



## **Universidad Acción Pro Educación y Cultura**

**DECANATO DE INGENIERÍA E INFORMÁTICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA**

Tesis de Grado para Optar por el Título de:

**Ingeniero Eléctrico Mención Potencia**

**Tema de título:**

**PROPUESTA PARA LA HABILITACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE  
VOLTAJE DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN ESTRELLA DEL MAR II, DE 110.0MW  
CONFORME LOS REQUERIMIENTOS DEL SENI.**

**SUSTENTANTES:**

Daneris Amaury Mejía 2007-1618

Raúl E. Hernández Pérez 2012-0026

**FECHA:**

Marzo 2016

Santo Domingo, D.N., República Dominicana

**ASESOR:**

**César Adonis Feliz Santana, PhD.**

## RESUMEN

La regulación de voltaje en los sistemas eléctricos es de gran importancia para la estabilidad del sistema. Los valores de voltaje en los nodos de un sistema eléctrico están relacionados con los flujos de Potencia Reactiva en las líneas del sistema, haciéndose débiles los voltajes a medida que aumenta la distancia (estos son denominados nodos alejados). Este trabajo pretende mantener el voltaje en bornes del generador mediante la aplicación del software **SIMATIC STEP 7 de Siemens** en el punto de interconexión de la Central Estrella del Mar II con el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), a los fines de mantener el voltaje dentro de los valores de consigna asignados por el Organismo Coordinador (OC) del sistema eléctrico de la Republica Dominicana.

# **AGRADECIMIENTOS**

## **A DIOS**

Quien ha permitido que llegue hasta aquí siendo mi guía y sostén, gracias señor por darme las fuerzas necesarias para continuar siempre.

## **A mi esposa Sandra Hernández**

Gracias por ser mi compañera, por brindarme tu apoyo incondicional durante este tiempo de carrera, Agradezco a mi Dios por la bendición de tenerte a mi lado en los momentos difíciles y de gran dificultad, te amo mucho.

## **A mis hijas Erika Lucero y Elsie Márcelle**

El amor que siento por ustedes me impulso a realizar este esfuerzo de superación, con el propósito siempre de darle una vida mejor y también para que ustedes vean que si se puede, las cosas son mi vida.

## **A mi jefe y amigo Ing. Bogdan Kabala**

Por ser una de las piedras angulares para que yo tomara la iniciativa de cursar esta carrera, recuerdo que una vez me dijo que si yo quería que me pusieran la universidad arriba de mi casa, para ver si así yo comenzara la universidad. Le agradezco inmensamente el impulso que me dio con estas palabras, como también su ayuda al servir de intermediario para que la compañía me pagara esta carrera, además de todos los consejos que me dio para que yo siguiera adelante, aun por encima de las circunstancias. Y por último siempre le agradeceré por brindarme todas las informaciones, materiales de apoyo utilizados en este trabajo de tesis. De mi corazón gracias.

## **Al Ing. Joheves García**

Por ser también una de las personas a quien consulte para la elaboración de esta tesis muchas gracias por su colaboración.

**Br. Daneris Amaury Mejía**

A Dios quien ha permitido que llegue hasta aquí siendo mi guía y sostén, gracias señor por darme las fuerzas necesarias para continuar siempre.

A mi madre María Magdalena por ser un pilar en mi vida y en este logro gracias por tu apoyo incondicional. A mi padre Raúl Domingo por inculcarme siempre el valor del estudio y la responsabilidad.

A mis hermanos Carlos, David y Gabriel por estar siempre presente y ayudarme ante cualquier situación.

A mis hermanos de la Iglesia por sus oraciones y motivaciones para seguir en el camino, en especial a Prospero Rafael.

A mis compañeros de clases por acompañarme en todo este recorrido y hacerlo más ligero, en especial a Vilorio, Radicer, Edwin y Teófilo. También a mi compañero de este trabajo de grado Daneris Amaury Mejía.

A mis dos grandes amigos y hermanos inseparables Stephanie Zorrilla y Prospero Jiménez por brindarme su apoyo en todo momento.

A mi responsable de comunidad por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas.

Le agradezco a mis profesores Ing. Carlos Javier, Ing. William Camilo, en especial a nuestro asesor el Ing. César Adonis Félix Santana por su paciencia y empeño en sacar lo mejor de nosotros.

A la central Estrella del Mar II por permitirme desarrollar este trabajo de investigación, en especial al Ing. Bogdan.

**Br. Raúl E. Hernández P.**

# TABLA DE CONTENIDOS

PRESENTACIÓN.....	1
RESUMEN .....	2
AGRADECIMIENTOS .....	5
ÍNDICE TEMÁTICO .....	5
LISTA DE TABLAS .....	9
LISTA DE FIGURAS.....	10
ABREVIATURAS .....	11
INTRODUCCIÓN .....	12
CAPÍTULO I: ASPECTOS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	20
INTRODUCCIÓN .....	20
1    FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE ESTABILIDAD DE VOLTAJE ..	22
1.1    ESTABILIDAD ANGULAR .....	23
1.1.1    ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL .....	23
1.1.2    ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	23
1.2    ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	24
1.2.1    ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A CORTO PLAZO .....	24
1.2.2    ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A LARGO PLAZO .....	25
1.3    ESTABILIDAD DE VOLTAJE .....	25
1.3.1    ESTABILIDAD DE VOLTAJE ANTE GRANDES DISTURBIOS.....	26
1.3.2    ESTABILIDAD DE VOLTAJE ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS .....	26
1.4    INESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	27
1.5    COLAPSO DE VOLTAJE.....	28
1.6    FACTORES ASOCIADOS A LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE .....	29

1.7	ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y ESTABILIDAD ANGULAR .....	30
1.8	METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ANALIZAR EL PROBLEMA DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN .....	31
1.8.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD V-Q.....	32
1.8.2	ANÁLISIS MODAL Q-V .....	33
1.8.2.1	Factores de Participación de Nodos .....	35
1.8.2.2	Factores de Participación de Ramas.....	35
1.8.2.3	Factores de Participación de Generadores .....	36
1.8.3	CURVAS P-V .....	36
1.8.4	CURVAS V-Q .....	43
<b>CAPÍTULO II: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI).....</b>		<b>48</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>		<b>48</b>
2.0	CRITERIOS GENERALES BÁSICOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	49
2.1	OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.....	50
2.2	OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI).....	52
2.3	SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI).....	53
2.4	COMPENSACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTECONNECTADO (SENI) .....	53
2.5	ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS REACTIVAS (QT) DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) .....	54
2.6	RESPONSABILIDADES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) .....	56
2.6.1	DEL ORGANISMO COORDINADOR OC.....	56

2.6.2	DEL CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE).....	57
2.6.3	DE LOS AGENTES DEL MEM.....	58
2.6.4	DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE).....	59
2.7	DEFINICIÓN DE NODOS PILOTOS Y LOS GENERADORES QUE CONTROLARAN LA TENSIÓN .....	59
2.7.1	DEFINICIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE LOS NODOS PILOTOS.....	60
2.7.2	METODOLOGIA DE ASIGNACIÓN DE CONSIGNAS DE VOLTAJES PARA GENERADORES .....	61
2.7.3	RECURSOS NECESARIOS PARA DEFINICIÓN DE VOLTAJES A SER CONTROLADOS EN BARRAS.....	63
2.7.4	SIMULACIÓN DE ASIGNACIÓN DE CONSIGNAS.....	63
2.7.5	CRITERIOS BÁSICOS PARA ESTABLECIMIENTO DE LA CONSIGNA DE TENSIÓN DE LOS NODOS PILOTOS Y GENERADORES EN EL PROGRAMA DIARIO DE OPERACIÓN, REDESPACHOS Y LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	65
CAPÍTULO III: CONTROL MAESTRO DE VOLTAJE MVC PARA LA NUEVA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II .....		67
3.0	DESCRIPCIÓN DEL CONTROL DE VOLTAJE (MVC) EN LA NUEVA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II .....	68
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES PARA IMPLEMENTAR EL MVC EN LA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II. VENTAJA DEL SISTEMA PROPUESTO MVC.....	68
3.2	MASTER CONTROL DE VOLTAJE DEL MVC. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	69
3.3	VENTAJAS DE LA OPERACIÓN EN MODO MVC.....	70
3.4	CONCEPTOS MVC .....	70
3.5	INTERFAZ DEL OPERADOR MVC.....	73

3.5.1	VENTANA PRINCIPAL MVC.. .....	73
3.5.2	SECUENCIA DE INTRODUCCIÓN DE PARÁMETROS DEL GENERADOR A LA VENTANA DEL MVC .....	74
3.5.3	FUNCIONAMIENTO DEL MVC. REPARTO DE CARGA REACTIVA.....	76
3.6	IMPLEMENTACIÓN DE REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LA CENTRAL ESTRELLA DEL MAR II.....	79
3.6.1	DESCRIPCIÓN .....	79
3.7	MODO AUTOMÁTICO DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN DE CONSIGNA DE BARRAS.....	80
3.7.1	ENERGÍA REACTIVA Y PRUEBA DE TENSIÓN .....	80
3.7.2	PRUEBA DE CAÍDA DE TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	81
3.7.3	RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN .....	81
3.7.4	VENTAJAS DE LA OPERACIÓN CON MVC.....	83
3.7.5	LAYOUT GENERAL DE INSTALACIÓN DEL MVC Y COMANDOS DE SECUENCIA .....	84
3.7.6	MVC INTERFAZ DE OPERADOR.....	85
	CONCLUSIÓN .....	86
	RECOMENDACIONES.....	87
	BIBLIOGRAFIA .....	88
	ANEXOS.....	91



## TABLA DE TABLAS

Tabla 2.1: Nodos Pilotos y Generadores de Área de Influencia .....	60
Tabla 2.2: Consignas de Voltaje de los Nodos Pilotos .....	65
Tabla 2.3: Consignas de Voltajes de las Centrales .....	65
Tabla 3.1: Energía Reactiva y Prueba de Tensión .....	81
Tabla 3.2: Resultados de la Prueba de Factor de Potencia de Baja Tensión .....	81

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Clasificación de la estabilidad en los SEPs.....	27
Figura 1.2: Matriz Jacobiana.....	34
Figura 1.3: Circuito representativo de un sistema radial .....	37
Figura 1.4: Triangulo de potencias.....	37
Figura 1.5: Curvas P-V para diferentes factores de potencia.....	41
Figura 1.6: Margen de cargabilidad de una curva P-V .....	43
Figura 1.7: Conexión de un dispositivo de compensación .....	44
Figura 1.8: Curvas V-Q .....	45
Figura 1.9: Margen de potencia reactiva de una curva V-Q.....	47
Figura 2.1: Corriente inyectada al SENI.....	54
Figura 2.2: Diagrama representativo de un control de estación .....	61
Figura 2.3: Diagrama representativo control de voltaje nodo piloto por generación .....	62
Figura 2.4: Despacho actual del SENI .....	63
Figura 2.5: Despacho con la consigna de tensión.....	64
Figura 3.1: Software Master Voltage Control .....	67
Figura 3.2: Ventana Principal MVC .....	73
Figura 3.3: Software Master Voltage Control .....	74
Figura 3.4: Lectura de voltaje Referencia (MV juego de barras) Diferencia "error" entre La lectura de voltaje y Set-Point(punto de consigna).....	75
Figura 3.5: Alimentadores 1 y 2 de la Potencia Reactiva con respecto al voltaje .....	76
Figura 3.6: Unidades en el MVC reparto de Carga Reactiva .....	77
Figura 3.7: MVC en modo de funcionamiento y la resolución de la tensión del bus- bar .....	78
Figura 3.8: MVC LAYOUT .....	84
Figura 3.9: Llame MVC Interfaz Ventana .....	85
Figura 3.10: Fase 1 y 2 ventana de parámetros principales .....	85

## ABREVIATURAS

- Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)
- Organismo Coordinador (OC)
- Control Automático del Voltaje (AVR)
- Reglamento de aplicación de la ley general de electricidad (RALGE)
- Centro de control de energía (CCE)
- Energía Reactiva Base (ERB)
- Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)  
{Supervisión, Control y Adquisición de Datos}
- Mercado eléctrico mayorista(MEM)
- Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)
- Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)
- Transformadores con Cambio de Tomas (LTC)
- Ultra cambiador de tomas de transformadores(ULTC)
- Control de voltaje estático (SVC)
- Sistema de Medición Comercial (SMC).
- Alta Tensión (AT)
- Superintendencia de Electricidad (SIE)
- Por Unidad (P.U)
- Programa Diario de Operación (PDD)
- Controlador Lógico Programable (PLC)
- Computadora para cambio de todos los puntos de consigna (activación y desactivación) relacionado con el MVC (WOIS)
- Control Maestro de Voltaje (MVC)
- Comando para justes de regulación de voltaje primario y para el monitoreo (WPIS)
- Comando de control Estático de Carga (SCL)

# INTRODUCCIÓN

La regulación de voltaje es primordial en un sistema eléctrico para crear estabilidad en la misma. Es necesario distinguir entre el Control Automático de Voltaje que constituye un sistema de regulación sencillo del Control Automático de la Generación que resulta más complicado y que requiere de varios bucles de control. Los recursos de control pueden ser de tipo discreto, como la conexión o desconexión de reactancias, transformadores con tomas, o continuos como en el caso de la regulación de un generador. Nuestra propuesta se refiere a la puesta en operación del sistema de regulación de voltaje de las unidades de la Central Estrella del Mar II. Los mecanismos de regulación de la tensión y de la generación se pueden considerar con bastante aproximación como sistemas desacoplados, siendo mucho más rápida la regulación del voltaje.

Los valores del voltaje en los nodos de un sistema eléctrico están relacionados con los flujos de potencia reactiva en las líneas del sistema. Esta relación tiene un carácter marcadamente local ya que la relación entre el flujo de Potencia Reactiva y los voltajes en los extremos de la línea considerada es muy fuerte, pero se debilita rápidamente a medida que se consideran nodos más alejados. El Control Automático del Voltaje (AVR) tiene por objetivo mantener el voltaje en bornes del generador, mediante el control de la fuerza electromotriz interna del generador. Para ello se actúa sobre la corriente de excitación del generador. La respuesta de estos elementos de control es bastante rápida (orden de los segundos). El Regulador Automático de Voltaje (AVR) mide la magnitud del voltaje en bornes del generador, valor que es rectificado y filtrado hasta obtener una señal de corriente continua proporcional al valor eficaz original. Esta señal de continua  $|V|$  se compara con un valor de referencia,  $|V_{ref}|$ , siendo la diferencia entre ambas el error de tensión, que después de su amplificación se utiliza como tensión de alimentación de la excitatriz principal del generador y que finalmente se convierte en el voltaje de excitación del generador.

El Control Automático de Voltaje tiene por objeto mantener la voltaje de salida del generador, dentro de unos pequeños límites de variación respecto de un valor de referencia o nominal prefijado, aunque la carga conectada al generador varíe según las necesidades de consumo en cada momento. Dicho de otra manera el control de voltaje del generador permite mantener constante una consigna de voltaje en los distintos nudos del sistema eléctrico. Las medidas para controlar el voltaje en los nudos del sistema son de carácter local, sin necesidad de tener que considerar el sistema en su conjunto (conexión o desconexión de baterías de condensadores o reactancias, utilización de un compensador síncrono o la regulación de la tensión de otros generadores).

A continuación se describe el control del voltaje mediante la regulación del generador síncrono, también denominado control primario o AVR, con un tiempo de actuación en segundos. La excitatriz es el principal elemento del AVR. La excitatriz proporciona la corriente continua necesaria para generar el campo magnético del generador.

A través del tiempo se han realizado trabajos bajo la misma línea de investigación que esta en los Sistemas Eléctricos de Potencia. El problema de control de tensión, es abordado a diferentes niveles, por lo que es preciso definir las barras que serán supervisadas en cuanto a las tensiones. Dentro de un área es seleccionado un conjunto de barras fundamentadas con algún criterio operativo razonable. A partir de la tensión resultante en cada una de estas barras puede garantizarse que en las demás barras del sistema, se obtendrán valores dentro del rango establecido.

Para el caso del SENI, el sistema es dividido en cuatro grandes áreas (Norte, Sur, Este y Central), dentro de las cuales son seleccionadas un conjunto de barras de transmisión como Nodos Pilotos. A cada Nodo Piloto se le asigna un grupo de generadores que serán los responsables de mantener las consignas de voltaje en dichos nodos.

Los voltajes de los Nodos Pilotos han de considerar el equilibrio de los niveles de voltajes de las diferentes subestaciones del SENI con el objetivo de minimizar la absorción de potencia reactiva en la redes de transmisión y por ende la producción

de reactivos en una zona para ser consumidos en una zona distante. Adicionalmente las consignas aplicadas deben garantizar el cumplimiento del artículo 156 del RALGE y la estabilidad de tensión del SENI.

El CCE anunciará a los operadores de los centros de control de generación las consignas de voltaje que deberán mantener en cada zona del SENI, dependiendo del periodo de demanda del día. Actualmente esta consigna está dentro del rango de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal en alta tensión.

El Organismo Coordinador (OC) hará los estudios para la determinación de las consignas de tensión en las barras principales del SENI de acuerdo a los diferentes escenarios que se produzcan y las incorporará en los programas semanales y diarios de operación, incluyendo las unidades requeridas de forma exclusiva para el aporte de Potencia Reactiva y el deslastre por tensión, a fin de que sirvan como guía de operación al CCE.

Ante la solicitud del CCE de mantener determinada consigna de voltaje en una zona específica del SENI, los operadores de centrales procederán a ajustar su Carga Reactiva, anunciando al CCE el momento a partir del cual superará cada unidad su Energía Reactiva Base (ERB), decidiendo el CCE cuanto más se requiere de Potencia Reactiva para complementar la calidad del voltaje de la zona asociada.

Cuando los operadores de centrales no logren alcanzar su ERB ante la solicitud del CCE de mantener una determinada consigna de voltaje en una zona específica del SENI, habiendo las condiciones del SENI para lograrlo, dichos operadores lo reportaran al CCE y el OC.

El CCE comprobará en tiempo real la necesidad de uso de unidades forzadas (generadores) para el aporte exclusivo de Potencia Reactiva.

Para fines de reporte al área comercial, los supervisores del OC tomarán nota de las instrucciones impartidas mencionadas en los párrafos anteriores.

Sobre la base de los resultados de la operación en tiempo real, el OC hará los estudios de lugar para determinar los cambios de derivaciones de transformación

(TAP's) que sean necesarios para lograr el efectivo aporte de Potencia Reactiva de todos los generadores del SENI.

