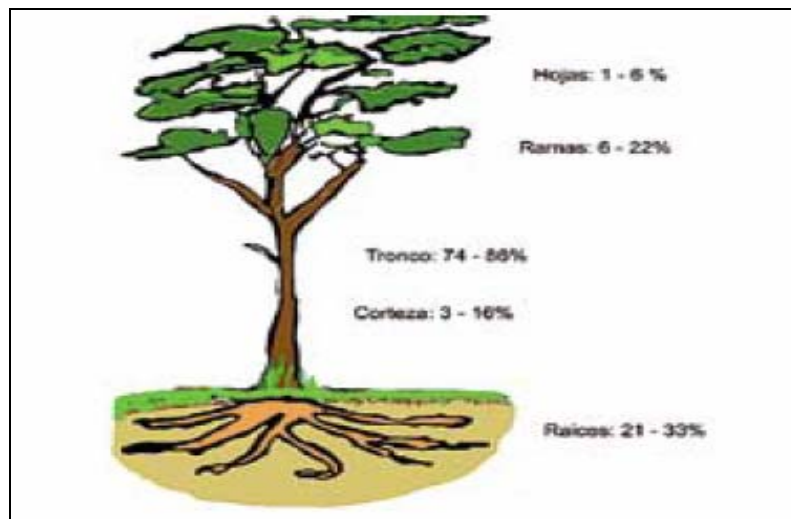


Figura 2-5. Potencial Energético estimado de un árbol.

2.3.3 DESECHOS AGRÍCOLAS

Los desechos agrícolas son aquellos restos de las plantas que deben separarse para la obtención de su fruto o para facilitar el cultivo propio de la misma. Existe una gran cantidad de residuos con potencial interés industrial y energético, que localmente pueden tener alguna utilidad, pero cuya eliminación constituye un problema en las labores de explotación agrícola. Esta categoría de residuos se produce principalmente en los siguientes cultivos: Cereales grano, originando cáscaras y pajas. Frutales, cuya poda anual es una fuente considerable de material combustible. En definitiva, en Ecuador se producen anualmente una gran cantidad de residuos agrícolas. Teniendo en cuenta que los residuos mencionados son de bajo contenido en humedad, es lógico pensar que se puedan transformar en energía útil por métodos termoquímicos (del tipo de la combustión).

2.3.4 DESECHOS INDUSTRIALES.

Para el caso puntual de este análisis el BAGAZO DE CAÑA es el residuo del proceso industrial para la elaboración del azúcar, se utiliza al bagazo de la caña como combustible para quemarlo en las cuatro calderas del Ingenio, de esta forma se obtendrá el vapor que hará funcionar las cuatro turbinas de los grupos de generación eléctrica, anteriormente se usaba buena parte del vapor producido por las calderas para el proceso de molienda, pero al emplearse motores eléctricos y no turbinas de vapor para la molienda de la caña este vapor se lo emplea para las turbinas de los grupos de generación eléctrica, que a su vez suministran de energía eléctrica a los motores eléctricos usados para la molienda, esta nueva distribución del vapor obtenido por las calderas constituye un balance energético cuyo objetivo es la generación de 15MW para la venta en el mercado eléctrico mayorista.

2.3.4 DESECHOS URBANOS.

Los residuos urbanos deben ser tratados a gran escala, a través de procesos especiales de transformación. Estos procesos han de ser básicamente diferentes para los residuos sólidos y para las aguas residuales, debido al diferente estado físico en que se encuentran estos productos residuales; además, la recolección de los mismos presenta diferentes problemáticas.

2.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA BIOMASA

Las características de gran parte de la biomasa hacen que en la mayoría de los casos no sea adecuada para reemplazar a los combustibles convencionales, por lo que es necesaria una transformación previa de la biomasa en combustibles de mayor densidad energética y física, contándose para ello con diversos procedimientos, que generan una gran variedad de productos. Los combustibles así obtenidos deberán presentar las siguientes ventajas:

- Presentar escaso contenido en azufre.
- Presentar bajo contenido en cenizas.
- Contribuir a mejorar la calidad del medio ambiente.

Los productos obtenidos de la biomasa para ser utilizados como combustibles en calderas de vapor, aplicables en nuestro país son los siguientes:

- Bagazo, obtenido de la caña de azúcar
- Cascarilla de arroz
- Palma africana, de la cual se aprovecha la fibra y la cáscara.

La tabla 2-1 compara los productos antes mencionados en función:

- La cantidad de azufre que contienen
- La cantidad de cenizas que contienen
- El impacto en el ambiente por el uso de estos productos como combustible para la producción de energía.

	BAGAZO DE CAÑA	CASCARILLA DE ARROZ	PALMA AFRICANA
CONTENIDO DE AZUFRE	0,01%	0,04%	0,03%
CONTENIDO DE CENIZAS	6,53%	17,10%	4%
IMPACTO AMBIENTAL	Presenta una menor emisión de CO2 al ambiente en comparación con el diesel, lo hace un combustible ecológico	Las emisiones de CO2 es reducida, también las emisiones de NOx, se evita el desperdicio y la consecuente quema de la cascarilla	Reduccion en las emanaciones de gas metano y oxidos nitrosos, leve reduccion en las emisiones de CO2 a la atmosfera

Tabla 2-1. Comparación de biomazas para usarse como combustible en calderas

La formación de materia viva o biomasa a partir de la luz solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis gracias al cual se producen grandes moléculas de alto contenido energético (en forma de energía química), cuyo coste de almacenamiento es nulo y, en principio, sin pérdidas.

La originalidad de esta tecnología es el hecho de que toma prestadas del medio ambiente natural la energía (fotones de luz) y las materias primas consumidas (carbono, hidrógeno, nitrógeno, potasio y fósforo). La acción de construir unos edificios ordenados (macromoléculas de glucosa, principalmente) a partir de elementos suministrados en desorden por la naturaleza (carbono, hidrógeno, oxígeno) exige, de acuerdo a las leyes de la Termodinámica, cantidades muy importantes de energía (673 kcal/mol de glucosa obtenida) de las cuales, la mayor parte es desechada a la atmósfera. Pero, a pesar de que el rendimiento termodinámico de la fotosíntesis es particularmente bajo, la operación resulta, no obstante, rentable, debido al regalo de la energía solar y a la utilidad de los productos finales (principalmente alimentos).

Como consecuencia de la actividad fotosintética de los vegetales, se forma una masa viviente que hemos denominado biomasa. Sin embargo, ésta es transformada posteriormente en los distintos niveles de seres vivos que conocemos.

Así pues, en un sentido amplio del término, se puede definir como biomasa al

conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis o bien evolucionados en la cadena biológica.

2.4.1 TIPO DE BIOMASA

Hay 2 tipos de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis:

- Biomasa vegetal es generada a partir de la fotosíntesis.
- Biomasa animal es producida a través de la cadena biológica.

Esta última la biomasa animal se genera a través de la biomasa residual. Mientras que lo que hoy día se conoce como combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) no es otra cosa que "biomasa fósil".

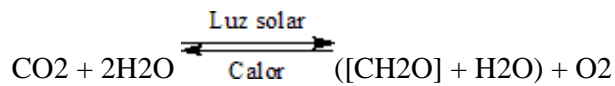
2.4.2 COMPOSICIÓN QUÍMICA Y FÍSICA

Las características químicas y físicas de la biomasa determinan el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar; por ejemplo, los desechos animales producen altas cantidades de metano, mientras que la madera puede producir el denominado "gas pobre", que es una mezcla rica en monóxido de carbono (CO). Por otro lado, las características físicas influyen en el tratamiento previo que sea necesario aplicar.

La biomasa es el nombre dado a cualquier materia orgánica de origen reciente que haya derivado de animales y vegetales como resultado del proceso de conversión fotosintético. La energía de la biomasa deriva del material de vegetal y animal, tal como madera de bosques, residuos de procesos agrícolas y forestales, y de la basura industrial, humana o animales.

El valor energético de la biomasa de materia vegetal proviene originalmente de la energía solar a través del proceso conocido como

fotosíntesis. La energía química que se almacena en las plantas y los animales (que se alimentan de plantas u otros animales), o en los desechos que producen, se llama *bioenergía*. Durante procesos de conversión tales como la combustión, la biomasa libera su energía, a menudo en la forma de calor, y el carbón se oxida nuevamente a dióxido de carbono para restituir el que fue absorbido durante el crecimiento de la planta. Esencialmente, el uso de la biomasa para la energía es la inversa de la fotosíntesis.



Fotosíntesis

Este proceso de captación de la energía solar y su acumulación en las plantas y árboles como energía química es un proceso bien conocido. Los carbohidratos, entre los que se encuentra la celulosa, constituyen los productos químicos primarios en el proceso de bioconversión de la energía solar y al formarse aquellos, cada átomo gramo de carbono (14gr) absorbe 112kcal de energía solar, que es precisamente la que después se recupera, en parte con la combustión de la celulosa o de los combustibles obtenidos a partir de ella (gas, alcohol, etc.)

En la naturaleza, toda la biomasa se descompone a sus moléculas elementales acompañada por la liberación de calor. Por lo tanto la liberación de energía para la transformación de biomasa en energía útil, imita procesos naturales, pero en una tasa más rápida. Debido a esto, la energía obtenida de la biomasa es una forma de energía renovable. Utilizar esta energía sustituye al carbón y no añade dióxido de carbono al medio ambiente, a diferencia de los combustibles fósiles. De todas las fuentes renovables de energía, la biomasa tiene la característica de almacenar energía solar con eficiencia. Además, es la única fuente renovable de carbón, y puede ser procesada convenientemente en combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

La biomasa puede utilizarse directamente (por ejemplo combustión de madera para la calefacción y cocinar) o indirectamente convirtiéndola

en un combustible líquido o gaseoso (ej: etanol a partir de cosechas del azúcar o biogás de la basura animal). La energía neta disponible en la biomasa por combustión es de alrededor de 8MJ/kg para la madera verde, 20MJ/kg para la materia vegetal seca en horno, 55MJ/kg para el metano; en comparación con cerca de 23 a 30MJ/kg para el carbón. La eficiencia del proceso de la conversión se determina cuánto la energía real puede ser utilizada en forma práctica.

2.4.3 CONTENIDO DE HUMEDAD (H.R.)

El contenido de humedad de la biomasa es la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. Para la mayoría de los procesos de conversión energética es imprescindible que la biomasa tenga un contenido de humedad inferior al 30%. Muchas veces, los residuos del proceso productivo salen con un alto contenido de humedad, que obliga a implementar operaciones de acondicionamiento o secado de estos residuos, antes de ingresarlo al proceso de conversión de energía. La tabla 2-2 muestra la humedad que contienen las biomásas más factibles a utilizar como combustible en calderas.

BIOMASA	HUMEDAD %
BAGAZO DE CAÑA	46,9
CASCARILLA DE ARROZ	6,5
CASCARA DE LA PALMA AFRICANA	8,0
FIBRA DE LA PALMA AFRICANA	35,0
EBF (TUSA) DE LA PALMA AFRICANA	29,5

Tabla 2-2. Contenido de humedad.

2.4.4 PORCENTAJE DE CENIZAS

El porcentaje de cenizas indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material. En los procesos que incluyen la combustión de biomasa, es importante conocer el porcentaje de ceniza que se producirá y cual es su composición, ya que, en algunos casos, ésta puede ser utilizada a nivel industrial; por ejemplo, la ceniza de la cascarilla de arroz es un excelente aditivo en la mezcla de concreto o para la fabricación de filtros de carbón activado.

2.4.5 PODER CALÓRICO

La energía disponible de la biomasa está determinada por el contenido calórico de la misma por unidad de masa. Su poder calórico está relacionado directamente con su contenido de humedad. Un elevado porcentaje de humedad reduce la eficiencia de la combustión debido a que una gran parte del calor liberado se usa para evaporar el agua y no se aprovecha en la reducción química del material.

El poder calorífico superior de una biomasa es el contenido calórico de esta cuando tiene un 0% de humedad, en cambio el poder calorífico inferior es cuando la biomasa tiene humedad, la humedad reduce el poder calorífico de la biomasa. La tabla 2-3 muestra el poder calorífico superior y el poder calorífico inferior de las biomasas que pueden ser utilizadas en nuestro país.

BIOMASA	PODER CALORIFICO SUPERIOR KCAL/KG	PODER CALORIFICO INFERIOR KCAL/KG	PODER CALORIFICO SUPERIOR MJ/KG	PODER CALORIFICO INFERIOR MJ/KG
BAGAZO DE CAÑA	2142	1696	8,97	7,50
RESIDUOS DE PALMA AFRICANA (CASCARA)	4359	3881	18.25	16.28
CASCARILLA DE ARROZ	4251	3822	17.8	16

Tabla 2-3. Poder calorífico de biomasas disponible para cogeneración

2.4.6 DENSIDAD APARENTE

La densidad aparente es el peso que tiene la materia por unidad de volumen. Combustibles con alta densidad aparente favorecen la relación de energía por unidad de volumen, requiriéndose menores tamaños de los equipos y aumentando los períodos entre cargas. Por otro lado, materiales con baja densidad aparente necesitan mayor volumen de almacenamiento y transporte y, algunas veces, presentan problemas para fluir por gravedad, lo cual complica el proceso de combustión, y eleva los costos del proceso.

2.4.7 CARACTERISTICAS DE LA BIOMASA A APLICARSE EN ESTE ESTUDIO

El poder calorífico de las diferentes biomásas es uno de los aspectos más importantes para la elección de la biomasa a utilizar como combustible, la composición química de los tipos de biomasa determinan el poder calorífico de esta. A continuación la tabla 2-3 presenta los componentes más importantes de las siguientes biomásas.

BIOMASA	C	N	H	O
BAGAZO DE CAÑA	44,60%	0,60%	5,80%	42,50%
CASCARILLA DE ARROZ	34,20%	0,60%	4,70%	54,50%
CASCARA DE LA PALMA AFRICANA	35,50%	0,60%	6,35%	55,15%
FIBRA DE LA PALMA AFRICANA	30,60%	0,70%	6,90%	59,70%
EBF (TUSA) DE LA PALMA AFRICANA	20,80%	0,60%	7,40%	69,20%

Tabla 2-3. Composición química

En Ecuador la producción de caña de azúcar, arroz y palma africana es considerable, de tal forma que se pueden aprovechar los residuos de estos productos para ser utilizados como combustibles para su

combustión en calderas. La tabla 2-4 muestra la producción nacional durante los últimos años de los productos mencionados.

BIOMASA	2003 (TM)	2004 (TM)	2005 (TM)
CAÑA DE AZUCAR	5300000,00	5304000,00	5460000,00
FRUTO DE PALMA AFRICANA	1309660,77	1395760,14	1596690,78
ARROZ	1194807,00	1360757,00	1104575,00

Tabla 2-4. Producción nacional de materia prima.

Con los valores anteriormente presentados se obtendrá una estimación de la producción de energía eléctrica en base a los siguientes aspectos:

- Producción anual de la materia prima
- Porcentaje de los residuos de la materia prima que pueden ser empleados como combustibles en las calderas
- Poder calorífico de los residuos
- Eficiencia del proceso, en la que se considera las siguientes eficiencias:
 - Eficiencia del ciclo termodinámico
 - Eficiencia de la caldera
 - Eficiencia de las tuberías de vapor
 - Eficiencia de la turbina
 - Eficiencia del generador

La tabla 2-5 muestra los resultados de la estimación de producción de energía eléctrica durante 6 meses, es decir 4380 horas. La tabla 2-6 muestra la producción estimada de energía de los Ingenio azucareros en Ecuador, considerando que producen solo durante la zafra, esto es durante seis meses.

Materia Prima	Produccion Anual (TON) ECUADOR	Residuo	Residuo %	Residuo Generado (TON)	Poder Calorífico MJ/Kg	Energía Potencial PJ	Eficiencia conversion eléctrica	Conversión GWH/PJ	Conversión GWH/PJ (Del Proceso)	GWH	Horas de Produccion	MW
Palma Africana	1.596.690,78	EDF (TUSA)	21,14%	337.540,43	4,51	1,52	16%	277,77	44,44	67,66	4380	15,45
		Fibra	12,72%	203.099,07	14,20	2,88	17%	277,77	47,22	136,19	4380	31,09
		Cáscara	5,67%	90.532,37	16,25	1,47	18%	277,77	50,00	73,56	4380	16,79
Arroz	1.104.575,00	Cáscara	22,00%	243006,5	16,00	3,89	21%	277,77	58,33	226,80	4380	51,78
Caña de Azucar	5.460.000,00	Bagaso	28,80%	1572480	7,50	11,79	17%	277,77	47,22	556,90	4380	127,15

Tabla 2-5. Producción Estimada de energía eléctrica de biomásas potenciales

INGENIO AZUCARERO	Porcentaje de Produccion Nacional	Produccion Anual (TON)	Bagaso (Residuo)	Residuo Generado (TON)	Poder Calorífico MJ/Kg	Energía Potencial PJ	Eficiencia conversion eléctrica	Conversión GWH/PJ	Conversión GWH/PJ (Del Proceso)	GWH	Horas de Produccion	MW
SAN CARLOS	32,86%	1794156	28,80%	516716,93	7,50	3,88	17%	277,77	47,22	183,00	4380	41,78
VALDEZ	30,11%	1644006	28,80%	473473,73	7,50	3,55	17%	277,77	47,22	167,68	4380	38,28
ECUDOS	27,77%	1516242	28,80%	436677,7	7,50	3,28	17%	277,77	47,22	154,65	4380	35,31
MONTERREY	3,42%	186732	28,80%	53778,816	7,50	0,40	17%	277,77	47,22	19,05	4380	4,35
IANCEM	4,40%	240240	28,80%	69189,12	7,50	0,52	17%	277,77	47,22	24,50	4380	5,59
ISABEL MARIA	1,45%	79170	28,80%	22800,96	7,50	0,17	17%	277,77	47,22	8,08	4380	1,84

Tabla 2-6. Producción Estimada de energía eléctrica de Ingenios del Ecuador

2.5 RECOLECCIÓN, TRANSPORTE Y MANEJO DEL BAGAZO DE CAÑA

Las condiciones para la recolección, el transporte y el manejo de la biomasa son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación en todo proceso de conversión energética. La ubicación del material con respecto a la planta de procesamiento y la distancia hasta el punto de utilización de la energía convertida, deben analizarse detalladamente para lograr un nivel de operación del sistema por encima del punto de equilibrio, con relación al proceso convencional. La figura 2.6 muestra como es transportada la caña y distribuida en las picadoras, para luego ser procesada y de esta manera obtener azúcar que es el producto principal del proceso. Como desperdicio o desecho del mismo se obtiene el bagazo de caña, el cual será almacenado para su posterior uso.



Figura 2.6. Transporte de la caña

La figura 2.7 muestra como se almacenan los residuos de la caña de azúcar una vez que esta ha sido procesada, a estos residuos se los conoce con el nombre de bagazo de la caña.



Figura 2.7 Patio de almacenamiento de bagazo

CAPITULO 3.

DESARROLLO DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.

El Ingenio “La Troncal” de propiedad de la compañía ECUDOS S.A. está ubicado en la ciudad de La Troncal provincia del Cañar, las instalaciones del Ingenio se encuentran cerca de las zonas de cultivo y convenientemente alejada de la zona urbana de la ciudad. El plano COGCAP3_1 muestra la implantación general del Ingenio y las instalaciones más relevantes para esta tesis.

Hasta el año 2005 el parque Generador de la compañía ECUDOS S.A. está compuesto por 3 Turbogeneradores a contrapresión, con las siguientes potencias nominales: Generadores No. 1 y No 2 de 3 MW cada uno y el Generador No. 3 de 12 MW. Estos generadores han sido utilizados para cubrir en parte la carga del Ingenio, ya que la EEMCA (Empresa Eléctrica Milagro S.A.) cubre la carga restante. El vapor que mueve las turbinas es producido por medio de calderos, los cuales utilizan como combustible el bagazo de la caña, que es un residuo del proceso de elaboración del azúcar. El plano COGCAP3_2 muestra las instalaciones asociadas a los generadores No. 1&2 y 3.

Las características de los generadores con sus respectivas turbinas son las siguientes:

- Unidad de generación # 1:

MARCA	FIVES LILLE CAIL
AÑO DE FABRICACIÓN	1967
ALTERNATEUR TYPE	DU710B
NUMERO DE SERIE	# 32751
FASES	3
FRECUENCIA	60 HZ
POTENCIA NOMINAL	3,750 KVA
INTENSIDAD NOMINAL	394 AMPERIOS
FACTOR DE POTENCIA	0.8
VOLTAJE	5,500 VOLTIOS Y
VELOCIDAD	1,800 RPM
FACTOR SERVICIO	S1
AISLACION	CL B

EXCITATRIZ TENSIÓN	58 VOLTIOS
EXCITATRIZ AMPERAJE	270 AMPERIOS

Tabla 3-1. Características técnicas del Generador #1

MARCA	FIVES LILLE CAIL
AÑO DE FABRICACIÓN	1967
MODELO	41 CP-WEGO-4
NUMERO DE SERIE	651
CAPACIDAD	3,000 KW
VELOCIDAD	9,000 RPM
PRESION ADMISION	20 BARES - 340°C
PRESION ESCAPE	1.5 BARES

Tabla 3-2. Características técnicas de la Turbina #1

- Unidad de generación # 2:

MARCA	FIVES LILLE CAIL
AÑO DE FABRICACION	1967
ALTERNATEUR TYPE	DU710B
NUMERO DE SERIE	# 32750
FASES	3
FRECUENCIA	60 HZ
POTENCIA NOMINAL	3,750 KVA
INTENSIDAD NOMINAL	394 AMPERIOS
FACTOR DE POTENCIA	0.8
VOLTAJE	5,500 VOLTIOS Y
VELOCIDAD	1,800 RPM
FACTOR SERVICIO	S1
AISLACION	CL B

EXCITATRIZ TENSION	58 VOLTIOS
EXCITATRIZ AMPERAJE	270 AMPERIOS

Tabla 3-3. Características técnicas del Generador #2

MARCA	COPPUS MURRAY
TYPE	U
NUMERO DE SERIE	5289
CAPACIDAD	3.160 KW
VELOCIDAD	5,000 RPM
PRESION ADMISION	304.5 PSIG
TEMPERATURA ADMISION	644°F
PRESION ESCAPE	21.75 PSIG

Tabla 3-3. Características técnicas de la Turbina #2

- Unidad de generación # 3:

MARCA	GENERAL ELECTRIC
AÑO DE FABRICACION	1962
ALTERNADOR TIPO	DU710B
NUMERO DE SERIE	# 8328359
FASES	3
FRECUENCIA	60 HZ
POTENCIA NOMINAL	15,625 KVA
INTENSIDAD NOMINAL	2,169 AMPERIOS
FACTOR DE POTENCIA	0.8
VOLTAJE	4,160 VOLTIOS Y
VELOCIDAD	3,600 RPM
ENFRIAMIENTO	AIR-COOLED

EXCITATRIZ TENSION	250 VOLTIOS
EXCITATRIZ AMPERAJE	1,195 AMPERIOS
EXCITARIZ ESTATICA	EX 2000

Tabla 3-5. Características técnicas del Generador #3

MARCA	GENERAL ELECTRIC
NUMERO DE SERIE	139851
CAPACIDAD	7,000 KW
VELOCIDAD	3,600 RPM
PRESION ADMISION	304.5 PSIG
TEMPERATURA ADMISION	644°F
PRESION ESCAPE	21.75 PSIG

Tabla 3-6. Características técnicas de la Turbina #3

SISTEMA ELECTRICO 5.5 KV

Antes del proyecto de cogeneración el Ingenio recibía la energía por medio de una red de 13.2 KV propiedad de EEMCA, esta línea de 13.2 KV llega a una estructura de la cual se derivan dos acometidas para los siguientes equipos:

- Transformador 300 KVA 13.2/0.22 KV para alumbrado industrial.
- Estructura para derivación de dos acometidas para los dos bancos de transformadores de 600 KVA 13.2/5.5 KV, el cual se conecta con la barra de 5.5 KV del sistema eléctrico del Ingenio en el momento que más le sea conveniente al Ingenio.

El servicio eléctrico que suministra EEMCA al Ingenio no es muy confiable, se presentan interrupciones del servicio en un promedio de tres cortes por semana, cada corte con una duración aproximada de una hora.

El Ingenio cuenta con generadores de emergencia en caso de no contar con su propia generación o con la empresa eléctrica, los generadores de emergencia son los siguientes:

- Generador Cummins-Onan 1 MW ; 480 V Y, 1800 RPM; 60Hz; F.P. 0.8
- Generador Caterpillar 1 MW ; 480 V Y, 1800 RPM; 60Hz; F.P. 0.8

El plano COGCAP3_3 muestra la disposición física de las celdas de media tensión de 5.5 KV y su demanda de potencia estimada, el plano COGCAP3_4 muestra el diagrama unifilar del Ingenio antes de proyecto de cogeneración con bagazo.

CANAL DE CAPTACION DE AGUA

CANAL PERIMETRAL

CALDERAS

Central Eléctrica

ECUDOS

BODEGA DE AZUCAR

PISCINA DE TRATAMIENTO DE AGUA
PROVENIENTE DE FABRICA

BODEGA DE
QUIMICOS

AREA DISPONIBLE PARA
CONSTRUCCION S/E

PATIO DE CAÑA

PATIO DE CAÑA



ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAJO EN EL INGENDU "LA TRONCAL"

ESUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

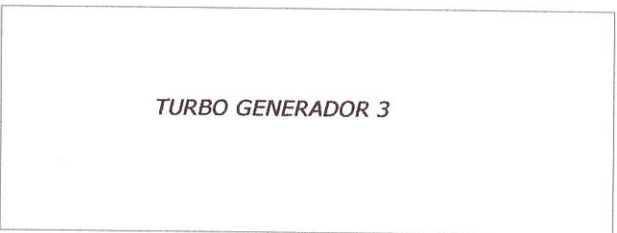
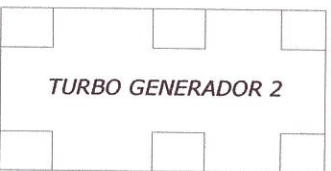
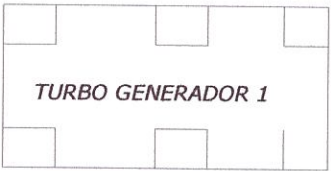
CONTIENE: IMPLANTACION GENERAL DE LA PLANTA ECUDOS

AUTOR: ALEX CASTRO

PLANO: COGCA93-1

REVISION: 001

CENTRAL ELECTRICA



CELDAS DE MEDIA TENSION 5.5KV

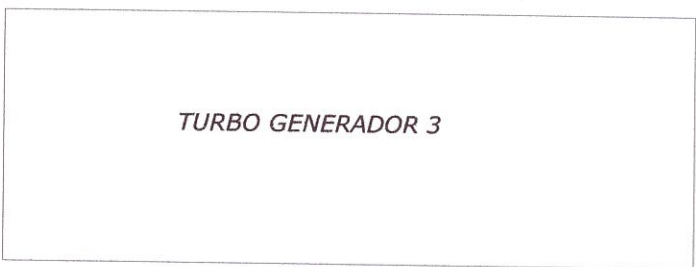
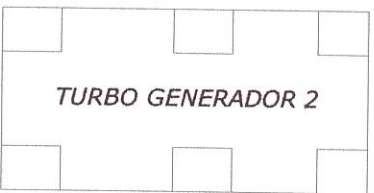
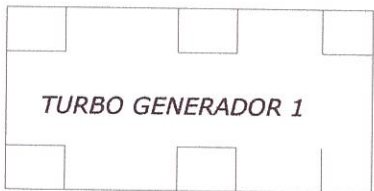
CUARTO DE CONTROL DE
TURBO GENERADORES


UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DEL LITORAL
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA
TRONCAL
CONTIENE: DISPOSICIÓN DE MÁQUINAS DE
GENERACIÓN
AUTOR: ALEX CASTRO
PLANO: COGICAP-2
REVISIÓN: 001

DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE = 7000 KW

ITEM	CELDA	A	KW	TRAFANE	SECCIONES DEL INGENIO-SERVIDAS
01	J 4.8	34	288.8	1,250	Caldera #4
02	J 4.15	12	91.3	1,250	Refineria y varios
03	J 4.4	75	570.9	1,000	Caldera Fives Baja Tension
04	J 7C.4	45	342.5		Caldera Fives Alta Tension
05	J 4.2	90	685.1	1,250	Centrifugas
06	J 7C.1	130	989.6		Bombas Verticales Alta y Baja Tension
07	J 4.3	95	723.1	1,500	Bombas Fabricacion
08	J 4.6	75	570.9	800	Trituracion Caña (Conductores-Turbinas)
09	J 4.5	40	304.5	800	Preparacion Caña (Molinos)
10	J 4.9	110	837.3	200	Alumbrado Industrial
11	J 4.16	40	304.5	1,500	Centrifugas Western States
12	J 7C.1.2	100	781.2		Bombas verticales - Centrifugas W.S. CC-6
13	J 4.17	50	380.6	1,000	Fabrica B
14	J 4.7	70	532.8	1,000	Tros Calderas Fives 440v - Bombas captacion agua
15	J 4.11	45	342.5	600	Alumbr. oficinas y cargas externas (I. Autom. Loma)
TOTAL			1011	7895.7	

Llegada
Red
Pub
J 4.11
J 4.7
J 4.17
J 7-C12
J 4.16



CELDAS DE MEDIA TENSION 5.5KV

J 4.9 J 4.5 J 4.6 J 4.3 J 7-C1 J 4.2 J 7-C4 J 4.4 J 4.15 Protec.
Homop. J 4.8 G2 Excitac. G-1

CUARTO DE CONTROL DE MAQUINAS

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"

CONTIENE: DISPOSICION DE CELDAS MEDIA TENSION 5.5KV

AUTOR: ALEX CASTRO

PLANO: COGCA-P3-3

REVISION: 001

12

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN CON BACKUP EN EL
INGENIERO "LA TÉCNICA"

CONTIENE DIAGRAMA UNIFILAR PLANO CDSGAP3-4

AUTOR: ALEX CASTRO REVISIÓN: GJ

3.2 DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA PARA EL PROYECTO DE COGENERACIÓN.

3.2.1 AMPLIACIÓN DEL PARQUE GENERADOR.

El motivo principal para la ampliación del parque generador es alcanzar los 15 MW para la venta en el mercado eléctrico, esta es la potencia máxima permitida para la venta, la regulación del CONELEC establece un precio preferencial al KWH, por lo tanto es indispensable llegar a esta potencia para alcanzar el máximo de rentabilidad del proyecto.

La alimentación de vapor para la turbina de este generador proviene de la caldera #4, la cual ha sido reconstruida para suministrar el vapor suficiente para un óptimo funcionamiento del grupo turbina-generador, la presión del vapor es de 600 PSI a una temperatura de 750°F. Este vapor llegará por una tubería de acero inoxidable de 14". El vapor llegará a la turbina de un generador de las siguientes características:

- Potencia: 21000 KVA
- Velocidad: 1800 RPM
- Voltaje: 13.8 KV
- Fases: 3
- Frecuencia: 60 Hz
- FP: 0.8
- FS: 1.00

El vapor que produce la caldera 4 de 600 PSI podrá disminuir a 300 PSI por medio de una válvula reductora de presión, por lo tanto en caso de que las calderas 1,2 y 3 no operen, la caldera 4 suministrará vapor a 300 PSI para el funcionamiento parcial de las unidades de generación 1,2 y 3 las cuales operan con una presión de vapor de 300 PSI.

Para la instalación del grupo turbina-generador se construirá una cubierta metálica, en esta cubierta se montará el generador con su turbina, debajo de esta cubierta y debajo de la turbina se instalará las tuberías para

entrada de vapor a 600 PSI y salida de vapor a 20 PSI, los bornes del generador se encuentran situados debajo de este en el mismo nivel que las tuberías de vapor.

Se requirió la ampliación del cuarto de control de máquinas para la instalación de los siguientes equipos:

- Metalclad de 13.8 KV
- Gabinetes de control para cuatro transformadores de potencia.
- Gabinetes de control para cuatro generadores de la planta eléctrica.
- Equipo de control de velocidad (Woodward 505) para la turbina de generador de 16.8 MW
- Sistema de control y monitoreo de subestación de compra y venta de energía y generadores de la planta eléctrica.

3.2.2 SUBESTACIÓN PARA COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA.

En vista de las oportunidades para venta de energía es necesaria la construcción de una subestación de 69 KV, la cual servirá para elevar el voltaje de 13.8 KV que es el voltaje de los generadores a un voltaje de 69 KV que es el voltaje al cual se venderá energía. De igual forma cuando el Ingenio no disponga de ninguna generación deberá adquirir la energía de las redes del sistema eléctrico adyacente, este es la red de EEMCA, aprovechando la construcción de la subestación de venta se construirá una subestación para compra de energía la cual estará al lado de la subestación de venta. La subestación de venta estará en paralelo con la subestación de compra mediante una barra en 69 KV.

La subestación de exportación cuenta con los siguientes equipos:

- Equipos de medición Clase 0.2 con sus respectivos transformadores potencial y Corriente.
- 1 Interruptor SF6 de 69 KV.

- 2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.
- 1 Cuchilla by-pass para mantenimiento del interruptor.
- 1 Transformador de Potencial, para sincronización.
- 3 pararrayos,
- Transformador de potencia de 22/27.5/31.6 MVA, 69/13.8KV

La subestación de importación cuenta con los siguientes equipos:

- Equipos de medición Clase 0.2 con sus respectivos transformadores potencial y Corriente.
- 1 Interruptor SF6 de 69 KV.
- 2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.
- 1 Cuchilla by-pass para mantenimiento del interruptor.
- 1 Transformador de Potencial para sincronización.
- 3 Pararrayos
- Transformador de potencia de 12/15/17.25 MVA, 69/5.5-4.16KV

3.2.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Junto con la subestación de exportación e importación es necesaria la construcción de una línea de transmisión de 69KV, la cual conecte a estas subestaciones con la red de 69 KV de la EEMCA, la longitud de esta línea de transmisión es de aproximadamente 3.2 KM. La línea arrancará desde la línea de 69 KV que alimenta a la subestación “La Troncal” de EEMCA, la cual esta a unos 7 metros del arranque de esta nueva línea.

La regulación 004/04, la cual trata de la generación de energía con combustible no convencional establece que en los casos de ser necesaria la construcción de una línea de transmisión se reconocerá un pago adicional por Transporte es de 0.06 centavos USD/kWh/Km., con un límite máximo de 1.5 centavos USD/kWh.

Dentro de la subestación de exportación e importación la llegada de la línea cuenta con los siguientes equipos:

- 1 Interruptor SF6 de 69 KV.
- 2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.
- 1 Cuchilla by-pass con puesta a tierra para mantenimiento del interruptor.
- 3 Transformador de Potencial para sincronización y Protección.
- 3 pararrayos.

3.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS

Para determinar la rentabilidad del proyecto de Cogeneración con bagazo de caña es importante establecer los costos operacionales de cada año y también las inversiones que se deben realizar para la ampliación del parque generador, la adecuación de la caldera cuatro, la subestación de importación-exportación, línea de transmisión y la electrificación de los molinos.

3.3.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Para la realización del proyecto de cogeneración es necesario aprovechar el valor de potencia límite que estipula la regulación para la generación eléctrica con combustible no convencional. La potencia límite establecida es de 15 MW, en el año 2004 ECUDOS contaba con tres grupos de generación cuyas características se mencionó anteriormente. El objetivo a alcanzar es poder contar con una planta generadora que alcance estos 15MW para la venta durante los seis meses de zafra. Para lograr esto se deben efectuar inversiones en un nuevo generador de suficiente capacidad para vender el máximo de energía que permite la regulación y abastecer la carga del Ingenio. El resumen de las inversiones estimadas para la central eléctrica es el siguiente:

INVERSION EN PLANTA DE GENERACION	
Metalclad 13,8 KV	
Gabinete de control	
Sistema de comunicaciones	
Equipos de protección	
Reparación de Unidades de Generación 1, 2 y 3	
Turbo Generador 4	
Unidad de protección y control turbo generador4	
Ampliación planta generadora	
Reparacion de Calderas	
Linea de Vapor para unidad 4	
Total Planta Generadora	

Tabla 3-7. Inversión de la planta generadora

Es necesario contar con una subestación que eleve el voltaje de 13.8KV a 69KV para conectarse con las líneas de 69 KV de la EEMCA, de esta forma el Ingenio podrá vender la energía máxima que le permite la regulación. Se deberá contar con otra subestación que será utilizada para la compra de energía cuando el Ingenio no genere, comprando la energía por contratos o en el mercado ocasional. El resumen de las inversiones a realizar es el siguiente:

INVERSION EN SUBESTACION DE COMPRA Y VENTA	
Interruptores	
Seccionadores	
Transformador de Venta	
Transformador de Compra	
Transformadores de corriente	
Transformadores de voltaje	
Aisladores (tipo poste y suspension)	
Estructura metálica	
Pararrayos	
Obra civil	
Pruebas	
Total Subestación	

Tabla 3-8. Inversión S/E

En el año 2004 ECUDOS contaba con una línea de 13.8 KV, la cual proviene de la subestación “La Troncal”, de la EEMCA, esta línea servía para cubrir la carga del Ingenio. Con la finalidad de vender energía al sistema eléctrico nacional es necesaria la construcción de una línea de subtransmisión la cual se origina desde la subestación de 69 KV del Ingenio y llega a conectarse con la línea de 69 KV que alimenta a la subestación “La Troncal”. Esta línea también permitirá la Ingenio la compra de energía a un voltaje de 69 KV, lo que se traduce en una mejora de la continuidad de servicio y la calidad del servicio eléctrico, ya que la línea de 13.8 KV que venía de la subestación “La Troncal” presentaba problemas en la continuidad y la calidad del servicio eléctrico. A continuación se presenta un resumen del costo de la línea de subtransmisión de 69 KV:

INVERSION EN LINEA DE SUBTRANSMISION 69 KV PARA COMPRA-VENTA DE ENERGÍA	
MATERIALES	
*Postes	
*Aisladores	
*Herrajería	
*Puestas a tierra	
CABLE 477MCM (aluminio)	
MANO DE OBRA	
MEGGADO DE LINEAS	
Total Línea de Transmisión	\$224.400,00

Tabla 3-9. Inversión Línea 69 KV

Dentro de la planificación para la electrificación de las instalaciones del Ingenio esta la electrificación de los molinos, esto es reemplazar las turbinas de vapor de los molinos por motores eléctricos de alto rendimiento a un voltaje de 4.16 KV. Además de los motores para la molienda se usará también motores eléctricos para las picadoras de caña, el voltaje de estos motores deberá ser 4.16 KV, por lo anteriormente expuesto los cables de fuerza de todos los motores para molinos y picadoras saldrán de una barra principal de 4.16 KV que se conectará

con el secundario de 4.16 KV del transformador de compra de la subestación de 69 KV, la cual se mencionó anteriormente. El sistema 4.16 KV esta conformado por una cabina de maniobra (METALCLAD SWITCHGEAR), tipo interior, la cabina tiene paneles tipo celdas en las cuales estarán alojados los equipos de maniobra y dispositivos de comando, control y medición esta compuesta de los siguientes cubículos:

- Celda N°: Transformador de compra de energía. Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 3000 A.
- Celda N°: (Equipos de medición). 2 PT 4160/120 V; 3 CT 3000/5 A. Rele PQM GE para medición, control y protección
- Celda N°3: CCM de picadoras de caña (3 motores 1750 HP). Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A. Rele 760 GE para control, medición y protección.
- Celda N°4: CCM 1 (3 motores 1500 HP). Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A. Rele 760 GE para control, medición y protección.
- Celda N°5: CCM 2 (3 motores 1500 HP). Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A. Rele 760 GE para control, medición y protección.
- Celda N°6: Reserva para Transformador 2500 KVA. Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A. Rele 745 GE para control, medición y protección.
- Celda N°7: Reserva. Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A. Rele 760 GE para control, medición y protección.
- Celda N°8: Reserva. Vacía

El plano COGCAP3_5, muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de 4.16 KV. Las inversiones de equipos de control, protección, metalclads, drivers y motores se presentan en la tabla 3-10.

TRANSFORMADOR DE COMPRA

69 KV DELTA
9 MVA
4.16 KV 4W WYE
4x(3x #350 MCM - 5 KV)

3000A 352-1/1

METALCLAD SWITCHGEAR

4.16 KV BUS

1200A 352-1/2

1200A 352-1/3

1200A 352-1/4

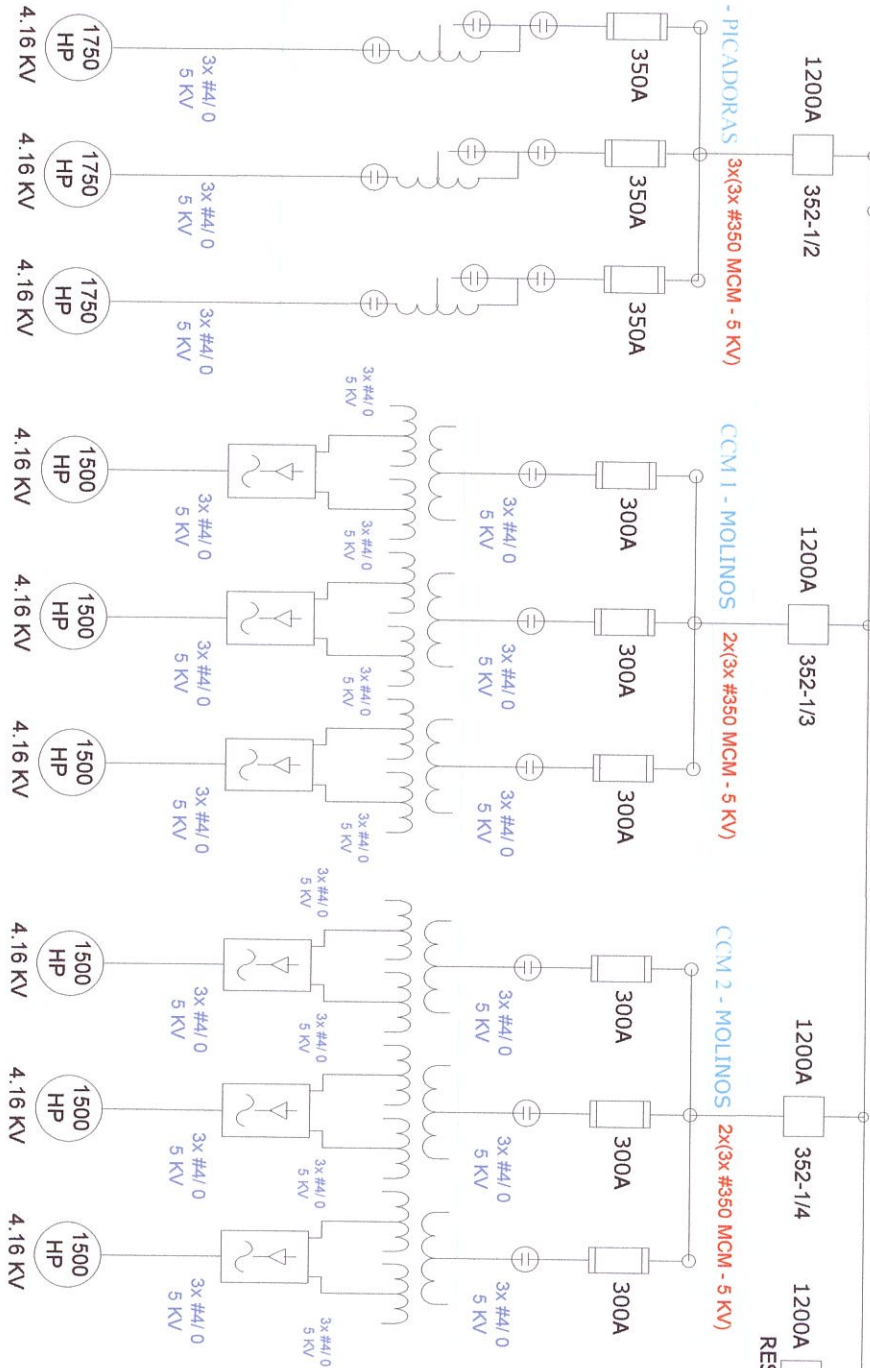
1200A 352-1/5
RESERVA

1200A 352-1/6
RESERVA

CCM - PICADORAS 3x(3x #350 MCM - 5 KV)

CCM 1 - MOLINOS 2x(3x #350 MCM - 5 KV)

CCM 2 - MOLINOS 2x(3x #350 MCM - 5 KV)



SIMBOLOGIA

DRIVE ABB
ACS 1000

TRANSFORMADOR
4.16/4.16-4.16 KV

SISTEMA DE ARRANQUE
POR AUTOTRANSFORMADOR

CONTACTOR DE
FUERZA
INTERRUPTOR
DE POTENCIA
AL VACIO

FUSIBLE

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

ANALISTA TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAJO EN EL
INGENIO LA TRONCAL

CONTIENE: DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA ELECTRICO 4.16KV
AUTOR: ALEX CASTRO

PLANO: COGCA-3-5

REVISION: 001

INVERSION PARA LA ELECTRIFICACÓN DE LOS MOLINOS Y LAS PICADORAS		
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
MOTORES ABB 4000V; 1500HP	6	U
MOTORES US MOTORS; 4000V; 1750 HP	3	U
DRIVER ABB ACS1000	6	U
METALCLAD PRINCIPAL 4160V	1	U
CCM DE PICADORAS	1	U
CCM 1 MOLINOS	1	U
CCM 2 MOLINOS	1	U
AUTOTRANSFORMADOR 4160/4160-4160 V (MOTORES MOLINOS)	6	U
CONDUCTOR 350MCM 5KV	3500	MTS
CONDUCTOR 4/0 5KV	3500	MTS
MONTAJE DE MOTORES DE PICADORAS Y MOLINOS	1	GLB
MONTAJE DE DRIVES ABB ACS1000	6	U
MONTAJE METALCLAD PRINCIPAL	1	GLB
MONTAJE CCM DE PICADORAS	1	GLB
MONTAJE DE CCM1 Y CCM2	1	GLB
SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE MOTORES	1	GLB
CONSTRUCCION DE EDIFICION TANDEM	1	GLB
CANALIZACION PARA CIRCUITOS DE FUERZA Y CONTROL	1	GLB
INVERSION TOTAL		\$3.941.500,00

Tabla 3-10. Inversión Molinos

Para la realización y planificación del proyecto de cogeneración con bagazo participaron los ingenieros del Ingenio, compañías privadas para la elaboración de los diseños y planos de la línea de 69 KV, la subestación de compra-venta, la ampliación del parque generador y la electrificación de los molinos, también participaron compañías consultoras de Guatemala, las cuales cuentan con experiencia en proyectos de cogeneración con bagazo, cabe recordar que Guatemala es productor mundial de azúcar.

ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA EL PROYECTO DE COGENERACION CON BAGAZO	
LINEA DE TRANSMISION	
SUBESTACION DE COMPRA Y VENTA	
AMPLIACION DEL PARQUE GENERADOR	
ELECTRIFICACION DE LOS MOLINOS	
CALIFICACION ANTE ORGANISMOS: CONELEC Y CENACE	
TOTAL INVERSION DE ESTUDIOS	\$95.000,00

Tabla 3-11. Inversión de Estudios y Diseños

Estos costos serán utilizados en el capítulo 5 para la elaboración del flujo de caja, el cual servirá para obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). El resumen de las inversiones para el proyecto es el siguiente:

RESUMEN DE INVERSION PARA EL PROYECTO DE COGENERACION CON BAGAZO	
INVERSION EN LINEA DE SUBTRANSMISION 69 KV PARA COMPRA-VENTA DE ENERGÍA	\$224.400,00
INVERSION EN SUBESTACION DE COMPRA Y VENTA	\$1.566.000,00
INVERSION EN PLANTA DE GENERACION	\$3.165.000,00
INVERSION PARA LA ELECTRIFICACÒN DE LOS MOLINOS Y LAS PICADORAS	\$3.941.500,00
ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA EL PROYECTO DE COGENERACION CON BAGAZO	\$95.000,00
TOTAL INVERSION PROYECTO DE COGENERACION	\$8.991.900,00

Tabla 3-12. Resumen de Inversiones

3.3.2 COSTOS OPERACIONALES.

Los costos operacionales estimados del proyecto abarcan los siguientes aspectos:

- Traslado del bagazo que es el desecho industrial del proceso de la molienda de la caña de azúcar hacia los calderos.
- Operación y mantenimiento de las cuatro calderas para obtención del vapor para las turbinas de los grupos de generación.
- Operación y mantenimiento de los cuatro grupos de generación eléctrica
- Operación y mantenimiento de la subestación de compra-venta y la línea de 69 KV
- Operación y mantenimiento del cuarto de control de máquinas
- Operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones
- Operación y mantenimiento de los motores de los molinos y picadoras
- Operación y mantenimiento para el cuarto de control de los motores de los molinos y picadoras.
- Costo del Seguro para las nuevas instalaciones:
 - Grupo de generación #4
 - Subestación compra-venta
 - Motores de molinos y picadoras
 - Equipo de control de grupo #4
 - Equipo de control de motores para molinos y picadoras

Los costos operativos estimados se han concentrado en tres grupos bien definidos, estos son:

- Costos del proceso, expresados en \$/kwh
- Costos de operación y mantenimiento, expresados en \$/kwh
- Costos por seguro de instalaciones, expresados en \$/kwh

Esta información de costos operativos fue obtenida en base a estimaciones realizadas para proyectos de cogeneración similares. Esta información de costos de operacionales será tomada en consideración para la elaboración del flujo de caja que servirá para obtener la rentabilidad de la inversión. Los costos operativos son los siguientes:

COSTOS OPERACIONALES DEL PROYECTO DE COGENERACION	
COMBUSTIBLE A USAR	BAGAZO
COSTO POR PROCESO (ctvs\$/KWH)	0,3
COSTO POR OPERACION Y MANTENIMIENTO (ctvs\$/KWH)	0,15
COSTO POR SEGUROS (ctvs\$/KWH)	0,1

Tabla 3-13. Costos operacionales-Bagazo

3.4 BALANCE ENERGETICO

3.4.1 LA CENTRAL TERMICA

La planta aprovechará su máxima capacidad durante el periodo de zafra, la cual se realiza entre los meses de julio a diciembre de cada año. La producción de vapor y energía eléctrica durante ese periodo será prácticamente constante y a su máxima capacidad. La central térmica estará orientada a la producción del vapor suficiente para la demanda de vapor que exige el proceso industrial y el vapor requerido por las turbinas para la generación eléctrica. Para la producción del vapor la central térmica cuenta con cuatro calderas, las calderas son el corazón de toda la planta industrial, ya que sin el vapor que estas generan no se llevaría a cabo la elaboración del azúcar y la producción de energía eléctrica para el Ingenio y para la venta al sistema eléctrico.

El proceso mediante el cual se producirá vapor y energía eléctrica, partiendo de los residuos de la molienda de la caña de azúcar, se divide en tres etapas marcadas, que son:

PROCESO TÉRMICO

PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

PROCESO DE ENTREGA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las mismas se resumen en el siguiente diagrama:

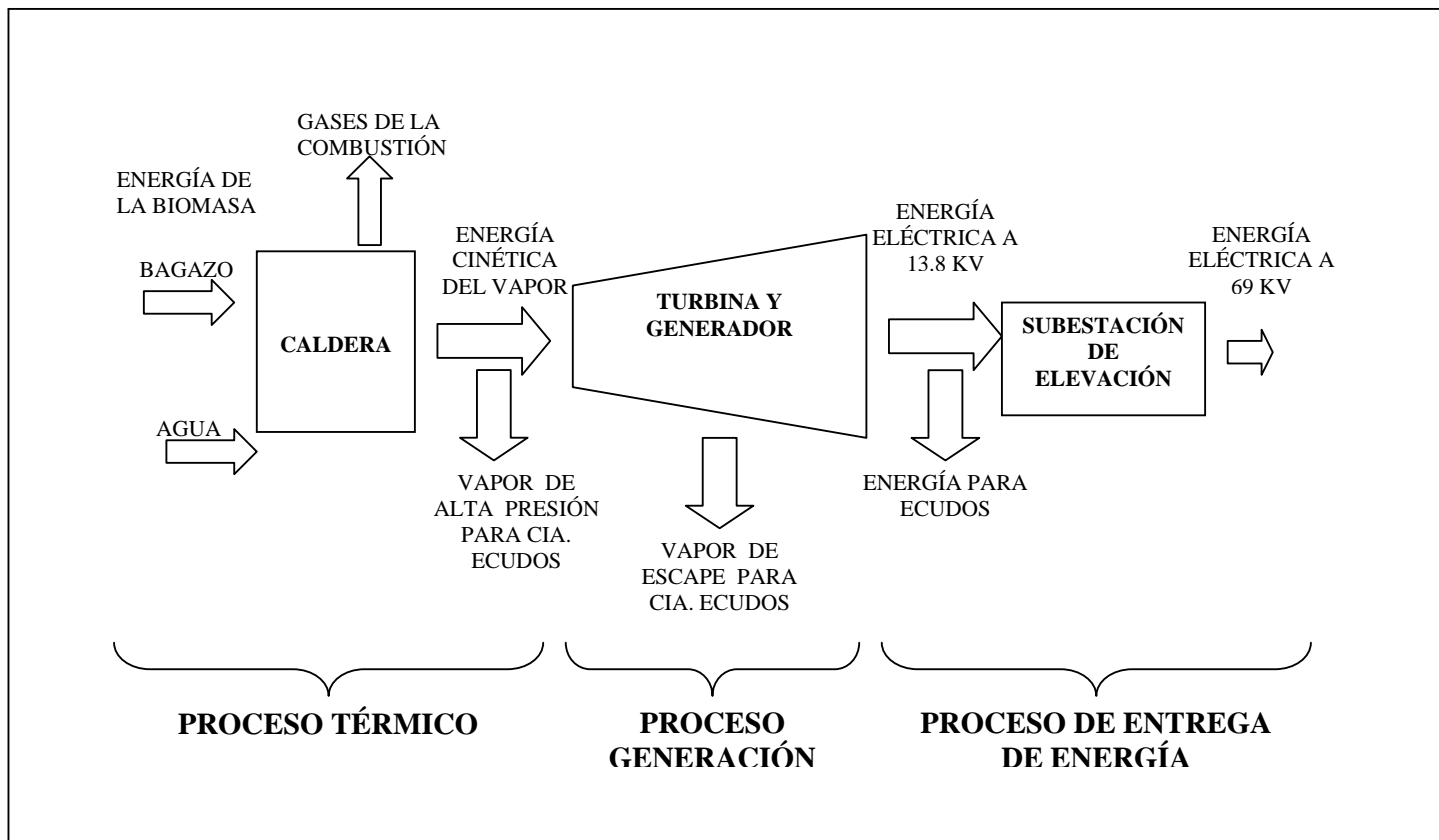


FIGURA 3-1 CENTRAL TERMICA PLANTA INDUSTRIAL ECUDOS

3.4.2 NECESIDADES DE BIOMASA PARA LA COGENERACION

El proceso inicial, empieza con la obtención del bagazo, el mismo que proviene de la molienda de caña en los molinos de la Compañía Azucarera ECUDOS y serán llevados a una caldera por medio de transportadores de paletas. Este bagazo se entregará a una serie de alimentadoras rotatorias; y con un sistema de distribución neumático se esparcirá todo este combustible a la caldera.



FIGURA 3-2. Ingreso de Caña



FIGURA 3-3. Línea de picadoras

La figura 3-2 y 3-3 muestra el ingreso de la caña a la línea de producción industrial, en la cual la caña es picada mediante el uso de 3 motores de 1750

HP a 4160 V, luego de ser picada la caña ingresa a la línea de molinos, para lo cual se tiene seis motores de 1500 HP a 4160 V, la figura 3-3 y 3-4 muestran la entrada de la caña picada a los molinos y la línea de producción de los molinos respectivamente.



FIGURA 3-4. Motores de Molinos



FIGURA 3-5. Molinos de Caña



FIGURA 3-6. Patio de Bagazo

La figura 3-6 muestra el patio de almacenamiento del bagazo y la alimentadora rotatoria de bagazo para las calderas.

La caña disponible para la zafra 2006 es de 1550000 toneladas, de esta caña se obtendrá la cantidad de bagazo para la generación de vapor en las cuatro calderas. La caña que se cosecha posee un porcentaje de 28.8% de bagazo, por lo tanto la cantidad de bagazo disponible para la zafra 2006 son 446440 toneladas de bagazo; de este cantidad de bagazo el 9.3% es utilizado para arranques y paradas y el 90.7% está disponible para la generación de vapor en las calderas. Es importante tomar en cuenta que la relación de vapor vs bagazo es de 2.17 lbV/lbB. La tabla 3-14 y 3-15 resume lo anteriormente expuesto.

PRODUCCION DE CAÑA ESPERADA	
CAÑA DISPONIBLE PARA ZAFRA (Ton)	1550000
INICIO DE ZAFRA	17-Jul
FIN DE ZAFRA	31-Dic
DIAS TOTALES EFECTIVOS	146
DIAS TOTALES CALENDARIO	168
HORAS/DIA	24
MOLIENDA DE CAÑA (Ton/h)	442,35

Tabla 3-14. Producción de Caña

DISPONIBILIDAD DE BAGAZO	
BAGAZO DISPONIBLE EN LA CAÑA (%)	28,8
TOTAL DE BAGAZO PRODUCIDO EN LA ZAFRA (Ton)	446400
BAGAZO DISPONIBLE PARA GENERACION TERMICA (%)	90,7
BAGAZO DISPONIBLE PARA ARRANQUES Y PARADAS (%)	9,3
BAGAZO DISPONIBLE PARA GENERACION TERMICA (Ton)	404884,8
RELACION VAPOR VS BAGAZO (Lb vapor/Lb bagazo)	2,17

Tabla 3-15. Bagazo disponible

3.4.3 NECESIDADES DE VAPOR PARA LA COGENERACION

El agua que se usará para la generación de vapor será suministrada por ECUDOS, hasta la entrada en la bomba de inyección a la caldera. Previamente esta agua es tratada para su uso en las calderas.

La planta industrial cuenta con cuatro calderas, el combustible que emplean estas calderas será el bagazo de caña que es el residuo del proceso de elaboración del azúcar, este bagazo será recogido de los molinos y llevado por una alimentadora rotatoria hasta cada uno de los calderos para ser quemado en el hogar de cada caldera. Los valores de operación de las calderas son los siguientes:

	PRODUCCION DE VAPOR NOMINAL (Ton vapor/h)	TEMPERATURA DEL VAPOR EN LA SALIDA (°F)	PRESION DEL VAPOR (PSI)	COMBUSTIBLE UTILIZADO
CALDERA #1	43,33	640	300	BAGAZO
CALDERA #2	43,33	640	300	BAGAZO
CALDERA #3	43,33	640	300	BAGAZO
CALDERA #4	120	750	600	BAGAZO

Tabla 3-16. Características de las Calderas

De la tabla 3-16 se desprende que la producción de vapor nominal de los calderos es 250 (Ton vapor/h), esto es la suma de la producción de vapor nominal de los cuatro calderos estando en óptimas condiciones de operación. En la figura 3-7 se puede observar el caldero #4 y la chimenea.



Figura 3-7. Caldera # 4

Tomando los datos de producción nominal de vapor por hora de cada caldera y la relación de vapor vs bagazo de 2.17 lbV/lbB, se puede obtener la cantidad de bagazo necesaria para obtener la producción de vapor nominal de cada caldera, es decir calcular la cantidad de combustible a utilizarse en cada caldera para toda la zafra.

	CANTIDAD DE BAGAZO (Ton)
CALDERA #1	69972,35
CALDERA #2	69972,35
CALDERA #3	69972,35
CALDERA #4	193769,59
CANTIDAD TOTAL DE BAGAZO (TON)	403686,64

Tabla 3-17. Bagazo requerido durante la zafra

La tabla 3-17 indica que la cantidad de bagazo requerido es de 403670.49 toneladas, la tabla 3-15 indica que la cantidad de bagazo disponible para la generación térmica es de 404884,8 toneladas, por lo tanto existe suficiente bagazo para que las calderas alcancen su producción de vapor nominal durante los días efectivos de zafra, durante estos días efectivos de zafra funcionarán los cuatro grupos de generación eléctrica.

Es necesario conocer la cantidad de vapor que se puede generar durante la zafra, ya que de esto depende la generación eléctrica. Teniendo la producción nominal de vapor de las calderas y el total de horas de producción de vapor para la generación eléctrica se calculará la cantidad de vapor total generado de cada una de las calderas. La tabla 3-18 muestra la producción de cada caldera durante los días efectivos de zafra (146 días).

CANTIDAD DE VAPOR GENERADO (Ton)	
CALDERA #1	151840
CALDERA #2	151840
CALDERA #3	151840
CALDERA #4	420480,00
TOTAL VAPOR GENERADOR (TON)	876000

Tabla 3-18. Producción de vapor durante la zafra

Para conocer el consumo de vapor de las turbinas de los generadores durante la zafra es necesario conocer los flujos de vapor nominales de estas, es decir la demanda de vapor de las turbinas. Los flujos de vapor para las cuatro turbinas son los mostrados en la tabla 3-19.

UNIDAD	FLUJO DE VAPOR DE LA UNIDAD
TURBOGENERADOR TGE-4 - 600 PSI - 750°F - (TV/H)	120
TURBOGENERADOR TGE-3 - 300 PSI - 640°F (TV/H)	70
TURBOGENERADOR TGE-1 - 300 PSI - 640°F - (TV/H)	30
TURBOGENERADOR TGE-2 - 300 PSI - 640°F - (TV/H)	30
FLUJO TOTAL DE VAPOR (TV/H)	250

Tabla 3-19. Flujo de vapor de turbo-generadores

Con los valores de la tabla 3-19 el consumo de vapor de las turbinas durante la zafra se muestra en la tabla 3-20

UNIDAD	CONSUMO DE VAPOR DURANTE LA ZAFRA
TURBOGENERADOR TGE-4 - (Ton)	420480
TURBOGENERADOR TGE-3 - (Ton)	245280
TURBOGENERADOR TGE-2 - (Ton)	105120
TURBOGENERADOR TGE-1 - (Ton)	105120
TOTAL CONSUMO DE VAPOR (Ton)	876000

Tabla 3-20. Consumo de vapor de turbinas

Esta distribución del consumo de vapor para las turbinas solo se puede obtener si los molinos son electrificados, es decir cambiar las turbinas de vapor de los molinos por motores eléctricos de alto rendimiento. De esta forma el vapor que llegaba a las turbinas de los molinos se lo envía a las turbinas de los grupos de generación eléctrica. El aumento de vapor en las turbinas de los grupos de generación servirá para generar la energía eléctrica que cubra la carga de los molinos, los cuales son seis motores de 1500 HP para seis molinos y tres motores de 1750 HP para tres picadoras de caña.

3.4.4 PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Luego de realizada la sincronización, la energía producida por el generador será llevada a unas celdas con interruptores en vacío que llevará la energía a una subestación de elevación. Además se hará una medición de la energía bruta generada, lo cual es requerido por el CONELEC. Como la energía producida por el generador está a un nivel de voltaje inferior al de interconexión del SNI., se dispondrá de una subestación de elevación de 22/25.2/27/31.6 MVA de capacidad, que permitirá elevar el nivel de voltaje de 13.8 KV a 69 KV. En la figura 3-8 se puede apreciar la llegada de la línea de 69 KV a la subestación.



Figura 3-8. Subestación 69 KV

Se tendrán los medidores de energía y potencia que servirán para facturación, los mismos que tendrán todas las características técnicas que exige el CONELEC en sus regulaciones para medición transaccional en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Para determinar el volumen de venta de energía al sistema eléctrico es necesario obtener la cantidad de KWH que cada unidad de generación puede suministrar, esta cantidad de KWH depende de la cantidad del flujo de vapor específico de las unidades de generación. El flujo de vapor específico es la

razón entre el flujo de vapor y la potencia en bornes de la unidad de acuerdo a su curva de vapor. Es decir:

FLUJO ESPECIFICO

$$DE VAPOR (TonV / MWH) = \frac{FLUJO DE VAPOR(TonV / h)}{POTENCIA EN BORNES(MW)}$$

La figura 3-9 nos muestra la curva de vapor de una unidad de 27.5 MW con las siguientes características de operación:

- Presión de admisión (PSI): 625
- Temperatura de vapor (°F): 905
- Flujo específico de vapor (Kg/KWH): 6.23
- Flujo de vapor (Kg/h): 171500

La curva de vapor nos indica que para un flujo de vapor de 171500 kg/h se obtiene en bornes del generador una potencia de 27.5 MW, entonces

$$FLUJO ESPECIFICO DE VAPOR = \frac{171500 \text{ Kg / h}}{27500 \text{ KW}}$$

$$FLUJO ESPECIFICO DE VAPOR = 6.23 \text{ Kg/KWH}$$

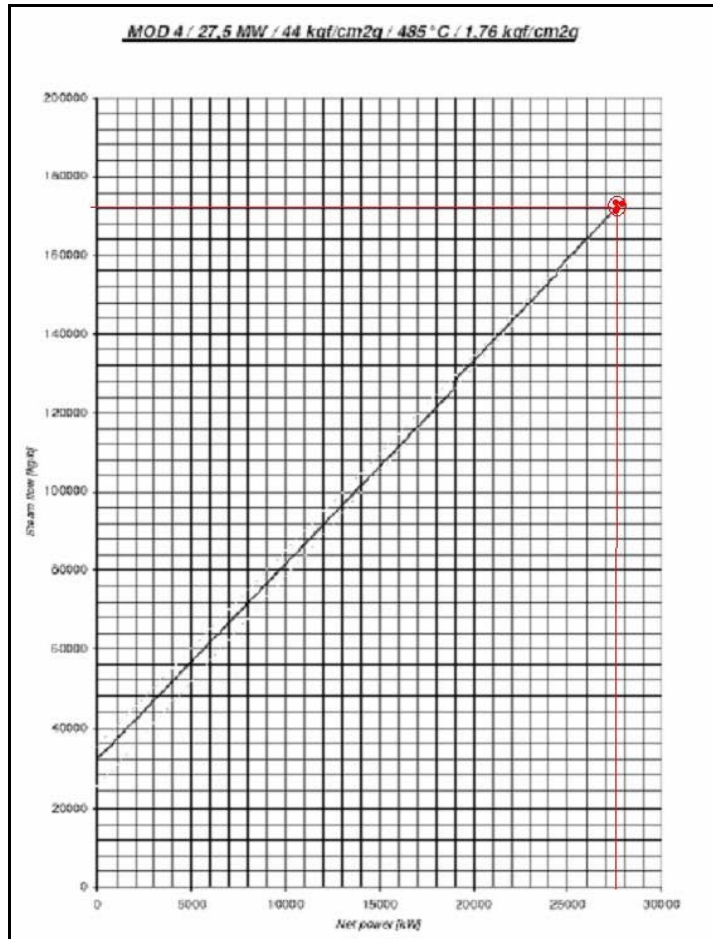


Figura 3-9. Curva de vapor Turbogenerador 27.5 MW

De acuerdo con las curvas de vapor, el flujo de vapor específico de las unidades de generación es el siguiente:

UNIDAD	FLUJO DE VAPOR (TonV/h)	POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR (MW)	FLUJO ESPECIFICO DE VAPOR (TonV/MWH)
TGE-4	120	16,8	7,14
TGE-3	70	5,8	12
TGE-2	30	2,5	12
TGE-1	30	2,5	12

Tabla 3-21. Flujo Específico de Vapor de unidades de Generación

Teniendo la información de flujo específico de vapor y la cantidad de vapor disponible para cada unidad durante la época de zafra se obtendrá la cantidad de KWH de cada unidad. La tabla 3-16 muestra los KWH que produce cada unidad

UNIDAD	FLUJO ESPECIFICO DE VAPOR (Ton V/MWH)	CONSUMO DE VAPOR DURANTE LA ZAFRA (Ton V)	GENERACION ELECTRICA (KWH)
TGE-4	7,14	420480	58890756,30
TGE-3	12	245280	20440000,00
TGE-2	12	105120	8760000,00
TGE-1	12	105120	8760000,00

Tabla 3-22. Generación Eléctrica de Unidades.

De esta información se obtendrá la cantidad de KWH de las cuatros unidades durante la zafra por tonelada de caña molida, el cual es un indicador de la producción de energía eléctrica teniendo como combustible el bagazo de caña. Esta información se muestra en la tabla 3-17, en esta tabla se muestra la demanda y consumo del Ingenio, teniendo la cantidad de generación total y el consumo interno se obtiene la cantidad de energía disponible para la venta, es decir lo que se vende son los excedentes.

DESCRIPCION	CANTIDAD
TOTAL GENERACIÓN ELECTRICA (KWH)	96850756,30
GENERACION ELECTRICA BRUTA (KWH/Ton Caña)	62,48
DEMANDA DE POTENCIA DEL INGENIO (KW)	13000
CONSUMO DE ENERGÍA DURANTE LA ZAFRA (KWH)	45552000,00
CONSUMO ELECTRICO DEL INGENIO (KWH/Ton Caña)	29,39
ENERGIA ENTREGA AL MEN (KWH)	51298756,30
ENERGIA ENTREGA AL MEN (KWH/Ton Caña)	33,10

Tabla 3-23. Energía Eléctrica para consumo propio y venta de excedentes.

Cabe recalcar que estos resultados son por la puesta en marcha de los motores eléctricos de los molinos y las picadoras de caña, esto aumenta el consumo de energía eléctrica del Ingenio y disminuye el consumo de vapor para su proceso industrial, el vapor que ya no es requerido para los molinos será usado para las turbinas de vapor de los grupos de generación.

El plano COGCAP3-6 muestra el balance entre el vapor y la energía eléctrica generada por las cuatro calderas y los cuatro turbogeneradores.

El plano COGCAP3_7 muestra el balance entre el vapor y la energía eléctrica antes de la electrificación de los molinos. En este plano se observa la distribución del vapor entre los turbogeneradores y las turbinas de los molinos y picadoras, al utilizar motores eléctricos para los molinos y picadoras el vapor que se utilizaban antes será utilizado para el nuevo turbogenerador (TG-4).

SIMBOLOGIA



TUBERIA DE CIRCULACION DE VAPOR

VALVULA REDUCTORA DE PRESION

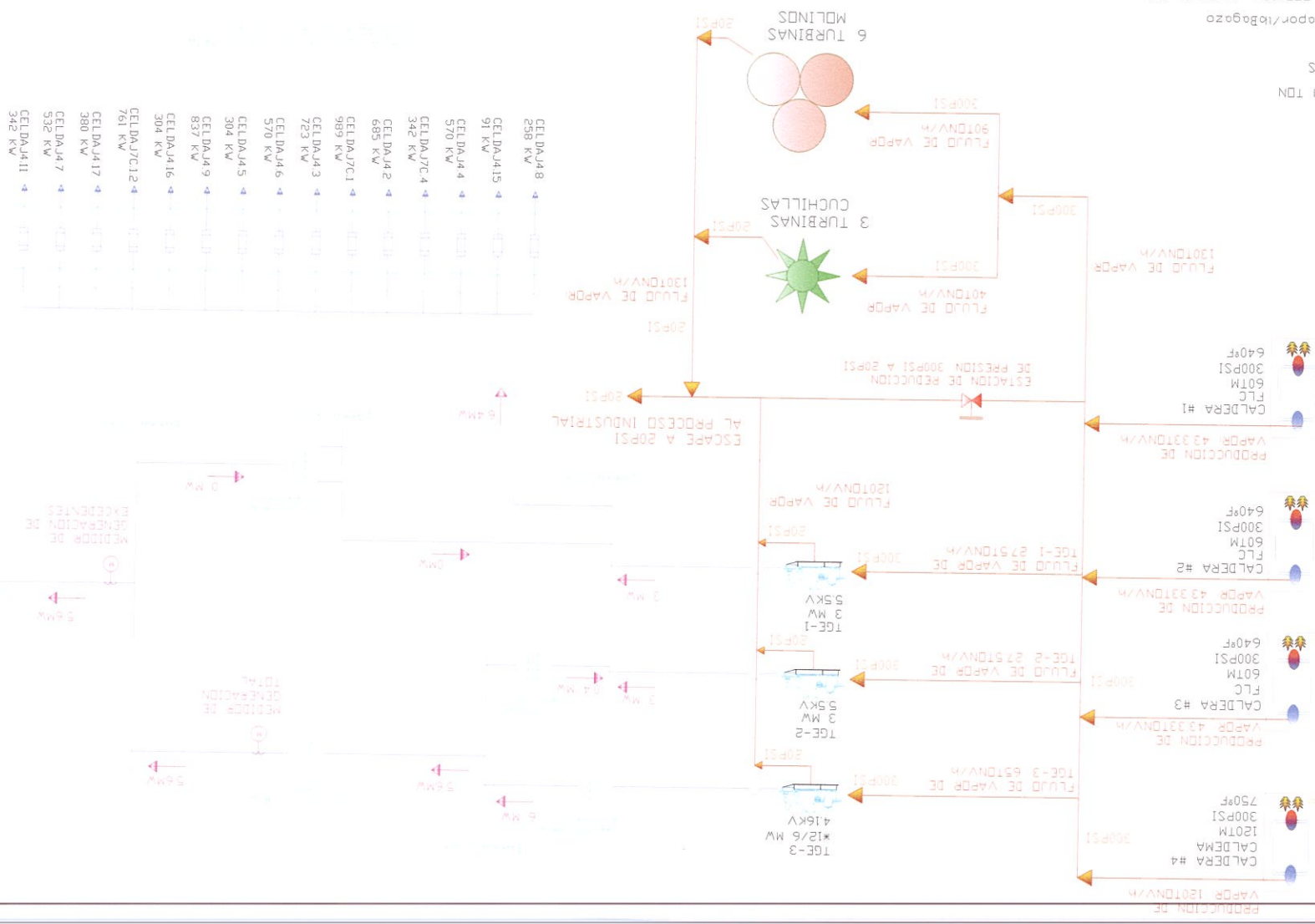
MEJORA DE ENERGIA ELECTRICA

TURBINA para PICADORAS DE CABA

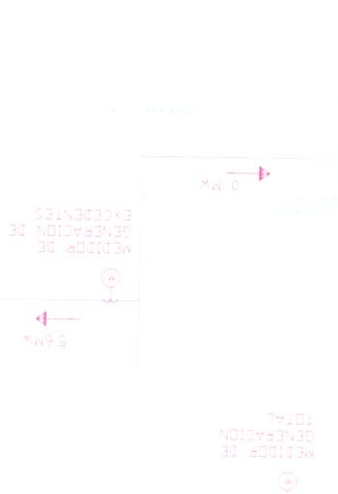
TURBINAS para MOLINOS DE CABA

*TG-3 PUEDE GENERAR 12MW CON UNA PRESION DE 600 PSI

CARA DISPONIBLE PARA ZAFRA 155000 TON
 DIAS EFECTIVOS DE ZAFRA 14612 DIAS
 BAGAZO DISPONIBLE EN LA CARA 28%
 RELACION VAPOR VS BAGAZO 217 lbvapor/lb bagazo
 BAGAZO DISPONIBLE PARA GENERACION TERMICA 40484.8 TON
 BAGAZO PARA RESERVA 41514.45 TON



CELDAJ48	258 KW
CELDAJ415	91 KW
CELDAJ44	570 KW
CELDAJ7C4	342 KW
CELDAJ2	685 KW
CELDAJ7C1	989 KW
CELDAJ3	753 KW
CELDAJ6	570 KW
CELDAJ5	304 KW
CELDAJ49	837 KW
CELDAJ416	304 KW
CELDAJ7C12	761 KW
CELDAJ417	380 KW
CELDAJ47	532 KW
CELDAJ411	342 KW



ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO LA TRONCAL
 METRO DE ENERGIA ELECTRICA
 CONTIENE BALANCE DE VAPOR Y ENERGIA ELECTRICA PLANO COGAP-3-7
 AUTOR ALEX CASTRO
 REVISION 001

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

CAPITULO 4

COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA

4.1 ALTERNATIVAS DE CALIFICACIÓN.

La ley de Régimen del Sector Eléctrico establece el marco legal, para las concesiones de proyectos alternativos de generación que no estén incluidos en el Plan Maestro de Electrificación, incluyendo los que utilicen recursos energéticos no convencionales. Estas leyes proporcionan los reglamentos para el funcionamiento de centrales eléctricas y los requerimientos técnicos que deben cumplir para su funcionamiento.

La empresa involucrada para este proyecto es ECUDOS S.A., la central eléctrica de esta empresa usará calderas para generar el vapor con el cual funcionarán sus turbo generadores, el combustible que se empleará en las calderas será el bagazo de caña, el cual es un residuo del proceso de elaboración del azúcar.

ECUDOS al contar con un parque generador cuya potencia instalada es menor a los 40 MW deberá cumplir con todos los requerimientos técnicos estipulados por el CENACE y el CONELEC para el funcionamiento de centrales eléctricas con capacidad menor a 40MW.

4.1.1 GENARADOR PRIVADO.

Para calificar como Generador privado o Autoproducer es necesario ser agente del MEM, para lo cual deberá cumplir los siguientes requisitos:

REQUISITOS PARA PARTICIPAR COMO AGENTE DEL MEM

Para que una nueva empresa participe activamente en el MEM, debe solicitar al CONELEC ser calificado como Agente y para ello deben cumplir ciertos requisitos:

- Todas las instalaciones eléctricas involucradas para la calificación como agente del MEM deberán pertenecer a una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que las instalaciones de energía eléctrica estén concentradas en un solo sitio.
- La empresa a calificar deberá tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial que cumpla con la Regulación vigente sobre la materia. Los sistemas de medición y de comunicación podrán ser de propiedad del Agente o del proveedor del servicio.

REQUISITOS TÉCNICO – COMERCIALES

Se entiende que las nuevas instalaciones que quieran calificar como agente del MEM deben cumplir con los requisitos especificados para construcciones de instalaciones eléctricas, contempladas en las normas internacionales, se especifican para el caso de unidades de generación los siguientes:

⚡ CONFIGURACIÓN Y EQUIPOS DE MANIOBRA

- Transformador de potencia (elevación de voltaje), con los interruptores y seccionadores requeridos según las necesidades de mantenimiento de la unidad de generación y equipos asociados según sea el caso.
- Deberá contar con un sistema de control de potencia reactiva - voltaje que permita regular la tensión en barras de alta tensión

de la central, en un valor preestablecido. Estos valores son convenientes coordinarlos con la empresa eléctrica pertinente.

- El equipo de generación deberá contar con un limitador de mínima excitación y protección de pérdida de excitación. Este límite debe ser ajustable a fin de coordinarlo con el diagrama de capacidad y con las protecciones del generador.
- Es necesario que el estatismo permanente sea ajustado entre el 4 y 7 %.
- Banda muerta inferior al 0.1 %.
- Las unidades de generación para este proyecto son térmicas por lo que el tiempo de establecimiento (necesario para que la potencia mecánica ingrese en la banda del ± 10 % del incremento aplicado) del lazo de regulación de velocidad mayor a 60 segundos

EQUIPOS DE PROTECCIÓN

El generador deberá con contar con las siguientes protecciones eléctricas:

- Protección de sobre y baja frecuencia.
- Protección por sobrevoltaje.
- Secuencia inversa.
- Sobrecorriente de respaldo.
- Pérdida de excitación.
- Pérdida de sincronismo.

ELEMENTOS PARA LA SUPERVISIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA

- Los equipos de transformación, seccionamiento e interrupción deberán contar con señales de Mediciones, Indicaciones, Registradores de Eventos.
- La central eléctrica deberá implementar un centro de operación con el fin de realizar las funciones de supervisión y control de

las instalaciones de la central y realizar la coordinación operativa necesaria con el CENACE.

✚ EQUIPAMIENTO PARA ARRANQUE EN NEGRO (PARA AGENTES GENERADORES PROPIETARIOS DE UNIDADES HIDRÁULICAS O TÉRMICAS SEGÚN EL CASO)

Conforme al diseño interno de una Central de Generación y a los medios de enlace disponible con el SNI, es recomendable la instalación del equipamiento mínimo necesario que permita el arranque de la(s) unidad(es) por sus propios medios, es decir sin utilización de energía externa a la central. Para esto el ingenio cuenta con dos generadores de emergencia, cada uno de 1000 KVA. Esta característica, en el futuro, podría ser reconocida como un Servicio Complementario dentro del MEM y, por tanto, con reconocimiento económico. Al momento la reglamentación no prevé ningún reconocimiento, más allá de considerarse como una ventaja operativa.

✚ SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

Todas las instalaciones que pretendan calificar como agentes del MEM, deben cumplir lo estipulado en las Regulaciones vigentes, especialmente lo establecido en la Regulación CONELEC 004/03 “SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA LOS AGENTES DEL MEM”.

Es necesario cumplir con las siguientes estipulaciones:

- La empresa a calificar como agente del MEM debe entregar oficialmente al CONELEC los formularios para calificación como Agentes con información del equipo primario y medidor existentes.
- Para este caso de centrales térmicas, como en el caso del Ingenio La Troncal, la instalación de los equipamientos para la

medición se efectuará en bornes del generador (energía bruta), en el alimentador para consumo de auxiliares por unidad, en el alimentador de consumo de auxiliares de la central y en los nodos de intercambio (energía neta).

- Para auto-productores, la instalación de los equipamientos para la medición se realizará a nivel de frontera.
- El equipamiento primario debe ser de clase 0.2%, es decir los transformadores de corriente y transformadores de voltaje que envíen las señales al respectivo medidor.

ESTUDIOS REQUERIDOS

Los estudios requeridos para el efecto son los siguientes:

- Estudios de flujos de potencia
- Estudios de corto circuito
- Estudio de Coordinación de Protecciones

REQUISITOS DE INFORMACIÓN TÉCNICA

La siguiente información deberá ser incluida en los estudios técnicos que serán presentados al CONELEC o CENACE según sea el caso:

Parámetros Generales por Central:

- Nombre de la Central
- Fecha de declaración de los parámetros
- No. de Unidades
- Consumo de Servicios Auxiliares (%).
- Programa de mantenimientos
- Restricciones asociadas a la operación de la central
- Restricciones físicas u operativas de la unidad

Datos por unidad:

- Potencia Mínima (MW).
- Potencia Efectiva (MW).
- Potencia Mínima de Emergencia (MW)/Tiempo Máximo de permanencia (minutos).

- Potencia Máxima de Emergencia (MW)/Tiempo Máximo de permanencia (minutos).
- Potencia Máxima de Pico (MW)/Tiempo Máximo de permanencia (minutos).
- Velocidad de Toma de Carga Normal / Emergencia (MW/min).
- Velocidad de Descarga Normal / Emergencia (MW/min).
- Máxima Generación de Potencia Reactiva (MVAR).
- Máxima Absorción de Potencia Reactiva (MVAR).
- Tiempo Mínimo de Operación (h) (minimum up time).
- Tiempo Máximo Fuera de Operación para considerar arranque frío / caliente para las unidades de Vapor.
- Tiempo Mínimo de Parada (h) (minimum down time).
- Tiempo Máximo de Operación (h).
- Tiempo de Arranque en frío / caliente (h).
- Tasa de Indisponibilidad Forzada Estimada (%).
- Estatismo de la unidad (%).
- Aporte para Regulación de Voltaje (%).
- Número de arranques permitidos en un día.
- Capacidad de Arranque en Negro.
- Reactancia subtransitoria (ohm).
- Diagramas de bloques y modelos de:
 - TURBINA
 - GENERADOR
 - RAV (Regulador Automático de velocidad)
 - RAT (Regulador Automático de Tensión)
 - UEL (Limitador de mínima excitación)
 - UEL (Limitador de máxima excitación)
- Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria.
- Máxima sobre frecuencia admitida, ajuste y temporización de los relees de sobre corriente aplicados a los sistemas de control.

- Resumen de los medios y procedimientos que se aplican en la operación de los generadores:
- Descripción de los controladores de potencia-frecuencia
- Configuración normal de servicios auxiliares, bombas, etc.
- Criterios operativos de seguridad ante indisponibilidades o fallas de sistemas de la planta (servicios auxiliares, bombas, etc.)
- Medidas de Seguridad y restricciones Operativas, para intervenciones de emergencia en las instalaciones con unidades generadoras en servicio.
- Un resumen de cada uno de los procedimientos operativos

DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares de los Agentes de Generación, comprenderán el detalle de cada una de las posiciones de corte (interruptores y seccionadores), hasta el nivel de voltaje de generación, incluido la nomenclatura de los elementos de corte y transformación.

4.1.2 AUTOPRODUCTOR.

Una de las alternativas para la empresa ECUDOS es la calificación como Autoproducción, bajo esta figura legal deberá cumplir con la regulación del CONELEC 001/02. Los aspectos legales y técnicos más relevantes para el proyecto de cogeneración que indica la regulación para la calificación de autoproducción son los siguientes:

HABILITACION PARA COMERCIALIZAR LOS EXCEDENTES.

Esta habilitación la podrá obtener toda persona jurídica o natural, la cual ya teniendo un permiso del CONELEC para la instalación de

una planta eléctrica para su autoabastecimiento, disponga de excedentes de energía para colocarlos en el MEM, esta empresa deberá solicitar el respectivo permiso del CONELEC para participar con sus excedentes en el MEM.

Para el caso del Ingenio La Troncal, su propietario ECUDOS ya contaba con los respectivos permisos para el funcionamiento de sus tres grupos de generación eléctrica.

CALIFICACION DE LOS EXCEDENTES.

Los Autoprodutores cuyos excedentes sean puestos a disposición serán considerados como provenientes de la producción de un agente generador del MEM, y como tal tienen que cumplir con las disposiciones y regulaciones que establecen la ley para su funcionamiento en el mercado eléctrico mayorista.

Para la determinación del consumo propio del autoprodutor serán sumados todos los consumos que sean considerados como tales, y la diferencia entre este valor y la capacidad total de generación será calificada como excedente.

PROPIEDAD Y CALIFICACION DEL CONSUMO PROPIO

Para los casos de ampliaciones de plantas de generación eléctrica existentes o instalaciones de nuevas plantas de generación cuyo objetivo sea la autoproducción en las cuales participen varios socios, accionistas e inversionistas, debe constituirse la correspondiente empresa autoprodutora para lo cual se debe informar al CONELEC de dicha constitución.

En el caso de plantas autoprodutoras existentes que deseen ampliar el servicio eléctrico a otras instalaciones bajo la categoría de “consumo propio”, se debe constituir la respectiva empresa autoprodutora con la participación de estos nuevos accionistas cuyas instalaciones serán calificadas como consumo propio, debiendo igualmente informarse al CONELEC sobre dicha constitución.

Aquellas empresas que reciban y utilicen potencia y energía calificadas como “consumo propio” debe ser propietaria, accionista o tener participaciones de la empresa autoprodutora.

Las empresas consumidoras que están bajo en concepto de “consumo propio”, podrán acordar la distribución de la energía autoproducida entre los socios o accionistas de la empresa autoprodutora, para lo cual deberán de informar al CONELEC Y CENACE de tal asignación acordada para el respectivo control y liquidación, en caso de producirse alguna modificación en tal distribución de energía se deberá notificar al CONELEC Y CENACE con una anticipación mínima de veinte días.

TRANSACCIONES PERMITIDAS.

La regulación vigente permite las siguientes transacciones, son las siguientes:

- La producción de los excedentes de potencia y energía podrán venderse mediante contratos a plazo con Distribuidores o con Grandes Consumidores o en el Mercado Ocasional.
- Para el caso de sistemas no incorporados, el Autoprodutor podrá vender sus excedentes a otros clientes, con autorización del Distribuidor, cuando:
 - a) Cuando la empresa distribuidora que tenga la concesión en esa zona, no pueda dar el servicio directamente a dicho cliente.
 - b) En caso de existir cercanía física del cliente, justifiquen el abastecimiento por parte del Autoprodutor.

DESPACHO DE LOS EXCEDENTES.

Los excedentes del autoprodutor estarán bajo despacho centralizado por parte del CENACE, el cual solo despachará la componente de generación del autoprodutor que haya sido calificada como excedente y que se comercialice a través del MEM

En caso de que sea necesario utilizar las redes de terceros para transportar energía para consumo propio, esta magnitud no estará sujeta al despacho del CENACE, aunque el autoprodutor deberá informar y coordinar con el CENACE la operación de su planta.

PAGO POR TRANSPORTE DE LA ENERGIA ELECTRICA.

Para el pago de transporte de energía por parte del autoprodutor se presentan dos casos:

- Cuando el autoprodutor comercialice sus excedentes en el MEM o abastezca su consumo propio utilizando las instalaciones del Sistema Nacional Interconectado o las instalaciones de un Distribuidor, el autoprodutor deberá pagar las tasas correspondientes por:
 - Tarifa de transmisión
 - Peaje de distribución

Se pagarán estas tarifas según sea el caso y de acuerdo a las normativas y leyes vigentes.

- Cuando el autoprodutor no utilice las líneas del Sistema de Transmisión o de un Distribuidor, el autoprodutor deberá llegar a un acuerdo con el propietario de las líneas o instalaciones para el pago por el uso de las redes en función de la capacidad de las redes y los tramos involucrados. De no llegar a un acuerdo que satisfaga a ambas partes se deberán someter a la resolución final por parte del CONELEC.

REMUNERACION POR POTENCIA.

El autoprodutor cuyos excedentes estén puestos a disposición del MEM, recibirá la remuneración por potencia únicamente por los excedentes que ponga a disposición, esta remuneración será observando lo dispuesto en la regulación sobre el “Calculo de potencia remunerable puesta a disposición”, para lo cual recibirá el tratamiento de un agente generador.

OPERACION DE INSTALACIONES DE TRANSMISION PRIVADAS O PARTICULARES.

En los casos en que el CONELEC autorice la construcción de una red de transmisión para evacuar los excedentes desde su central hacia el Sistema Nacional Interconectado se deben observar lo establecido en el Reglamento y los Procedimientos de Despacho y Operación en la parte pertinente y coordinar sus acciones con el CENACE para la correspondiente supervisión y control.

La supervisión y control de las instalaciones privadas se aplican al momento en que éstas se integren al Sistema Interconectado.

AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION.

Cuando las ampliaciones de la capacidad de generación del autoprodutor no sean para abastecer exclusivamente el incremento de su consumo propio, serán consideradas como excedente y por lo tanto deberán cumplir con la normativa establecida para un generador.

MECANISMOS DE COMPENSACION DE ENERGIA.

Se establecerán mecanismos entre el CENACE y el Autoprodutor, para que compensen diariamente los montos de energía que se produjeren en exceso o en defecto, por concepto de energía eventualmente recibida desde el MEM para cubrir el consumo propio y la que entregue el Autoprodutor al MEM. Las diferencias que existan luego de las compensaciones serán liquidadas como transacciones en el Mercado Ocasional.

COMPRA DE ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL

Si por alguna causa, el Autoprodutor no puede abastecer su propio consumo, podrá comprar energía en el Mercado Ocasional, previa notificación al CENACE. Para ello, el requerimiento del Autoprodutor deberá ser calificado como un Gran Consumidor con toda la normativa vigente en relación a esta calificación y a su participación en el MEM. En caso de que su requerimiento no

califique como Gran Consumidor, el suministro será facturado por la respectiva Distribuidora concesionaria del área, aplicando el pliego tarifario vigente.

Cuando el Autoprodutor deba recibir energía desde el MEM, por no poder abastecer su Consumo Propio o la totalidad de su demanda, la factura por esta energía recibida incluirá todos los cargos correspondientes a este servicio.

REGISTRO EN EL CONELEC Y CENACE.

El Autoprodutor deberá registrar y entregar en el CONELEC y CENACE, la información técnica correspondiente a sus instalaciones de generación, contratos a plazo y las demás que se indica en el Reglamento de Concesiones, Reglamento para el Funcionamiento del MEM, Reglamento de Despacho y Operación y sus correspondientes Regulaciones y Procedimientos.

INSCRIPCION, GARANTIAS Y CONTRIBUCIONES

Los pagos por concepto de inscripción, garantías y demás contribuciones al CONELEC, CENACE y otras aplicables a los Generadores, serán calculados de acuerdo a la magnitud de los excedentes que ponga el Autoprodutor a disposición del MEM.

CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA VIGENTE

En todo lo que no esté expresamente dispuesto en la regulación para autoprodutores, el Autoprodutor observará lo dispuesto en las Leyes, Reglamentos, Regulaciones y Procedimientos vigentes.

DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE GENERACION.

Para el caso de las empresas que deseen calificarse como Autoprodutores, deberán ser propietarias, accionistas o tener participaciones sobre los equipos destinados a la autoproducción, como lo señala el numeral 5 de la regulación para la calificación como autoprodutores, o disponer de equipos en arrendamiento

mercantil, o mediante cualquier instrumento legalmente válido por el cual el Autoprodutor se beneficia de la producción del equipo.

En este caso, la empresa interesada en obtener la calificación como Autoprodutor, deberá acompañar a su solicitud de calificación, los acuerdos comerciales y operativos sobre los equipos de generación destinados a la autoproducción, a más de sujetarse en lo establecido en la regulación para la calificación como autoprodutor.

Si al momento de finalizar el arrendamiento mercantil o el plazo de vigencia de cualquier otro instrumento legalmente válido, el Autoprodutor no concrete la propiedad de los equipos de generación, se dará por terminados automáticamente la concesión, permiso o licencia otorgados por el CONELEC.

4.1.3 GRAN CONSUMIDOR.

El bagazo producto de la molienda de la caña de azúcar esta disponible desde el mes de julio en que empieza la zafra hasta la primera semana del mes de enero del siguiente año, motivo por el cual no se puede generar electricidad ante la falta del combustible que es el bagazo para ser quemado en las calderas, ante esto la planta industrial necesita durante los meses de enero hasta julio la energía eléctrica necesaria para las labores de mantenimiento de la planta y para actividades administrativas, por lo tanto es necesario contar la con la calificación como “Gran Consumidor”, para negociar la compra de energía eléctrica durante estos meses de mantenimiento, los aspectos mas relevantes para la calificación como gran consumidor son los siguientes:

REQUISITOS PARA LA CALIFICACIÓN.

Para la calificación como gran consumidor de energía el solicitante en este caso la compañía ECUDOS, deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a.** La compañía en cuestión debe ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que en sus instalaciones utilicen la energía eléctrica exclusivamente para su consumo propio, no estando permitida la reventa o comercialización de dicha energía. Las instalaciones podrán estar concentradas en un solo sitio, o en varios sitios pertenecientes al área de concesión de una misma Distribuidora. Este requisito es cumplido por la compañía ECUDOS, sus instalaciones están concentradas en un solo sitio y la energía empleada es solo para las actividades de la compañía.
- b.** Se requiere tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial que cumpla con la Regulación vigente sobre la materia. Los sistemas de medición y de comunicación podrán ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio. Para el cumplimiento de este requisito el Ingenio cuenta con una subestación cuyo medidor está instalado a la entrada de la subestación y cumple con la regulación para la medición comercial de los agentes de MEM
- c.** En el caso de que el equipo de medición se instale en el lado secundario del sistema de transformación del usuario, las pérdidas internas de los transformadores utilizados exclusivamente para su abastecimiento de energía, deberán incluirse en los consumos de energía, utilizando el equipamiento y una metodología de cálculo que deberá ser aprobada y certificada por el CENACE. El medidor instalado está en el lado primario del transformador utilizado para la compra de energía al MEM (lado 69 KV).
- d.** El solicitante de la calificación deberá registrar valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (kW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses

anteriores al de la solicitud, a aquellos valores que se indican en la siguiente tabla:

PERIODO DE PRESENTACION DE LA SOLICITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Tabla 4-1. Requisitos mínimos de Potencia y Energía-Gran Consumidor

El consumo de energía y la demanda de potencia para el proceso industrial del Ingenio son mayores a los establecidos como requisitos mínimos para lograr una calificación como Gran Consumidor.

- e. La empresa a calificar deberá estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC.

CERTIFICACIÓN.

La información relacionada con el sistema de medición, la demanda, el consumo y el saneamiento de las deudas pendientes, deberán tener la debida certificación por parte de la empresa que le hubiere suministrado el servicio. La certificación por parte de la empresa deberá ser emitida en un plazo máximo de 15 días, a partir de la presentación del requerimiento por parte del interesado. En el caso de que la empresa suministradora no emita las certificaciones en el plazo antes señalado, se entenderá que el solicitante cumple con los requisitos necesarios para su calificación como Gran Consumidor, bajo la exclusiva responsabilidad de la empresa suministradora del servicio.

SOLICITUD.

Junto con la solicitud para la calificación de Gran Consumidor se deberá adjuntar el diagrama unificar eléctrico de las instalaciones que buscan la calificación en el cual deben señalarse los puntos de medición.

PROCESO DE CALIFICACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

Para la verificación de la información enviada por parte de la empresa solicitante de la Calificación en este caso ECUDOS, se deberá realizar una inspección en la que participará personal técnico del CONELEC, la empresa distribuidora del servicio y el personal técnico de la empresa solicitante. Una vez efectuada la inspección y con el informe favorable de la misma, se procederá a la emisión del certificado de Gran Consumidor.

PARTICIPACIÓN EN EL MEM.

Una vez obtenida la calificación como Gran Consumidor ECUDOS será un agente más del MEM, por lo que podrá comprar energía de las siguientes maneras:

- En el Mercado Ocasional, para esto ECUDOS deberá de informar al CENACE con una anticipación de por lo menos 20 días para que la corporación tome las medidas pertinentes.
- Mercado de contratos a plazo, para lo cual se tomarán en cuenta las disposiciones para este tipo de transacción vigentes y los términos de los contratos, ya sea con algún agente generador o con la empresa distribuidora.

IMPUESTOS, TASAS Y OTROS GRAVÁMENES.

Al Distribuidor que tenga la concesión de la zona donde se encuentre ubicado físicamente el Gran Consumidor, se le reportará las facturas por la energía y potencia suministradas a este gran cliente. El CENACE reportará la factura correspondiente a las transacciones en el Mercado Ocasional; y, el Generador, sobre las transacciones en el Contrato a Plazo. El Distribuidor, en su condición de Agente de retención, presentará una factura al Gran Consumidor, incluyendo las tasas, impuestos y demás gravámenes que correspondan.

4.2 COMPRA DE ENERGÍA

Entre los meses de enero y junio el Ingenio realiza el mantenimiento de toda la planta, tanto la central térmica es decir las calderas y la planta eléctrica están en mantenimiento. A este periodo se le llama “Interzafra”, en el cual las oficinas administrativas continúan sus labores. Durante este periodo no hay disponibilidad de caña o bagazo para generar energía eléctrica para el consumo propio del Ingenio, motivo por el cual en Ingenio debe comprar energía al MEM.

ECUDOS propietaria del Ingenio, la cual actualmente cuenta con la calificación de Gran Consumidor de energía y como tal está en ejercicios de los deberes y derechos que estipula la ley para el funcionamiento como Gran Consumidor tiene dos opciones para la compra de energía, estas opciones están claramente explicadas en el reglamento para los grandes consumidores, estas opciones son las siguientes:

- Comprar la energía en el mercado ocasional
- Comprar la energía por medio de contrato con un generador o con la empresa distribuidora, en este caso EEMCA (Empresa Eléctrica Milagro)

4.2.1 COMPRA EN EL MERCADO OCASIONAL.

En caso de que el Ingenio compre energía en el mercado ocasional el precio de la energía se valora al “costo marginal”, este valor se determina de modelos basados en mínimo costo, el precio de la energía se la denomina “Precio de Mercado”, este precio se sanciona en un nodo físico del sistema de transmisión y dicho precio está representado por el costo marginal de corto plazo; los precios en los demás nodos se determinan afectando el precio de mercado por el correspondiente factor de nodo.

Las transacciones que realicen los Grandes Consumidores serán liquidadas por el CENACE diariamente, y mensualmente se establecerán las obligaciones y derechos comerciales de estos agentes.

Con respecto a la liquidación y facturación de la energía comprada al mercado ocasional, se discrimina de acuerdo a:

- Energía
- Potencia
- Transporte
- Peajes de distribución

La volatilidad de los precios de la energía hacen que la compra de energía al MEM la hagan una opción poco atractiva para el Gran Consumidor.

4.2.2 COMPRA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

En nuestro país el Mercado Eléctrico Mayorista contempla un “Mercado de Contratos”, en este mercado los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores pactan el suministro de una determinada cantidad de energía proveniente de los generadores. En el mercado de contratos se

contempla únicamente contratos de abastecimiento de energía. El precio a pagar por esta energía es de libre acuerdo entre las partes involucradas.

Será de libre acuerdo la cantidad de energía comprometida en el contrato, aunque la cantidad de energía es de libre acuerdo se deberá tomar en cuenta las restricciones sobre las cantidades máximas establecidas en el “Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista”. El Gran Consumidor estará en la libertad de firmar uno o más contratos de suministro de energía según su conveniencia.

Los Generadores que suscriban contratos con Grandes Consumidores deberán reportar estos contratos al CENACE en el formato respectivo. El CENACE revisará que dicho contrato cumpla con las normas y demás estatutos del Reglamento de Mercado de acuerdo a los procedimientos establecidos.

Se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos para la formulación de un contrato:

- El agente vendedor y comprador.
- Período de vigencia.
- Plazos de ejecución.
- El compromiso de demanda a abastecer
- Compromisos de transporte.
- Punto de intercambio de la transacción, esto es la ubicación del contrato. Los contratos son pactados en un nodo de referencia, los cuales pueden ser los siguientes:
 - Barra de Mercado
 - Barra del generador
 - Barra del Distribuidor
- Las penalidades si se trata de un contrato con garantías de suministro.

Dentro de las ventajas que tiene un Gran Consumidor por medio del mercado de contratos se enumeran las siguientes:

- Se permite elegir al proveedor.
- Se aseguran condiciones, precios, plazos y cantidades para el período de duración del contrato.
- Puede accionar frente al mercado en función de su situación y conveniencia.
- Se producen ahorros en la transacción.
- Se localizan, el riesgo y los beneficios, impidiendo la volatilidad del mercado ocasional.

Para la elaboración del contrato más conveniente para el Gran consumidor es necesario el análisis de los siguientes aspectos:

- La diferente valorización de la energía en los distintos nodos del sistema, determina el establecimiento de la mejor alternativa para ubicar el punto en el cual se va a localizar la transacción.
- Detallar una cláusula en la cual se asigne responsabilidades en el transporte de la energía.
- Las responsabilidades en el transporte de la energía llegan hasta la barra en la cual se canaliza la transacción.
- Establecer curvas de carga representativas para la contratación.
- El precio máximo de contrato, dependerá de los precios referenciales de generación
- Verificar condiciones establecidas en la Ley y Reglamentos.

4.3 VENTA DE ENERGÍA

La empresa ECUDOS, habiendo obtenido la certificación como Autoproducer está en la capacidad de poner sus excedentes de energía a disposición del MEM, para la calificación como Autoproducer ECUDOS declaró la cantidad de excedentes de energía para la venta, y los periodos de tiempo durante los cuales puede generar excedentes. Durante la época de zafra se obtiene el bagazo de la caña, el cual es usado como combustible para las calderas las cuales suministran el vapor para el funcionamiento del parque generador del

Ingenio, solamente durante la época de zafra existe disponibilidad de bagazo, después de la zafra no se cuenta con el bagazo para la producción de energía eléctrica que cubra por lo menos los requerimientos del Ingenio, pero aún la generación de excedentes de energía para la venta en el MEM.

La generación de excedentes de energía para la venta en el MEM depende entonces del bagazo existente. Durante la zafra el Ingenio generará excedentes de energía ya que cuenta con el bagazo suficiente para este fin.

4.3.1 VENTA DE ENERGIA APLICANDO LA REGULACION

La regulación del CONELEC 004/04 trata acerca precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, la generación de energía eléctrica de ECUDOS es mediante el empleo de la quema de “bagazo de caña” en sus calderas las cuales producen el vapor necesario y suficiente para los cuatro grupos de generación que posee. ECUDOS al usar bagazo de caña, el cual es un residuo agroindustrial, es por definición de la regulación 004/04 una “Central a Biomasa”, motivo por el cual puede vender su energía al MEM a un precio especial.

Los aspectos más importantes de esta regulación para la venta de energía son los siguientes:

- El precio de la energía vendida al Sistema Eléctrico Interconectado es de: **9.04 cUSD/KWH.**
- Si la central de generación supera los 15 MW, solamente la producción correspondiente a los primeros 15 MW tendrán los precios que contempla esta regulación, mientras que la potencia y energías excedentes deberán ser comercializados como cualquier central convencional.
- El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al Sistema, hasta el límite de capacidad instalada establecido en el Art. 21 del

Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

- El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.
- Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.
- En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia
- En caso de que se requiera la construcción de una línea de transmisión desde la central hasta el punto de conexión con el sistema, el pago adicional por Transporte es de 0.06 centavos USD/kWh/Km., con un límite máximo de 1.5 centavos USD/kWh, este pago se lo realizará a la propietaria de la central si esta construyó la línea en su totalidad.
- El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La venta de energía por parte del Ingenio mediante la aplicación de esta regulación, le da al Ingenio un valor alto del KHW vendido, y es un precio con valor constante, esto da seguridad y confianza para la generación eléctrica por parte del Ingenio.

4.3.2 VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

La regulación 004/04 la cual regula el precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, estipula que las centrales beneficiadas por esta regulación pueden vender sus excedentes de energía y potencia al MEM como cualquier otro agente, ya sea en el mercado ocasional o en el mercado de contratos, es decir una vez que se genere mas de 15 MW, este excedente de potencia y energía estará a disposición del MEM pero se aplicarán las normas y procedimientos aplicables a la venta de energía en el mercado ocasional y en el mercado de contratos.

En el capítulo 3 se obtuvo la cantidad de potencia que el Ingenio puede producir para la venta, esta cantidad de potencia es de **14.6 MW**, esta cantidad de potencia se obtiene con los cuatro generadores en línea y los cuatro calderos produciendo el vapor para los generadores, por lo tanto el Ingenio en las condiciones de funcionamiento planteados en el capítulo anterior no puede generar mas de 14.6 MW, por lo tanto no puede poner a disposición excedentes de potencia y energía en el mercado de contratos. En caso de pasar los 15 MW si podrá negociar estos excedentes, pero para llegar a esto deberá realizar ampliaciones de su parque generador o tener una mayor producción de vapor en las calderas para incrementar el valor de potencia.

4.3.3. VENTA DE ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL

Se encontró en el capítulo tres que el Ingenio no puede generar más de 14.6 MW, por lo tanto bajo las actuales condiciones de operación ECUDOS dueño de la generadora no puede poner a disposición del Mercado Ocasional potencia y energía.

4.4 SITUACION ACTUAL

La compañía ECUDOS S.A. cuenta actualmente con la calificación por parte del CONELEC como Autoprodutor, por lo tanto se sujeta a las normas y estatutos vigentes que regulan la actividad de este tipo de agente del MEM.

Según la regulación para el funcionamiento como Autoprodutor ECUDOS, deberá declarar al CONELEC los siguientes aspectos:

- Consumo propio, es decir el consumo de sus instalaciones industriales, serán todas las cargas que sean consideradas como consumo interno del Ingenio. La carga total del Ingenio actual es de 13 MW
- Generación total, es decir la capacidad total de su parque generador, que en este caso es de 27.6 MW.
- El excedente de generación, que es la diferencia entre la generación total de su parque generador y el consumo interno, el cual es 14.6 MW.

ECUDOS S.A. firmo su contrato para generación en el año 2004, en ese año la regulación vigente era la 003/02, en la cual estipula que el precio para la venta de energía es **10.23 cUSD/KWH**, en dicho contrato ECUDOS declara que su potencia disponible para venta de excedentes es de 6 MW, hasta los 6 MW el precio de la energía que se pagará será de **10.23 cUSD/KWH**. Cuando la potencia que se genere para venta de excedente sea mayor que 6 MW se aplicará el precio de la regulación 004/02, el cual es de **9.04 cUSD/KWH**.

Debido a restricciones de operación de la planta térmica y eléctrica no se genera mas de los 14.6 MW, por lo tanto no le es posible al Ingenio poner a disposición del MEM potencia y energía cuando se haya generado más de 15 MW. Cabe recalcar que la regulación establece que pasado de este valor los excedentes pueden ser puestos a disposición del mercado de contratos y mercado ocasional, lo cual no es factible debido a las restricciones mencionadas anteriormente.

La generación de electricidad de ECUDOS se realiza en la época de zafra, esto es durante los meses de julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre. Durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio las instalaciones de la planta se encuentran en mantenimiento total, es decir las instalaciones de la fábrica de azúcar, la planta térmica y la planta eléctrica, durante estos meses es necesario la compra de energía, siendo ECUDOS un Autoprodutor, la regulación para los Autoprodutores estipula que cuando no se pueda generar para su consumo propio este podrá comprar energía como un Gran consumidor, para lo cual se respetará la normativa que rige a estos agentes. ECUDOS como Gran Consumidor ha realizado un contrato para comprar energía a una generadora Hidroeléctrica, el precio de la energía es de **5.10 cUSD/KWH**, este es el costo de la energía en la barra de 69 KV de la subestación de propiedad de ECUDOS.

CAPITULO 5

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

5.1 INTRODUCCION

El proyecto de cogeneración de energía eléctrica con bagazo de caña se ha implementado en países como Guatemala y Brasil, los cuales están más adelantados en este tipo de generación eléctrica. En Ecuador, dentro de las políticas del sector eléctrico se ha creado el marco legal para el funcionamiento de este tipo de centrales, el CONELEC ha sido el encargado de la creación de dicho marco legal, el cual da un precio preferencial para la venta de energía a las centrales que operen con combustible de biomasa, en este caso el bagazo de caña. Para aprovechar al máximo las ventajas que da el marco legal se deben realizar inversiones en maquinarias y nuevas instalaciones que cumplan con la normativa para el funcionamiento de instalaciones como plantas generadoras, subestaciones y líneas de transmisión, para esto es necesario evaluar cuanto se debe invertir en nuevas instalaciones y maquinarias, lo cual fue determinado en el capítulo tres, esta inversión generará ingresos por venta de energía, el precio de venta de energía tiene una vigencia de doce años, los ingresos y egresos deberán compararse dentro de un horizonte de doce para determinar si la rentabilidad obtenida por el proyecto justifica los montos a invertir.

El objetivo de este capítulo es determinar la rentabilidad del proyecto mediante la construcción de un flujo de caja, para lo cual se determinarán los ingresos y

egresos que se generan en la operación del proyecto de cogeneración de energía eléctrica mediante la quema de bagazo de caña en las calderas de la planta industrial.

Para efectos de estudio de factibilidad se asumirá que se llega a generar los 15 MW para la venta de excedentes de energía desde el año 2007 en adelante, ya que para esta fecha se podrá contar con una mejor generación del turbo-generador # 3.

5.2 ALTERNATIVAS DE PRODUCCION

La regulación para el funcionamiento de este tipo de centrales señala 15 MW como potencia límite para la venta de electricidad, por lo tanto se efectuaran los trabajos de ampliación necesarios para logra este objetivo, la central solo dispone de bagazo durante la época de zafra que es de julio a diciembre, los otros meses no dispone del bagazo para quemarlo en las calderas y obtener el vapor para las turbinas de la central eléctrica, esto quiere decir que existen restricciones para la operación y funcionamiento de la central eléctrica, en otras palabras el combustible usada en las calderas es la restricción para la producción del vapor necesario para la central eléctrica.

El “tamo de arroz”, o cascarilla de arroz por definición es biomasa, el cual tiene un poder calorífico aceptable para ser utilizado en las calderas como combustible y producir el vapor suficiente para la generación eléctrica durante los meses en que no se disponga de bagazo, al emplear este combustible es aplicable la regulación para la operación de las centrales a biomasa, por lo tanto la central de ECUDOS vende sus excedentes al precio preferencial estipulado en dicha regulación.

Las calderas pueden utilizar diesel como combustible durante la interzafra para la producción de energía que cubra las necesidades del Ingenio, pero no se

beneficia del precio preferencial, en este caso podrá vender energía en el mercado de contratos o en el mercado mayorista.

En resumen existen tres formas en las que puede funcionar la planta térmica para el proyecto de cogeneración:

1. Producción de energía con bagazo durante la zafra (6 meses)
2. Producción de energía con bagazo durante la zafra y tamo de arroz en la ínter zafra.
3. Producción de energía con bagazo durante la zafra y diesel oil durante la interzafra

5.2.1 PRODUCCION DE ENERGÍA CON BAGAZO DURANTE 12 AÑOS

La regulación del CONELEC 004-04 establece que la vigencia del precio preferencial para la energía es de 12 años, la regulación 003/02 establece la vigencia en 10 años, para el caso de ECUDOS se respetará la vigencia del precio establecida en la regulación 004/04, lo cual aclara el tiempo de vigencia dando de esta manera mayor confianza al inversionista, y mayores ingresos por la venta de energía al extenderse la vigencia de los precios, para la construcción del flujo se tomará en cuenta un horizonte de 12 años el cual es el tiempo de duración de los precios preferenciales.

5.2.1.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA

La venta de los excedentes de energía de ECUDOS, constituyen el único ingreso de dinero para el proyecto de cogeneración de energía, la venta de energía se la ha realizado desde el 2005, en el cual ECUDOS declaro en el CONTRATO con el CONELEC que la potencia que pueden generar para venta de excedentes es

de 6 MW, la energía vendida será remunerada con el precio establecido en la regulación 003/02 que es **10.23 \$ctvos/kwh**.

En el año 2006 ECUDOS declara al CONELEC que su potencia para venta de excedentes es 15 MW, esta es la potencia límite para la venta de excedentes estipulada en las dos regulaciones. Este aumento de la potencia se debe a la puesta en marcha del turbo-generador #4, con una capacidad de 16.8 MW.

El precio de la energía de los excedentes cuando se generen mas de 6 MW será el precio establecido en la regulación 004/04, es decir **9.04 \$ctvos/kwh**. La tabla 5-1 resume lo anterior.

PRECIO DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA	
RANGO	PRECIO (\$ctvos/kwh)
DE 0 - 6 MW	10,23
DE 6 - 15 MW	9,04

Tabla 5-1. Precio de la energía

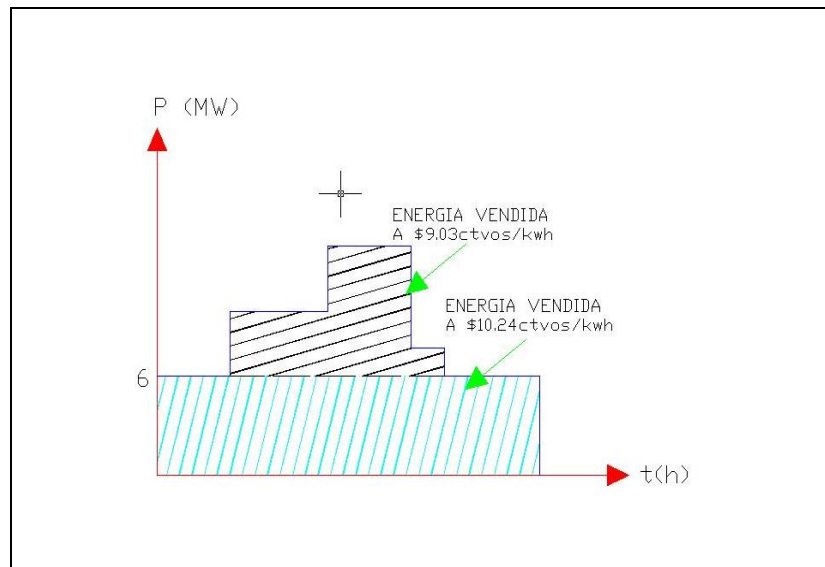


Figura 5-1. Precio de la energía

La figura 5- 1 muestra como es el pago por la energía a partir de los 6 MW, para el año 2006 en adelante se deberá señalar la cantidad de energía que se paga a diferentes precios.

Durante el año 2005 no se logró llegar a los 15 MW para venta de excedentes ya que el parque generador solo contaba con tres unidades de generación (TG-4 entra en 2006), toda la energía vendida será remunerada a \$10.23 ctvos/kwh, ya que no se genera mas de los 6 MW, la tabla 5-2 muestra los KWH de la venta de energía.

VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGIA -AÑO 2005			
MES	EXCEDENTES (KWH)	POTENCIA (KW) PROMEDIO	DIAS
ENERO	0,00	0,00	31
FEBRERO	0,00	0,00	28
MARZO	0,00	0,00	31
ABRIL	0,00	0,00	30
MAYO	0,00	0,00	31
JUNIO	0,00	0,00	30
JULIO	767.695,48	0,93	31
AGOSTO	2.412.114,24	3,00	31
SEPTIEMBRE	2.459.973,48	3,02	30
OCTUBRE	3.497.672,15	4,07	31
NOVIEMBRE	3.328.374,51	4,02	30
DICIEMBRE	2.925.897,87	3,03	31
TOTAL GENERADO (KWH)	15.391.727,73		

Tabla 5-2. Venta Excedentes 2005

En el año 2006, la central eléctrica ya cuenta con un turbo-generador de 16.8 MW, por tal motivo ha aumentado la venta de excedentes, aunque no ha llegado a generar los 15 MW para la

venta de excedentes ya que la unidad de generación # 3 esta fuera de servicio por mantenimiento correctivo.

La venta de excedentes para el año 2006 se resume en la tabla 5-3, la energía vendida para el mes de diciembre se la ha establecido en un valor cercano a la energía vendida en el mes de noviembre.

VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGIA - AÑO 2006					
MES	EXCEDENTES (KWH)	POTENCIA (MW) PROMEDIO	DIAS	ENERGIA GENERADA HASTA 6 MW (KWH)	ENERGIA GENERADA DESDE 6 MW (KWH)
ENERO	0,00	0,00	31	0	0
FEBRERO	0,00	0,00	28	0	0
MARZO	0,00	0,00	31	0	0
ABRIL	0,00	0,00	30	0	0
MAYO	0,00	0,00	31	0	0
JUNIO	0,00	0,00	30	0	0
JULIO	2.463.315,38	3,02	31	2.463.315,38	0,00
AGOSTO	7.921.632,81	10,05	31	4.464.000,00	3.457.632,81
SEPTIEMBRE	6.348.816,07	8,12	30	4.320.000,00	2.028.816,07
OCTUBRE	6.848.816,07	8,91	31	4.464.000,00	2.384.816,07
NOVIEMBRE	7.821.632,81	10,06	30	4.320.000,00	3.501.632,81
DICIEMBRE	8.921.632,81	11,19	31	4.464.000,00	4.457.632,81
TOTAL GENERADO (KWH)	40.325.845,95			24.495.315,38	15.830.530,57

Tabla 5-3 Venta Excedentes 2006

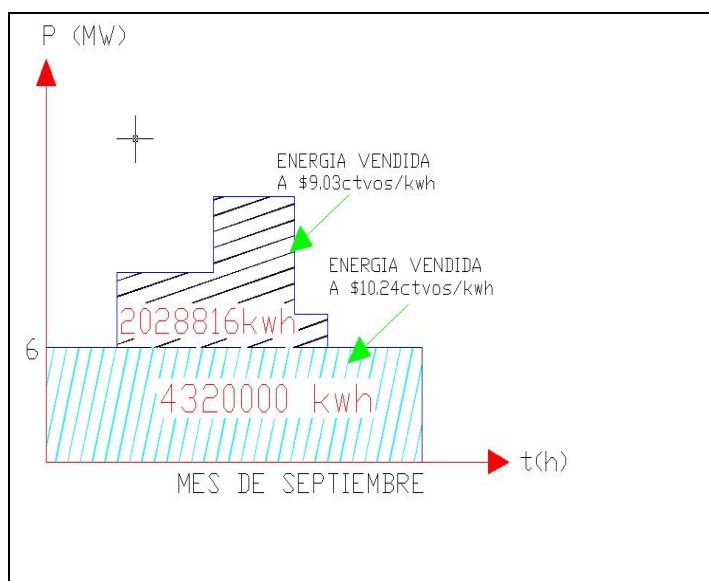


Figura 5-2. Precio de energía año 2006

La figura 5-2 muestra como se remunera la energía de los excedentes para el mes de septiembre del 2006, se aprecia la diferenciación del precio pasados los 6 MW.

Para el año 2007 en adelante el Ingenio podrá llegar a generar los 15 MW para la venta, se asume que se generará sin interrupciones durante 168 días, que es el tiempo en que se dispone de bagazo para la obtención de vapor en las calderas.

La tabla 5-4 resume la energía para venta de excedentes para el año 2007 en adelante y los precios para las cantidades de energía que se generan.

El resumen de los ingresos por venta de excedentes de energía durante la vigencia del proyecto que es de 12 años se muestra en la tabla 5-5.

PROYECCION DE VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGIA - AÑO 2007 EN ADELANTE					
MES	EXCEDENTES (KWH)	POTENCIA (MW) PROMEDIO	DIAS	ENERGIA GENERADA HASTA 6 MW (KWH)	ENERGIA GENERADA DESDE 6 MW (KWH)
ENERO	0,00	0,00	31	0	0
FEBRERO	0,00	0,00	28	0	0
MARZO	0,00	0,00	31	0	0
ABRIL	0,00	0,00	30	0	0
MAYO	0,00	0,00	31	0	0
JUNIO	0,00	0,00	30	0	0
JULIO	10.189.565,22	15,00	31	4.464.000,00	5.725.565,22
AGOSTO	10.189.565,22	15,00	31	4.464.000,00	5.725.565,22
SEPTIEMBRE	9.860.869,57	15,00	30	4.320.000,00	5.540.869,57
OCTUBRE	10.189.565,22	15,00	31	4.464.000,00	5.725.565,22
NOVIEMBRE	9.860.869,57	15,00	30	4.320.000,00	5.540.869,57
DICIEMBRE	10.189.565,22	15,00	31	4.464.000,00	5.725.565,22
TOTAL GENERADO (KWH)	60.480.000,00			26.496.000,00	33.984.000,00

Tabla 5-4 Venta Excedentes 2007 en adelante

INGRESO POR VENTA DE ENERGIA - DURANCION DEL PROYECTO: 12 AÑOS					
AÑO	ENERGÍA VENDIDA HASTA 6MW	ENERGÍA VENDIDA DESDE 6MW	INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA HASTA 6MW	INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA DESDE 6MW	TOTAL ANUAL
AÑO 2005	15.391.727,73	0	\$ 1.574.573,75	\$ -	\$ 1.574.573,75
AÑO 2006	24.495.315,38	15.830.530,57	\$ 2.505.870,76	\$ 1.431.079,96	\$ 3.936.950,73
AÑO 2007	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2008	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2009	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2010	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2011	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2012	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2013	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2014	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2015	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40
AÑO 2016	26.496.000,00	33.984.000,00	\$ 2.710.540,80	\$ 3.072.153,60	\$ 5.782.694,40

Tabla 5-5. Proyección de venta de excedentes durante 12 años

5.2.1.2 COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION

Se calcularán los costos anuales para el proyecto de cogeneración, este costo de operación tiene dos componentes:

- Costos durante el cultivo de la caña de azúcar, a este periodo de cultivo se le conoce como interzafra, durante la interzafra se realiza el mantenimiento total de las instalaciones de ECUDOS
- Costo durante la zafra, este es el costo de producir los KWH para la venta de excedentes y el consumo propio de ECUDOS.

5.2.1.2.1 COSTOS DURANTE EL CULTIVO DE LA CAÑA DE AZUCAR

Durante la época de cultivo no se puede generar con bagazo como combustible para la generación de vapor, el cual es necesario para la generación de electricidad. En este periodo conocido como interzafra se da mantenimiento a toda la fábrica e instalaciones de ECUDOS, por tal motivo es necesario la compra de energía. ECUDOS al tener la calificación de Autoprodutor y en vista de que no puede generar para su propio consumo puede comprar energía como un GRAN CONSUMIDOR, de tal forma que esta en la libertad de comprar energía ya sea en el mercado ocasional o en el mercado de contratos.

ECUDOS comprará la energía a una generadora hidroeléctrica durante la interzafra en el mercado de contratos ya que este mercado es más estable que el mercado ocasional el cual es un mercado volátil.

El consumo del Ingenio durante la interzafra del año 2005, 2006 y 2007 en adelante es resumido en la tabla 5-6

CONSUMO DE LA PLANTA INDUSTRIAL-PERIDO DE INTERZAFRA			
MES	CONSUMO (KWH) AÑO 2005	CONSUMO (KWH) AÑO 2006	CONSUMO (KWH) AÑO 2007 EN ADELANTE
ENERO	89.300,00	111.625,00	117.206,25
FEBRERO	259.400,00	324.250,00	340.462,50
MARZO	267.800,00	334.750,00	351.487,50
ABRIL	259.100,00	323.875,00	340.068,75
MAYO	337.100,00	421.375,00	442.443,75
JUNIO	352.800,00	441.000,00	463.050,00
TOTAL	1.565.500,00	1.956.875,00	2.054.718,75

Tabla 5-6. Consumo de energía durante la interzafra

Desde el año 2007 se considero un aumento del consumo en un 5% para las actividades de mantenimiento durante los meses de interzafra.

El costo total de los KWH que el Ingenio ha comprado a la generadora hidroeléctrica mediante contratos ha plazo se indica en la tabla 5-7, la cual muestra los costos de compra durante un período de 12 años. Cabe recalcar que solo se compra la energía en el periodo de interzafra.

EGRESOS POR COMPRA ENERGIA A GENERADORA		
PRECIO TOTAL DEL KWH (\$ctvos) 2005-2007		5,1
AÑO	CONSUMO (KWH) EN INTERZAFRA	EGRESO POR COMPRA DE ENERGÍA (\$)
AÑO 2005	1.565.500,00	\$ 79.840,50
AÑO 2006	1.956.875,00	\$ 99.800,63
AÑO 2007	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2008	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2009	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2010	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2011	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2012	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2013	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2014	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2015	2.054.718,75	\$ 104.790,66
AÑO 2016	2.054.718,75	\$ 104.790,66

Tabla 5-7. Egresos por compra de energía

Se asume que el precio del KWH se mantiene constante durante el periodo de estudio, las políticas de expansión de generación del CONELEC están orientadas a la construcción de centrales hidroeléctricas, esto se reflejaría en el futuro con una disminución de los precios de la energía. La figura 5-3 muestra el flujo de energía durante la interzafra.

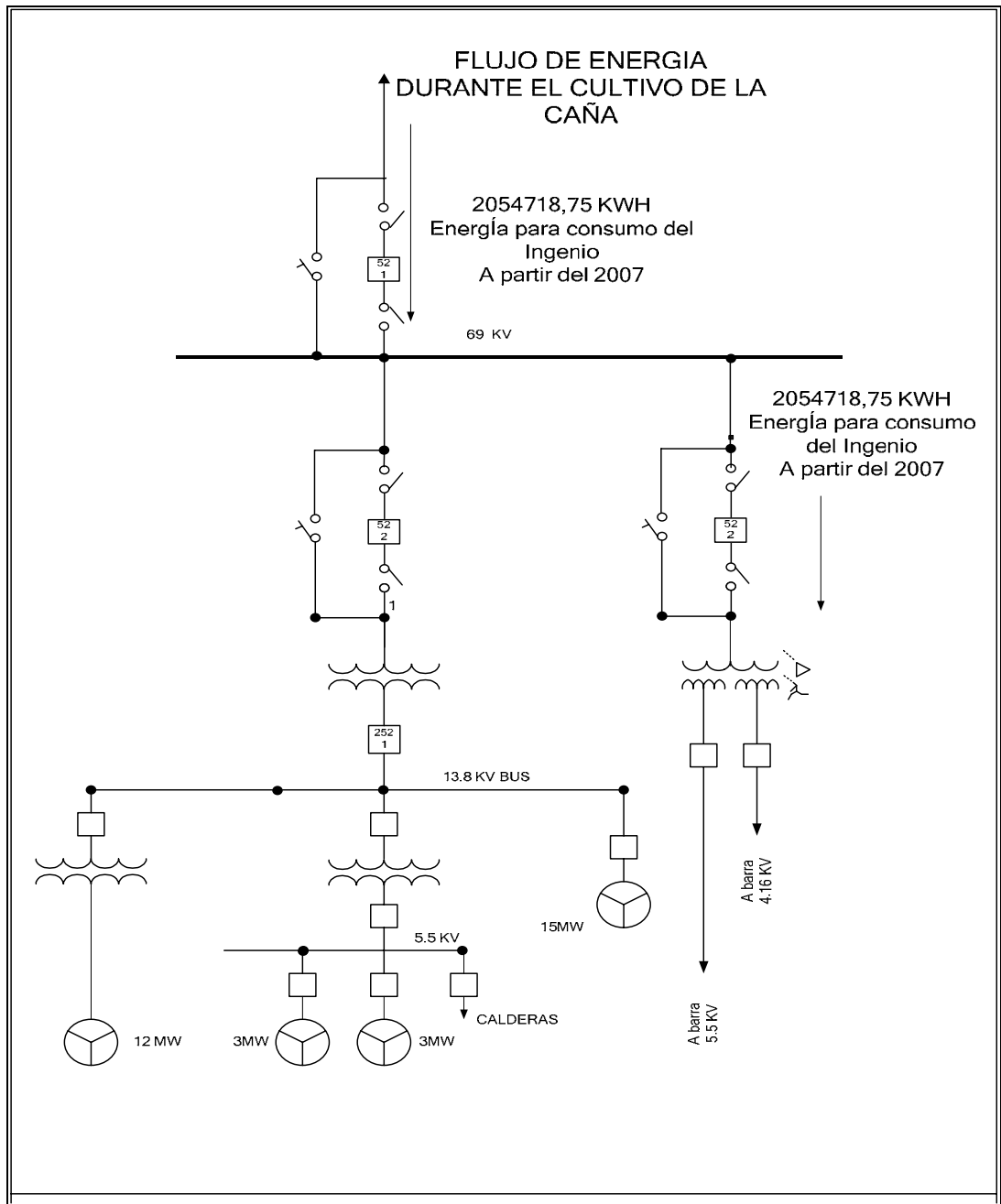


Figura 5-3. Flujo de energía durante la época de cultivo

5.2.1.2.2 COSTOS DURANTE LA ZAFRA

Durante la época de zafra se obtiene la caña de azúcar para ser procesada en las picadoras y luego en los molinos, es en los 6 molinos donde se extrae el bagazo de la caña, para luego llevarlo mediante bandas transportadoras a los cuatro calderos de los cuales se obtiene las 250 toneladas de vapor por hora que se requieren para el funcionamiento de la central eléctrica y de la planta industrial.

La zafra empieza en el mes de julio y termina en diciembre, durante este tiempo la central eléctrica podrá vender los excedentes de energía en su máxima capacidad, esto dependerá si cuenta con las cuatro calderas y las cuatro unidades de generación eléctrica.

La central eléctrica deberá producir los KWH suficientes para abastecer el consumo propio y poder realizar la venta de excedentes de energía. El costo de producción para el proyecto de cogeneración con bagazo será el costo de producir los KWH para el consumo interno y para la venta de excedentes, esto es la generación total de la central. Es necesario determinar la energía producida desde el comienzo del proyecto.

La tabla 5-8, 5-9 Y 5-10 muestra la generación total desde el año 2005, 2006 y la generación total esperada para el año 2007 en adelante respectivamente. Se conocen los excedentes proyectados para el 2007, pero se deben determinar

cuanto consumirá el ingenio a partir del 2007 para obtener la generación total de la central eléctrica, la tabla 5-11 muestra el consumo mensual proyectada a partir del año 2007.

GENERACION ELECTRICA TOTAL DE LA CENTRAL- AÑO 2005			
MES	GENERACION(KWH)	POTENCIA (KW) PROMEDIO	DIAS
JULIO	4.669.795,48	6076,61	31
AGOSTO	7.230.514,24	9118,43	31
SEPTIEMBRE	7.206.573,48	9009,13	30
OCTUBRE	8.066.372,15	9941,90	31
NOVIEMBRE	6.735.974,51	8755,52	30
DICIEMBRE	4.447.697,87	5078,09	31
TOTAL	38.356.927,73		

Tabla 5-8. Generación total año 2005

GENERACION ELECTRICA TOTAL DE LA CENTRAL-AÑO 2006			
MES	GENERACION(KWH)	POTENCIA (KW) PROMEDIO	DIAS
JULIO	5.307.158,00	6533,28	31
AGOSTO	16.557.127,00	19254,20	31
SEPTIEMBRE	14.487.854,00	18122,02	30
OCTUBRE	14.580.902,10	18597,99	31
NOVIEMBRE	16.326.927,45	20676,29	30
DICIEMBRE	16.576.397,98	20280,10	31
TOTAL	83.836.366,53		

Tabla 5-9 Generación total año 2006

Los datos de la tabla 5-8 y 5-9 son datos de generación reales que se obtuvieron del histórico de datos disponible en los medidores de venta y compra de energía ubicados en la subestación.

GENERACION ELECTRICA TOTAL DE LA CENTRAL AÑO 2007			
MES	GENERACION (KWH)	POTENCIA (KW) PROMEDIO	DIAS
JULIO	18.735.652,17	25182,33	31
AGOSTO	19.020.521,74	25565,22	31
SEPTIEMBRE	18.406.956,52	25565,22	30
OCTUBRE	19.020.521,74	25565,22	31
NOVIEMBRE	18.406.956,52	25565,22	30
DICIEMBRE	19.020.521,74	25565,22	31
TOTAL	112.611.130,43		

Tabla 5-10. Generación total año 2007

CONSUMO DE LA PLANTA INDUSTRIAL PERIODO DE ZAFRA-A PARTIR DEL 2007		
MES	CONSUMO (KWH) AÑO 2007 EN ADELANTE	DIAS
JULIO	8.546.086,96	30
AGOSTO	8.830.956,52	31
SEPTIEMBRE	8.546.086,96	30
OCTUBRE	8.830.956,52	31
NOVIEMBRE	8.546.086,96	30
DICIEMBRE	8.830.956,52	31
TOTAL (KWH)	52.131.130,43	

Tabla 5-11. Consumo planta industrial 2007 en adelante

Los datos de las tablas 5-10 y 5-11 son proyecciones en las cuales se asume que los excedentes de energía son generando una potencia de 15 MW sin

interrupciones y el consumo interno de 13 MW será demandado sin interrupciones durante toda la zafra.

Los costos para la producción de energía mediante la quema de bagazo en las calderas se compone de los siguientes rubros:

- Costo por el procesamiento de la materia prima: el bagazo es el residuo del proceso industrial de la fabricación de la caña de azúcar, es decir se está utilizando un desecho industrial, el costo de la caña de azúcar y su transporte lo asume la fábrica ya que esta es su materia prima para la producción de azúcar. Se ha establecido un valor de \$ 0.3 ctvos/kwh que es el costo que asume el proyecto de cogeneración para el empleo de bagazo como combustible.
- Costos de operación y mantenimiento: este es el costo de la operación y mantenimiento de la central eléctrica, la subestación, línea de transmisión y los motores del tandem (molinos y picadoras).
- Costos por seguro: es el costo de aseguramiento de las nuevas instalaciones para el proyecto de cogeneración.

La tabla 5-12 resume lo mencionado anteriormente.

COSTOS DE OPERACION	cUS\$/Kwh			
	Proceso	O&M	Seguros	Total
Bagazo de Caña	0,30	0,15	0,10	0,55

Tabla 5-12. Costos de operación con bagazo

Teniendo los datos de generación total durante los años del estudio económico del proyecto de cogeneración se determinarán los costos de operación para obtener el respectivo flujo de caja. El resumen de los costos operativos se muestra en la tabla 5-13.

COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO DE COGENERACION-DURACION:12 AÑOS					
	PRODUCCION	COSTOS DE OPERACIÓN			TOTAL COSTOS COSTO DE OPERACIÓN
AÑO	GENERACION TOTAL (KWH)	PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	SEGUROS DE INSTALACIONES	
AÑO 2005	38356927,73	\$ 115.070,78	\$ 57.535,39	\$ 38.356,93	\$ 210.963,10
AÑO 2006	83836366,53	\$ 251.509,10	\$ 125.754,55	\$ 83.836,37	\$ 461.100,02
AÑO 2007	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2008	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2009	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2010	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2011	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2012	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2013	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2014	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2015	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22
AÑO 2016	112611130,4	\$ 337.833,39	\$ 168.916,70	\$ 112.611,13	\$ 619.361,22

Tabla 5-13. Proyección de costos de operación con bagazo

La figura 5-4 muestra el flujo de energía durante la zafra para el año 2007

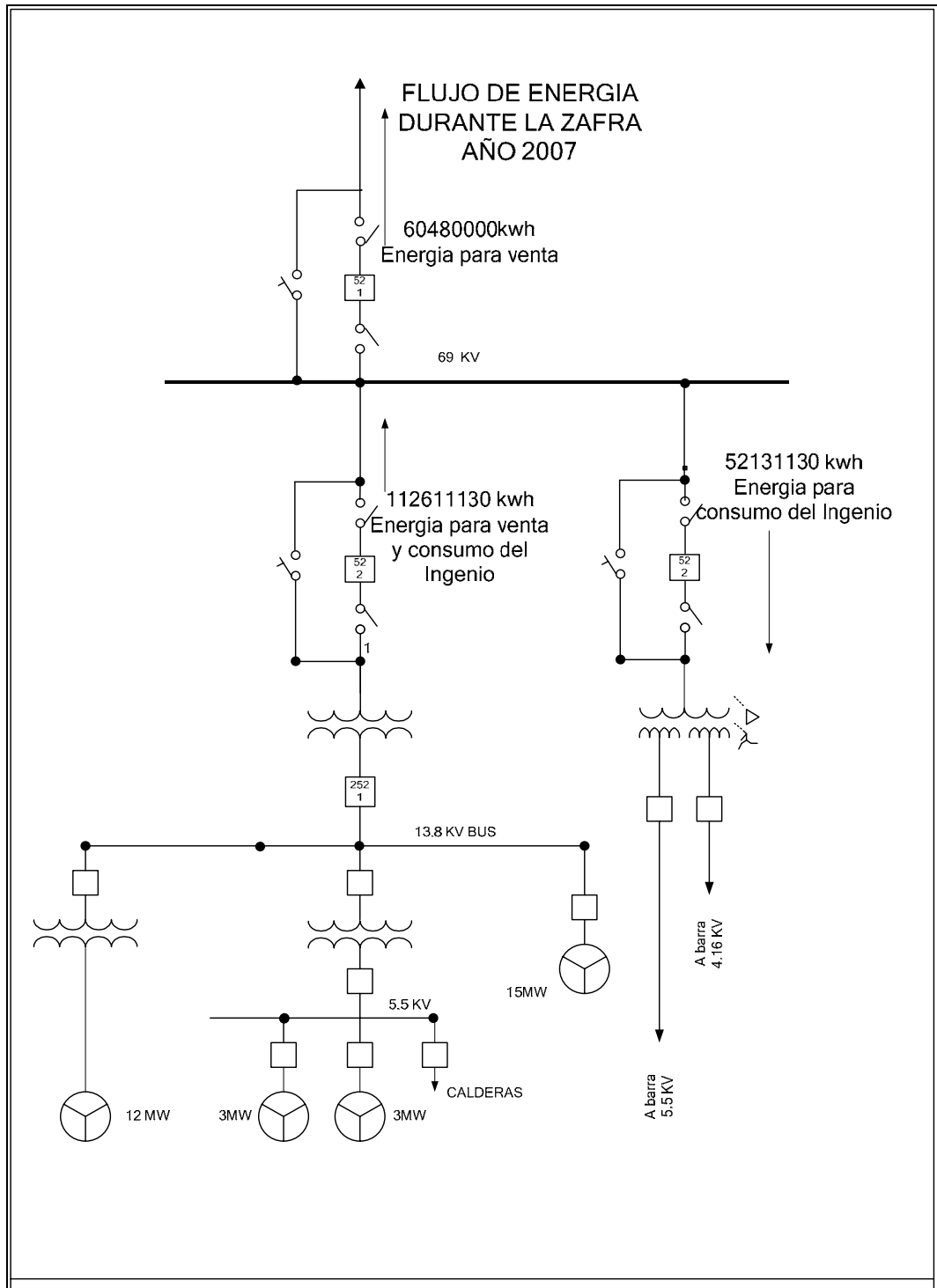


Figura 5-4. Flujo de energía durante la zafra

5.2.1.3 FLUJO DE CAJA

El objetivo de la elaboración del flujo de caja consiste en obtener todos los ingresos y egresos del proyecto en cuestión para de esta manera obtener un flujo neto de efectivo, una vez obtenido el flujo neto de efectivo se procederá a obtener los índices de rentabilidad para determinar la factibilidad económica del proyecto. El flujo de caja esta basada en información real de los dos primeros años de funcionamiento, en los siguientes años se llegará a una plena operación de las nuevas instalaciones del proyecto de cogeneración, se han proyectado los ingresos de la venta y compra de energía para los siguientes años asumiendo que se operará a plena capacidad las instalaciones de la central eléctrica y se tendrá toda la capacidad de las cuatro calderas para la producción de vapor para las turbinas de la central.

