



MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
FACULTAD METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA
MOA – HOLGUÍN

Trabajo de Diploma

En Opción al Título de

Ingeniero Eléctrico

Tema: Evaluación del comportamiento de los flujos de potencia del nodo principal con la entrada del nuevo turbogenerador de 25 MW en la Empresa Ernesto Che Guevara.

Autor: René Balbuena Brito

Tutores: Dra.C Iliana González Palau

Dr.C Secundino Marrero Ramírez

Moa, 2013

Año 55 de la Revolución



Declaración de Autoridad

Yo: René Balbuena Brito

Autor de este Trabajo de Diploma junto con los Doctores en Ciencias Ileana Gonzáles Palau y Secundino Marrero Ramírez certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez" y la Empresa Ernesto Che Guevara, los cuales podrán hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

René Balbuena Brito.
(Diplomante)

Dra.C Ileana Gonzáles Palau
(Tutor(a))

Dr.C Secundino Marrero Ramírez
(Tutor(a))



Pensamiento

“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir al nuevo hombre que construye y crea la nueva Sociedad Socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia”.

Ernesto Che Guevara



Agradecimientos

Agradezco con todo mi corazón a mis padres Sonia Brito Invernón y René Balbuena Aguilera, a mi hermano Ernesto Balbuena Brito por el amor y la confianza depositada en mí para que pudiese llegar a lo que soy hoy, a mi familia y a todos aquellos que dejaron de existir y que llevo presente en cada paso de mi vida.

Agradezco a todos mis amigos por brindarme su apoyo incondicional, y en especial a mis compañeros de aula que contribuyeron a que este sueño fuese realidad.

Agradezco a todos los profesores y de manera especial a mis tutores por sus conocimientos brindados para garantizar el éxito de este trabajo.

Quiero agradecer a todas las personas de la empresa Ernesto Che Guevara que de una forma u otra contribuyeron a que este trabajo de diploma se pudiese realizar

Muchas Gracias a todos.



Dedicatoria

Dedico este trabajo de diploma a mis padres Sonia Brito Invernón y René Balbuena Aguilera, a mi hermano Ernesto Balbuena Brito, por último a mi abuelo Juan Brito y a Ernesto Brito Invernón; que recientemente han fallecido, por su apoyo y porque me han brindado lo mejor de ellos en todos los momentos de mi vida y en mi preparación como profesional.



Resumen.

El presente trabajo titulado: Evaluación del comportamiento de los flujos de potencia del nodo principal con la entrada del nuevo turbogenerador de 25 MW en la Empresa Ernesto Che Guevara. Se realizó con el objetivo de conocer cómo se comporta el sistema de suministro eléctrico de la empresa debido a que se está realizando el montaje de un generador de 25 MW. Además se han cambiado algunos conductores rusos por otros de igual sección pero de fabricación española, y su traza ha variando en algunos casos.

En el primer capítulo se estableció el marco teórico y metodológico del trabajo, el cual constituye el sustento teórico-metodológico de la investigación y representa el punto de partida para el desarrollo de la misma.

En el segundo capítulo se realizó un proceso de diagnóstico energético para establecer la situación de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, donde se pudo conocer el régimen de operación del sistema de suministro de media tensión de la fábrica y de los generadores, se actualizaron los diagramas monolineales de este sistema, se realizaron mediciones de corriente, y tensión por fase, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, además del total de distorsión armónica de tensión en cada sección de barra de las subestaciones de media tensión.

En el tercer capítulo se efectuó la simulación de varios escenarios atendiendo a los posibles regímenes de operación que puede tener el sistema de suministro de media tensión una vez incorporado el tercer generador en la empresa, además se analizaron los resultados de las simulaciones.



Summary

The present work entitled: Evaluation of the behavior of the power's flows of the main node with the entrance of the new generator of 25 MW in the Enterprise Ernesto Che Guevara. Was carried out with the objective of knowing how the system of electric supply of the company behaves because is being carried out the assembly of a generator of 25 MW. Some Russian wires have also been changed by others of same section but of Spanish production, and their appearance has varying in some cases.

In the first chapter the theoretical and methodological mark of the work settled down, which constitutes the theoretical-methodological sustenance of the investigation and it represents the starting point for the development of the same one.

In the second chapter he/she was carried out a process of diagnostic energy to establish the situation of the Enterprise "Comandante Ernesto Che Guevara", where one could meet the régime of operation of the system of supply of half voltage of the factory and of the generators, the diagrams of this system were upgraded, they were carried out current measurements, voltage for phase, active power, reactivates and apparent, factor of power, besides the total of harmonic distortion of voltage in each section of bar of the substations of half voltage.

In the third chapter the simulation of several scenarios was made assisting to the possible operation regimens that can have the system of supply of half voltage once incorporate the third generator in the company, the results of the simulations were also an analyzed.



Índice

Declaración de Autoridad	I
Pensamiento	II
Agradecimientos.....	III
Dedicatoria	IV
Resumen.....	V
Summary	VI
Introducción General	4
Situación Problémica.....	5
Problema	5
Hipótesis.....	5
Objetivo General	5
Objetivos Específicos	5
Tareas a realizar	6
Métodos de investigación	6
CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN.....	8
Introducción.....	8
1.1 Estado del Arte. Trabajos precedentes.	8
1.2 Generalidades de las fuentes de energía en el mundo:	10
1.3 Confiabilidad	12
1.4 Estabilidad de los sistemas de Potencia	13
1.4.1 Estabilidad de tensión.....	14
1.4.2 Estabilidad de frecuencia.....	14
1.4.3 Estabilidad en régimen permanente	15
1.4.1 Estabilidad en régimen transitorio.....	17
1.5 Inestabilidad transitoria	17
1.6 Generalidades de los Generadores Sincrónicos:	18



1.6.1 Zonas seguras de operación del generador sincrónico	19
1.7 Transformadores	21
1.8 Fundamentación teórica para la selección económica de los Transformadores. 26	
1.9 Pérdidas de potencia y Energía eléctrica en transformadores.	27
1.10 Conclusiones del capítulo.....	33
CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS	36
Introducción:.....	36
<hr/>	
2.1 Descripción del Sistema Eléctrico de la empresa ECG	36
2.1.1 Descripción de la supervisión de la ECG.	40
2.1.2 Dispositivos de protección, medición y control.	43
2.2 Actualización del diagrama Monolineal.....	45
2.3 Análisis del cableado de alto voltaje de la empresa.	45
2.4 Programa informático para el cálculo de flujo de potencia.....	47
2.5 Simulación del sistema de suministro de media tensión.	48
2.6 Técnica y equipos.	52
2.7 Evaluación de confiabilidad en la red de media tensión en la ECG.	53
2.8 Conclusiones del capítulo	54
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	57
Introducción.....	57
<hr/>	
3.1 Nuevos escenarios en los que la Empresa ECG puede operar con su Generación propia	57
3.2 Cálculo de las pérdidas de los transformadores y valoración económica	61
3.3 Impacto de los turbogeneradores al medio ambiente.....	62
3.4 Impactos negativos de los turbogeneradores sobre el medioambiente.	67
3.5 Impactos negativos de la Empresa ECG sobre el medioambiente.	68
3.6 Conclusiones del capítulo.	69
Conclusiones Generales.	70



Recomendaciones.....	71
Bibliografía:	72
Anexos	74



Introducción General

Los sistemas de suministro eléctrico de empresas industriales; constituidos por redes con voltajes hasta 1000 V y superiores, por subestaciones transformadoras y convertidoras, sirven para satisfacer los requerimientos de la producción a través de la entrega de energía eléctrica desde la fuente de alimentación hasta los puestos de consumo, en la cantidad y calidad requeridas, en forma de corriente alterna, monofásica o trifásica, de diferentes voltajes y frecuencia, y de corriente directa.

Los sistemas de suministro eléctrico de empresas industriales son subsistemas dentro del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Cada empresa industrial se encuentra en un estado de permanente desarrollo que implica, a su vez, mayores consumos de la energía eléctrica. El sistema de suministro eléctrico de una empresa industrial deberá ser lo suficientemente flexible como para permitir el constante desarrollo de la tecnología, el crecimiento de la potencia de la empresa y el cambio de las condiciones de producción de esta. Este requerimiento diferencia a los sistemas de suministro eléctrico de empresas industriales del sistema electroenergético, en el que el proceso de desarrollo también existe, pero los lugares de consumo de la energía eléctrica y las formas de su transmisión y distribución son mucho más estables. Por otra parte las interrupciones del suministro eléctrico en el ámbito industrial pueden provocar significativas pérdidas a la economía nacional y, en algunos casos averías, acompañadas de lamentables pérdidas humanas.

Sobre las bases científicas del Marxismo – Leninismo se enfatiza: “Se pondrá especialmente cuidado en el uso más racional de los recursos materiales y humanos, bajo el principio de producir más y mejor con menos gastos”.



Situación Problemática

La Empresa Ernesto Che Guevara se encuentra alimentada por dos generadores de 12.5 MW y por el SEN mediante dos transformadores reductores de 40 MVA. Con la instalación del nuevo turbogenerador de 25 MW se hace necesario conocer el comportamiento de los flujos de potencia del sistema en el nodo principal de la empresa.

Problema

Se desconoce cuál será el comportamiento de los flujos de potencia en el nodo principal del sistema de suministro de media tensión de la Empresa Ernesto Che Guevara (ECG), después de la puesta en marcha del nuevo turbogenerador de 25 MW.

Hipótesis

Si se actualizan las bases de datos y se realizan las simulaciones necesarias, será posible determinar el comportamiento de los flujos de potencia en el nodo principal del sistema de suministro de media tensión de la Empresa Ernesto Che Guevara (ECG), después de la entrada del nuevo turbogenerador de 25 MW.

Objetivo General

Simular el comportamiento de los flujos de potencia en el nodo principal del sistema de suministro de media tensión de la Empresa Ernesto Che Guevara (ECG) al entrar en funcionamiento el nuevo turbogenerador de 25 MW.

Objetivos Específicos

- Actualizar el esquema de suministro de media tensión.
- Caracterizar el comportamiento de las cargas en media tensión en la Empresa ECG.
- Identificar escenarios de trabajo en condiciones excepcionales y determinar los flujos de potencia.



Tareas a realizar

- Actualización del monolineal de media tensión de la Empresa ECG.
- Realizar mediciones en cada subestación de media tensión de la Empresa ECG para determinar el comportamiento de las variables eléctricas.
- Simular en Easy Power el comportamiento del nodo principal de la empresa para determinar los flujos de potencia.

Métodos de investigación

Para llevar a cabo con éxito esta investigación se utilizaron diferentes métodos de investigación del nivel teórico:

- **Método Inductivo-Deductivo:** para realizar el examen y evaluación de los hechos que son objetos de estudio, partiendo de un conocimiento general de los mismos, que permitan una mejor aproximación a la realidad que los originó y luego, mediante un proceso de síntesis, emitir una opinión profesional. Todo esto exigió la utilización de una serie de pasos realizados en forma sistemática, ordenada y lógica, que permitieron luego emitir una crítica objetiva del hecho.
- **Método histórico-Lógico:** para desarrollar el análisis de las investigaciones anteriores y antecedentes que permitan continuar el estudio. Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.
- **Análisis-Síntesis:** para el estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función de la disminución de las incidencias de las fallas en la misma y/o en el mundo.
- **La observación científica:** Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación, y para la validación de los resultados esperados en la investigación.



Capítulo I



CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

Introducción

En el sector industrial existe un interés común por un suministro de energía estable y de alta calidad. Son varias las causas por las que se pueden originar afectaciones en el suministro eléctrico de una red de potencia; por esta razón su estudio se suele realizar atendiendo fundamentalmente a los procesos transitorios que las originan. En este capítulo se mostrarán los principales aspectos metodológicos, así como, una panorámica de los trabajos realizados sobre el tema y diferentes aspectos teóricos que servirán de base para aplicar un conjunto de ideas en función de resolver la problemática planteada en la investigación.

1.1 Estado del Arte. Trabajos precedentes.

La electricidad es uno de los portadores energéticos máspreciado y costoso, por tal motivo, su uso adquiere una importancia especial. La particularidad de ella consiste en la igualdad en el tiempo entre la generación y su consumo, de ahí que el consumidor determine la línea de carga. Con esta revisión pretendemos realizar una recopilación de información de las principales bibliografías consultadas.

Calderón Guizar J.C (2010). Realiza un estudio de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos industriales con generación propia interconectados con el sistema de transmisión. En este artículo hace referencia a que la evolución natural y la integración de nuevos procesos en los grandes complejos industriales causan que sus necesidades de diferentes tipos de energía se incrementen. Estos estudios de estabilidad transitoria para operar en forma aislada, resultan esenciales para los sistemas eléctricos de potencia de los grandes complejos industriales.



Mazorra (1986), plantea una metodología, sobre la base del análisis técnico - económico, posibilitando la minimización de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos industriales causadas principalmente por motores sobredimensionados que repercuten negativamente sobre el grado de eficiencia, el factor de potencia y por tanto, sobre la economía de la empresa y los costos de inversión.

Palma (1996), realiza un estudio de la carga de los motores asíncronos y su incidencia sobre el reactivo, no tiene en cuenta las mejoras del factor de potencia por disminución de reactivo.

García (1988), hace un análisis detallado de cómo incide la potencia reactiva en los sistemas electroenergéticos, el análisis se realiza de forma práctica sin tener en cuenta las operaciones matemáticas necesarias para desarrollar el tema.

De Quesada (1988), realiza la optimización de reactivo en circuitos eléctricos industriales a través de capacitores, llegando a la expresión para obtener los beneficios económicos anuales máximos.

González (1999), analiza la función gasto con vistas a la compensación de potencia reactiva y la ubicación óptima de los bancos de condensadores, a través de la programación dinámica.

Hernández (2000), propone mejorar la eficiencia en los sistemas eléctricos industriales utilizando la programación lineal. En este trabajo se analiza la confiabilidad del sistema y se obtienen las pérdidas económicas que se pueden ocasionar cuando el mismo no es confiable.

Campos, Gómez y Santos (1999), proponen las herramientas básicas y procedimientos para programas de control y mejoramiento de la eficiencia energética en



empresas de producción y servicios. Lo más importante para lograr la eficiencia energética de una empresa no es sólo que se tenga un plan de ahorro de energía, sino que exista un sistema de gestión energética que garantice la renovación del mismo cada vez que sea necesario, y que involucre a todos los niveles desde trabajadores hasta directivos.

Marrero (2000), hace un análisis de la gestión energética en el sector industrial y de los servicios aplicando las nuevas tecnologías para el uso eficiente de la energía y factores que inciden en la misma.

Eguíluz, Lavandero, Mañana, Sánchez (1998), estudian la relación existente entre la eficiencia energética, la distorsión armónica y el factor de potencia de los equipos eléctricos. Los receptores de alta eficiencia energética, analizados, no suelen tener en cuenta la calidad de suministro, lo que origina que el rendimiento conjunto, equipo red eléctrica, sea muy inferior al esperado.

González (2001) propone una metodología para la gestión de la energía en pequeñas y medianas empresas. El alcance de la gestión energética consiste en realizar conjuntamente con el cliente, un análisis de la situación energética de la planta industrial, a manera de diagnóstico (cuánta energía se consume, dónde se consume, qué cantidad de ella se desperdicia, etc.), con el objetivo de identificar oportunidades evidentes de ahorro que se traduzcan en beneficios económicos directos.

1.2 Generalidades de las fuentes de energía en el mundo:

La energía es la capacidad que tenemos para suministrar un calor o realizar un trabajo. En nuestra vida cotidiana aprovechamos habitualmente varias formas de manifestación de la energía (calor, luz, frío), brindándonos una mejor calidad de vida; la potencia es la capacidad de generar trabajo o producir energía por unidad de tiempo,



cuyas unidades son (kilovatios(kW) o de caballos de vapor (CV)). El consumo de grandes cantidades de petróleo, carbón, gas natural o uranio hacen que se agoten rápidamente.

Las "Energías Fósiles" son las energías que más utilizamos en la actualidad, éstas energías provienen de los fósiles de la materia orgánica que existió hace millones de años, el petróleo, el carbón y el gas natural, su consumo produce grandes emisiones de gases que se originan al quemar esos productos y que provocan efectos en el medio ambiente tan importantes como la lluvia ácida, el aumento del efecto invernadero (calentamiento global y la disminución de la capa de ozono); así también la "Energía Nuclear" para generar electricidad que posteriormente utilizamos en nuestros hogares e industrias.

El hombre utiliza cada vez más energía, la cual proviene casi en su totalidad de las fósiles o de la energía nuclear. En prueba de ello se estima que el hombre actual utiliza 30 veces más energía por persona que su homólogo en la prehistoria casi cuatro veces más que a principios del siglo XX [19].

En algunos tipos de industria, es económica la generación de electricidad por plantas propias (uso de la cogeneración) o en que se emplea esta como respaldo de emergencia en caso de fallo del suministro del SEN.

La fiabilidad debe garantizarse mediante la adecuada selección del número de fuentes de alimentación y el esquema de suministro eléctrico, recomendándose la utilización de dos fuentes independientes para los clientes de primera categoría, una o dos fuentes para los de segunda categoría y solo una para los receptores de tercera.

Por la confiabilidad del sistema los consumidores se clasifican en :



Clientes de primera categoría: son aquellos que la interrupción del suministro puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable debida al deterioro de la instalación, la masiva producción defectuosa o desorden prolongado del proceso tecnológico.

Clientes de segunda categoría los que la interrupción del suministro implica una apreciable reducción de la producción, inactividad del personal, etc.

Clientes de tercera categoría son aquellos no incluidos en las dos clasificaciones anteriores.

