ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL MODELADO DE CARGA DE LA ANDE PARA PREVER LA OCURRENCIA DEL FENÓMENO DE RETARDO DE RECUPERACIÓN DE VOLTAJE INDUCIDA POR FALLAS (FIDVR) (FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY).

Moisés Vicente Aguilar Cardozo

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU

FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2018

ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL MODELADO DE CARGA DE LA ANDE PARA PREVER LA OCURRENCIA DEL FENÓMENO DE RETARDO DE RECUPERACIÓN DE VOLTAJE INDUCIDA POR FALLAS (FIDVR) (FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY).

Elaborado por

MOISÉS VICENTE AGUILAR CARDOZO

Tutor

Ing. Elisandro Rodríguez Buzarquis.

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU

FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2018

|PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

A Dios, porque ha estado presente en cada instante apoyándome, cuidándome y guiándome en la toma de decisiones que me lleven por un buen camino en mi vida.

A mis padres, por estar conmigo siempre y apoyarme en cada momento de forma incondicional, por preocuparse como lo hacen y por haberme inculcado los valores que forman a una mujer de bien, segura y luchadora.

A mi hermana, por estar conmigo en las buenas y en las malas, apoyándome en todo momento.

A mis amigos, que han hecho de este trayecto una excelente experiencia llena de momentos de aprendizaje, felices y especiales. Sin ustedes definitivamente no hubiera sido igual.

Agradecimientos:

A dios, por permitirme culminar esta meta y esta etapa de mi vida, por brindarme salud, constancia y fortaleza.

A mis padres, por ayudarme en el cumplimiento de este trabajo, por estar siempre atentos, y apoyarme en la superación de cada una de las dificultades que se presentaron.

A mi tutor Ing. Elisandro Rodríguez Buzarquis, por toda su dedicación, preocupación, apoyo, consejos y ayuda durante la realización de este trabajo y por todos los aprendizajes brindados durante el periodo de pasantía.

Al profesor Ing. César Ferreira, por su dedicación, empeño y paciencia durante la elaboración del proyecto final de grado.

Al cuerpo docente de la FCyT, por el apoyo, tenacidad y sabiduría brindada durante los años que duró la carrera.

A mi co tutor Ing. Moises Brítez Iglesia , por acompañarme y ayudarme durante todo este trayecto y en la realización de esta meta, por ser mi amigo y nunca perder los ánimos y la esperanza frente a los obstáculos que se nos presentaron para alcanzar este objetivo.

A la empresa ANDE, por abrirnos sus puertas y permitirnos la realización de este trabajo dentro de sus instalaciones.

A la entidad binacional ITAIPU, por brindarme la posibilidad de superación y preparación profesional, que sin ellos había sido muy difícil llegar a este objetivo.

ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL MODELADO DE CARGA DE LA ANDE PARA PREVER LA OCURRENCIA DEL FENÓMENO DE RETARDO DE RECUPERACIÓN DE VOLTAJE INDUCIDA POR FALLAS (FIDVR) (FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY).

MOISÉS VICENTE AGUILAR CARDOZO

RESUMEN

Este proyecto final de grado el cual tiene por objetivo analizar la efectividad del modelado de carga de la ANDE ante la aparición del fenómeno de retardo de recuperación de voltaje inducida por fallas (FIDVR), para ello se recurrió a la utilización de metodologías del tipo documental, analítico y experimental, pudiéndose analizar, calcular y elaborar un modelado de carga dinámico con alta inserción de equipos de refrigeración a partir de los datos provistos por la ANDE y encuestas realizadas a una muestra de usuarios, luego se manipularon las variables del sistema interconectado nacional para realizar una simulación del modelado de carga con los softwares para análisis eléctricos (ANAREDE y ANATEM), el resultado principal arrojado fue la respuesta del sistema ante la aparición de este fenómeno, el cual reveló un tiempo de estabilización de 4 segundos con las condiciones reales del S.I.N., concluyendo que el modelado de carga dinámico con alta inclusión de motores es robusto y eficiente al momento de mitigar el fenómeno de retardo de recuperación de voltaje inducida por fallas (FIDVR).

Palabras claves: Fenómeno FIDVR, Modelado de carga dinámico, Equipos de refrigeración, Demanda de potencia, condiciones de simulación.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE LOAD MODELING OF ANDE TO PREVENT THE OCCURRENCE OF THE DELAYED FAILURE VOLTAGE RECOVERY DELAY PHENOMENON (FIDVR) (FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY).

MOISÉS VICENTE AGUILAR CARDOZO

ABSTRACT

This final degree project whose objective is to round off the load mode of the walk before the appearance of the phenomenon of the delay of the recovery of voltage induced by faults (FIDVR), for this it refers to the use of methodologies of the type documentary analytical and experimental analysis, being able to analyze, calculate and elaborate a dynamic load mode with high frequency of refrigeration equipment from the data provided by the ANDE and the responses to a sample of users, then the variables of the interconnected system were manipulated To carry out a simulation of the loading mode with the software for electrical analysis (ANAREDE and ANATEM), the main result was the response for this phenomenon, which was presented in a stabilization time of 4 seconds with the real conditions. of S.I.N., concluding that the dynamic loading mode with high inclusion of robust and efficient engines at the time of mitigating the phenomenon of fault induced voltage recovery delay (FIDVR).

Key Words: Phenomenon FIDVR, Dynamic Load Modeling, Refrigeration equipment, Power demand, Simulation conditions.

CONTENIDO

|PÁGINA DE APROBACIÓN i

***Dedicado a:* .....ii**

***Agradecimientos:* .....iii**

CONTENIDO vi

LISTA DE FIGURAS viii

LISTA DE TABLAS.....xii

LISTA DE ABREVIATURAS.....xiii

I. INTRODUCCIÓN 1

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 3

CAPÍTULO 1 3

1.1. ANTECEDENTES HISTORICOS 3

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS 5

1.3. Contingencias. 7

1.3.1. Problema de Flujo de Carga. 8

1.3.2. Métodos de Solución. 12

1.4. Colapso (BLACKOUT).....20

1.4.1. Tipos de Colapsos. 22

CAPITULO 2 30

2.1. Retardo en la recuperación de las tensiones inducidas por falla (FIDVR). 30

2.2. Motor de inducción (aire acondicionado) 31

2.2.1. Protección de sobrecarga térmica.....32

CAPÍTULO 3 34

3.1. Control de Voltaje y Gestión de Potencia Reactiva.....34

3.1.1. Concepto de Flujo de Potencia Reactiva. 35

3.1.1. Niveles de Control de Voltaje. 38

CAPÍTULO 4 52

4.1. Modelado de cargas del sistema de potencia. 52
4.1.1. Conceptos básicos de modelado de carga....52
4. RESUMEN EJECUTIVO....63
CAPITULO 5 63
5.1. Descripción del trabajo 63
5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas 63
5.2. Justificación....64
5.3. Finalidad del proyecto....65
5.4. Metas....65
5.5. Objetivos 65
5.5.1. Objetivos generales 65
5.5.2. Objetivos específicos 65
5.6. Beneficiarios 66
5.7. Producto....66
5.8. Localización física y cobertura espacial....66
5.10. Recursos necesarios 67
5.10.1. Recursos humanos....67
5.10.2. Recursos materiales 67
5.11. Factibilidad económica....67
5. INGENIERÍA DE DISEÑO 70
CAPÍTULO 6 70
6.1. Recolección de datos. 70
6.2. Análisis Computacional. 83
CAPÍTULO 7 99
7.1. Condiciones para la evaluación.....99
7.1.1. Con cargas Estáticas. 100
7.1.2. Con cargas Dinámicas (Equipos de refrigeración). 103
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN....108
7. CONCLUSIONES....112

8. RECOMENDACIONES.....114
Estrategias para la prevención del FIDVR.....114
9. APÉNDICE 116
Apéndice A: Ingeniería de diseño 116
Apéndice B: Ingeniería de diseño.....122
BIBLIOGRAFIA 129

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1. Ejemplo de contingencias.....7

Figura 2. Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia.....9

Figura 3. Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP.....9

Figura 4. Representación de una Barra p en un Sistema Eléctrico de Potencia. 10

Figura 5. Apagón (blackout) del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 14 de Agosto del 2003. 21

Figura 6. Mapa mundial con los 10 casos de blackouts más severos.....22

Figura 7. Familia de curvas V-P en función del factor de potencia de la carga. 24

Figura 8. Clasificación de las sobretensiones 26

Figura 9. Balance de calor del conductor (línea de transmisión). 27

Figura 10. Evento característico de FIDVR [7] 31

Figura 11. Comportamiento del voltaje tras falla, con la acción del motor de inducción de aire acondicionado 32

Figura 12. Interruptor de protección térmica de sobrecarga 33

Figura 13. Diagrama fasorial para una carga con factor de potencia en atraso 35

Figura 14. Subestaciones conectadas a través de una reactancia. 37

Figura 15. Estructura Jerárquica de control de voltaje en un sistema de potencia. 42

Figura 16. Niveles de control de voltaje en un sistema de potencia. 42

Figura 17. Inyección de potencia reactiva en el nodo de carga. 49

Figura 18. Curva V-Q típica. 50

Figura 19. Configuración de un sistema de potencia identificando las partes del sistema desde los puntos de entrega de energía 53