El flujo de caja elaborado para el proyecto de cogeneración contiene los siguientes componentes

- Inversiones iniciales para la puesta en marcha
- Ingresos y egresos de operación
- Gastos financieros
- Depreciación
- Utilidades
- Impuestos a las utilidades
- Ingresos no susceptibles a impuesto
- Flujo neto de efectivo

La tabla 5-14 muestra la descripción de cómo se calcula el flujo neto de efectivo.

-	INVERSION INICIAL
+	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA
-	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGIA
-	GASTOS FINANCIEROS POR PAGO DE INTERESES DE PRESTAMOS PARA LAS INVERSIONES EN MAQUINARIAS
-	DEPRECIACION DE ACTIVOS
=	UTILIDAD
-	IMPUESTOS
=	UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS
+	INGRESOS NO AFECTOS A IMPUESTOS
=	FLUJO NETO DE EFECTIVO

Tabla 5-14. Calculo del flujo de caja

INVERSIONES DEL PROYECTO

En el capítulo 3 se determinó las inversiones que se deben efectuar para la implementación y puesta en marcha del proyecto de cogeneración, estas se muestran en la tabla 5-15.

AÑO	INSTALACIONES Y EQUIPOS	MONTO DE LA INVERSION
2004	AMPLIACION DE LA CENTRAL ELECTRICA CONSTRUCCION DE SUBESTACION 69 KV CONSTRUCCION DE LINEA DE 69 KV ESTUDIOS TECNICOS DEL PROYECTO	\$ 5.050.400,00
2005	ELECTRIFICACION DEL TANDEM	\$ 3.941.500,00

Tabla 5-15. Inversiones del proyecto

INGRESOS POR VENTA Y EGRESOS POR COMPRA DE ENERGIA

Estos fueron determinados anteriormente, a continuación se presenta un resumen en la tabla 5-16 de los ingresos por venta de excedentes de energía y egresos por compra de energía en el mercado de contratos.

AÑO	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGÍA	EGRESOS POR O&M
2005	\$ 1.574.573,75	\$ 79.840,50	\$ 210.963,10
2006	\$ 3.936.950,73	\$ 99.800,63	\$ 461.100,02
2007	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2008	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2009	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2010	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2011	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2012	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2013	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2014	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2015	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22
2016	\$ 5.782.694,40	\$ 104.790,66	\$ 619.361,22

Tabla 5-16 Ingresos y Egresos del proyecto

COSTOS FINANCIEROS

Para el proyecto de cogeneración ha sido se necesita de fuertes inversiones en equipos e instalaciones para lograr el balance de vapor-energía y de esta forma vender excedentes de 15 MW al sistema eléctrico.

El dinero de las inversiones fue obtenido mediante préstamos a bancos con un interés del 10% anual pagado a 12 años para la inversión de la planta eléctrica y subestación. El préstamo para

la electrificación de los molinos será a once años, para este estudio de factibilidad económica se ha escogido el plazo de once años con el objetivo de tener egresos por gastos financieros durante los doce años de estudio, ya que si se escoge doce años de plazo habrá un desembolso de dinero en el año trece, lo cual no está en concordancia con el tiempo de estudio planteado. El costo financiero lo constituye el pago de los intereses de los préstamos para las inversiones. El interés se lo calcula de la siguiente forma:

$$\text{Interés} = \text{Valor Anual} - \text{Mensualidad}$$

Donde:

- Valor Anual = VA = VP* (A/P/i=10%,12años)
- VP = Valor Presente = Préstamo para inversión
- El factor (A/P/i=10%,12años) se puede obtener de las tablas de interés compuesto, este factor es 0.14676 para un interés de 10% para 12 años y 0.15396 para 11 años a la misma tasa de interés.
- Mensualidad = Préstamo/número de años

La tabla 5-17 resume los intereses a pagar durante el plazo de 12 años.

ESTIMACION DE COSTOS FINANCIEROS DEL PROYECTO							
INVERSION		ANUALIDADES		MENSUALIDAD		COSTO FINACIERO	
AÑO	PRESTAMO	ANUALIDAD PRESTAMO AÑO 2004	ANUALIDAD PRESTAMO AÑO 2005	MENSUALIDAD PRESTAMO 2004	MENSUALIDAD PRESTAMO 2005	PRESTAMO AÑO 2004	PRESTAMO AÑO 2005
2004	\$ 5.050.400,00						
2005	\$ 3.941.500,00	\$ 741.196,70		\$ 420.866,67		\$ 320.330,04	
2006		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2007		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2008		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2009		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2010		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2011		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2012		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2013		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2014		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2015		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16
2016		\$ 741.196,70	\$ 606.833,34	\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 320.330,04	\$ 248.515,16

Tabla 5-17. Estimación de costos financieros

DEPRECIACION

A pesar de que existen varios métodos para calcular la depreciación, en los estudios de factibilidad económica generalmente se acepta la convención de que es suficiente aplicar el método de línea recta sin valor residual; en otras palabras, supone que se deprecia todo el activo en proporción similar cada año, el método de depreciación de línea recta además de ser el más fácil de aplicar es el que entrega el escenario más conservador.

Se depreciará en forma independiente las dos inversiones realizadas para las maquinarias y nuevas instalaciones adquiridas para el proyecto de cogeneración. La depreciación se hará hasta el año 2016, es decir dentro de los doce años de estudio. La tabla 5-18 muestra en detalle las depreciaciones que se realizan durante el período de estudio.

DEPRECIACION DE LAS INSTALACIONES				
AÑO	VALOR DE LAS INSTALACIONES A DEPRECIAR	DEPRECIACION INSTALACIONES CENTRAL ELECTRICA Y SUBESTACION	DEPRECIACION INSTALACIONES DE MOLINOS Y PICADORAS ELECTRIFICADAS	TOTAL DEPRECIACION
2004	\$ 5.050.400,00			
2005	\$ 3.941.500,00	\$ 420.866,67		\$ 420.866,67
2006		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2007		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2008		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2009		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2010		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2011		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2012		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2013		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2014		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2015		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85
2016		\$ 420.866,67	\$ 358.318,18	\$ 779.184,85

Tabla 5-18. Depreciación de las instalaciones

UTILIDAD

La utilidad del proyecto antes de impuestos se la calculará de la siguiente forma:

$$\text{Utilidad} = \text{Ingreso por venta de energía} - \text{Egresos por compra de energía} - \text{Egreso por O\&M} - \text{Costos Financieros} - \text{Depreciación.}$$

IMPUESTOS

Para el presente análisis se considerará un impuesto del 25% a las utilidades del proyecto durante la duración de este.

INGRESOS NO AFECTOS A IMPUESTOS

Los ingresos no afectos a impuestos son los beneficios obtenidos por la puesta en marcha de las nuevas instalaciones reflejados en ahorro de dinero. Las nuevas instalaciones aumentan la eficiencia del proceso productivo del Ingenio y un mejoramiento en la confiabilidad de la energía eléctrica suministrada.

Los componentes de este ahorro son los siguientes:

- Ahorro en pérdidas por parada del proceso industrial debido a cortes de energía, antes del proyecto de cogeneración el Ingenio recibía energía a 13.8 KV suministrado por la E.E.M.C.A. , el Ingenio llegaba a tener tres cortes de energía por semana con una duración promedio de una hora, para esto contaba con generadores de emergencia. Se estima que

el ahorro por el aumento en la confiabilidad del servicio eléctrico es de \$ 85000 anuales.

- La electrificación de los molinos tiene la ventaja de que es un sistema monitoreado y controlado en sitio o remotamente, debido a este sistema de control de molinos se pueden realizar mantenimiento preventivo y correctivo, aproximadamente el ahorro en mantenimiento correctivo es de \$ 12000 anuales.

La tabla 5-19 resume estos ingresos durante los años de funcionamiento del proyecto.

INGRESOS NO AFECTADOS POR IMPUESTOS			
	AHORRO EN PERDIDAS POR PARADA DE LA FABRICA	AHORRO POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE LOS MOLINOS	AHORRO TOTAL
AÑO			
2005	\$ 85.000,00		\$ 85.000,00
2006	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2007	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2008	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2009	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2010	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2011	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2012	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2013	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2014	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2015	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00
2016	\$ 85.000,00	\$ 12.000,00	\$ 97.000,00

Tabla 5-19. Ingresos no afectados por impuestos

Con los datos de las tablas obtenidas anteriormente se determinará el flujo neto de efectivo para obtener los índices económicos que mostrarán si el proyecto de acuerdo con las condiciones de producción es rentable.

El flujo de caja se presenta en la tabla 5-20.

EVALUACION FINANCIERA. CANTIDADES EN MILES DE US\$

INVERSION		MARGEN OPERACIONAL			GASTOS FINANCIEROS		DEPRECIACION	UTILIDAD	IMPUESTOS (25% UTILIDAD)	AHORRO POR NUEVAS INSTALACION ES ELECTRICAS	FLUJO NETO DE EFECTIVO
AÑO	TOTAL	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGÍA	EGRESOS POR O&M	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2004	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2005					
2.004	5.020,40										-5.050
2.005	3.941,50	1.574,57	79,84	210,96	320,33		420,87	-3.399	0	85	-3.314
2.006		3.936,95	99,80	461,10	320,33	248,52	779,18	2.028	507	97	1.618
2.007		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.008		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.009		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.010		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.011		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.012		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.013		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.014		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.015		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880
2.016		5.782,69	104,79	619,36	320,33	248,52	779,18	3.711	928	97	2.880

Tabla 5-20. Flujo de caja. Generación con bagazo

Una vez obtenido el flujo neto de efectivo, el siguiente paso es calcular los índices de rendimiento económico, los principales índices son el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

El VAN se calcula a partir de la tasa mínima atractiva de rendimiento (TMAR), la TMAR del proyecto de cogeneración será de 15%, es decir los inversionistas esperan un rendimiento sobre la cantidad invertida mayor al 15 %. El método del VAN es muy utilizado debido a que los gastos o los ingresos se transforman en “*dólares equivalentes de ahora*”, es decir todos los flujos de efectivo futuros asociados con el proyecto a estudiar se convierten en dólares presentes. Teóricamente un proyecto debe aceptarse como viable si su valor actual neto es igual o mayor que cero.

El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual, en otras palabras la TIR representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento del proyecto se tomaran prestados y el préstamo se pagara con las entradas de efectivo de la inversión a medida que se fuesen generando.

Una vez establecidos los índices para determinar la rentabilidad de la inversión se calcula el TIR y el VAN del proyecto de cogeneración con bagazo durante la época de zafra. La tabla 5-21 muestran los valores calculados en EXCEL.

TIR	24,72%
VAN (MILES DE DOLARES)	3.670
TMAR ESTABLECIDA	15,00 %

Tabla 5-21. Indicadores económicos

Los resultados muestran dos aspectos importantes:

- El VAN es mayor que cero, su valor es \$ 3696000
- La TIR es mayor que la TMAR.

Ambos indicadores muestran que el proyecto de cogeneración con bagazo durante la época de zafra es rentable económicamente.

5.2.2 PRODUCCION DE ENERGÍA CON BAGAZO Y TAMO DE ARROZ DURANTE 12 AÑOS

La quema de “tamo de arroz” en las calderas es una alternativa muy atractiva debido a que el tamo de arroz es un combustible que permite que la energía vendida al sistema nacional sea remunerada con un precio preferencial, ya que el tamo de arroz es combustible de biomasa.

La venta de energía utilizando el tamo de arroz se considerará a partir del 2007.

5.2.2.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA

Durante la época de zafra se generarán la misma cantidad de KWH en las mismas condiciones que se describían en la alternativa de solo generar con bagazo.

Durante la interzafra se generará para cubrir la demanda del Ingenio y vender excedentes de energía, se generará 6 MW para venta de excedentes más el consumo interno del Ingenio durante el periodo de la interzafra para poder realizar un mantenimiento de las unidades de generación y las calderas, esto es tener una generación parcial de la central eléctrica. La venta de energía utilizando el tamo de arroz se considerará a partir del 2007.

Los ingresos por venta de energía eléctrica se muestran en la tabla 5-22

INGRESO POR VENTA DE ENERGIA - DURANCION DEL PROYECTO: 12 AÑOS					
AÑO	ENERGÍA VENDIDA HASTA 6MW	ENERGÍA VENDIDA DESDE 6MW	INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA HASTA 6MW	INGRESO POR VENTA DE ENERGÍA DESDE 6MW	TOTAL ANUAL
2005	15.391.727,73	0	\$ 1.574.573,75	\$ 0,00	\$ 1.574.573,75
2006	24.495.315,38	15.830.530,57	\$ 2.505.870,76	\$ 1.431.079,96	\$ 3.936.950,73
2007	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2008	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2009	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2010	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2011	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2012	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2013	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2014	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2015	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60
2016	52.560.000,00	33.984.000,00	\$ 5.376.888,00	\$ 3.072.153,60	\$ 8.449.041,60

Tabla 5-22. Ingresos por venta. Bagazo-Tamo

5.2.2.2 COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION

Durante la zafra e interzafra la central podrá generar, de tal manera que no se comprará energía por contratos. ECUDOS sigue operando como autoprodutor con venta de excedentes.

5.2.2.2.1 COSTOS DURANTE EL CULTIVO DEL BAGAZO

Durante el cultivo del bagazo los costos serán por la producción de electricidad por la quema de tamo de arroz. Estos costos estimados de producción se resumen en la tabla 5-23

COSTOS DE OPERACION	cUS\$/Kwh			
	Proceso	O&M	Seguros	Total
Cascarilla de Arroz	4	0,15	0,10	4,25

Tabla 5-23. Costos de operacion

El costo del proceso es mayor debido a que no se encuentra tamo de arroz como un desecho industrial como lo es el bagazo de caña, se debe pagar por la recolección, el transporte del tamo de arroz.

5.2.2.2.2 COSTOS DURANTE LA ZAFRA

El costo de producción de energía durante la zafra será el mismo que el obtenido en el anterior caso de producción

El costo total de la producción de la energía será el costo de producir con tamo de arroz más el costo de producir con bagazo.

El resumen de estos costos se muestra en la tabla 5-24.

COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO DE COGENERACION-DURACION:12 AÑOS								
AÑO	PRODUCCION		COSTOS DE OPERACIÓN					TOTAL COSTO DE OPERACIÓN
	GENERACION TOTAL (KWH) BAGAZO	GENERACION TOTAL (KWH) TAMO DE ARROZ	PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA BAGAZO	PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA TAMO DE ARROZ	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO BAGAZO	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TAMO DE ARROZ	SEGUROS DE INSTALACIONES	
2005	38356927,73		\$ 115.070,78		\$ 57.535,39		\$ 38.356,93	\$ 210.963,10
2006	83836366,53		\$ 251.509,10		\$ 125.754,55		\$ 83.836,37	\$ 461.100,02
2007	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2008	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2009	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2010	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2011	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2012	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2013	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2014	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2015	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76
2016	112611130,4	28.118.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.124.748,75	\$ 168.916,70	\$ 42.178,08	\$ 140.729,85	\$ 1.814.406,76

Tabla 5-24. Costos de operación. Bagazo-Tamo

5.2.2.3 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja se obtendrá siguiendo los mismos pasos para la alternativa de producción anterior.

En el capítulo 3 se determinó las inversiones que se deben efectuar para la implementación y puesta en marcha del proyecto de cogeneración, estas se muestran en la tabla 5-25. Se deberán realizar inversiones en adecuación de las calderas para poder quemar la cascarilla de arroz ya que las calderas están diseñadas para la quema de bagazo de caña

AÑO	INSTALACIONES Y EQUIPOS	MONTO DE LA INVERSION
2004	AMPLIACION DE LA CENTRAL ELECTRICA CONSTRUCCION DE SUBESTACION 69 KV CONSTRUCCION DE LINEA DE 69 KV ESTUDIOS TECNICOS DEL PROYECTO	\$ 5.050.400,00
2005	ELECTRIFICACION DEL TANDEM ADECUACION DE LAS 4 CALDERAS PARA QUEMA DE TAMO DE ARROZ	\$ 5.941.500,00

Tabla 5-25. Inversiones del proyecto

Los ingresos y egresos del proyecto bajo esta alternativa de producción fueron determinados anteriormente.

El siguiente paso es la determinación de los gastos financieros, esto es la determinación de los intereses de los préstamos realizados para invertir en el proyecto de cogeneración bajo esta alternativa de producción. La metodología será la misma que se usó para el caso anterior. La tabla 5-26 muestra el resumen de estos costos financieros durante el proyecto.

ESTIMACION DE COSTOS FINANCIEROS DEL PROYECTO							
INVERSION		ANUALIDADES		MENSUALIDAD		COSTO FINANCIERO	
AÑO	PRESTAMO	PRESTAMO AÑO 2004	PRESTAMO AÑO 2005	PRESTAMO 2004	PRESTAMO 2005	PRESTAMO AÑO 2004	PRESTAMO AÑO 2005
2004	\$ 5.050.400,00						
2005	\$ 5.941.500,00	\$741.196,70		\$420.866,67		\$320.330,04	
2006		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2007		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2008		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2009		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2010		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2011		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2012		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2013		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2014		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2015		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98
2016		\$741.196,70	\$914.753,34	\$420.866,67	\$540.136,36	\$320.330,04	\$374.616,98

Tabla 5-26. Costos financieros generación con bagazo-tamo de arroz

El método de depreciación será la depreciación lineal como en el caso anterior. La depreciación esta dada por la tabla 5-27.

DEPRECIACION DE LAS INSTALACIONES				
AÑO	VALOR DE LAS INSTALACIONES A DEPRECIAR	DEPRECIACION INSTALACIONES CENTRAL ELECTRICA Y SUBESTACION	DEPRECIACION INSTALACIONES DE MOLINOS Y PICADORAS ELECTRIFICADAS	TOTAL DEPRECIACION
2004	\$ 5.050.400,00			
2005	\$ 5.941.500,00	\$ 420.866,67		\$ 420.866,67
2006		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2007		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2008		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2009		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2010		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2011		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2012		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2013		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2014		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2015		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03
2016		\$ 420.866,67	\$ 540.136,36	\$ 961.003,03

Tabla 5-27. Depreciación de las instalaciones.

Los ahorros no afectados por impuestos son los mismos, ya que la única diferencia radica en que las calderas usarán como combustible bagazo de caña y tamo de arroz. Con los valores obtenidos el flujo de caja se muestra en la tabla 5-28

EVALUACION FINANCIERA. CANTIDADES EN MILES DE US\$											
INVERSION		MARGEN OPERACIONAL			GASTOS FINANCIEROS		DEPRECIACION	UTILIDAD	IMPUESTOS (25% UTILIDAD)	AHORRO POR NUEVAS INSTALACIONES ELECTRICAS	FLUJO NETO DE EFECTIVO
AÑO	TOTAL	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGÍA	EGRESOS POR O&M	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2004	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2005					
2.004	\$ 5.050,40										-\$ 5.050,40
2.005	\$ 5.941,50	\$ 1.574,57	\$ 0,00	\$ 210,96	\$ 320,33		\$ 420,87	-\$ 5.319,09	\$ 0,00	\$ 85,00	-\$ 5.234,09
2.006		\$ 3.936,95	\$ 0,00	\$ 461,10	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 1.819,90	\$ 454,98	\$ 97,00	\$ 1.461,93
2.007		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.008		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.009		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.010		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.011		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.012		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.013		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.014		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.015		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01
2.016		\$ 8.449,04	\$ 0,00	\$ 1.814,41	\$ 320,33	\$ 374,62	\$ 961,00	\$ 4.978,68	\$ 1.244,67	\$ 97,00	\$ 3.831,01

Tabla 5-28. Flujo de caja. Generación con bagazo y tamo de arroz

A partir del flujo neto de efectivo los indicadores económicos son los siguientes:

TIR	26,21%
VAN (MILES DE DOLARES)	5.524
TMAR ESTABLECIDA	15,00 %

Tabla 5-29. Indicadores económicos

Se puede observar que los indicadores muestran un proyecto económicamente viable, el VAN es mayor a cero y la TIR es mayor a la TMAR.

5.2.3 PRODUCCION DE ENERGIA CON BAGAZO Y DIESEL OIL DURANTE 12 AÑOS

La generación de electricidad usando diesel oil como combustible no le beneficia a ECUDOS, ya que al emplear este tipo de combustible no se remunera la energía vendida con el precio preferencial establecido en la regulación para centrales a biomasa. La producción estimada de electricidad empleando diesel oil es de \$7.5 ctvos/KWH, por lo tanto solo sería económico generar cuando no hay bagazo disponible para la generación.

Para efectos de este análisis la alternativa a estudiar es producir energía eléctrica durante la zafra con bagazo y en la interzafra producir con diesel para cubrir las necesidades de energía del Ingenio. La generación de electricidad con diesel será considerada a partir del 2007.

5.2.3.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA

La venta de energía solo será durante la zafra, los valores que se obtienen por la energía de los excedentes es la misma que se obtuvo para la primera alternativa.

5.2.3.2 COSTOS ANUALES DEL PROYECTO DE COGENERACION

5.2.3.2.1 COSTOS DURANTE EL CULTIVO DEL BAGAZO

Este costo es el costo de generar con diesel para cubrir los requerimientos del Ingenio durante la interzafra.

5.2.3.2.2 COSTOS DURANTE LA ZAFRA

Los costos durante la zafra son los mismo que se obtuvieron en la primera alternativa.

La tabla 5-30 muestra el resumen de los costos de operación del proyecto durante su vigencia, es decir los costos de producción generando con diesel y con bagazo.

COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO DE COGENERACION-DURACION:12 AÑOS								
	PRODUCCION		COSTOS DE OPERACIÓN					
AÑO	GENERACION TOTAL (KWH) BAGAZO	GENERACION TOTAL (KWH) DIESEL OIL	PROCESAMIENTO DE MATERIA PRIMA BAGAZO	MATERIA PRIMA DIESEL OIL	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO BAGAZO	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TAMO DE ARROZ	SEGUROS DE INSTALACIONES	TOTAL COSTOS COSTO DE OPERACIÓN
2005	38356927,73		\$ 115.070,78		\$ 57.535,39		\$ 38.356,93	\$ 210.963,10
2006	83836366,53		\$ 251.509,10		\$ 125.754,55		\$ 83.836,37	\$ 461.100,02
2007	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2008	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2009	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2010	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2011	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2012	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2013	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2014	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2015	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08
2016	112611130,4	2.054.718,75	\$ 337.833,39	\$ 1.541.039,06	\$ 168.916,70	\$ 3.082,08	\$ 114.665,85	\$ 2.165.537,08

Tabla 5-30. Costos de producción. Bagazo – Diesel Oil

5.2.3.3 FLUJO DE CAJA

Se asume que las inversiones hechas para el funcionamiento de las calderas con diesel oil son menores al realizado para el funcionamiento con tamo de arroz. Con las consideraciones mencionadas anteriormente se obtiene el flujo de caja mostrado en la tabla 5-31.

EVALUACION FINANCIERA . CANTIDADES EN MILES DE US\$											
INVERSION		MARGEN OPERACIONAL			GASTOS FINANCIEROS		DEPRECIACION	UTILIDAD	IMPUESTOS (25% UTILIDAD)	AHORRO POR NUEVAS INSTALACIONES ELECTRICAS	FLUJO NETO DE EFECTIVO
AÑO	TOTAL	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGÍA	EGRESOS POR O&M	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2004	PAGO DE INTERESES DE INVERSION 2005					
2.004	\$ 5.050,40										-\$ 5.050,40
2.005	\$ 4.941,50	\$ 1.574,57	\$ 0,00	\$ 210,96	\$ 320,33		\$ 420,87	-\$ 4.319,09	\$ 0,00	\$ 85,00	-\$ 4.234,09
2.006		\$ 3.936,95	\$ 0,00	\$ 461,10	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 1.973,86	\$ 493,47	\$ 97,00	\$ 1.577,40
2.007		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.008		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.009		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.010		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.011		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.012		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.013		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.014		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.015		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38
2.016		\$ 5.782,69	\$ 0,00	\$ 2.165,54	\$ 320,33	\$ 311,57	\$ 870,09	\$ 2.115,17	\$ 528,79	\$ 97,00	\$ 1.683,38

Tabla 5-31. Flujo de caja. Generación Bagazo-Diesel Oil

El flujo de caja obtenido da como resultado los siguientes indicadores económicos:

TIR	12,02%
VAN (MILES DE DOLARES)	-1.001
TMAR ESTABLECIDA	15,00 %

Tabla 5-32. Indicadores económicos

Los resultados indican que esta forma de producción no es económicamente viable ya que el VAN es negativo y la TIR es menor que la TMAR.

5.3 ANALISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE PRODUCCION

De los tres casos analizados solo el tercero que es generación con diesel oil muestra categóricamente que es una alternativa inviable para el proyecto de cogeneración.

La alternativa 1 y 2 muestran indicadores económicos que alientan a la inversión, siendo la alternativa 2 la más atractiva en función de los índices económicos, el índice de rentabilidad de la alternativa 1 es cercano a la alternativa 2.

La alternativa 2 muestra indicadores económicos más atractivos que la alternativa 1, debido a que la venta de energía se realiza durante la interzafra aun cuando el costo de la cascarilla de arroz es mayor que el del bagazo de caña, el cual tiene un costo muy bajo. La alternativa 1 contempla la venta solo durante la zafra y durante la interzafra compra la energía lo que disminuye la utilidad neta del proyecto durante sus años de vigencia, la ventaja que presenta la alternativa 1 es que se requieren menores montos de inversión y por lo tanto menos endeudamiento..

Si se comparan los índices económicos a partir del séptimo año el proyecto empieza a tener rendimientos las inversiones realizadas para el proyecto de cogeneración, se tienen los siguientes indicadores presentados en las tablas 5-33 y 5-34:

ALTERNATIVA 1

TIR	17,11%
VAN (MILES DE DOLARES)	514
TMAR ESTABLECIDA	15,00 %

Tabla 5-33. Indicadores económicos (SOLO BAGAZO)

ALTERNATIVA 2

TIR	18,53%
VAN (MILES DE DOLARES)	1056
TMAR ESTABLECIDA	15,00 %

Tabla 5-34. Indicadores económicos (BAGAZO – TAMO)

Las tablas muestran que la alternativa 2 sigue siendo la más atractiva debido a los indicadores económicos obtenidos para el séptimo año, pero cabe recalcar que para llegar a esta alternativa se requieren más inversiones lo que hace el proyecto más riesgoso para los inversionistas, la alternativa 1 requiere invertir menos capital y se obtiene una rentabilidad muy cercana a la alternativa 2.

CAPITULO 6

DISEÑOS ELECTRICOS Y DE COMUNICACIONES PARA LA COGENERACION DE ENERGIA

Para la puesta en marcha del proyecto de cogeneración se deberá cumplir con las normas y reglamentaciones de los organismos competentes, tales como: CENACE, CONELEC y normas para el diseño y construcción de las nuevas instalaciones dentro y fuera de la planta industrial.

El diseño de las nuevas instalaciones para el funcionamiento del proyecto de cogeneración consta de las siguientes partes:

- Central de generación
- Subestación de exportación e importación
- Línea de subtransmisión
- Sistema de comunicación

6.1 CENTRAL DE GENERACION

La regulación 004-04 permite a este tipo de centrales no convencionales generar hasta 15 MW con un precio preferencial, para alcanzar esta potencia ECUDOS deberá adquirir una nueva unidad de generación, ya que la potencia que pueden generar las tres unidades que tiene el Ingenio es de 10,8 MW. Sumando la

potencia generada por esta nueva unidad con los ya existentes deberán cubrir la demanda de potencia de la fábrica para el proceso industrial y generar 15 MW que es la máxima potencia con la que se puede vender la energía aplicando el precio preferencial. Para lo cual se deberán realizar las ampliaciones necesarias en equipos de interrupción-seccionamiento y equipos de control, protección y monitoreo.

6.1.1. AMPLIACIONES DE LA CENTRAL ACTUAL

La Casa de Máquina es una estructura de acero y hormigón en cuya planta alta están ubicados los grupos generadores y los tableros de 13.8 KV, 5.5 KV, protección, control y medición. En la planta baja de la casa de maquinas se ubican los transformadores de elevación del voltaje de generación al voltaje de las celdas de 13.8 KV. De una de estas celdas saldrá la acometida de 13.8 KV que se conectará con el transformador de venta.

Los nuevos equipos que constituyen la ampliación de la central de generación de ECUDOS son los siguientes:

- Turbo generador 16,8 MW; 13.8 KV, para lo cual es necesario la construcción de plataforma de acero.
- Sistema de control WOODWARD 505 para control del turbo generador de 16.8 MW.
- Metalclad 13.8 KV; 2000 A, ubicado en el cuarto de control de máquinas.
- Tableros de control, protección y monitoreo para los siguientes equipos:
 - Turbo generador # 1.
 - Turbo generador # 2.
 - Turbo generador # 3 y Transformador de potencia de 11/15/17.25 MVA; 4.16/13.8 KV.
 - Turbo generador # 4.

- Barra común 69 KV de la subestación de importación-exportación.
- Transformador de venta, 22/27.5/31.6 MVA; 13.8/69 KV.
- Transformador de compra, 12/15/17.25 MVA; 69/4.16-5.5 KV.
- Transformador de potencia de 6/7.5 MVA; 5.5/13.8 KV

La figura 6-1 muestra la disposición de las unidades de generación de la planta eléctrica.



FIGURA 6-1. Central de generación eléctrica

6.1.2. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS

El turbogenerador # 4 cuya generación de potencia será de 16.8 MW, está conformado por las siguientes partes:

- Turbina de vapor a 600 PSI y 750 °F
- Generador sincrónico: 13.8 KV, 21 MVA
- Excitatriz: motor DC de 45 KW, 45 VDC

Se requirió la construcción de una tubería de acero inoxidable de 14” para la alimentación de vapor a las turbinas desde la caldera 4, en esta caldera se realizaron las adecuaciones necesarias para que operara con las siguientes características:

- Presión del vapor: 600 PSI
- Temperatura del vapor: 750 °F
- Flujo de vapor: 120 Ton/h

Bajo estas condiciones de operación, la caldera 4 puede entregar la cantidad de vapor necesaria con la temperatura y presión correspondiente a la turbina del turbogenerador 4. La figura 6-2 y 6-3 muestran la tubería de vapor proveniente desde la caldera 4 y su llegada a la turbina.

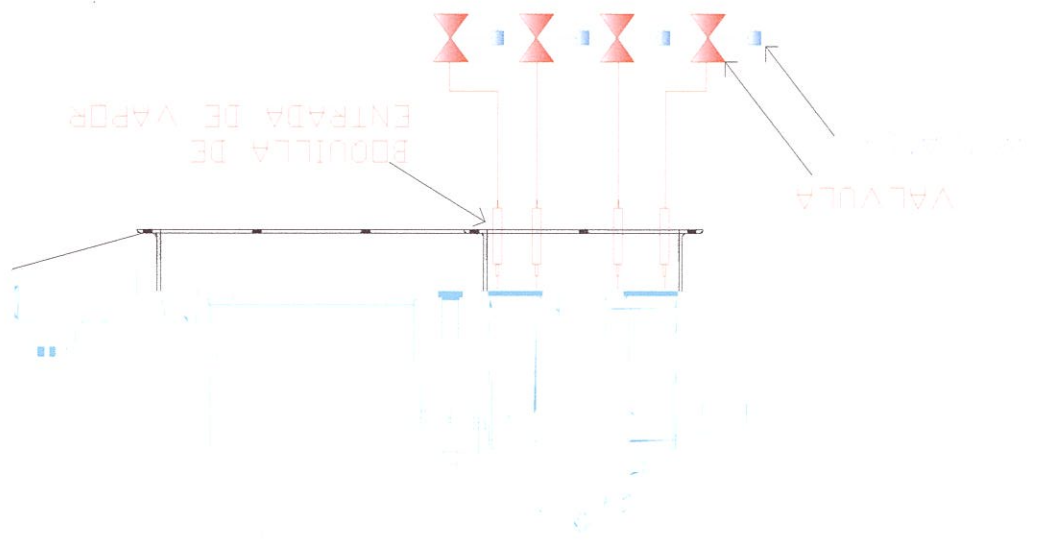


FIGURA 6-2. Entrada de tubería vapor a TG-4



FIGURA 6-3. Tubería de vapor 600 PSI

El control de la turbina lo realiza el equipo WOODWARD 505, este es un gobernador digital para turbinas de vapor. La turbina está compuesta de cuatro de cuatro boquillas inyectoras de vapor, cada una está precedida de una válvula de control responsable por mantener la presión de vapor en la carcasa de alta presión de la turbina. Las cuatro válvulas del tipo asiento balanceado son operadas por un sistema a través de un actuador electro-hidráulico Woodward, que opera mediante un señal 20-160 mA viniendo del regulador de velocidades Woodward 505. El plano COGCAP6_1 muestra un diagrama explicativo de este control.



SEÑAL DEL SENSOR DE VELOCIDAD

La unidad # 4 será quien controle la potencia generada para la venta de excedentes, siempre y cuando la central este conectada con la red externa, es la red externa quien da la frecuencia de 60 Hz a la central de generación de ECUDOS y por lo tanto a toda la fábrica. En caso de haber una falla en la red externa, la central se desconectará de la red por medio del interruptor de la línea, quien da la señal para desconectarse de la red es el equipo PQM GE, el cual censa las variables eléctricas en la barra de 69 KV, cuando exista una variación de la frecuencia en la barra de 69 KV enviará una señal (señal de contacto seco) de una de sus salidas auxiliares al circuito de disparo del interruptor de la línea (52L). La tabla 6-1 indica las magnitudes de la frecuencia para el disparo del 52L. La figura 6-4 muestra un esquema del circuito de disparo del interruptor 52L por acción del PQM GE.

DISPARO INTERRUPTOR DE LINEA 52L	
SEÑAL MEDIDA POR PQM GE	MAGNITUD
SOBREFRECUENCIA	61 Hz
BAJAFRECUENCIA	59 HZ

TABLA 6-1. Disparo Interruptor 52-L

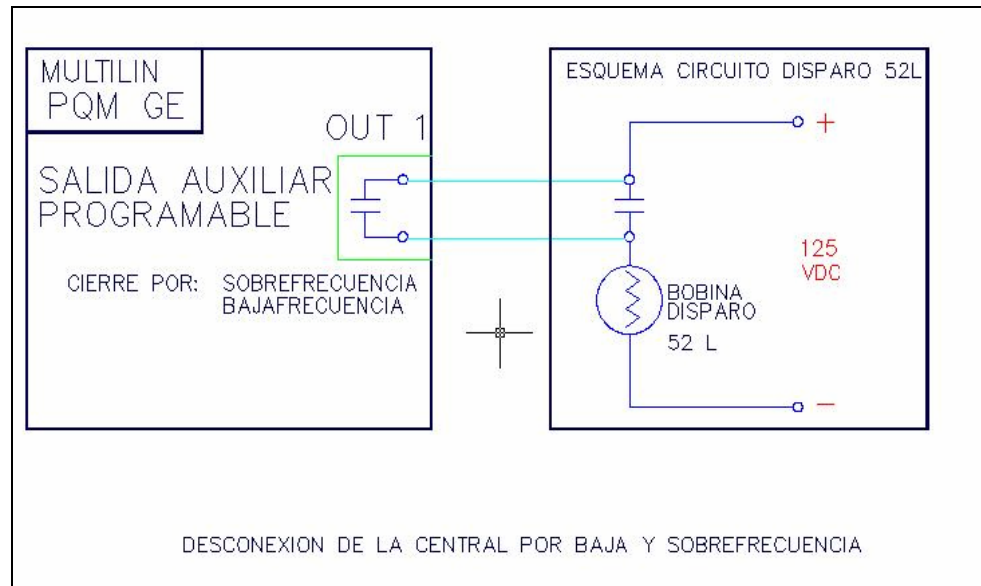


FIGURA 6-4. Esquema de control para disparo 52-L

Cuando la central se encuentre funcionando de manera aislada a la red externa, será la unidad cuatro la encargada de mantener la frecuencia de 60 Hz, para lo cual el WOODWARD deberá regular adecuadamente la entrada de vapor para mantener la frecuencia de 60 Hz, la cual es la frecuencia de toda la planta industrial.

Para la elevación del voltaje de las unidades 1,2 y 3 la central cuenta con dos transformadores elevadores de voltaje, son los siguientes:

- Transformador 11/15/17.25 MVA, 4.16/13.8 KV, este transformador eleva el voltaje de la unidad tres a 13.8 KV
- Transformador 6/7.5 MVA, 5.5/13.8 KV, este transformador eleva el voltaje de las unidades 1 y 2 que están conectadas a una barra común de 5.5 KV, de esta barra de 5.5 KV se derivan las cargas para las cargas del Ingenio.

El Sistema de 13.8 KV está conformado por una cabina de maniobra (METALCLAD SWITCHGEAR), tipo interior. La cabina estará ubicada en la planta alta de la casa de máquina previsto para este efecto para el “control y auxiliares”. Constarán de paneles tipo celdas en las cuales estarán alojados los equipos de maniobra y dispositivos de comando, control y medición:

- Celda No. 1 Transformador de Exportación.
Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 2000 A.
- Celda No. 2 Turbogenerador TGE-4
Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A.
- Celda No. 3 Turbo Generador TGE-3 de 12 MW
Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A.
- Celda No. 4 Turbo Generadores TGE-1&2 (6 MW)

Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A.

- Celda No. 5 Repuesto

Interruptor de vacío con capacidad de interrupción de 1.200 A.

En el plano COGCAP6_2 se detalla las disposición de las celdas que conforman en Metalclad de 13.8 KV.

El cuarto de control de máquinas cuenta con tableros de control protección y monitoreo para los transformadores, generadores, barras de 13.8 KV, barra de 69 KV y para sincronización. Estos tableros son los siguientes:

- **Tablero para turbogenerador # 4 (ver plano COGCAP6_3), consta de los siguientes equipos:**
 - Rele de protección de generador 489 SR marca GE.
 - Rele de control digital de excitación DECS marca BASLER.
 - Medidor de amperaje para generador
 - Medidor de voltaje para generador
 - Medidor de factor de potencia
 - Medidor de megavatios generados
 - Medidor de amperaje de la excitatriz
 - Medidor de voltaje de la excitatriz
 - Medidor de la frecuencia del generador

- **Tablero para turbo generador # 3 y transformador de potencia de 11/15/17.5 MVA, 4.16/13.8 KV (ver plano COGCAP6_3), el cual cuenta con los siguientes equipos:**
 - Rele de protección de generador 489 SR marca GE.
 - Rele de protección para transformador 11/15/17.5 MVA, 4.16/13.8 KV 745 SR marca GE

- Rele de supervisión para sincronización, “Digital Synchronism Check” marca GE.
 - Medidor de amperaje para generador
 - Medidor de voltaje para generador
 - Medidor de factor de potencia
 - Medidor de megavatios generados
 - Medidor de amperaje de la excitatriz
 - Medidor de voltaje de la excitatriz
 - Medidor de la frecuencia del generador
- **Tablero para turbo generador # 2 (ver plano COGCAP6_4), el cual cuenta con los siguientes equipos:**
 - Rele de protección de generador 489 SR marca GE.
 - Medidor de amperaje para generador
 - Medidor de voltaje para generador
 - Medidor de factor de potencia
 - Medidor de megavatios generados
 - Medidor de amperaje de la excitatriz
 - Medidor de voltaje de la excitatriz
 - Medidor de la frecuencia del generador
- **Tablero para turbo generador # 1 (ver plano COGCAP6_4), el cual cuenta con los siguientes equipos:**
 - Rele de protección de generador 489 SR marca GE.
 - Medidor de amperaje para generador
 - Medidor de voltaje para generador
 - Medidor de factor de potencia
 - Medidor de megavatios generados
 - Medidor de amperaje de la excitatriz
 - Medidor de voltaje de la excitatriz
 - Medidor de la frecuencia del generador

- **Tablero para barra de 69 KV (ver plano COGCAP6_5), el cual cuenta con los siguientes equipos:**

 - Rele de distancia SEL 311C para protección de la línea de 69 KV, marca SEL.
 - Rele diferencial “Bus Diferencial Relay”, para protección diferencial en barra de 69 KV, marca BASLER.
 - Rele de supervisión para sincronización, “Digital Synchromism Check” marca GE
 - Medidor de calidad de energía, PQM marca GE
 - Medidor de megavatios para venta de excedentes
 - Medidor de amperaje en línea de 69 KV
 - Medidor de voltaje en barra 69 KV
 - Medidor de factor de potencia.