1.3 Confiabilidad

La confiabilidad es la combinación de factores que permiten valorar el trabajo integral de un sistema eléctrico, se relacionan más allá de la calidad del servicio o de la energía que engloban a los compromisos técnicos y económicos. El análisis de las interrupciones; con la idea de minimizar sus causas, se realiza de diversas formas y esto lo constituye la base de la teoría de confiabilidad.

Para evaluar el impacto de las interrupciones a los usuarios en los sistemas de distribución se han establecido los índices de confiabilidad. Estos índices permiten evaluar el desempeño de estos sistemas y, en muchos casos, establecer las mejoras a implementar para disminuir las interrupciones y, en consecuencia, las pérdidas por este concepto y los costos por las sanciones contempladas en la legislación.

La forma metodológica que se asume son los llamados estudios de confiabilidad. La confiabilidad abarca elementos cuantitativos y cualitativos tanto a nivel de elementos como a nivel de sistema generando en consecuencia un grupo de métodos y condiciones de aplicación.



1.4 Estabilidad de los sistemas de Potencia

Un sistema de potencia se dice que está funcionando en un estado "estable" si:

- Permanece funcionando en un estado operativo de régimen aceptable (las variables eléctricas del sistema (tensión, corriente, frecuencia, etc.) se mantienen constantes al pasar el tiempo y dentro de un rango de valores aceptables).
- Cuando es perturbado desde un estado operativo de régimen aceptable es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado operativo de régimen aceptable.

En el caso particular de la tensión, por ejemplo, los valores de régimen deben estar en un rango estrecho de variación respecto a los valores nominales ($\pm 10\%$), y en el caso de la frecuencia una variación de (± 0.9 Hz).

Los estudios de la estabilidad que evalúan los disturbios en el comportamiento dinámico electromecánico de los sistemas de potencia se clasifican en dos tipos: transitorios y de estado estable.

Las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de cargas, las pérdidas de las unidades generadoras son ejemplo de disturbios grandes. Si el sistema de potencia está operando en estado estable y experimenta un cambio, se puede analizar mediante un sistema de ecuaciones algebraica, entonces ha ocurrido un disturbio pequeño como por ejemplo cuando existe un cambio en la ganancia de un regulador de voltaje de un sistema de excitación. Los estudios de la estabilidad del estado estable, son por lo general menos extensivos en su alcance que los estudios de estabilidad transitoria y frecuentemente involucran una sola máquina que opera una barra infinita. Así los estudios de la estabilidad de estado estable examinan la estabilidad del sistema bajo variaciones pequeñas en los parámetros o bajo condiciones de operación alrededor del punto de equilibrio de estados estables [1].



1.4.1 Estabilidad de tensión

La estabilidad del voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de energía de mantener los niveles de los voltajes dentro de cierto rango en todos los nodos del sistema después de ser sometido a una perturbación.

Un sistema de potencia está funcionando en un estado de equilibrio estable desde el punto de vista de la tensión cuando:

- a) Las tensiones en todas las barras están dentro de un rango aceptable.
- b) Si se produce una perturbación en el sistema, éste es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado de equilibrio (igual o distinto al anterior) en que las tensiones en todas las barras están dentro de un rango aceptable [14].

1.4.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de la frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de energía de mantener la frecuencia constante después de que el sistema haya sido sometido a una perturbación severa que da como resultado un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Existen límites aceptables de frecuencia para los diferentes tiempos de duración como muestra la tabla 1.1.



Rango de Frecuencia	Tiempos Límites Permitidos
Mayor a 61,7 Hz	0 segundos
61,6 Hz – 61,7 Hz	30 segundos
60,6 Hz – 61,6 Hz	3 minutos
59,4 Hz – 60,6 Hz	Operación Continua
58,4 Hz – 59,4 Hz	3 minutos
57,8 Hz – 58,4 Hz	30 segundos
57,3 Hz – 57,8 Hz	7,5 segundos
57,0 Hz – 57,3 Hz	45 ciclos
Menor a 57,0 Hz	0 segundos

Tabla 1.1 Límites aceptables de frecuencia

1.4.3 Estabilidad en régimen permanente

Los sistemas de potencia forman grupos de generadores síncronos que se interconectan por líneas de transmisión. Los estudios operativos y teóricos revelan que en tales líneas de transmisión con máquinas síncronas en ambos extremos de estas, existen límites definitivos más allá de los cuales la operación se pone inestable resultando en la pérdida de sincronismo entre los despachadores y los receptores finales.

En el estudio del comportamiento de una máquina conectada a un gran sistema, se puede considerar que el sistema tiene tensión y frecuencia constante. Así, un sistema de varias máquinas puede reducirse a un sistema equivalente de dos máquinas. Los factores que influyen en la estabilidad de un sistema de dos máquinas son los mismos que afectan a los sistemas de varias máquinas.



En condiciones de equilibrio el circuito equivalente de un sistema de dos máquinas se considera que es una red simple de dos pares de terminales. A partir del circuito equivalente de una red de dos pares de terminales se desarrollaron las siguientes ecuaciones de la potencia transferida entre las máquinas [4].

$$P = \frac{|E_g| |E_{g0}|}{X_E} \sin \delta \quad (1.1)$$

Donde:

E_g Fem. del generador 1.

E_{g0} Fem. del generador 2.

X_E Reactancia equivalente.

De igual forma la ecuación de la transferencia de la potencia máxima es:

$$P = \frac{|E_g| |E_{g0}|}{X_E} \quad (1.2)$$

La ecuación (1.3) surge los métodos a utilizar para aumentar la estabilidad del sistema en el régimen permanente. Un aumento en la excitación del generador aumenta la potencia máxima que pueden ser transferidas entre máquinas. Si las tensiones internas aumentan sin aumentar la transferencia de potencia, el ángulo δ disminuye como puede deducirse de la ecuación (1.2). Se recomienda fijar el ángulo de potencia δ a menos de 90° , de esta forma se garantiza que ante cualquier perturbación se pase a la zona inestable en la curva de capacidad. Cualquier reducción de la reactancia de las líneas también aumenta los límites de la estabilidad. La instalación de líneas en paralelo aumenta la seguridad del sistema, ya que una línea puede brindar servicio si la otra falla.



1.4.1 Estabilidad en régimen transitorio.

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte durante la desconexión casual de los elementos del sistema (desconexión de uno o un grupo de generadores, líneas de transmisión, cargas, etc.) o conexión. Después de una falla (comúnmente un cortocircuito de cualquier magnitud) la variación de la corriente, frecuencia y otros parámetros del sistema, el sistema eléctrico responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos y grandes oscilaciones de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo. En caso contrario pierde el sincronismo, lo cual suele hacerse evidente transcurridos 2 ó 3 segundos desde la perturbación [10].

1.5 Inestabilidad transitoria

La inestabilidad transitoria “clásica” es la llamada “a la primera oscilación” (“first swing”): el ángulo de alguna de las máquinas se “escapa” en su primera oscilación a causa de una perturbación severa (comúnmente se dice que la causa es la “falta de torque sincronizante” si bien el torque sincronizante es un concepto típicamente lineal).

El ángulo de alguna de las máquinas, no obstante, puede “escaparse” luego de varias oscilaciones (ver figura 1.3, Caso 3), a causa de que las pequeñas oscilaciones luego de terminada la perturbación son a su vez inestables.

Este caso es, por lo tanto, propiamente un caso de inestabilidad a las pequeñas oscilaciones, si bien se suele analizar en conjunto (prolongando la simulación temporal) con el análisis de estabilidad transitoria asociado a la perturbación inicial.

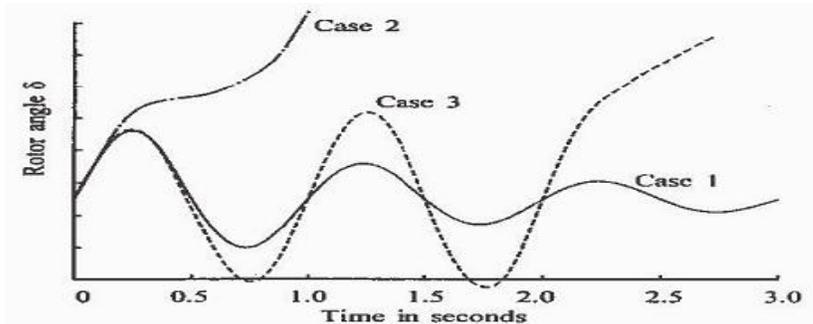


Figura 1.3 Caso1: Estable, Caso2: Inestable a la primera oscilación y Caso 3:Inestable [10]

El método más general para el estudio de los procesos transitorios es el método de integración numérica de un sistema de ecuaciones diferenciales. Las ecuaciones del planteamiento del problema pueden ser diferencial: completa de Park - Gorev o simples y generales (segundo del método Liapunov) [10].

1.6 Generalidades de los Generadores Sincrónicos:

En el año 1832 fue inventada una máquina que revolucionaría el mundo de la energía eléctrica, esa máquina se llamó Generador Sincrónico o Alternador y su inventor solo dejó sus iniciales en latín (R.M). Este invento llevó a otros estudios que concluyó el ingeniero jefe de la firma Erlicon, C Braun en colaboración con Dolivo-Dobrovolski en 1891. Este alternador se ponía en movimiento por medio de una turbina hidráulica o hidroturbina que tenía los siguientes datos técnicos: $S= 230$ kVA, $n=150$ r.p.m, $f=40$ Hz y $U_L=95$ V.

El generador es el encargado de suministrar energía a una carga cuya frecuencia depende de la máquina motriz, la corriente y el factor de potencia, dependen de la excitación del campo, de la impedancia del generador y de la carga. La corriente de



armadura producida por la carga crea un campo magnético que gira a velocidad sincrónica, y este reacciona con el campo magnético que es producido por el devanado de campo al aplicar una corriente continua, produciéndose el torque electromecánico que se opone al movimiento de la máquina motriz [18].

1.6.1 Zonas seguras de operación del generador sincrónico

Durante condiciones normales de operación, los controles del generador actúan para mantener constante la magnitud de voltaje en sus terminales, por esta razón el punto de operación (P, Q) varía constantemente.

La potencia activa que se entrega está relacionada de forma directamente a la fuerza magnetomotriz en el rotor de la turbina y según se varíe la velocidad de la turbina se relaciona con la frecuencia, la potencia reactiva ayuda al control de voltaje, por esta razón se debe contar con reserva de las potencias (P, Q) para mantener el voltaje y la frecuencia constantes.

Los límites de operación de un generador sincrónico se obtienen a través del comportamiento de los parámetros eléctricos: potencia activa, potencia reactiva, voltaje en los terminales, corriente de campo y de armadura, factor de potencia, ángulo de potencia. Cuando la potencia activa y el voltaje terminal es constante, la potencia reactiva que puede suministrar el generador está limitada por el calentamiento producido en los devanados de armadura y de campo, y el calentamiento está en función de la magnitud de las corrientes que circulan por los devanados. La potencia P y Q que entrega el generador está limitada por algunos factores eléctricos y mecánicos que son:

- Potencia mínima de la turbina.
- Potencia máxima de la turbina



- Límite por corriente máxima del devanado de armadura
- Límite por corriente máxima de excitación
- Límite por corriente mínima de excitación

Los límites de P y Q son representados a través de la curva de capacidad y muestran claramente la zona segura de operación tal como se ve en la siguiente figura:

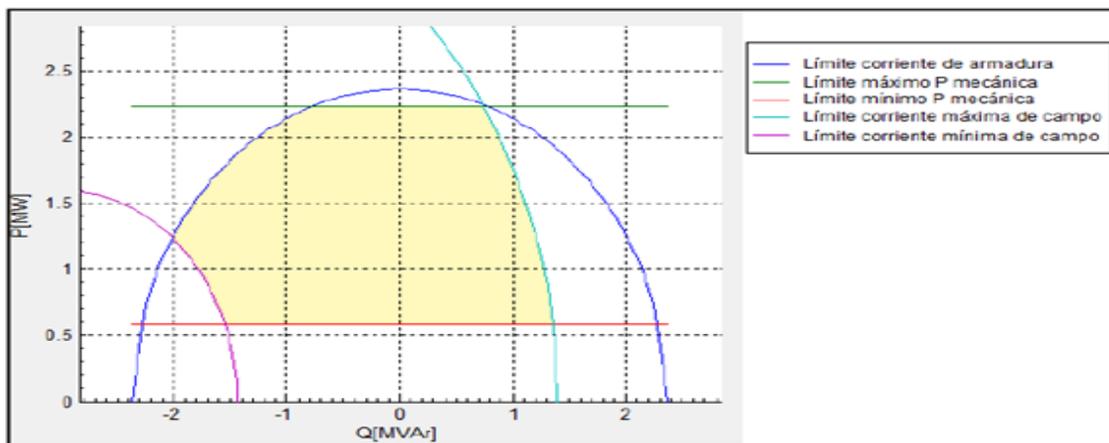


Figura 1.4 Zona segura de operación de un generador síncrona [12]

- La curva de límite por corriente de armadura indica la limitación de calentamiento debido al devanado de la armadura.
- La línea de máxima potencia mecánica, indica la máxima potencia que puede entregar la turbina en condiciones de operación normal.
- La línea de mínima potencia mecánica, indica la mínima potencia que puede entregar la turbina en condiciones de operación normal.
- La curva de corriente máxima de campo, indica la limitación del calentamiento debido al devanado de campo.
- La curva de corriente mínima de campo, indica la mínima corriente con la que puede operar, ya que, si existe una corriente muy pequeña de campo puede que el



generador no tenga el suficiente torque magnético para mantener el sincronismo, por lo que podría perder estabilidad.

➤ La curva de límite de estabilidad de estado estable, representa la máxima potencia activa que se puede transmitir sin que el generador pierda estabilidad considerando un porcentaje con margen de estabilidad.

➤ La intersección de las curvas de límite por corriente de armadura y límite por corriente máxima de campo, determina el punto de operación normal del generador, punto en el cual se determina la capacidad de potencia activa y reactiva.

1.7 Transformadores

El transformador es un dispositivo estático de tipo electromagnético que tiene dos o más devanados acoplados por un campo magnético mutuo (núcleo). El transformador es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente, es decir, por inducción en lugar de conducción, esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas. Una en el núcleo (llamadas perdidas en el hierro o en vacío), son constantes y ocurren aun cuando el secundario del transformador esté a circuito abierto, es decir, sin carga, y la otra en las bobinas del transformador (pérdidas en el cobre o resistivas).

Ambas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario del transformador, siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia en las pérdidas de carga, las cuales son causadas por la resistencia ejercida por el conductor (cobre o aluminio) al paso del flujo de la corriente eléctrica.

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:



- a) Pérdidas por histéresis
- b) Pérdidas por corrientes turbillonarias
- c) Pérdidas Joule por corrientes de vacío
- d) Pérdidas dieléctricas

De todas estas, las de mayor relevancia son las pérdidas por histéresis, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de las pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético al ser magnetizadas y desmagnetizadas por la acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórica. En la figura 1.6 se muestra la curva de histéresis.

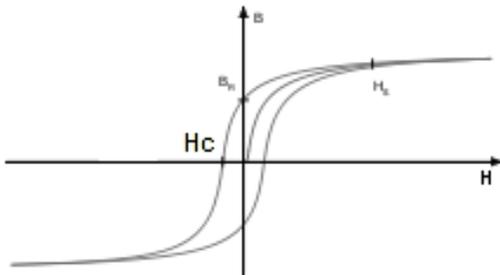


Figura 1.6 Curva de histéresis

En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las pérdidas por corrientes turbillonarias. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo, creadas por el campo magnético variable, exactamente en las láminas de material magnético que lo conforman.

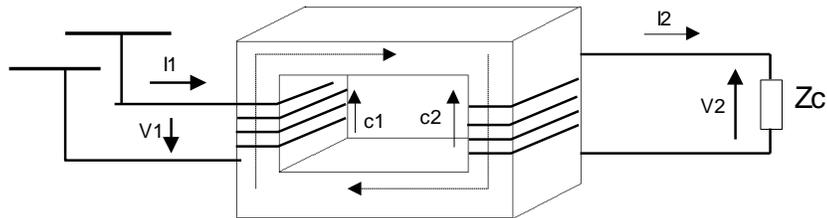


Figura 1.5 Transformador de dos devanados

En los transformadores se tienen dos tipos de pérdidas, pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre.

a) **Pérdidas en el hierro.**- Son pérdidas que se deben a las características de diseño y a la calidad de los materiales empleados en su fabricación. Este tipo de pérdidas son permanentes y tienen lugar mientras el transformador esté conectado a la red. La magnitud de estas pérdidas depende del tamaño o potencia del transformador. Este tipo de pérdidas ΔP_{Fe} las define el fabricante y las presenta en las especificaciones del equipo.

La potencia pérdida en el hierro del circuito magnético de un transformador puede ser medida en la prueba de vacío. Si se alimenta un transformador al vacío, la potencia absorbida en ese momento corresponde exactamente a las pérdidas en el hierro

Por consiguiente se puede afirmar que el total de la potencia absorbida por un transformador funcionando al vacío energizado a voltaje nominal, representa el valor de las pérdidas de potencia en el hierro del circuito magnético. Dichas pérdidas son causadas por el fenómeno de histéresis y por las corrientes parásitas, las cuales



dependen del voltaje de la red, de la frecuencia y de la inductancia a que está sometido el circuito magnético.

La potencia pérdida en el núcleo permanece constante, ya sea en vacío o con carga.

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) * 8760 \quad (h) \quad (1.3)$$

P_{fe} : Pérdidas nominales del transformador en el hierro.