La operación del SENI en condiciones normales comprende todas las acciones rutinarias que se ejecutan sobre las instalaciones del sistema con el fin de mantener estables las variables del mismo, dentro de los valores límites operativos establecidos en el Reglamento de Aplicación a la Ley General de Electricidad (RALGE) y los que eventualmente se indiquen en la Programación Semanal.

Los límites operativos para las tensiones y los intercambios de Potencia Reactiva serán los determinados por el OC en la Programación Semanal de acuerdo a la reglamentación vigente.

Se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

- Los Centros de Control de Generación, Distribución y Transmisión deberán tomar las medidas operativas necesarias, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los valores de intercambio de Potencia Reactiva y los niveles de tensión estén dentro de los límites establecidos.
  
- Los Centros de Control de Generación, Distribución y Transmisión informarán al CCE cuando se produzcan tensiones o intercambios de reactivos críticos, detallando los motivos y maniobras realizadas o en ejecución para su normalización.
  
- Se debe mantener en todo el SENI el perfil de tensiones de la red de 69 KV o mayores y se debe disponer de una reserva de Potencia Reactiva ajustada a los valores definidos de acuerdo a la Normativa Vigente, para permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones de fuentes de compensación reactiva. Para ello se mantendrán los niveles de tensión indicados en la programación semanal en las barras de 69 KV o mayores, sobre las que se

dispone de medios adecuados de control de tensión y que tienen gran incidencia en el perfil de tensiones de toda la red.

Para definir las consignas de tensión a nivel de barras de generación y garantizar el valor objetivo de tensión definido para el Nodo Piloto de su área de influencia, hemos considerado el criterio de Control de Estación (Station Control).

El Control de Estación se utiliza en los cálculos de flujo de carga para simular el comportamiento de los dispositivos de control automático y/o acción del operador. Actúa sobre las fuentes de potencia reactiva y opcionalmente, en transformadores con cambiadores de tomas, para lograr una tensión de objetivo en una determinada barra del sistema.

Para definir el sistema de Control de Estación se seleccionan las diferentes fuentes de Energía Reactiva que influyen en la barra cuyo voltaje se desea controlar y la barra misma. Las fuentes de Potencia Reactiva validas incluyen: maquinas sincrónicas y asincrónicas, generadores estáticos y sistemas de VAR estático (SVS) y a seguidas se definirán:

- Los nodos pilotos donde se controlarán las tensiones del SENI.
- La producción de potencia reactiva en exceso por bloques para los generadores del SENI.
- Un conjunto de posibles escenarios operativos bajo la situación actual del SENI.
- El análisis eléctrico del comportamiento esperado del SENI para estos escenarios.
- Las variables y parámetros definidos en el RALGE utilizados en la valorización.
- Energía reactiva y compensación por regulación de tensión.
- Los criterios técnicos de operación para la regulación de tensión y compensación de energía reactiva.



Para la operación en tiempo real, los titulares de Generación, Transmisión y Distribución son responsables por la regulación de voltaje del SENI bajo la directiva del CCE. Por lo tanto comunicarán toda acción correctiva al CCE.

El Centro de Despacho de cada agente informará el detalle de la operación diaria incluyendo entre otros el despacho de la Potencia Reactiva y aspectos relevantes.

A los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista les corresponde según el RALGE 2010:

- Mantener actualizados los datos técnicos de las unidades de generación del sistema requeridos para establecer su capacidad de aporte de Potencia Reactiva en la regulación de voltaje comprometiéndose a mantener dicha calidad con los parámetros que determinan la respuesta de regulación de voltaje, no modificándolos sin la coordinación y aprobación del CCE.
  
- Verificar que la programación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del CCE no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicarlo al OC de inmediato para la corrección respectiva con copia al CCE.
  
- Comunicar la indisponibilidad parcial o total de los equipos de compensación reactiva a la brevedad posible al CCE, con copia al OC.
  
- El OC supervisará permanentemente con el Sistema SCADA y las informaciones de los Centros de Control de los Agentes las tensiones, la generación de reactivo de los generadores y los factores de potencia en todas las interconexiones del Sistema de Transporte.

En una instalación normal, los generadores de la central eléctrica suministran voltajes de 26.000 voltios; voltajes superiores, no son adecuados por las dificultades que presenta su aislamiento y por el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. Este voltaje se eleva mediante transformadores a tensiones entre 138.000 y 765.000 voltios para la línea de transporte primaria (cuanto más alta es la tensión en la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que éstas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente). En la subestación, el voltaje se transforma en tensiones entre 69.000 y 138.000 voltios para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. La tensión se baja de nuevo con transformadores en cada punto de distribución. La industria pesada suele trabajar a 33.000 voltios (33 kilovoltios), y los trenes eléctricos requieren de 15 a 25 kilovoltios. Para su suministro a los consumidores se baja más la tensión: la industria suele trabajar a tensiones entre 380 y 415 voltios, y las viviendas reciben entre 220 y 240 voltios en algunos países y entre 110 y 125 en otros.

La energía se va perdiendo desde la central eléctrica hasta cada hogar de la ciudad por:

- RESISTIVIDAD que provoca que la corriente eléctrica no llegue con la misma intensidad debido a la oposición que presenta el conductor al paso de la corriente. La resistencia que ofrece el cable depende de su diámetro o área de la sección transversal. La conductividad disminuye al disminuir el grosor del cable (a mayor diámetro, menor número del cable).
- LA CONDUCTIVIDAD de un cable es inversamente proporcional a la longitud y la resistencia es directamente proporcional a la longitud.
  
- CAMBIOS DE TEMPERATURA que sufre al paso de la corriente, la resistividad se ve incrementada ligeramente al aumentar su temperatura.
  
- CAPACITANCIA porque a medida que se transfiera más carga al conductor, el potencial del conductor se vuelve más alto, lo que hace más difícil

transferirle más carga. El conductor tiene una capacitancia determinada para almacenar carga que depende del tamaño y forma del conductor, así como de su medio circundante.

Las plantas transforman la energía calórica en energía eléctrica. El voltaje de salida de las plantas es elevado por medio de subestaciones para su transmisión hasta las subestaciones de las distribuidoras, y la transforman en energía de bajo voltaje para su consumo en los hogares.

Para lograr estos objetivos de esta propuesta se realizarán las siguientes tareas:

- Evaluar, la base conceptual y el procedimiento que establece la normativa en el MEM de la República Dominicana para la habilitación de regulación de voltaje.
- Determinar los dispositivos y protocolos que debe utilizar la Central Estrella del Mar II para la habilitación de la regulación de voltaje.
- Evaluar la necesidad de bancos de capacitores en la Central Estrella del Mar II.
- Analizar la situación de los Nodos Pilotos alrededor de la Central Estrella del Mar II.
- Determinar los escenarios operativos de la Central Estrella del Mar II para la habilitación de la regulación de voltaje.

El presente trabajo consta de tres capítulos. En el primer capítulo se aborda los aspectos generales de regulación de voltaje en un sistema eléctrico. En el segundo se trata la operación del sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) y en el tercero trata de la aplicación del control maestro de voltaje MVC para la nueva BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II.

# CAPÍTULO I

## ASPECTOS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE

### INTRODUCCIÓN

**Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)** se componen de redes de transmisión, distribución, fuentes de generación y cargas eléctricas que son los usuarios. Los SEP son de gran importancia en la sociedad moderna ya que deben proporcionar la energía con la calidad y frecuencia adecuada para iluminar hogares y calles, manejar motores, hacer funcionar plantas de manufacturas, sistemas de comunicaciones, centros de cómputo, etc.

Los problemas de estabilidad en los SEP tuvieron sus comienzos cuando los Generadores de Corriente Alterna se accionaban por medio de máquinas de vapor recíprocas, pues las oscilaciones sostenidas en la velocidad o las vibraciones debidas a las variaciones periódicas en el par causaban problemas de operación en los generadores. Las variaciones periódicas en voltaje y frecuencia resultantes, se transmitían a los motores conectados en la red causando en ellos oscilaciones las cuales a su vez hacían que en ocasiones perdieran completamente el sincronismo, si su frecuencia natural de oscilación coincidía con la frecuencia de oscilación originada por las máquinas de accionamiento de los generadores. Actualmente el uso de turbinas ha reducido el problema de oscilaciones, sin embargo mantener el sincronismo entre las diversas partes del sistema de potencia se ha dificultado en la medida en que los sistemas y las interconexiones entre ellos crecen.

Entre los años 1920 y 1930 aparecen los primeros intentos de solución a los problemas de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencias. En un comienzo se pensaba en la máquina como una fuente de tensión inalterable, la carga como una impedancia constante y se creía que el problema se centraba exclusivamente en las redes de transmisión; pero gracias a la experimentación con modelos a escala

y el avance en la teoría de sistemas de potencia, se logró establecer que la configuración del sistema de potencia y todos los equipos asociados tales como generadores, excitación, gobernador, líneas de transmisión, cargas, relés de protección, entre otros, influyen en la estabilidad del mismo.

La primera vez que se enfrentó un problema severo de estabilidad fue en los años sesenta en una interconexión entre la zona oriental y occidental de los Estados Unidos, en este sistema aparecieron oscilaciones de baja frecuencia, las cuales lograron aislar las áreas y producir un apagón. Debido a las consecuencias ocasionadas por las fallas en las redes, derivadas de la inestabilidad de los sistemas de potencia, se despertó el interés de las empresas del sector eléctrico, ingenieros, usuarios y entes de regulación de los sistemas en el problema de la estabilidad. La atención despertada, impulsó el desarrollo de nuevos software, equipos para pruebas al sistema de potencia, relés de protección, compensaciones de línea, sistemas de control y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), con el fin de estudiar y minimizar los efectos de la inestabilidad en los sistemas de potencia. En los años 60 y 70 el uso de los PSS fue difundido, al final de los años 70 fue desarrollado el PSS de potencia acelerante en la Hidroeléctrica de Ontario (Canadá).

En el presente trabajo se pretende hacer un análisis de estabilidad de tensión al sistema de potencia en el punto de interconexión con el SENI, de la generadora Estrella del Mar II con una capacidad de 110 MW.

Se hace la aclaración que el sistema de potencia con el que se trabajó a lo largo del documento es básicamente académico, a pesar de contar con valiosa información otorgada por la Empresa Transcontinental Capital Corporation, no se pudo tener en cuenta la totalidad factores de operación que influyen en dicho sistema de potencia por considerarse como un problema de grandes dimensiones y por otro lado debido también a situaciones de confidencialidad empresarial. Los siguientes aspectos fueron la guía para desarrollar el trabajo de investigación.

# **1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Se define la estabilidad de un sistema de potencia como la capacidad que el sistema tiene de mantener un punto de equilibrio sobre condiciones normales de operación y permanecer en un estado aceptable de operación después de haber sufrido una perturbación, en pocas palabras se puede decir que la estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas que permanecen activas en el sistema. Es conveniente resaltar que el problema de estabilidad en los SEP es muy concreto y excluyente; por lo que se dice que el sistema es estable o inestable.

A pesar de que la estabilidad de un SEP comprende un solo problema, tratarlo como tal, conduce a un planteamiento intratable debido a la complejidad y dimensiones del modelo resultante. Por esta razón, es de gran utilidad realizar ciertas simplificaciones, las cuales permitirán reducir la magnitud del problema captando en detalle sólo los factores que influyen significativamente en el caso de estudio, además, de optar por técnicas de análisis convenientes que reúnan las características necesarias para los fines que se persiguen. Consecuentemente surgen áreas de estudio específicas en el campo de la estabilidad de los SEP, y con ello la necesidad de establecer sectores definidos para su análisis.

La importancia de la clasificación de los diferentes tipos de estabilidad en los SEP, radica en la facilidad que otorga una organización adecuada de las manifestaciones de inestabilidad en un SEP para analizar el problema de estabilidad particular, identificar los factores claves que causan la inestabilidad e implementar y desarrollar métodos para incrementar los límites de estabilidad. En pocas palabras para ejecutar un análisis óptimo de estabilidad de voltaje se hace casi indispensable clasificar el problema.

La clasificación del problema de estabilidad que se hace a continuación se basa fundamentalmente en tres aspectos principales:

1. La naturaleza física de la forma de inestabilidad resultante conforme a su manifestación en la variable más representativa del SEP.
2. La magnitud del disturbio considerado, la cual impacta el método de cálculo y la predicción de la estabilidad.
3. Los dispositivos, procesos e intervalo de tiempo que deberán ser considerados para determinar la condición de estabilidad del SEP.

## **1.1 ESTABILIDAD ANGULAR**

La estabilidad angular es la capacidad de las máquinas síncronas interrelacionadas de permanecer en sincronismo en condiciones normales de operación y después de estar sujetas a un disturbio. Esta habilidad de la máquina síncrona depende de la facilidad para mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina. Si este equilibrio no se manifiesta, la inestabilidad resultante ocurre en forma de aumento de oscilaciones angulares de algún generador llevando a la pérdida del sincronismo con otros generadores. Existen dos categorías en este tipo de estabilidad, la estabilidad de pequeñas señales y la estabilidad transitoria.

### **1.1.1 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL**

Es la destreza del sistema de potencia de mantener el sincronismo sobre pequeños disturbios, los cuales son considerados suficientemente pequeños, lo que permite la linealización del sistema de ecuaciones para su análisis. El rango de tiempo de interés para el estudio de este tipo de estabilidad angular es de los 10 a los 20 segundos después de la ocurrencia del disturbio.

### **1.1.2 ESTABILIDAD TRANSITORIA**

Es la disposición del sistema de potencia de mantener el sincronismo después de un disturbio transitorio severo. Producto de este disturbio se generan grandes variaciones del ángulo del rotor del generador, estas variaciones se deben a la relación no lineal que existe entre la potencia y el ángulo. La estabilidad transitoria de un SEP depende de la condición inicial de operación, de la severidad del disturbio

y la robustez de la red de transmisión en el periodo de post-falla. El rango de tiempo de interés para el estudio de este tipo de estabilidad angular es de los tres a los cinco segundos después de la ocurrencia del disturbio.

## **1.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA**

La estabilidad de frecuencia es la habilidad del sistema de potencia de mantener la frecuencia dentro de un rango después de una perturbación severa que puede seccionar el sistema en sub-sistemas. En un sistema de potencia, la frecuencia es una medida del balance de MW de generación y MW de carga. Cuando MW generación y MW carga están en balance exacto, la frecuencia está al nivel de 60 Hz. Cuando la carga excede la generación la frecuencia disminuye. La razón del descenso depende de la inercia de los generadores dentro del sistema. En el momento en el cual el ángulo de fase de voltaje entre generadores remotos y generadores locales llega ser muy grande, puede ocurrir inestabilidad en el ángulo de fase. En muchos casos, este evento ocurre en conjunto con el escenario de colapso de voltaje. Para estudios de este tipo de estabilidad existen dos clasificaciones: estabilidad de frecuencia a corto plazo y estabilidad de frecuencia a largo plazo.

### **1.2.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A CORTO PLAZO**

Este tipo de estabilidad también se conoce como inestabilidad transitoria. La inestabilidad en el ángulo de fase de voltaje o estabilidad de frecuencia ocurre debido al lento despeje de fallas en el sistema de transmisión cercanas de la planta de generación, que al no ser superadas lo suficientemente rápido pueden producir un desbalance prolongado entre la salida mecánica y eléctrica del generador; de esta forma los generadores necesitan estar protegidos de los daños que pueden resultar cuando la protección en los sistemas de transmisión es muy lenta para operar, de esta afirmación se concluye que es muy importante la protección de pérdida de sincronismo en el generador para evitar daños en la máquina. Mientras más grande es el generador, más corto es el tiempo para manejar la máquina inestable por una falla en el sistema.



Ante una falla el voltaje en el generador disminuye casi hasta cero, por lo que tan sólo una cantidad pequeña de Potencia Activa se puede transferir al sistema, el regulador de tensión del generador detecta la disminución en el voltaje e incrementa la corriente de campo para aumentar el voltaje durante la falla. Mientras ocurre el corto circuito, la Potencia Mecánica de la turbina del generador permanece sin cambio, el desbalance resultante entre la Potencia Mecánica y la Potencia Eléctrica manifiesta por sí sólo el aceleramiento del generador, aumentando su ángulo de fase de voltaje con respecto al ángulo de fase del sistema.

### **1.2.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA A LARGO PLAZO**

Este tipo de estabilidad también es conocida como inestabilidad de estado-estable, ocurre cuando hay muy pocas líneas de transmisión para transportar energía desde la fuente de generación hasta el centro de carga local. La pérdida de líneas de transmisión dentro del centro de carga puede resultar en un colapso de voltaje, pero esto puede también resultar en una inestabilidad de ángulo de fase de estado-estable. Cuando el ángulo de fase de voltaje entre la generación local y remota se incrementa más allá de  $90^\circ$ , la potencia que puede ser transmitida se reduce y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas. Si hay más carga que generación dentro de una isla, la frecuencia y el voltaje disminuyen; mientras que si existe un exceso de generación en una isla, la frecuencia y el voltaje generalmente aumentan. Comúnmente, la disminución del voltaje en el centro de carga es el indicador principal de que el sistema está en problemas de baja frecuencia, esto ocurre solamente después de que el sistema se divide en islas.

### **1.3 ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Para definir estabilidad de voltaje en un sistema de potencia se debe enfatizar en sus condiciones iniciales de operación, punto de referencia del comportamiento del sistema después de someterse a una perturbación. Se puede determinar que un sistema es estable si los valores de los voltajes en los nodos se aproximan a valores aceptables antes y después de someterse a una perturbación; también es importante tener en cuenta que un factor decisivo a la hora de determinar si un

SEP estable es el aumento de voltaje en un nodo o varios nodos del sistema después de haberse inyectado Potencia Reactiva en un nodo determinado del SEP. En otras palabras se puede definir la estabilidad de voltaje como la capacidad que tiene un SEP para mantener una magnitud de voltaje estable en todos los nodos del sistema, bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio.

### **1.3.1 ESTABILIDAD DE VOLTAJE ANTE GRANDES DISTURBIOS**

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, aumentos importantes de la carga, funcionamiento próximo al límite de transporte de potencia, generación alejada de la carga e insuficiencia de los medios de compensación de Potencia Reactiva. La determinación de la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios requiere del estudio de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador. El periodo de estudio de interés se extiende a partir de algunos segundos a 10 minutos.