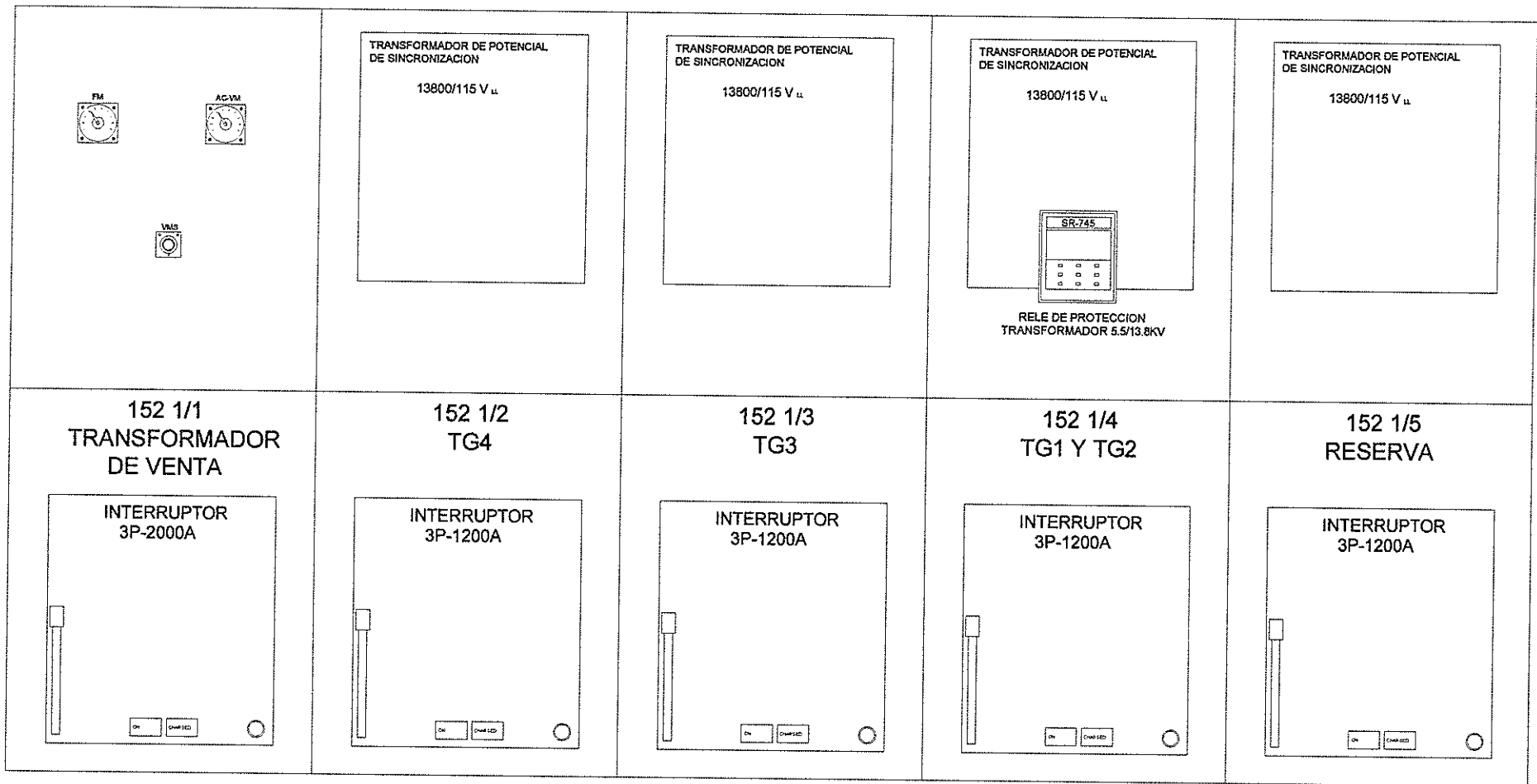
- **Tablero para transformador de venta (ver plano COGCAP6_5), el cual cuenta con los siguientes equipos:**

 - Rele de protección de transformador 745 SR marca GE.
 - Medidor de calidad de energía, PQM marca GE, monitoreo de la red 13.8 KV
 - Medidor de amperaje, acometida 13.8 KV desde metalclad 13.8 KV a transformador de venta
 - Medidor de voltaje para barra 13.8 KV
 - Medidor de factor de potencia
 - Medidor de megavatios en acometida 13.8 KV

- **Tablero para transformador de compra (ver plano COGCAP6_5), el cual cuenta con los siguientes equipos:**

 - Rele de protección de transformador de tres devanados 745 SR marca GE.
 - Medidor de calidad de energía, PQM marca GE, monitoreo de la red 4.16 KV, la cual proviene del devanado terciario del transformador de compra

- Medidor de calidad de energía, PQM marca GE, monitoreo de la red 5.5 KV, la cual proviene del devanado secundario del transformador de compra
- Medidor de amperaje, acometida 4.16 KV desde devanado terciario transformador de compra a metalclad 4.16 KV ubicado en el cuarto de drives de molinos.
- Medidor de voltaje para barra 4.16 KV del metalclad 4.16 KV
- Medidor de factor de potencia para red de 4.16 KV
- Medidor de megavatios en acometida 4.16 KV
- Medidor de amperaje, acometida 5.5 KV desde devanado secundario transformador de compra a barra común de 5.5 KV ubicado en planta eléctrica
- Medidor de voltaje para barra 5.5 KV en la barra común de 5.5 KV
- Medidor de factor de potencia para red de 5.5 KV
- Medidor de megavatios en acometida 5.5 KV



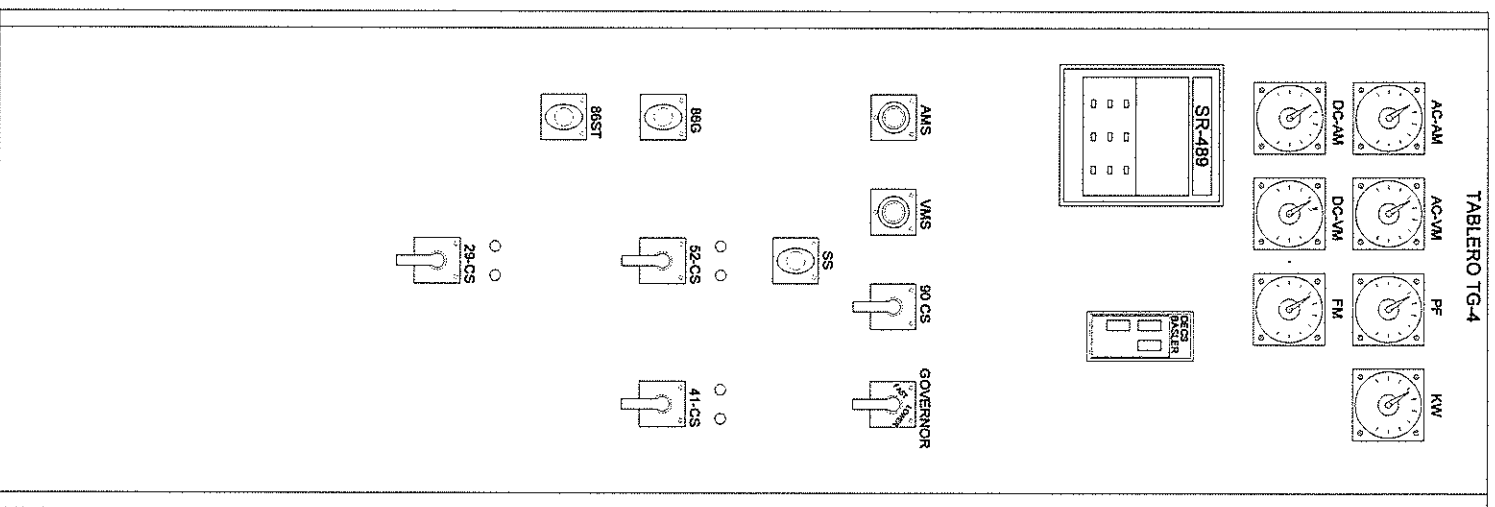
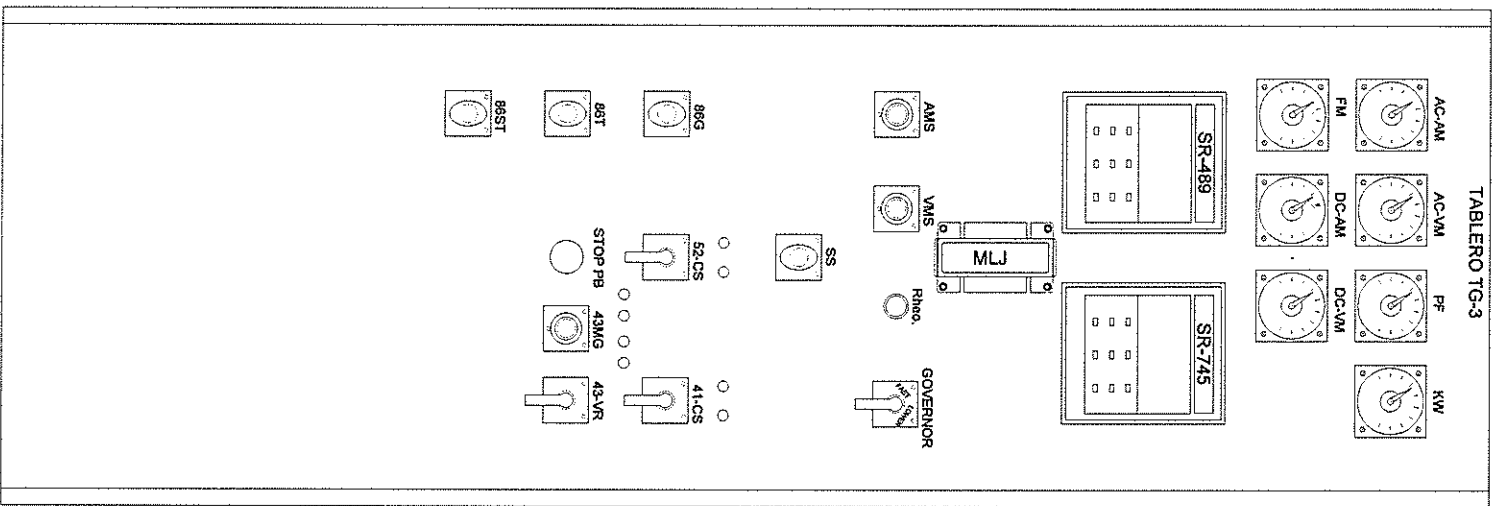
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL
INGENIO "LA TRONCAL"

CONTIENE METALCLAD 138KV PLANO COGCA6-2

AUTOR ALEX CASTRO

REVISION: 001

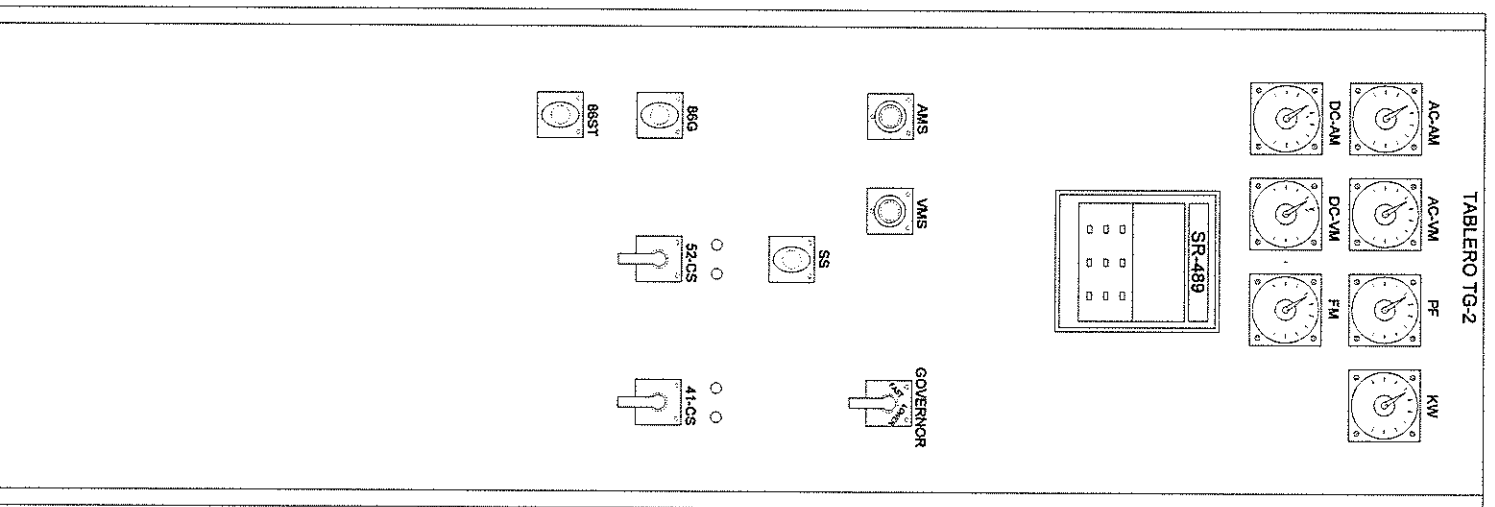
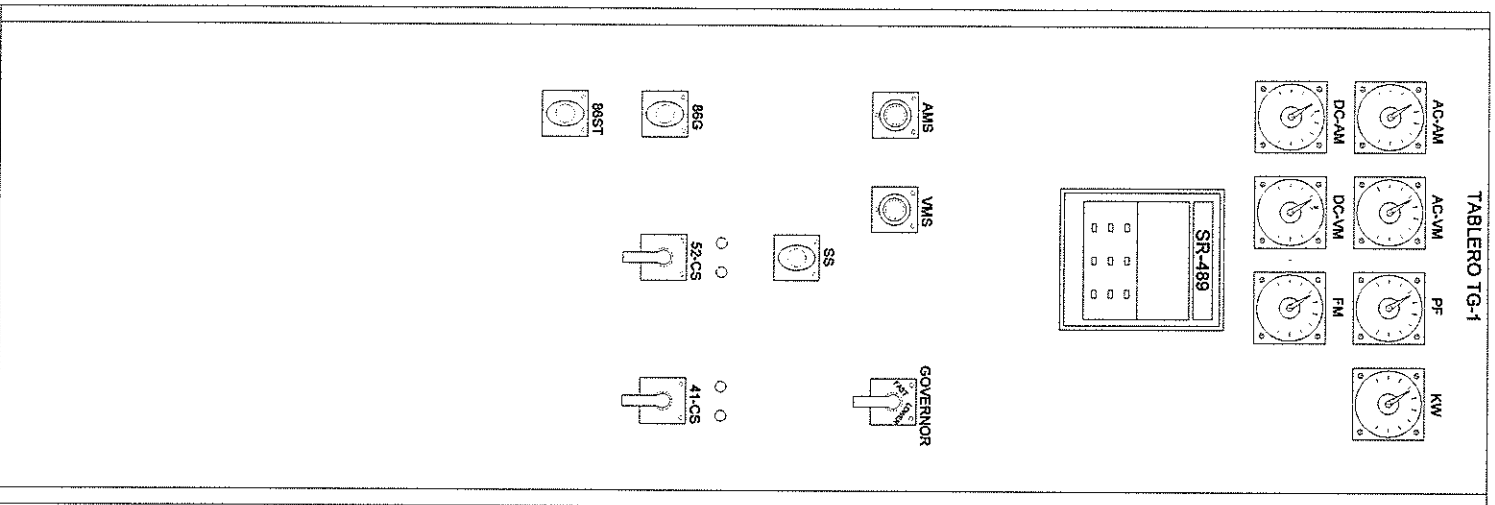


21 DE AGOSTO DE 1964
 21 DE AGOSTO DE 1964
 21 DE AGOSTO DE 1964

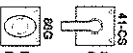
41CS INTERRUPTOR DE APERTURA Y CERRIE
 88G SEÑAL DE CARGO DEL CONTROLADOR
 88T PROTECCION ELECTROMECANICA
 88ST RELIE LOCK OUT
 52-CS RELAY DE APERTURA Y CERRIE
 41CS RELAY DE APERTURA Y CERRIE
 43-VR RELAY DE APERTURA Y CERRIE
 43MG REGULADOR DE VOLTAJE
 CONTROL MANUAL

43MG SELECCION PARA REGULADOR
 DE VOLTAJE MANUAL O AUTOMATICO
 41CS RELAY DE APERTURA Y CERRIE
 29-CS REGULADOR DE VOLTAJE

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
 ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAJO EN EL
 INGELINDO "LA TRONCAL"
 CONTENIDO: TABLERO TG3
 TABLERO TG4
 AUTOR: ALEX CASTRO
 PLANO: COGCAPE-3
 REVISION: 001



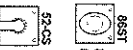
MANUAL DE
TRABAJO DE
MANTENIMIENTO EN TURBINA



41-CS
SWITCH DE APERTURA Y CIERRE
CIRCUITO DE CAMPO DEL GENERADOR



86G
RELE LOCK OUT
PROTECCIONES ELECTRICAS



88ST
RELE LOCK OUT
PROTECCIONES MECANICAS



52-CS
SWITCH DE APERTURA Y CIERRE
INTERRUPTOR PRINCIPAL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

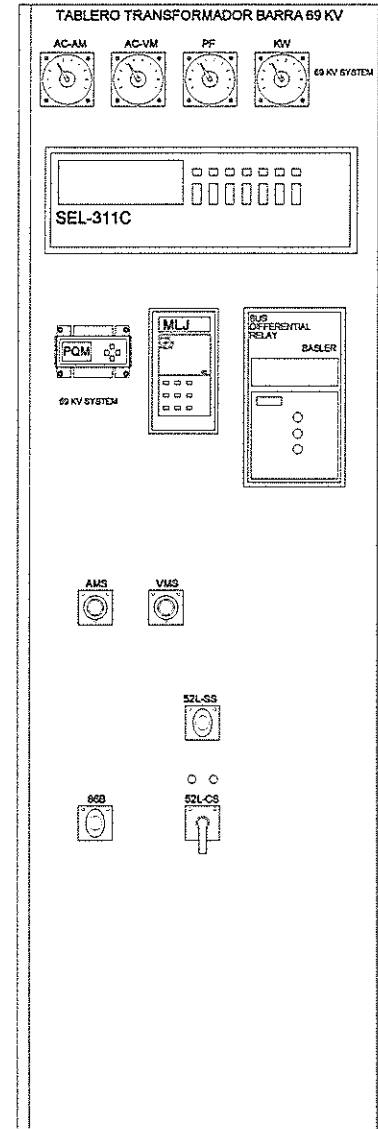
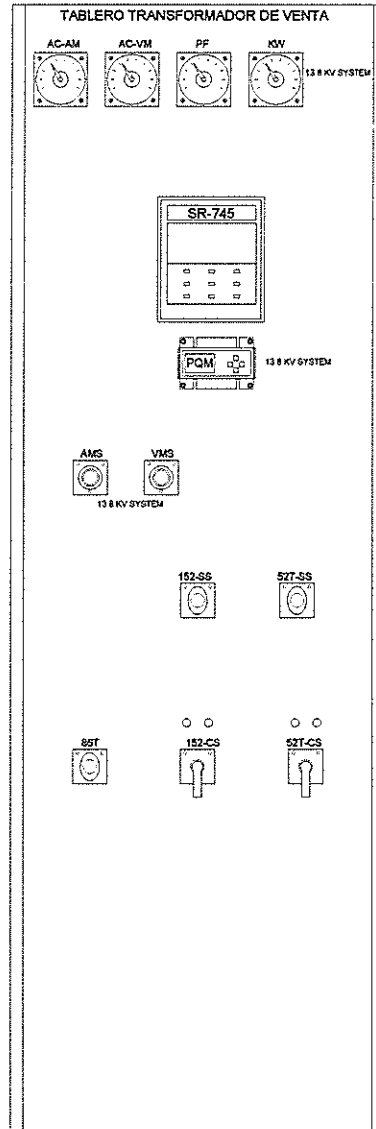
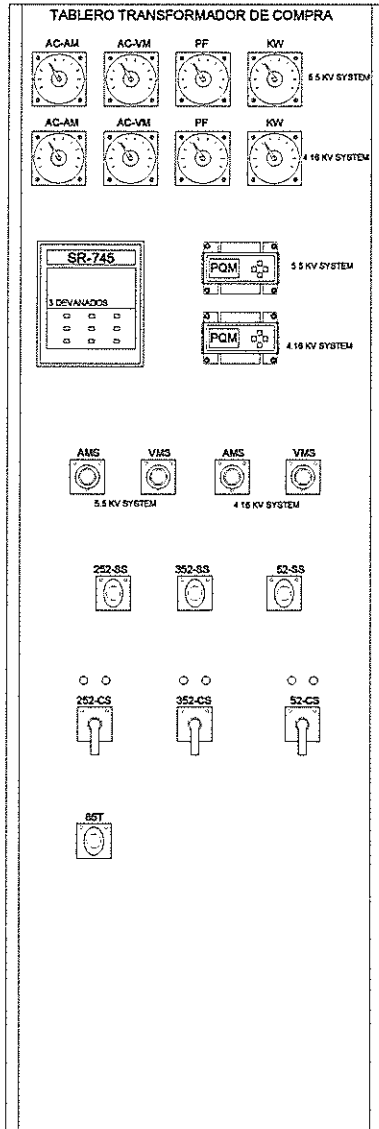
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL
INGENIERO LA TRONCAL

CONTIENE: TABLERO TG1
TABLERO TG2

PLANO: CDDCAR6-4

AUTOR: ALEX CASTRO

REVISION: 001



- | | | | | | |
|---|--|--|--|---|---|
| 262-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR 2.5KV | 362-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR 4.16KV | 52-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR 69KV TRANSFORMADOR DE COMPRA | 527-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR 69KV TRANSFORMADOR DE VENTA | 152-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR 13.8KV | 52L-CS SWITCH DE APERTURA Y CIERRE INTERRUPTOR DE LINEA 69KV |
| 262-SS SWITCH DE SINCRONIZACION TRANSFORMADOR DE COMPRA - BARRA 2.5KV | 362-SS SWITCH DE SINCRONIZACION TRANSFORMADOR DE COMPRA - BARRA 4.16KV | 52-SS SWITCH DE SINCRONIZACION TRANSFORMADOR DE COMPRA - BARRA 69KV | 527-SS SWITCH DE SINCRONIZACION TRANSFORMADOR DE VENTA - BARRA 69KV | 152-SS SWITCH DE SINCRONIZACION TRANSFORMADOR DE VENTA - BARRA 13.8KV | 52L-SS SWITCH DE SINCRONIZACION BARRA 69KV LINEA 69KV (SYSTEMA EXTERNO) |
| 85T RELIE LOCK OUT PROTECCIONES TRANSFORMADOR | 85L RELIE LOCK OUT PROTECCIONES BARRA 69KV | | | | |

6.1.3. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS EQUIPOS

Las características técnicas de los equipos más importantes son las siguientes:

- Las características técnicas de los transformadores de elevación son las siguientes:

CARACTERISTICAS TECNICAS DE TRANSFORMADOR			
POTENCIA (MVA)	12/13,44/ 15/17,25	REFRIGERACION	ONAN/ONAN/ ONAF/ONAF
LADO ALTA (KV)	13,8 +/- 5	BIL (KV)	110
LADO BAJA (KV)	4,16	BIL (KV)	60
FRECUENCIA (Hz)	60	LIQUIDO REFRIGERANTE	ACEITE MINERAL TIPO II
MATERIAL DEVANO DE ALTA	COBRE	CONEXIÓN	Dy11
MATERIAL DEVANO DE BAJA	COBRE	MARCA	VIRGINIA TRANSFORMERS
IMPEDANCIA (%)	6,03	PESO (TON)	57,5

CARACTERISTICAS TECNICAS DE TRANSFORMADOR			
POTENCIA (MVA)	6/7,5	REFRIGERACION	ONAN/ONAF
LADO ALTA (KV)	13,8 +/- 5	BIL (KV)	110
LADO BAJA (KV)	5,5	BIL (KV)	60
FRECUENCIA (Hz)	60	LIQUIDO REFRIGERANTE	ACEITE MINERAL TIPO II
MATERIAL DEVANO DE ALTA	COBRE	CONEXIÓN	Dy11
MATERIAL DEVANO DE BAJA	COBRE	MARCA	VIRGINIA TRANSFORMERS
IMPEDANCIA (%)	6,1	PESO (TON)	35,3

- ❑ Las características técnicas del Metalclad de 13.8 KV son las siguientes:

CARACTERISTICAS TECNICAS METALCLAD 13,8 KV			
VOLTAJE MAXIMO DE OPERACIÓN (KV)	15	BIL (KV)	95
CORRIENTE NOMINAL DE BARRA 13,8 KV (A)	2000	FRECUENCIA (Hz)	60
CORRIENTE DE FALLA SIMETRICA (KA)	23	CORRIENTE DE FALLA MOMENTANEA (KA)	37

- ❑ Las características técnicas de la turbina son las siguientes:

Características técnicas de la turbina	
Modelo	DME - 630
Potencia Nominal	16800 KW
Rotación Nominal	6512 RPM
Presión de Admisión de Vapor	600 PSIG
Temperatura de Admisión de Vapor	750 °F
Presión de salida del Vapor	20 PSIG
Rotación de Desarme	7163 RPM
Sentido de Rotación	Anti - Horario.
Equipo Accionado.	Generador
Número de Serie	410514
Número de encomienda	410514
Fecha de Fabricación	2004

- ❑ Las características técnicas del generador #4 y su excitatriz son las siguientes:

GENERADOR SINCRONICO			
Modelo	271R550G1	Número de serie	UXH227001422
Potencia	21000 KVA	Tipo	ATB
RPM	1800	Protección	EWAC
Coriente	878,6	Carcasa	9164
Voltaje	13800	R.C.C	0,5
Fases	3	Corriente Campo	945
FP	0,8	Volt. Campo	45
FS	1	Cojinete(L.A)	Deslizamiento
Rendimiento	97,3	Lubricación	Aceite
Clase de aislamiento	F	Lubricante	ISOVG - 46
Elev. Temp (estator por resistencia)	100 °C	Presión Aceite	10 - 15 PSI
Elev. Temp (rotor por resistencia)	100 °C	Flujo Aceite	8 - 7 GPM por cojinete
Ciclo de Trabajo	Continuo	Fecha de Fabricación	Mayo - 2005
Temp Ambiente (°C)	40 Max - 18 Min	Peso	(LBS)
Altitud (M)	1000	Estator	48500
Sentido de Giro	LOA	Rotor	25500
Contra Reloj	T1, T2, T3	Total	100000
Demos	Fase 1		

Características técnicas de la excitatriz sin escobillas:	
Modelo	4004D2403MR
Potencia MW (DC)	45
RPM	1800
Amperios (DC)	945
Voltios (DC)	45
Clase de aislamiento.	7
Elev. Temp (estator por resistencia)	100 °C
Elev. Temp (rotor por resistencia)	100 °C
Temp. Ambiente (°C)	40 Max - 18 Min
Número de Serie	UXH227001422
Tipo	AF
Carcasa	1050
Protección	TEWAC
Corriente Excitación	3,4
Voltaje Excitación	99,3
Círculo Tipo	M1
Altitud (M)	1000
Fecha Fabricación	07-May

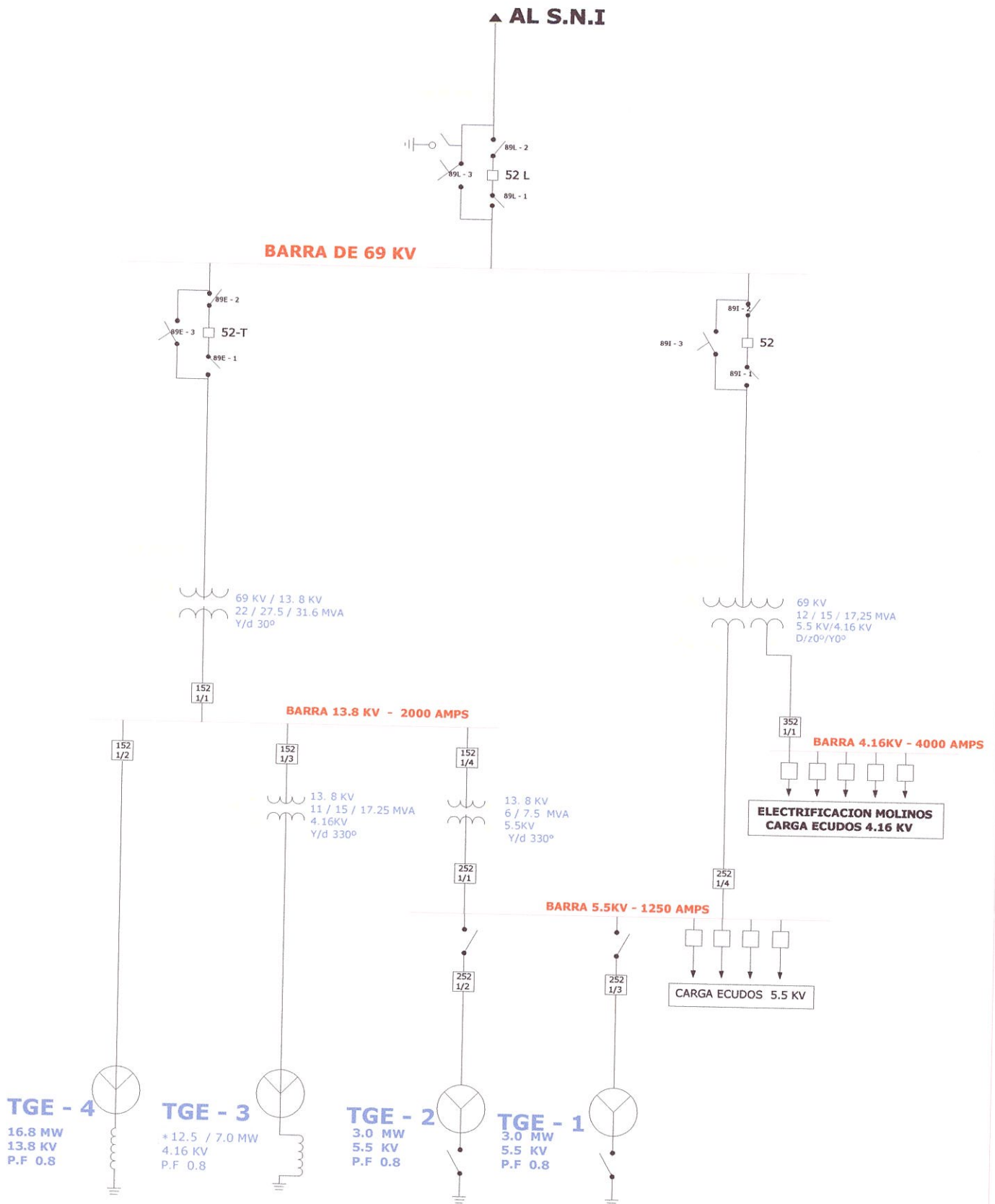
6.2 SUBESTACION

Es necesaria la construcción de una subestación de 69 KV, la cual eleve el voltaje de la generación eléctrica de 13.8 KV a 69 KV cuando se venda excedentes y disminuya el voltaje de 69 KV a 4.16 KV y 5.5 KV que son los voltajes de media tensión de la carga industrial del Ingenio.

Para cumplir este objetivo se deberá construir una subestación con un transformador exclusivo para la venta de energía (13.8KV a 69KV) y otra subestación que sea orientada exclusivamente para la compra de energía mediante un transformador de tres devanados (69KV a 4.16KV – 5.5 KV). Ambas subestación deberán tener unirse en la barra de 69 KV, esta es la barra común.

La disposición general de los transformadores de compra, de venta y la barra común de 69 KV se muestran en el plano COGCAP6-6, el plano COGCAP6_17 muestra la simbología de los planos

DIAGRAMA UNIFILAR DE ECUDOS S.A.



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL	
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE DIAGRAMA UNIFILAR DE ECUDOS S.A.	PLANO: COGAP6-6
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISIÓN: 001

6.2.1. SUBESTACION DE EXPORTACION

6.2.1.1. OBJETIVO

Para cumplir con los propósitos de venta de la energía eléctrica producida por la planta de generación de ECUDOS se hace necesario elevarla a un nivel de voltaje de 69.000 Voltios, por lo que se debe diseñar y construir una Subestación de Exportación de 13.8 a 69 KV con la capacidad suficiente para la venta de energía.

6.2.1.2. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION

El diseño de las subestaciones ha sido realizado principalmente de acuerdo a los requerimiento de la empresa ECUDOS dueña de la planta de generación, conforme a la Regulaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y a los criterios modernos de ingeniería eléctrica con el fin de obtener la mayor confiabilidad y continuidad de servicio.

La subestación se instalará dentro del área industrial, en un espacio de terreno disponible de un área aproximada de 1500 m², con la barra de 69 KV viendo hacia la S/E La Troncal, lo que permite fácilmente la salida de la línea de 69 KV para interconectar la Subestación de ECUDOS con la Subestación de seccionalización “La Troncal” de la Empresa Eléctrica Milagro. La disposición de barras y equipos de la Subestación ha sido proyectada considerando que la misma presente seguridad y al mismo tiempo sean de configuración simple. Con este criterio se ha previsto una posición para el transformador de Exportación y otra posición para la salida de la línea de 69 KV.

Sector 69 KV.

Posición de Transformador de Exportación.

Compuesta por los siguientes equipos:

- Equipos de medición Clase 0.2 con sus respectivos transformadores potencial y Corriente.
- 1 Interruptor SF6 de 69 KV.
- 2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.
- 1 Cuchilla by-pass para mantenimiento del interruptor.
- 1 Transformador de Potencial, para sincronización.
- 3 pararrayos

Posición de Línea.

Compuesta por los siguientes equipos:

- 1 Interruptor SF6 de 69 KV.
- 2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.
- 1 Cuchilla by-pass con puesta a tierra para mantenimiento del interruptor.
- 3 Transformador de Potencial para sincronización y Protección.
- 3 pararrayos.

La disposición física de los equipos de las Subestaciones se indica en los planos COGCAP6-7, COGCAP6-8, COGCAP6-9, COGCAP6-10, COGCAP6-11 Y COGCAP6-12

Medición Comercial

Las especificaciones técnicas del sistema de Medición de energía cumplen la Regulación No. 013/99 del CONELEC.

La medición se la realiza a nivel de 69 KV a la salida del transformador de elevación de exportación de energía y de acuerdo a la mencionada regulación será de alta precisión clase 0.2, el equipo a utilizar será el ION 8500.

Transformadores de Potencial

Los transformadores de Potencial se instalarán sobre las estructuras según se indica en el plano COGCAP6-10 y COGCAP6_12. En general los transformadores de Potencial serán del tipo inductivo, para uso exterior 69 KV., 350 KV BIL, 60 Hz, tendrán doble devanado secundario con la relación de transformación: $69000V/\sqrt{3}$: $115V/\sqrt{3}$, precisión para medición BURDEN/CLASE: 80 VA/0.2.

Transformadores de Corriente.

Los transformadores de corriente se montarán en la subestación en el mismo eje longitudinal que las cuchillas, sobre una estructura de pedestal metálica galvanizada. En general los transformadores de corriente (6 unidades en total) serán del tipo para uso exterior 69 KV , 350 KV. BIL, doble relación 200/5 y 400/5, precisión para medición BURDEN/CLASE: 0.3 a 1.8/0.2.

Barras Sector 69 KV

Para las conexiones de potencia de los equipos se utilizará conductor de aluminio desnudo tipo ACSR, calibre # 477 MCM 26/7, según se indicara en los respectivos planos.

Transformador de Exportación

Las características técnicas son las siguientes:

- Transformador de poder trifásico, capacidades: 22/27.5/31.6 MVA a OA 55°C / FA 55°C / FA 65°C
- Tanque lleno de aceite
- Cámara de presión: N2
- Voltaje lado de alta: 69KV-estrella
- Voltaje lado de baja: 13.8KV-delta
- Conexión del transformador: Y/d30^a
- BIL lado de alta: 350KV
- BIL lado de baja: 110KV
- Impedancia: 7.0%

Interruptor de potencia del transformador

Las características técnicas son las siguientes:

- Aislamiento de cámara de interrupción: SF6
- Interruptor de potencia tipo tanque muerto
- BIL del interruptor: 350KV
- Voltaje de operación: 69KV
- Corriente nominal: 1200A
- Corriente de interrupción: 31.5KA
- Voltaje de control: 125VDC
- Provisto con 6 CT con las siguientes derivación: 1200/5, 1000/5 800/5, 600/5, 400/5, 200/5
- Contador de operaciones
- Provisto con 6 conectores universales para cable hasta 477MCM ACSR

Interruptor de potencia de la línea

Las características técnicas son las siguientes:

- Aislamiento de cámara de interrupción: SF6
- Interruptor de potencia tipo tanque muerto
- BIL del interruptor: 350KV
- Voltaje de operación: 69KV
- Corriente nominal: 1200A
- Corriente de interrupción: 31.5KA
- Voltaje de control: 125VDC
- Provisto con 6 CT con las siguientes derivación: 1200/5, 1000/5 800/5, 600/5, 400/5, 200/5
- Contador de operaciones
- Provisto con 6 conectores universales para cable hasta 477MCM ACSR

Cadenas de Aisladores

Las cadenas de aisladores para 69 KV tipo retención ,serán formados por 6 unidades de 10"x 5-3/4 clase ANSI 52-3 tipo Ball and socket".

Estructura y Soportes

Los soportes para los equipos de 69 KV como seccionador tripolar, pararrayos, transformadores de potencial y transformadores de corriente, aisladores tipo subestación, etc, serán estructuras metálicas galvanizadas convenientemente dimensionadas para obtener las separaciones adecuadas entre las partes vivas y/o tierra y para resistir los esfuerzos mecánicos solicitantes. En el plano de planta y vistas de corte: COGCAP6-7 COGCAP6-8 respectivamente se indica la disposición general de las estructuras de soporte de las posiciones de la subestación y de los equipos de 69 KV involucrados.

Iluminación

El sistema de iluminación se ha proyectado en base a los niveles de iluminación recomendados para este tipo de instalaciones, previéndose tanto para condiciones normales como condiciones de emergencia.

Iluminación Externa

Para el sistema de iluminación externa y del patio de equipos se ha previsto utilizar luminarias del tipo intemperie, reflectoras para iluminación directa provista de lámparas de vapor de mercurio de 400 W 220 de luz blanca de alta emisión

Iluminación de Emergencia

El sistema de iluminación de emergencia para el patio de equipos estará provisto para la instalación de dos luminarias de haz luminoso semiesférico y lámparas incandescentes para 200 W 125 V C.C. Las luminarias se fijaran a las estructuras metálicas de la Subestación.

Para el cuarto de control y auxiliares, el sistema de emergencia deberá estar constituido por dos luminarias del tipo globular de lámparas incandescentes para 200 W 125 V CC.

Patio de la Subestación

El patio de equipos de la Subestación ira cementado para facilitar la limpieza.

6.2.1.3. CRITERIOS UTILIZADOS

Estudio de Corto Circuito.

El estudio de corto circuito incluye la determinación de las corrientes de corto circuito a nivel de 69 KV y 13.8 KV, la Empresa Eléctrica Milagro suministró los MVA de Corto Circuito a nivel de barra de 69 KV en la Subestación La Troncal de 69 KV.

En base de la información suministrada por los funcionarios del Ingenio, se establecieron las impedancias de los diferentes equipos, transformadores y generadores de ECUDOS.

Resumen de fallas.

Los resultados obtenidos se precisaran en la medida que los fabricantes de los equipos definan los valores finales de las Impedancias de los equipos; sin embargo que los resultados obtenidos permitirán establecer las características técnicas de los interruptores y otros equipos de maniobra y coordinación de la Protecciones. La tabla 6-2 muestra el resumen de las corrientes de cortocircuito a 69 y 13.8 KV.

	Barra de 69 KV.	Barra de 13.8 KV.
FALLA TRIFASICA	9 017. Amp	23 966.06 Amp.
FALLA DE L-T	9973.94. Amp.	25 451. Amp.

Tabla 6-2. Corrientes de cortocircuito 69 y 13.8 KV

En el anexo 1 se detallan los circuitos de secuencia para el cálculo de las corrientes de fallas presentadas en la tabla

Niveles de Aislamiento y Coordinación

Para la subestación se han tomado como niveles de aislamiento a impulso los recomendados por las normas del IEC (International Electrotechnical Commission), basados en la práctica corriente de Estados Unidos.

De acuerdo a las recomendaciones de esta norma, para estos niveles de tensiones, hasta 100KV el nivel de aislamiento de los equipos esta definido por la tensión que debe resistir el equipo a impulsos de onda normalizada y a la correspondiente tensión de ensayo a frecuencia industrial.

Los valores recomendados por el IEC para las tensiones de prueba a impulso y a frecuencia industrial son los siguientes:

Tensión máxima sistema KV (Eric)	Tensión limite a la onda plena de impulso polaridad positiva y negativa KV (cresta)	Tensión limite a la frecuencia industrial(KV)
15.5	110	34
72.5	350	140

Tabla 6-3. Tensiones de impulso y frecuencia industrial

Estos valores son solamente aplicables al aislamiento interno de los transformadores sumergidos en aceite. Para otros equipos las tensiones de ensayo a la onda de impulso y a frecuencia industrial se obtendrán de las correspondientes normas para esos equipos.

Para la selección del aislamiento de los equipos y su coordinación con las características de los pararrayos se ha considerado también que en el sistema prevalecerán las siguientes condiciones:

Tensiones no elevadas, 13.8 KV y 69 KV, líneas de alimentación relativamente cortas y neutro del sistema puesto a tierra, en cuyo caso resultan ser las sobretensiones de origen externo (atmosféricas) las determinantes para la fijación del aislamiento del sistema.

Con estos criterios se han adoptado los niveles de aislamiento detallados a continuación

Aislamiento del Equipo

El nivel de aislamiento adoptado para los transformadores, interruptores, seccionadores, etc., es de 350 KV BIL para los equipos de la clase 69 KV y 110 KV BIL para los transformadores y 95 KV. para los equipos de la clase de 13.8 KV respectivamente, correspondientes a una altura de hasta 1000 sobre el nivel del mar.

Aislamiento de Barras

El nivel de aislamiento de las barras será un tanto mayor que el del equipo, lo cual se justifica por la poca influencia sobre el costo total de aislamiento con el aumento del número de aisladores y por la separación de las barras dentro de la estructura de la subestación.

Los valores de tensiones de ensayo a impulso y a frecuencia industrial para estos elementos son los siguientes:

AISLADORES DE SUSPENSION CLASE ANSI 52-3	Tensión 69 KV 6 unidades 10 * 5 3/4
* Descarga a impulso onda 1 1/2 * 40 micro segundos	
Onda positiva, KV	610
Onda negativa, KV	585
* Descarga a frecuencia industrial (60 Hz.)	
En seco, KV	380
En húmedo, KV	255
AISLADORES TIPO SOPORTE	Tensión 69 KV
* Descarga a impulso onda 1 1/2 * 40 micro segundos	
Onda positiva, KV	390
Onda negativa, KV	475
* Descarga a frecuencia industrial (60 Hz.)	
En seco, KV	235
En húmedo, KV	180
* Tensiones de ensayo a impulso	
onda 1 1/2 * 40 microsegundos	350
- A frecuencia industrial 60 Hz:	
En seco, 1 minuto, KV	175
En húmedo, 10 seg. KV	145

Tabla 6-4. Tensiones de ensayo para aisladores

Aislamiento Aire

Las distancias a tierra y entre fases recomendadas por las normas de IEC, ANSI, AIEE, y NEMA para la subestación, se indican en la tabla 6-3. Los valores indicados se aplican hasta una altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar.

Distancias Mínimas de protección para subestacion exteriores				
Voltaje Nominal Fase-Fase KV	Voltaje Máximo Fase-Fase KV	BIL KV	Distancia mínima entre conductores de fases (m)	Distancia mínima entre conductores de fases a partes aterrizadas (m)
345	362	1300	2,67	2,13
230	242	1050	2,26	2,11
138	145	650	1,600	1,27
69	72,5	350	0,787	0,635
13,8	14,4	110	0,305	0,178
7,5	8,3	95	0,178	0,152

Tabla 6-5. Distancias mínimas de seguridad en subestaciones

Coordinación del Aislamiento

La protección de los equipos de la subestación se ha previsto contra las ondas de sobretensiones de origen atmosférico mediante el empleo de pararrayos del tipo estación y en base de coordinar el nivel de aislamiento del equipo con el nivel de protección de los pararrayos.

Selección de Pararrayos

Para los sistemas de 69 y 13.8 KV deberán utilizarse pararrayos clase 60 KV y 10 KV respectivamente.

LADO 69 KV

Se seleccionan pararrayos de la clase “Estación”, de las siguientes características:

- Tensión nominal del pararrayos, KV 60
- Tensión máxima de descarga (residual) 160
para 10000 A , KV

Localización de Pararrayos

La distancia máxima permisible entre los pararrayos y el transformador de potencia, que es el equipo más importante a protegerse, de acuerdo a normas consultadas, resulta ser del orden de 20m. para un nivel de 69 KV. En este caso, con el objeto de que la protección de los pararrayos resulte mas eficaz se ha previsto la instalación de pararrayos en el transformador de poder y pararrayos en la entrada de la línea de 69 KV.

Estudio de la malla de Tierra.

La Subestación estará provista de una malla de tierra constituida por una red de conductores conectados entre si mediante conectores soldados tipo thermoweld (suelda explosiva).

A esta malla estarán conectadas todas las estructuras metálicas de barras y soporte de equipos, cerramiento de malla, cómo también los neutros de los transformadores de corriente.

La malla de tierra ha sido calculada y diseñada en base a los niveles de cortocircuito máximos que tendrá el sistema y considerando una resistencia del terreno de 10 ohms metro, siendo recomendable la verificación y comprobación de la resistencia de tierra durante la construcción, y en base a mediciones de tierra realizadas en el terreno.

Los cálculos de la malla a tierra se incluyen en el Anexo 2. La resistencia de tierra prevista será del orden de 0,2 ohms y el conductor resultante de los estudios es el conductor de cobre 4/0 AWG para la malla principal y 2/0 para las derivaciones.

La disposición física de la malla de tierra se indica en el plano de implantación correspondiente Malla de Puesta a Tierra: COGCAP6-13 En el anexo 2 constan los cálculos de la malla de tierra de la subestación.

Protecciones.

La filosofía de la aplicación de las Protecciones Eléctricas se basan en los principios normalmente utilizados en el Ecuador y que han sido aplicados y aprobados por Transelectric en proyectos similares, las características básicas son las siguientes:

Alta Confiabilidad: De tal manera de aislar la falla y que no afecte al resto del Sistema. Esta condición implica que la Protección Primaria este operativa, bajo cualquier contingencia de operación del Sistema Eléctrico. El sistema debe contar con una Protección Secundaria con retardo de tiempo en coordinación con el resto del Sistema.

Selectividad: Máxima continuidad de servicio con mínima desconexión del sistema.

Velocidad: Despeje de falla en el mínimo tiempo. En este sentido la actual practica, da alta preferencia a los reles numéricos.

Economía: Máxima Protección a mínimo costo.

Protección contra Sobretensiones.

Para proteger los equipos contra sobretensiones esta prevista la instalación de pararrayos al ingreso de la línea de 69 a la Subestación “La Troncal” de la Empresa Eléctrica Milagro.

Los transformadores de potencia están provistos de pararrayos en los lados de alta tensión.

Normas

todos los materiales eléctricos, equipos, instalación y pruebas, se regirán de acuerdo a lo establecido en las siguientes instituciones:

- ❑ National Electrical Code 1984 de National Fire Protection Association
- ❑ American National Standards Institute (ANSI)
- ❑ National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- ❑ Underwriter’s Laboratories (UL)
- ❑ American Society for Testing and Materials (ASTM)
- ❑ Insulated Cable Engineers Association (ICEA)

6.2.1.4. EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL

Todo los relés serán del tipo numérico, para las diferentes aplicaciones, agrupadas como se indica en el diagrama unificador de la Subestación. Cada terminal estará contenido en una cabina compacta, con todas las interfaces necesarias, incluyendo la MMI.. Estarán provistos de módulo software y hardware, el software además de contener las funciones de protección deberá contener funciones de monitoreo y control. El plano COGCAP6-14 muestra los equipos de protección y control.

Protección de Transformador de Exportación

El transformador de potencia de Exportación de la Subestación, de 69/13.8 KV. Y tierra-DELTA, diagrama vectorial: Y/d30°, de 22/27.5/31.6 MVA deberá tener las siguientes protecciones;

-Protección diferencial para transformador de dos devanados (87)

-Relé de presión súbita (63)

-Relé de sobrecorriente de falta a tierra en el neutro (51N)

-Contra sobrecalentamiento de los arrollamiento por medio de relé térmico (49), y sobre temperatura del aceite por medio del termómetro de aceite.

-Asociada a esta protección se deberá incluir el Relé contra falla del breaker.

Todas las protecciones del transformador de exportación llegarán a un relé GE 745SR.

Protección de la Línea de 69 KV.

La línea a 69 KV partirá de la barra de 69 KV., tendrá su equipo de maniobra y la siguiente protección:

Protección de Distancia (21) tipo Reactancia con ajuste de Primera y Segunda Zona.

Protección Direccional de Sobrecorriente (67)

Relé contra falla del breaker (50BF)

Protección de Sobre y Bajo Voltaje (27 y 59)

La protección de línea la realiza el relé SEL 311C, este relé estará ubicado en un modulo de control situado en la planta generadora.

Protección de Barra de 69 KV.

La Protección diferencial de barra, cubrirá las dos posiciones de los Transformadores de Exportación e Importación y la posición de salida de la línea de 69 KV.