Las pérdidas en carga varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Pueden descomponerse en:

- Pérdidas en el cobre, también denominadas $(I^2 * R)$.
- Pérdidas por corrientes turbillonarias.

b) **Pérdidas en el cobre.**- Son pérdidas que se deben al efecto Joule, es decir, por la corriente que circula en los devanados del transformador. Estas pérdidas dependen del nivel de carga que tenga el transformador en su operación.

Las corrientes parásitas crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman la energía eléctrica útil en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto perjudicial para este equipo. A su vez, disminuye la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro. Estas pérdidas son minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de material magnético, conocidas como laminados.

La energía perdida en la carga de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:



$$WP_{CU} = P_{CU} * \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq} \quad (\text{KWh}) \quad (1.4)$$

P_{cu} : Pérdidas nominales del transformador en el cobre.

S_n : Potencia nominal del transformador en kVA.

S_{\max} : Potencia máxima a la que se carga el transformador en kVA.

$$T_{eq} = 8760 * F_{perd} \quad (1.5)$$

T_{eq} : Tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador está funcionando a plena carga)

$$F_{perd} = 0.3 * F_c + 0.7 * F_c^2 \quad (1.6)$$

$$F_c = \frac{P}{P_{\max}} \quad (1.7)$$

Dónde:

F_c : Factor de carga.

P: potencia media, (kW).

Es importante destacar que el tiempo equivalente de las pérdidas presenta una estrecha vinculación con la forma de la curva de la carga a la cual el transformador se encuentra sometido, esto es de vital importancia para su conocimiento a la hora de evaluar el rendimiento energético del mismo.



1.8 Fundamentación teórica para la selección económica de los Transformadores.

Al mismo tiempo con la selección de la potencia nominal del transformador se debe calcular el régimen económico del transformador. El cual caracteriza las pérdidas mínimas de potencia en el transformador para el trabajo de el para un grafico de carga determinado.

Para ello es necesario considerar no solamente las pérdidas activas de potencia del propio transformador, sino también las pérdidas activas que aparecen en el sistema de suministro para todo el circuito, desde la fuente de suministro hasta el transformador considerando las pérdidas de potencia activas.

$$\Delta P'_t = \Delta P'_{mr} + K_c^2 \cdot \Delta P'_{cc} \quad (1.8)$$

$$\Delta P_t = \Delta P_{mr} + K_c^2 \cdot \Delta P_{cc} \quad (1.9)$$

Donde:

$$\Delta P'_{mr} = \Delta P_{mr} + K_{ip} \cdot \Delta Q_{mr} \quad (1.10)$$

$$\Delta P'_{cc} = \Delta P_{cc} + K_{ip} \cdot \Delta Q_{cc} \quad (1.11)$$

$K_{ip} = 0.1 - 0.15$ para Transformadores con tensión entre 10-4/0.4 KV

$$\Delta Q_{cc} = S_{nomt} * \frac{U_{cc}}{100} \quad (1.12)$$

$$K_c = \frac{Scalculo}{S_{nomT}} \quad (1.13)$$

$$\Delta Q_{mv} = S_{nomt} * \frac{Im v}{100} \quad (1.14)$$



1.9 Pérdidas de potencia y Energía eléctrica en transformadores.

Las pérdidas de potencia en los transformadores están dadas por las pérdidas ΔP_t y ΔQ_t . Las pérdidas ΔP_t están formadas por las pérdidas por el calentamiento de las bobinas del transformador ΔP dependientes de la corriente de carga y las pérdidas en el calentamiento del acero ΔP_{acero} en dependencia de la corriente de la carga.

Las pérdidas de potencia por el calentamiento de la bobina del transformador.

$$\Delta P = 3 * I^2 * R_l = 3 * R_t \left[\frac{S}{\sqrt{3} * U} \right]^2 = R_t \frac{S^2}{U^2} = \Delta P = R_t \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (1.15)$$

Entonces las Potencias Totales Activas se expresaran:

$$\Delta P_t = \Delta P + \Delta P_{acero} = R_t \frac{P^2 + Q^2}{U^2} + \Delta P_{acero}$$

(1.16)

Donde:

R_t = es la resistencia activa de la bobina en el transformador. Determinada por la magnitud de las pérdidas en el cable ΔP_m , la potencia del transformador S_{nom} y Tensión Nominal.

$$R_t = \Delta P_m \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}^2}$$

(1.17)

Pérdidas reactivas de Potencia.

Está Conformada por dos componentes, las pérdidas ΔQ las cuales son por el campo magnético del transformador y depende del cuadrante de la corriente de carga. Y las pérdidas de magnetización del transformador ΔQ_r , no depende de la corriente de carga y se determinan por la corriente de marcha en vacío (I_{mv}).



$$\Delta Q = 3 * I^2 X_t = X_t \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

(1.18)

Donde las pérdidas totales son:

$$\Delta Q_t = \Delta Q + \Delta Q_u = X_t \frac{P^2 + Q^2}{U^2} + \Delta Q_u$$

(1.18)

Donde

X_t – es la reactancia del reactor del transformador la cual se determina por la U_{cc} y la resistencia activa R_t .

$$\Delta Q_u = \Delta Q_{mv} - \text{Pérdidas de calculoen Vacío}$$

Tiempo de pérdidas

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right) * 8760$$

(1.20)

Por catálogo las pérdidas de potencia, si se conocen por datos las pérdidas de cortocircuito y de cobre (ΔP_{cobre}) entonces:

$$\begin{aligned} \Delta P_t &= \Delta P_{cobre} + \Delta P_{acero} = \Delta P_{cobre_{nom}} + \left(\frac{S}{S_{nom}} \right)^2 + \Delta P_{acero} \\ &= \Delta P_{cobre_{nom}} + Kc^2 + \Delta P_{acero} \end{aligned} \quad (1.21)$$

Si

$$\Delta Q = \text{Im}v \frac{S_{nom}}{100}$$

(1.22)

$$X_t = \frac{U_{cc} U^2}{100 * S_{nom}}$$

(1.23)



Entonces

$$\begin{aligned}\Delta Q_t &= 3 * I^2 * X_t + \Delta Q_u = \frac{3 * I^2 * U_{cc} * U^2}{100 * S_{nom}} + \Delta Q_u \\ &= \frac{U_{cc} * S^2}{100 * S_{nom}} + \text{Im } v \frac{S_{nom}}{100} = \left(\frac{S_{nom} * U_{cc} * K_c + \text{Im } v}{100} \right)\end{aligned}\quad (1.23)$$

Las pérdidas de energía en el cobre del transformador pueden determinarse por los datos de catálogos ΔP_{cobnom} , S_{max} y *Tiempo de Pérdidas* τ

$$\Delta E_{cobre} = \Delta P_{cobre} \left(\frac{S_{max}}{S_{nom}} \right)^2 * \tau$$

(1.25)

Las pérdidas de potencia en el acero se determinan por la potencia de marcha de vacío.

$\Delta P_{acero} = \Delta P_{mv}$ y el tiempo de conexión de el transformador.

$\Delta E_{acero} = \Delta P_{acero} * T_{conexion}$

Entonces las pérdidas totales activas son:

$$\Delta E_p = \Delta P_{cobnom} \left(\frac{S_{max}}{S_{nom}} \right)^2 * \tau + \Delta P_{acero} * T_{conex} \quad (1.26)$$

$$\Delta E_p = \Delta P_{cobre_{nom}} * K_c^2 * \tau + \Delta P_{acero} * T_{cob} \quad (1.27)$$

Po lo que las pérdidas totales de energía del Transformador son

$$\begin{aligned}\Delta E_Q &= \Delta Q_T + \Delta Q_u * T_{conex} = U_{cc} * K_c * S_{nom} * \frac{T}{100} + \text{Im } v * S_{nom} * \frac{T_{con}}{100} \\ &= S_{no} \frac{m(U_{cc} * K_c * T + \text{Im } v * T_{con})}{100}\end{aligned}\quad (1.28)$$

Pérdidas de potencia por cortocircuito en cada una de las bobinas



$$\Delta P_{cc_{AB}} = U_{cc'_{AB}} * S_{nom_{AB}} * \cos \varphi_K * 10^{-2}$$

(1.29)

$$\Delta P_{cc_{MB}} = U_{cc'_{MB}} * S_{nom_{MB}} * \cos \varphi_K * 10^{-2}$$

(1.30)

$$\Delta P_{cc_{BB}} = U_{cc'_{BB}} * S_{nom_{BB}} * \cos \varphi_K * 10^{-2}$$

(1.31)

Donde

$$U_{cc'_{AB-MB}} \% = U_{cc'_{AB-MB}} \% * \frac{S_{nom_{MB}}}{S_{nom_{AB}}}$$

(1.32)

$$U_{cc'_{AB-BB}} \% = U_{cc'_{AB-BB}} \% * \frac{S_{nom_{BB}}}{S_{nom_{AB}}}$$

(1.33)

$$U_{cc'_{AM-BB}} \% = U_{cc'_{AM-BB}} \% * \frac{S_{nom_{BB}}}{S_{nom_{MB}}}$$

(1.34)

Entonces

$$U_{cc'_{AB-BB}} \% = U_{cc'_{AB}} \% + U_{cc'_{MB}} \% \tag{1.35}$$

$$U_{cc'_{MB-BB}} \% = U_{cc'_{AB}} \% + U_{cc'_{MB}} \% \tag{1.36}$$

$$U_{cc'_{AB-MB}} \% = U_{cc'_{AB}} \% + U_{cc'_{MB}} \% \tag{1.37}$$

Sustituyendo

$$U_{cc'_{AB}} \% = 0.5 (U_{cc'_{AB-MB}} \% + U_{cc'_{AB-BB}} \% - U_{cc'_{MB-BB}} \%) \tag{1.38}$$

$$U_{cc'_{MB}} \% = 0.5 (U_{cc'_{AB-MB}} \% + U_{cc'_{MB-BB}} \% - U_{cc'_{AB-BB}} \%) \tag{1.39}$$

$$U_{cc'_{BB}} \% = 0.5 (U_{cc'_{AB-BB}} \% + U_{cc'_{MB-BB}} \% - U_{cc'_{AB-MB}} \%) \tag{1.40}$$



Las pérdidas de energía total en los transformadores también se puede determinar por:

$$\Delta E_a = \Delta P'_{SC} T_0 + \Delta P'_{CC} K_C^2 T_t \quad (1.41)$$

Dónde:

Pérdidas referidas de potencia de los transformadores sin carga (kW).

$$\Delta P'_{SC} = \Delta P_{SC} + K_{ip} * \Delta Q_{SC}; \quad (1.42)$$

Pérdidas referidas de potencia de los transformadores en cortocircuito.

$$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + K_{ip} * \Delta Q_{CC}; \quad (1.43)$$

Coefficiente de carga del transformador.

$$K_C = \frac{I_m}{I_{nom}}; \quad (1.44)$$

ΔP_{SC} : Pérdidas de potencia en vacío (pérdidas del núcleo ó pérdidas en el hierro del transformador).

ΔP_{CC} : Pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de potencia en el cobre de los devanados del transformador).

K_{ip} : Coeficiente incremental de pérdidas de potencia activa.

T_0 : Número total de horas de conexión del transformador al sistema.

T_t : Número de horas de trabajo del transformador bajo carga o tiempo de pérdida máxima.

$$T_t = (0.124 + T_{max} * 10^{-4})^2 * T_0 \quad (1.45)$$

Si el transformador durante el año (T=8760 h) exige una cantidad de energía, igual a E, entonces trabajando solamente en régimen de consumo de potencia máxima Pmax el utiliza toda esta cantidad de energía en un tiempo



$$T_{\max} = \frac{E}{P_{\max}} \quad (1.46)$$

Componente constante de la potencia reactiva del transformador en vacío (kVAr).

$$\Delta Q_{SC} = S_{nt} * \frac{I_{SC} \%}{100} \quad (1.47)$$

Potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga (kVAr)

$$\Delta Q_{CC} = S_{nt} * \frac{U_{CC} \%}{100} \quad (1.48)$$

$I_{SC} \%$: Corriente de vacío, en por ciento.

$U_{CC} \%$: Tensión de cortocircuito, en por ciento.

S_{nt} Potencia nominal del transformador (kVA).

I_m : Corriente media (A).

I_{nt} : Corriente nominal del transformador (A).

Las pérdidas de energía reactiva se calculan de la siguiente forma:

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{SC} \%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{CC} \%}{100} K C^2 T_t \quad (1.49)$$

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en transformadores de tres devanados se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta P_{it} = \Delta P'_{SC} + \Delta P'_{CC1} K_{C1}^2 + \Delta P'_{CC2} K_{C2}^2 + \Delta P'_{CC3} K_{C3}^2 \quad (1.50)$$

Dónde:

$\Delta P'_{CC1}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de alta tensión o primario.

$\Delta P'_{CC2}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de media tensión o secundario.

$\Delta P'_{CC3}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de baja tensión o terciario.

$K_{C1}^2; K_{C2}^2; K_{C3}^2$: Coeficiente de carga de estos devanados.



Queda claro que las pérdidas en el hierro de los transformadores se mantienen constantes para diferentes regímenes de carga y son una función lineal del tiempo de conexión del transformador, mientras que las pérdidas en el cobre son una función de la carga, o sea dependen del coeficiente de carga del transformador.

Pérdidas totales de potencia del transformador

$$\Delta P_T = \Delta P_{MV} + \Delta P_{enf} + \Delta P_{CC_{AM}} K_{C_{AM}}^2 + \Delta P_{CC_{MB}} K_{C_{MB}}^2 + \Delta P_{CC_{BB}} K_{C_{BB}}^2 \quad (1.51)$$

Donde:

ΔP_{mr} Pérdidas de potencia de marcha al vacío del transformador

ΔP_{enf} Consumo de potencia del depósito de enfriamiento

$\Delta P_{CC_{AM}}$ Pérdidas de potencia en el cobre de la bobina de alta tensión para 100% de su carga

$K_{C_{AM}}$ Coeficiente de carga de la bobina

$\Delta P_{CC_{MB}}$ Pérdidas de potencia en el cobre de la bobina de tensión media para 100% de su carga

$K_{C_{MB}}$ Coeficiente de carga de la bobina de tensión media

$\Delta P_{CC_{BB}}$ Pérdidas de potencia en el cobre de la bobina de baja tensión para 100% de su carga

$K_{C_{BB}}$ Coeficiente de carga de la bobina de baja tensión

1.10 Conclusiones del capítulo

Luego de realizar una búsqueda bibliográfica y de haber estudiado los aspectos teóricos metodológicos referentes a la investigación se llega a las siguientes conclusiones:



- Para garantizar la confiabilidad en los sistemas de suministro se debe tener en cuenta una serie de factores cuantitativos y cualitativos de los componentes y del propio sistema de energía.
- Los límites de operación de un generador sincrónico se obtienen a través del comportamiento de sus parámetros eléctricos.
- Las pérdidas en el hierro de los transformadores se mantienen constantes para diferentes regímenes de carga.
- Las pérdidas en el cobre en el transformador dependen del coeficiente de carga del transformador.



Capítulo II



CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS

Introducción:

Las redes eléctricas de la Empresa del Níquel Ernesto Che Guevara juegan un papel primordial para dar cumplimiento a los indicadores técnicos productivos, por lo que las interrupciones por fallas eléctricas traen consigo pérdidas excesivas que afectan directamente la rentabilidad de las producciones industriales en conceptos monetarios y en muchas ocasiones provocan accidentes fatales tentando contra la vida humana al no concretarse las condiciones necesarias para la manipulación de los equipamientos por el usuario, por tanto es necesario llevar a cabo estudios que faciliten mejoras en las mismas, con el propósito de aminorar el costo de las afectaciones que estas producen y proporcionar una mayor confiabilidad del sistema.

2.1 Descripción del Sistema Eléctrico de la empresa ECG

El sistema de suministro eléctrico de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara se encuentra subdividido en cinco secciones de barra (I-V), con alimentación propia mediante dos unidades generadoras de 12 MW marca Skoda de producción checa y una de 25 MW tipo BDAX62-195ERH, las cuales están conectadas a la sección I, III y V respectivamente, y posee a la vez dos enlaces permanentes con el Sistema Energético Nacional (SEN) a través de dos líneas provenientes de la subestación de Punta Gorda hacia los dos transformadores de fabricación Soviética tipo TRDH-40000/115 17.6 T-Y, de 40 MVA ubicados en las secciones de barra II y IV de la empresa, donde el enlace se realiza a una tensión de 10.5kV. La subestación de Punta Gorda recibe energía por una línea doble circuito de 220 kV (provenientes de Cueto y Felton) y brinda servicio por dos líneas simple circuito a 110 kV.

La empresa cuenta con un Dispositivo de Distribución Principal (**DDP**), que se encuentra compuesto por cinco secciones de barras como se detalló anteriormente.



Cada sección de barra está enlazada entre sí a través de un reactor, incluyendo la sección I y V, las cuales tienen un interruptor que brinda la posibilidad de estar enlazada o no, de modo que si está enlazada, se incrementará considerablemente los niveles de cortocircuitos producto a las grandes corrientes que aportarían los motores sincrónicos y motores asincrónicos de gran potencia conectados a la sección de barra IV.

El sistema está subdividido en cinco subestaciones distribuidoras de la 1SD a la 5SD, transformadores de uso de planta, transformadores de potenciales, entre otros. De las cinco subestaciones de distribución, la fundamental es la **1SD**, la cual tiene instalados los equipos de mayor potencia e importancia del proceso productivo.