Figura 20. Características de las cargas de iluminación 56

Figura 21. Configuración de la estación típica para probar las características de la carga 60

Figura 22. Motor de inducción compuesto / carga estática equivalente para representar una carga industrial. 61

Figura 23. Enfoque de modelado basado en componentes 62

Figura 24. Clientes activos. 71

Figura 25. Consumo de energía eléctrica a nivel nacional. 72

Figura 26. Comportamiento de las curvas de demanda.....73

Figura 27. Curvas típicas de Enero, semana y fines de semana. 74

Figura 28. Curvas típicas de junio, semana y fines de semana 75

Figura 29. Demanda máxima y la mínima registradas en el 2017 76

Figura 30. Selección del departamento. 78

Figura 31.Selección del departamento. 78

Figura 32. Posesión de A.A en %. 79

Figura 33. Opción de A.A. tipo SPLIT. 80

Figura 34. Opción de A.A. tipo VENTANA. 80

Figura 35. Opción de A.A. tipo PORTATIL.....81

Figura 36. Opción de A.A. tipo INVERTER. 81

Figura 37. Horario en el cual se utiliza con más frecuencia los A.A 82

Figura 38. Periodo de un año adquiriría nuevos A.A.....83

Figura 39. Carga Máxima 1 84

Figura 40. Carga Máxima 2. 85

Figura 41. Cargas por Área del sistema.. 87

Figura 42. SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 88

Figura 43. DBAR 90

Figura 44. DCER. 91

Figura 45. DARE. 92

Figura 46.DMOT Reparto (60-40) y adición de motores.. 94

Figura 47. ANAREDE, modo gráfico 95

Figura 48. DPLT. 96

Figura 49. DEVT. 96

Figura 50. DMOT. 98

Figura 51. Resumen capítulo 6 99

Figura 52. S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración 101

Figura 53. S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración y sin línea de 500 KV Margen Derecha. 102

Figura 54. Contraste de tensiones en la barra MD 220 KV ITAIPU. 103

Figura 55. S.I.N. con la inclusión de equipos de refrigeración en el modelado de carga. 104

Figura 56. S.I.N. con la inclusión de equipos de refrigeración en el modelado de carga. 105

Figura 57. Contraste de tensiones en la barra MD B1 220kV (ITAIPU) con y sin línea de 500kV MD-VHA 1. 106

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 5

Tabla 1. Resumen niveles de control de voltaje. 43

Tabla 2. Resumen equipos para el control de potencia reactiva en la red. 47

Tabla 3 Presupuesto.....68

Tabla 4. Parámetros de Demanda de los días 15/12/17 y 13/05/17. 77

LISTA DE ABREVIATURAS

FIDVR: Retardo de recuperación de la tensión inducida por fallas

S.I.N.: Sistema Interconectado Nacional.

SE: Sub estación

MD: Margen Derecha.

VHA: Villa Hayes.

SLO: San Lorenzo.

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es vital en la sociedad actual, casi se puede afirmar que sin la presencia de ésta la sociedad tal cual como se conoce podría llegar a colapsar, por esto se debe asegurar la confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica para que su funcionamiento sea óptimo y prácticamente ininterrumpido.

En este contexto, la estabilidad del voltaje juega un papel muy importante en todo sistema eléctrico de potencia y está directamente ligado con el aumento y descenso de la temperatura, si la temperatura aumenta, también el consumo en el sistema eléctrico, producidas por la amplia utilización de equipos de refrigeración, ventiladores, climatizadores, artefactos de iluminación, cargas industriales etc.

Este aumento excesivo de cargas no lineales (motores de inducción) ha ocasionado colapsos de tensión en varios países alrededor del mundo no siendo exento el Paraguay, causados por las fluctuaciones de voltaje y el retardo en la recuperación de la tensión, por sus siglas en inglés (Fault Induced Delayed Voltage Recovery) (FIDVR) que es el retardo de recuperación del voltaje inducida por una falla, dicho fenómeno tiene como consecuencia la disminución de la tensión del sistema por un plazo prolongado de tiempo, este retardo de recuperación del voltaje puede propiciar la pérdida de cargas debido al disparo de protecciones del motor y de igual forma una pérdida de las unidades generadoras también por el mismo motivo.

El fenómeno de (FIDVR) podría ser ocasionado por el erróneo modelado de carga utilizado, la insuficiente reserva de potencia reactiva capacitiva para paliar los picos de carga en el sistema eléctrico de potencia, el comportamiento climático sobre la curva de carga del sistema o por la aparición de contingencias graves.

Para realizar el estudio del fenómeno (FIDVR), se efectúa una revisión bibliográfica extensa, se analiza la estabilidad de tensión y el retardo de recuperación de la misma, por último, se realiza la manipulación de variables del sistema de potencia, ejecutándose pruebas controladas cuyos resultados se utilizan para proporcionar soluciones preventivas y correctivas ante la aparición del FIDVR. Primeramente se recolecta datos existentes de la ocurrencia de este fenómeno en los históricos de la ANDE y también

datos sobre el modelado de carga actual con que la ANDE cuenta para la simulación de estos fenómenos, posteriormente se lleva a cabo la simulación utilizando herramientas computacionales ANAREDE y ANATEM de CEPEL.Br, considerando una situación de contingencia severa con la inclusión de motores de inducción.

Posterior a la simulación hecha, se evalúa el desempeño del sistema eléctrico de la ANDE ante la aparición del fenómeno FIDVR, luego se determinan las estrategias para reducir al máximo la aparición de este fenómeno muy nocivo para el sistema eléctrico de la ANDE.

Hasta el capítulo 4 se realiza una extensa revisión bibliográfica sobre el tema abordado, estos conciernen a conceptos generales, el fenómeno estudiado y su directa relación con los acondicionadores de aire, estabilidad de tensión y gestión de potencia reactiva, modelados de cargas dinámicas y estáticas. En el capítulo 6 se encuentran las demandas existentes en 2017, encuesta hecha a un muestra de usuarios, elaboración del modelado de carga y las simulaciones, en el capítulo 7 se muestran los análisis de valores arrojados en las simulaciones y así se lleva a cabo la evaluación del desempeño del modelado de carga con el cual cuenta el sistema interconectado nacional.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES HISTORICOS

(Ajjarapu y Christy, 1989) Se presentó un algoritmo que obtenía el límite de estabilidad con gran precisión numérica.

(Sr. Z. El-Sader, 1990) miembro de la facultad del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Assiut, Assuit (Egipto), presentó las "Inestabilidades de Voltaje Posteriores a las Recuperaciones de Cortocircuito" (“Voltage Instabilities Subsequent to Short-circuit Recoveries”) Claramente FIDVR era una preocupación más allá de Norteamérica - alcanzando a través del globo a las áreas de la penetración alta de la carga de motor de la inducción.

(Williams, Wayne R. Schmus y Douglas C. Dawson, 1992) escribieron un artículo titulado "Retraso de la tensión de transmisión retardada por los compresores de acondicionador de aire paralizados", publicado en IEEE Transactions on Power Systems. El documento indicaba que múltiples FIDVR Los acontecimientos ocurrieron en las regiones desérticas de la SCE durante el período pico de aire acondicionado, incluyendo un incidente importante en junio de 1990, que afectó a una zona de 1000 millas cuadradas del condado de Riverside. El documento también señala incidentes FIDVR en el área de Sacramento. Además, intentó modelar los acondicionadores de aire residenciales en estudios del sistema eléctrico.

(Mori y Tamaru, 1993) Se estimó la estabilidad utilizando el monitoreo con redes neuronales artificiales.

(John W. Shaffer, 1997) de la Florida Power and Light Company (FPL) es uno de los reconocidos expertos pioneros de FIDVR. Él detalló un acontecimiento del 18 de agosto de 1988 en su "respuesta del acondicionador de aire a las averías de la transmisión". Un fallo trifásico atornillado en el switchami de Flagami 230-kV inició el acontecimiento.

Aunque la falla se canceló en 3,5 ciclos, aproximadamente 825 MW de carga fueron desconectados en el área de Miami, casi todo debido a la protección del equipo del cliente. El voltaje de área se deprimió durante diez segundos después del aislamiento de falla. La simulación mediante la representación de carga lateral alta y un modelo estático no pudieron replicar el evento. Sin embargo, el Sr. Shaffer fue capaz de modelar el evento incluyendo modelos de motor y distribución.

(Chih-Wen et al., 1998) Se analizó la estabilidad de voltaje transitoria después de disturbios con el método cuadrático de Lyapunov, para sistemas de potencia pequeños y sistemas grandes con disturbios en la red.

(Garng y Zhang, 2001) Se analizó el impacto de las fuentes dinámicas de reactivos sobre la estabilidad de voltaje, ante diferentes disturbios del sistema.