La protección de línea la realiza el relé BASLER BE1-87B, este relé estará ubicado en un modulo de control situado en la planta generadora.

6.2.1.5. DUCTERIA

Las dimensiones de los electro canales, banco de ductos, canaletas y cajas de revisión serán de acuerdo a lo indicado en el COGCAP6-15.

Electrocanales

Serán del tipo cerrado construidos en plancha de hierro negro de 1/16" o 1/20" y serán tratados con una base de pintura anticorrosivo y pintados con esmalte de primera calidad.

Cajas de Revisión

Cuando se requiera cajas de revisión, estas dispondrán de un contramarco de ángulo de hierro de 3/16" * 2" y la tapa será de hormigón armado con un marco de ángulo de hierro de 3/16" * 1 1/6".

Tuberías metálicas EMT

Mientras no se indique lo contrario la tubería será del tipo liviano EMT galvanizado. La tubería y sus accesorios quedaran empotrados en paneles, contrapisos y tumbados.

Tubería rígida

Será del tipo conduit galvanizado, roscada, sin costura interior y con uniones roscadas. El diámetro y recorrido de la misma viene indicado en el plano respectivo.

Se la usara en circuitos exteriores expuestos a la intemperie, circuitos de señales para medición, circuitos a prueba de explosión con los accesorios apropiados y en todos los lugares clasificados como peligrosas, corrosivos o en los que la tubería este expuesta a daños físicos.

Tubería PVC

Será del tipo conduit pesado. Se la usara en los alimentadores que recorren áreas exteriores y en el sistema de alumbrado exterior de la subestación.

Cajas Metálicas

Serán del tipo de acero galvanizado y tendrán las siguientes características del servicio:

Alumbrado:

- Octogonales de (1 ½ y 4)”
- Cuadradas de (1 ½ y 4)” (mas de cinco derivaciones)

Interruptores y Tomacorrientes:

- Rectangulares de (4 * 2 1/8 * 2 1/8)”

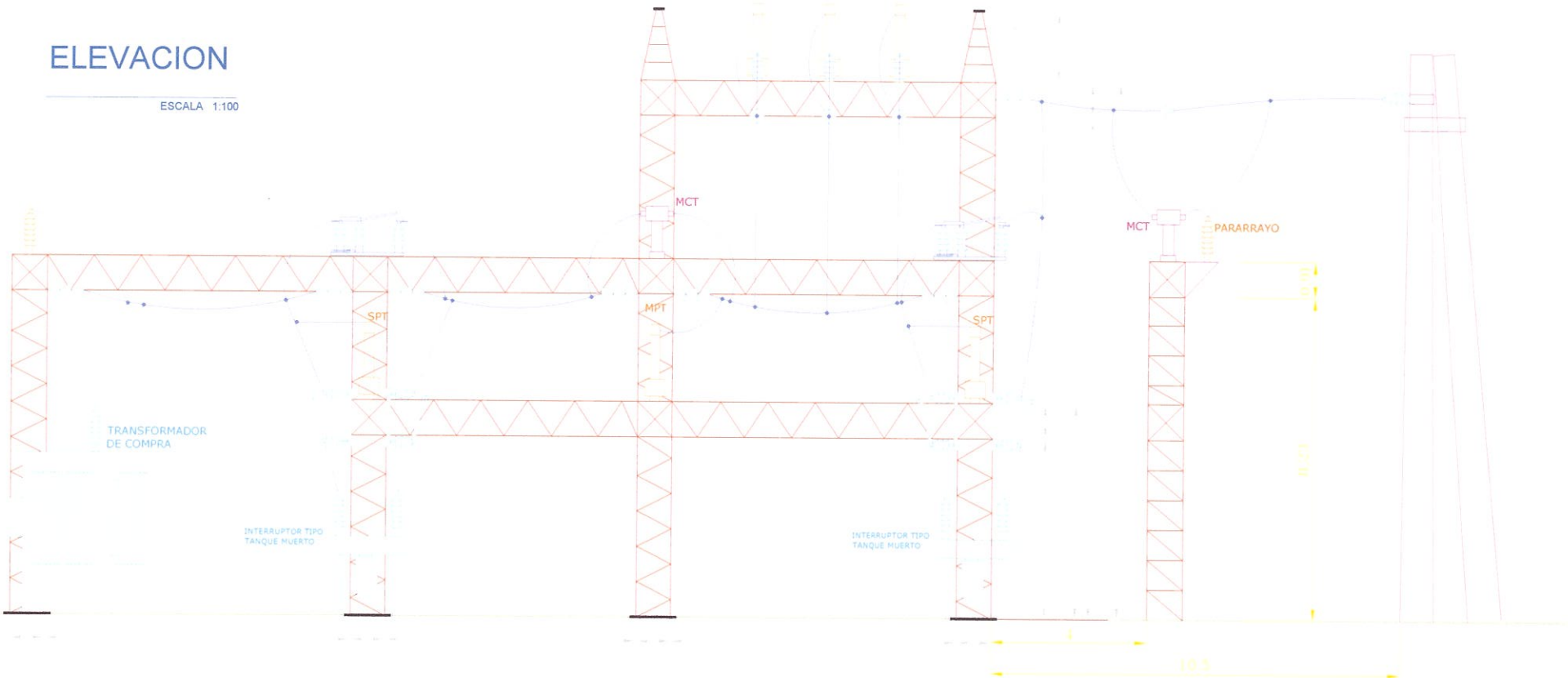
Tomacorrientes 240 V y/o salidas especiales:

- Cuadradas de (4 * 4 * 2 1/9)”

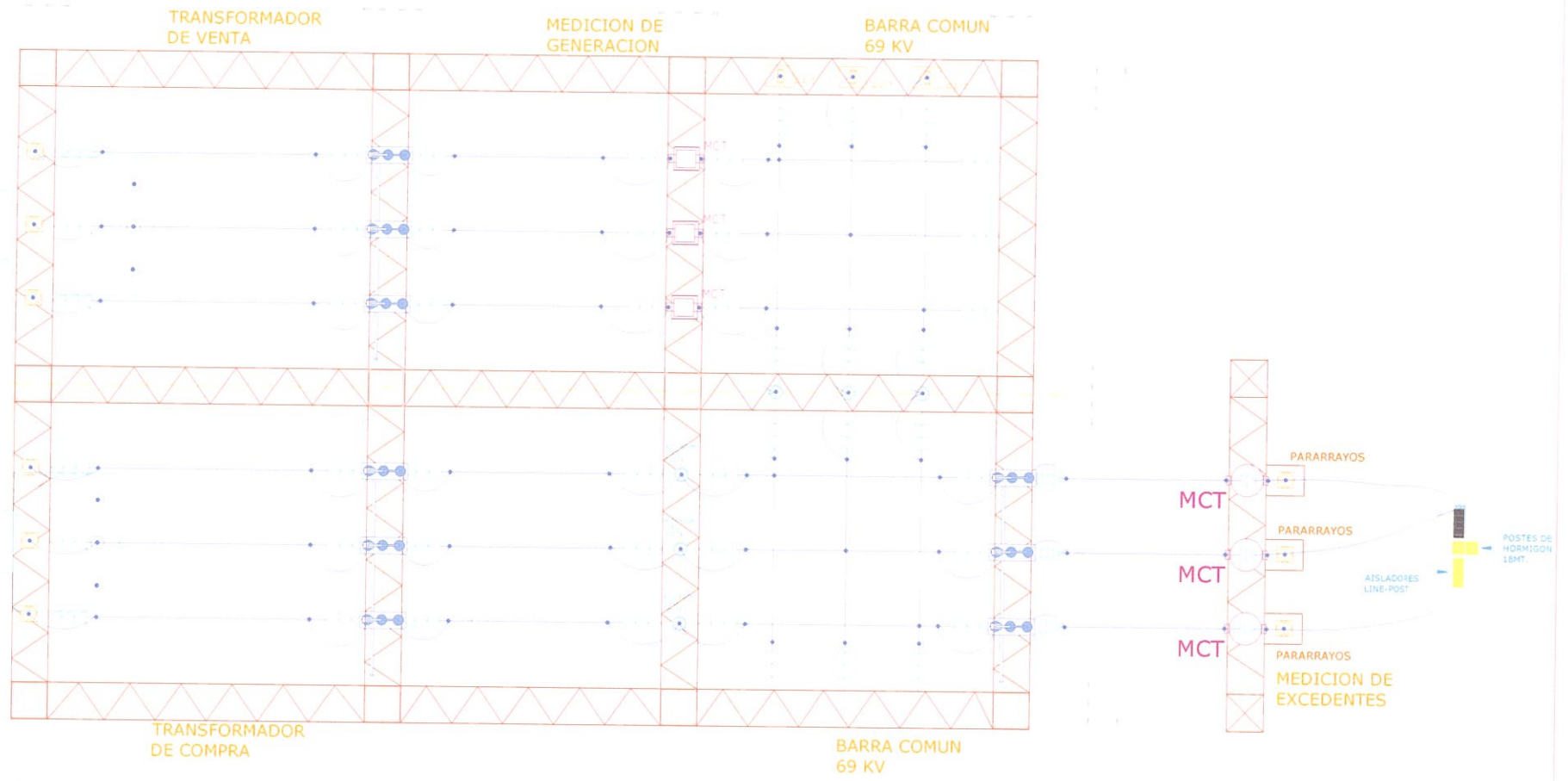
Cuando se requiera la utilización de cajas de mayores dimensiones ya sea en los alimentadores o circuitos derivados, estas deberán ser fabricadas con plancha de hierro de 1/16 “ de espesor con tapas desmontables y aseguradas a la estructura de la caja mediante tornillos.

ELEVACION

ESCALA 1:100



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL	
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE DISPOSICIÓN DE EQUIPOS VISTA DE CORTE	PLANO COGCA6-7
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISIÓN 001



VISTA SUPERIOR

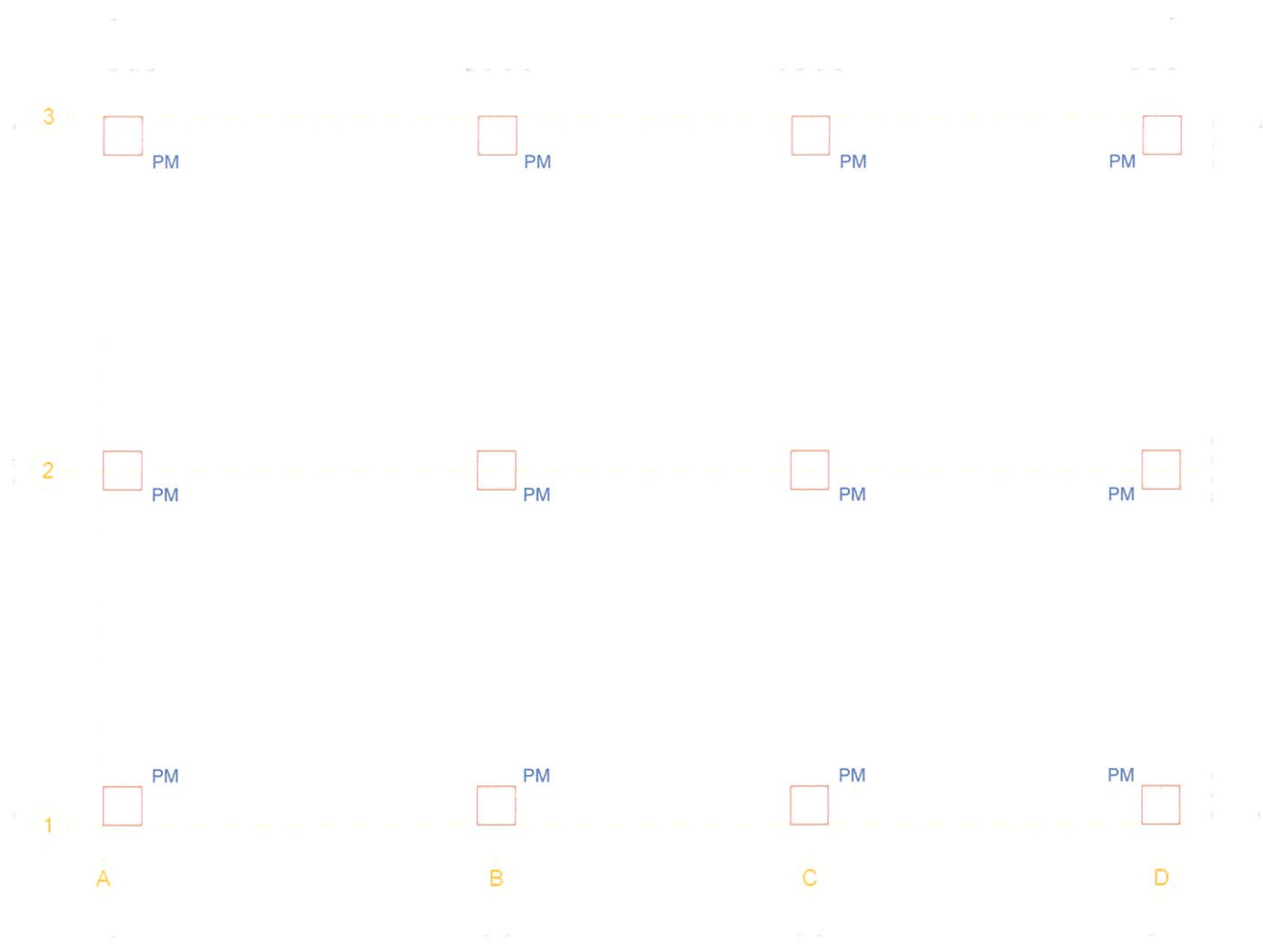
CIB-ESPOL



CIB-ESPOLA



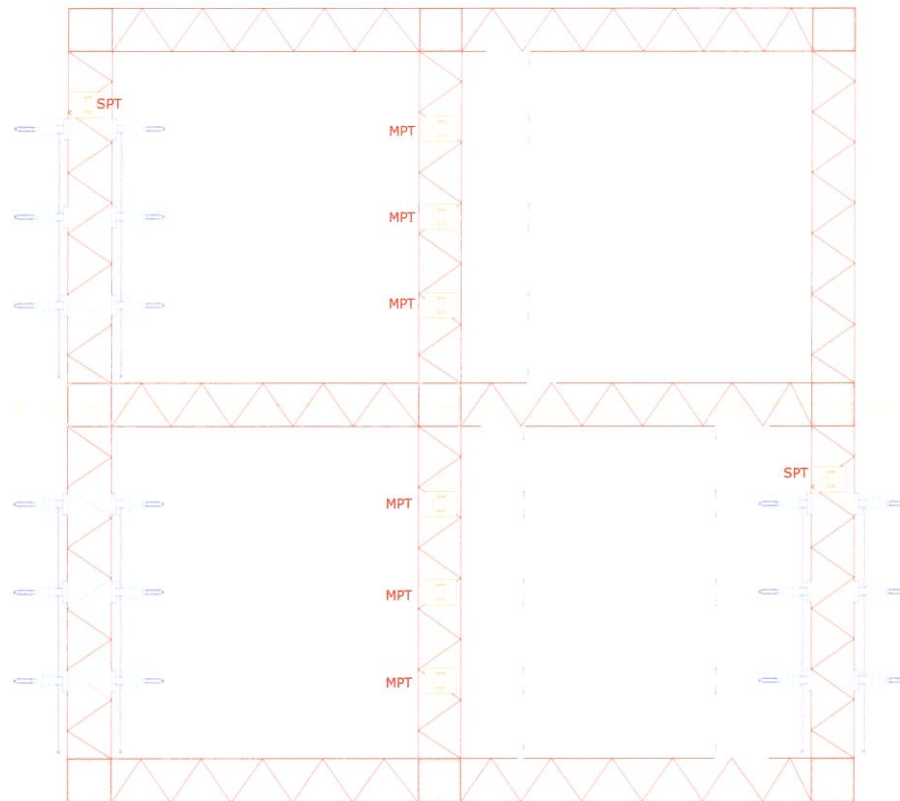
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL	
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA VISTA SUPERIOR	PLANO: COGCAP6-8
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISIÓN: 001



IMPLANTACION DE PILARES NIVEL ± 0.000

ESCALA 1:75

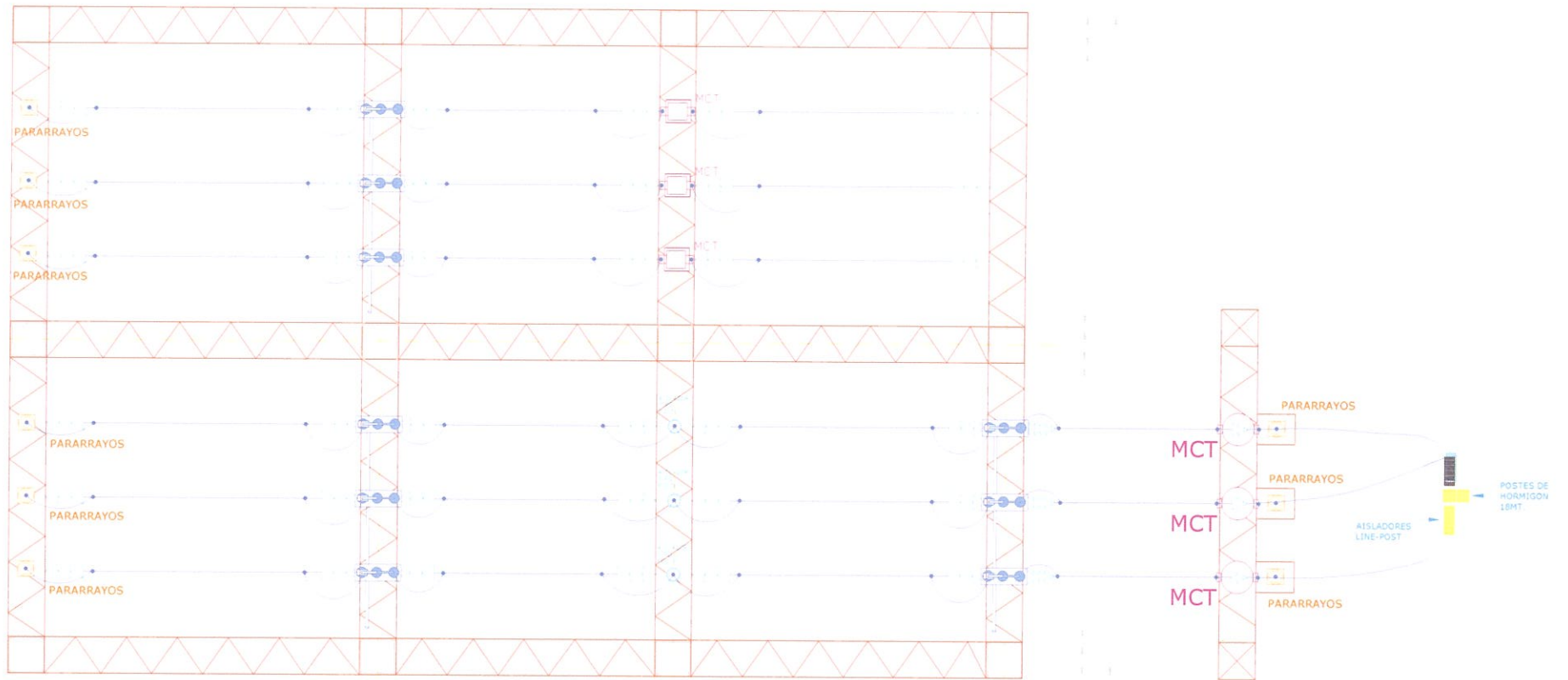
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: IMPLANTACION DE PILARES NIVEL ± 0.000	PLAND: COGCAP6-9
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISION: 001



NIVEL +5.900

ESCALA 1:100

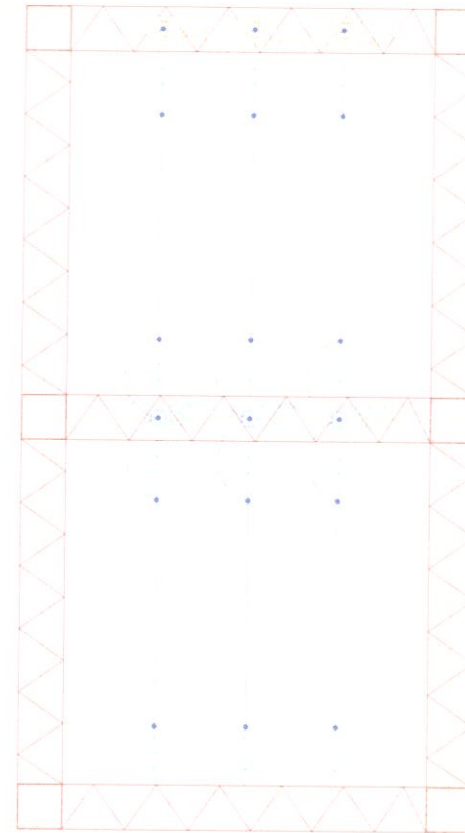
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: VIGAS NIVEL +5.900	PLANO COGCAP6-10
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISION: 001



NIVEL +9.140

ESCALA 1:100

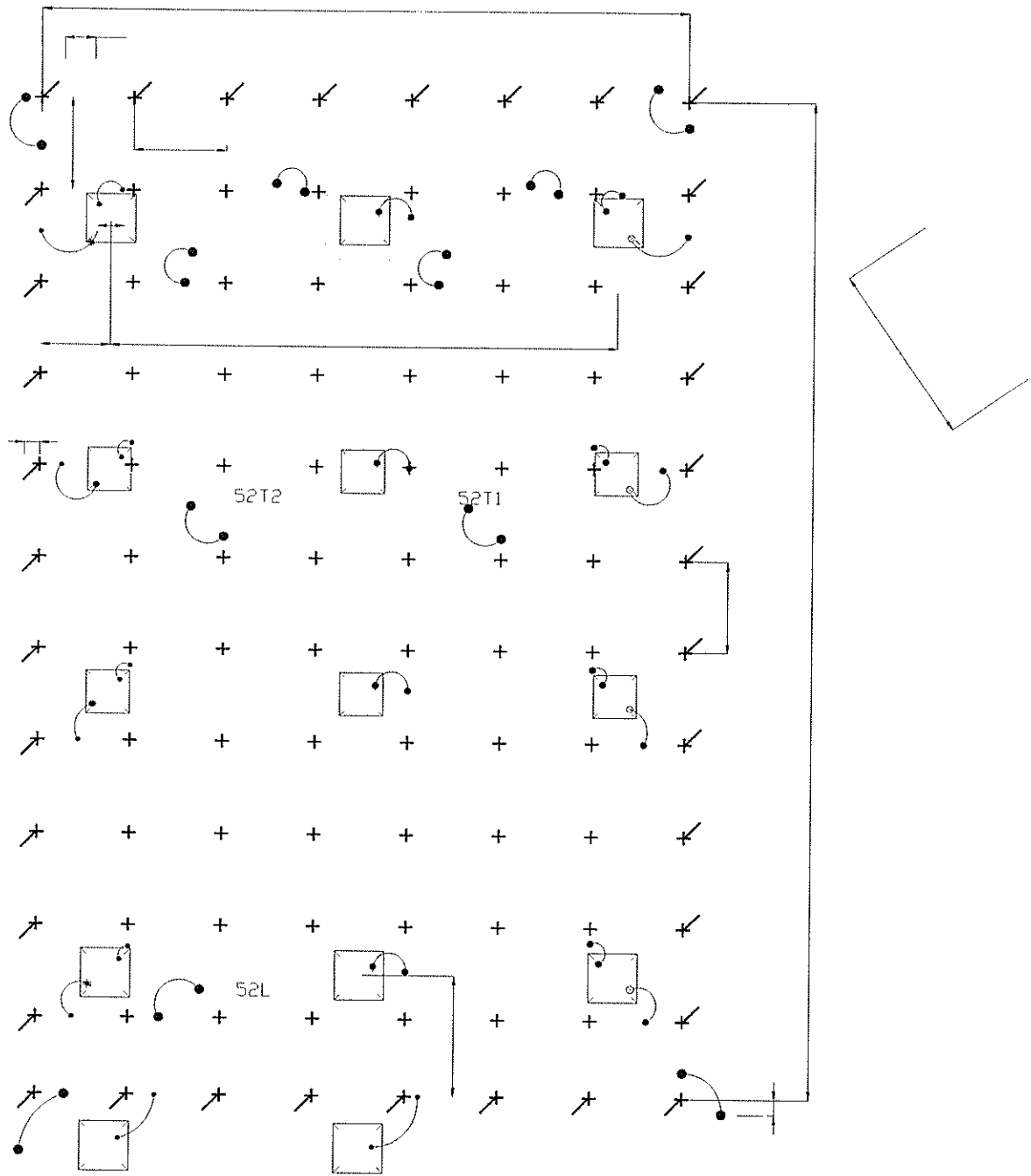
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: VIGAS NIVEL +9.140	PLANO: COGCAP6-11
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISION: 001



NIVEL +13.700

ESCALA 1:100

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: VIGAS NIVEL +13.700	PLANO: COGCAP6-12
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISION: 001



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"

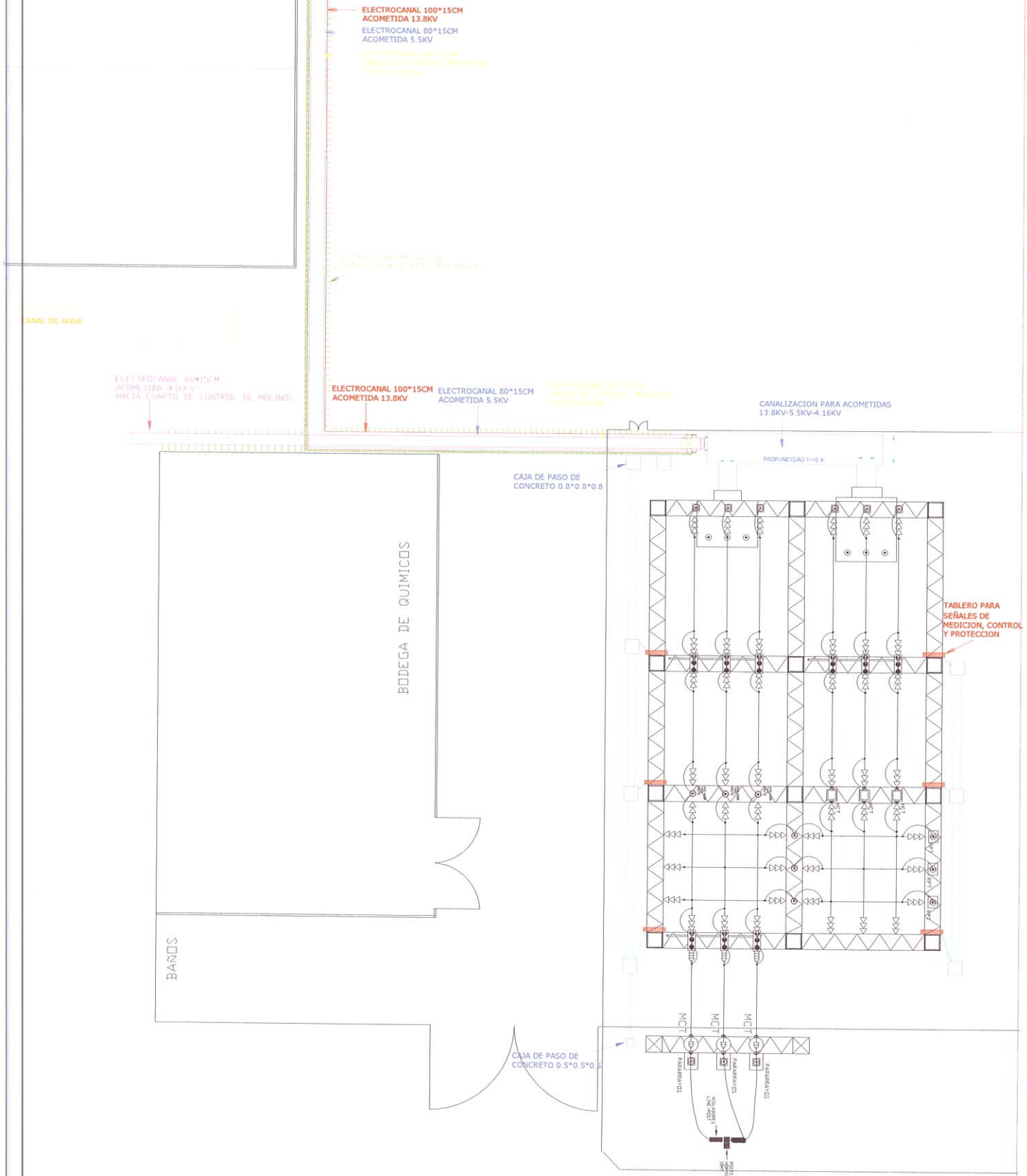
CONTIENE: MALLA DE TIERRA

AUTOR: ALEX CASTRO

PLANO: COGCAP6-13

REVISION: 001

PLANTA DE GENERACION ELECTRICA



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA COGENERACION CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"	
CONTIENE: ELECTROCANAL, PROTECCION CONTROL, MEDICION Y FUERZA	PLANO: COGCAP6-15
AUTOR: ALEX CASTRO	REVISION: 001

6.2.2. SUBESTACION DE IMPORTACION

6.2.2.1. OBJETIVO

Para cumplir con los propósitos de compra de energía eléctrica como GRAN CONSUMIDOR que es, ECUDOS S.A, propietaria del Ingenio debe diseñar y construir una Subestación de Importación de energía de 69 a 5.5 y 4.16 KV, a través de la cual comprará en el Mercado Eléctrico Mayorista la energía requerida por sus instalaciones. En esta memoria se presenta el proyecto de diseño de estas Subestación la misma que estará ubicada dentro de sus predios

Para la realización de los diseños de la subestación se ha tomado como base la información entregada por la compañía ECUDOS S.A. propietaria del Ingenio en mención, referente a los planos de disposición general de la planta.

6.2.2.2. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION

En el plano en referencia se observa el sitio donde se instalará la subestación y conectado a la barra de 69 KV se instalará el Transformador de Importación de Bajada de Tensión de 69 KV DELTA a 5.5 KV – Y, con un devanado terciario a 4.16 KV conectado en Y. La capacidad de este Transformador es de 12/15/17.25 MVA.

La Subestación incluye un patio de maniobra con un barraje de 69 KV, interruptores y cuchillas que ofrecen al Sistema una alta confiabilidad y continuidad de servicio.

La subestación esta orientada de tal forma que permite una conexión longitudinal con la línea de transmisión de 69 KV, que conecta el Proyecto con la Subestación La Troncal de la Empresa Eléctrica Milagro y el Sistema Nacional Interconectado.

Sector 69 KV.

Posición de Transformador de Importación.

Compuesta por:

Equipos de medición Clase 0.2 con sus respectivos transformadores potencial y Corriente.

1 Interruptor SF6 de 69 KV.

2 Cuchillas para aislamiento del interruptor.

1 Cuchilla by-pass para mantenimiento del interruptor.

1 Transformador de Potencial para sincronización.

3 Pararrayos,

La disposición física de los equipos de las Subestaciones se indica en los planos COGCAP6_7, COGCAP6_8.

Medición Comercial

Las especificaciones técnicas del sistema de Medición de energía cumplen la Regulación No. 013/99 del CONELEC.

La medición se la realiza a nivel de 69 KV a la entrada del transformador de importación de energía y de acuerdo a la mencionada regulación será de alta precisión clase 0.2.

Transformadores de Potencial

Los transformadores de Potencial se instalaran sobre las estructuras. Disposición de equipos vista de Corte. En general los transformadores de Potencial serán del tipo inductivo,

para uso exterior 69 KV., 350 KV BIL, 60 Hz, tendrán doble devanado secundario con la relación de transformación: $69000V/\sqrt{3}$: $115V/\sqrt{3}$. precisión para medición BURDEN/CLASE:80 VA/0.2.

Transformadores de Corriente.

Los transformadores de corriente se montaran en la subestación en el mismo eje longitudinal que las cuchillas, sobre una estructura de pedestal metálica galvanizada. En general los transformadores de corriente (6 unidades en total) serán del tipo para uso exterior 69 KV , 350 KV. BIL, doble relación 200/5 y 400/5, precisión para medición BURDEN/CLASE: 0.3 a 1.8/0.2.

Barras Sector 69 KV

Para las conexiones de potencia de los equipos se utilizara conductor de aluminio desnudo tipo ACSR , calibre # 477 MCM 26/7, según se indicara en los respectivos planos.

Transformador de Importación

Las características técnicas son las siguientes:

- Transformador de poder trifásico, capacidades: 12/15/17.25 MVA a OA 55°C / FA 55°C / FA 65°C
- Tanque lleno de aceite
- Cámara de presión: N2
- Voltaje lado de alta: 69KV-estrella
- Voltaje lado de baja 1(secundario): 5.5KV-delta
- Voltaje lado de baja 2 (terciario): 4.16KV-delta
- Conexión del transformador: D/z0°
- BIL lado de alta: 350KV
- BIL lado de baja 1(secundario): 60KV
- BIL lado de baja 2(terciario): 60KV
- Impedancia: 7.0%

Interruptor de potencia del transformador

Las características técnicas son las siguientes:

- Aislamiento de cámara de interrupción: SF6
- Interruptor de potencia tipo tanque muerto
- BIL del interruptor: 350KV
- Voltaje de operación: 69KV
- Corriente nominal: 1200A
- Corriente de interrupción: 31.5KA
- Voltaje de control: 125VDC
- Provisto con 6 CT con las siguientes derivación: 1200/5, 1000/5 800/5, 600/5, 400/5, 200/5
- Contador de operaciones
- Provisto con 6 conectores universales para cable hasta 477MCM ACSR

Cadenas de Aisladores.

Las cadenas de aisladores para 69 KV tipo retención ,serán formados por 6 unidades de 10"x 5-3/4 clase ANSI 52-3 tipo Ball and socket".

Estructura y Soportes.

Los soportes para los equipos de 69 KV como seccionador tripolar, pararrayos, transformadores de potencial y transformadores de corriente , aisladores tipo subestación ,etc, serán estructuras metálicas galvanizadas convenientemente dimensionadas para obtener las separaciones adecuadas entre las partes vivas y/o tierra y para resistir los esfuerzos mecánicos solicitantes.

Iluminación

El sistema de iluminación se ha proyectado en base a los niveles de iluminación recomendados para este tipo de instalaciones, previéndose tanto para condiciones normales como condiciones de emergencia.

Iluminación Externa

Para el sistema de iluminación externa y del patio de equipos se ha previsto utilizar luminarias del tipo intemperie, reflectoras para iluminación directa provista de lámparas de vapor de mercurio de 400 W 220 de luz blanca de alta emisión.

Iluminación de Emergencia

El sistema de iluminación de emergencia para el patio de equipos estará provisto para la instalación de dos luminarias de haz luminoso semiesférico y lámparas incandescentes para 200 W 125 V C.C. Las luminarias se fijaran a las estructuras metálicas de la Subestación.

Patio de la Subestación

El patio de equipos de la Subestación ira cementado para facilitar la limpieza y los transformadores tendrán una cuba de contención de aceite alrededor de los mismos.

6.2.2.3. CRITERIOS UTILIZADOS

Los criterios a emplearse serán todos los criterios utilizados en la subestación de exportación, los cuales son los siguientes

- Estudio de Corto Circuito.
- Niveles de Aislamiento y Coordinación
- Aislamiento del Equipo
- Aislamiento de Barras
- Aislamiento Aire
- Coordinación del Aislamiento
- Selección de Pararrayos
- Margenes de protección
- Localización de Pararrayos
- Estudio de la malla de Tierra.

- Protecciones.
- Protección contra Sobre tensiones.
- Normas

6.2.2.4. EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL

Todo los reles serán del tipo numérico, para las diferentes aplicaciones, agrupadas como se indica en el diagrama unificar de la Subestación. Cada terminal estará contenido en una cabina compacta, con todas las interfase necesaria, incluyendo la MMI.. Estarán provisto de modulo software y hardware, el software además de contener las funciones de protección deberá contener funciones de monitoreo y control.

Protección de Transformador de Importación

El transformador de potencia de Importación de la Subestación, de 69/5.5-4.16 KV. DELTA- Y tierra-Y tierra, D/z0° de 12/15/17.25 MVA deberá tener las siguientes protecciones:

- Protección diferencial 87 para transformador de tres devanados.
- relé de presión súbita (63)
- relé de sobrecorriente de falta a tierra en el neutro (51N)
- Contra sobrecalentamiento de los arrollamiento por medio de relé térmico (49), y sobre temperatura del aceite por medio del termómetro de aceite.
- Asociada a esta protección se deberá incluir el Relé contra falla del breaker.

Todas las protecciones del transformador de exportación llegarán a un relé GE 745SR.

6.2.2.5. DUCTERIA

Las Cajas Metálicas, Electrocanales, Banco de ductos, Canaletas, Cajas de Revisión, Tuberías metálicas EMT, Tubería rígida, Tubería PVC serán de las mismas características y especificaciones técnicas que las utilizadas para la subestación de exportación.

6.3. LINEA DE TRANSMISION

6.3.1. INTRODUCCION

Para propósitos de interconexión de la Subestación Eléctrica mencionada anteriormente con la Línea de Subtransmisión a 69.000 voltios, propiedad de la Empresa Eléctrica Milagro (EEMCA), se hace necesario el diseño y construcción de una línea de 69.000 Voltios con una longitud aproximada de 3.2 Km.; la línea de subtransmisión existente actualmente sólo proporciona servicio a la Subestación La Troncal de 10/12.5 MVA, propiedad de EEMCA. En esta sección se presenta el diseño de la línea de 69 KV de propiedad de ECUDOS, que conectará la subestación con la línea existente de 69 KV propiedad de EEMCA..

6.3.2. UBICACIÓN Y DESCRIPCION DEL PROYECTO

Las instalaciones del Ingenio “La Troncal”, cuyo propietario es ECUDOS se encuentran ubicadas en el Km. 1.5 de la vía la Troncal – Puerto Inca. La derivación proyectada comprende un tramo de línea a 69.000 voltios de aproximadamente 3.2 Km. arrancando desde la Subestación La Troncal de propiedad de Empresa Eléctrica Milagro (EEMCA) hasta la subestación eléctrica 69/13.8 KV, 4.16-5.5/69 KV de venta y compra de energía, la misma que se la construirá en el interior de la Planta Industrial.

La selección de la ruta consideró principalmente las facilidades constructivas, de operación y mantenimiento de la línea a construirse.

La interconexión desde la Línea de Subtransmisión actual de EMMCA, hasta la primera estructura de la derivación, deberá ser ejecutada por EMMCA; para el efecto EMMCA elaborará un presupuesto que será revisado, aprobado y cancelado por ECUDOS S.A.

Para el seccionamiento de la derivación se instalará un switch tipo “LINE TAP” 72.5 KV, 350 KV BIL, 1.200 AMP continuos, 20 KA momentáneos, de operación tripolar.

6.3.3. CRITERIOS APLICADOS AL DISEÑO

Para el diseño de este proyecto se ha tomado en consideración los reglamentos de EMMCA pertinentes a este tipo de proyectos y las NORMAS PARA DISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV del ex-INECEL.

La línea es de circuito simple, tipo urbano, el conductor empleado es del tipo ACSR # 477.0 MCM clave HAWK.

La línea va protegida contra descargas atmosféricas por un cable de guarda de acero galvanizado de 1/4” de diámetro.

6.3.4. CALCULOS ELECTRICOS

Densidad de corriente

La línea de 69KV estará diseñada para entregar energía al Sistema Nacional en una capacidad aproximada de 31.5 MVA y a mediano plazo una capacidad de exportación total de aproximadamente 65 MVA. En consecuencia la máxima corriente que se transmitirá por la línea será de:

$$I_{\max} = 65.000 \text{ KVA} / (1.732 * 69\text{KV})$$

$$I_{\max} = 543 \text{ Amp.}$$

Características Eléctricas de la Línea Aérea

Las principales características de la línea son las siguientes:

Tensión de servicio	69.000 voltios
Sistema de corriente	Trifásico
Frecuencia	60 Hz
Número de circuitos	1
Número de conductores	3
Disposición de los conductores	Vertical
Potencia máxima de transporte en el límite térmico	69,7 MVA
Tipo de conductor	ACSR
Calibre del conductor	477.0 MCM
Denominación del conductor	HAWK
Resistencia DC del conductor a 20 °C	0,1171 Ohm/Km
Longitud de la Línea	3,2 Km
Tipo de aislador de cadena	Elastomérico (goma)
Número de elementos en retención	11
Norma de aislador	ANSI 52-3
Tipo de aislador tipo poste	Elastomérico (goma)
Número de elementos del aislador	11

Tabla 6-6. Características de línea 69 KV

Potencia Máxima de Transporte de la Línea

La limitación de la densidad de corriente en los conductores implica la limitación de potencia a transportar.

En efecto:

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

Siendo:

$$I = \text{Intensidad en amperios} = 583 (*)$$

(*) Ampacidad con temperatura máxima del conductor de 70°C, velocidad del viento de 2.2 Km/hr.

V = Tensión de la línea en Kilovoltios = 69

S = Potencia máxima de transporte en MVA

Por lo tanto:

$S = 69,673 \text{ MVA} \cong 69,7 \text{ MVA}$ en el límite térmico

Perdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia por el efecto joule en una línea está dada por la fórmula;

$$PP = (3 \times R \times L \times I^2) / 1000$$

Siendo:

PP = Pérdida de potencia en KW

R = Resistencia en Ohm/KM = 0,1171

L = Longitud en KM = 3,2

I = Intensidad en amperios = 583

PP = 382,08

Por circuito y la pérdida en tanto por ciento de la potencia es:

$$PP = (382,08 / 69.673) \times 100 = 0.5484 \%$$

Valor aceptable ya que se suele admitir entre 5 ó 6 % como valor límite.

Parámetros de la Línea

Para la determinación de los parámetros eléctricos de la línea se ha utilizado la información suministrada en las tablas de conductores

ACSR del “Electrical Transmisión and Distribution Reference Book de Westinghouse Electric Corporation“, las cuales establecen los siguientes valores :

La distancia geométrica equivalente entre conductores en disposición vertical tiene por valor:

$$D = 1,26 \text{ a}$$

$$a = 1,50 \text{ mts}$$

Por lo tanto:

$$D = 1,89 \text{ mts.}$$

La inductancia por kilómetro X_k tiene por valor;

$$X_k = (0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}) * 10^{-4} [H / KM]$$

D = Distancia equivalente entre conductores en milímetros

r = Radio del conductor en milímetros

$$X_k = (0.5 + 4.605 * \log \frac{1890}{10.90}) * 10^{-4}$$

$$X_k = 10,81 * 10^{-4}$$

y la reactancia por Km. será:

$$X = W * X_k, \text{ siendo } W = 2 * \pi * f$$

Donde:

X = Reactancia Kilométrica en Ohm/KM

W = Frecuencia angular

f = Frecuencia de la red en hertz.

De donde:

$$X = 2 * \pi * 60 * 10,81 * 10^{-4} [Ohm / KM]$$

$$X = 0,4075 \text{ [Ohm/KM]}$$

Caída de Tensión

La caída de tensión tiene por valor:

I = Intensidad en amperios

L = Longitud de la línea en KM

R = Resistencia Kilométrica en Ohm/KM

X = Reactancia Kilométrica en Ohm/KM

V = Caída de tensión en voltios

ϕ = Angulo de desfase entre la tensión y la corriente

Factor de potencia 0,85

$$\phi = 31,79^\circ$$

$$V = \sqrt{3} * 583 * 3,2 * (0,1171 * 0,85 + 0,4075 * 0,53)$$

$$V = 1.019,36 \text{ voltios}$$

Que en tanto por ciento es:

$$V\% = \frac{1.019,36}{69.000} * 100 = 1.477\%$$

Valor de la caída de tensión transportando la línea su máxima potencia o sea 69,7 MVA.

Características Mecánicas del Conductor Aéreo

El conductor 477.0 MCM ACSR, clave HAWK tiene las siguientes características físicas

Sección total aproximada	281.13 mm ²
Sección de aluminio del conductor	242.31 mm ²
Diámetro exterior	21.80 mm
Peso Unitario Total	975.06 Kg/Km
Peso específico	0.00346 kg/mm ²
Tensión de ruptura	8884 Kg.

Tabla 6-7. Características mecánicas del conductor

Apantallamiento

La zona donde se construirá esta línea, según el mapa isocerámico de INECEL tiene un valor medio de 15 días de tormenta al año, valor que determina que esta línea al igual que las líneas de 69 KV de la Empresa Eléctrica Milagro se instale con hilo de guarda, el mismo que de acuerdo a la recomendación de las Normas de diseño debe dar un apantallamiento de 30 ° considerando el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación de este cable con la recta determinada por este punto y el conductor.

Condiciones Climatológicas

Las condiciones climatológicas que afectan a las líneas son las de viento y temperatura solamente. Estas condiciones dan lugar a solicitaciones que deben tenerse en cuenta cuando tratamos de:

- Tensiones en los conductores y cable de guarda que afectan a los apoyos y cimentaciones, así como a efectos de vibración en conductores y cable de guarda.

- Distancia a masa entre partes en tensión.
- Capacidad de transporte de la línea.
- Aislamiento de la línea tanto en el aspecto mecánico como en el aspecto eléctrico.
- Las sobrecargas de viento, se basan en un viento que produce una presión máxima de 30 Kg/m² sobre conductores y cable de guardia.

Condiciones de Seguridad

Las condiciones de seguridad consideradas para el presente diseño, y que nos garanticen la operación confiable y segura de la misma son las siguientes:

- a) La separación de los conductores en su punto más bajo al terreno, haciendo diferenciación dependiendo de la zona en que cruce la línea durante su recorrido: zonas pobladas, agrícolas, carreteros, cruces con otras líneas, etc.
- b) Las distancias mínimas del conductor más bajo al suelo, tomando como empotramiento del poste la siguiente, dependiendo de la altura del poste:

$$\frac{H}{10} + 0,5 \text{ [mts.]}$$

donde H = altura del poste

- c) Distancia mínima en los cruces con líneas de más alta o baja tensión
La mínima distancia vertical entre los conductores de ambas líneas en las condiciones más desfavorables, no deberá ser inferior a:

$$1,5 + \frac{u + L_1 + L_2}{100} \text{ [mts.]}$$

En donde:

U = Tensión nominal en KV de la línea superior

L1 = Longitud en metros entre el punto de cruce y la estructura más próxima de la línea superior

L2 = Longitud en metros entre el punto de cruce y la estructura más próxima de la línea inferior.