Las subestaciones de distribución **3SD y 4SD** están alimentadas directamente de la **2SD**. Cada sección de barra está dividida en dos y enlazada con la principal con reactores. A continuación serán detalladas todas las secciones de barras del **DDP**.

Para la sección uno del **DDP** la barra se encuentra alimentada con 10.5 kV por el Turbo Generador número 1, a través de un interruptor de aceite ubicado en el armario 19. De dicha barra se alimentan las siguientes cargas:

- Subestación de distribución **1SD-1**.
- Subestaciones transformadoras TP- 7 y TP- 20.
- Transformador **1T** de la subestación de distribución **2SD**.
- Transformadores de necesidades propias de plantas **21T y 41T**.
- Salida de reserva.
- Enlace con la sección de barra dos mediante un reactor.
- Enlace con la sección de barra cuatro mediante otro reactor.



Para la sección dos del **DDP** la barra está alimentada con 10.5 KV por el **1T** de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución **1SD-**.
- Subestaciones transformadoras TP- 6(1T) y TP- 8(1T).
- Subestación de distribución **5SD-1**.
- Transformador **2T** de la subestación de distribución **2SD**.
- Transformadores de uso de plantas **20T, 40T y 80T**.
- Enlace con la sección de barras tres mediante un reactor.

Para la sección tres del **DDP** la barra está alimentada con 10.5 kV por el Turbo Generador número 2, a través de un interruptor de aceite ubicado en el armario 67. En dicha barra se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- La subestación de distribución **1SD-3**.
- La subestación de distribución **5SD-2**.
- Las subestaciones transformadoras TP-12(2T) y TP-14(2T).
- Transformadores de uso de plantas 81T, 42T y 22T.
- Las subestaciones transformadoras TP- 6(2T) y TP- 8(2T).
- Enlace con la sección de barra cuatro mediante un reactor.

Para la sección cuatro del **DDP** la barra está alimentada con 10.5 KV por el transformador **2T** de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución **1SD-4**.
- Transformador **3T** de la subestación de distribución **2SD**.
- Subestaciones transformadoras TP-12(1T) y TP-14(1T).
- Transformadores de uso de plantas 23T y 82T.
- Línea que alimenta al CILA.



Para la sección cinco del **DDP** la barra será alimentada con 10.5 kV por el Turbo Generador número 3 de 25 MW.

Nota aclaratoria: Aunque el generador de 25 MW ya está montado, no posee las conexiones al sistema de fuerza, por esta causa (trabajo en el montaje de las protecciones, etc.) aún no está entregando energía, por lo que la fábrica en estos momentos sigue alimentándose de las otras cuatro secciones de barra del Dispositivo de Distribución Principal.

Las diferentes subestaciones de distribución están divididas en varias secciones de barras, las cuales se encuentran enlazadas mediante un interruptor normalmente abierto, preparado para una conexión automática de reserva (**CAR**), que funciona para la ausencia de tensión en la alimentación ya sea provocado por una avería o una desconexión premeditada, a su vez permitiendo el paso de toda la carga de la barra desconectada a la barra adyacente.

La subestación de distribución **1SD** es la más importante de la empresa, la misma se encuentra dividida en cuatro secciones de barras enlazadas de la manera siguiente: 1-2 y 3-4, mediante una conexión automática de reserva (**CAR**), alimentadas por un reactor limitador de corriente. De esta forma cada sección se encuentra conectada a la misma sección de barra del **DDP** (sección 1 de la **1SD** conectada a la sección 1 del **DDP** y así respectivamente).

Dentro de los principales consumidores conectados a la sección 1 de la 1SD encontramos varias subestaciones transformadoras como son: 1TP-15, 1TP-16, 1TP-1, 1TP-2, 1TP-7, 1TP-26 y 1TP-28, pero el mayor peso recae sobre los motores sincrónicos (compresores 25 y 31 de 1600 y 1700 kW respectivamente) ya que estos constituyen fuentes de energía durante un cortocircuito además de contribuir al mejoramiento del factor de potencia. En las secciones 2, 3 y 4 encontramos el resto de



las subestaciones transformadoras alimentando uno u otro transformador teniendo en cuenta que estas tienen doble circuito con un CAR de enlace. Además del resto de los motores de gran potencia (compresores K500-1, K500-2, con una potencia de 2500kW, K20, 21, 22, 23 de 1600kW etc.).

La subestación **2SD** está dividida en cuatro secciones de barras enlazadas mediante un CAR, la sección 1 con la 2 y la sección 2 con la 3. Las secciones de barras 1, 2 y 3 están conectadas al **DDP** en las secciones 1, 2 y 4 respectivamente, mediante tres transformadores reductores, con una tensión de entrada de 10.5 kV y una de salida de 6 kV. En esta subestación se encuentran conectadas las subestaciones de distribución **3RP** y **4SD** conectadas de la siguiente forma: la sección 1 de la **3SD** y **4SD** están alimentadas por la sección 1 de la **2SD** y la sección 2 de las mismas se encuentran conectadas a la sección 2 y 3 respectivamente, además de los principales motores de mediana potencia (6kV) los cuales están distribuidos por toda la fábrica. Dentro de estos se pueden encontrar los motores de la sección de molienda de 600 kW, los exhausters de la misma sección de molienda, dos pequeños compresores de 320 kW cada uno y algunas salidas de reservas.

Por último, la subestación de distribución **5SD**, es la más pequeña que se alimenta desde el DDP, está dividida en dos secciones de barras las cuales se alimentan de la sección 2 y 3. Esta subestación alimenta transformadores por el primario 10 kV a 0.48 kV por el secundario, ubicados en las subestaciones reductoras.

2.1.1 Descripción de la supervisión de la ECG.

En la empresa existe un sistema de monitoreo y supervisión de la entrada, realizando su labor de importancia solamente en los dos transformadores de entrada (**1T** y **2T**), y en los dos generadores (**G1** y **G2**)



. Una representación más exacta de cómo está distribuida esta red de comunicación que solo comprende en la actualidad los cuatro elementos expuestos en el texto anterior, es la figura 2.1 donde se presenta una breve representación gráfica de la red Modbus de los relés instalados para la protección y control de estos equipos. La señal desde los relés viaja al dispositivo conversor de RS-485 a Ethernet en la sala de mando eléctrica y desde aquí a la red de monitoreo.

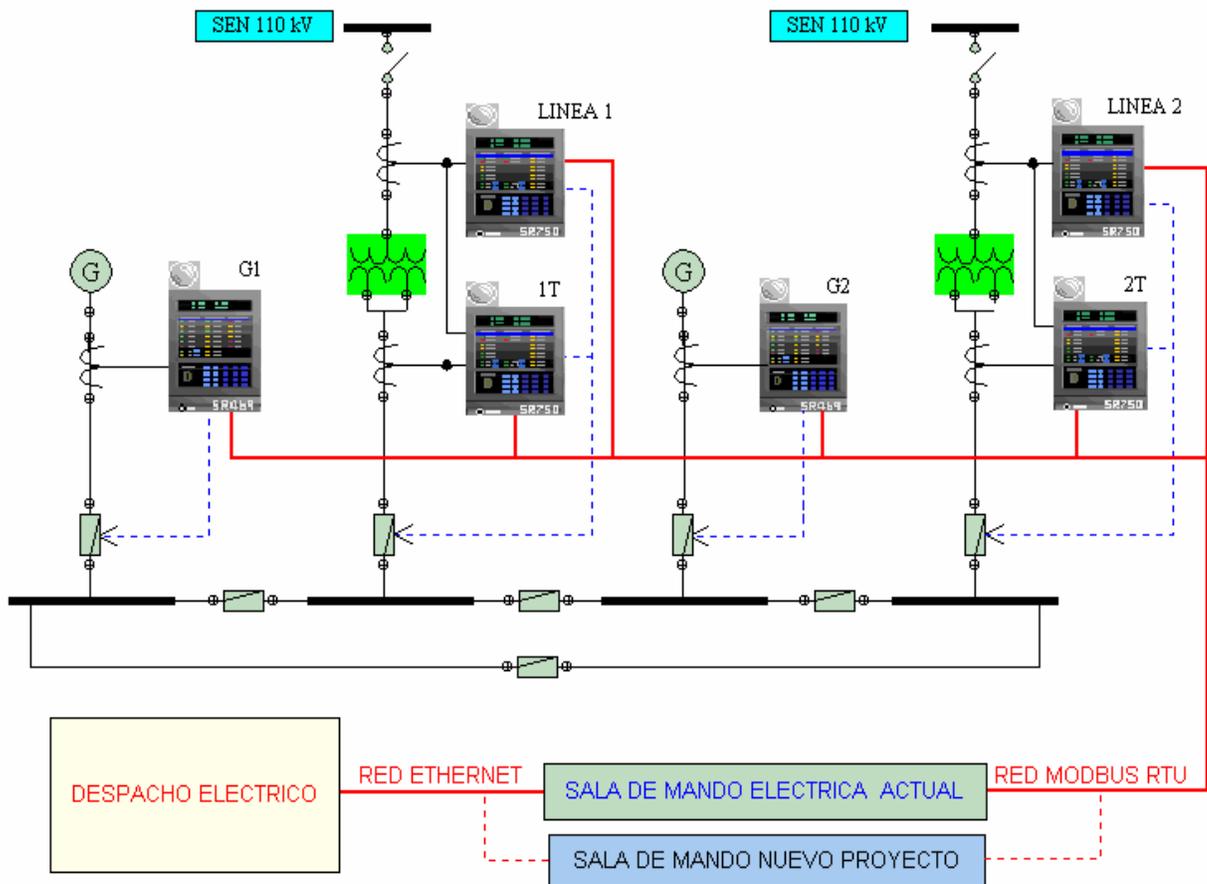


Figura 2.1 Comunicación a través de una red Modbus.



Para la supervisión de las variables eléctricas y de procesos de los transformadores de entrada (**1T** y **2T**), y de los turbogeneradores (**G1** y **G2**), se cuenta con un sistema SCADA montado en CITECT (V5.42), que permite el control total sobre estos elementos; donde a través de una interfaz, como muestra la Figura 2.2, se controlan las variables enviadas desde los dispositivos de protección, para una correcta supervisión de las mismas.

En la empresa existen algunos elementos que cuentan con la comunicación pero no cuentan con las pantallas necesarias de supervisión en el CITECT. Ejemplo de esto tenemos los transformadores de la subestación 2SD y los molinos de los secaderos. En resumen, este es el sistema de monitoreo eléctrico actual con el cual cuenta la empresa.



Figura 2.2 Interfaz que permite supervisar el proceso en el SCADA CITECT de la Empresa Comandante ECG.

2.1.2 Dispositivos de protección, medición y control.

En la empresa se utiliza la familia de relés Multilin como dispositivos de protección, medición y control. La serie Multilín está dividida en dos series, la primera y la iniciadora de estos equipos fueron los SR (Serial Relay) como se muestra en la Figura 2.3. Con el desarrollo y la necesidad de poder tener nuevas opciones de control y programación aparecieron los UR (Universal Relay) como se muestra en la Figura 2.4.

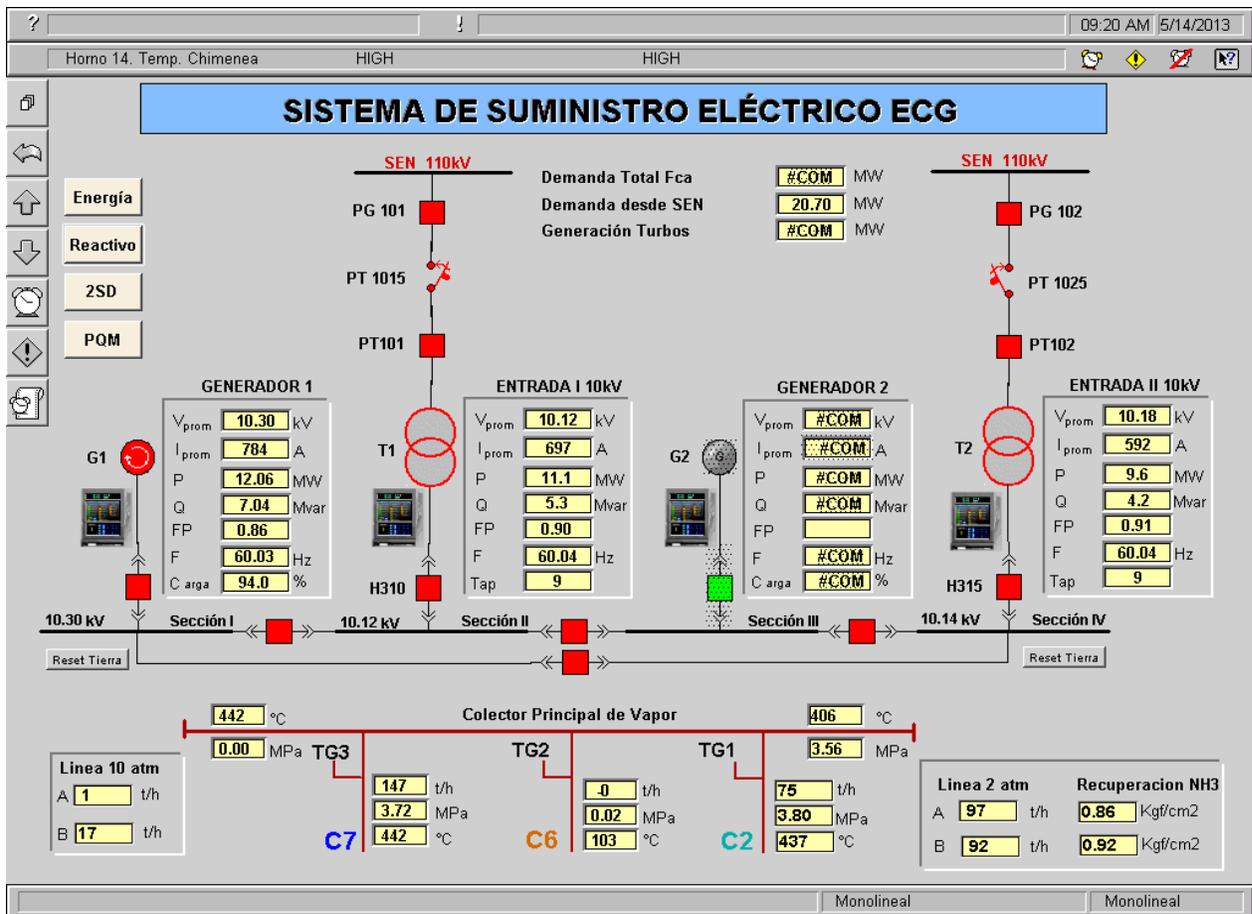




Figura 2.3 Tipos de relés de la familia de losSR.

La familia de SR de relés de protecciones representa una línea multifuncional de productos a microprocesador, proporcionando un sistema económico, de protección, mando, monitoreo y medición. Además de la tradicional medición de corriente y el voltaje, la familia de SR también ofrece varias entradas analógicas y digitales. Estas entradas proporcionan una vital información como vibración del equipo, presión, temperatura, y estado del interruptor. También tiene relés adicionales de salida, disponibles para la flexibilidad de crear esquemas de protecciones personalizados.



Figura 2.4 Tipos de relés de la familia de losUR.

La familia de los Relés Universal de protección (UR) se construye en una plataforma modular común. Todos los productos de UR ofrecen altas funciones de protecciones, I/O flexibles, integración de monitoreo y medición, altas velocidades en las comunicación, programación extensa y capacidad de configuración. La serie UR tiene muchas ventajas ya que posee múltiples opciones de entrada y salida, lógica programable (Flex Lógic), su construcción es modular, con módulos Plug and Play, HMI para monitoreo y control, secuencias de eventos, oscilografía, y módulos de diagnósticos de los VT y CT.



Figura 2.5 Ejemplos de Relés Multifunción (MULTILIN).

- 1- Relé UR (Utilizado en el DDP como protección diferencial de barras).
- 2- Relé F650 (Utilizado en el DDP como protección de líneas).
- 3- Relé SR-750 (Utilizado en DDP como protección de la entrada de la fábrica)

2.2 Actualización del diagrama Monolineal.

Para la actualización del diagrama monolineal del sistema de media tensión de la empresa, hubo que realizar un levantamiento de las cargas instaladas, efectuando recorridos por cada subestación tomando los parámetros nominales de cada equipo eléctrico, asumiéndose como dato la tensión de línea, corriente de línea, potencia activa y factor de potencia. También se tomaron las distancias entre las cargas y sus alimentadores, así como la sección de los conductores. Luego se procedió a la confección del diagrama monolineal con ayuda del programa Easy Power.

2.3 Análisis del cableado de alto voltaje de la empresa.

Los consumidores industriales de producción y servicio para el cumplimiento de sus funciones deben ser abastecidos con la energía eléctrica necesaria. Los conductores utilizados para transmisión de la energía en esta parte de media tensión de la empresa Ernesto Che Guevara son conductores trefilares de aluminio (secos), de la compañía General Cable de 6/10kV (españoles) y cables trefilares del tipo AAB-T (aceite) que están siendo sustituidos por los secos, con la misma sección.



Los conductores trifilares de aluminio (trenzado) de 6/10kV (Secos) poseen buenas cualidades en cuanto a la no propagación del fuego y la no contaminación del medio ambiente. El nivel máximo de tensión para el que fueron fabricados es menor de 10.5 kV que es la tensión nominal de gran parte del sistema de suministro, lo que provoca la ocurrencia ocasional de averías.

El aislamiento de los conductores trifilares del tipo AAB-T está hecho con papel especial impregnado en aceite y luego en una capa aislante de una goma plástica. El grosor del aislamiento y la capa aislada depende de la tensión. La cubierta hermética está hecha de aluminio y de policloruro de vinilo, la cual protege al cable de la acción del medio ambiente (humedad, polvo, vibraciones, etc.) y daños mecánicos leves.