(Soliman et al., 2003) Se desarrolló una técnica para predecir el margen de estabilidad con equivalentes Thevenin del sistema, a partir de mediciones de voltajes y corrientes, históricas y actuales, se propuso un método de análisis de la estabilidad de tensión para grandes sistemas de potencia basado en el flujo de potencia continuo híbrido, el cual permite graficar rápidamente las curvas PV en un nodo se propuso un índice del margen de estabilidad de voltaje transitorio, basado en la aproximación cuadrática de los límites de la región de estabilidad.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

Sistema Eléctrico de potencia: Es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Modelado de Carga: Es la representación matemática de la relación que existe entre la potencia activa y reactiva de la carga conectada a una barra y la magnitud del voltaje y la frecuencia de la barra de alimentación de la red.

Barra: Conductor de baja impedancia al cual se conecta separadamente varios circuitos eléctricos. Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

Par de arranque: O par motor o torque es el momento de fuerza que ejerce un motor sobre el eje de transmisión de potencia o, dicho de otro modo, la tendencia de una fuerza para girar un objeto alrededor de un eje, punto de apoyo, o de pivote. La potencia desarrollada por el par motor es proporcional a la velocidad angular del eje de transmisión

Estancamiento: Condición de los motores de inducción de suspensión o detención, disminución de la velocidad del rotor, debido a que el par de carga excede el torque proporcionado por el motor en muy baja velocidad.

Simulación de condiciones: es el proceso de diseñar y desarrollar un modelo computarizado de un sistema o proceso y conducir experimentos con este modelo con el propósito de entender el comportamiento del sistema o evaluar varias estrategias con las cuales se puede operar el sistema.

Fluctuaciones de tensión: variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión, durante varios milisegundos o segundos y con una amplitud que no supera el 10% del valor nominal.

Fallas transitorias: son fallas de corta duración y son creadas por sobretensiones transitorias debidas al flameo de los aislamientos. En los circuitos de redes aéreas, constituyen del 80 al 90% de las fallas, las cuales son eliminadas mediante la operación de un reconectador o interruptor de recierre.

Perturbación: acción y efecto de trastornar el estado estable del sistema eléctrico.

Sobretensión: Es Toda tensión aplicada a un equipo cuyo valor de cresta sobrepasa los límites de un intervalo definido por una norma.

Ralentización: Disminución de la velocidad, especialmente referido a un proceso o actividad. En un motor eléctrico, la ralentización se conoce como la causa del atascamiento o bloqueo del rotor del mismo en el momento en el que ocurre una perturbación en el sistema, durante su funcionamiento.

Condición Post-falla: estado o comportamiento que presenta un sistema de potencia luego del momento en el que ocurre y se despeja cualquier tipo de perturbación a la cual fue sometido.

Parámetros eléctricos: son aquellos capaces de registrar todas aquellas variables eléctricas de interés que en determinado momento proporcionen información para establecer el comportamiento de un sistema de potencia.

Variaciones de tensión: son variaciones del valor eficaz o del valor de cresta de una amplitud inferior al 10% de la tensión nominal. Están causadas por la variación lenta de las cargas conectadas a la red.

Sistemas o modelos dinámicos: disciplina relativamente nueva, que ha conocido un desarrollo importante en los últimos años gracias a la informática, cuyo objetivo es modelar, simular y tratar de comprender el funcionamiento de sistemas complejos, donde se dan fenómenos de retroalimentación (es decir, donde un fenómeno es a la vez “causa” y “efecto” de otros). La mentalidad sistémica rompe con la linealidad del pensamiento causa-efecto y explora la forma en que múltiples fenómenos interaccionan entre sí. Conceptualmente, un sistema dinámico es un conjunto de agentes, que realizan intercambios cuantificables entre sí (materia, información, energía...etc.) de acuerdo a unas reglas o “leyes” que regulan su comportamiento.

1.3. Contingencias.

Es un evento causado por la salida de un elemento del sistema eléctrico de potencia, la salida de este elemento puede ser programada (mantenimiento) o imprevista (fallas), por ejemplo, atentados terroristas o fenómenos atmosféricos.

Parte importante en el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es el estudio de contingencias. Se puede definir una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento.

También se analizan los problemas que estas salidas producen como por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras.

Figura 1. Ejemplo de contingencias

Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones de las barras cambian. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas. Las salidas de los elementos pueden ser programadas o ser forzadas por condiciones ambientales o fallas. De otro lado, la salida de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, lo que puede producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso del sistema. Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento o la salida simultánea de varios. Independiente de sí la contingencia es simple o múltiple se

debe definir el nivel y el tipo de contingencia que vamos a manejar como aceptable para el sistema. Podemos considerar que el sistema debe poder operar normalmente ante una contingencia simple (salida de un elemento) y que ante una segunda contingencia o ante contingencias múltiples, el sistema opere en condiciones anormales. [1]

1.3.1. Problema de Flujo de Carga.

1.3.1.1. Tipos de Barras o Nodos y Representación de los Elementos del Sistema Eléctrico de Potencia.

- **Barras de Carga (Barras P-Q):** Pp y Qp están especificadas; Vp y θp son las incógnitas.
- **Barras de tensión controlada (Barra P-V):** Pp y Vp están especificadas; Qp y θp son las incógnitas. En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.
- **Barra flotante (Barra V):** Vp y θp están especificados; Pp y Qp constituyen las incógnitas. En esta barra debe existir por lo menos un generador. La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia total que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. La barra flotante debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas. Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relajación (slack).
- **Líneas:** Se representan usualmente por su circuito π nominal. Para una línea conectada entre las barras p y q de un SEP, el circuito equivalente corresponde al mostrado en la Figura 2. En algunos casos, basta representar la línea por su impedancia serie.

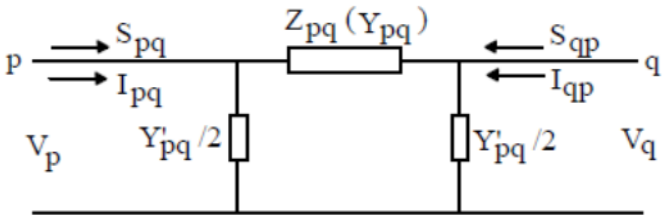


Figura 2. Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia.

- **Transformadores:** Cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAP y razón no nominal, se pueden representar por su circuito equivalente π que se muestra en la Figura 3Figura 3, cuyos parámetros se indican en la ecuación (1.3.1.)

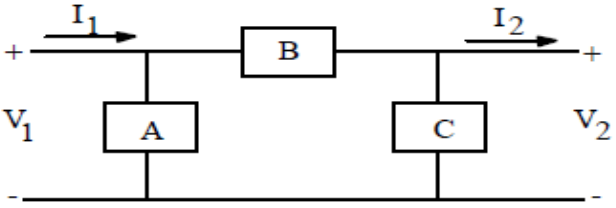


Figura 3. Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP.

$$A = \frac{Y}{\alpha} * \left(\frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\beta}\right) \qquad B = \frac{Y}{\alpha\beta} \qquad C = \frac{Y}{\beta} * \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\alpha}\right) \tag{1.3.1}$$

Con **α=1+t1** y **β=1+t2**; Donde **t1** y **t2,** representan el **cambio del Tap**, en el lado respectivo.

- Generadores: Se consideran normalmente como fuentes de potencia activa y reactiva.

1.3.1.2. Formulación Ecuaciones para Tensiones de Nodos.

Ecuaciones de Barras: Considérese una barra P cualquiera de un sistema tal como se muestra en la Figura 1. La potencia compleja neta, Sp y la corriente inyectada en la barra P, Ip están relacionadas por las siguientes ecuaciones, que constituyen las ecuaciones de barras.

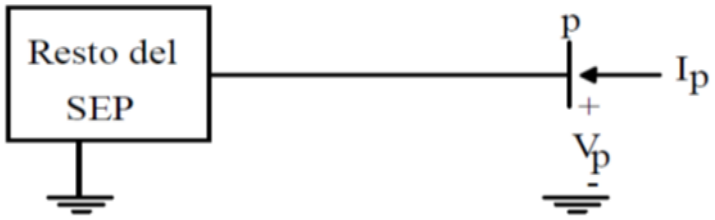


Figura 4. Representación de una Barra p en un Sistema Eléctrico de Potencia.

$$\dot{S_p} = V_p I_p^* = P_p + jQ_p$$

$$\dot{I_p} = \frac{S_p{}^*}{V_p{}^*} = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} \quad (1.3.2)$$

Ecuaciones de Flujo de Potencia: A partir de la Figura 2, se puede deducir la siguiente expresión.

$$\dot{I_{pq}} = \left(\dot{V_p} - \dot{V_q}\right)\dot{Y_{pq}} + \dot{V_p}\left(\frac{\dot{Y_{pq}}}{2}\right) \quad (1.3.3)$$

La potencia compleja que fluye desde la barra p a la q está dada por:

$$\dot{S_{pq}} = \dot{V_p} I_{pq}^* = [Y_{pq}^* + \left(\frac{Y'_{pq}}{2}\right)^*]V_p^2 - \dot{V_p} V_q^* Y_{pq}^* \quad (1.3.4)$$