### **1.3.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS**

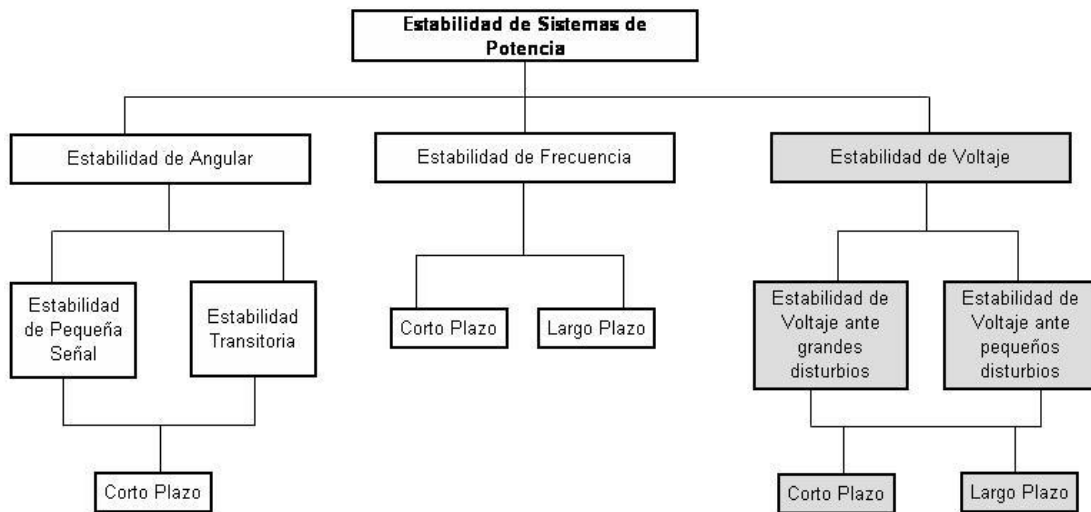
Se define este tipo de estabilidad como la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Este concepto es útil para la determinación en todo momento de cómo los voltajes responden a cambios pequeños de cargabilidad. Las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis de tal manera que se pueda evaluar la sensibilidad de los factores que influyen la estabilidad de voltaje. Esta linealización, sin embargo, no puede explicar los efectos no lineales de los controles. Por lo tanto, una combinación lineal y no lineal se utiliza de una manera complementaria para el análisis de la estabilidad de voltaje, como

los transformadores con cambio de tomas (LTC), el control de la sobreexcitación de los generadores, la compensación shunt (C), etc.

La Figura 1.1 muestra el resumen de la clasificación de los diferentes tipos de estabilidad en los SEP's, agrupando sus distintas categorías y sub-categorías; además se resalta el sector de estabilidad de voltaje, que es el tema de interés en el presente trabajo.

Figura 1.1 Clasificación de la estabilidad en los SEP's

(Fuente: Elaboración propia)



## 1.4 INESTABILIDAD DE VOLTAJE

Un SEP es inestable en voltaje si después de haber sufrido un disturbio las magnitudes de los voltajes en los nodos tienden a bajar de una manera progresiva y en algunos casos irreparable; también se caracteriza la inestabilidad del sistema por una disminución de voltaje en un nodo cualquiera del sistema o varios nodos continuos a él después de que se hace una inyección de potencia reactiva en dicho nodo.

## 1.5 COLAPSO DE VOLTAJE

Un factor que inherentemente está relacionado con el problema de la estabilidad de voltaje es el colapso de voltaje. Una definición que ayuda a entender las implicaciones que conlleva este fenómeno es el siguiente:

Considerando que un SEP se encuentre funcionando bajo un estado de operación estable y repentinamente éste experimenta un disturbio, entra en un estado de colapso de voltaje si el equilibrio post-falla en la magnitud de los voltajes en los nodos del sistema se encuentran fuera de los límites aceptables de operación.

Para comprender mejor el colapso de voltaje y los acontecimientos que ocurren antes de llegar a éste a continuación se comenta de manera detallada la evolución que experimenta un SEP cuando es sometido a una perturbación que hace que el sistema se torne inestable y finalmente alcance el colapso de voltaje.

Un escenario propicio para el colapso de voltaje puede involucrar condiciones de operación del SEP con líneas de transmisión fuertemente cargadas; de esta manera grandes cantidades de potencia viajan a través de ellas desde generaciones remotas hacia áreas de carga, es entonces cuando repentinamente se le aplica una o varias perturbaciones grandes al sistema. Estas perturbaciones causadas generalmente por pérdidas de grandes generadores o de importantes líneas de transmisión, hacen que la tensión disminuya en las áreas de carga. Esto produce la actuación de los cambiadores de tomas de los transformadores de distribución y los reguladores de tensión que intentan restaurar los niveles de tensión a los valores anteriores. La carga intenta retomar los valores de potencia originales produciendo nuevas caídas de tensión. Ante estas condiciones los generadores más cercanos pueden sobrecargarse y pueden actuar los limitadores de sobre-excitación, disminuyendo la producción de potencia reactiva en la zona conflictiva. Los grandes generadores más alejados deben suministrar la potencia reactiva perdida produciendo un aumento de las pérdidas y de la caída de tensión. El sistema no puede sostener el nivel de tensión y se produce el colapso de voltaje total o parcial.

En otras palabras se puede decir que el colapso de voltaje es el resultado de un proceso acumulativo de eventos que envuelve la interacción de muchos dispositivos de control y protección. Además se puede sintetizar de alguna manera el colapso de voltaje enunciando algunos de los factores que contribuyen significativamente a que se presente este tipo de fenómeno así:

- Grandes distancias entre las áreas de generación y carga.
- La acción de los Taps de los transformadores (ULTC: Ultra load transformer changing) durante condiciones de bajo voltaje.
- Cargas con características desfavorables (por ejemplo motores de inducción).
- Pobre coordinación entre dispositivos de control y protección del sistema.

La referencia de tiempo en tales casos puede estar en el orden de unos pocos segundos, o algunas veces la dinámica puede comprender hasta varios minutos.

## **1.6 FACTORES ASOCIADOS A LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE**

La observación de los eventos ocurridos en distintos SEP's, relacionados con el problema de la estabilidad de voltaje, revelan que el fenómeno es extremadamente complejo y puede envolver periodos de tiempo y características de evolución muy diferentes, además de que los efectos que se presentan dependen de la naturaleza de la perturbación y del punto de operación en que se encuentre el sistema.

Sin embargo en el análisis detallado de dichos eventos se ha podido visualizar que ciertos factores prevalecen en la mayoría de los incidentes, por ejemplo:

- Estos incidentes se presentan usualmente cuando el sistema está bajo condiciones de sobrecarga.

- Los márgenes tanto de Potencia Activa como de Potencia Reactiva se encuentran muy cercanos a sus límites tolerables.
- En la condición de operación anterior al disturbio, el sistema se encuentra operando sin un elemento principal; por ejemplo, un generador, un transformador o una línea de transmisión. En el caso de las líneas y los transformadores, la pérdida de cualquiera de estos elementos conlleva a un reparto de los flujos de potencia por otras líneas. En el caso de los generadores, si una gran parte de la generación perdida la asumen generadores de otras áreas del sistema, tiene como consecuencia el aumento del transporte de energía.

En algunos casos, la pérdida de estabilidad de voltaje se inicia generalmente con la salida de un solo elemento. En otros casos es consecuencia de fallos sucesivos dentro del sistema.

## **1.7 ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y ESTABILIDAD ANGULAR**

Es importante señalar que los problemas de la estabilidad de voltaje no siempre se presentan en una forma pura y con características particulares. Con frecuencia los problemas de estabilidad de voltaje y estabilidad angular están relacionados, uno puede conducir al otro, y la distinción puede ser no clara. Sin embargo, es importante entender y diferenciar las causas primarias de cada problema, y de esta manera desarrollar procedimientos adecuados para su análisis.

Las causas que propician que un SEP experimente estos dos casos de estabilidad son completamente diferentes. El problema de estabilidad de voltaje se debe principalmente a la ausencia total de un punto de equilibrio después de que el sistema sufre una perturbación, por lo tanto, la estabilidad de voltaje es básicamente un problema de estabilidad de carga. Por otro lado los problemas de estabilidad angular se deben fundamentalmente a la ausencia de un par de sincronismo entre los diversos generadores del SEP, por lo tanto, la estabilidad angular es básicamente un problema de estabilidad del generador.

## 1.8 METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ANALIZAR EL PROBLEMA DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Existen gran cantidad de trabajos que proponen diversos métodos para estudiar los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje, éstos van desde los más simples hasta los más complejos. A continuación se realiza un enfoque a los métodos que utiliza el simulador **SIMATIC STEP7 de Siemens** el cual comprende simulaciones en el tiempo o también llamados análisis dinámicos y métodos estáticos; ya que estos son el pilar fundamental de este trabajo de investigación.

Haciendo alusión a las simulaciones en el tiempo se puede definir como su principal función capturar los eventos y calcular las secuencias que llevan a la inestabilidad. En esta metodología el computador intenta resolver las ecuaciones diferenciales que describen el sistema; su utilidad es realizar un estudio detallado de las situaciones de colapso de voltaje y proporcionar información del problema de estabilidad de tensión para tomar las correcciones necesarias que brinden coordinación de las protecciones del sistema y como consecuencia control del mismo.

De otro lado, se encuentran los métodos estáticos. Éste tipo de técnicas permiten examinar un amplio rango de condiciones del sistema para comprender la naturaleza del problema e identificar los factores de participación. En el módulo de estabilidad de voltaje del simulador **SIMATIC STEP7 de Siemens** se encuentran contenidos cuatro métodos estáticos que se mencionan a continuación:

1. Análisis de Sensibilidad V-Q.
2. Análisis Modal Q-V.
3. Curvas P-V.
4. Curvas V-Q.

Es importante hacer el comentario que el análisis de estabilidad de voltaje estático se basa en el modelo de un flujo de carga convencional.

### 1.8.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD V-Q

El análisis de sensibilidad V-Q calcula la relación entre el cambio de voltaje y el cambio de Potencia Reactiva.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (1.1)$$

Donde:

V.... Cambio en el incremento de la magnitud del voltaje en un nodo (Vector)

Q..... Cambio en el incremento de la inyección de Potencia Reactiva (Vector)

J<sub>R</sub>.....Matriz Jacobiana reducida.

Los elementos de la matriz Jacobiana reducida inversa (J<sub>R</sub><sup>-1</sup>) representa las sensibilidades V-Q. Los componentes de la diagonal representan las sensibilidades propias  $\partial V_i / \partial Q_i$  lo que indica la sensibilidad del nodo con el respecto a él mismo y los elementos fuera de la diagonal representan las sensibilidades mutuas  $\partial V_k / \partial Q_i$  que quiere decir la sensibilidad del nodo con respecto al sistema. Las sensibilidades de los nodos controlados por voltaje son iguales a cero. Para una interpretación adecuada del análisis de sensibilidad cabe aclarar lo siguiente.

- Sensibilidad positiva: Indica que el sistema es estable, un valor pequeño de sensibilidad indica que el sistema es más estable, lo que conlleva a que a medida que la estabilidad disminuye la sensibilidad aumenta (barras de gran tamaño).
- Sensibilidad Negativa: Indica que el sistema es inestable, debido a que ante aumentos en la inyección de Potencia Reactiva los niveles de voltaje caen en el sistema. Se dice que el sistema no es controlable porque los dispositivos de control están diseñados para reaccionar con un incremento en V después de realizarse un incremento en Q.



### 1.8.2 ANÁLISIS MODAL Q-V

A pesar de que es una técnica de análisis de estabilidad de voltaje en estado estable, se puede clasificar dentro de los métodos de análisis de sistemas dinámicos pero no corresponde a simulaciones en el tiempo.

El análisis modal de voltaje se fundamenta en el cálculo de los valores propios de la matriz jacobiana reducida la cual relaciona en forma lineal la Potencia Reactiva inyectada en la red con los voltajes de los nodos.

El enfoque del análisis de valores propios tiene la ventaja de que provee información con respecto al mecanismo de inestabilidad. La magnitud de los valores propios puede suministrar una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. El análisis de valores propios es útil para identificar los elementos y áreas críticas para la estabilidad de voltaje.

Las características de la estabilidad de voltaje pueden ser identificadas por el cálculo de los autovalores y autovectores de la matriz Jacobiana reducida ( $J_R$ ).

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (1.2)$$

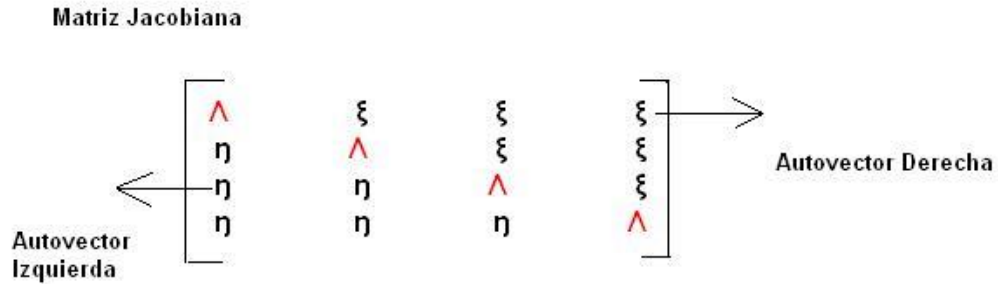
Donde:

$\Lambda$  Matriz diagonal de valores propios

$\xi$  Vectores propios de la derecha de la matriz

$\eta$  Vectores propios de la izquierda de la matriz.

Figura 1.2 Matriz Jacobina



Mediante el uso del Análisis Modal, el análisis de sensibilidad planteado anteriormente en la ecuación (1.1) es transformado en:

$$V = \Lambda^{-1} * q \quad (1.3)$$

donde:

$$V = \eta * \Delta Q \quad \text{Vector modal de variaciones de voltaje} \quad (1.4)$$

$$q = \xi * \Delta Q \quad \text{Vector modal de variaciones de potencia reactiva} \quad (1.5)$$

Se puede observar que la diferencia entre las ecuaciones (1.1) y (1.3) está dada en el sentido que  $\Lambda^{-1}$  es una matriz diagonal o sea una matriz cuadrada en la que todas sus entradas a excepción de la diagonal principal son nulas, mientras que la matriz Jacobiana reducida normalmente es no diagonal lo que significa que existe o no existen valores de  $\eta$  y  $\xi$ .

La transformación inversa viene dada por:

$$\Delta V = \xi * V \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \xi * Q \quad (1.7)$$

Autovalores positivos: es una indicación de que el sistema es estable, se dice que los autovalores proporcionan una medida a la cercanía al colapso de voltaje; por consiguiente entre más próximo a cero se encuentre un autovalor del sistema se visualizará como el punto más crítico para el sistema.

Autovalores negativos: Cuando el sistema presenta algún autovalor negativo el sistema es inestable en voltaje.

### 1.8.2.1 Factores de Participación de Nodos

Para una mejor comprensión de los factores de participación de los nodos es necesario hacer énfasis en el rol que juegan los auto-valores para la clasificación de los nodos más susceptibles al colapso, ya que cada auto-valor genera un grupo de nodos particular que son importantes a la hora de realizar un análisis de estabilidad de tensión; para cuantificar la relevancia que tiene un nodo determinado dentro de un modo aparecen los factores de participación de los nodos que indican los nodos más críticos de ese modo. En la siguiente ecuación se hace alusión al factor de participación del nodo k.

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (1.8)$$

Donde:

$\xi_{ki}$   $\eta_{ik}$  es la participación relativa del nodo k en el modo i.

### 1.8.2.2 Factores de Participación de Ramas

Los factores de participación de las ramas indican para cada modo que ramas consumen más potencia reactiva en respuesta a un incremento de carga. Un factor de participación de ramas alto relaciona los elementos con conexiones débiles o sobrecargadas, lo cual puede ser un factor importante para identificar medidas correctivas que brinden solución al problema de estabilidad y proporcionar una mejor elección a la hora de realizar un análisis de contingencias.

La participación relativa de una rama j en cierto modo viene dada por el factor de participación.

$$FP_{rama, km}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{pérdidas, km}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{pérdidas del sistema}^{(i)}]} \quad (1.9)$$

### 1.8.2.3 Factores de Participación de Generadores

Los factores de participación de los generadores indican, para cada modo, que generadores suministran más potencia reactiva en respuesta a un incremento de la carga. Las participaciones de los generadores suministran información importante que considera la distribución apropiada de las reservas de los reactivos entre las máquinas en orden de prioridad del margen de estabilidad de voltaje adecuado.

La participación relativa de la máquina m en un modo cualquiera está dada por el factor de participación del generador.

$$FP_{Gk}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{Gk}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{G, de todo el sistema}^{(i)}]} \quad (1.10)$$

### 1.8.3 CURVAS P-V

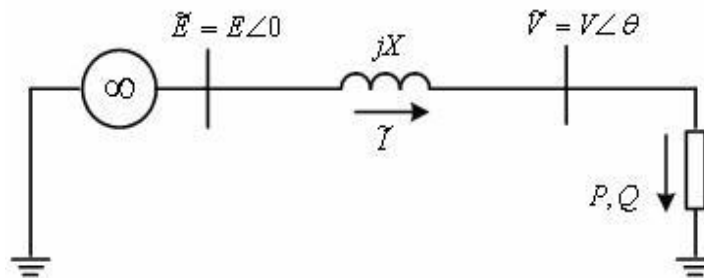
Las curvas P-V muestran la relación existente entre la transferencia de potencia activa y el comportamiento del voltaje, se generan corriendo una serie de casos de flujos de carga y relacionan el voltaje de los nodos con la carga. La ventaja de esta metodología es que proporciona una indicación de la proximidad al colapso de voltaje del sistema a través de un rango de niveles de carga.

Debido a la importancia de las curvas P-V para realizar un estudio de estabilidad de tensión, se hace necesario comprender a fondo la relación existente entre la potencia activa y el voltaje. Para una mayor comprensión se debe realizar el siguiente análisis, el cual se fundamenta con el estudio de la Figura 1.3 que muestra a grandes rasgos una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Éste se conforma de un nodo de carga, que es

alimentado por una fuente generadora de Potencia Infinita, a través de una línea de transmisión.

Figura 1.3 Circuito representativo de un sistema radial.

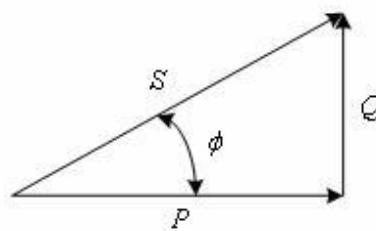
(Fuente: Elaboración propia)



Para generalizar el concepto, los nodos de este sistema pueden ser percibidos también como un nodo de envío y un nodo de recepción, en donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga, depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos, y de sus respectivos ángulos de fase. En la Figura 1.4 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga.