Estos conductores llevan en explotación un promedio de 25 años siendo este tiempo mayor que el que otorga el fabricante para la explotación segura de estos medios en el proceso de explotación, en el aislamiento de los cables surgen procesos lentos que cambian su estructura. En este caso tiene lugar la reducción de la rigidez eléctrica, mecánica y la destrucción del aislamiento, es decir su “envejecimiento”. El envejecimiento del aislamiento depende directamente de la calidad de los materiales aislantes, la perfección de la estructura del aislamiento y de la tecnología de su fabricación. En condiciones normales, el aislamiento puede servir bien en el transcurso de un tiempo prolongado, este tiempo está reglamentado que sea el que el fabricante especifica, si se violara esto, se estaría atentando en contra del sistema eléctrico de la empresa, pudiendo traer esto como consecuencia afectaciones graves a la producción. Al mismo tiempo el proceso de envejecimiento del aislamiento se acelera substancialmente cuando influyen de forma negativa en los agentes externos, tales como:



➤ Humedad: Este agente ha causado numerosas averías en los cables que alimentan la mina, debido a que este en una gran parte estuvo bajo agua, lo cual provocó su deterioro y por ende se produjeron las averías.

➤ Corrosión: Este agente ha causado grandes deterioros en la bandeja que soportan los cables, en algunos tramos en cableado no tiene ni siquiera bandeja que los sostengan, por lo que están sometido a esfuerzos mecánicos para los que no fueron calculados.

➤ Altas temperaturas: Provocada por altas cargas eléctricas en equipos y cables, falsos contactos, cercanía de equipos tecnológicos calientes etc. Su efecto hace el aceite que contienen los cables, pierde viscosidad y se derrama por las copas y empalmes que de no detectarse a tiempo se cubre de polvo y otras impurezas que crean la posibilidad de fallos o cortocircuitos.

➤ Empalmes: Los empalmes son puntos esenciales de todo circuito eléctrico y sus requerimientos básicos estriban en su rigidez, tanto desde el punto de vista mecánico como eléctrico como eléctrico no deben ser inferior al del cable a que pertenecen. Deben emplearse para asegurar el buen contacto eléctrico y el aislamiento (si fuese necesario).

2.4 Programa informático para el cálculo de flujo de potencia.

En la actualidad para la determinación del flujo de cargas en sistemas industriales, uno de los software más difundido es el Easy Power desarrollado por, Inc. Copyright 1991-2006- Electrical Systems Análisis. USA. El paquete se ejecuta en ambiente de computadoras personales, posee una interacción amigable con el usuario e incluye el modelado, cálculo, despliegue gráfico y capacidad de reportes para el cálculo en regímenes estacionarios.



Easy Power es una herramienta informática para el cálculo de ingeniería en el análisis de redes de suministro eléctrico. En él se integran los cálculos de corto circuito, flujo de potencia a frecuencia fundamental y armónica, coordinación de los dispositivos de protecciones y posee una base de datos actualizada; utiliza la programación orientada a objeto y permite el manejo interactivo de gráficos, con librerías de ayuda para la conformación de los sistemas analizados. En la presente tesis éste programa será utilizado como una de las herramientas para la validación de los resultados relacionados con el cálculo de flujo de cargas y la modelación de los elementos del sistema. En la figura 2.6 se muestra la ventana de trabajo del software Easy Power.

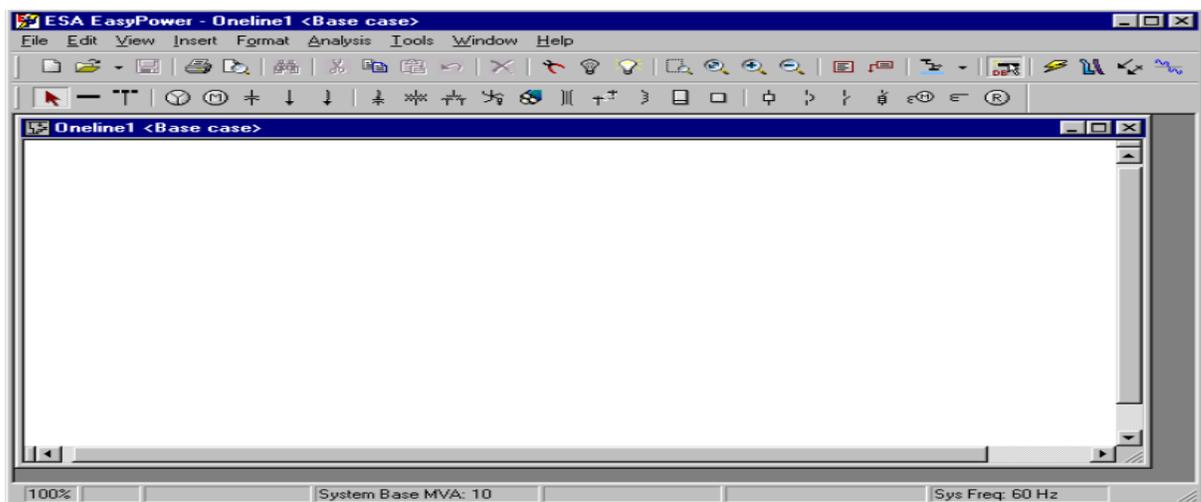


Figura 2.6 Ventana de trabajo del software Easy Power

2.5 Simulación del sistema de suministro de media tensión.

Para realizar la simulación fue necesario el montaje del esquema a simular con los datos actualizados de los consumidores y de los conductores. En la figura 2.7 se muestra como queda conformado actualmente el sistema de suministro de media



tensión de la Empresa ECG en Easy Power, para lograr que la simulación quede lo más real posible al sistema de suministro de media tensión de la empresa. El mismo se encuentra alimentado por dos transformadores de 40MW y por el turbogenerador 1, debido a que el turbogenerador 2 se encuentra en mantenimiento.

En la figura 2.8 se muestra como queda conformado el esquema del nodo principal de la empresa en la ventana del software de trabajo, véase como en la misma los reactores de enlace están o no cortocircuitados, la conexión de los generadores y los transformadores. El simulador brinda la posibilidad de ofrecer un sumario o resumen detallado, donde se encuentran los principales parámetros eléctricos del sistema.

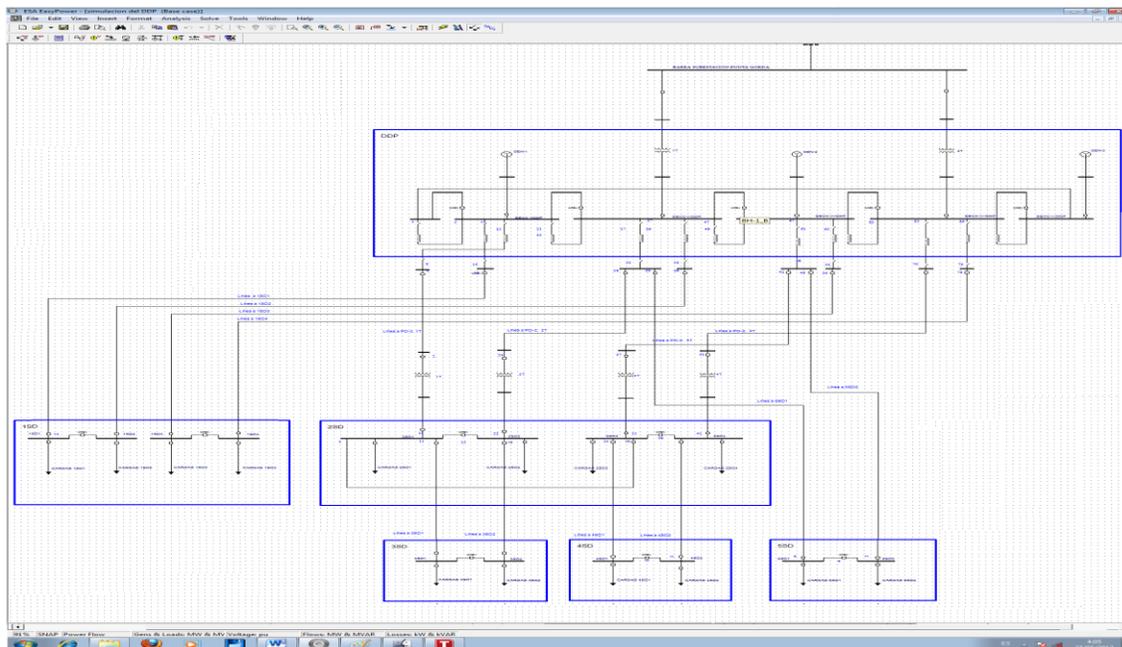


Figura 2.7 simulación del sistema de media tensión de la empresa.

Después de realizar la corrida del flujo de potencia se muestran los reportes obtenidos de la simulación:



En la figura 2.8 se muestra el comportamiento del nodo principal, véase que el mismo se encuentra funcionando con un solo generador de 12MW y los dos transformadores de 40MVA. Los resúmenes de los reportes del generador, el sistema y sobrecargas de los transformadores se muestran en las tablas 1, 2 y 3 respectivamente.

Siendo así el caso el sistema se comportaría de la siguiente manera. El generador 1(G1) se encontrará generando 12.060 MW de potencia activa y 7.040 MVAR de potencia reactiva, con un factor de potencia de 0.864, el transformador 1T entregará al sistema de suministro 11.073 MW y 4.014 MVAR, el transformador 2T entregará 9.983 MW y 3.838 MVAR al sistema de suministro como se muestra en la figura 2.8. Obsérvese que los niveles de de las pérdidas en el sistema simulado son de 0.115 MW de potencia activa y 1.173 MVAR de potencia reactiva, los niveles de carga de los transformadores uno (1T) y dos (2T) son de 20.3 % y de 17.8 % respectivamente.

Tabla 1 Resumen del reporte de la generación en las condicione reales

Generator		Solution							
Name	Type	MW	MVAR	MVA	Pf	Vpu	Deg	Eq'pu	Deg
GEN-1	PQG	12.060	7.040	13.964	0.864	1.001	-1.44	1.126	7.69
UTIL-1	Sw	21.099	8.371	22.699	0.930	1.000	0.00	1.011	1.45

Tabla 2 Resumen del reporte del sistema en las condiciones reales

Total	MW	MVAR	MVA	PF
Generation in System	33.159	15.411	36.565	0.907
Load in System	33.004	14.238	35.944	0.918
Shunt Load in System	0.000	0.000		
Losses in System	0.155	1.173		



Check of Balance	-0.000	-0.000	
------------------	--------	--------	--

Tabla 3 Reporte de las sobrecargas de los transformadores en las condiciones reales

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load MVA	Rated MVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
1T	Entrada 1	II	12.117	59.733	20.3%	-79.7%	
2T	Entrada2	IV	10.661	59.733	17.8%	-82.2%	

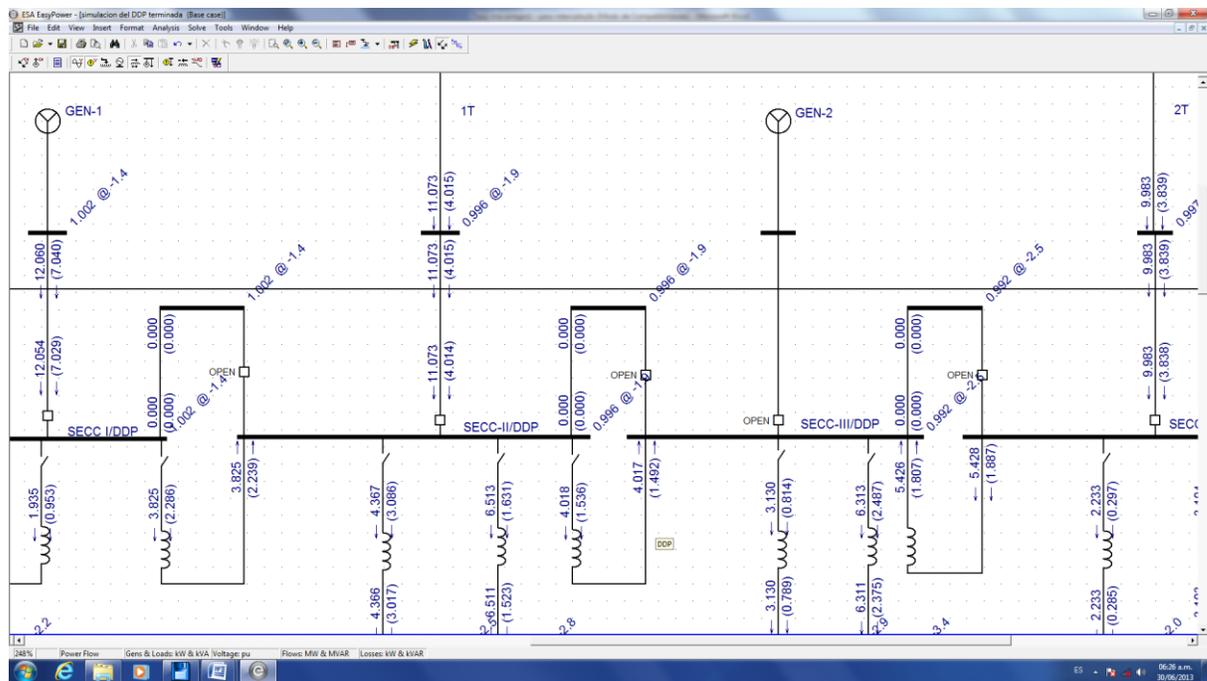


Figura 2.8 Comportamiento del DDP actualmente.

Al comparar los resultados de la simulación en el Easy Power con los valores tomados del sistema SCADA montado en CITECT versión 5.42 para la supervisión de



las variables eléctricas y de procesos de los transformadores de entrada (**1T** y **2T**), y de los turbogeneradores (**G1** y **G2**) que se muestran en las figuras 1, 2, 3 y 4 del anexo [4], se puede apreciar que los valores obtenidos se asemejan bastante a los reales.

2.6 Técnica y equipos.

Para la realización de la investigación era necesario tener una referencia de los problemas existentes en el sistema de suministro, por lo que se realizó la monitorización del comportamiento de las cargas, para ello se empleó el analizador de redes “Portable Power Quality Meter” (de Multilin), conocido por sus siglas como (PPQM) el cual se puede observar en la figura 2.9.

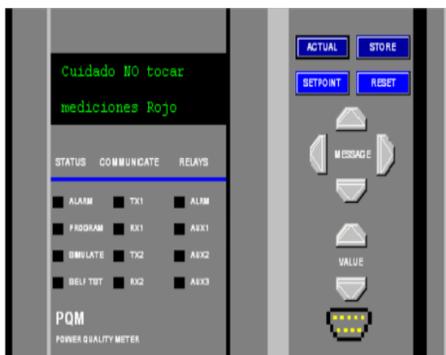


Figura 2.9 Analizador de redes Portable Power Quality Meter (PPQM).

Descripción:

El PQM es la elección ideal si se necesita monitorear de forma continua un sistema trifásico. El equipo ofrece medida de intensidad, tensión, potencia activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia. Sus ajustes programables y sus cuatro salidas con Bgurables permiten añadir funciones de control para aplicaciones específicas. Estas pueden incluir alarmas de sobre intensidad, mínima intensidad y máx/min tensión.



El PQM puede utilizarse como dispositivo de recogida de datos para un sistema de automatización de planta que integre requisitos de proceso, instrumentación y eléctricos. Todos los valores medidos son accesibles a través de los dos puertos de comunicación RS-485 en protocolo Mod Bus. El puerto frontal RS-232 puede conectarse a una PC para ofrecer acceso instantáneo a la información. La opción de análisis de energía incluida en el PQM permite mostrar cualquier intensidad o tensión de fase y calcular el contenido de armónicos. Conociendo la distribución de los armónicos, se pueden tomar medidas que eviten el sobrecalentamiento de transformadores, motores, condensadores, cables de neutro y los disparos del interruptor. Además, es posible determinar la redistribución de la carga del sistema.

Serie: PQM-100 (Medidor de la Calidad de la Energía Portátil).

Display de LCD.

Teclado de membrana, tiene cuatro teclas para control y programación.

Alimentación: 110 a 230V de CA.

Tensión de tolerancia: - 15% a 10%.

Frecuencia de trabajo: 50 a 60HZ.

Corriente de directa: 24 a 110V.

Consumo: 3 a 6VA.

Clase de precisión: Tensión: 0,5% de la lectura.

Corriente: 0,5% de la lectura.

2.7 Evaluación de confiabilidad en la red de media tensión en la ECG.

El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, sea esta de distribución, transmisión o industrial es determinar índices que reflejen la calidad de servicio. Los principales problemas de calidad de la red eléctrica de la ECG son los siguientes:

- a) Interrupción del suministro de energía eléctrica



- b) Interrupción transitoria del suministro de energía eléctrica.
- c) Transitorios.
- d) Mala regulación de voltaje.
- e) Distorsión armónica.
- f) Elevación de los voltajes de neutro y tierra.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Para el caso del registro de eventos en la ECG existe ausencia de trabajo preventivo pues no se realizan las pruebas a los cables de media tensión con la sistematicidad que los mismos requieren, lo que implica a su vez la inexistencia de estudios de confiabilidad.

2.8 Conclusiones del capítulo

- Con la simulación del DDP en el software Easy Power para las condiciones actuales, se observó que los niveles de pérdidas por transformación son considerables, debido a que se encuentran subcargados oscilando de un 15% a un 20% de su carga nominal.
- Al comparar los resultados obtenidos por la simulación con los datos mostrados en el CITEC se observó que para el G1, los valores de P y Q reales son 12.26MW y 7.48MVA_r (Figura 1 del anexo 4) y en el simulador fueron 12.054 MW y 7.029 MVA_r (tabla 1).