Potencia perdida en la transmisión: de acuerdo con los sentidos adoptados para Spq y Sqp, la potencia compleja perdida en la línea será:

$$\dot{S_{Lpq}} = \dot{S_{pq}} + \dot{S_{qp}} \quad (1.3.5)$$

Cálculo de las tensiones de barras. La ecuación (1.3.4) indica claramente que para resolver el problema del flujo de potencias se requiere determinar previamente las tensiones en todas las barras que correspondan. Empleando el método nodal de

resolución de circuitos, en forma matricial, para la red de un Sistema Eléctrico de Potencia de n barras se puede escribir:

$$[I_B] = [Y_B][V_B] \quad (1.3.6)$$

Donde [IB] es el vector de corrientes inyectadas a las barras; [YB] es la matriz admitancia de barras y [VB] es el vector tensiones de barra, definidos como:

$$[I_B] = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_p \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad [V_B] = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_p \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad [Y_B] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \cdots & \dot{Y}_{1p} & \cdots & \dot{Y}_{1n} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \cdots & \dot{Y}_{2p} & \cdots & \dot{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \dot{Y}_{p1} & \dot{Y}_{p2} & \cdots & \dot{Y}_{pp} & \cdots & \dot{Y}_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \cdots & \dot{Y}_{np} & \cdots & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (1.3.7)$$

Teniendo presente que según la ecuación (1.3.2), las corrientes inyectadas en las barras dependen de las potencias complejas netas respectivas y considerando (1.3.6) y (1.3.7), se puede escribir:

$$\begin{aligned} \frac{S_1^*}{V_1^*} &= \dot{Y}_{11}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{1p}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{1n}\dot{V}_n \\ \frac{S_2^*}{V_2^*} &= \dot{Y}_{21}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{2p}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{2n}\dot{V}_n \\ &\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \\ \frac{S_p^*}{V_p^*} &= \dot{Y}_{p1}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{p2}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{pp}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{pn}\dot{V}_n \\ &\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \\ \frac{S_n^*}{V_n^*} &= \dot{Y}_{n1}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{n2}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{np}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{nn}\dot{V}_n \end{aligned} \quad (1.3.8)$$

En este sistema las ecuaciones son algebraicas y no lineales, por lo tanto es necesario resolverlo mediante técnicas de aproximaciones sucesivas.

1.3.2. Métodos de Solución.

1.3.2.1. Método Iterativo de Gauss.

Método para la solución del flujo de carga en sistemas radiales, balanceados o no. El método está basado en el algoritmo clásico de flujo de carga con la matriz de Impedancia (ZBus.). Sin embargo, no requiere el almacenamiento de esta matriz; el efecto de multiplicar por ella se logra mediante un procedimiento muy simple. También se obtuvo una Interpretación física sencilla de este procedimiento.

Se emplea para resolver un problema lineal o no lineal. Por simplicidad se considerará un sistema lineal de ecuaciones, como el indicado en la ecuación (1.3.9), para fundamentarlo. Sin embargo, su aplicación a un sistema no lineal resulta inmediata.

$$\begin{aligned} a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + a_{13}X_3 &= Y_1 \\ a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + a_{23}X_3 &= Y_2 \\ a_{31}X_1 + a_{32}X_2 + a_{33}X_3 &= Y_3 \end{aligned} \quad (1.3.9)$$

Despejando X1 de la primera ecuación, X2de la segunda y X3 de la tercera se obtiene:

$$\begin{aligned} X_1 &= (Y_1 - a_{12}X_2 - a_{13}X_3)/a_{11} \\ X_2 &= (Y_2 - a_{21}X_1 - a_{23}X_3)/a_{22} \\ X_3 &= (Y_3 - a_{31}X_1 - a_{32}X_2)/a_{33} \end{aligned} \quad (1.3.10)$$

Sean X^0 1, X^0 2, X^0 3, valores iniciales estimados a priori de la solución del sistema (1.3.9), entonces, reemplazando estos valores en (1.3.10) se tiene:

$$X_1^1 = (Y_1 - a_{12}X_2^0 - a_{13}X_3^0)/a_{11}$$
$$X_2^1 = (Y_2 - a_{21}X_1^0 - a_{23}X_3^0)/a_{22}$$
$$X_3^1 = (Y_3 - a_{31}X_1^0 - a_{32}X_2^0)/a_{33} \quad (1.3.11)$$

El procedimiento continua hasta que se satisface algún “criterio de convergencia” tal como, por ejemplo, el indicado en (1.3.12), donde ε es una cantidad de valor pequeño y positivo. A cada etapa del proceso se le denomina “iteración”.

$$\left|X_i^{k+1} - X_i^k\right| \leq \varepsilon \;\; con\; i = 1,2,3 \quad (1.3.12)$$

Aplicando el método a un sistema de n ecuaciones con **n** incógnitas; para la incógnita Xi, después de k iteraciones, y con i= 1, 2,.....; n; se puede escribir:

$$X_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}}\left[Y_i - \sum_{\substack{j=1 \\ J\neq i}} a_{ij}X_j^k\right] \quad (1.3.13)$$

Los inconvenientes de este procedimiento son el gran número de pasos que se requiere para llegar al resultado y la ocurrencia relativamente alta de situaciones en que no hay convergencia, por lo que no se utiliza para resolver el problema de cálculo de los voltajes de la ecuación (1.3.8). Sin embargo, constituye la base para la formulación del Método de Gauss-Seidel, lo que justifica su análisis. Al aplicar la ecuación (1.3.13) al problema de cálculo de los voltajes en las barras del sistema de ecuaciones (1.3.8) se obtiene:

$$\dot{V}_p^{k+1} = \frac{1}{\dot{Y}_{pp}}\left[\frac{P_p - jQ_p}{(V_p^k)^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q\neq p}}^{n} \dot{Y}_{pq}\dot{V}_q^k\right] \quad (1.3.14)$$

Dónde: p = 1, 2, 3, ….., n; q= 1, 2, 3, ..., n y p ≠ s (barra slack).

La ecuación (1.3.14) se conoce como método de Gauss YB, porque usa el Método de Gauss y se trabaja con la matriz admitancia de barras del sistema eléctrico. La expresión

es válida sólo para las barras de carga. En el caso en que el SEP contenga barras de tensión controlada, la ecuación (1.3.14) debe ser modificada, pues en este tipo de barras no se conoce el valor de la potencia reactiva Qp. Por lo dicho en el párrafo anterior, las modificaciones requeridas se estudiarán al considerar el Método de Gauss-Seidel YB.

1.3.2.2. Método de Gauss – Seidel.

Corresponde a una modificación del método de Gauss tendiente a acelerar la convergencia del proceso iterativo. En el método de Gauss se calculan todos los valores de las incógnitas correspondientes a una iteración y luego se emplean para determinar los nuevos valores de las incógnitas en la iteración siguiente. En el método de Gauss-Seidel en cambio, los valores calculados en una iteración determinada, se utilizan inmediatamente para calcular los valores de las incógnitas que restan por calcular en la misma iteración.

Aplicación al cálculo de los flujos de potencia: El cálculo de las tensiones de barras aplicando el procedimiento explicado anteriormente es distinto según sean los tipos de barras existentes en el SEP. Por ello se considerarán en primer lugar los sistemas con barras de carga y flotante solamente, por ser el caso más simple. A continuación se analizará la situación de las barras de tensión controlada.

Sistemas con barras de carga, tensión controlada y flotante: Normalmente un Sistema Eléctrico de Potencia incluye además de las barras de carga y flotante(Slack), barras de tensión controlada (BTC) que tienen por objeto permitir regular la tensión en uno o varios puntos del sistema. En las barras de tensión controlada debe existir una fuente regulable de potencia reactiva para poder cumplir su cometido.

Debido a que en este tipo de barra sólo se conocen el módulo de la tensión y la potencia activa, es necesario calcular previamente la potencia reactiva, antes de emplear la ecuación (1.3.15) para determinar el voltaje complejo en ella.

$$\dot{V}_p^{k+1} = \frac{1}{\dot{Y_{pp}}}\left[\frac{P_p - jQ_p}{(V_p^k)^*} - \sum_{q=1}^{p-1} \dot{Y_{pq}} V_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^{\dot{n}} \dot{Y_{pq}} \dot{V_q^k}\right] \quad (1.3.15)$$

Dónde: p = 1, 2, 3, ….., n; q= 1, 2, 3, ..., n y p ≠ s (Barra Slack).

A partir de la ecuación para la barra p de la expresión (1.3.8), se puede escribir:

$$S_p^* = P_p - jQ_p = V_p^*(\dot{Y_{p1}}\dot{V_1} + \dot{Y_{p2}}\dot{V_2} + \cdots + \dot{Y_{pp}}\dot{V_p} + \cdots + \dot{Y_{pn}}\dot{V_n}$$

$$S_p^* = V_p^* \sum_{q=1}^{n} \dot{Y_{pq}}\dot{V_q} \quad (1.3.16)$$

Es decir:

$$Q_p = -Imag\{V_p^* \sum_{q=1}^{n} \dot{Y_{pq}}\dot{V_q}\} \quad (1.3.17)$$

Cuando se emplea la ecuación (1.3.15) en una BTC, el valor de Qp, que debe emplearse corresponde al indicado por la ecuación (1.3.17), el que se debe actualizar en cada iteración. Al determinar el voltaje, debe tenerse en cuenta que su módulo en esta barra está especificado y por lo tanto sólo puede cambiar su ángulo.