Figura 1.4 Triángulo de potencias

(Fuente: Elaboración propia)



De la figura anterior,  $P$ ,  $Q$  y  $S$ , representan las Potencias Activa, Reactiva y Aparente de carga, respectivamente. De este triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (1.11)$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P, Q, y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se aprecia en la Figura 1.3, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX, asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están en P.U. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$\tilde{V} = \tilde{E} - jX\tilde{I} \quad (1.12)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \tilde{V}\tilde{I}^* = \tilde{V} \frac{\tilde{E}^* - \tilde{V}^*}{-jX} \quad (1.13)$$

$$S = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (1.14)$$

Separando la ecuación (1.14) en partes real e imaginaria:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (1.15)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (1.16)$$

Las ecuaciones (1.15) y (1.16) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q, estas ecuaciones tienen que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y  $\theta$ .

En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como es el caso de los SEP's, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el Ángulo de Fase y la Potencia Activa. En el sentido estricto de la palabra, este desacoplamiento aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga.

En el análisis que se lleva a cabo, se toman en consideración las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo  $\theta$  de las ecuaciones (1.15) y (1.16). Bajo esta suposición y después de realizar algunas operaciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (1.17)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a  $V^2$ . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (1.18)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (1.17), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (1.19)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la Figura 1.4, la Potencia Reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (1.20)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo  $\theta$  de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje  $V$ . Para su solución, se sabe que los valores de  $E$  y  $X$  son constantes. De acuerdo a la ecuación (1.20),  $Q$  depende

de  $P$ , y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que  $V$  esté sólo en función de  $P$ .

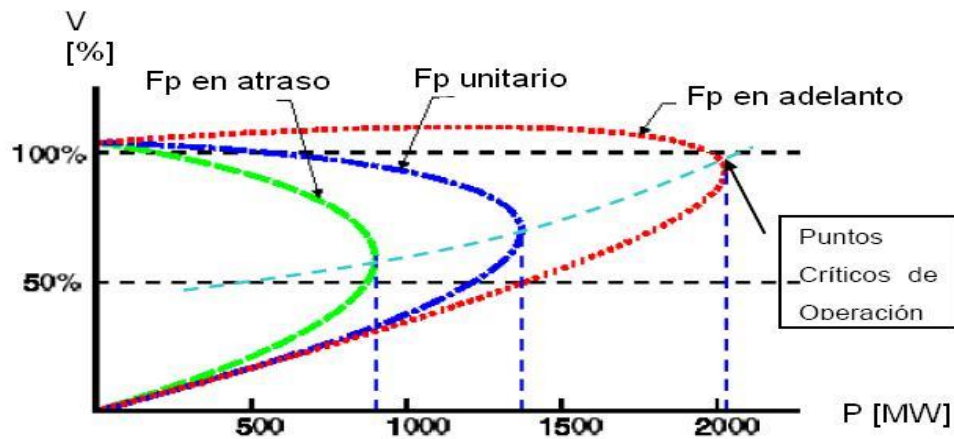
Del análisis anterior se puede concluir que la regulación de voltaje en una línea de transmisión es una función de la Potencia Activa y Reactiva Transferida y que el Factor de Potencia de la carga tiene un efecto importante sobre las características del sistema. Lo que conlleva a que la estabilidad de voltaje dependa de la relación entre  $P$ ,  $Q$  y  $V$ . En la Figura 1.5 se hace una representación de dicha relación.

Las curvas  $P$ - $V$  se obtienen a partir de las dos posibles soluciones de la ecuación (1.19), para un factor de potencia determinado; las características de dichas soluciones se analizan a continuación:

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje ( $V$ ) elevado y una magnitud de corriente ( $I$ ) pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada, marcada en la Figura 1.5, y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.
2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje ( $V$ ) pequeño y una corriente ( $I$ ) elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.



Figura 1.5 Curvas P-V para diferentes factores de potencia  
(Captura de pantalla durante prueba con el simulador **SIMATIC STEP7**)



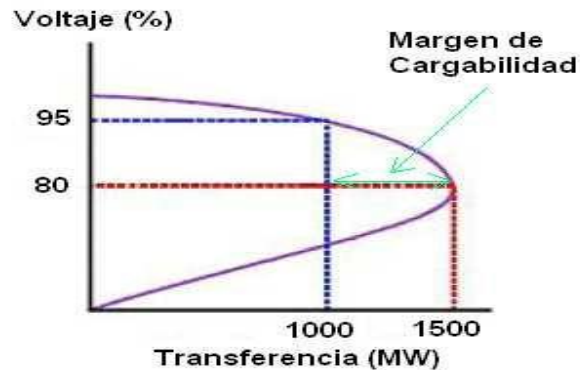
Los aspectos más importantes de la Figura 1.5 serán expuestos a continuación:

- Se observa que cada curva posee un punto de cargabilidad máxima, si se excede dicho punto los voltajes caerán incontrolablemente y el sistema entrará en un estado de inestabilidad de tensión.
- Se puede ver que existen dos puntos posibles de operación antes de alcanzar la cargabilidad máxima, siendo el punto superior un indicador de estabilidad del sistema y el inferior indica inestabilidad del sistema.
- En esta curva se aprecia la importancia del Factor de Potencia debido a que cuando se posee un Factor de Potencia en atraso o incluso unitario sucede que los voltajes disminuyen a medida que se aumenta la Potencia Activa; mientras tanto que en el caso de un Factor de Potencia en adelanto el voltaje se comporta casi constante o hasta incluso puede aumentar a medida que se aumenta la Potencia Activa. Este fenómeno hace que se dificulte la determinación del colapso de tensión es consecuencia de la utilización de compensación capacitiva en el sistema.

- Cuando se pierde un generador o un elemento de compensación capacitiva se presenta una reducción en el Factor de Potencia lo cual implica un incremento en la Potencia Reactiva del sistema mientras se conserva la Potencia Activa; lo cual puede causar que el sistema pase de un estado de operación satisfactorio a un punto de una posible inestabilidad o al menos más cercano a la cargabilidad máxima. Cabe destacar que debido a lo anterior entre más lejano se opere al punto de cargabilidad máxima el sistema presentará mayor estabilidad.
- En la realidad es muy común conectar muchas compensaciones capacitivas al sistema para mejorar el margen que existe entre el punto de operación hasta el colapso de voltaje, lo cual hace que sea más difícil determinar la cercanía al colapso ya que ante incrementos de la carga el voltaje aumenta levemente.

Como se dijo anteriormente una cualidad muy importante que posee esta metodología es proporcionar un indicador de la proximidad del SEP a sufrir un colapso de tensión a través de la determinación de un margen de cargabilidad, lo que se puede explicar con la ayuda de la Figura 1.6; donde se observa que la máxima transferencia de Potencia Activa antes de entrar en una zona de inestabilidad es de 1500 MW. Sin embargo el punto de operación actual es con una transferencia de 1000 MW, con lo que se está en una zona segura, y se concluye que el margen de cargabilidad es de 500 MW.

Figura 1.6 Margen de cargabilidad de una curva P-V  
(Fuente: Elaboración propia con aplicación simulador **SIMATIC STEP7**)



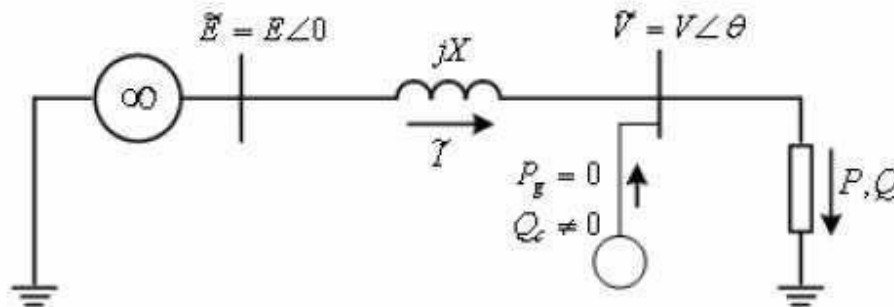
#### 1.8.4 CURVAS V-Q

Otro método utilizado para estudiar la estabilidad de tensión de un sistema radial son las curvas V-Q. Estas curvas se construyen para ciertos nodos críticos del sistema y se grafican como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a un nodo para mantener un nivel de voltaje deseado. Se debe tener en cuenta que estas curvas se construyen manteniendo constante la transferencia de Potencia Activa.

Para obtener una visión más clara de los orígenes de esta curva se retoma la Figura 1.3 la cual sufre un cambio importante, debido a que se conecta un dispositivo compensador en derivación con el nodo de carga de la forma que se muestra en la Figura 1.7.

Figura 1.7 Conexión de un dispositivo de compensación

(Fuente: Tomada del libro Compensación de Reactivos en Redes de Enrique Harper, pag. 76, 2da. Edición 1995)



De esta manera, se observa que las curvas V-Q expresan la relación que existe entre la magnitud del voltaje en un nodo de carga V y la potencia reactiva de compensación  $Q_c$  en este mismo nodo. De una manera general, el dispositivo de compensación puede ser visto como un condensador síncrono ficticio, ya que no produce Potencia Activa, considerando además, que no se le imponen límites de  $Q_c$ . La técnica para realizar el cálculo de una curva V-Q y algunas de sus características se describen a continuación.

En relación con la Figura 1.7, las expresiones definidas mediante las ecuaciones (1.15) y (1.16) se reescriben de la siguiente manera:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (1.21)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (1.22)$$

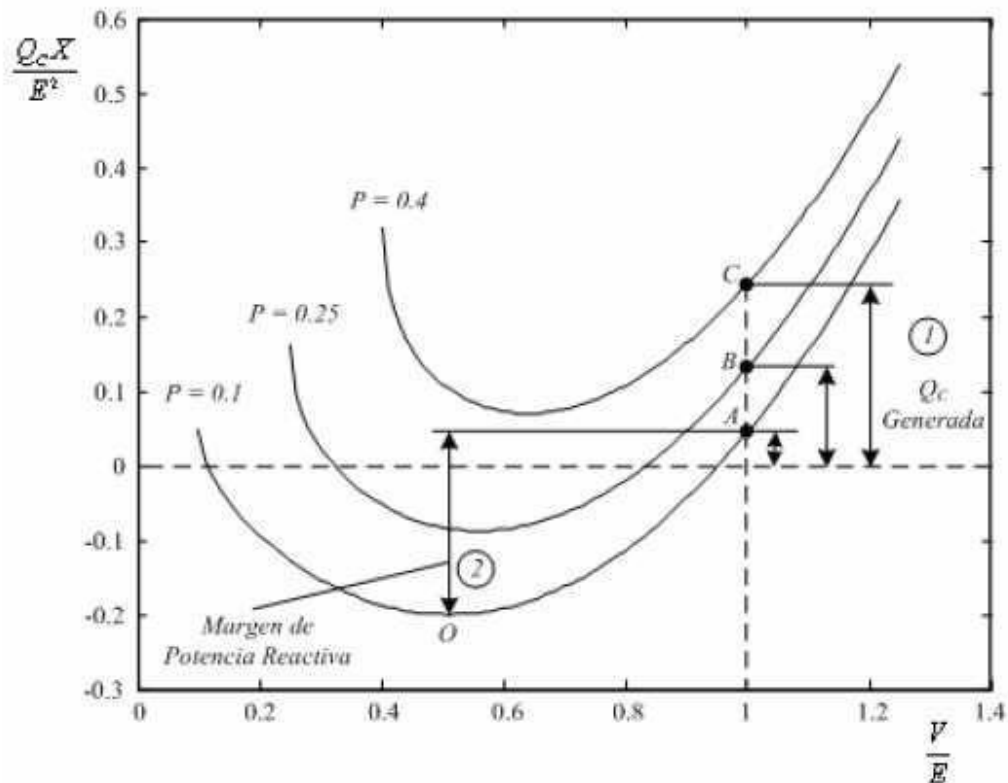
Las anteriores ecuaciones se constituyen como las bases para la construcción de las curvas V-Q. Solo basta seguir estos pasos: inicialmente se debe considerar el factor de potencia y la potencia reactiva constantes durante todo el proceso; a continuación se asignan valores de V y mediante la ecuación (1.21) se obtienen

valores de  $\theta$  y conocidas todas las variables son utilizadas en la ecuación (1.22) para obtener finalmente  $Q_c$ .

En la Figura 1.8 se muestran tres de las curvas calculadas bajo este procedimiento. Cada una fue calculada bajo la consideración de  $\text{tag } \Phi = 0,4$ , lo cual representa un Factor de Potencia en atraso, además de asumir diferentes valores de Potencia Activa de carga para cada caso.

Figura 1.8 Curvas V-Q

(Fuente: Elaboración propia mediante aplicación del Simatic Step7)



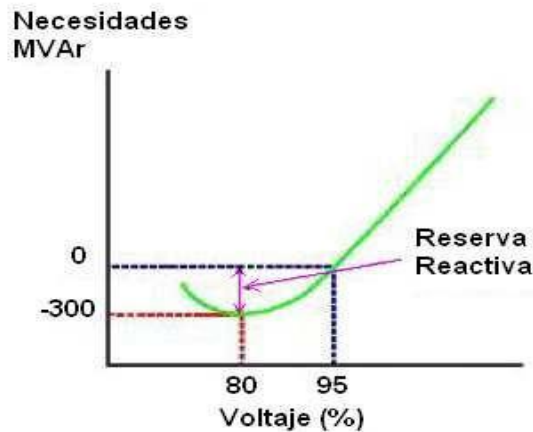
Los puntos ubicados en la parte derecha de las curvas, representan puntos de operación estables; mientras que los puntos situados en la parte izquierda de la misma son considerados como puntos de operación inestables, lo que indica que cuando se inyectan reactivos en el nodo la magnitud del voltaje decae. La intersección de las curvas con la línea punteada horizontal, representan el caso no compensado, donde el dispositivo de compensación no genera ni consume

reactivos. Adicionalmente se menciona que el punto cero (0) de la gráfica representa el límite de estabilidad de voltaje, en este punto  $dQ/dV$  es igual a cero. La figura anterior se presta para realizar dos tipos de interpretaciones relacionados con la estabilidad del sistema.

- En el primer caso que se muestra en la figura 1.8, se hace una representación de la cantidad de Potencia Reactiva necesaria que debe ser inyectada dependiendo de un aumento de carga para mantener un nivel de tensión estable como lo indican las diferentes flechas.
- En el segundo caso de la figura 1.8, se muestra el margen de la Potencia Reactiva que posee cierta barra del sistema en el cual opera en un punto estable, en otras palabras esta interpretación es muy útil para comprender hasta cuanta potencia se le puede incrementar al sistema sin llegar al punto de colapso de tensión.

Al igual que las curvas P-V, las curvas V-Q poseen una cualidad muy importante que es utilizada para indicar la proximidad del SEP de experimentar un colapso de tensión a través de la determinación de un margen de potencia reactiva, lo que se explica con el apoyo de la Figura 1.9 que es el complemento de la Figura 1.6; como se mencionó antes esta curva se obtiene con un programa de flujo de carga, manteniendo constante la transferencia de potencia activa en 1000 MW y se observa que para ese punto de operación, se tiene un margen de 300 MVAR antes de entrar en una zona de inestabilidad para ese nivel de transferencia.

Figura 1.9 Margen de potencia reactiva de una curva V-Q  
(Fuente: Elaboración propia mediante aplicación del Simatic Step 7 )



El avance tecnológico permite utilizar ayudas de tipo computacional que facilitan el análisis del sistema cuando se simula la operación del mismo.

Para poder realizar simulaciones que arrojen resultados lo más cercanos posibles a la realidad, es indispensable ingresar al programa del simulador **SIMATIC STEP7 de Siemens**, datos técnicos y operativos que sean congruentes con la realidad actual de funcionamiento del sistema; es necesario, por lo tanto, tener los datos de transformadores, líneas de transmisión, generadores, demanda de potencia activa, reactiva y factores de potencia en los nodos de las diferentes subestaciones. También es importante tener en cuenta los diferentes límites de operación permitidos por el RALGE.

Es necesario recordar que el sistema en el que se realiza el estudio fue construido con fines académicos, y aunque la información suministrada por parte de la empresa de energía Transcontinental Capital Corporation en lo que concierne a los elementos del sistema es real, existen variaciones de tipo operativo que diariamente se presentan en el manejo del sistema y que sería muy complejo tener en cuenta cada uno de estos cambios.

## **CAPITULO II**

### **OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)**

#### **INTRODUCCIÓN**

La regulación de tensión y el suministro de potencia reactiva es una responsabilidad compartida por todos los Agentes del MEM y requiere tanto en condiciones normales como anormales la actuación conjunta, coordinada y simultánea de todos sus Centros de Despacho.

Para mantener las tensiones y los flujos de potencia reactiva dentro de los límites operativos establecidos se deberá efectuar la planificación, el control de la tensión, el despacho de la Potencia Reactiva, y las acciones rutinarias y excepcionales que requiera la operación en tiempo real.

Atendiendo a la Normativa Vigente del SENI (artículos 149, 151, 154, 156, 157, 202, 204, 207, 211, 212, 232, 296 del Reglamento de la Ley General de Electricidad 125-01, el Artículo 70 del Reglamento de Ley 57 -07 y los artículos CC 4. 1. 1, CC 5. 2. 1, CC 5. 2. 4 (del Código de Conexión), relacionada con los aspectos técnicos de la regulación de tensión y potencia reactiva, el CCSENI (Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado) propone en este documento, para su discusión, una metodología de definición los voltajes de consigna de los nodos pilotos y los voltajes a ser controlados en barras de generación. Se verifica el impacto operativo de la aplicación de la metodología y la definición de los criterios operativos básicos a ser considerados de manera de garantizar el objetivo de la reglamentación: lograr la calidad especificada de la energía brindada al usuario final de la electricidad y generar las señales necesarias para lograr este objetivo. A estos fines se abordan en este capítulo los aspectos y conceptos necesarios para el cabal entendimiento de la problemática.



## **2.0 CRITERIOS GENERALES BÁSICOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Para la supervisión de los aportes de Energía Reactiva el sistema eléctrico debe estar de preferencia en estado normal. Se podrá mantener dicha supervisión en estado de alerta hasta tanto el CCE lo disponga, dependiendo del agravamiento de las condiciones. Nunca se contabilizarán los períodos de aporte de reactivos para fines de valorización durante los períodos de emergencia o recuperación, cuya terminación deberá ser anunciada de manera expresa por el CCE.

Cuando el CCE lo ordene, los generadores serán operados bajo la modalidad de control de tensión. El CCE anunciará a los operadores de los centros de control de generación las consignas de voltaje que deberán mantener en cada zona del SENI, dependiendo del periodo de demanda del día. Actualmente esta consigna está dentro del rango de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal en alta tensión.