- Las pérdidas totales en el sistema según la simulación en Easy Power son de 0.155 MW de potencia activa y 1.173 MVar de potencia reactiva. Siendo las pérdidas de energía anuales 1218.3 MWh con un costo de 2680.2 MWh/año.



Capítulo III



CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Introducción

En este capítulo se realiza la simulación de varios escenarios en el software Easy Power para observar el comportamiento del flujo de potencia en diferentes condiciones de operación y analizar los resultados obtenidos del sistema de suministro de media tensión de la Empresa Ernesto Che Guevara.

3.1 Nuevos escenarios en los que la Empresa ECG puede operar con su Generación propia

Por la configuración de su sistema de suministro de media tensión, después de que entre en funcionamiento el turbogenerador de 25MW, podrá trabajar de diferentes maneras:

1. Con el generador nuevo G3 de 25MW, G2 de 12MW (suponiendo que G1 de 12MW se encuentre en mantenimiento o avería) y las dos entradas 1T y 2T provenientes del SEN.

Siendo así el caso el sistema se comportaría de la siguiente manera. El generador 1 se encontrará generando 12.36 MW de potencia activa y 6.62 MVAR de potencia reactiva, con un factor de potencia de 0.882, el generador 3 aportará 25 MW y 10 MVAR, con un factor de potencia de 0.928, el transformador 1T entregará al SEN 1.754 MW y 0.469 MVAR, el transformador 2T entregará 2.469MW y 0.874MVAR al SEN como se muestra en la figura 3.1 Obsérvese que los niveles de de las perdidas en el sistema simulado son de 0.135 MW de potencia activa y 0.788 MVAR de potencia reactiva, debido a que a los niveles de carga de los transformadores uno (1T) y dos (2T) son de 3 % y 4.4 % respectivamente.



Tabla 4 Resumen del reporte de la generación del escenario uno

Generator		Solution							
Name	Type	MW	MVAR	MVA	Pf	Vpu	Deg	Eq'pu	Deg
GEN-2	PQG	12.36	6.62	14.021	0.882	1.005	0.62	1.124	9.97
GEN-3	PQG	25	10	26.926	0.928	1.01	1.91	1.083	9.69
UTIL-1	Sw	-4.221	-1.596	4.513	-0.935	1	0	0.998	-0.29

Tabla 5 Resumen del reporte del sistema en el escenario uno

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load MVA	Rated MVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
1T	Entrada 1	Sección IV	1.813	59.733	3.00%	-97.00%	
2T	Entrada 2	Sección II	2.612	59.733	4.40%	-95.60%	

Tabla 6 Reporte de las sobrecargas de los transformadores en el escenario uno

Total	MW	MVAR	MVA	PF
Generation in System	33.139	15.024	36.385	0.911
Load in System	33.004	14.238	35.944	0.918
Shunt Load in System	0	0		
Losses in System	0.135	0.788		
Check of Balance	-0.000	-0.000		

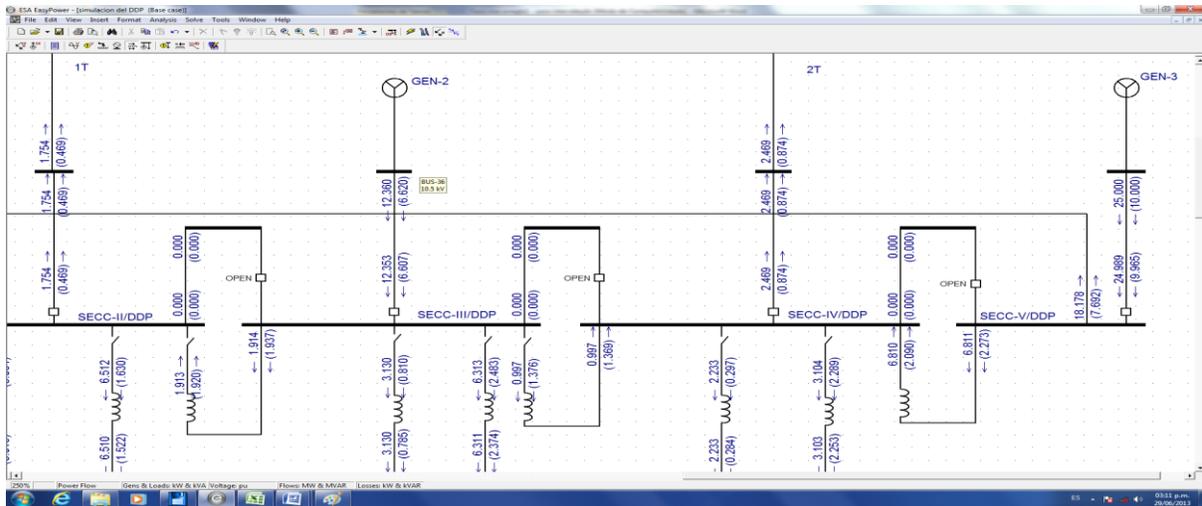


Figura 3.1 Comportamiento de P (MW) y Q (MVar) en el G2, en 1T y en 2T

- 4 Con el generador G3 de 25MW (suponiendo que los generadores G1 y G2 se encuentren en mantenimiento o avería) y las dos entradas 1T y 2T provenientes del SEN.

En este sistema se comporta de la siguiente manera. El generador 3(G3) se encontrará generando hacia la red 25 MW de potencia activa y 10 MVar de potencia reactiva, con un factor de potencia de 0.928, el transformador 1T entregará a la red 3.295 MW y 2.459 MVar, y el transformador 2T entregará 4.835 MW y 2.818 MVar al SEN como se muestran en la figura 3.2. Obsérvese que los niveles de de las pérdidas en el sistema simulado son de 4.144 MW de potencia activa y 5.648 MVar de potencia reactiva, los niveles de carga de los transformadores uno (1T) y dos (2T) son de 6.90 % y 9.50 % respectivamente.

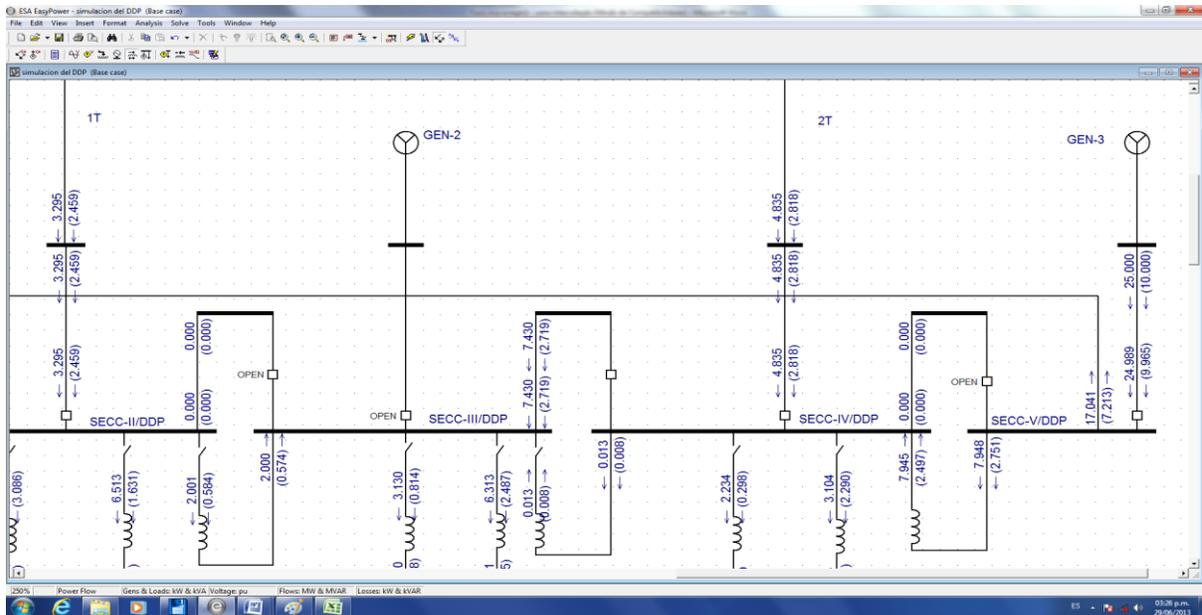


Figura 3.2 Comportamiento P (MW) y Q (MVar) en el G3, en 1T y 2T

Tabla 5 Resumen del reporte de la generación en el escenario dos

Generator		Solution							
Name	Type	MW	MVAR	MVA	Pf	Vpu	Deg	Eq'pu	Deg
GEN-3	PQG	25	10	26.926	0.928	1.005	0.89	1.079	8.73
UTIL-1	Sw	8.139	5.144	9.628	0.845	1	0	1.006	0.56

Tabla 8 Resumen del reporte del sistema en el escenario dos

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load MVA	Rated MVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
1T	Entrada 1	Sección IV	4.144	59.733	6.90%	-93.10%	
2T	Entrada 2	Sección II	5.648	59.733	9.50%	-90.50%	



Tabla 9 Resumen de las sobrecargas de los transformadores en el escenario dos

Total	MW	MVAR	MVA	PF
Generation in System	33.139	15.144	36.435	0.91
Load in System	33.004	14.238	35.944	0.918
Shunt Load in System	0	0		
Losses in System	0.135	0.906		
Check of Balance	0.000	0.000		

3.2 Cálculo de las pérdidas de los transformadores y valoración económica

Después de haber determinado las pérdidas para las condiciones iniciales o reales y los diferentes escenarios en los que la empresa puede operar, con la entrada en funcionamiento de nuevo turbogenerador, se logra apreciar que los niveles de pérdidas son considerables. Esto se debe a que los transformadores se encuentran subcargados, oscilando de un 5 a un 20 % en todos los escenarios.

En el escenario uno, a pesar de las pérdidas en los transformadores, se logra que se entreguen al SEN 1.754 MW y 0.469 MVAR por el transformador 1T, 2.469 MW y 0.874 MVAR por el transformador 2T. Esto es el equivalente de 36993.4 MWh/año, que representa 81385.57 CUC.

Tabla 10 Cálculo de las pérdidas de energía y su valor en CUC

		Condición inicial(real)	Primer escenario	Segundo escenario
1T	ΔE	1982.50	7079.79	5861.08
	CUC	4361.60	15575.50	12850.00
2T	ΔE	4019.47	6301.30	5437.80
	CUC	8841.80	13862.86	11963.16



3.3 Impacto de los turbogeneradores al medio ambiente

La protección del medio ambiente es uno de los problemas científico - técnicos más complejos que enfrenta la humanidad actualmente. El desarrollo vertiginoso de la industria en los últimos años ha llevado a niveles sin precedentes la contaminación de la atmósfera y las aguas con sustancias nocivas al hombre, los animales y las plantas.

Nuestro país, desde el triunfo de la revolución se ha desarrollado notablemente en la industria, por lo que no está exento de esta problemática, aunque la contaminación ambiental no alcanza aún los niveles de los países altamente industrializados.

A nivel mundial los generadores de vapor consumen más de la tercera parte de la cantidad total del combustible extraído, por lo que ejercen gran influencia sobre el medio ambiente. Lo anterior está condicionado por los siguientes factores:

- La emisión a la atmósfera de una gran cantidad de gases y partículas producto de la combustión, causantes de afecciones respiratorias en la población que vive en las áreas afectadas y daños al ecosistema.
- La contaminación física, química y térmica de las aguas superficiales y subterráneas, de los ríos, mares y lagos, por lo que trae consigo efectos secundarios sobre los ecosistemas acuáticos y sobre el hombre.
- La evacuación de aguas contaminadas con petróleo y otras sustancias químicas.
- Contaminación del suelo trayendo consigo el deterioro de sus propiedades, destruyendo la vegetación y limitando sus posibles usos agrícolas y forestales.

Durante la combustión del petróleo en los hornos de los generadores de vapor expulsan a la atmósfera los gases producto de la combustión, los cuales están compuestos por agua, dióxido de carbono, monóxido de carbono, dióxido de azufre, cenizas, etc. Obsérvese la figura 3.1.

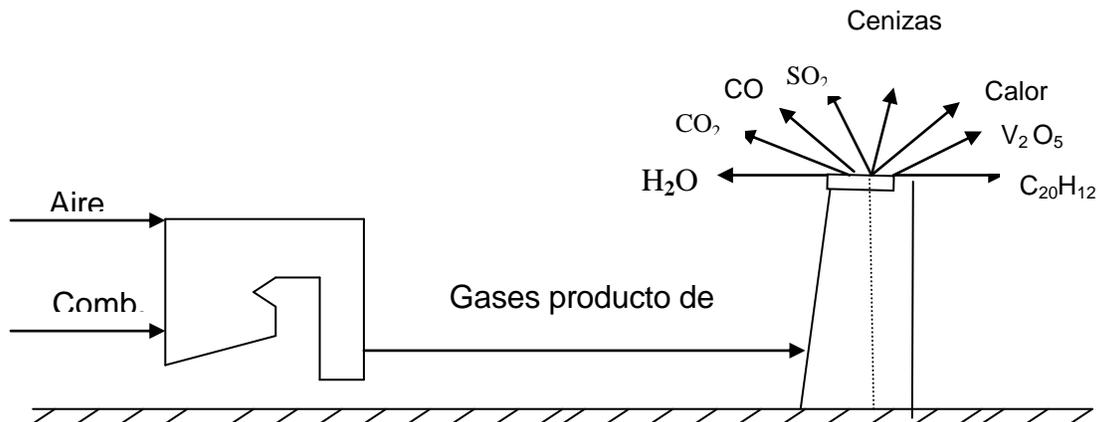


Figura 3.1 Esquema de la instalación de un generador de vapor con el medio ambiente.

1. Óxidos de Azufre: SO_2 y SO_3 .
2. Óxidos de Nitrógeno: NO y NO_2
3. Partículas de Ceniza.
4. Pentóxido de Vanadio: V_2O_5 .
5. Productos de incombustión mecánica y química
 - a) Monóxido de Carbono: CO
 - b) Benzopireno: $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$.
 - c) Hidrocarburos del tipo CH_4 y C_2H_4 .

También están presentes en los gases producto de la combustión, los sedimentos de las superficies de calentamiento desprendidos durante su limpieza. La mayor parte de estos compuestos poseen un alto grado de toxicidad y ejercen una influencia nociva sobre el hombre y la naturaleza. La disminución de la emisión de óxidos de nitrógeno se puede lograr por medio de la desulfuración del combustible. Una disminución considerable de la emisión de óxidos de nitrógeno y algunas sustancias cancerígenas es posible con la organización correcta del proceso de combustión en los hornos de los generadores de vapor. Las sustancias contaminantes ejercen una gran influencia sobre el hombre y la naturaleza.



A la atmósfera llegan sustancias contaminantes procedentes de los turbogeneradores y otras industrias, así como procedentes del transporte automotor y otras fuentes de contaminación creadas por la acción del hombre.

Se ha podido comprobar que la contaminación ocasionada por las emisiones gaseosas y de metales pesados en suspensión, son el resultado de la combustión de hidrocarburos tanto de las plantas de generación eléctrica, industrias, sí como de los automóviles y hogares. Todo esto constituye una de las causas principales de las enfermedades de las vías respiratorias, la piel y diversos tipos de cáncer. De las sustancias contenidas en los gases producto de la combustión sólo son inofensivos para el hombre los vapores de agua, el dióxido de carbono, el oxígeno y el nitrógeno. Los otros compuestos, en mayor o menor grado, son nocivos.

Investigaciones realizadas confirman el hecho de que el SO_2 en la atmósfera se oxida hasta SO_3 el cual a su vez reacciona con la humedad del aire, y se obtiene como resultado ácido sulfúrico (H_2SO_4). Este proceso se acelera visiblemente en presencia de radiación solar y de partículas de polvo muy pequeñas, que constituyen catalizadores de esta reacción.

De acuerdo a la influencia de las sustancias contaminantes sobre el organismo humano, las mismas pueden clasificarse de la siguiente forma:

- 1-Sustancias de alta peligrosidad:** Pentóxido de Vanadio; V_2O_5 y Benzopireno; $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$.
- 2-Sustancias de mediana peligrosidad:** Dióxido de Nitrógeno; NO_2 y Dióxido de Azufre, SO_2 .
- 3-Sustancias de baja peligrosidad:** Monóxido de Nitrógeno; NO y Trióxido de Azufre; SO_3 .



A continuación se exponen los efectos nocivos que provocan algunas sustancias contaminantes; las principales fuentes donde se originan (tabla 3.8).

Dióxidos de Azufre

Su acción tóxica sobre las plantas consiste en la alteración de la fotosíntesis debido a la destrucción de la clorofila, lo que conduce a la caída de las hojas. Las plantas que cambian las hojas anualmente sufren la acción del SO_2 en menor escala. Un aumento de la concentración de SO_2 en el aire atmosférico está acompañado por el incremento de los índices de mortalidad y por el empeoramiento del estado de los enfermos que padecen enfermedades respiratorias.

La naturaleza tóxica del SO_2 implica que su emisión represente un impacto directo sobre la calidad del aire. Este representa un impacto continuo y de duración igual a la vida útil de las CTE. Su deposición sobre el suelo o su absorción por los animales y por el hombre, puede generar efectos a largo plazo, incluso irreversibles para la salud humana. La emisión de dióxido de azufre da origen a la formación de las llamadas “lluvias ácidas”, que afectan a la biosfera por los daños que producen en los bosques, ríos, lagos y terrenos cultivables.