Límites de Potencia reactiva en una Barra de tensión Controlada: En el cálculo del flujo de potencias en un SEP con Barras de tensión controlada es necesario tomar en cuenta los límites de potencia reactiva de las fuentes de potencia.

Sea p una BTC, entonces el valor de Qp se puede escribir como:

$$Q_p = Q_{Gp} - Q_{Cp} \quad (1.3.18)$$

Además:

(QGp) máx: Valor máximo de generación de potencia reactiva de la fuente.

(Qgp) mín: Valor mínimo de generación de potencia reactiva de la fuente.

QCp: Potencia reactiva de la carga en la barra

Los límites de potencia reactiva para la barra p serán:

$$(Q_p)_{mín} \leq Q_p \leq (Q_p)_{máx}$$

$$(Q_p)_{mín} = (Q_{Gp})_{mín} - Q_{Cp}$$
$$(Q_p)_{máx} = (Q_{Gp})_{máx} - Q_{Cp} \quad (1.3.19)$$

Si el valor de la potencia reactiva calculado según (1.3.17) en una iteración cualquiera k, Qpk, excede el límite máximo o mínimo prefijado, significa que es imposible obtener una solución con la tensión especificada en esta barra y en consecuencia, ella debe ser considerada como una barra de carga en esa iteración, en la cual la potencia reactiva es igual al límite superior e inferior según corresponda. En las iteraciones siguientes, el método intentará mantener el voltaje especificado originalmente en esa barra, siempre que no se violen los límites de Qp. Esto es posible, porque pueden ocurrir cambios en otros puntos del sistema, que lo permitan.

1.3.2.3. **Método de Newton Raphson**.

Este es un método sofisticado con un gran volumen de cálculos, pero asegura convergencia en un mayor número de veces y además en forma más rápida. El problema matemático a resolver consiste en n relaciones no lineales del tipo f(xi)=0. Es decir, se trata de un sistema de n ecuaciones de la forma:

$$f_1(x_1, x_2 \ldots\ldots\ldots, x_n) = 0$$
$$f_2(x_1, x_2 \ldots\ldots\ldots, x_n) = 0$$
$$\vdots$$
$$f_n(x_1, x_2 \ldots\ldots\ldots, x_n) = 0 \quad (1.3.20)$$

Aplicación al cálculo de flujos de potencia: En el caso de un Sistema de Potencia, los Xi corresponden a las tensiones de las barras (módulo y ángulo), es decir:

$$\begin{bmatrix}\Delta\theta^k\\ \Delta V^k\end{bmatrix} = -[J^k]^{-1}\begin{bmatrix}\Delta P^k\\ \Delta Q^k\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}P^{esp} & -P^{calc}\\ Q^{esp} & -Q^{calc}\end{bmatrix} \quad (1.3.21)$$

Donde Pesp y Qesp son los valores de P y Q especificados o programados y Pcalc y Qcalc son los respectivos valores que se van calculando en cada iteración. Para mayor comodidad, a los valores calculados, se les eliminará el superíndice calc, es decir, se designarán simplemente como P y Q.

Según la ecuación (1.3.16) se pueden obtener a partir de:

$$\dot{S_p} = P_p + JQ_p = \dot{V_p}\sum_{q=1}^{n} \dot{Y_{pq}}^{*}\dot{V_q}^{*} \quad (1.3.22)$$

Expresando los voltajes de barras en forma polar y las admitancias de línea en forma rectangular se tiene que:

$$\dot{V_p} = V_p\angle\theta_p\,; \quad \dot{V_q} = V_q\angle\theta_q \quad y \quad \dot{Y_{pq}} = G_{pq} + jB_{pq} \quad (1.3.23)$$

Reemplazando (1.3.23) en (1.3.22), con θpq = θp − θq se obtiene:

$$\dot{S_p} = P_p + JQ_p = \sum_{q=1}^{n} V_pV_q(G_{pq} - jB_{pq})(\cos\theta_{pq} + j\sin\theta_{pq}) \quad (1.3.24)$$

Con la que finalmente se obtiene:

$$P_p = \sum_{q=1}^{n} V_pV_q(G_{pq}\cos\theta_{pq} + B_{pq}\sin\theta_{pq})$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^{n} V_pV_q(G_{pq}\sin\theta_{pq} - B_{pq}\cos\theta_{pq}) \quad (1.3.25)$$

A partir de (1.3.21) y (1.3.25), ΔP y ΔQ para la barra p se pueden determinar como:

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^{n} V_p V_q (G_{pq} \cos\theta_{pq} + B_{pq} \sin\theta_{pq})$$

$$\Delta Q_p = Q_p^{esp} - \sum_{q=1}^{n} V_p V_q (G_{pq} \sin\theta_{pq} - B_{pq} \cos\theta_{pq}) \quad (1.3.26)$$

Por lo anterior, a manera de resumen se puede concluir lo siguiente:

- Para las barras o nodo PV y PQ.

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^{n} V_p V_q (G_{pq} \cos\theta_{pq} + B_{pq} \sin\theta_{pq}) \quad (1.3.27)$$

- Para las barras o nodos PQ.

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^{n} V_p V_q (G_{pq} \sin\theta_{pq} + B_{pq} \cos\theta_{pq}) \quad (1.3.28)$$

- Para la barra o nodo Slack no se requieren ecuaciones.

En las ecuaciones anteriores, las magnitudes de las tensiones en las barras PV y Slack al igual que el ángulo en la barra Slack no son variables, sino que se mantienen en sus valores especificados. Por lo tanto, el sistema formulado incluye dos ecuaciones para cada barra PQ y una para cada barra PV. Las variables del problema son V y θ para cada barra PQ y θ para cada barra PV.

Por razones prácticas se da a la barra Slack el número n y se colocan los primeros números a las barras PQ. Luego si se tiene m barras PQ, se tendrá (n-m-1) barras con control de voltaje (barras PV). Por lo tanto la ecuación (1.3.21) queda

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (1.3.29)$$

Con ΔP y ΔQ calculados según la ecuación (1.3.26). Luego, los valores actualizados para θ y V son:

$$\begin{bmatrix}\Delta\theta^{k+1}\\ \Delta V^{k+1}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\theta^{k}\\ V^{k}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta^{k}\\ \Delta V^{k}\end{bmatrix} \quad (1.3.30)$$

Despejando ΔP y ΔQ de (1.3.29), considerando la matriz jacobiana y arreglando adecuadamente, para hacer más fácil el manejo de las ecuaciones, se tiene:

$$\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \Delta V\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}\frac{\delta\Delta P}{\delta\theta} & V\frac{\delta\Delta P}{\delta V}\\ \frac{\delta\Delta Q}{\delta\theta} & V\frac{\delta\Delta Q}{\delta V}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \frac{\Delta V}{V}\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}H & N\\ M & L\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \frac{\Delta V}{V}\end{bmatrix} \quad (1.3.31)$$

Si se tiene n nodos, m de carga, 1 libre y n-m-1 de voltaje controlado las dimensiones de las submatrices que forman el Jacobiano son:

[H] es de (n-1) x (n-1) [N] es de (n-1) x m

[M] es de m x (n-1) [L] es de m x m

Según lo anterior, la matriz Jacobiana completa es cuadrada y de dimensión, [(n-1)+m] x [(n-1)+m], a partir de (1.3.31), se obtiene que:

$$H_{pq}=\frac{\delta\Delta P_p}{\delta\theta_q} \qquad N_{pq}=V_q\frac{\delta\Delta P_p}{\delta V_q}$$

$$M_{pq}=\frac{\delta\Delta Q_p}{\delta\theta_q} \qquad L_{pq}=V_q\frac{\delta\Delta Q_p}{\delta V_q} \quad (1.3.32)$$

Considerando (1.3.26), se pueden determinar todos los elementos de la matriz Jacobiana como sigue:

- para p ≠ q

$$H_{pq}=-V_p(G_{pq}\sin\theta_{pq}-B_{pq}\cos\theta_{pq})V_q$$

$$N_{pq}=-V_p(G_{pq}\cos\theta_{pq}+B_{pq}\sin\theta_{pq})V_q$$

$$M_{pq}=V_p(G_{pq}\cos\theta_{pq}+B_{pq}\sin\theta_{pq})V_q$$

$$L_{pq}=-V_p(G_{pq}\sin\theta_{pq}-B_{pq}\cos\theta_{pq})V_q \quad (1.3.33)$$

Se puede apreciar, que por la forma de la ecuación (1.3.31):

$$H_{pq} = L_{pq}$$

$$N_{pq} = -M_{pq} \quad (1.3.34)$$

- Para p = q

$$H_{pp} = B_{pp}V_p^2 + Q_p$$

$$N_{pp} = -G_{pp}V_p^2 - P_p$$

$$M_{pp} = G_{pp}V_p^2 - P_p$$

$$L_{pp} = B_{pp}V_p^2 - Q_p \quad (1.3.35)$$

Las expresiones (1.3.34) y (1.3.35) muestran lo importante que fue el haber planteado la matriz Jacobiana tal como se hizo en (1.3.31). Utilizando este tipo de coordenadas, el valor de Q en las barras PV puede ser calculado luego que el proceso haya convergido. [2]

1.4. Colapso (BLACKOUT).

Se denomina así al estado que alcanza un sistema eléctrico y en el cual se deja de atender una cantidad importante o la totalidad de la carga del sistema y que es antecedido por una secuencia de eventos que normalmente están ligados al fallo de alguno de los elementos del sistema eléctrico de potencia. Los colapsos pueden ser originados por un defecto de la subestación eléctrica, por daños en las líneas de trasmisión, daños en el sistema de distribución, cortocircuitos o sobrecargas inesperadas en sistemas con circuitos muy próximos a su límite de capacidad. Las consecuencias de este fenómeno son considerables, la principal es la perdida de sincronismo del sistema eléctrico, ya que, retomar dicho sincronismo es una tarea laboriosa, que puede tomar un tiempo considerable para su realización. En principio cualquier sistema eléctrico es susceptible al colapso.