El Organismo Coordinador (OC) hará los estudios para la determinación de las consignas de tensión en las barras principales del SENI de acuerdo a los diferentes escenarios que se produzcan y las incorporará en los programas semanales y diarios de operación, incluyendo las unidades requeridas de forma exclusiva para el aporte de potencia reactiva y el deslastre por tensión, a fin de que sirvan como guía de operación al CCE.

Ante la solicitud del CCE de mantener determinada consigna de voltaje en una zona específica del SENI, los operadores de centrales procederán a ajustar su carga reactiva, anunciando al CCE el momento a partir del cual superará cada unidad su Energía Reactiva Base (ERB), decidiendo el CCE cuanto más se requiere de potencia reactiva para complementar la calidad del voltaje de la zona asociada.

Cuando los operadores de centrales no logren alcanzar su ERB ante la solicitud del CCE de mantener una determinada consigna de voltaje en una zona específica del SENI, habiendo las condiciones del SENI para lograrlo, dichos operadores lo reportaran al CCE y el OC.

El CCE comprobará en tiempo real la necesidad de uso de unidades forzadas para el aporte exclusivo de Potencia Reactiva.

Para fines de reporte al área comercial, los supervisores del OC tomarán nota de las instrucciones impartidas mencionadas en los párrafos anteriores.

Sobre la base de los resultados de la operación en tiempo real, el OC hará los estudios de lugar para determinar los cambios de derivaciones de transformación (TAP's) que sean necesarios para lograr el efectivo aporte de potencia reactiva de todos los generadores del SENI.

## **2.1- OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES**

Se reitera aquí lo ya antes dicho, que la operación del SENI en condiciones normales comprende todas las acciones rutinarias que se ejecutan sobre las instalaciones del sistema con el fin de mantener estables las variables del mismo, dentro de los valores límites operativos establecidos en el Reglamento de Aplicación a la Ley General de Electricidad y los que eventualmente se indiquen en la Programación Semanal.

Los límites operativos para las tensiones y los intercambios de potencia reactiva serán los determinados por el OC en la Programación Semanal de acuerdo a la reglamentación vigente.

### Se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

- Los Centros de Control de Generación, Distribución y Transmisión deberán tomar las medidas operativas necesarias, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los valores de intercambio de Potencia Reactiva y los niveles de tensión estén dentro de los límites establecidos.
  
- Los Centros de Control de Generación, Distribución y Transmisión informarán al CCE cuando se produzcan tensiones o intercambios de reactivo críticos, detallando los motivos y maniobras realizadas o en ejecución para su normalización.

- Se debe mantener en todo el SENI el perfil de tensiones de la red de 69 KV o mayores y se debe disponer de una reserva de Potencia Reactiva ajustada a los valores definidos de acuerdo a la normativa vigente, para permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones de fuentes de compensación reactiva. Para ello se mantendrán los niveles de tensión indicados en la programación semanal en las barras de 69 KV o mayores sobre las que se dispone de medios adecuados de control de tensión y que tienen gran incidencia en el perfil de tensiones de toda la red.
- La reserva de potencia reactiva deberá disponerse en equipos que hagan un control rápido y eficiente de la tensión en 69 KV o mayores, de manera de conseguir una equilibrada distribución en toda la extensión de la red.

Para asegurar un adecuado perfil de tensiones de 69 KV o mayores, y las reservas de potencia reactiva mencionadas, el CCE deberá operar los elementos de compensación existentes en el sistema según el siguiente orden:

- Maniobra automática de Reactores / Capacitores/SVC/otros.
- Maniobra de Reactores / Capacitores /otros.
- Reguladores bajo carga de (RBC) de Transformadores.
- Reguladores de excitación de máquinas.
- Motores Síncronos.
- Máquinas Forzadas.
- Modificación de la topología de la red de transmisión.

En casos de emergencia actuará el sistema de deslastre automático de carga por tensión.

El orden de operación de Reactores / Capacitores estará supeditado a su ubicación en el SENI.

Las operaciones de los Reguladores Bajo Carga se ejecutarán asegurando que no se afecte sensiblemente el perfil de tensión en la red de transporte y la reserva de Potencia Reactiva indicada para esa red.

## **2.2 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)**

En la operación en tiempo real el CCE, basándose en la programación de corto plazo elaborada por el OC y en las condiciones del SENI, determinará si están dadas las condiciones del sistema para la aplicación de cortes de carga o modificación de generación, basándose en:

- La evolución de la operación diaria.
  
- Las declaraciones de indisponibilidad de Potencia Reactiva de las empresas en la programación semanal.
  
- Las indisponibilidades transitorias que puedan haber sido declaradas por los Agentes para la programación semanal y diaria o incumplimientos a los compromisos de reactivo detectados por el OC.
  
- Las mediciones propias.
  
- Las informaciones de los Centros de Control de los Agentes.

### **2.3 SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)**

El OC supervisará permanentemente con el Sistema SCADA y las informaciones de los Centros de Control de los Agentes las tensiones, la generación de reactivo de los generadores y los factores de potencia en todas las interconexiones del Sistema de Transporte.

### **2.4 COMPENSACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTECONECTADO (SENI)**

Para fines de valorización, se registrarán las operaciones de los equipos de compensación reactiva.

Cada mes al realizar las correspondientes transacciones económicas por el concepto de aporte de Energía Reactiva en exceso, el área comercial del OC contrastará los periodos anotados por la supervisión del OC con la lectura de medidores del Sistema de Medición Comercial (SMC).

En el caso de los auto productores se considerará como Energía Reactiva Base (ERB) la Energía Reactiva resultante de un Factor de Potencia de 0.85 de la Energía Activa, registrada en los medidores instalados en la interconexión con el SENI y referida al lado de baja tensión del transformador de exportación.

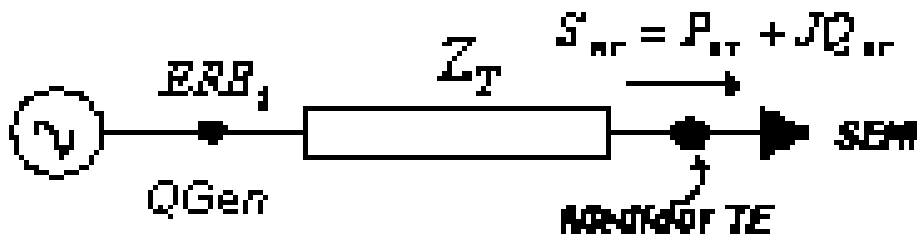
En caso de centrales constituidas con motores de combustión interna o ciclos combinados con varios generadores, la ERB base será considerada en función de la cantidad de unidades en línea.

Debido a que la Energía Reactiva Base (ERB) está determinada en bornes de generación, a los registros de Energía Reactiva entregadas por el Sistema de Medición Comercial se le deberán agregar las pérdidas reactivas de transformación, tal como se detalla en el acápite 2.5.

## 2.5 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS REACTIVAS (QT) DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)

A partir de las medidas en Alta Tensión (AT) reportadas para las Transacciones Económicas, y las impedancias de los transformadores ( $Z_T$ ) obtenidas de la Base de Datos del SENI utilizada para el cálculo de la Potencia Firme, se calcula la corriente inyectada al SENI a partir de la siguiente figura que se muestra a continuación (Ver Anexo 1):

Figura 2.1 Corriente inyectada al SENI  
(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, 2010)



Donde  $P_{AT}$  y  $Q_{AT}$  son las lecturas de la Energía Activa y Reactiva registrada por el sistema de medición comercial y  $Z_T$  corresponde a la impedancia del transformador con la línea de transmisión en los casos en que corresponda (en esta modelación se omiten las pérdidas shunt).

De esta forma, la corriente inyectada corresponde a:

$$I_{AT} = \frac{S_{AT}^*}{\sqrt{3}V_{AT}} = \frac{P_{AT}}{\sqrt{3}V_{AT}} - j \frac{Q_{AT}}{\sqrt{3}V_{AT}}$$

Resultando las pérdidas en el transformador y líneas (éstas últimas si corresponde), como sigue:

$$S_T = \sqrt{3}I_{AT}^* V_{AT} = 3I_{AT\Delta}^* I_{AT\Delta} Z_{\Delta}$$

La componente reactiva de las pérdidas resulta ser

$$Q_T = \left( \frac{P_{AT}^2 + Q_{AT}^2}{V_{AT}^2} \right) (X_\psi + X_l)$$

Para la determinación de  $Q_T$  se asume que  $V_{AT}$  es el voltaje medio horario registrado por el Sistema de Medición Comercial (SMC). En el caso de no contar con los registros del Sistema de Medición Comercial se asumirá el voltaje nominal de la barra de alta tensión.

Donde:

$S_T$  = Es la pérdida de energía estimada

$|I|_{AT}^2$  = Módulo al cuadrado de la corriente

$$|I|_{AT}^2 = \frac{P_{AT}^2 + Q_{AT}^2}{3V_{AT}^2}$$

$Q_{AT}^2$  = Cuadrado de la Energía Reactiva registrada por el medidor

$Q_T$  = Componente Reactiva Pérdida estimada

$P_{AT}^2$  = Cuadrado de la Energía Activa registrada por el medidor

$V_{AT}^2$  = Cuadrado de la tensión nominal

$X_L$  = Reactancia del tramo de línea de Distribución

$X_\psi$  = Reactancia del transformador en arreglo Estrella.

Es responsabilidad de los Agentes suministrar la información necesaria para aplicar el procedimiento detallado anteriormente.

Para aquellas unidades sin medición directa, cuyos flujos de Potencia Activa y Reactiva son registrados a través de líneas de intercambios con el sistema de transmisión, se agrupará las máquinas cuya generación esté incorporada en un conjunto de medidores de líneas y por consiguiente la Energía Reactiva Base (ERBi) corresponderá a la suma de las energías bases de dichas máquinas.

Las fracciones de horas en que una máquina generadora haya sido convocada a aportar Energía Reactiva en exceso por el CCE deberán ser debidamente

comparadas con la misma proporción de ERB y con la respectiva proporción de los registros del Sistema de Medición Comercial.

Para los efectos de la aplicación de este procedimiento se entenderá como Potencia Nominal de la Máquina, la Potencia Efectiva Neta definida en el Reglamento, adicionando consumos propios.

## **2.6 RESPONSABILIDADES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)**

### **2.6.1 DEL ORGANISMO COORDINADOR OC**

El OC programará la operación del SENI determinando las consignas de voltaje que servirán como guía de la operación en tiempo real, las que incluirá en los Programas Semanales y Diarios de Operación. Para esto:

- Supervisará en tiempo real el cumplimiento de los Programas Semanales y Diarios de Operación, anotando todos los detalles sobre la aplicación de este procedimiento.
  
- Realizará mensualmente las transacciones económicas de Energía Reactiva en la forma y plazos especificados en la normativa.
  
- Mantendrá la vigilancia sobre el comportamiento del voltaje sobre la base de lo acontecido en tiempo real, realizando los correspondientes estudios que tiendan a mejorar la calidad del servicio, recomendando, entre otros:
  - Cambios en TAP's de transformadores de enlace del sistema de transmisión.
  - Cambios en TAP's de transformadores elevadores de unidades generadoras.
  - Cambios en TAPs de transformadores auxiliares y/o de arranque de unidades generadoras.
  - Reubicación de equipos de compensación reactiva.



- Cambios en la topología de la red.
- Revisión de los estudios presentados para la instalación de equipos de compensación reactiva de otras empresas, es decir, que no sean propiedad de la empresa de transmisión.

El OC podrá disponer en cualquier momento la verificación en el campo de:

- Los parámetros de ajuste de los equipos de transformación del SENI.
- Protecciones de disparo por tensión.
- Protecciones de disparo por sobre-excitación.
- El estado de operación de los equipos de compensación reactiva y las curvas de capacidad de los generadores.

### **2.6.2 DEL CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE)**

En la operación en tiempo real, coordina y despacha la Potencia Reactiva del SENI.

Para esto:

- Declara los inicios y términos de los estados del sistema interconectado, es decir normal, alerta, emergencia y recuperación.
- Indica la fecha de inicio y término de la instrucción de cada generador de aportar Potencia Reactiva sobre el valor ERB correspondiente, para regular el nivel de tensión en la barra de salida.
- De ser necesario, si las variaciones se prevén sostenidas y que alterarían el nivel de calidad del suministro eléctrico, efectúa reajustes de la potencia reactiva u ordena el ingreso o retiro de equipos de compensación estática o dinámica o de generación forzada para el aporte exclusivo de Potencia Reactiva.

- De formarse sistemas temporalmente aislados por mantenimiento o contingencia en el sistema dispone, de ser el caso, las acciones necesarias para que el aporte de Potencia Reactiva sea efectuado con las unidades de generación necesarias acorde con la disponibilidad contenida en el Programa Diario de Operación elaborado por el OC.
- Informa el detalle de la operación diaria incluyendo lo relativo a los periodos de asignación de aporte en exceso de Potencia Reactiva de las unidades de generación, el ingreso o retiro de los equipos de compensación y unidades forzadas para aporte exclusivo de Potencia Reactiva.
- Lleva estadística de los equipos de compensación reactiva.

### **2.6.3 DE LOS AGENTES DEL MEM**

Para la operación en tiempo real, los titulares de Generación, Transmisión y Distribución son responsables como se ha señalado ya antes, por la regulación de voltaje del SENI bajo la directiva del CCE. Por lo tanto comunicarán toda acción correctiva al CCE.

El Centro de Despacho de cada Agente informará el detalle de la operación diaria incluyendo entre otros el despacho de la Potencia Reactiva y aspectos relevantes.

A los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista les corresponde:

- Mantener actualizados los datos técnicos de las unidades de generación del Sistema, requeridos para establecer su capacidad de aporte de Potencia Reactiva.
- Participar en la regulación de voltaje comprometiéndose a mantener dicha calidad con los parámetros que determinan la respuesta de regulación de voltaje, no modificándolos sin la coordinación y aprobación del CCE.

- Verificar que la programación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del CCE no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicarlo al OC de inmediato para la corrección respectiva con copia al CCE.
  
- Comunicar la indisponibilidad parcial o total de los equipos de compensación reactiva a la brevedad posible al CCE, con copia al OC.

#### **2.6.4 DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)**

Será responsabilidad de la Superintendencia de Electricidad vigilar la correcta aplicación de este procedimiento y otorgar la autorización para el aumento de la capacidad de compensación en el sistema de transmisión, mediante la instalación de sistemas de compensación estática (capacitores o SVC y/o reactores).

Este procedimiento podrá ser modificado conforme al efecto de la aplicación del procedimiento de Valorización de Energía Reactiva establecido en los Artículos 371 al 382 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

### **2.7 DEFINICIÓN DE NODOS PILOTOS Y LOS GENERADORES QUE CONTROLARAN LA TENSIÓN**

En los Sistemas Eléctricos de Potencia, el problema de control de tensión, es abordado a diferentes niveles, por lo que es preciso definir las barras que serán supervisadas en cuanto a las tensiones. Dentro de un área es seleccionado un conjunto de barras fundamentadas con algún criterio operativo razonable. A partir de la tensión resultante en cada una de estas barras puede garantizarse que en las demás barras del sistema, se obtendrán valores dentro del rango establecido.

Para el caso del SENI, el sistema es dividido en cuatro grandes áreas (Norte, Sur, Este y Central) dentro de las cuales son seleccionadas un conjunto de barras de transmisión como Nodos Pilotos. A cada Nodo Piloto se le asigna un grupo de generadores que serán los responsables de mantener las consignas de voltaje en dichos nodos.

La Tabla 1, muestra las áreas, los nodos y los generadores que influirán sobre los nodos pilotos. Estos nodos pilotos han sido consensuados con el CCE -ETED:

Tabla 2.1. Nodos pilotos y generadores de área de influencia

(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, 2010)

Área	Nodos Pilotos	Generadores
Norte	Puerto Plata 2 138 kV	CEPP 1 y 2 , San Felipe
	San Francisco de Macorís 138 kV	Pimentel 1, 2 y 3
	Canabacoa 138 kV	Tavera 1 y 2 , López Angostura
	La Vega 69 kV*	La Vega, Jimenoa
	Monción 138 kV	Monción 1 y 2
	Piedra Blanca 138 kV	Quisqueya 1 y 2
	Bonao 2	Pinalito 1 y 2, Río Blanco 1 y 2
Sur	Pizarrete 138 kV	Jigüey 1 y 2, Aguacate 1 y 2, Valdesia 1 y 2
	Cruce de Cabral 138 kV	Barahona Carbón
	KM15 de Azua 138 KV	Monterío, Sabana Yegua, Sabaneta, Palomino 1 y 2
Central	Itabo 138 kV	Itabo 1 y 2, Haina 4, Haina TG, San Lorenzo 1, Metaldom
	Hainamosa 138 kV	Los Mina 5 y 6, Estrella del Mar, Estrella del Mar 2
	Palamara 138 kV	Palamara, Inca km. 22
	Timbeque 2 138 kV	Estrella del Mar, Estrella del Mar 2
	Los Mina 138 KV	Los Mina 5 y 6
Este	San Pedro 2 138 kV	CESPM 1, 2 y 3, Sultana del Este, Los Orígenes, San Pedro Vapor.
	Aes Interconexión 138 kV	AES Andrés

### 2.7.1 DEFINICIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE LOS NODOS PILOTOS

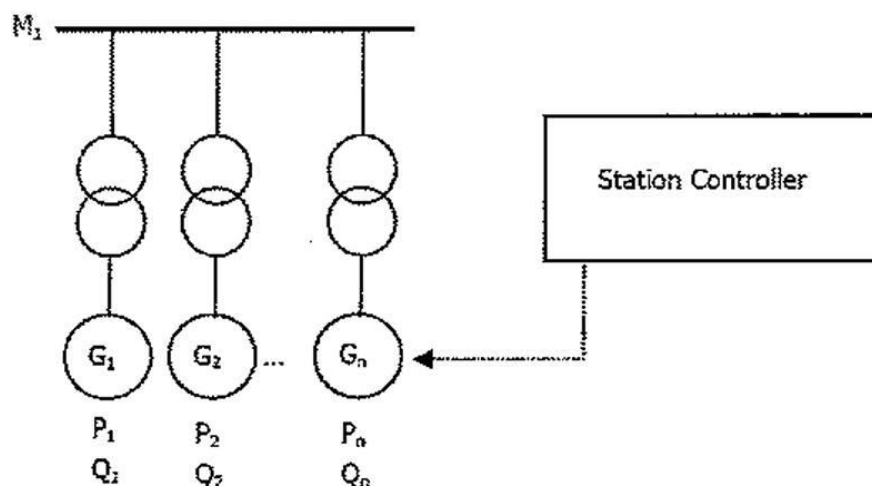
La definición de los valores de consigna de voltajes en los nodos pilotos se definirán según la metodología utilizada en el documento "SIMULACION Y CONSIDERACIONES OPERATIVAS PARA LA VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA Y COMPENSACIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN" (Ver Anexos 2, 3 y 4) elaborado por el OC - SENI. Se propone que los valores definidos como consignas de voltajes en los Nodos Pilotos sean revisados mediante estudios especiales con periodicidad mensual en lo que es mecanizado el proceso. La revisión de estas consignas de voltaje debe considerar los valores de mediciones reales del parámetro en las barras del sistema de medición comercial o el SCADA. Los voltajes de los Nodos Pilotos han de considerar el equilibrio de los niveles de voltajes de las diferentes subestaciones del SENI con el objetivo de minimizar la

absorción de Potencia Reactiva en la redes de transmisión y por ende la producción de reactivos en una zona para ser consumidos en una zona distante. Adicionalmente las consignas aplicadas deben garantizar el cumplimiento del artículo 156 del RALGE y la estabilidad de tensión del SENI.