Las lluvias ácidas tienen un notable efecto exfoliante y son la causa de la desaparición de extensas zonas boscosas, sobre todo en el hemisferio norte. Además, tienen como agravante que la acidez de los suelos es acumulativa y prácticamente no se elimina, haciéndolos inservibles para procesos de reforestación.

El impacto que esto produce sobre la biosfera en general es incalculable. Las emisiones de dióxido de azufre y la subsiguiente formación de ácido sulfúrico son también responsables del ataque sufrido por las calizas y el mármol a grandes distancias. También se ha podido apreciar su efecto corrosivo sobre materiales de



construcción, edificios, equipos industriales, monumentos y joyas arquitectónicas de la antigüedad, lo que representa una pérdida económica considerable.

Óxidos de Nitrógeno

Por su parte, los principales óxidos de nitrógeno que pueden formarse durante la combustión son: el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), los cuales comúnmente se simbolizan de forma genérica como NO_x.

Existen una serie de reacciones que pueden llevar a la oxidación del NO, transformándolo en NO₂, las cuales dependen de la temperatura y de la presencia de otros contaminantes. De los óxidos de nitrógeno, solo el NO₂ representa peligros para el medio ambiente, dada su naturaleza tóxica.

En las zonas contaminadas con NO₂ se incrementa la incidencia de las enfermedades respiratorias y además, el NO₂ en concentraciones de 4 a 6 mg/ m³ ocasiona serios daños en las plantas. Los óxidos de nitrógeno al absorber la radiación solar, tanto en la parte ultravioleta como en la visible del espectro, disminuyen la transparencia de la atmósfera y condicionan la niebla fotoquímica o smog.

En lo que respecta a la emisión de partículas (cenizas, hollín y polvo), esta tiene su origen en las impurezas, partículas metálicas, sílice y carbono sin quemar, que son arrastradas por los gases producidos durante la combustión. La emisión de partículas se reduce mediante el paso de los gases a través de filtros, antes de su expulsión a la atmósfera. En nuestro país estos filtros aún no se emplean en las CTE.

El mayor impacto directo de las cenizas expulsadas por las CTE es la presencia de polvo en las áreas de influencia. Su efecto indirecto más importante es la catalización del SO₂, transformándolo en ácido sulfúrico (H₂SO₄).



Todo lo anteriormente expresado permite afirmar que en el mundo actual la interacción humanidad - medio ambiente tiene un carácter global y es de intensidad creciente. El medio ambiente afectado, directa o indirectamente por la acción humana, comprende la totalidad de la atmósfera y de la hidrosfera, e incluso partes cada vez más profundas de la litosfera y engloba, por lo tanto, la biosfera en su conjunto.

De todas las formas de actividad humana, quizás la más contaminante y degradante del medio ambiente es la relativa al manejo de los recursos energéticos, es decir, su extracción, conversión, transporte y consumo. Más del 80 % del dióxido de azufre, del 50 % de los óxidos de nitrógeno, y del 30 al 40 % de las partículas en suspensión emitidos a la atmósfera, proceden de las Centrales Eléctricas que queman combustibles fósiles, las calderas industriales y los sistemas de calefacción. Estos contaminantes son transportados por el viento y las nubes, produciendo sus efectos adversos en áreas muy distantes del lugar de la emisión en forma de depósito o de lluvias ácidas.

3.4 Impactos negativos de los turbogeneradores sobre el medioambiente.

En el Artículo 27 de la Constitución de la República de Cuba se establece que el Estado protege el medio ambiente y los recursos naturales del país, reconoce su estrecha vinculación con el desarrollo económico y social sostenible para hacer más racional la vida humana y asegurar la supervivencia, el bienestar y la seguridad de las generaciones actuales y futuras, estando su aplicación a cargo de los organismos correspondientes, así como que es un deber de todos los ciudadanos contribuir a la protección del agua, la atmósfera, la fauna y todo el rico potencial de la naturaleza.

El emplazamiento de la empresa Ernesto Che Guevara está ubicado en una zona despoblada, con vegetación abundante en sus alrededores, por lo que es de vital importancia preservar los recursos naturales tales como la flora, la fauna, el aire, el agua y la tierra que lo rodean.



En la figura 3.2 se muestra la interacción que existe entre los elementos que conforman los GE. Se puede observar que las materias primas que se utilizan para el funcionamiento de los GE, tienen su impacto directo sobre los ecosistemas acuáticos, las emisiones gaseosas producto de la combustión tienen su impacto sobre la calidad del aire, y los residuos sólidos que se desechan producen un impacto directo sobre el suelo.

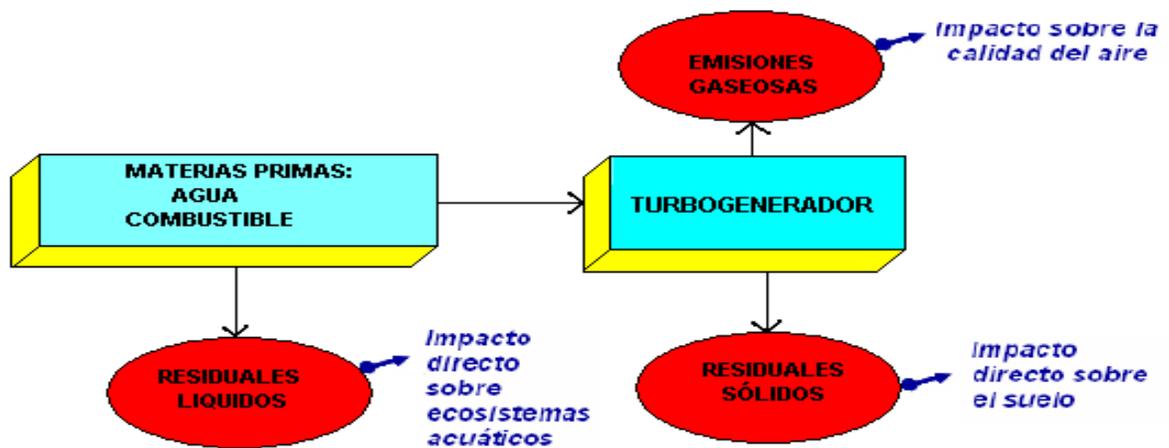


Figura 3.2 Impacto ambiental provocado por la operación de los Turbogeneradores

3.5 Impactos negativos de la Empresa Ernesto Che Guevara sobre el medioambiente.

El Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, vigente desde el 23 de agosto de 2001, en el Art. 19 estipula que todos los proyectos u obras de generación eléctrica de al menos 1 MW de capacidad, requieren del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Por otro lado el Art. 24 del mismo reglamento indica que para las fases avanzadas de los estudios se deberá presentar el Estudio de Impacto Ambiental Definitivo (EIAD). Como en este caso todos estos informes ya están hechos desde que la empresa fue construida, se va a concentrar solamente en algunos impactos negativos evidentes.



Existen impactos ambientales directos asociados con la extracción de minerales (por ejemplo, el polvo, la erosión y de los desechos). Estos efectos ejercen impactos directos en los suelos, la vegetación, la fauna y las tierras silvestres, la pesca, el clima y la población humana del área.

3.6 Conclusiones del capítulo.

- Con la utilización del software Easy Power se pudieron obtener los flujos de potencia para los diferentes escenarios en los que la empresa puede operar cuando se instale el nuevo turbogenerador de 25 MW.
- Con las simulaciones se pudo demostrar que en el escenario uno los transformadores 1T y 2T aportarán al SEN 1.754 MW, 2.469 MW de potencia activa y 0.469 MVAR, 0.874 MVAR de potencia reactiva respectivamente.
- Analizando los dos escenarios propuestos, independientemente de las pérdidas en el uno se tendría una ganancia de 7555.04 CUC anuales por conceptos de entrega de energía al SEN.



Conclusiones Generales.

- Los límites de operación de un generador sincrónico se obtienen a través del comportamiento de sus parámetros eléctricos y las pérdidas en el cobre en el transformador dependen del coeficiente de carga del transformador.
- Con la simulación del DDP en el software Easy Power para las condiciones actuales, se observó que los niveles de pérdidas por transformación son considerables, debido a que se encuentran subcargados oscilando de un 15% a un 20% de su carga nominal.
- Al comparar los resultados mostrados en el CITEC y los cálculos obtenidos en la simulación son comparables, lo que valida la modelación realizada en Easy Power.
- Las pérdidas totales en el sistema según la simulación en Easy Power son de 0.155 y 1.173 para la potencia activa y reactiva respectivamente. Siendo las pérdidas de energía anuales 1218.3 MWh con un costo de 2680.2 MWh/año.
- Con las simulaciones se pudo demostrar que en el escenario uno los transformadores 1T y 2T aportarán al SEN 1.754 MW, 2.469 MW de potencia activa y 0.469 MVAR, 0.874 MVAR de potencia reactiva respectivamente.
- Analizando los dos escenarios propuestos, independientemente de las pérdidas en el uno se tendría una ganancia de 7555.04 CUC anuales por conceptos de entrega de energía al SEN.



Recomendaciones.

- Los resultados obtenidos pueden ser utilizados como premisa de la toma de decisiones en futura puesta en marcha del nuevo turbogenerador de 25 MW de la Empresa Ernesto Che Guevara.
- Realizar este mismo análisis en el software MATLAB para la validación de los resultados.



Bibliografía:

1. Anderson & Fouad. *Power System Control and Stability*, edit. John Wiley & Sons, (2003).
2. Calderón Guizar J.C. *Estudio de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos Industriales con Generación Propia Interconectados con el Sistema de Transmisión*. Artículo (2010).
3. Campo A, J; Gómez D, R; Santos M, L. *La Eficiencia Energética en la Gestión Empresarial*. Edit. Universidad de Cienfuegos. (1999).
4. CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. Forth Edition. (2004).
5. De Quesada, Martínez. A. *Optimización de Reactivo en Circuitos Eléctricos Industriales*. Revista Ingeniería Electroenergética. No 3, (1988).
6. Eguíluz. L,I; Lavandero J, C; Mañana, M; Sánchez, P. *Eficiencia Energética y Calidad del Suministro Eléctrico*. (1998)
7. García, Barreto, J. *Potencia Reactiva en los Sistemas Electroenergéticos*. Editorial Ciencias Técnicas. (1988)
8. González, F, J. *La Gestión de la Energía*. (2001)
9. González, Palau. I. *Estudio de los Portadores Energéticos de la Planta de Hornos de Reducción*. Tesis Maestría. ISMM, (1999)
10. GRIGSBY, Leonard L. ("Leo"). *Power System Stability and Control*.
11. Hernández, Ramírez, Gabriel. *Eficiencia en los Suministros Eléctricos Industriales de Baja Tensión*. Tesis maestría. ISMM. (2000)
12. Ivanov; Smolensky. *Máquinas Eléctricas*. Pueblo y Educación. Tomo II.
13. Kostenko, M. y Piotrovsky, L. *Máquinas Eléctricas*. Ciudad de la Habana: Editorial Pueblo y Educación, (1982).
14. Kundur, P. *Power System Stability and Control*, edit. Mc.Graw-Hill (1994)
15. Mazorra, Soto, J. *Metodología para la Minimización Técnico Económica de las Pérdidas de energía en los Sistemas Eléctricos Industriales*. Revista Energía. No 1, (1986)



16. Marrero, Ramírez, Secundino. *Gestión Energética en el Sector industrial y de los Servicios.* (2000)

17. Palma Loforte, F.: *Estudio de la Carga Actual en los Motores Asíncronos e incidencias sobre el Reactivo en la Planta Termoeléctrica de la Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara.* Trabajo de Diploma. ISMM. (1996)

18. T.Eirola, G.A. Leonov y F.F Rodyukov. *Technische Mechanic*, Band 16, Heft 3, (1996)

19. Venikof V. *Proceso Transitorio Electromecánico en los Sistemas Eléctricos de Potencia /* V Venikov – Nocow: Mir, (1988) – 602p.



Anexos

Tabla 2.1 Mediciones promedio en las entradas de los transformadores.

Horas	Transformador 1T					Transformador 2T				
	P (MW)	Q (MVar)	F.P	U(kV)	I(A)	P (MW)	Q (MVar)	F.P	U(kV)	I(A)
6:00 A.M	7	2.75	0.93	10.14	425.25	6.5	2.38	0.94	10.16	388.75
7:00 A.M	6.69	2.19	0.95	10.08	419.92	6.25	2	0.95	10.1	385.19
8:00 A.M	7.25	2.75	0.94	10.2	410.88	6.75	2.56	0.94	10.2	407.88
9:00 A.M	6.69	2.38	0.94	10.2	397.56	6.5	2.38	0.94	10.22	385.48
10:00 A.M	5.69	2.25	0.93	10.21	356.93	5.5	2.19	0.93	10.2	340.71
11:00 A.M	5	1.56	0.95	10.22	296.19	4.69	1.38	0.96	10.23	276.5
12:00 M	5	2.25	0.91	10.3	292.98	5	2.25	0.91	10.3	311.25
1:00 P.M	5.56	1.56	0.96	10.25	313.34	5.5	1.69	0.95	10.26	317.75
2:00 P.M	5.38	1.56	0.96	10.22	325.89	5.38	1.69	0.95	10.22	321.19
3:00 P.M	5.5	1.56	0.96	10.19	320.44	5.5	1.69	0.95	10.19	327.19
4:00 P.M	5.75	2.06	0.94	10.16	350.8	5.75	2	0.94	10.15	345.56
5:00 P.M	5.25	1.88	0.94	10.13	334.79	5.19	1.75	0.94	10.15	326.59
6:00 P.M	6.25	2.06	0.94	10.2	370.1	6	2.06	0.95	10.2	362.59
7:00 P.M	5.5	1.88	0.95	10.23	329.5	5.38	1.88	0.94	10.23	336.48
8:00 P.M	5.19	2.25	0.92	10.11	325.16	5	2.06	0.92	10.13	304.6
9:00 P.M	5.75	2.5	0.92	10.16	364.71	5.75	2.5	0.92	10.16	356.76
10:00 P.M	6	2.06	0.94	10.2	349.61	5.87	2	0.95	10.2	354.89
11:00 P.M	6.19	2.38	0.94	10.14	384.99	6.06	2.38	0.93	10.15	364.13
12:00 M	5.88	2.25	0.93	10.31	343.12	5.69	2.25	0.93	10.32	345
1:00 A.M	6.25	2.69	0.92	10.2	386.38	6.06	2.75	0.91	10.21	382.59
2:00 A.M	6.38	2.06	0.95	10.03	389.26	6.19	2.06	0.95	10.06	379.62
3:00 A.M	5.56	2.06	0.94	10.12	345.27	5.38	2	0.94	10.12	327.18
4:00 A.M	5.69	2.5	0.92	10.14	346.88	5.56	2.5	0.92	10.16	344.98



Horas	Transformador 1T					Transformador 2T				
	P (MW)	Q (MVar)	F.P	U(kV)	I(A)	P (MW)	Q (MVar)	F.P	U(kV)	I(A)
5:00 A.M	6.19	2.38	0.94	10.14	375.93	6.06	2.38	0.93	10.14	363.86



En la tabla 2.1 se muestra las mediciones promedio por hora de los transformadores 1T y 2T donde se observa la variabilidad de los diferentes parámetros como potencia activa(P) y potencia reactiva(Q), factor de potencia(F.P), tensión(U) y corriente(I)

Tabla 2: Datos actualizados de los conductores.

DDP					
Arm.	Consumidor	S(mm ²)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Primera sección					
2	TP-7 TP-20	3x70 3x70	1 1	1100 450	Aceite
4	TP-6-1T TP-8-1T	3x95 3x95	2 1	950 200	Seco
6	2RP-1-1T	3x185	2	600	Aceite
7	Transf. 41T	3x50	1	100	Seco
16	1RP-1	3x185	3	650	Aceite
17	Transf. 21T	3x120	1	30	Seco
18	Trans de tensión 1180	3x185	2	650	Aceite
19	Generador1	1x400	6	110	Aceite Unifilares
Segunda sección					
24	TP-14-1T TP-12-1T	3x150 3x70	1 1	500 120	Aceite
26	5RP-1	3x185	3	1000	2Aceite 1Seco
27	Trans-1T	3x150	4	50	Barra



28	2RP-2-2T	3x185	2	600	Seco
33	Transf. 20T	3x120	1	30	Seco
38	1RP-2	3x185	3	650	Aceite
40	Trans de tensión 2400	3x185	2	650	Aceite
43	Trans 40T	3x50	1	100	Aceite
45	Transf. 80T	3x50	1	100	Seco

Tabla 2: Continuación.