Figura 5. Apagón (blackout) del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 14 de Agosto del 2003.

El proceso que conduce a un colapso eléctrico (blackout) se origina cuando un elemento del sistema sale de operación de forma imprevista. La salida de este elemento provoca que el flujo de potencia (no lineal) a través de sistema se redistribuya, lo que puede llevar a que otros elementos, tales como; líneas de transmisión y transformadores se sobrecarguen, si no existe redundancia de capacidad en el sistema. Las sobrecargas pueden provocar la activación de las protecciones correspondientes y de esta forma los elementos que se encuentran más sobrecargados del sistema salen de operación, ocasionando que a su vez otros elementos se sobrecarguen y también salgan de operación. Esta secuencia puede continuar hasta que la mayoría o todo el sistema queden desconectado. Esto es denominado el efecto cascada. [3]

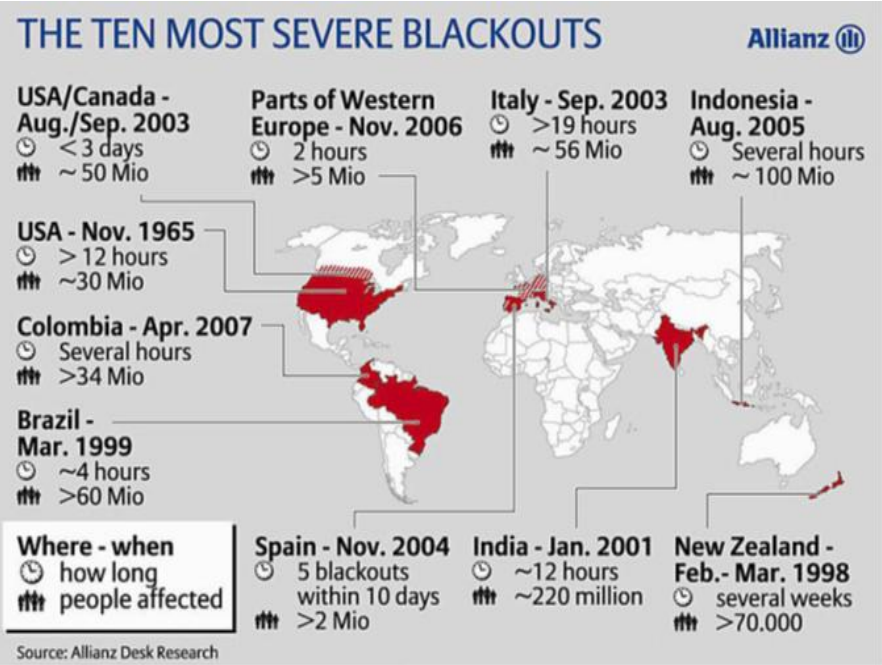


Figura 6. Mapa mundial con los 10 casos de blackouts más severos.

1.4.1. Tipos de Colapsos.

1.4.1.1. Colapsos de Tensión.

El colapso de tensión constituye uno de los fenómenos más estudiados en los sistemas de energía eléctrica durante los últimos años. El colapso de tensión está íntimamente relacionado con el estudio de la estabilidad de tensiones. Pese a que la estabilidad de tensiones es un fenómeno de naturaleza fundamentalmente dinámica, se puede medir el grado de inestabilidad de las tensiones de un sistema de energía eléctrica utilizando un modelo estático.

1.4.1.1.1. Causas de los Colapsos de Tensión.

Las causas fundamentales por las que un sistema eléctrico de potencia alcanza el colapso de tensiones, se presentan a continuación:

- **Potencia Reactiva generada/absorbida por los generadores**

Un mal ajuste de las tensiones de consigna en la regulación de la potencia reactiva de los generadores puede derivar en corrientes por las líneas demasiado elevadas, que provocan grandes caídas de tensiones en las mismas.

- **Sistemas con grandes desequilibrios generación- demanda entre áreas (grandes transferencia de energía entre las áreas)**

El exceso de transporte de energía entre áreas de intercambio a través de las líneas de interconexión, provoca que en éstas las corrientes sean elevadas, lo que contribuye a grandes caídas de tensión.

- **Grupos en sus límites de generación o absorción de potencia reactiva**

La saturación del límite máximo de generación de potencia reactiva en un generador, desemboca en una disminución de su tensión de consigna. Esto provoca que, para transportar la misma potencia a nodos cercanos, la corriente por las líneas deba crecer, aumentando la caída de tensión en dichas líneas (análogo en el caso del límite inferior).

- **Pérdida de uno o más elementos de la red: líneas, generadores, transformadores, etc.**

En el caso de líneas y/o transformadores, la pérdida de cualquiera de estos elementos conlleva por lo general a un reparto de los flujos por otras líneas, que como consecuencia ven aumentadas sus pérdidas. En el caso de generadores, si una gran parte de la generación pérdida la asumen generadores de otras áreas de intercambio, tiene como consecuencia un aumento del transporte de energía.

Sin embargo, desde un punto de vista estrictamente matemático, el grado de inestabilidad de tensiones de un sistema de energía eléctrica depende directamente de la distancia existente entre el punto inicial de funcionamiento y el punto límite de las ecuaciones estáticas del sistema (flujo de cargas). Este punto es conocido como punto de colapso de tensiones.

El punto de colapso se caracteriza matemáticamente por constituir una bifurcación silla-nodo de las ecuaciones estáticas del sistema. Las bifurcaciones silla-nodo se caracterizan por presentar una matriz jacobiana, de las ecuaciones de estado, que resulta singular, esto es, con al menos un valor propio nulo. Esta propiedad matemática de las bifurcaciones silla-nodo es la responsable de que los métodos tradicionales de resolución del flujo de cargas, tales como Gauss-Seidel o Newton- Rhapson, presenten serios problemas de convergencia en las cercanías del punto de colapso de tensiones.

En la Figura 7, se puede observar la gráfica que lleva el nombre “curvas de nariz”. Este apelativo se da para las curvas tensión-carga. En el caso de carga inductiva se aprecia cómo el módulo de la tensión de la carga disminuye cada vez más rápido a medida que crece dicha carga. Por otro lado, cuanto más inductiva es la carga más cerca se está del punto de colapso. Por el contrario, para el caso de carga capacitiva, la tensión aumenta con la carga en un principio, sin embargo, este crecimiento alcanza un máximo, a partir del cual la tensión también cae con el incremento de la carga, como en el caso de carga inductiva.

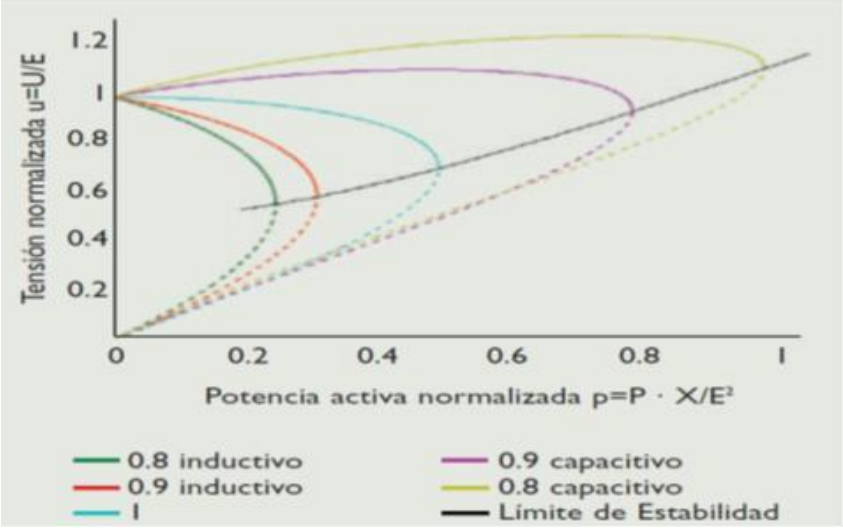


Figura 7. Familia de curvas V-P en función del factor de potencia de la carga.

La distancia hasta el punto de colapso de tensiones se puede medir variando gradualmente uno o más parámetros de las ecuaciones del flujo de cargas (despachos de potencia en nodos, reactancias, tomas de transformadores, impedancias de líneas, etc.) hasta alcanzar dicha bifurcación. Sin embargo, la medida más utilizada es la que se obtiene variando el despacho inicial de potencia activa y reactiva, generada y consumida, en una determinada dirección, controlando la magnitud de dicha variación mediante un parámetro conocido como factor de carga.