## 2.7.2 METODOLOGIA DE ASIGNACIÓN DE CONSIGNAS DE VOLTAJES PARA GENERADORES

Para definir las consignas de tensión a nivel de barras de generación y garantizar el valor objetivo de tensión definido para el Nodo Piloto de su área de influencia, hemos considerado el criterio de Control de Estación (Station Control). El Control de Estación (o Controlador de la Estación) se utiliza en los cálculos de flujo de carga para simular el comportamiento de los dispositivos de control automático y / o acción del operador, actúa sobre las fuentes de Potencia Reactiva y, opcionalmente, en transformadores con cambiadores de tomas, para lograr una tensión de objetivo en una determinada barra del sistema.

Para definir el sistema Controlador de Estación se seleccionan las diferentes fuentes de energía reactiva que influyen en la barra cuyo voltaje se desea controlar y la barra misma. Las fuentes de Potencia Reactiva válidas incluyen: máquinas sincrónicas y asíncronas, generadores estáticos y sistemas de VAR estático



(SVS).

Figura 2.2 Diagrama representativo de un control de estación

(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, OC 2010)

Para definir la contribución de las diferentes fuentes de Potencia Reactiva en el control de la tensión en el Nodo Piloto se calcula un factor de contribución ( $K_p$ ). El factor  $K_p$  se calcula según cuatro opciones diferentes:

1. Despacho de Potencia Activa.
2. Potencia Nominal.
3. Potencia Reactiva Nominal.
4. Maximización de la Reserva Reactiva.

Se propone utilizar la opción de " Potencia Nominal ", donde el factor  $K_p$  se calcula según la potencia nominal (en MVA) del generador.

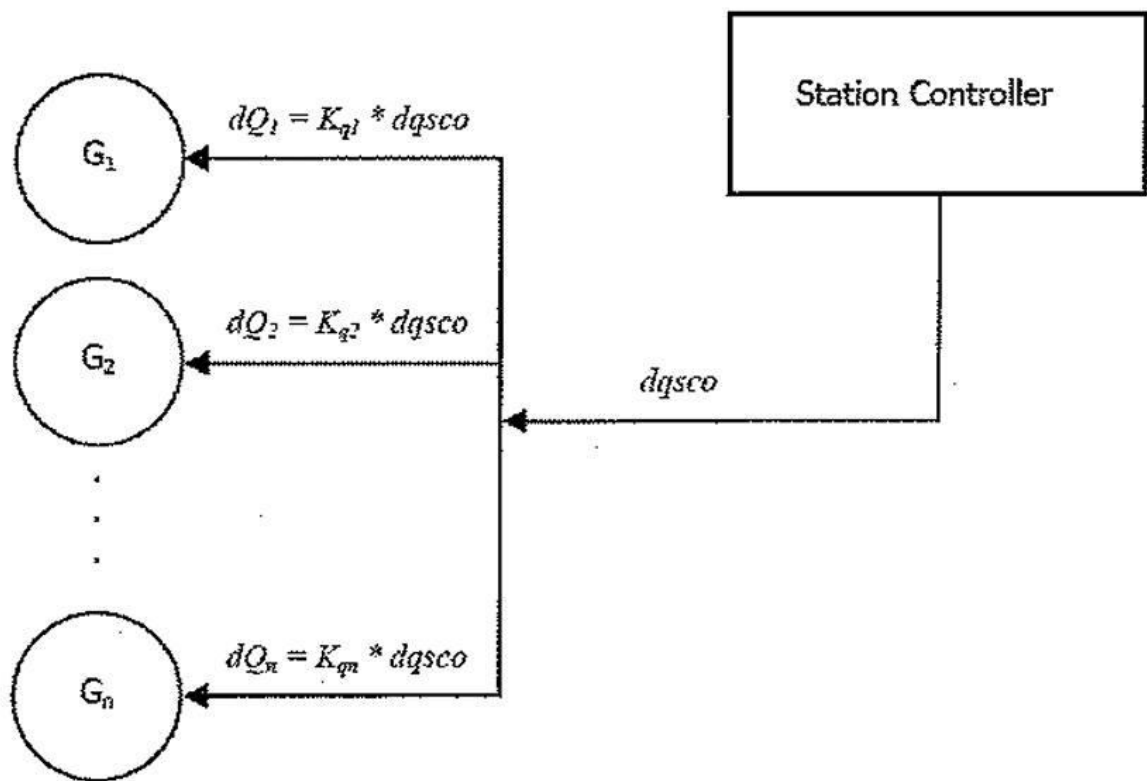


Figura 2.3 Diagrama representativo control de voltaje nodo piloto por generación  
(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, OC 2010)

## 2.7.3 RECURSOS NECESARIOS PARA DEFINICIÓN DE VOLTAJES A SER CONTROLADOS EN BARRAS

Para implementar el método descrito anteriormente el OC-SENI dispone de la herramienta DigSILENT Power Factory, Inc. en su versión 15. 0, utilizada para realizar simulaciones de la operación de sistemas de potencia.

## 2.7.4 SIMULACIÓN DE ASIGNACIÓN DE CONSIGNAS

Para explicar la metodología propuesta se presenta el siguiente ejemplo en el cual se comparan los despachos de generación "con" y "sin" la aplicación de las consignas de tensión. Para este ejemplo se tomó el Nodo Piloto de San Francisco de Macorís (SFM), el cual será controlado por las centrales de generación Pimentel 1, Pimentel 2 y Pimentel 3.

Primero se presenta el despacho de generación sin considerar las consignas de tensión en los Nodos Pilotos del SENI, como se realiza actualmente. En la Figura 3, se presentan los resultados obtenidos en la simulación para el Nodo Piloto seleccionado y los generadores participantes.

Como se puede observar el voltaje en SFM estaría en 0.9664 en P.U (133. 36 KV) y las consignas de los generadores Pimentel 1 y 3 en 1. 00 en P.U (13. 8 KV). En la simulación realizada la central de Pimentel 2 se encuentra fuera por despacho.

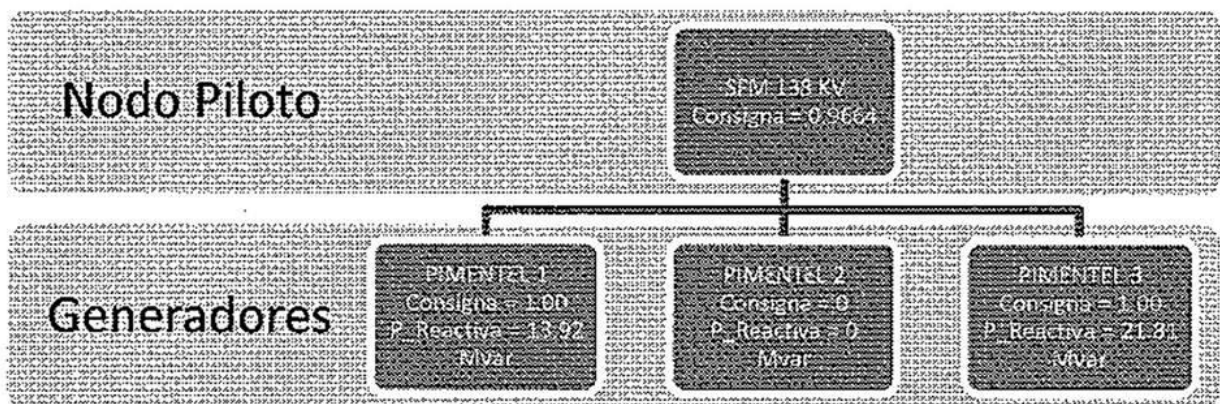


Figura 2.4 Despacho actual del SENI

(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, OC 2010)

Segundo se presenta el despacho de generación considerando las consignas de tensión en los Nodos Pilotos del SENI. La consigna de voltaje definida en la simulación para el Nodo Piloto de SFM es 1.00 en P.U (138 KV). En la Figura 4, se presentan los resultados obtenidos para el Nodo Piloto seleccionado y los generadores participantes.

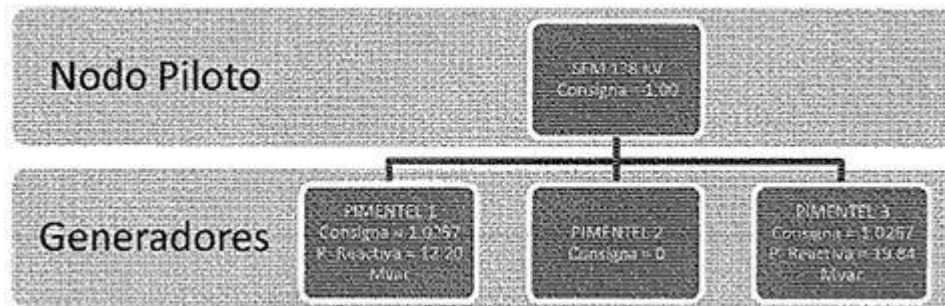


Figura 2.5 Despacho con la consigna de tensión  
(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, OC 2010)

Como se puede observar el voltaje en SFM estaría en 1.00 en P.U (138KV), la consigna definida, y las consignas de los generadores para lograr dicho objetivo son las siguientes; Pimentel 1 en 1.0257 en P.U (14.155 KV), Pimentel 2 en 0.00 en P.U (0 KV), Pimentel 3 en 1.0267 en P.U (14.168 KV).

El Organismo Coordinador (OC) incluirá en los Programas Diarios de Operación (PDD) y Redespachos, las consignas de voltaje para cada generador que participe en el control de voltaje de un determinado Nodo Piloto, así como las consignas de los Nodos Pilotos. Por ejemplo, de la simulación anteriormente realizada para la barra de SFM, el OC suministraría al CCE y los Agentes del MEM los datos resumidos en las siguientes tablas.



Tabla 2.2 Consignas de voltajes de los Nodos Pilotos  
(Fuente: (Organismo Coordinador del SENI, OC 2010))

Nodo Piloto	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u)
SFM	138	1

Tabla 2.3. Consignas de voltajes de las centrales  
(Fuente: Organismo Coordinador del SENI, OC 2010)

Central	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u)
Pimentel 1	14.155	1.0257
Pimentel 3	14.168	1.0267

### 2.7.5 CRITERIOS BÁSICOS PARA ESTABLECIMIENTO DE LA CONSIGNA DE TENSIÓN DE LOS NODOS PILOTOS Y GENERADORES EN EL PROGRAMA DIARIO DE OPERACIÓN, REDESPACHOS Y LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Los criterios básicos a ser considerados se listan a continuación:

- Los valores de las consignas de voltajes en los Nodos Pilotos serán revisados mediante estudios especiales con periodicidad semanal y mensual.
- Serán reevaluados a través de estudios especializados la posición óptima de Taps de los transformadores del SENI.

- En el Programa Diario de Operación (PDD) se determinarán las consignas de voltaje en barras de generación y/o puntos de medición a través de las simulaciones de flujo de potencia en base a las consignas de tensión predefinidas de los Nodos Pilotos. Se incluye también los valores de Potencia Reactiva estimada que permitirán lograr el objetivo de tensión planteado.
- En el Programa Diario de Operación (PDD) se realizarán los análisis de contingencias correspondientes de los generadores que estén participando en la regulación de tensión, para garantizar que la salida intempestiva de un generador no provoque la sobrecarga de aporte de reactivos de los demás generadores que estén operando en ese momento.
- En la Operación en Tiempo Real, tomando como base las consignas del Programa Diario de Operación se tiene como premisa básica mantener los voltajes en los diferentes Nodos Pilotos de modo de minimizar los flujos de Potencia Reactiva entre zonas, y las pérdidas de reactivos en las líneas que son causantes de la caída de tensión global en el Sistema Eléctrico de Potencia.
- En la operación en tiempo real podrían ser revaluados las consignas de tensión de los Nodos Pilotos y de los generadores según la situación de operación real del SENI.

# CAPITULO III

## CONTROL MAESTRO DE VOLTAJE MVC PARA LA NUEVA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II

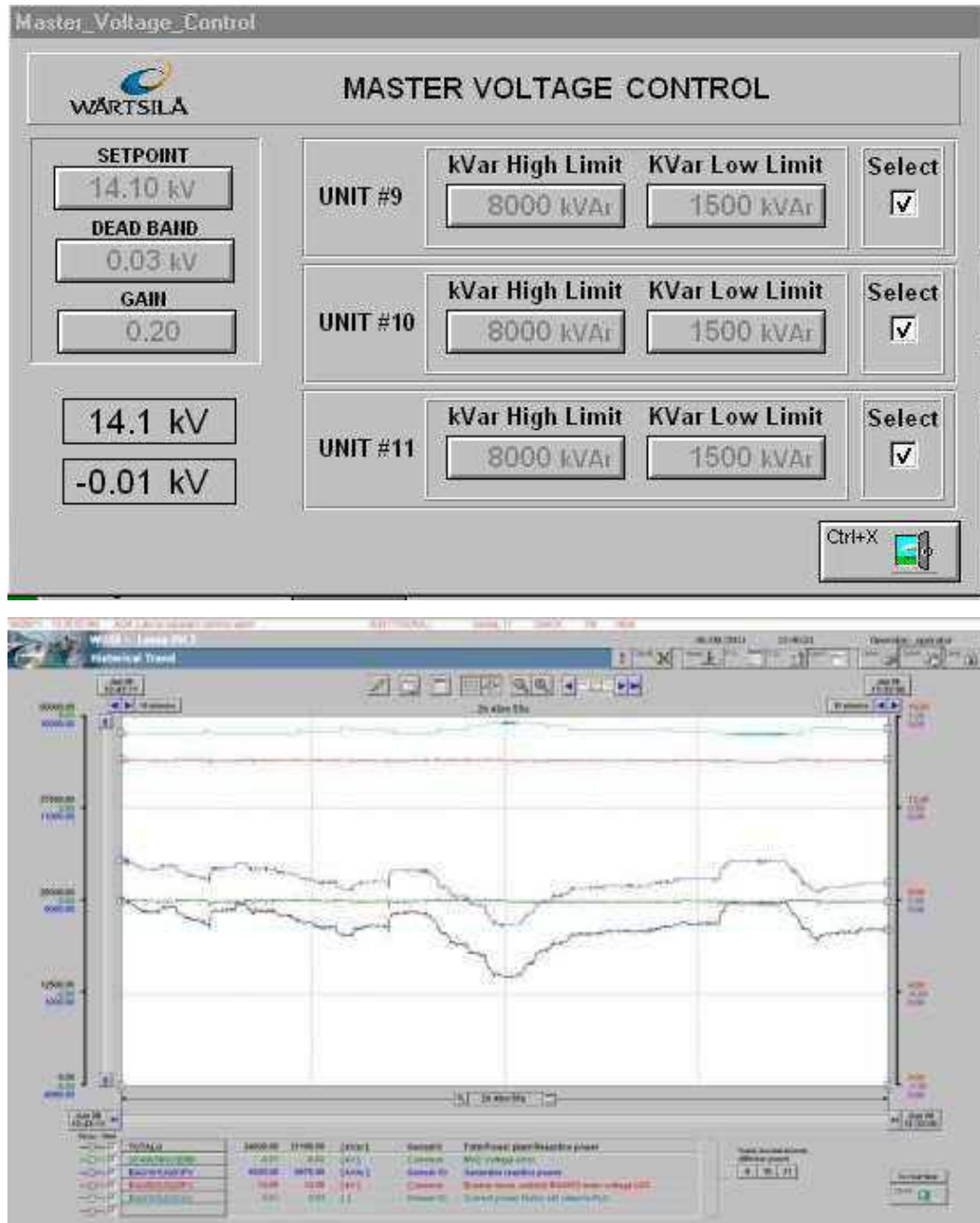


Figura 3.1 Software Master Voltage Control

Fuente: Captura de pantalla durante prueba con el simulador Simatic Step 7)

### **3.0 DESCRIPCIÓN DEL CONTROL DE VOLTAJE (MVC) EN LA NUEVA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II**

La programación del PLC y la utilización de ordenadores WOIS (Ver Anexo 4) permiten que todos los grupos electrógenos de la nueva barcaza Estrella del Mar II operen bajo las consignas del Control Maestro de Voltaje (MVC) (Ver Anexo 5).

Los operadores podrán cambiar la configuración de límites de tensión y de Potencia Reactiva que se pueden permitir de su envío por la central eléctrica. El sistema también permitirá a los operadores activar o desactivar el Voltaje Máster Control (MVC) de forma independiente en cada unidad, Bus-Bar y mantener el Factor de Potencia en los límites. Así como grabar las tendencias y los acontecimientos de acciones relacionadas con la MVC.

Todas las funciones básicas, lecturas y dispositivos relacionados con la tensión, existente para el control de la planta deben estar funcionando correctamente para cada motor y el sistema común.

#### **3.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA IMPLEMENTAR EL MVC EN LA BARCAZA ESTRELLA DEL MAR II. VENTAJA DEL SISTEMA PROPUESTO MVC**

- 1 hora de parada de la planta Generadora de Energía1 hora de parada por cada del motor.
  
- El tiempo de ejecución estimado de aproximadamente 15-20 días para la entrega y puesta en marcha del nuevo sistema.

#### Ventajas

- La nueva ventaja de interfaz de operador en WPIS para Ajustes de regulación de voltaje primario y para el monitoreo.

- Programación de PLC para que coincida con el Control de la Tensión Integral.
- Prueba del Sistema.
- Informe del Servicio y Operación de la instrucción para el Sistema.