Puestas a Tierra

Para el cálculo de la resistencia de pie de estructura se ha considerado que el nivel isoceraúnico medio de la zona es de 15 días de tormenta al año y de acuerdo a la recomendación de la Norma se admite la posibilidad de 2 fallas de aislamiento por descargas atmosféricas por cien kilómetros de línea y por año.

Para estos condicionamientos la resistencia de pie de estructura deberá tener un valor máximo de 7 ohms y deberá instalarse a intervalos no mayores de 300 m. Los conductores de conexión a tierra serán de cobre N.- 2 AWG y las varillas de puesta a tierra serán de 16 mm. de diámetro y una longitud mínima de 2 metros.

Tal como se indicó en la Descripción del Proyecto se consideró que al existir una pista aérea de fumigación muy cerca a la ruta a seguir por la línea, era de necesidad imperiosa de que el recorrido de este tramo que pasara frente a la cabecera de la pista, sea subterráneo en una distancia aproximada de 220 metros, desde la estructura E-32 hasta la estructura E-33 previendo en este tramo subterráneo el diseño y construcción de las respectivas cajas de paso de hormigón armado.

6.3.5. CALCULOS MECANICOS

Condiciones de instalación de los conductores

Para el cálculo de las tensiones y flechas debido a la fluencia que sufren los conductores, se realizaron análisis para las condiciones iniciales y finales.

Las flechas y tensiones iniciales fueron calculadas con las características mecánicas del conductor después que éste ha estado sometido a tensiones que se traten por el lapso de una hora.

Las flechas y tensiones finales fueron calculadas con las características mecánicas del conductor después que éste ha estado sometido a tensiones que se traten por el lapso de 10 años.

A continuación se detallan las condiciones de estado de los conductores:

	TEMPERATURA [°C]	EFEECTO VIENTO [kgm/m ²]	ESTADO
Temperatura Mínima	5	0	I
Temperatura Media	15	20	II
Temperatura Normal	22	0	III
Temperatura Máxima	60	0	IV

Se consideró las limitaciones por fatiga del material debido a vibraciones y se le dio el factor de seguridad correspondiente, las tensiones desarrolladas sobre el conductor no exceden los siguientes porcentajes del valor de la tensión de rotura.

	Límite condición Inicial	Límite condición Final
Estado I y II	40%	33.33%

Los estados I y II se describieron en el cuadro anterior.

Ecuaciones utilizadas en el Cálculo de los Conductores y Cables de Guarda

Para calcular las tensiones en los conductores y cable de guardia en los diferentes estados, empleamos la ecuación de cambio de condiciones siguiente:

$$t_2^2 \left(t_2 + \frac{A * m_1^2 * a^2}{t_1^2} + B * (\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right) = A * m_2^2 * a^2$$

$$A = \frac{w^2 * E_F}{24}$$

y

$$B = a * E_f$$

En la que:

t_2 = Tensión inicial ó tensión buscada para el tendido de conductores en [kg/mm²]

t_1 = Tensión final ó tensión que deberá tener después del tendido de conductores en [kg/mm²]

θ_2 = Temperatura inicial en [°C]

θ_1 = Temperatura final en [C]

a = Vano en [mts.]

α = Coeficiente de dilatación lineal [1/°C]

E_i = Módulo de elasticidad inicial en [kg/mm²]

E_f = Módulo de elasticidad final en [kg/mm²]

m_2 = Coeficiente inicial de sobrecarga

m_1 = Coeficiente final de sobrecarga

W = Peso específico del cable en [kg/mm²]

Una vez obtenidas las tensiones del conductor y cable de guardia, calculamos las flechas mediante la ecuación:

$$f = \frac{w^2 * a^2}{8 * T}$$

En donde:

f = flecha a calcular en [mts.]

W = Peso propio más la sobrecarga

a = Vano en [mts.]

T = Tensión total del conductor en [kg]

Características Mecánicas del Conductor.

El conductor a utilizar en la línea es de Aluminio-Acero denominación 477.0 MCM ACSR, clave HAWK y sus características son:

Sección total aproximada	281.13 mm ²
Diámetro exterior	21.80 mm
Peso Unitario Total	975.06 Kg/Km
Peso específico	0.00346 kg/mm ²
Tensión de ruptura	8884 Kg.

Características Mecánicas del Hilo de Guarda

El cable de guardia a utilizar en la línea será de acero galvanizado de 34,0 [mm²] de sección y sus características son:

Sección	34,0 [mm ²]
Diámetro	7,95 [mm]
Peso	0,305 [kg/KM]
Carga de rotura	3639 [kg]

Apoyos a emplearse en la Línea

Según la función que desempeñan se clasifican los apoyos en tres tipos: Suspensión, Retención y Angular.

Los apoyos de suspensión, serán postes de hormigón armado y vibrado que tienen una geometría exterior troncopiramidal con alvéolos a lo largo de los mismos. Las caras del poste tienen una conicidad constante desde la cogolla hasta la base.

Los apoyos de las estructuras de retención y angular son de uno o dos postes de hormigón armado.

Tipos de estructuras utilizadas

Se han considerado los siguientes tipos de estructuras de acuerdo con las normalizadas por el antiguo INECEL, para líneas de 69 KV.

Estructura de suspensión

La función de este tipo de estructura es la de sostener los conductores y cable de guardia; y, son solamente empleados en alineaciones, para nuestro caso se ha escogido la estructura de suspensión urbana SU con disposición vertical, tal como se muestra en el plano correspondiente.

Estructura de retención y angular

Este tipo de estructuras a más de sostener los conductores y cable de guarda, sirven para resistir en sentido longitudinal los esfuerzos de las líneas, aislándolas mecánicamente en tramos para proporcionar puntos firmes, con la finalidad de limitar la propagación de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional. Otros tipos de estructuras de retención sirven para sostener los conductores y cable de guardia en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones, para nuestro caso hemos escogido la estructura AVGP, se adjunta el plano de dichas estructuras.

6.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES

La compañía ECUDOS ante los requerimientos técnicos exigidos por el CENACE ha emprendido la implementación de un SCADA (sistema de adquisición y control de datos) para un mejor y más confiable control de su parque generador. Las instalaciones del parque generador se encuentran junto a la fábrica de ECUDOS.

6.4.1. REQUERIMIENTOS DE COMUNICACIONES POR EL CENACE

Con el propósito de disponer en el CENACE de las señales de supervisión y control para la coordinación de la operación en tiempo real, la empresa generadora deberá contar ya sea con una Unidad Terminal Remota (UTR) o en su defecto disponer de un Centro de Control Distribuido (CCD). En ambos casos se podrá manejar cualquiera de los protocolos que se mencionan a continuación, necesarios para la comunicación con el sistema de adquisición de datos del sistema RANGER del CENACE:

- RP-570
- IEC 870-5-101
- DNP 3.0

Además debe contar con un medio de comunicaciones adecuado que enlace la UTR (o el CCD) con el Front End del CENACE.

Para la comunicación de voz entre el personal del CENACE y la empresa de generación que les permita coordinar la operación de esta central en tiempo real, la empresa de generación dispondrá de un teléfono de línea Urbana o Celular en la sala de control de la Central en forma permanente y exclusiva para este propósito.

La información diaria de potencia y energía es un requerimiento del CENACE, para la administración de las transacciones comerciales dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, siendo de responsabilidad de la empresa generadora la contratación o adquisición de un medio de comunicaciones con alta confiabilidad y disponibilidad, que permita al CENACE de manera segura contar con la información necesaria para los procesos transaccionales, tomando en consideración que este medio de comunicaciones debe ser exclusivo.

Para el pago de las transacciones el CENACE tomará la información de las cantidades requeridas para el efecto, la información la obtendrá del medidor ION 8500.

Para el monitoreo de la subestación y la central eléctrica se implementará un sistema de adquisición de datos y control de los equipos, el sistema a

implementar es el sistema de automatización Delta V de la compañía EMERSON.

6.4.2. IMPLEMENTACION DEL SCADA

Los sistemas de control y administración de la energía a implementarse en el proyecto de co-generación fueron seleccionados en virtud del cumplimiento de los estándares y regulaciones del CENACE en cuanto a la calidad de la energía entregada al Mercado Eléctrico Mayorista y de las necesidades operativas propias de la industria azucarera en general.

El sistema de control esta basado en equipos diseñados y desarrollados para cumplir con los requerimientos de regulación de velocidad / frecuencia, regulación de voltaje / factor de potencia, sincronización automática, exportación / importación de potencia activa y exportación / importación de potencia reactiva.

El sistema de control será capaz de arrancar automáticamente el turbogenerador de 15 MW, sincronizar automáticamente en 5,5 KV, 13,8 KV o en 69 KV y realizar la exportación / importación de energía ya sea desde su propia pantalla local o desde el sistema de supervisión de forma remota.

El sistema de control y administración de energía, los dispositivos de protección del sistema eléctrico de potencia y los equipos de medición entregarán la información de variables y eventos al sistema de supervisión por intermedio del protocolo de comunicación Modbus RTU en conexión física RS-485.

El sistema de supervisión DeltaV implementado en La Troncal será capaz de realizar el monitoreo, historización y generación de tendencias y reportes tanto de las variables físicas y eléctricas así como de los eventos ocurridos con la finalidad de realizar la administración de la operación desde el cuarto de control.

6.4.3. EQUIPOS A COMUNICAR

ECUDOS cuenta actualmente con los siguientes equipos, los cuales estarán enlazados por medio de la red del sistema DELTA V:

- Medidor de energía marca ION 8500 para venta de energía
- Medidor de energía marca ION 8500 para compra de energía
- Rele multifuncional para generador 3 MW 5.5 KV marca GE Multilin 489
- Rele multifuncional para generador 3 MW 5.5 KV marca GE Multilin 489
- Rele multifuncional para generador 12 MW 4.16 KV marca GE Multilin 489
- Rele multifuncional para generador 16 MW 13.8 KV marca GE Multilin 489
- Rele multifuncional para Transformador de venta 22/27.5/31.6 MVA 69/13.8 KV marca GE Multilin 745
- Rele multifuncional para Transformador de compra 12/15/17.5 MVA 69/4.16-5.5 KV marca GE Multilin 745
- Rele multifuncional para Transformador 10/12.5/14.4 MVA 13.8/4.16 KV marca GE Multilin 745
- Rele multifuncional para Transformador 6/7.5 MVA 13.8/5.5 KV marca GE Multilin 745
- Gobernador de velocidad de la turbina del generador de 15MW, Woodward 5005

Estos equipos están comunicados con el sistema SCADA DELTA V, las tarjetas seriales para este Hardware estarán ubicadas en el cuarto de Tachos donde hay disponibilidad física para su instalación.

6.4.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES

Un protocolo es una descripción formal de un conjunto de reglas y convenciones que rigen un aspecto particular de cómo los dispositivos de una red se comunican entre sí. Los protocolos determinan el formato, la sincronización, la secuenciación y el control de errores en la comunicación de datos.

El protocolo de comunicación de los equipos anteriormente mencionados es MODBUS RTU. Es necesario que todos los equipos a monitorear tengan el mismo protocolo de comunicaciones, caso contrario no se podría establecer la comunicación con el equipo que tenga un protocolo diferente, los equipos que se comunicarán son comúnmente llamados IED`s (Intelligent Electronic Devices), equipo electrónico inteligente, estos forman parte del SCADA de la planta industrial.

6.4.5. DISEÑO DE LA RED DE COMUNICACIONES

La arquitectura incluye bloques de función para tecnología basada en HART, Foundation Fieldbus o convencional analógica (4-20 ma), plataformas en sistema operativo Windows NT. El sistema Delta V realiza los siguientes controles.

- **Control Regulatorio.**

El sistema de supervisión cuenta con las siguientes funciones para realizar estrategias y lazos de control regulatorio:

- Funciones de entrada.
- Funciones computacionales.
- Funciones de control continuo.
- Funciones de control discreto.
- Funciones de control secuencial.
- Funciones de salida.

○ **Control Supervisorio**

Se suministrará funciones de Control Supervisorio completamente integradas con las funciones de Control Regulatorio, es decir la base de datos será la misma. El Sistema Supervisorio tendrá accesos de varios niveles para realizar los siguientes cambios:

- Limites de alarmas
- Sintonización de parámetros
- Entradas para bloques de secuencia
- Estatus Instantáneo
- Esquemas de aplicación
- Modo de direccionamiento
- Manejo de set point

Monitoreo

Se visualizaran las estrategias de control definidas en la configuración mientras estas se ejecutan en tiempo real monitoreando entradas y salidas. Cuando una variable es seleccionada, el operador con presionar un botón puede visualizar la estrategia de control. No será necesaria ninguna configuración adicional para esta funcionalidad.

Configuración

Las herramientas de configuración serán adecuadas para generar o modificar la base de datos y los datos de configuración.

La herramienta de configuración permitirá la funcionalidad drag and drop para mover o copiar datos de configuración desde una localización a otra.

El usuario visualizará la estrategia de control como se definió en la configuración mientras se ejecuta y visualiza en tiempo real con los valores de entrada y salida.

Estación de Trabajo

En todas las Estaciones de Trabajo, la falla de un componente no causara la falla de más de una Estación de Trabajo. Funcionamiento bajo plataforma Windows.

Diagnósticos.

El sistema de supervisión tendrá diagnósticos en línea y fuera de línea que serán provistos para asistir en el mantenimiento y solución de fallas. Los diagnósticos serán para cada componente del sistema y sus periféricos.

Históricos de Datos.

Un paquete configurable para colección de datos históricos y en tiempo real estará disponible para realizar reportes, registros, etc. será posible recolectar parámetros sobre estaciones de trabajo múltiples teniendo la capacidad de realizar un backup de históricos.

Reportes

El sistema permitirá realizar reportes y desplegarlos en la estación de trabajo con la fecha, de la misma manera debe permitir imprimir o grabar sobre un disco flexible o CD. Los reportes se realizarán en Excel.

Interfase Serial

El sistema tiene la capacidad de comunicarse, utilizando

- RS-232C, RS-422, y RS-485 con operación a full y half-duplex
- Modbus RTU para configurarse como maestro-esclavo
- Interfase Serial que deberá ser reconocida por el controlador sin necesidad de configurarse con el movimiento de switches.

El esquema general de comunicaciones se muestran en el plano COGCAP6-14.

6.4.6. SISTEMA DELTA V

El Sistema Delta V realizará el monitoreo vía modbus RTU de los dispositivos de protección de Sistema Eléctrico de Distribución General Electric. Se describen las especificaciones de equipos y software requeridos para las comunicaciones.

El Sistema Delta V realizara el monitoreo vía modbus RTU del Control de velocidad realizado por los equipos Woodward 505 para el reparto de carga. Los sistemas de medición de energía ION8000 de las subestaciones de compra y venta serán monitoreadas por el Sistema Delta V vía Modbus RTU.

La alimentación de potencia eléctrica para los sistemas de control y los instrumentos de campo que así lo requieran, deberán ser suministrados en 24 Vdc y 120 VAC según especificaciones.

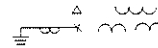
El sistema de control Delta V recibirá las señales provenientes de todos los controladores en donde esté conectada la instrumentación de campo vía Ethernet como es el área de molinos y evaporadores.

La información será centralizada en el sistema de control Delta V y este sistema tendrá capacidad para historizar por lo menos 180 días y de permitir escalabilidad en el número de controladores y estaciones de operación, adicionalmente deberá permitir que se tenga visualización remota de la planta vía Internet o intranet.

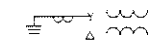
89L-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
89L-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
89L-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
52L	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DE LA LINEA
MPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA MEDICION
MCT	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA MEDICION
89E-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
89E-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
89E-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
UP	UNIDAD DE PROTECCION
52-TPE	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE EXPORTACION
SPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA SINCRONIZACION
89I-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
89I-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
89I-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
52-TPI	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE IMPORTACION
TPE	TRANSFORMADOR DE PODER PARA EXPORTACION
TPI	TRANSFORMADOR DE PODER PARA IMPORTACION
RPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA PROTECCION DE LT
UM	UNIDAD DE MEDICION
PQM	EQUIPO DE MEDICION Y CONTROL GE
745	RELE PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR (MULTILIN)
489	RELE PARA PROTECCION DEL GENERADOR (MULTILIN)

1) TRANSFORMADORES

1.1) TRANSFORMADOR DE POTENCIA



TRANSFORMADOR TRIFASICO, 3 DEVANADOS, CONEXIÓN TRIANGULO ESTRELLA 330°



TRANSFORMADOR TRIFASICO, CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA/TRIANGULO

1.2) TRANSFORMADOR PARA INSTRUMENTOS



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE



TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2) EQUIPO DE MANIOBRA

2.1) INTERRUPTOR

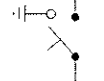


INTERRUPTOR / DISYUNTOR DE POTENCIA

2.2) SECCIONADOR



SECCIONADOR MONOPOLAR



SECCIONADOR TRIPOLAR CON SECCIONADOR A TIERRA

3) RELES DE PROTECCIÓN



RELE DE FALLA DEL INTERRUPTOR



RELE DE BAJA TENSÓN



RELE DE SOBRE TENSÓN



RELE DE SOBRE CORRIENTE



RELE DIFERENCIAL



RELE SINCRONIZACION

4) INSTRUMENTOS

4.1) INDICADORES



VOLTIMETRO DE CORRIENTE ALTERNA



VATIMETRO



VARIMETRO



AMPERIMETRO DE CORRIENTE

4.2) CONTADORES



CONTADOR DE ENERGÍA ACTIVA



CONTADOR DE ENERGÍA REACTIVA

4.3) REGISTRADORES



VARIMETRO REGISTRADOR



VATIMETRO REGISTRADOR

5) CONEXIONES



TRIANGULO



ESTRELLA

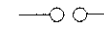


ESTRELLA DOBLE DEVANADO



PUESTA A TIERRA

6) MISCELANÍA



PARARRAYOS



GENERADOR SINCRONICO

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

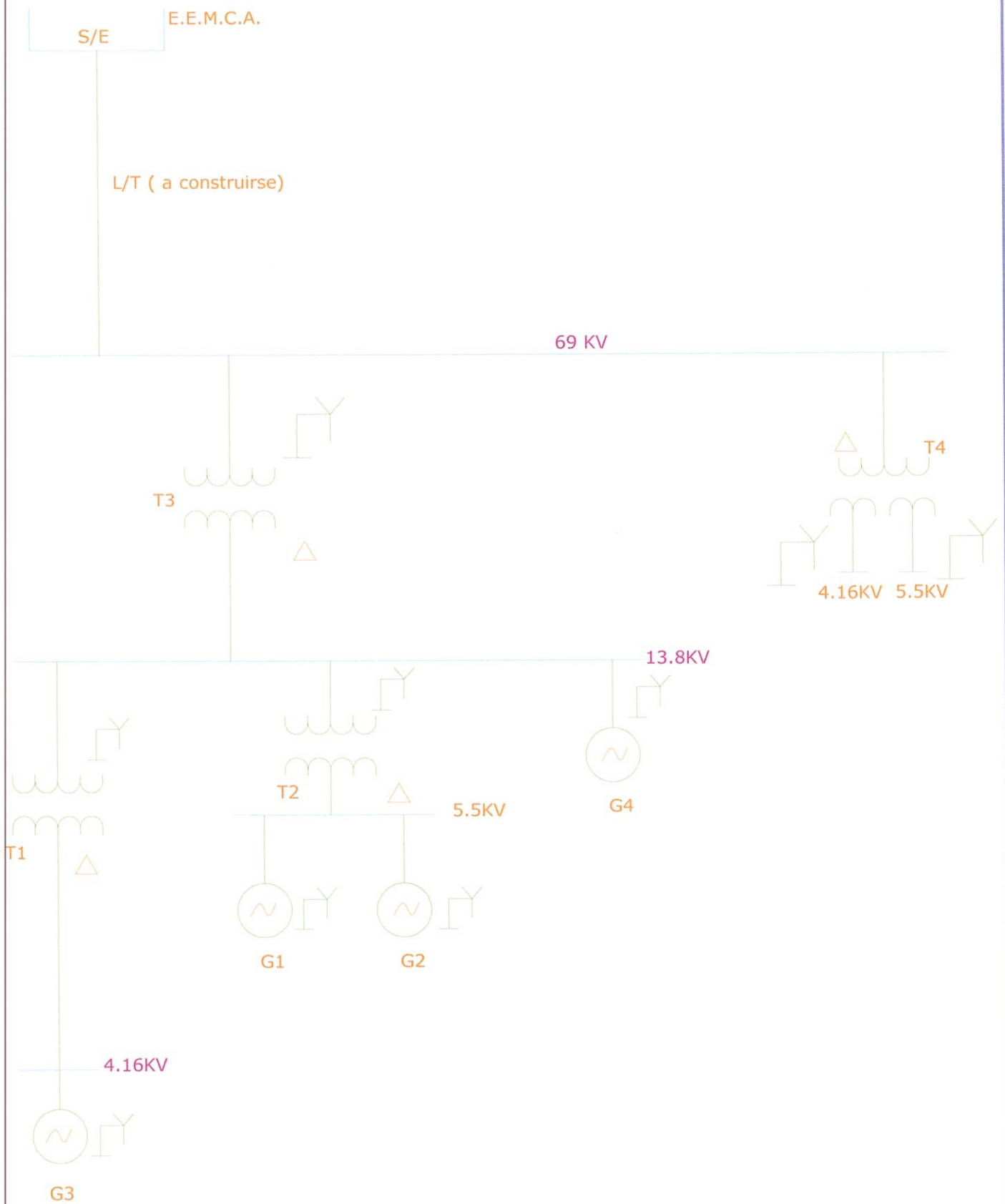
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"

CONTIENE SIMBOLOGÍA DE PLANOS PLANO CCGCAP6-17

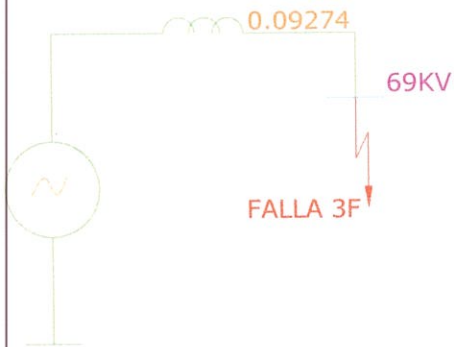
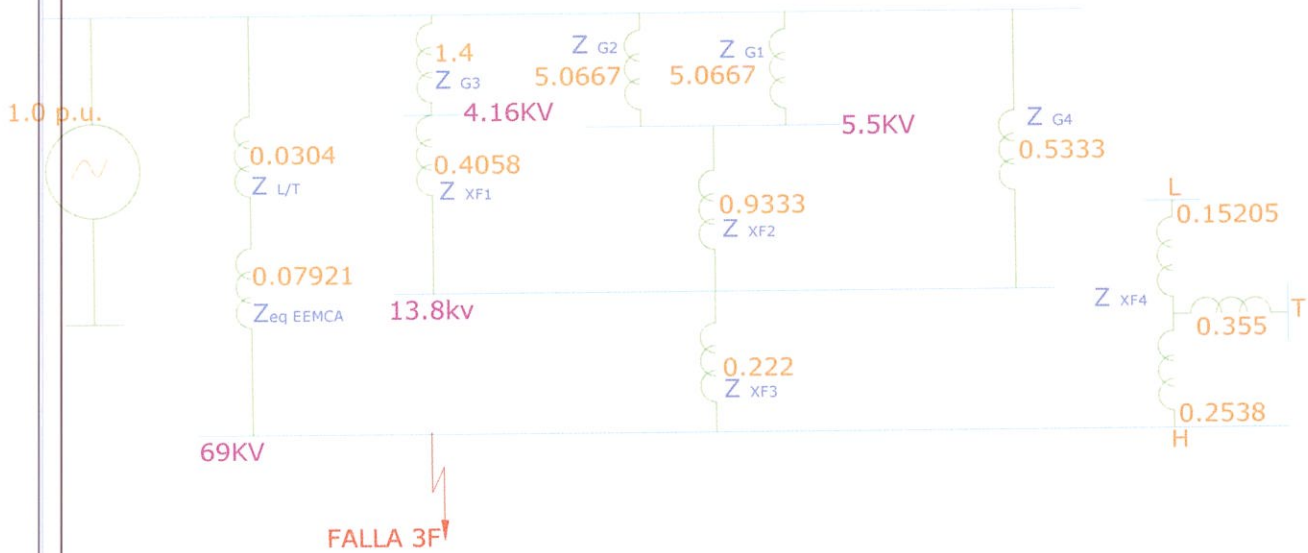
AUTOR: ALEX CASTRO

REVISIÓN: 001

DIAGRAMA UNIFILAR



FALLA 3-FASES BARRA 69 KV



$$I_{\text{falla}} = \frac{V_{\text{prefalla}}}{X}$$

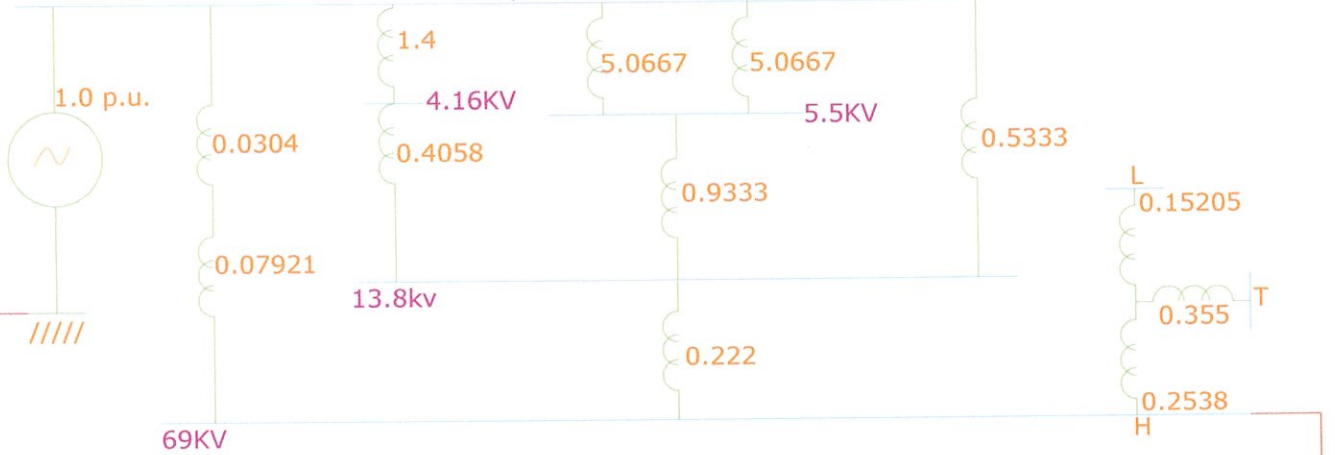
$$I_{\text{falla}} = \frac{1}{0.09274} = 10.777 \text{ p.u.}$$

$$I_{\text{falla}} = 9017.57 \text{ A}$$

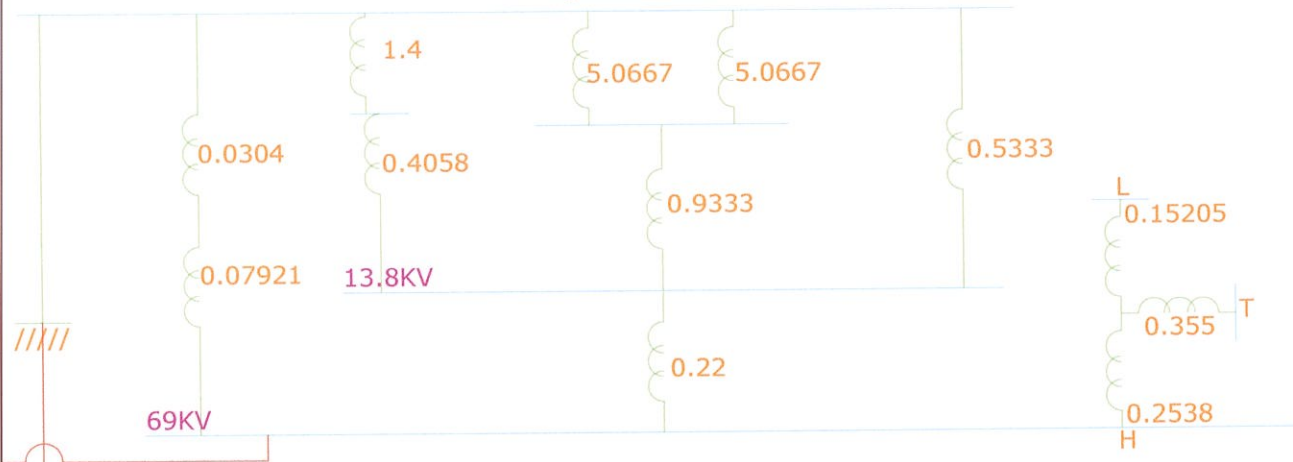
$$I_{\text{BASE}} = 836.74 \text{ A}$$

FALLA 1-FASE BARRA 69 KV

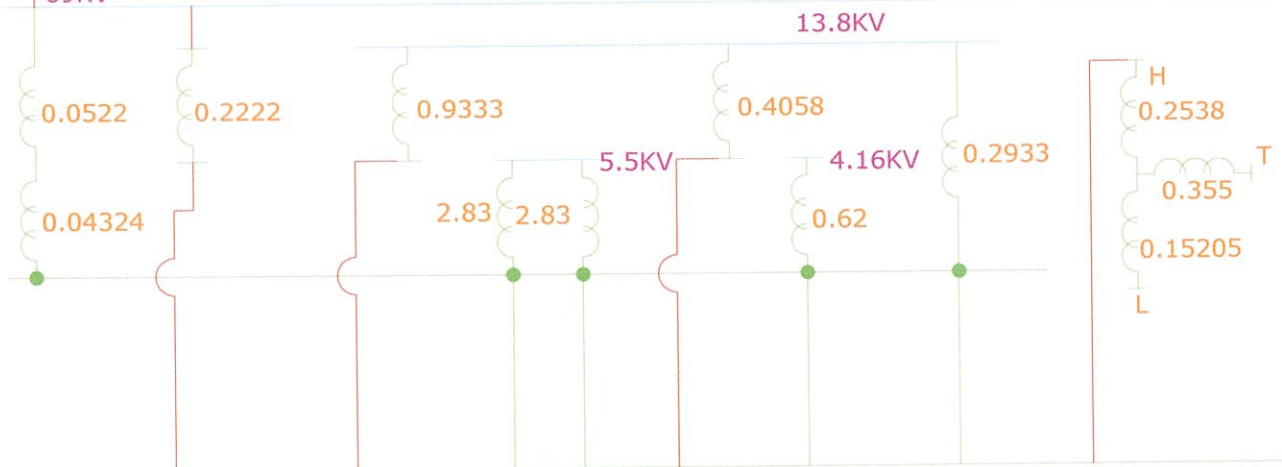
SECUENCIA positiva



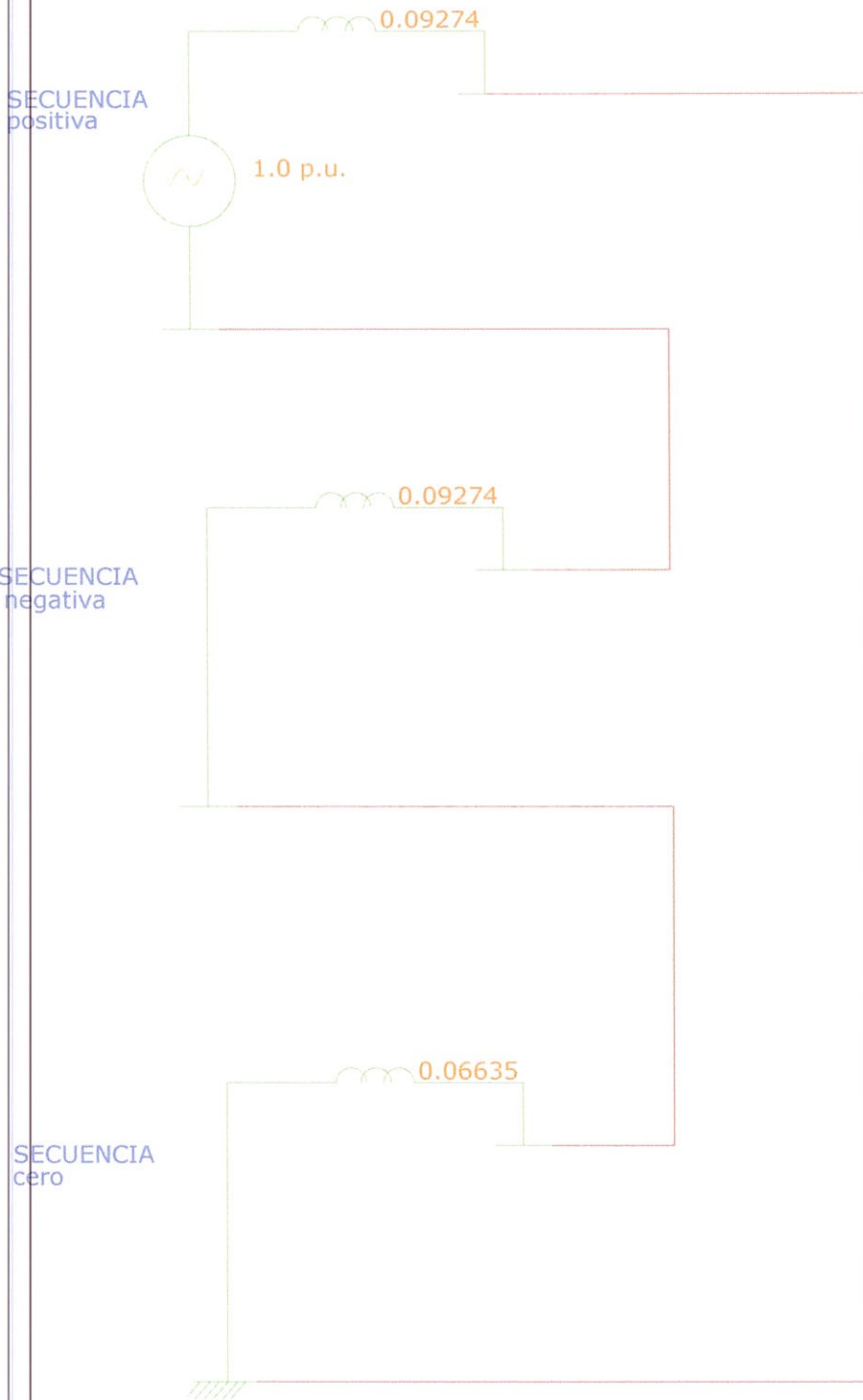
SECUENCIA negativa



SECUENCIA cero



FALLA 1-FASE BARRA 69 KV



$$I_{\text{falla}} = \frac{3 * V_{\text{prefalla}}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

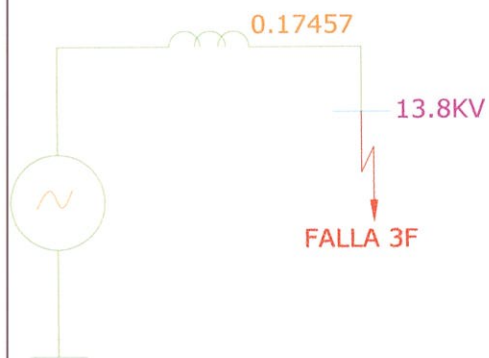
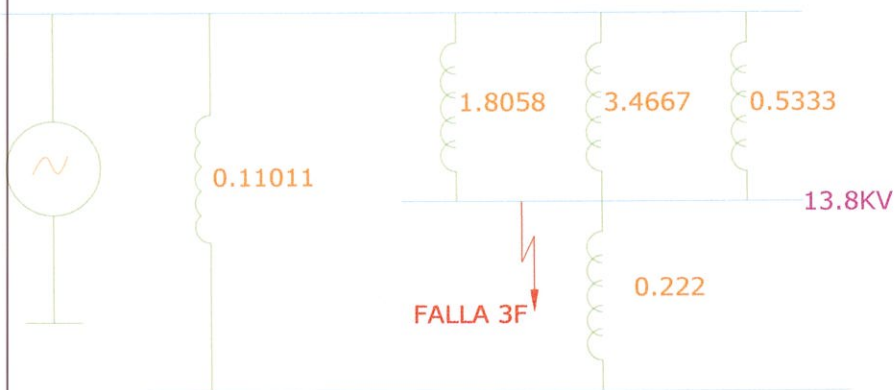
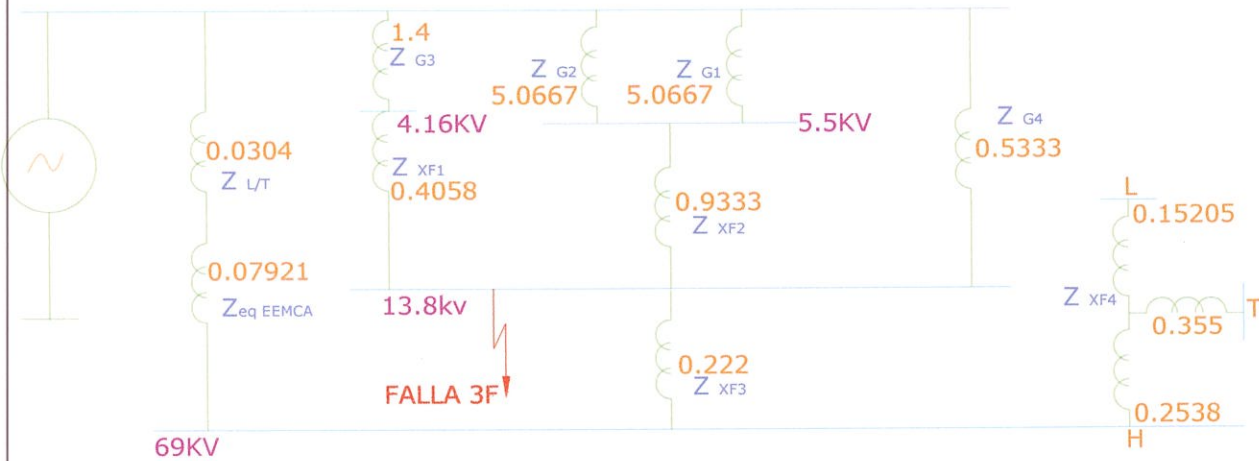
$$I_{\text{falla}} = \frac{3 * 1.0}{0.09271 * 2 + 0.06635}$$

$$I_{\text{falla}} = 11.92 \text{ p.u.}$$

$$I_{\text{falla}} = 9973.94 \text{ A}$$

$$I_{\text{BASE}} = 836.74 \text{ A}$$

FALLA 3-FASES BARRA 13.8 KV



$$I_{falla} = \frac{V_{prefalla}}{X}$$

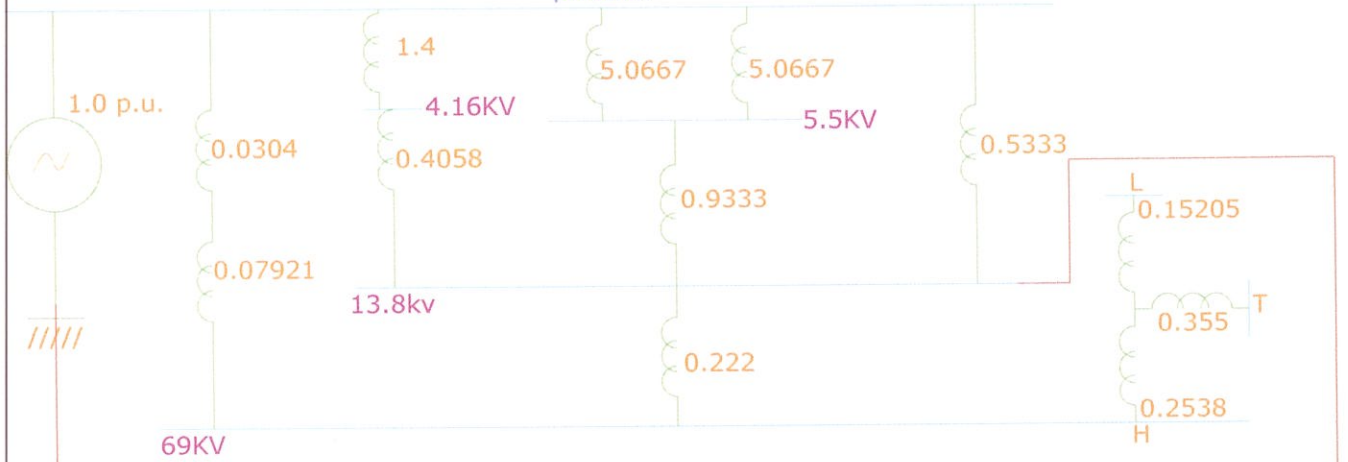
$$I_{falla} = \frac{1}{0.17457} = 5.72844 \text{ p.u.}$$

$$I_{falla} = 23.966.06 \text{ A}$$

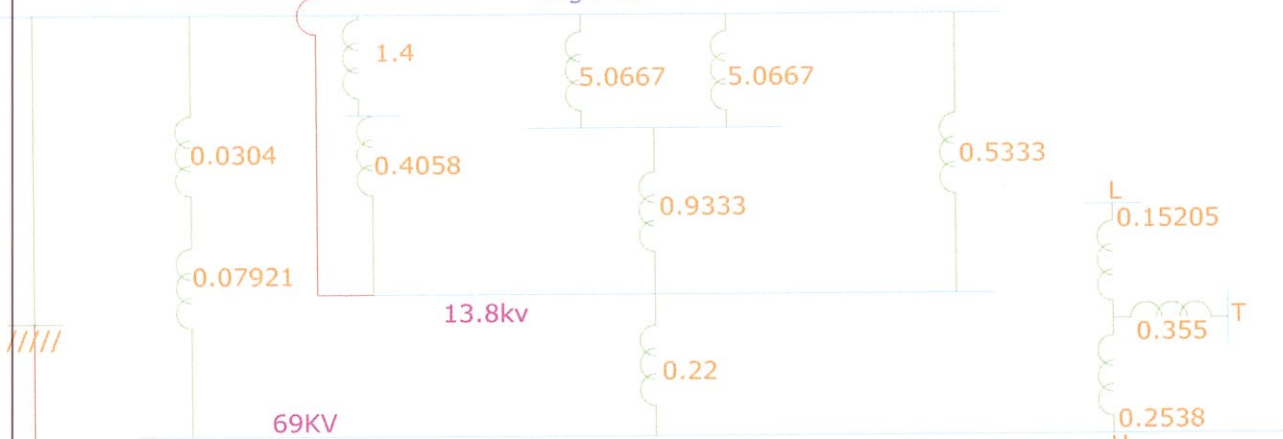
$$I_{BASE} = 4.183.697 \text{ A}$$

FALLA 1-FASE BARRA 13.8 KV

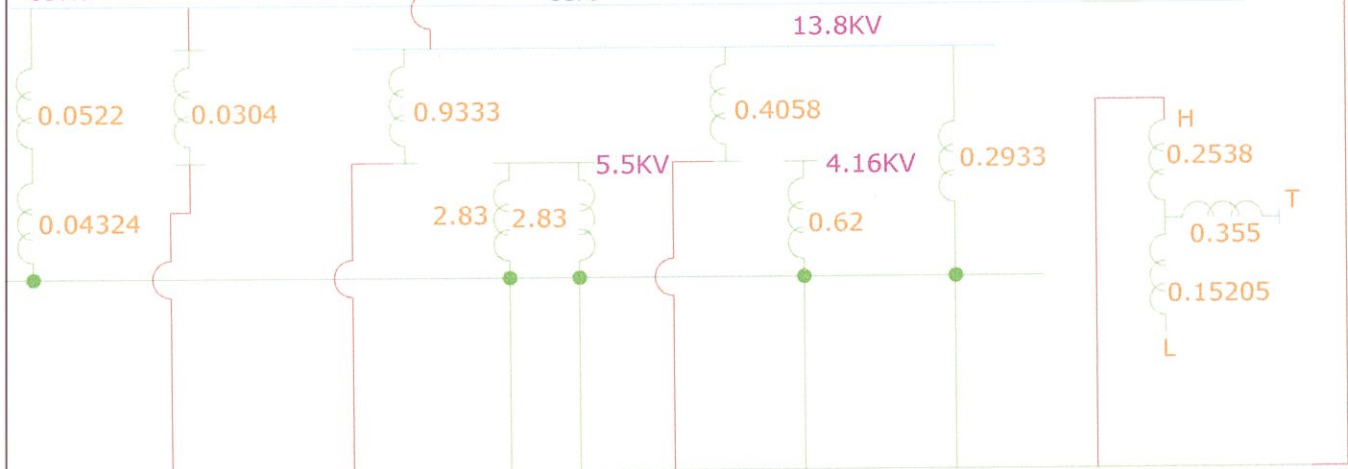
SECUENCIA positiva



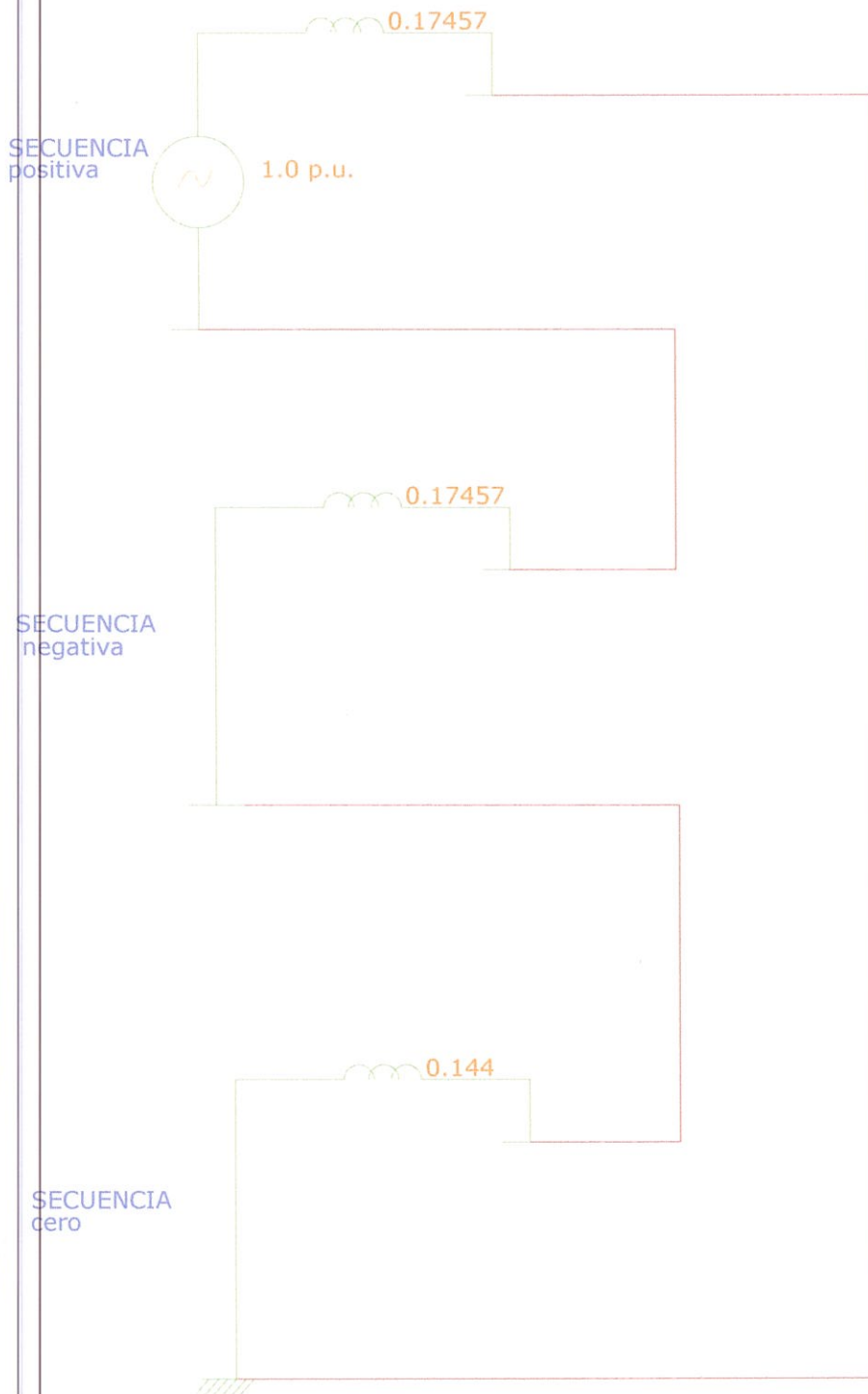
SECUENCIA negativa



SECUENCIA cero



FALLA 1-FASE BARRA 13.8 KV



$$I_{\text{falla}} = \frac{3 * V_{\text{prefalla}}}{X_1 + X_2 + X_0}$$

$$I_{\text{falla}} = \frac{3 * 1.0}{0.17457 * 2 + 0.144}$$

$$I_{\text{falla}} = 6.08345 \text{ p.u.}$$

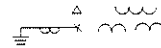
$$I_{\text{falla}} = 25451.31 \text{ A}$$

$$I_{\text{BASE}} = 4183.697 \text{ A}$$

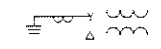
89L-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
89L-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
89L-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN LA SALIDA DE S/E
52L	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DE LA LINEA
MPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA MEDICION
MCT	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA MEDICION
89E-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
89E-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
89E-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN EL LADO DE EXPORTACION
UP	UNIDAD DE PROTECCION
52-TPE	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE EXPORTACION
SPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA SINCRONIZACION
89I-1	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
89I-2	SECCIONADOR MONOFASICO UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
89I-3	SECCIONADOR TRIPOLAR UBICADO EN EL LADO DE IMPORTACION
52-TPI	DISYUNTOR DE POTENCIA PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE IMPORTACION
TPE	TRANSFORMADOR DE PODER PARA EXPORTACION
TPI	TRANSFORMADOR DE PODER PARA IMPORTACION
RPT	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA PROTECCION DE LT
UM	UNIDAD DE MEDICION
PQM	EQUIPO DE MEDICION Y CONTROL GE
745	RELE PARA PROTECCION DEL TRANSFORMADOR (MULTILIN)
489	RELE PARA PROTECCION DEL GENERADOR (MULTILIN)

1) TRANSFORMADORES

1.1) TRANSFORMADOR DE POTENCIA



TRANSFORMADOR TRIFASICO, 3 DEVANADOS, CONEXIÓN TRIANGULO ESTRELLA 330°



TRANSFORMADOR TRIFASICO, CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA/TRIANGULO

1.2) TRANSFORMADOR PARA INSTRUMENTOS



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE



TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2) EQUIPO DE MANIOBRA

2.1) INTERRUPTOR

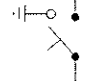


INTERRUPTOR / DISYUNTOR DE POTENCIA

2.2) SECCIONADOR



SECCIONADOR MONOPOLAR



SECCIONADOR TRIPOLAR CON SECCIONADOR A TIERRA

3) RELES DE PROTECCIÓN



RELE DE FALLA DEL INTERRUPTOR



RELE DE BAJA TENSIÓN



RELE DE SOBRE TENSIÓN



RELE DE SOBRE CORRIENTE



RELE DIFERENCIAL



RELE SINCRONIZACIÓN

4) INSTRUMENTOS

4.1) INDICADORES



VOLTIMETRO DE CORRIENTE ALTERNA



VATIMETRO



VARIMETRO



AMPERIMETRO DE CORRIENTE

4.2) CONTADORES



CONTADOR DE ENERGÍA ACTIVA



CONTADOR DE ENERGÍA REACTIVA

4.3) REGISTRADORES



VARIMETRO REGISTRADOR



VATIMETRO REGISTRADOR

5) CONEXIONES



TRIANGULO



ESTRELLA

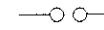


ESTRELLA DOBLE DEVANADO



PUESTA A TIERRA

6) MISCELANEA



PARARRAYOS



GENERADOR SINCRONICO

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA COGENERACIÓN CON BAGAZO EN EL INGENIO "LA TRONCAL"

CONTIENE SIMBOLOGIA DE PLANOS PLANO CCGCAP6-17

AUTOR: ALEX CASTRO

REVISIÓN: 001

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

Los precios de venta de energía están establecidos por las regulaciones del CONELEC, la factibilidad económica de este proyecto depende enteramente del precio establecido en la regulación por lo tanto deben respetarse el precio en los periodos señalados por el CONELEC, la seguridad jurídica y el respeto de las regulaciones es vital para la recuperación de las inversiones realizadas en este proyecto.