1.4.1.2. Sobretensiones

Generalmente se entiende por sobretensión toda onda de tensión variable en el tiempo cuyo máximo valor es superior a la tensión máxima de servicio. Existen muchas causas de sobretensiones, por eso su estudio debe realizarse partiendo de una clasificación

definida a partir de sus causas, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración. Otros conceptos sólo consideran a la sobretensión como todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica.

Las sobretensiones son capaces de producir descargas que, además de destruir o averiar severamente el material, pueden producir otras sobretensiones que posiblemente aunadas a ciertas condiciones especiales en el sistema, pudieran ser igual o más perjudiciales que las primeras. En algunos casos, lo perjudicial de las sobretensiones no se debe al valor de su magnitud, ya que esta situación podría durar muy poco tiempo, sino también a la forma de onda. El realizar una buena coordinación de aislamiento no asegura totalmente la protección del sistema, es por eso que debe asegurarse que la descarga a tierra se haga lo más rápido posible.

Normalmente esta descarga se hace a través de los descargadores de sobretensión. Este dispositivo debe regularse a un factor de sobretensión que sea menor que el grado de seguridad de la instalación pero que, por otra parte no se aproxime al valor de la tensión de servicio, de lo contrario entraría muchas veces en funcionamiento haciendo inestables las condiciones de servicio de las instalaciones.

Las sobretensiones aparecen en todos los sistemas eléctricos, independientemente de los niveles de tensión, es importante acotar que en baja tensión tienen menos importancia que en alta, ya que las condiciones de funcionamiento y de aislamiento de estas últimas favorecen a diversas situaciones, como inestabilidad en el sistema y sobretensiones. [4]

1.4.1.2.1. Clasificación de las sobretensiones

A manera de mejorar el entendimiento de las diferentes causas, tipos y duración de las sobretensiones se hará uso del esquema presentado en la figura, la cual fue extraída, junto con la explicación para cada uno de los casos, del folleto Jornadas de Investigación.

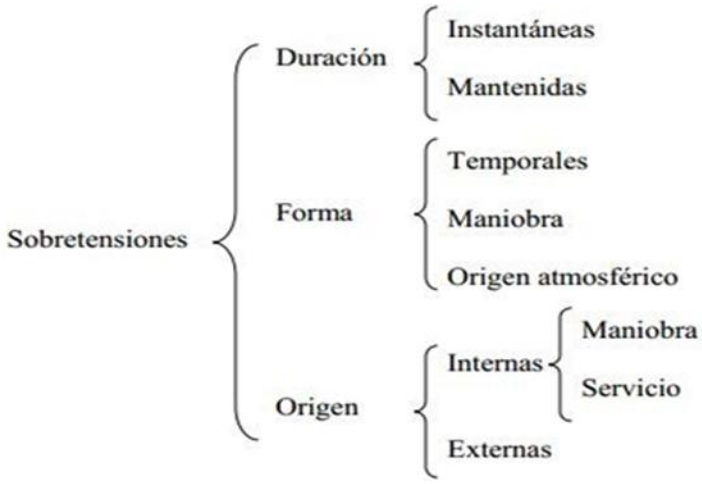


Figura 8. Clasificación de las sobretensiones

1.4.1.2.2. Colapsos por Sobrepaso del Límite de Cargabilidad.

1.4.1.2.2.1. Cargabilidad en Líneas de Transmisión y Transformadores.

Este tipo de colapsos se presenta cuando la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores es sobrepasada, es decir, el flujo de potencia a través de estos elementos es mayor a la capacidad nominal. Cuando ocurre uno de estos sucesos, si se trata de una línea de transmisión lo más lógico es que si el flujo de potencia es mayor a la cargabilidad de la línea la protección correspondiente opere, pero si al correr el flujo de carga el operador del sistema observa que la sobrecarga en dicha línea es de un porcentaje bajo y sería una perturbación mayor sacar la línea de operación, es conveniente mantener la línea dentro del sistema. Si la sobrecarga ocurre en un transformador, lo más recomendado es sacar el equipo de operación, ya que por cuestiones técnicas, es decir si el transformador se llegase a averiar es más difícil reemplazarlo. [5]

En la figura 9 se observan algunos de los factores que pueden influir en el cargabilidad de la línea, es decir, efectos climáticos como la temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento.

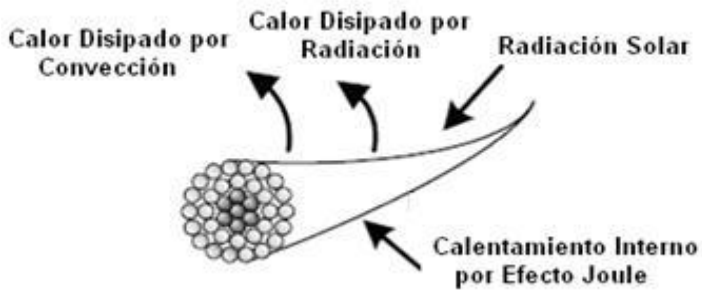


Figura 9. Balance de calor del conductor (línea de transmisión).

$$Q_j + Q_s = Q_c + Q_r$$

$$I^2R + Q_s = Q_c + Q_r \quad (1.3.36)$$

Dónde:

Qj: calor por Efecto Joule.

Qs: calor de Radiación Solar.

Qc: calor Disipado por Convección.

Qr: calor Disipado por Radiación.

Por lo anterior se puede determinar qué condiciones externas como el clima puede afectar la cargabilidad de la línea de transmisión, es decir, la temperatura que alcanza el conductor depende del equilibrio térmico entre el calor generado, el calor absorbido y el calor disipado por el conductor [3].

1.4.1.2.3. Generalización a un Sistema de N Nodos.

La estabilidad de los sistemas de energía eléctrica depende de múltiples factores que contribuyen en mayor o menor medida a la proximidad del sistema a su límite de operación estática. Sin embargo, en los nodos de carga la característica potencia total demandada-módulo de tensión es cualitativamente igual a las curvas de nariz expuestas en la sección anterior. En sistemas poco cargados, las tensiones tienden a caer lentamente a medida que aumenta la carga. Sin embargo, esa caída tiende a acelerarse cada vez más conforme el sistema se acerca al punto de colapso, alcanzado el punto de colapso. Cualquier aumento en la carga del sistema da origen a un sistema de ecuaciones sin solución.

Las ecuaciones de estado de las que se parte son las del flujo de carga tradicional, esto es:

$$P(\theta,V)-P^{ESP}=0$$
$$Q(\theta,V)-Q^{ESP}=0 \quad (1.3.37)$$

Dónde:

V, θ: Vectores de los módulos y argumentos de la tensión de los nudos.

P, Q: Vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada calculada.

P^{ESP},Q^{ESP}: Vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada especificada.

Como ya se comentó anteriormente, el punto de colapso se puede alcanzar variando un gran número de parámetros del sistema (despachos de potencia, tensiones de consigna de grupos, impedancia de líneas, etc.), sin embargo, la bifurcación que se busca usualmente es la que se alcanza haciendo variar el despacho inicial de potencia, en una dirección concreta, controlando está variación mediante un parámetro denominado factor de carga.

Sean **ΔP^{ESP}** y **ΔQ^{ESP}** los vectores de la variación parametrizada de la potencia activa y reactiva neta inyectada especificada. Por otro lado, sea λ el factor de carga que controla la magnitud de dicha variación. Con esto se formula a continuación la forma ampliada de las ecuaciones del flujo de cargas:

$$P(\theta,V)-P^{ESP}-\lambda*\Delta P^{ESP}=0$$
$$Q(\theta,V)-Q^{ESP}-\lambda*\Delta Q^{ESP}=0 \quad (1.3.38)$$

El problema de detección del punto de colapso de tensiones consistirá por tanto en lo siguiente: partiendo de un caso inicial (λ=0), obtener el máximo λ para el cual las ecuaciones ampliadas del flujo de cargas (1.3.38) tienen solución real. Para resolver dicho problema, existen dos grandes familias de algoritmos: técnicas de continuación y métodos de punto de colapso. Los algoritmos de la primera familia trazan mediante aproximaciones sucesivas las trayectorias de las variables de estado del sistema conforme uno o varios parámetros del sistema varían, hasta alcanzar el punto de

colapso. Los algoritmos de la segunda familia, basándose en la afirmación de que en el punto de colapso la matriz jacobiana es singular y por tanto posee un valor propio nulo, localiza la bifurcación silla-nodo buscando el punto de equilibrio en el que aparece dicho valor nulo.

CAPITULO 2

FIDVR

2.1. Retardo en la recuperación de las tensiones inducidas por falla (FIDVR).

El FIDVR es el fenómeno por el cual la tensión del sistema se mantiene en niveles significativamente reducidos durante varios segundos después de una falla a nivel de transmisión, sub transmisión o distribución, luego de que la falla ha sido despejada. Representa una condición de tensión iniciada por una avería y caracterizada por:

- Estancamiento de motores de inducción.
- Recuperación de la tensión inicial después de la falla a menos del 90% del voltaje de pre-contingencia.
- Lenta recuperación de la tensión de varios segundos para alcanzar el estado estacionario, después de la contingencia.
- Sobretensiones de ciertos segundos hasta llegar a niveles de tensión estable, después de la contingencia.