DDP					
Arm.	Consumidor	S(mm ²)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Tercera sección					
42	2RP-3	3x185	2	500	Seco
44	TP-6-2T TP-8-2T	3x95 3x95	2 1	950 200	Seco
46	5RP-2	3x185	3	1000	Aceite
53	Trans. 81 T	3x50	1	100	Seco
55	Trans 42T	3x95	1	100	Seco
56	1RP-3	3x185	5	650	1Aceite 4Seco
57	Trans 22T	3x120	1	30	Seco
67	Generador 2	1x400	6	130	Aceite Unifilares
Cuarta sección					
64	CIL	3x50	1	800	Aceite



66	2ST-12-2T 1ST-14-2T	3x185	1	350	Seco
68	2RP-3-4T	3x185	2	600	Aceite
78	Línea 1RP-4	3x185	5		Seco
79	Trans-2T	3x150	4	50	Barra
81	Trans. 23T	3x120	1	30	Seco
91	Trans. 82T	3x50	1	100	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 1SD					
Arm.	Consumidor	S(mm ²)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Primera sección					
1	Ventilador 22	3x95	1	450	Seco
2	1TP-15-1T	3x95	1	470	Aceite
3	1TP-16-1T	3x95	1	250	Seco
4	1TP-2-1T	3x95	2	250	Seco
	1TP-1-1T	3x95	1	670	Seco
5	1TP-7-1T	3x150	1	490	Seco
6	1TP-17-1T	3x95	1	920	Seco
7	1TP-28	3x70	1	550	Aceite
8	1TP-1T	3x70	1	80	Seco
9	Molino-1	3x70	1	430	Aceite
10	1TP-6-1T	3x95	1	850	Seco
12	Compresor-25	3x70	1	70	Seco



13	Compresor-31	3x95	1	90	Seco
14	Entrada.Term	3x185	5	650	Aceite
Segunda sección					
18	Int.Secc I-II				
21	Entrada.Term	3x185	5	650	Aceite
22	Línea 1TP-2 -2T	3x120	2	250	Seco
23	1TP-13-1T	3x120	1	800	Aceite
	1TP-5-1T	3x70	1	300	Seco
24	1TP-7-2T	3x95	1	450	Seco
25	Molino-2	3x70	1	420	Aceite
26	Compresor-21	3x95	1	70	Seco
27	1TP-11-1T	3x95	2	375	1Sec 1Ac
	1TP-10-1T	3x95	1	200	
28	1TP-26	3x70	1	150	Aceite
29	Ventilador 23	3x95	1	460	Seco
30	Compresor-22	3x95	1	70	Aceite
31	1TP-17-2T	3x120	1	920	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 1SD					
Arm.	Consumidor	S(mm ²)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Tercera sección					
33	Línea A 1TP3-1T	3x95	1	750	Aceite



34	1TP-15-2T	3x95	1	530	Aceite
35	1TP13-2T	3x120	1	800	Aceite
36	1TP-2T	3x95	1	80	Seco
37	1TP30 1TP25	3x70 3x70	1 1	370 170	Aceite Aceite
39	Molino-3	3x95	1	400	Seco
40	Comp.-21(K 500)	3x185	3	300	Aceite
41	Comp.-21(K 500)	3x120	1	300	Seco
42	Compresor-32	3x95	1	90	Seco
43	Compresor-24	3x95	1	70	Seco
44	1TP-23 1TP-4	3x95 3x150	1 1	750 60	Aceite Seco
45	1TP-2-3T	3x120	1	250	Seco
46	1TP-8-1T	3x120	1	550	Seco
47	Entrada.Term	3x185	5	650	1-Seco 4-Aceite
Cuarta sección					
54	Entrada.Term	3x185	5	650	Seco
55	1TP31 1TP24	3x70 3x70	1	350	Aceite Seco
56	1TP-16-2T	3x95	1	250	Seco
57	Molino-4	3x95	1	400	Seco
58	Línea A 1TP8-2T	3x95	1	550	Seco
59	1TP-22 1TP-4	3x70 3x150	1 1	250 80	Seco Seco



60	1TP-11-2T 1TP-10-2T	3x95 3x95	2 1	375 200	Aceite
61	Comp.K500-3	2(3x95) 1(3x120)	3	300	Seco
62	Comp.K500-3	3x95	1	300	Seco
63	Compresor-33	3x70	1	90	Seco
64	Compresor-23	3x70	1	70	Seco
65	1TP-3-2T	3x95	1	780	Aceite
66	Línea 1TP-2-4T	3x120	1	270	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 2SD					
Arm.	Consumidor	S(mm2)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Primera sección					
1	Entrada-Term.	3x185	2	600	Aceite
2	Salida-1T 10KV	3x150	2	100	Seco
5	Enlace Arm. 36	3x185	3	30	Secos
6	Mina	3x150	1	1250	Seco
7	Ventilador-1	3x70	1	475	Seco
8	Ventilador-2	3x70	1	475	Seco
9	Exhauster-2	3x70	1	300	Seco
11	Salida-3RP-1	3x120	2	970	2(Aceite)
13	Entrada-1T-6KV	3x185	4	50	Secos
Segunda sección					



16	Salida3RP-2	3x120	2	850	1(Aceite) 1(Seco)
17	Ventilador-21	3x50	1	500	Aceite
18	Exhauster-1	3x70	1	250	Seco
19	Ventilador-3	3x50	1	475	Aceite
20	Ventilador-4	3x50	1	475	Aceite
22	Entrada-2T	3x185	2	60	Secos
24	Entrada DDP	3x185	2	600	Secos
24	Salida al Trans 2T	3x150	2	100	Secos
Tercera sección					
26	Entrada-Term.	3x185	2	600	Secos
27	Salida-2T 10KV	3x150	2	100	Secos
31	Entrada-3T	3x185	3	55	Secos
34	Salida-4RP-I	3x150	3	450	Secos
35	Compresor-13	3x70	1	50	Seco
36	Enlace Arm. 5	3x185	3	30	Secos
37	Compresor-12	3x50	1	50	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 2SD					
Arm.	Consumidor	S(mm ²)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Cuarta sección					
41	Entrada-4T	3x185	4	80	Secos
42	Salida-4RP-2	2(3x150)	3	450	2(Secos) 1(Aceite)



		1(3x185)			
43	Mina	3x185	1	1200	Aceite
44	P-H2O	3x150	1	600	Seco
45	Compresor-11	3x50	1	50	Seco
53	Salida-4T 10KV	3x150	2	85	Secos
54	Entrada-Term.	3x185	2	600	Aceite

Tabla 2: Continuación.

Subestación 3SD					
Arm.	Consumidor	S(mm2)	# de C/fase	Long(m)	Tipo cable
Primera sección					
2	Escavadora-01	no	se	utiliza	
3	Exhauster-5	3x70	1	50	Seco
4	TR-4B	3x70	1	650	Seco
5	TR-2	3x50	1	450	Aceite
6	VFM1	3X185	1		Aceite
7	Reserva				Aceite
8	Exhauster-6	3x50	1	55	Seco
9	Entrada-2RP	3x120	2	970	Aceite
Segunda sección					
14	Entrada-2RP	3x120	2	970	1(Seco) 1(Aceite)
15	VFM2	3X185	1		Aceite
16	Linea-Mina	3x120	1		Seco



17	Exhauster-4	3x120	1	50	Seco
18	Exhauster-3	3x50	1	40	Seco
19	Exhauster-2	3x50	1	40	Seco
20	Exhauster-1	3x50	1	50	Seco
21	TR-4A	3x50	1	650	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 4SD					
Arm.	Consumidor	S(mm2)	# de C/Fase	Long(m)	Tipo Cable
Primera sección					
2	Bomba-1	3x70	1	55	Seco
3	Bomba-2	3x95	1	55	Seco
4	Bomba-6	3x120	1	80	Seco
5	Bomba-7	3x70	1	95	Seco
6	Entrada-2RP	3x150	3	450	Secos
25	V-343 B	3x70	1	280	Seco
26	V-342 B	3x70	1	270	Aceite
27	V-342 C	3x50	1	275	Aceite
Segunda sección					
11	Entrada-2RP	1(3x185) 2(3x150)	3	450	1(Aceite) 2(Secos)
13	Bomba-3	3x70	1	70	Seco
14	Bomba-4	3x70	1	75	Seco
15	Bomba-5	3x70	1	70	Seco



16	Bomba-8	3x70	1	110	Seco
17	Bomba-9	3x120	1	85	Seco
19	V-342A	3x50	1	270	Aceite
20	Exh-DH-24	3x70	1	200	Seco

Tabla 2: Continuación.

Subestación 5SD					
Arm.	Consumidor	S(mm2)	# de C/Fase	Long(m)	Tipo cable
Primera sección					
1	5TP6 1T	3x95	1	110	Seco
2	5TP- 13-1T	3x70	1	60	Aceite
3	5TP-19	3x50	1	600	Seco
4	5TP-1-1T 5TP-2-1T	TP2= 3x120 1TP1=3x70	1	950 250	Aceite
5	5TP-4-1T 5TP-5-1T	3x120	1	300 80	Aceite
6	Entrada Term.	3x185	3	1000	2 Aceite 1 Seco
Segunda sección					
11	Entrada Term.	3x185	3	1000	Aceite
12	5TP-13-2T	3x70	1	60	Aceite
13	5TP- 21	3x95	1	450	Seco
14	5TP-1-2T 5TP-2-2T	3x95 3x95	1 1	950 250	Seco Seco



15	5TP-4-2T 5TP- 5-2T	3x120 3x185	1 1	100 200	Aceite Aceite
16	5TP-6 2T	3x95	1	100	Seco

Descripción Del Generador de 25MW.

Generador sin escobillas tipo BDAX62-195ERH adecuado para ser usado con un accionamiento de turbina de vapor.

La unidad incluye cojinetes montados en el bastidor del extremo en la forma siguiente:

- Extremo De No Excitatriz Principal (NEE): Elíptica, con lubricación forzada, aislada.
- Extremo De Excitatriz Principal (EE): Elíptica, con lubricación forzada, aislada.

La unidad incluye lo siguiente:

- Excitatriz piloto.
- Intercambiador de calor.
- Facilidad para elevación con gatos radiales.

Datos De Diseño Del Generador

- Tensión Terminal: 10500 Voltios
- Frecuencia: 60Hz
- Velocidad: 3600rpm
- Factor De Potencia: 0.8 retardo
- Norma: IEC 60034-3
- Refrigerante: Agua a 35°C
- Rendimiento: 31250 kVA (25000 kW)



Parámetros nominales

Número de la máquina: 4564

Identificación de la turbina KP- 25- 3,5

Potencia nominal de turbina en los bornes del generador 25 MW

Velocidad nominal 3600 1/min

Presión nominal del vapor delante de la VCR 35 bar (abs)

Temperatura nominal del vapor delante de la VCR 435 °C

Caudal del vapor al TG - máximo 188 t/h

- nominal 178,82 t/h

Extracciones controladas: EC1- presión 10,5 – 12,5 bar (abs)

- temperatura después de inyección 230°C

- caudal 0 – 45 t/h EC2 - presión 1, 7 – 3, 2 bar (abs)

- temperatura después de inyección 130 °C

- caudal 0 – 90 t/h

Presión en el condensador - nominal 0,10094 bar (abs)

- máximo 0,177 bar (abs)

Agua de enfriamiento - temperatura nominal 35 °C

- caudal nominal 3000 t/h

Para el accionamiento de la turbina se utiliza el vapor técnicamente puro desde punto de vista mecánico y químico según la norma ČSN 077403.

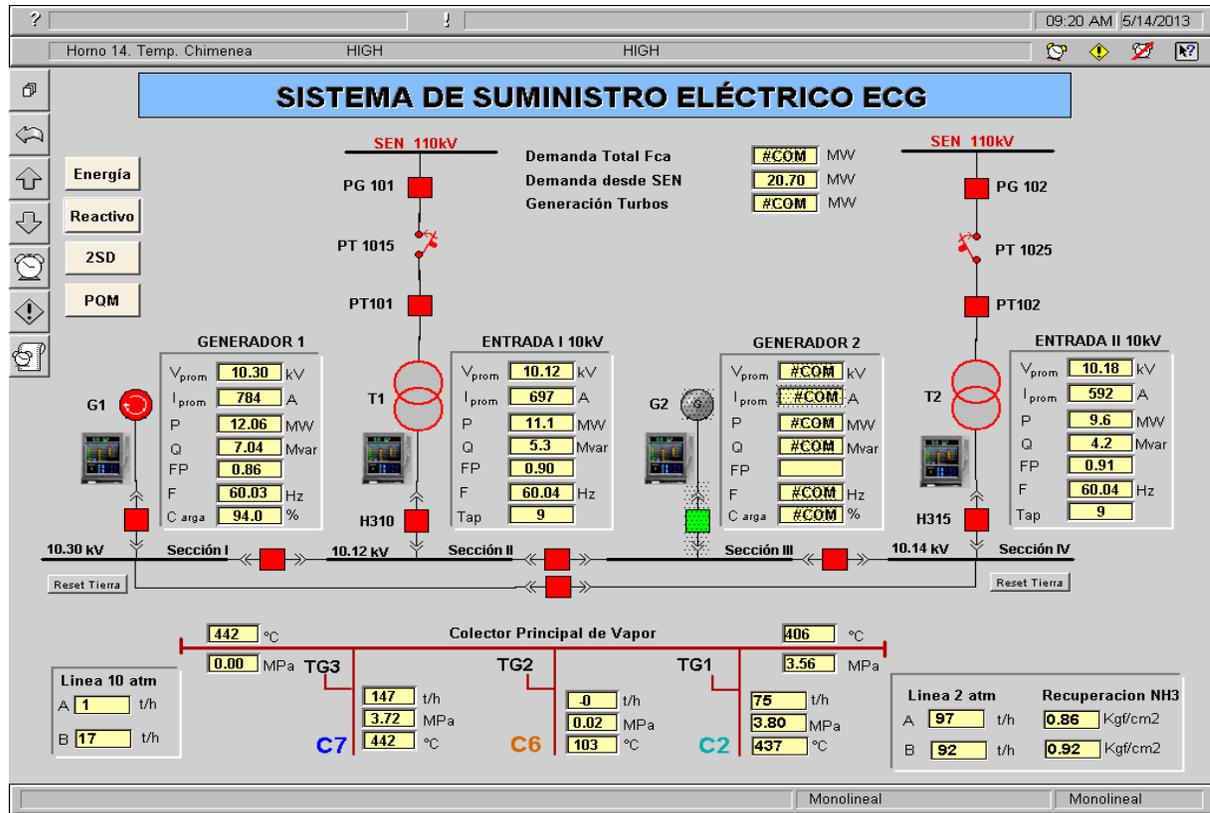


Figura 1. Pantallas de supervisión montadas en el CITECT para el nodo principal de la empresa.

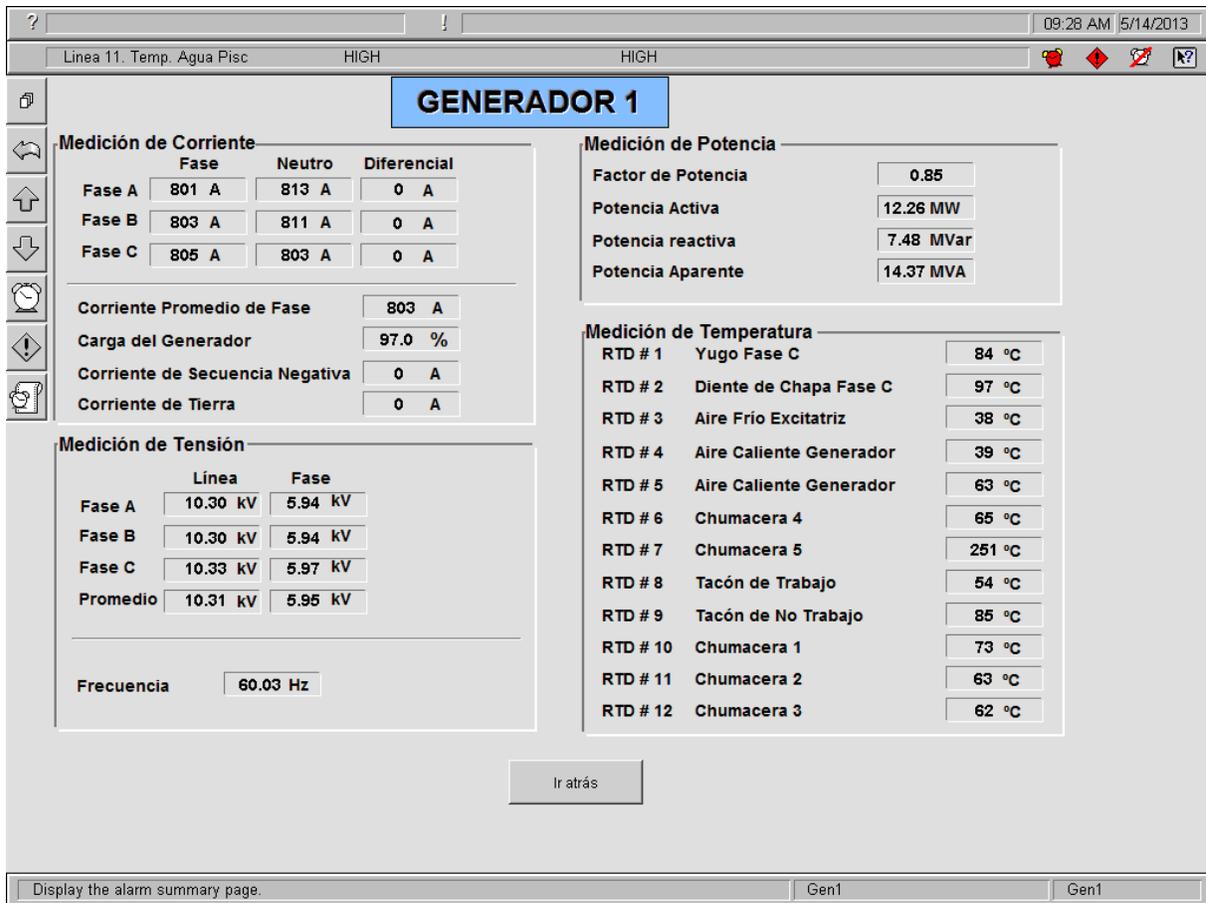


Figura 1. Pantallas de supervisión del generador 1 (G1) montadas en el CITECT para el nodo principal de la empresa.



Figura 1. Pantallas de supervisión de la entrada 1T montadas en el CITECT para el nodo principal de la empresa.



Figura 4. Pantallas de supervisión de la entrada 2T montadas en el CITECT para el nodo principal de la empresa.



△ △ △ △