### **3.2 MASTER CONTROL DE VOLTAJE DEL MVC. DESCRIPCIÓN GENERAL**

El control de la tensión principal (MVC) está diseñado de acuerdo con el rendimiento de la planta, necesidades y requisitos. Cómo la planta afecta a la tensión de la red en el área, también considera el MVC esta situación para normalizar el despacho conforme a los criterios y exigencias de los organismos reguladores.

El sistema utiliza el PLC común (CFA901) como un procesador central de la lógica del MVC. El PLC toma la tensión, la lectura de los alimentadores y calcula el error del punto de ajuste. Este error se integra y se procesa para generar un punto de ajuste en KVAR que se envía a las unidades. Las unidades utilizan estos datos para calcular su valor propio de reactivo de acuerdo con la máxima unidad y los ajustes mínimos colocados por los operadores. Luego, utilizando la Potencia Activa actual, un nuevo Factor de Potencia se calcula para que coincida con la configuración solicitada en KVAR. El error se calcula a través del tiempo y las unidades se les ordena aumentar o disminuir la Potencia Reactiva hasta que el error se fija en "0" (por debajo de la banda muerta) o hasta que los niveles máximos / mínimo KVAR de las unidades son alcanzados. A seguidas, las unidades se mantienen en un entorno estable de KVAR en espera de un nuevo error. Todas las unidades reaccionan proporcionalmente en el reparto de Carga Reactiva.

Todos los ajustes relacionados con la MVC se pueden cambiar desde los ordenadores WOIS, así como la activación y desactivación de mando de cada unidad, puede emitirse desde un clic de mouse.

### **3.3 VENTAJAS DE LA OPERACIÓN EN MODO MVC**

- Desde los generadores y transformadores, la eficiencia se ve afectada por el sistema MVC. Este mejora la eficiencia de la planta, reduciendo los períodos de bajo Factor de Potencia y dando al sistema sólo la Potencia Reactiva en los límites y de tensión de consigna.
- Reducir en más de 90% el tiempo que los operadores utilicen para controlar y supervisar la tensión (MV). Los operadores ahora puede utilizar ese tiempo para la supervisión de los parámetros críticos de la planta.
- Mejora la calidad del voltaje en la red, lo que va a reducir los apagones y desconexiones no deseadas debido a altos o bajos niveles de tensión.
- Potencia Reactiva total de la planta para que la red puede ser controlada. Si la planta está bajo contrato para cierto valor del Factor de Potencia, el MVC permite calcular y mantener las plantas en los límites del contrato.

### **3.4 CONCEPTOS MVC**

- Los cálculos del MVC se llevan a cabo por el PLC común en CFA901, y los valores calculados se emiten a las unidades.
- El MVC calcula una rampa KVAR proporcional al error. Un error más alto va a generar una rampa más rápida para evitar eventos de baja o de alta tensión. Desde el equipo WOIS la ganancia del sistema se puede también cambiar para mejorar la respuesta del control si es necesario.

- La lectura de voltaje de referencia se toma de los alimentadores. La lectura más alta es la opción automática para el Control MVC.
  
- Cada unidad tiene ajustes independientes de la Potencia Máxima y Mínima Reactiva. Esto permite a los operadores poder limitar la cantidad de Potencia Reactiva que la planta suministrará a la red.
  
- Con el fin de activar el control de MVC, son necesarias las siguientes condiciones:
  - Colocar el control por encima de un valor mínimo KW (de acuerdo con el tipo de motor).
  - Colocar el control en el modo AUTO.
  - Colocar el control con señal de consigna en ON.
  - Poner el comando de control MVC activo desde WOIS.
  
- Si una de las condiciones MVC se convierte en falsa durante el funcionamiento en modo de MVC, el MVC es automáticamente desactivado. Las unidades van a cambiar de nuevo a modo de Factor de Potencia (comando de activación de WOIS es necesario para volver a activar el modo de MVC).
  
- Independientemente de la Potencia Activa o ajustes de Potencia Reactiva, el Factor de Potencia se limita a un máximo = 1 y mínimo = 0.8 (retraso). Durante la función de modo de MVC.

- Alto y bajo nivel de voltaje puede ser programado por operadores conscientes en caso de mal funcionamiento.
  
- La lectura de voltaje utilizando como referencia KVAR total enviado por la planta, y el error de tensión utilizado para el sistema de control de MVC, se puede encontrar en la tendencia de la pluma para el análisis. Todos los cambios realizados por los operadores para puntos de ajuste y la activación de comandos se registran en la lista de eventos.



### 3.5 INTERFAZ DEL OPERADOR MVC

#### 3.5.1 VENTANA PRINCIPAL MVC

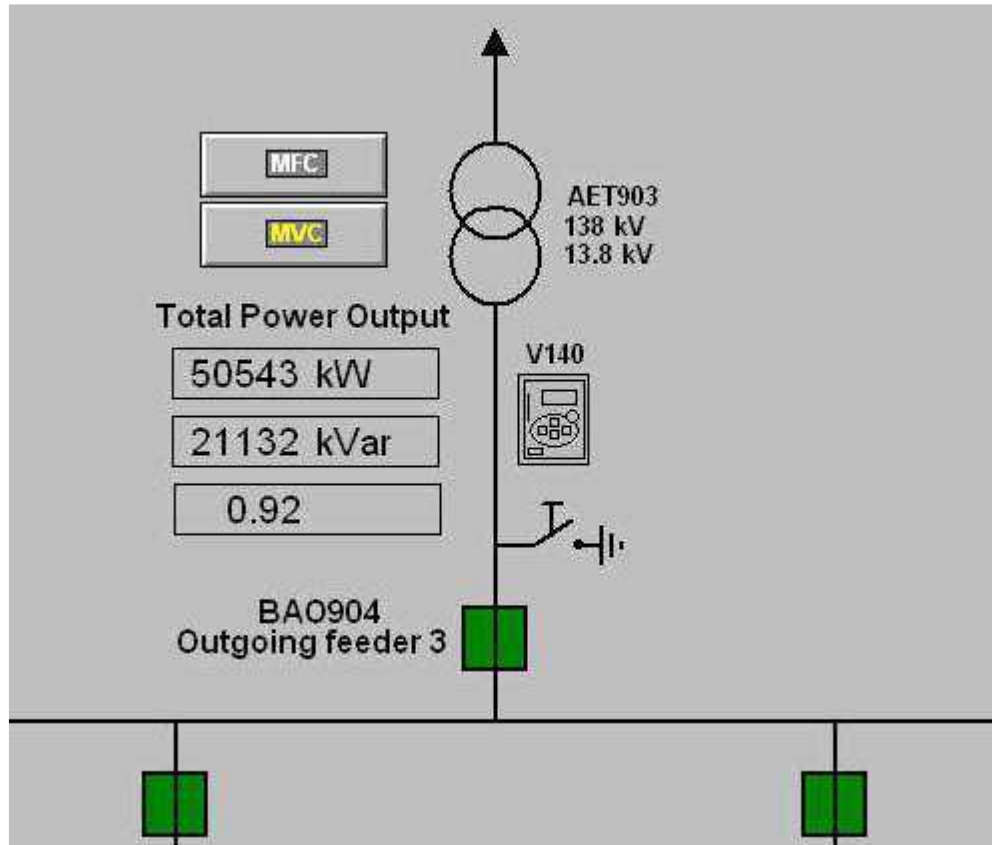


Figura 3.2 Ventana Principal MVC

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)



Presione este botón para acceder a la ventana parámetros MVC.

### 3.5.2 SECUENCIA DE INTRODUCCIÓN DE PARÁMETROS DEL GENERADOR A LA VENTANA DEL MVC

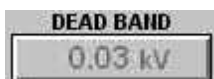


Figura 3.3 Software Master Voltage Control

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)



1. Introducir Configuración del voltaje, que MVC utilizará como referencia para calcular el error. Min Valor = 13,5 KV, Valor máximo = 14.5 KV. Nivel de acceso: Administrador de contraseñas protegidas.



2. Introducir Tensión de la banda muerta. Cuando un error de voltaje está por debajo de este valor sin tomar acción de control. Para este ejemplo, MVC fijará la tensión cuando está por encima o por debajo de 14.13 KV 14.07 KV. Min Valor = 0,5, min = Valor 0.02 KV nivel de acceso: Administrador de contraseñas protegido.



3. Introducir la ganancia de control. Este valor afecta al control de rampa (tiempo de respuesta) reaccionará a un error de tensión. Un valor más alto significa una respuesta más rápida de las unidades. Min Valor = 0, el valor máximo = 5. El nivel de acceso de gerente, protegido por contraseña.



4. Introducir límite de KVAR para cada unidad, durante el modo de generador del MVC. Valor máximo = 12.000 KVAR, valor mínimo será el límite bajo KVAR.



5. Active/desactive el modo de MVC para cada unidad. Si todas las condiciones están bien para el modo MVC, una marca de verificación aparece después de un clic del mouse.

Lecturas:

Readings:

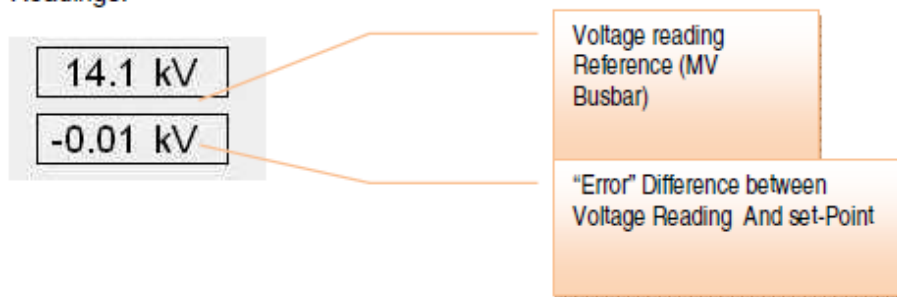


Figura 3.4 Lectura de voltaje Referencia (MV juego de barras)  
Diferencia "error" entre La lectura de voltaje y Set-Point (punto de consigna).  
(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

### 3.5.3 FUNCIONAMIENTO DEL MVC. REPARTO DE CARGA REACTIVA

El error de la Potencia Reactiva/Tensión y la lectura de voltaje (resolución Voltaje 0,06%) Las variaciones en la tensión están a menos de 0,5%

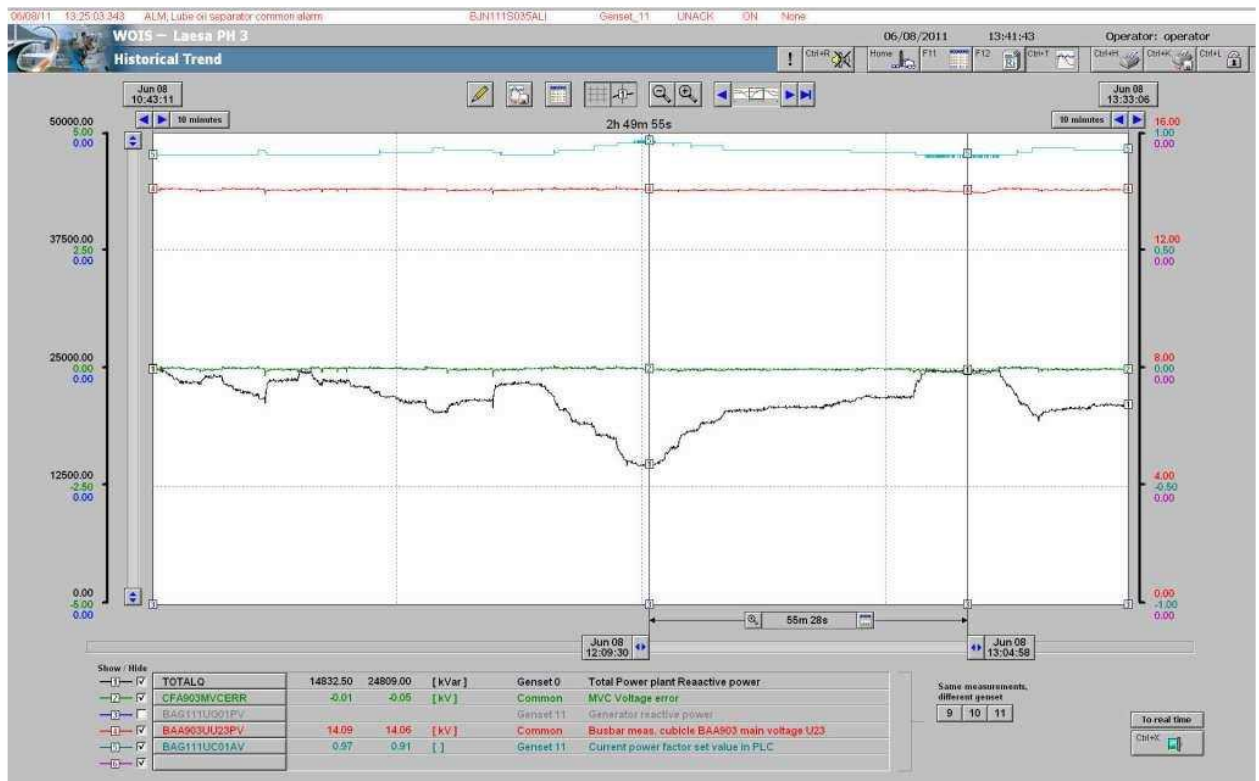


Figura 3.5

Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

Alimentadores 1 y 2 de la Potencia Reactiva con respecto al voltaje, (Resolución Voltaje 0,06%)

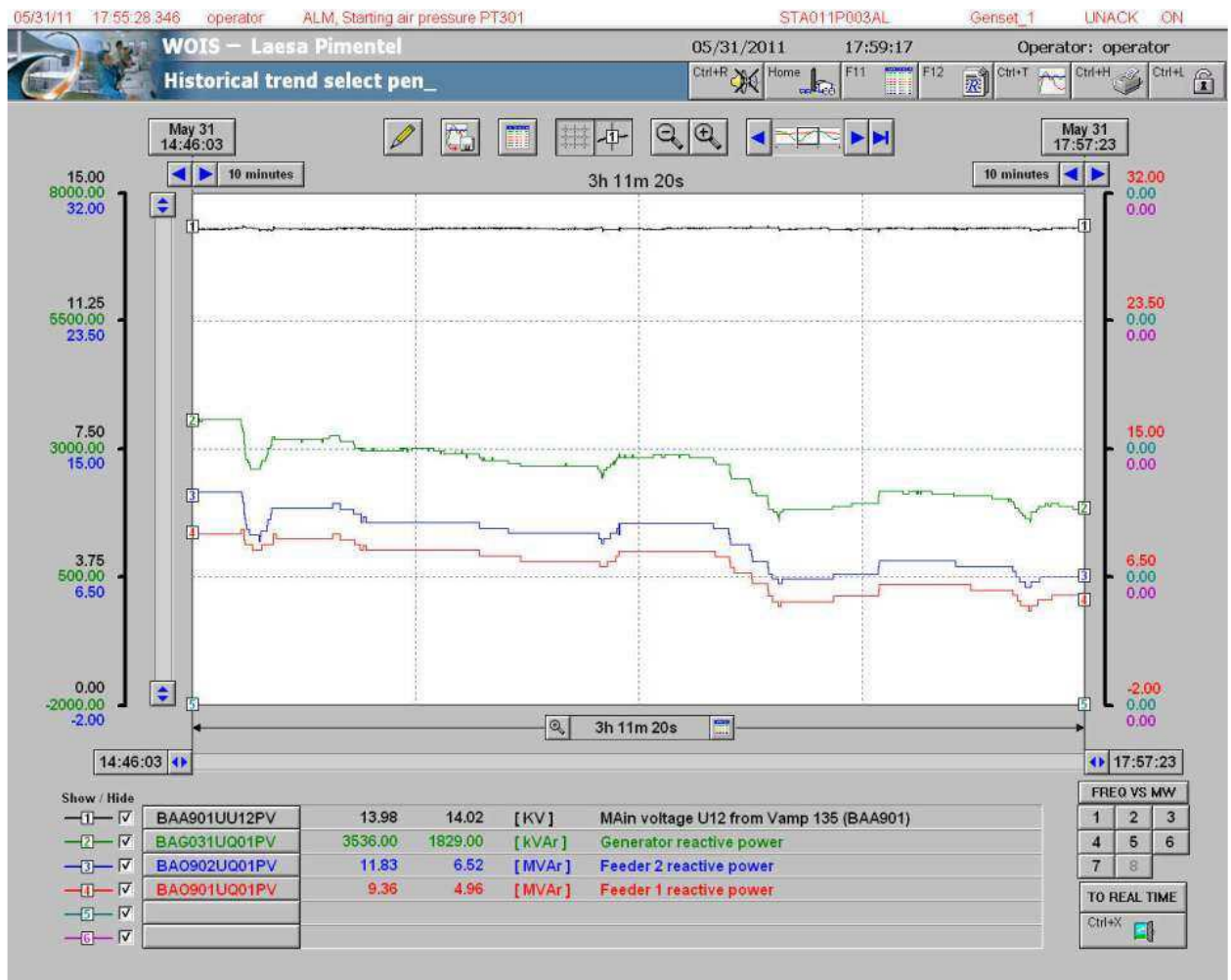


Figura 3.6

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

Unidades en el MVC reparto de carga reactiva (Resolución Voltaje 0,06%)

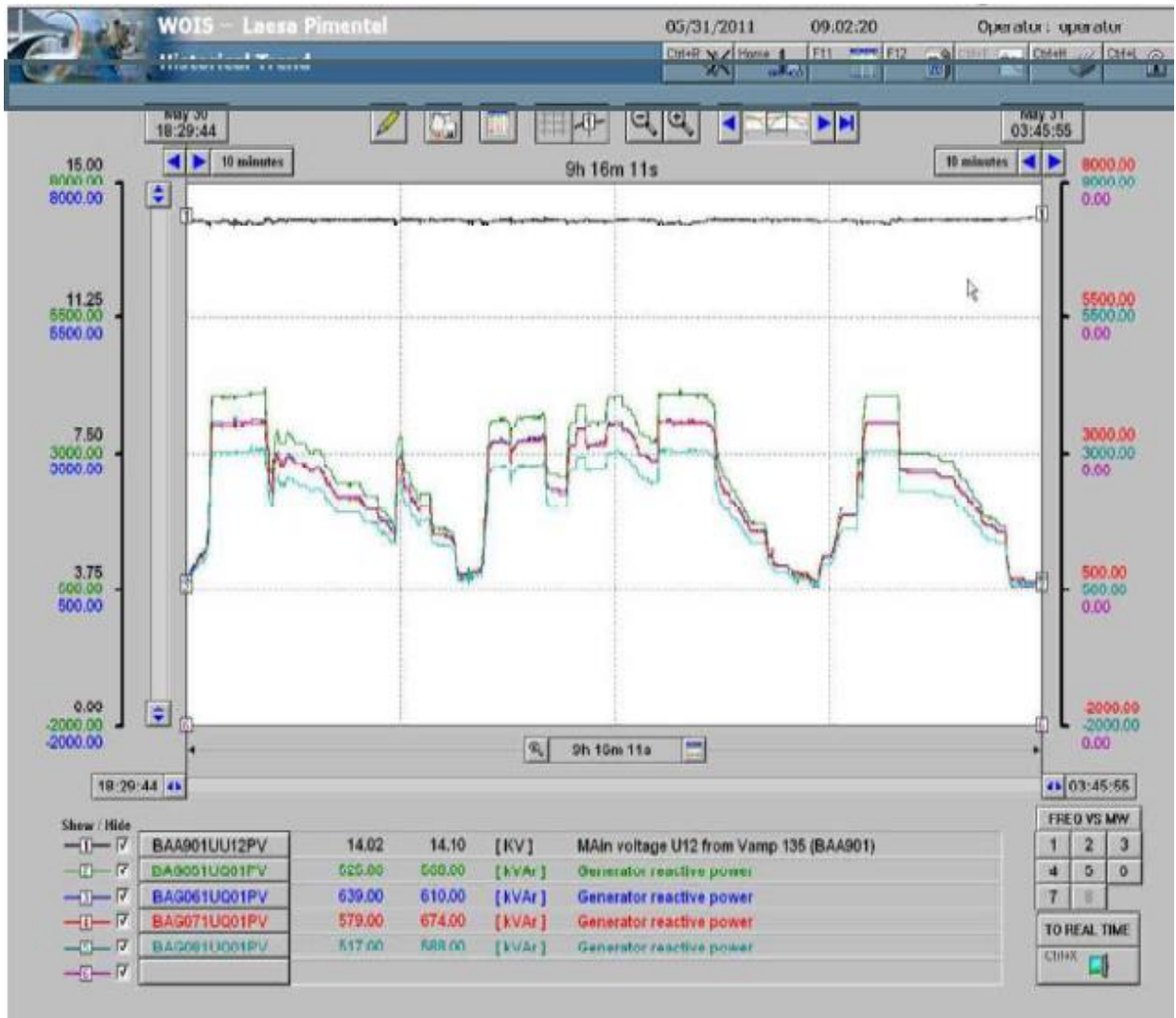


Figura 3.7

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

Con el MVC en modo de funcionamiento y la resolución de la tensión del bus-bar = 1%, sin cambios en la tensión del bus-bar durante 4 horas de ensayo.