Además del bagazo de caña existen otros residuos agrícolas como la cascarilla (tamo) del arroz y los residuos de la palma africana que pueden ser aprovechados para la combustión y obtener el vapor necesario para producir energía eléctrica, el poder calorífico de estos residuos agrícolas es más alto que el poder calorífico del bagazo, se necesitarían adecuar las calderas del Ingenio para la quema de estos residuos o comprar una caldera que use como combustibles solo al tamo o solo residuos de la palma. Actualmente solo tres Ingenios azucareros están produciendo energía eléctrica con el bagazo de la caña, la producción de azúcar de estos Ingenios les permite poder llegar a vender los 15 MW al sistema eléctrico nacional, siempre y cuando tengan los generadores, turbinas y calderas necesarios para tal efecto. En el caso de ECUDOS cuenta con cuatro calderos, cuatro turbo-generadores (a vapor) que pueden llegar a vender estos 15 MW y satisfacer su demanda propia.

La cogeneración es la producción de vapor para uso industrial y para la producción de energía eléctrica destinada a satisfacer el consumo propio y para la venta de energía en los casos y condiciones que permita la ley. Para el caso de ECUDOS se construyó una subestación de compra y venta de energía las cuales están conectadas mediante una barra común de 69 KV, se construyó una línea de subtransmisión de 69 KV desde la S/E de EEMCA hasta la barra común de 69 KV de la subestación de compra y venta. Se puso en marcha un nuevo generador de 16.8 MW a 13.8 KV para llegar a vender los 15 MW, esta es la potencia máxima que puede vender al sistema nacional interconectado. Se electrificó los molinos y las picadoras de caña, es decir se reemplazó las turbinas (a vapor) de los molinos de caña y las turbinas (a vapor) de caña por motores eléctricos de alto rendimiento a un voltaje de 4.16 KV, la energía que requieren estos motores llega desde la subestación de compra (devanado 4.16 KV del transformador de poder de compra), el vapor que utilizaban estas turbinas es utilizado para la turbina del generador de 16.8 MW (TG-4), de esta forma se obtiene el balance de vapor y energía en el Ingenio, en resumen el vapor que se usaban en los molinos y picadoras es utilizado para generar energía para los motores eléctricos de los molinos y las picadoras de caña, por medio de la electrificación de los molinos el proyecto de cogeneración es factible técnicamente.

Las leyes que regulan el funcionamiento del sector eléctrico permiten a ECUDOS la posibilidad de vender energía al “Mercado Ocasional”, si ECUDOS llega a generar más de los 15 MW, el excedente puede venderlo a Mercado Ocasional o al Mercado de Contratos, pero debido a las limitaciones de su parque generador solo puede llegar a generar como máximo 15 MW, salvo que el TG-3 llegue a generar más de

los 5.8 MW, esto se puede lograr si la turbina del TG-3 funciona con una presión de vapor de 600 PSI.

En caso de que ECUDOS no puede generar para su propio consumo la ley le permite funcionar como gran consumidor de energía, para lo cual puede comprar la energía que requiera al Mercado Ocasional o al Mercado de contratos, debido a la volatilidad de los precios del Mercado Ocasional le resulta más conveniente comprar en el Mercado de Contratos a una empresa generadora Hidroeléctrica ya que sus precios son los menos costosos del mercado eléctrico.

Existen tres formas mediante las cuales ECUDOS puede producir energía eléctrica, para lo cual deberá realizar las respectivas inversiones del caso. El producir con bagazo le reporta al proyecto los ingresos suficientes para recuperar la inversión en doce años (TIR de 24.72% y un VAN de \$3.670.000). La producción con bagazo y cascarilla de arroz también le reporta buenos ingresos (TIR de 26.21% y un VAN de \$5.524.000), pero se deben realizar más inversiones para que las calderas puedan funcionar con cascarilla de arroz como combustible, este incremento en las inversiones hace que el proyecto sea más riesgoso y por lo tanto menos atractivo para los inversionistas. Otra alternativa es generar con diesel, sin embargo el alto precio del diesel hace que los ingresos disminuyan y la rentabilidad del proyecto disminuye considerablemente (TIR de 12.02% y un VAN de -\$1.001.000). Por lo tanto la mejor alternativa es producir únicamente con bagazo durante la zafra y compra energía a una generadora hidroeléctrica en época de interzafra en la que se realiza el mantenimiento total de la planta industrial.

La central eléctrica necesitó contar con los equipos de protección, control, monitoreo y comunicaciones necesarias para cumplir con las normas y reglamentos del sector eléctrico nacional que regulan el funcionamiento de las central eléctricas. La instalación del nuevo turbogenerador requirió la instalación de una tubería de vapor de 600 PSI que viene desde la caldera cuatro que es la caldera más grande. La subestación de compra y venta también cuentan con los equipos de control, protección y monitoreo que cumplan con las normas actuales del sector eléctrico. El patio de la subestación de compra y venta no está recubierto de piedra número cuatro que es lo común para aumentar la resistividad de la superficie del terreno, fue construido en su totalidad con hormigón armado debido a las facilidades que representa para la limpieza y mantenimiento, la subestación al estar cerca de la planta es un receptor de polvo y bagacillo proveniente de la fábrica.

La subestación y la central eléctrica son monitoreados por medio del “Sistema Delta V”, el cual permite integrar todos los equipos de control, protección y monitoreo que dispongan de un puerto de comunicación por medio del protocolo de comunicaciones “ModBus”.

ANEXO 1

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se necesitarán las reactancias de secuencia positiva, negativa y cero de los siguientes equipos:

- Línea de Subtransmisión 69KV (a construirse)
- Transformadores de Poder para exportación e importación
- Transformadores de Poder 13.8/ 4.16 KV y 13.8 / 5.5 KV
- Generadores: 3 MW, 3MW, 12MW y 15 MW

Además de las reactancias de estos equipos se necesita conocer la reactancia equivalente del sistema eléctrico visto desde la S/E La Troncal (EEMCA), se obtendrán las corrientes de falla en la barra de 69 KV y en la de 13.8 KV, las corrientes de falla serán para el caso de $1\theta - T$ y $3\theta - T$.

Las reactancias son las siguientes:

	X1	X2	X0
Reactancia equivalente vista desde la S/E La Troncal	0,07921	0,07921	0,0522
Línea de Subtransmisión	0,0304	0,0304	0,04321

Base: 100 MVA; 69 KV

		X1	X2	X0
	DESCRIPCION			
G1	Generador 3 MW; 5,5 KV	0,19	0,19	0,106
G2	Generador 3 MW; 5,5 KV	0,19	0,19	0,106
G3	Generador 12 MW; 4,16 KV	0,21	0,21	0,093
G4	Generador 15 MW; 13,8 KV	0,1	0,1	0,055
T1	Transformador 17,25 MVA; 4,16 / 13,8 KV	0,07	0,07	0,07
T2	Transformador 7,5 MVA; 5,5 / 13,8 KV	0,07	0,07	0,07
T3	Transformador 31,6 MVA; 13,8 / 69 KV	0,07	0,07	0,07
		XHL	XHT	XLT
T4	Transformador 17,25 MVA; 69 / 4,16 - 5,5 KV	0,07	0,105	0,0875

Base : Datos de placa de los equipos

Al hacer el cambio de base obtenemos los siguientes resultados:

		X1	X2	X0
	DESCRIPCION			
G1	Generador 3 MW; 5,5 KV	5,0667	5,0667	2,82667
G2	Generador 3 MW; 5,5 KV	5,0667	5,0667	2,82667
G3	Generador 12 MW; 4,16 KV	1,4	1,4	0,62
G4	Generador 15 MW; 13,8 KV	0,5333	0,5333	0,2933
T1	Transformador 17,25 MVA; 4,16 / 13,8 KV	0,4058	0,4058	0,4058
T2	Transformador 7,5 MVA; 5,5 / 13,8 KV	0,9333	0,9333	0,9333
T3	Transformador 31,6 MVA; 13,8 / 69 KV	0,2222	0,2222	0,2222
		XHL	XHT	XLT
		0,4058	0,6087	0,507
		XH	XT	XL
T4	Transformador 17,25 MVA; 69 / 4,16 - 5,5 KV	0,2538	0,35495	0,15205

Base: 100 MVA; 69 KV

Con estos datos se construirán los circuitos de secuencia para la obtención de las corrientes de falla buscadas.

ANEXO 2

CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA

1.- SECCION DEL CONDUCTOR

Para el cálculo de la sección del conductor de la malla de tierra se usará la siguiente ecuación:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\log_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 * t}}}$$

Donde:

A = Sección del conductor (CM)

I = Corriente máxima de cortocircuito (A)

I = 10376.66

T_m = Temperatura máxima tolerable del conductor (° C)

T_m = 450

T_a = Temperatura ambiente (° C)

T_a = 25

t = tiempo máximo de duración de la falla (s)

t = 1

Con los valores correspondientes obtenemos:

A = 91787.54 CM

A = 91.787 MCM

Esta sección corresponde al calibre 3/0 AWG (Copperweld), cuyo diámetro es de 0.0138 mts.

Para este caso en particular se empleara el calibre 4/0 AWG, cuyo diámetro es de 0.01555.

2.- PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO

La profundidad (h) a la que se encuentra la malla se selecciona en 0.7m a partir del suelo terminado, tomando en cuenta el tipo del terreno determinado en los estudios geotécnicos que indican la predominancia de conglomerados aluviales.

3.- RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Las mediciones de campo de la resistividad dan un valor promedio de 65 Ohmios-m de acuerdo a las investigaciones geofísicas correspondientes. En la superficie se ha seleccionado un valor de 3000 Ohmios-m para efectos de cálculos.

4.- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES

El espaciamiento entre conductores de la malla (D), será de 3 m, valor que se ha definido como óptimo.

5.- LONGITUD MÍNIMA

Para seguridad del personal debe cumplirse la siguiente relación:

$$E_{\text{toque(malla)}} \leq E_{\text{toque (tolerable)}}$$

$$E_{\text{toque(malla)}} = k_m * k_i * \rho * \frac{I}{L} \quad (1)$$

$$E_{\text{toque (tolerable)}} = \frac{116 + 0.17 * \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (2)$$

De las ecuaciones (1) y (2), se despeja:

$$L_{\text{min}} = \frac{K_m * K_i * \rho * I * \sqrt{t}}{116 + 0.17 * \rho_s}$$

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2} * \ln\left(\frac{D^2}{16 * h * d}\right) + \frac{1}{\pi} * \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \dots * \frac{2n-3}{2 * (n-1)}\right)$$

D = Separación entre conductores (m)

$$D = 3$$

h = Profundidad de enterramiento (m)

$$h = 0.7$$

d = Diámetro del conductor (m)

$$d = 0.01555$$

n = Número de conductores en paralelo a lo largo

$$n = 12$$

Ki = 1.5 (para mallas rectangulares)

ρ = Resistividad del terreno ($\Omega - m$)

$$\rho = 65$$

ρ_s = Resistividad del terreno en la superficie ($\Omega - m$)

$$\rho_s = 3000$$

Con los valores correspondientes obtenemos:

$$Km = 0.28106$$

$$L_{min} = 454.24 \text{ mts}$$

$$L(\text{malla}) = 516 \text{ mts}$$

6.- CALCULOS DE LOS VOLTAJES DE PASO Y DE CONTACTO

a) VOLTAJES TOLERABLES

$$E_{\text{paso(tolerable)}} = \frac{116 + 0.7 * \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$E_{\text{paso(tolerable)}} = 2216 \text{ V}$$

$$E_{\text{contacto(tolerable)}} = \frac{116 + 0.17 * \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$E_{\text{contacto(tolerable)}} = 626 \text{ V}$$

b) VOLTAJES CALCULADOS (malla)

$$E_{\text{paso(malla)}} = K_s * K_i * \rho * \frac{I}{L}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2 * D} + \frac{1}{3 * D} + \frac{1}{(n-1) * D} \right)$$

$$K_s = 0.594$$

$$E_{\text{paso(malla)}} = \mathbf{601.6 \text{ V}}$$

$$E_{\text{contacto(malla)}} = k_m * k_i * \rho * \frac{I}{L}$$

$$E_{\text{contacto(malla)}} = \mathbf{284.64 \text{ V}}$$

Resumen

	Tolerable	Malla
E_paso (V)	2216	601.6
E_contacto (V)	626	284.64

7.- RADIO DE LA MALLA

Para determinar el área de influencia de la malla se utiliza la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

R = Resistencia (Ω)

ρ = Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

r = radio de una placa circular, cubierta por la malla (m)

Con los valores correspondientes obtenemos:

$$r = 17.38 \text{ m}$$

El electrodo equivalente tendría un radio aproximado de 17.23 metros considerando una resistencia de alrededor de 1 ohm.

8.- *VARILLAS DE PUESTA A TIERRA*

Se considera el empleo de varillas de copperweld para mejorar la resistencia de la malla, ubicadas en el exterior de la misma. Se estima el empleo de 50 varillas de 2.4 m de longitud.

9.- *RECOMENDACIONES*

Se recomienda conectar la valla del cerramiento de la subestación a la malla de tierra. Los conductores perimetrales de la malla estarán a no más de 1.5 m fuera del borde de esta valla, en caso que la misma sea el límite externo de las obras.

ANEXO3

PROCESO DE ELABORACION DE AZUCAR

Introducción.

El proceso para cosechar caña de azúcar, se inicia con la preparación o adecuación del terreno, luego se procede a sembrar el producto. Una vez que la planta madura entre los 12 y 14 meses, la misma esta lista para ser cortada y recogida, para posteriormente ser llevada a los patios de caña del ingenio.

El Ingenio la Troncal tiene 11.685,77 hectáreas de tierras para el cultivo de caña de azúcar, esto permite producir 690.400 toneladas de caña, es decir 59 toneladas de caña por hectárea. Los cañicultores del sector que venden su producto al ingenio, tienen 13.276,10 hectáreas de tierra para la producción de caña de azúcar, lo cual permite tener una producción de 813.986 toneladas de caña, es decir 61 toneladas de caña por hectáreas. Esto significa, que; si sumamos las cantidades antes mencionadas, obtendremos un gran total de 24.961,87 hectáreas, obteniendo una producción de 1'504.306 toneladas de caña, de donde se obtendrá 60 toneladas de caña por hectáreas. Para esto se necesita, la asistencia diaria de 1.550 cortadores los seis días de la semana, para un corte de 8.000 toneladas por día. Además el ingenio tiene una maquina cosechadora para un corte de 2.000 toneladas de caña por día.

Transportación de la caña de azúcar.

Una ves que el producto esta cortado, el mismo es colocado en los vehículos que lo transportaran hasta el ingenio, cabe recalcar que todos los vehículos que transportan la caña no son propiedad del ingenio, ya que existe muchos contratistas que brindan este servicio a la empresa, el cual consiste en trasportar la materia prima desde el campo hasta su lugar de procesamiento, antes de descargar y almacenar el producto, este es pesado en una de las dos básculas que tiene el ingenio, las cuales son electrónica y mecánica de 80 y 60 toneladas de capacidad respectivamente. Luego los camiones son colocados en una plataforma hidráulica, la misma que es llamada plataforma viradora de

camiones, por que; su función es levantar los vehículos e inclinarlos para que el producto sea descargado por gravedad.

Selección lavado y picado del producto.

Cuando la caña ha sido pesada y descargada en los patios del ingenio la troncal, esta será colocada en la maquina separadora de piedra (winches), para posteriormente ser lavada con agua caliente y enviada a través de bandas transportadoras, a las maquinas picadoras, las mismas que tienen capacidad de procesar o picar, hasta 440 toneladas de caña por hora. El producto limpio y libre de objetos es transportado sobre una banda magnética con un electroimán colocado al final de la misma para retener pequeños objetos metalicos. Las picadoras son cuchillas giratorias activadas, antes por turbinas a vapor, ahora son activadas por motores eléctricos, donde su función es, cortar la caña en pedazos homogéneos para facilitar así la extracción del jugo en los molinos.

Molienda.

El ingenio la troncal consta con seis molinos colocados en serie, los cuales se encargan de exprimir la caña, después que esta, ha pasado por las tres maquinas picadoras. En el proceso de la molienda se agrega agua caliente al bagazo, para extraer al máximo la sacarosa que contiene el material fibroso. Este proceso de extracción es llamado maceración. Al final de la molienda se obtiene bagazo convertido en polvo y bagacillo, que es una mezcla de bagazo con el jugo de la caña. El bagazo es utilizado como combustible en las calderas, para producir vapor sobrecalentado, el cual es usado para el resto del proceso en la producción de azúcar, y para mover las turbinas que impulsan a los generadores en la producción de energía eléctrica, el bagazo es sometido a un proceso de secado antes de ingresar a las calderas.

Pesado de jugos.

El jugo que se obtuvo de la caña es transportado a través de tuberías hacia dos básculas con capacidad para seis toneladas cada una, donde el jugo será pesado, para saber la cantidad de jugo sacaroso que entra en la fabrica, luego será almacenado en las torres de sulfitación, donde la turbidez del producto alcanza los 35.000 NTU, al mismo se le agregará agua caliente para obtener la mayor cantidad de sacarosa en el proceso llamado maceración.

Clarificación.

El jugo obtenido en la etapa de molienda es de carácter ácido con un PH aproximado de 5,2, éste se trata con lechada de cal, la cual eleva el PH con el objetivo de minimizar las posibles pérdidas de sacarosa. La cal también ayuda a precipitar impurezas orgánicas o inorgánicas que vienen en el jugo y para aumentar o acelerar su poder coagulante. El jugo que se encuentra almacenado en el tanque de jugo encalado donde alcanzará un PH entre 7,2 y 8. Aquí el producto será calentado a una temperatura de 105° C, a través de ocho calentadores distribuidos en serie. La clarificación del jugo por sedimentación, permite que los sólidos; que no son azúcares (sólidos insolubles) se precipiten en forma de lodo llamado cachaza, donde el jugo claro queda en la parte superior del tanque. Este jugo sobrante se envía antes de ser desechada al campo para el mejoramiento de los suelos pobres en materia orgánica o son llevados a los filtros rotatorios al vacío para la recuperación de su contenido de sacarosa.

Evaporación.

Aquí se comienza a evaporar el agua del jugo. El jugo claro que posee casi la mitad de la composición del jugo crudo extraído, con la excepción de las impurezas eliminadas en la cachaza, se recibe en los evaporadores con un porcentaje de sólidos solubles entre 10 y 12 % y se obtiene una meladura o jarabe con una concentración aproximada de sólidos solubles del 55 al 60 %.

El jugo claro es enviado al tándem de evaporación para ser concentrado hasta obtener la meladura, la cual es purificada en los clarificadores antes de ser llevada a los tachos, donde se produce la masa cocida conformada por cristales de azúcar y miel.

Cristalización.

La cristalización se realiza en los tachos, que son recipientes al vacío de un solo efecto. El material resultante que contiene líquido (miel) y cristales (azúcar) se denomina masa cocida. El trabajo de cristalización se lleva a cabo empleando el sistema de tres cocimientos para lograr la mayor concentración de sacarosa.

Centrifugación.

La masa cocida pasa a centrífugas de alta velocidad que separaran los cristales de azúcar del licor madre. Por medio de una masa centrífuga aplicada a tambores rotatorios que contienen mallas interiores. La miel que sale de las centrifugas se bombea a tanques de

almacenamiento para luego someterla a superiores evaporaciones y cristalizaciones en los tachos. Al cabo de tres cristalizaciones sucesivas se obtiene miel final que se retira del proceso y se comercializa como materia prima par la elaboración de alcoholes.

Secado.

Durante este proceso, el azúcar es lavado para retirar los residuos de miel y posteriormente ser secado y enfriado.

El azúcar húmedo se transporta por elevadores y bandas para alimentar las secadoras que son elevadores rotatorios en los cuales el azúcar se coloca en contacto con el aire caliente que entra en sentido opuesto. El azúcar debe tener baja humedad, aproximadamente 0.05 %, para evitar los terrones.

Enfriamiento.

El azúcar se seca con temperatura cercana a 60° C, se pasa por los enfriadores rotatorios inclinados que llevan el aire frío en dirección opuesta, en donde se disminuye su temperatura hasta aproximadamente 40-45° C para conducir al envase.

Envase.

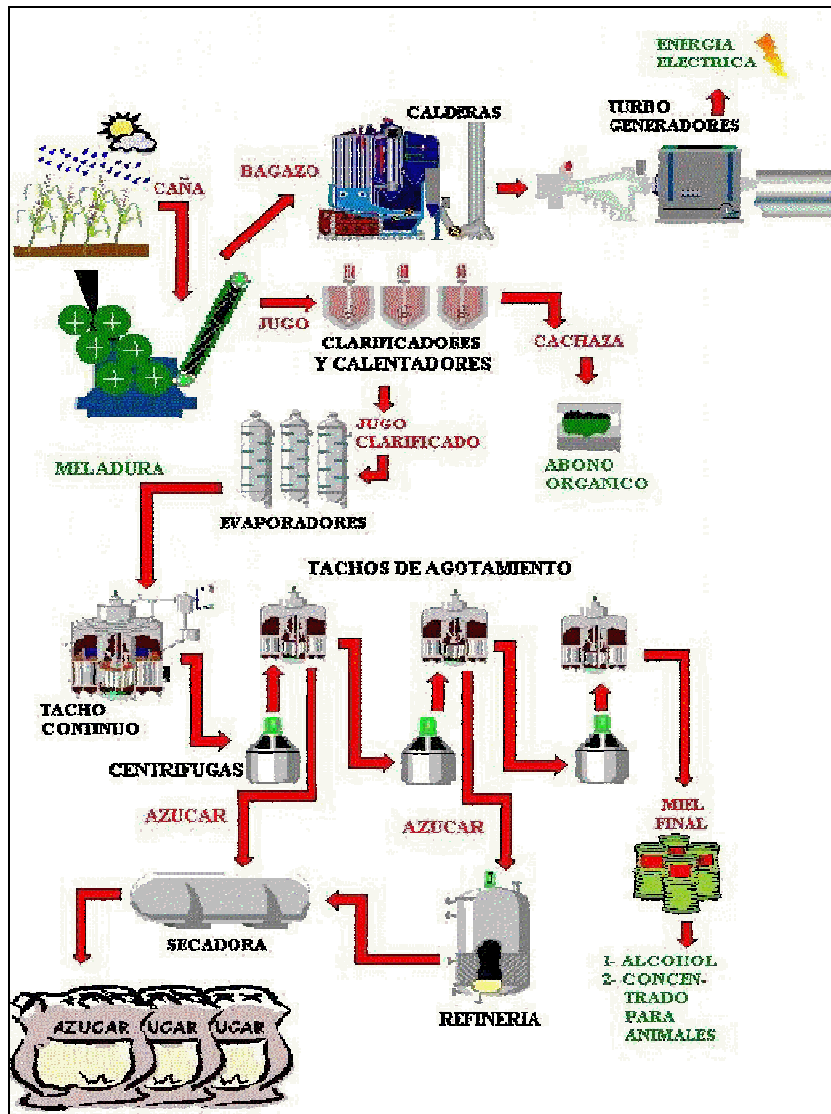
El azúcar seca y fría se empaca en sacos de diferentes pesos y presentaciones dependiendo del mercado y se despacha a la bodega de producto terminado para su posterior venta y comercio.

Tipos de azúcar.

El azúcar se clasifica dependiendo de los procesos aplicados a la extracción y el gusto del consumidor:

- Crudo, mascado o morena: se produce con cristales de tamaño y conserva una película de melaza que envuelve cada cristal.
- Blanco directo o directo especial: se producen por procesos de clarificación y su producción final se logra en una sola etapa de clarificación.
- Refinamiento: se cristaliza dos veces con el fin de lograr su máxima pureza.

Este grafico ilustra el procesamiento de la caña de azúcar para producir azúcar



Esquema de la producción de Azúcar

ANEXO 4

CONSIDERACIONES SOBRE EL IMPACTO AMBIENTAL

Plan de manejo ambiental.

El plan de manejo ambiental es una herramienta que nos permite preparar una guía de programas, procedimientos, prácticas, estrategias y acciones, las cuales están orientadas a prevenir, eliminar, minimizar y controlar los impactos ambientales que pueda causar la operación de la Planta ECUDOS. S.A. a través de este estudio se intenta promover a cada uno de los empleados, hábitos y practicas seguras en la operación y mantenimiento de la planta, las cuales permitan reducir los niveles de contaminación al medio.

Objetivo.

Los objetivos para este plan de prevención son:

- Garantizar el cumplimiento de las operaciones de la Planta ECUDOS. S. A. con las leyes, reglamentos, ordenanzas y normas ambientales vigentes en el Ecuador.
- Prevenir, controlar, minimizar y reducir los impactos ambientales negativos que se puedan generar en la operación de la Planta.
- Prevenir, controlar, minimizar y reducir los impactos sociales negativos.

Para poder establecer líneas claras de responsabilidades, se debe prever las políticas de administración que aseguren buenas prácticas operacionales, y a demás todas las actividades que ejecuta la Planta ECUDOS. S. A.

- Generación de energía eléctrica.
- Sistema de recepción, almacenamiento y manejo de combustibles derivados del petróleo.
- Sistema de tratamiento y manejo de aguas residuales industriales.
- Manejo de desechos domésticos.

- Manejo de desechos industriales, tales como; residuos de cenizas, ocasionado por el arrastre del hollín de los calderos, escorias del mantenimiento de calderos, residuos de aceites lubricantes y aceite dieléctrico descartado.
- Manejo de productos químicos, tales como; ácido clorhídrico y soda cáustica.
- Mantenimiento de equipo infraestructura y sistemas operacionales de la planta.
- Salud y seguridad del personal.
- Preparación ante emergencias, tales como; derrames de combustibles, incendio.

Estudios ambientales.

Se desarrollaran los estudios ambientales necesarios para aquellos proyectos a implementarse en la Planta ECUDOS. S. A, o para modificaciones mayores a efectuarse en sus instalaciones. El desarrollo de los estudios estará sujeto a lo establecido por el reglamento ambiental vigente para el sector eléctrico, y en coordinación con el CONELEC, Ministerio del Ambiente y Municipalidad de la Troncal.

Difusión del plan de manejo ambiental.

Se procederá a capacitar a todo el personal que realice trabajos dentro de las instalaciones de la Planta ECUDOS. S. A, esto quiere decir que las capacitaciones no solo serán para los empleados de la Planta ECUDOS. S. A sino que también se extenderá a los contratistas que brindan sus servicios en las instalaciones de la Planta. Las capacitaciones serán enfocadas para que estas personas conozcan sobre el Plan de Manejo Ambiental, y pongan en práctica los procedimientos respectivos.

Actualización legal.

Se mantendrá un registro actualizado de las regulaciones ambientales vigentes, en lo relacionado a las actividades que desarrolla la planta ECUDOS. S. A. al momento se mantiene la vigencia del Reglamento Ambiental a las Actividades Eléctricas en el Ecuador, por Decreto Ejecutivo 1761, del 23 de Agosto del 2001. a demás la planta estará sujeta a todas las modificaciones de las normas leyes o reglamentos ambientales, realizado por las entidades del estado relacionadas con el tema.

Medidas de prevención.

A continuación se describen algunas medidas de prevención para:

- Emisiones al aire generadas desde los cuatro calderos que tiene la Planta.
- Tratamiento de residuos industriales generados en la instalación.

Emisiones al aire.

En lo posible se debe reducir o tratar de mantener los niveles de contaminantes emitidos, debido a la combustión realizada en los cuatro calderos. Estos contaminantes son monóxido de carbono y partículas de cenizas, para evitar o reducir estos niveles de contaminación se debe usar filtros a la salida de las chimeneas y la combustión para el caso del bagazo de caña se debe realizar a temperaturas mayores a 900° F.

En los estudios realizados debido a las emisiones de ceniza en la Planta ECUDOS. S. A se demostró que las emisiones de contaminantes no exceden el límite máximo permitido en la regulación ambiental ecuatoriana.

Reducción de impactos por sopladores de hollín.

La Planta cumple con lo establecido en la legislación ambiental vigente, la cual indica que la operación de los sopladores de hollín se realizará dentro de un periodo máximo de 15 minutos y esta operación no se realizará más de dos veces al día. Además la empresa cuenta con equipos de control de emisiones. A pesar de esto se deben considerar ciertas medidas que son:

- La Planta continuara realizando los mantenimientos periódicos al sistema de combustión de los calderos, con el propósito de reducir la acumulación de combustible que no alcanzo a ser quemado.
- Cuando se realice la operación con los sopladores de hollín, se considerará que la dirección del viento, no este dirigida hacia las áreas urbanas de la Troncal. La dirección predominante del viento en el sector de la Troncal es desde el Suroeste, de acuerdo a los datos consultados en el INAMHI. Esto significa que las cenizas emitidas desde las chimeneas de los calderos serán transportadas por el viento hacia receptores al Noreste de la planta. Por lo tanto se evitara que la emisión de partículas, produzcan impactos negativos en las áreas urbanas de la ciudad, ubicada al Noroeste del complejo industrial.

Tratamiento de Residuos Industriales.

Se establecerán procedimientos para el tratamiento, transportación, manipulación y almacenamiento de residuos provenientes de la limpieza del hogar de los calderos, aceites minerales, aceites dieléctricos, etc.

La Planta ECUDOS. S. A maneja un volumen aproximado de 4 650m³ / h de aguas residuales.

Desechos Sólidos Normales.

Los desechos de sólidos normales que se generan en las instalaciones de ECUDOS. S. A, son debido a las actividades domesticas realizadas en la planta, tales como; desechos orgánicos de cocina y comedor, administrativas (papelería) y la producción de chatarra, los cuales se transportaban hasta el botadero de la Troncal.

Los desechos sólidos normales ahora serán almacenados en un sector de la planta, con la finalidad que estos sean reciclados y seleccionados de acuerdo a sus diferentes categorías, considerando lo establecido en el ANEXO 6 del RLG A PCCA, donde se especifica que los acabados deben ser lisos, para evitar la formación y acumulación de microorganismos, y además que permitan su fácil limpieza. Se realizarán procedimientos o técnicas de manejo, para el almacenamiento y manipulación de estos desechos. Además se implementara un registro de los diferentes desechos sólidos normales que se producen en las instalaciones de la Planta ECUDOS. S. A. todos los desechos sólidos reciclados serán comercializados a las diferentes empresa que se dedican a esta actividad, donde la Planta ECUDOS. S. A solicitará a cada una de estas empresas los respectivos permisos ambientales que exige la ley para realizar estas actividades. De esta manera se evitara un impacto visual dentro de las instalaciones de ECUDOS. S. A, para esto se deben establecer tiempos limites de permanencia de la chatarra en las instalaciones.

Desechos especiales.

Todos los desechos sólidos que debido a sus características, tales como; peso o volumen, necesitan ser tratado de forma diferente con respecto a los desechos sólidos domésticos, son considerados como desechos sólidos especiales, así lo establece el Anexo 6 del RLG A PCCA. En las instalaciones de la Planta ECUDOS. S. A, se producen los desechos del bagazo fino y la ceniza en los calderos.

Los desechos del bagazo de caña no son considerados significativos el volumen generado de estos, ya que luego de su producción el mismo es utilizado como combustible en los calderos. Estos desechos se producen debido al procesamiento de la caña de azúcar para la elaboración del azúcar y sus derivados.

Desechos de arrastre de ceniza de calderos.

Estos desechos son utilizados como abono en los terrenos del Ingenio la Troncal con el objetivo de mejorar la fertilidad de los mismos. A continuación se pondrán a consideración ciertas medidas de precaución, para el manejo de dichos desechos, con el fin de evitar una posible contaminación del suelo y aguas residuales.

Para evitar derrame o escurrimiento cuando son transportados los desechos que son utilizados como abono en los terrenos del Ingenio la Troncal se debe considerar lo siguiente:

- Se diseñara un procedimiento para la limpieza y recolección de los desechos del arrastre de la ceniza en los calderos.
- Concienciar a los contratistas de los volquetes, a través de charlas, conferencias y capacitaciones dirigidas a mitigar la contaminación, ya que ellos se encargan de transportar este producto hasta los terrenos del Ingenio la Troncal.
- Se evitara el sobre llenado del balde de almacenamiento en la volqueta.

Escorias hollín en la limpieza de calderos.

Los desechos que se obtengan debido a la limpieza de los equipos de combustión, tales como; escorias y hollín, no se podrán seguir dejando en el botadero de la ciudad, a menos que se realice un estudio del mismo donde se demuestre que no existen residuos de metales pesados, tales como; níquel y vanadio. Si el estudio demuestra, que estos metales están presentes en los desechos provenientes del hollín y la escoria, entonces se deben tomar medidas diferentes a las que antes se aplicaban con estos desechos. Estos desechos no podrán ser regados en el suelo, la escoria y el hollín deberán ser tratados de acuerdo al plan de manejo de desechos peligrosos. Los contenedores en donde se almacenen preferentemente serán plásticos o metálicos con revestimiento interior para prevenir la corrección.

Alternativas recomendadas.

Las opciones de eliminación de estos residuos son:

- Entregar este desecho a las empresas constructoras que se dedican a la reutilización del mismo, como base de carreteras.
- Contratar una empresa que se dedique a la eliminación de estos desechos, mediante el método de incineración. En este caso las empresas cementeras, donde se eliminan los residuos en el proceso de elaboración de clínker, precursor del cemento, donde al final el hollín y la ceniza queden incorporados en la estructura final del cemento.
- La Planta ECUDOS. S. A. verificara que la empresa encargada de realizar esta actividad cuente con su respectiva Licencia Ambiental correspondiente, otorgada por la Autoridad Ambiental respectiva.
- Si no se pudiese realizar ninguno de los métodos antes mencionados, entonces la Planta ECUDOS. S. A, evaluará la opción de solidificación de los mismos. La solidificación es un método que tiene por objetivo retener a los residuos al interior de su material matriz, por ejemplo el hormigón.

Eliminación de aceites minerales, hidrocarburos y aceites dieléctricos.

La planta deberá implementar las siguientes medidas para el adecuado manejo de los residuos de aceites minerales, hidrocarburos, transformadores y generadores. Actualmente se almacenan estos desechos en el tanque secundario para el almacenamiento de bunker de la Planta.

- Establecer procedimientos sobre el manejo de residuos de aceites usados, además se debe capacitar y concienciar al personal a través de charlas programadas, en las cuales se indique los procedimientos para la correcta manipulación de estos desechos.
- Se procederá a contratar a una empresa que se dedique a la recolección y evacuación de estos desechos líquidos. Será responsabilidad de la Planta ECUDOS. S. A solicitar la respectiva licencia ambiental a dicha empresa.
- Los aceites serán almacenados en recipientes adecuados para su posterior evacuación a través de la empresa encargada de esta actividad.
- Se tomaran medidas de prevención para evitar que estos aceites lleguen a estar en contacto con aguas lluvias o canales de aguas. Además se deben realizar contenciones para evitar una posible contaminación en caso de un derrame, tal

como lo establece el numeral 4.1.2.4 de la norma de Calidad Ambiental del Recurso Suelo y Criterios de Remediación para Suelos Contaminados.

- El área designada para el almacenamiento temporal de los desechos de aceites usados, deberá estar provista de un canal de recolección de aguas lluvias periférico, el cual será dirigido hacia un separador de aceite, tal como lo establece el Artículo 25, literal G del reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas 2001.
- El Art. 150, Numeral 6 del Reglamento para la prevención y control de la contaminación por desechos peligrosos y el numeral 4.1.1.3 de la Norma de calidad Ambiental del Recurso Suelo y Criterios de Remediación para suelos contaminados, establece la implementación del uso de registros y bitácoras del origen, volumen, características y destino final de los desechos aceitosos.

BIBLIOGRAFIA

1. CONELEC, Regulación 003/02, Precios de energías renovables. 2004
2. CONELEC, Regulación 004/04, Precios de energías renovables. 2005
3. JOSE SULEIMAN, LIMA MANOEL, MACEDO ISAIS, Biomass Power Generation Sugar Cane And Trash, Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Piracicaba-Brasil, 2005
4. THE UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY, Cogeneration From Biofuel: A Technical Guidebook, Falls Church-EUA, 1986
5. JORGE PISA, CARLOS AGÜERO, ROBERTO ANDINA, Consideraciones sobre el Aprovechamiento Racional del Bagazo de Caña como Combustible. Departamento de Mecánica de la Universidad de Tucumán, Argentina. 2005
6. GESELLSCHAFT FÜR TECHNISCHE ZUSAMMENARBEIT (GTZ), ALEMANIA; MINISTERIO DE INDUSTRIA (MITINCI), PERÚ. Mejora de la Eficiencia Energética en Calderas Industriales en el Perú. 2001
7. BLACK & VEATCH (THAILAND), NATIONAL ENERGY POLICY OFFICE (NEPO). Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries. 2000

8. RAJEEV JORAPUR, ANIL K. RAJVANSHI. Sugarcane Leaf-Bagasse Gasifiers for Industrial Heating Applications. Maharashtra, INDIA
9. OFICINA ECUATORIANA DE PROMOCIÓN DEL MDL – CORDELIM. Proyecto de generación de vapor con cascarilla de arroz para PRONACA. Ecuador. 2006
10. CONELEC, Regulación 007/00, Procedimientos del mercado eléctrico mayorista. 2004
11. CONELEC, Regulación 001/02, Participación de los Autoproductores con sus excedentes de generación. 2002
12. CONELEC, Regulación 006/06. Requisitos para la calificación de Grandes Consumidores. 2003
13. CENACE, Requisitos Técnicos, Estudios y Pruebas Requeridas para la Incorporación de Proyectos de Generación Menores a 40 MW. 2002
14. GABRIEL ARGUELLO, Sistema Nodal Para la Determinación de Precios Marginales en Mercados Eléctricos Mayoristas. CENACE. 2002
15. NASSIR SAPAG, REINALDO SAPAG, Preparación y Evaluación de Proyectos. Editorial Mc Graw Hill. Chile 2003
16. LELAND BLANK, ANTHONY TARQUIN, Ingeniería Económica. Editorial Mc Graw Hill. México 2004.

17. GENERAL ELECTRIC, Product Catalog, Ontario – Canadá, 2001
18. MARTIN JOSE, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Primera Edición, Editorial Mc. Graw Hill, 1987
19. MASON C. RUSELL, El Arte y la Ciencia de las Protecciones Eléctricas, Novena Edición, Compañía Editorial Continental S.A., 1982
20. ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD, Centrales Hidroeléctricas, Ediciones CEAC S. A., Barcelona – España, 1974
21. EFFICACITAS, Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto de generación de energía del Ingenio la Troncal, Ecuador, 2004

Páginas de Internet

http://www.catie.ac.cr/trof/TROF_ESP.htm

Iniciativa que desarrolla una metodología de inventario y monitoreo de los recursos arbóreos fuera del bosque, con estudios en Costa Rica, Honduras y Guatemala.

<http://bioenergy.ornl.gov>

Bioenergy Information Network.

<http://www.fao.org/forestry/fop/fopw/energy/cont-e.stm>

Forest energy forum, boletín de la FAO.

http://rredc.nrel.gov/biomass/states/bio_glossary/glossary.html

Glosario de términos de energía de biomasa.

<http://solstice.crest.org/renewables/SJ/glossary>

Glosario de términos de energía renovable.

<http://www.woodfuel.com>

The Virtual woodfuel pipeline, mecanismo de mercado para compradores y suplidores de biomasa.

<http://www.eren.doe.gov/RE/bioenergy.html>

Sitio informativo sobre la biomasa, de la Red de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de EEUU.

<http://solstice.crest.org/renewables/re-kiosk/biomass/index.shtml>

Sitio informativo sobre aplicaciones, tecnologías y aspectos económicos de la energía de biomasa.

http://www.nrel.gov/documents/biomass_energy.html

Sitio del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los EEUU, enfocado en energía de biomasa.

<http://www.rwedp.org>

Sitio de proyecto de biomasa de la FAO en Asia, con información variada sobre su producción, procesamiento y uso relevante para Centroamérica.

<http://www.sica.gov.ec>

Sitio del Ministerio de Agricultura y Ganadería del Ecuador, se encuentra las estadísticas de la producción nacional de caña de azúcar, palma africana y arroz