## **3.6 IMPLEMENTACIÓN DE REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LA CENTRAL ESTRELLA DEL MAR II**

SIMATIC STEP- 7 ENGINEERING SOFTWARE-SIEMENS es el software usado en la implementación de regulación de voltaje en la central Estrella del Mar II. Es un Software de Programación de Controladores Lógicos Programables (PLC) el SIMATIC-S7 de Siemens, es el sucesor de SIMATIC S5 STEP 7, el cual está ampliamente extendido en toda Alemania. Los autómatas SIMATIC constituyen un standard en la zona, compitiendo en primera línea con otros sistemas de programación y control lógico de autómatas, según la norma IEC (Engineering Electrical Code) 61131-3.

### **3.6.1 DESCRIPCIÓN**

STEP 7 domina el mercado de lenguajes de programación según la norma DINEN61131-3 disponiendo de tres lenguajes de programación:

- FBS - Funktionsbausteinsprache FUP Funktionsplan, diagrama de funciones.
- KOP - Kontaktplan englisch LD o LAD, diagrama de contactos.
- AWL - Anweisungsliste englisch STL, lista de instrucción1.

Según la norma EN 61131-3 (Engineering Tools):

- S7 SCL (Structured Control Language) Lenguaje de texto estructurado.
- S7-Graph (grafisch programmierbare) Gráficos Programables.

Además:

- S7 HiGraph.
- S7 CFC (Continuous Function Chart).

AWL o lista de instrucciones es similar al lenguaje ensamblador. Al igual que SCL está basado en la programación en texto. Todas las herramientas de programación son interfaces de programación gráfica.

Todas las operaciones están centralizadas y permiten funcionar con cualquier tipo de datos.

Mediante la Programación Estructurada es posible reutilizar los módulos de simplificando ampliaciones o modificaciones de proyectos posteriores.

Utiliza herramientas de ingeniería para el diagnóstico, simulación y control simple o complejo de los bucles de programados.

Con STEP 7 se tiene acceso a los controladores SIMATIC. A partir de esto se consigue el Siemens Automation Totally Integrated, con ventajas para los usuarios de dispositivos SIMATIC en las diferentes tareas.

Por otra parte, hay muchos vendedores que desarrollan herramientas o módulos de función, donde el programador elimina tareas que consumen tiempo y mejoran el diagnóstico de errores.

### **3.7 MODO AUTOMÁTICO DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN DE CONSIGNA DE BARRAS**

El procedimiento normal para el control de voltaje es de manera manual. Los operadores están supervisando la tensión en la barra (MV) colectora y el ajuste del Factor de Potencia Reactiva de acuerdo con la estimación de energía necesaria para mantener la tensión en un valor deseado. Hoy en día, el gobierno está solicitando a las centrales eléctricas, a través de los organismos reguladores del sistema eléctrico cambiar este modo a un modo automático, lo que permite a los generadores en base a motores de combustión interna y/o generadores en general ajustar automáticamente la Potencia Reactiva con el fin de mantener la tensión de barras en un valor deseado.

#### **3.7.1 ENERGÍA REACTIVA Y PRUEBA DE TENSIÓN**

Utilizando las tendencias WOIS, se procedió a medir las rampas KVAR de las unidades, la Carga Reactiva ha sido probada de 8.000 a 11.000 KVAR. El aumento y la disminución de las rampas se aprecian en la tabla siguiente:



Tabla 3.1

<b>UNIDADES</b>	<b>PROMEDIO kVar RAMPA / Sec</b>	<b>notas</b>
1	125 KVAR / seg	
5	115 KVAR / seg	
7	105 KVAR / seg	

### **3.7.2 PRUEBA DE CAÍDA DE TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR**

Se hizo esta prueba para tener una aproximación de cómo la planta está afectando a la red de alta tensión y lo importante es la pérdida de tensión en los transformadores.

### **3.7.3 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DE BAJA TENSIÓN**

Tabla 3.2

<b>MVAR</b>	<b>HV (KV)</b>	<b>MV (KV)</b>	<b>PROPORCIÓN</b>
27.20	68.6	13.87	4.95
30.67	68.8	14	4.91
41.48	69.5	14.2	4.89
51.49	70.1	14.4	4.87

A partir de los resultados de las pruebas, podemos ver que la planta está afectando la tensión de la red en niveles significativos, que se pueden controlar fácilmente desde el MVC a las condiciones normales requeridas de la red, exportando niveles de Potencia Reactiva entre 25 MVAR y 60 MVAR.

El MVC está diseñado de acuerdo a las necesidades de la planta, requisitos y rendimientos. Como las plantas afectan a la tensión de la red en el área, el sistema utiliza el PLC CFA901 como un procesador central de la lógica MVC. El PLC toma la lectura de voltaje para los alimentadores y calcula el error del conjunto de generadores. Este error se integra y se procesa para generar un punto de referencia en KVAR y es enviado a las unidades en un valor de porcentaje 0 - 100%. Las unidades utilizan estos datos para calcular su valor reactivo propio de acuerdo con la máxima unidad y los ajustes mínimos colocados por los operadores. Luego, utilizando la Potencia Activa actual en un nuevo Factor de Potencia se calcula para coincidir con la configuración solicitada en KVAR.

El error se calcula a través del tiempo y las unidades se les ordena aumentar o disminuir la Potencia Reactiva hasta que el error se fija en "0" (por debajo de la banda muerta) o hasta que el Máximo/KVAR alcanza los niveles mínimos de las unidades. A seguidas, las unidades permanecen en un entorno estable de Potencia Reactiva (KVAR) a la espera de un nuevo error de tensión.

El MVC del sistema de planta, a través del comando LACAED está disponible para trabajar en dos modos diferentes:

1. El voltaje de referencia toma todas las barras de distribución. El control se cambia automáticamente a la barra de distribución con el voltaje más alto, para asegurarse de que está utilizando el grupo con toda la Potencia Reactiva disponible. En este modo, todos los generadores conectados compartirán la Carga Reactiva de forma proporcional a la Carga Reactiva en alto y bajo ajustes.
2. Todos los ajustes relacionados con el MVC se pueden cambiar desde los ordenadores WOIS, así como el comando de activación y desactivación de cada unidad, puede ser emitido a partir de un clic del mouse.

### **3.7.4 VENTAJAS DE LA OPERACIÓN CON MVC**

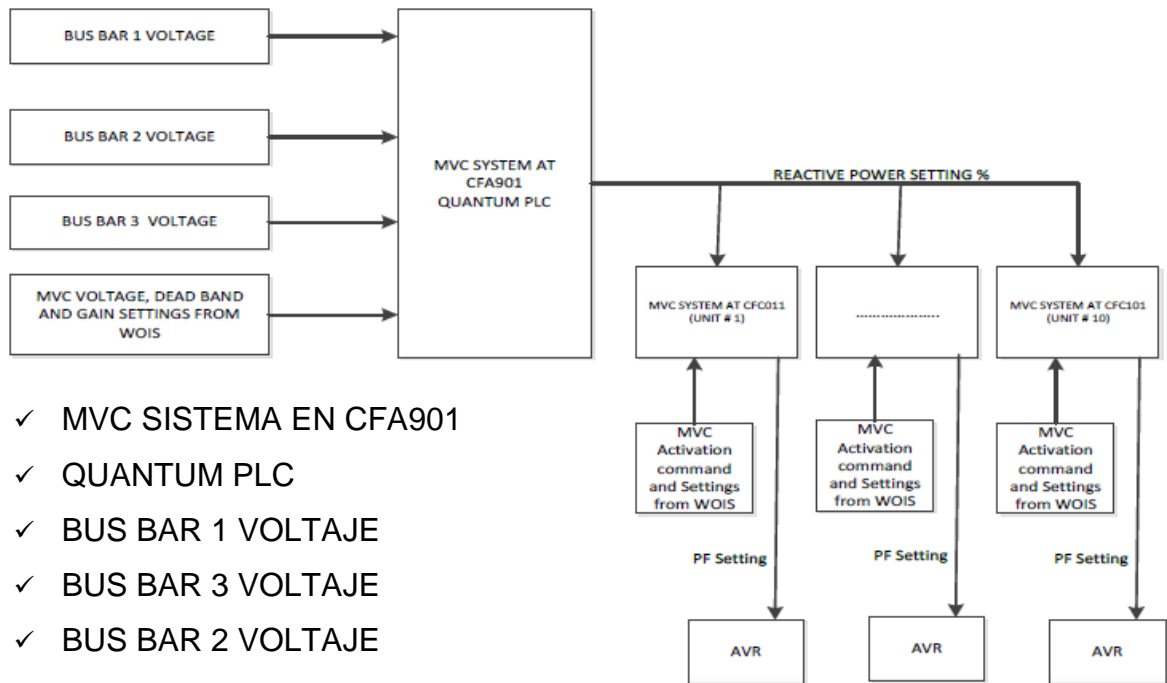
- Desde generadores y transformadores, la eficiencia se ve afectada por la alimentación del sistema, entonces el MVC mejorará la eficiencia de la planta reduciendo los períodos de bajo Factor de Potencia y dando al sistema sólo la Potencia Reactiva necesaria dentro de los límites y la tensión de consigna.
- Reduce en más del 90% del tiempo que utilizan los operadores de control para seguimiento de la tensión, pudiendo ahora los operadores utilizar ese tiempo para el seguimiento de parámetros críticos de la planta.
- Mejorar la calidad del voltaje de la red. Lo que va a reducir los apagones y las fluctuaciones, debido a los niveles de altos o bajos de tensión.
- La Potencia Reactiva total de la planta para la red puede ser controlada, si la planta está bajo contrato para cierto valor de Factor de Potencia. Este se puede calcular para mantener la Potencia Reactiva bajo los límites contractuales.

### 3.7.5 LAYOUT GENERAL DE INSTALACIÓN DEL MVC Y COMANDOS DE SECUENCIA

Figura 3.8

(Fuente: Extraída del Software Simatic Step 7)

#### MVC Layout:



- ✓ MVC SISTEMA EN CFA901
- ✓ QUANTUM PLC
- ✓ BUS BAR 1 VOLTAJE
- ✓ BUS BAR 3 VOLTAJE
- ✓ BUS BAR 2 VOLTAJE
- ✓ MVC VOLTAJE, banda muerta
- ✓ Y CONFIGURACIÓN DE GANANCIA WOIS
- ✓ SISTEMA EN MVC CFC011
- ✓ (UNIDAD 1) y así sucesivamente hasta el último generador
- ✓ SISTEMA EN MVC CFC101 (UNIDAD # 6)
- ✓ REACTIVA AJUSTE DE LA ALIMENTACIÓN% MVC
- ✓ Comando de Activación y Ajustes de WOIS
- ✓ AVR
- ✓ PF Marco
- ✓ MVC
- ✓ Comando de Activación y Ajustes de WOIS
- ✓ AVR

- ✓ PF Marco
- ✓ MVC
- ✓ Comando de Activación y Ajustes de WOIS
- ✓ AVR
- ✓ PF Marco

### 3.7.6 MVC INTERFAZ DE OPERADOR

El acceso a los parámetros de la ventana MVC.

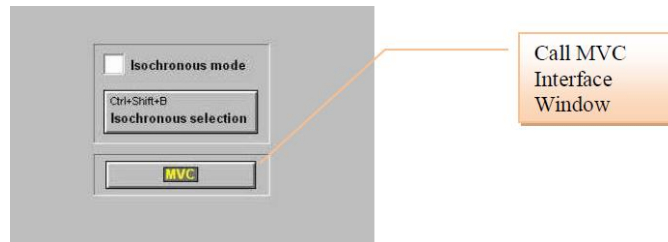


Figura 3.9 Llame MVC Interfaz Ventana

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

Figura 3.10 Fase 1 y 2 ventanas de parámetros principales

(Fuente: Captura de pantalla mediante la aplicación del Simatic Step 7)

*Phase 1&2 Main Parameters window:*

Generator	kVar Max Limit	kVar min Limit	ACTIVE
GEN1	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN2	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN3	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN4	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN5	6000 kVar	3000 kVar	☐
GEN6	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN7	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN8	6000 kVar	3000 kVar	☐
GEN9	6000 kVar	3000 kVar	✓
GEN10	6000 kVar	3000 kVar	✓

**MVC SETTINGS**

- SETPOINT: 14.00 kV
- GAIN: 0.20
- DEAD BAND: 0.03 kV
- Control Voltage / Total MVar of Power plant: 14.00 kV / 33.13 MVar

## CONCLUSIONES

- La implementación del MVC permite el manejo automático de las 10 máquinas generadoras de la Central Estrella del Mar II, con ajustes independientes para el máximo y mínimo de la Potencia Reactiva a ser suministrada a la red, a un Factor de Potencia limitado entre 0.98 y 0.85. En el nodo de interconexión de la central con la red, ajustándose de este modo, a la normativa de los organismos reguladores del sistema eléctrico.
- Se pudo comprobar que los operadores disponen de mejor control de los parámetros de los generadores, pues la vigilancia manual sustituida por el automatismo del VAC permite el chequeo más continuo de los operadores sobre las máquinas.

## **RECOMENDACIONES**

En el porvenir se debe implementar el Control Maestro de Voltaje (VMC) en todos los puntos o nodos de interconexión de los generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), con la red, pues garantiza mejor calidad de la electricidad para los usuarios y extendería la vida útil de los generadores, al no verse expuestos a las fluctuaciones de la Potencia Reactiva de la red por tener este sistema automático de control de reactivos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Batlle, C. (2000). A probabilistic model for capacity payments distribution in a deregulated wholesale electricity market. PMAPS2000: 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.
2. Dominguez, M. A. (2013). Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme. Santo Domingo.
3. EGEHAINA. (2014). EGEHAINA. Retrieved from <http://egehaina.com/glosario/mercado-electrico-mayorista-mem/>
4. Liaño, C. M. (2005). Analysis of firm capacity calculations methods as mechanisms to ensure long - term reliability in deregulated power markets. Madrid.
5. NERC. (2008). Definition of Adequate Level of Reliability.
6. Perez-Arriaga, I. J. (2013, Junui 19). Generation Capacity Adequacy: What economic rationale for support mechanisms? Centre On Regulation In Europe. Brussels.
7. Ramo, M. V. (2003). Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas. Modelos de sistemas de energía.
8. (2002). Reglamento de Aplicacion de la Ley General de Electricidad 125-01. Santo Domingo.



9. Rodilla, P. (2012). Módulo de Mercados Mayoristas. Caso práctico sobre seguridad de suministro. In Máster regulación Industria Eléctrica Universidad Pontificia Comillas e Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales.
10. Sanz Osorio, J. F. (2008). Energía Hidroeléctrica. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza.
11. Enríquez Harper, El ABC de las Instalaciones Eléctricas industriales, 2014.
12. Ramiro Flórez Ortiz, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, 2012.
13. Kepler Luciano e Iván Veras, Metodología de Asignación de Consignas de Voltajes para Generadores OC-GO-14- CONVOLT 1312-140131-V1, 2014.
14. Ley general de electricidad 125-01 reglamentos para la regulación de voltaje en la Rep. Dominicana.
15. Dr Juan Carlos campo Avella 2012 calidad del a energía eléctrica Colombia col ciencia.
16. J duncan Glover 2010 sistemas de potencias análisis y diseño desconocido.
17. Súper intendencia de electricidad 2014 regulación de voltaje y valorización de energía reactiva Rep. Dominicana.
18. DR ING. Mario Guillermo macri generadores sincrónicos determinación de la reg. De voltaje (método de potier).
19. Profesor ing. Washington H Peralta 1994 Estabilidad de tensión instituto de ingeniería eléctrica universidad de argentina.

20. Luis Emilio Vargas Ramirez 2013 Regulador de Tensión en Generadores Sincrónicos Universidad de Costa Rica.
21. Ramon A Gallego R 2010 Mejoramiento en el Perfil de Tensión en Sistemas de Distribución Universidad Tecnológica de Pereira.
22. ABB Company 2013 Regulador Automático de Tensión ABB Company.
23. Federico Beigbeder Atienza (1997). Diccionario politécnico de las lenguas española e inglesa.
24. Informe de gestión del año 2014 de la Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE Haina).
25. Organismo Coordinador Del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, 2008 Republica Dominicana.

# ANEXOS