La tensión del sistema puede ser presionada significativamente por unos segundos después de que se corrige el fallo, sobretodo porque los motores de inducción requieren típicamente 5-6 veces su actual estado de equilibrio en la condición de rotor bloqueado. Con el tiempo, se disparará la protección térmica de los motores de inducción con una característica de sobre corriente de tiempo inverso. Esto puede tomar de 3 a 20 segundos.

En la figura se muestra un evento de FIDVR típico en una red de 115 kV. Se puede observar una falla eléctrica que suprime la tensión del sistema a 79% de la tensión nominal. Las unidades de aire acondicionado estancadas evitan la recuperación de la tensión, pero luego la protección térmica de estos equipos se dispara y el voltaje se recupera llegando a niveles superiores al voltaje pre-falla (6% de sobretensión para este caso). Esta sobretensión se debe a la pérdida de carga y a que los bancos de capacitores aún están conectados al circuito. Sin embargo, los niveles de tensión alcanzados ocasionan la salida de estos dispositivos. Seguidamente, con la salida de los capacitores

y el reconexión de las cargas de aires acondicionados, el voltaje vuelve a su valor nominal, lo cual puede causar otro problema similar debido a que el circuito se encuentra en un estado de vulnerabilidad. [6]

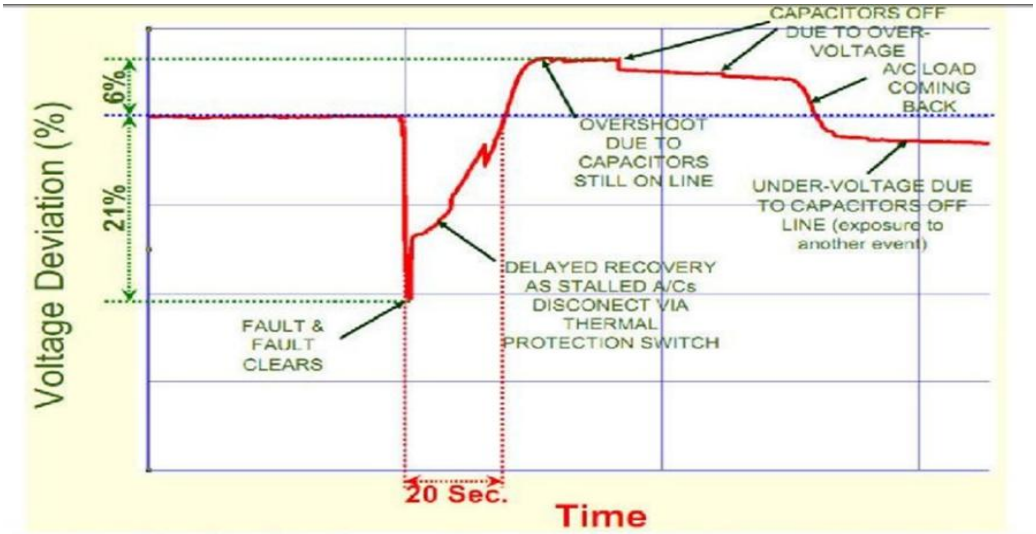


Figura 10. Evento característico de FIDVR [7]

2.2. Motor de inducción (aire acondicionado)

Se refiere al motor de corriente alterna, que opera sobre el principio del campo magnético rotatorio. El rotor no tiene conexión eléctrica, pero recibe energía eléctrica, por la acción de transformador del campo de los devanados. Los motores de inducción son el sistema de impulsión más utilizado, desde menos de un caballo hasta cientos de caballos de potencia, donde no se requieren variaciones de la velocidad de giro. Los motores de inducción monofásicos son muy utilizados en aplicaciones de baja potencia y constituyen una parte importante de la carga en los sistemas de potencia.

Se ha encontrado que en el caso de un fallo del sistema, el comportamiento de estancamiento de motores de inducción de aire acondicionado pueden conducir al retraso de la recuperación de la tensión, lo que puede dar lugar al estancamiento en cascada de otros motores de inducción en el mismo alimentador de distribución o en otros cercanos y eventualmente podría conducir a un colapso de voltaje del sistema.

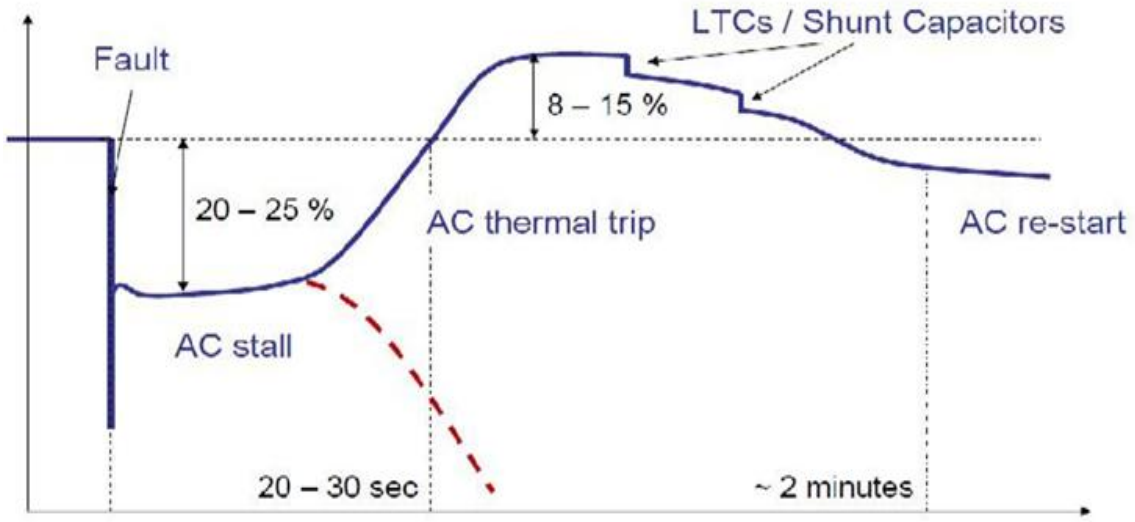


Figura 11. Comportamiento del voltaje tras falla, con la acción del motor de inducción de aire acondicionado

Cuando el voltaje del sistema cae, los motores de inducción de baja inercia tienden a perder su velocidad rápidamente, ya que el par de carga excede el torque proporcionado por el motor en muy baja velocidad, por lo que el motor entra en un estado de ralentización hasta un punto en el cual el mismo no puede re acelerar, aun si se restablece el voltaje por completo, absorbiendo una gran corriente de re arranque, lo cual ocasiona depresiones en la tensión. Es por esto, que la carga de estos motores no puede seguir siendo tratada o modelada como potencia activa constante.

2.2.1. Protección de sobrecarga térmica.

Los motores del compresor del aire acondicionado tienen interruptores de protección de sobrecarga térmica interna (TOL) para protegerlos de las altas corrientes que pueden comprometer o dañar sus devanados especialmente cuando duran hasta 25 segundos. Estas corrientes altas son normalmente parte del proceso de arranque del compresor, pero sólo duran un máximo de 30 ciclos. Esta verificado en pruebas que, cuando los aires acondicionados de baja tensión experimentan bajos voltajes entran en un estado de ralentización o estancamiento. La retirada de estos, ocasiona altas corrientes peligrosas, de unos pocos a varios segundos.

La mayoría de los TOL se encuentra dentro de los devanados del motor del compresor y están conectados eléctricamente a la bobina de arranque (S), funcionando el devanado (R), y el cable común (C). Debido a que los TOL influyen directamente en la recuperación

lenta de la tensión experimentada por las empresas es de suma importancia que se modelen. La figura 2.4 muestra un TOL típicamente incrustado dentro de las bobinas del motor.

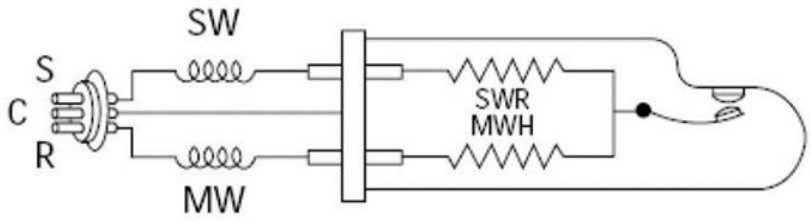


Figura 12. Interruptor de protección térmica de sobrecarga

Según pruebas realizadas, la corriente de estancamiento es inversamente proporcional al tiempo que tarda el TOL para operar, cuanto mayor es la corriente más corto es el tiempo de activación, por su parte, mientras menor sea la corriente durante el estancamiento, más largo es el tiempo de activación del dispositivo. [8]

CAPÍTULO 3

ESTABILIDAD DE TENSION.

3.1. Control de Voltaje y Gestión de Potencia Reactiva.

El control del voltaje y el manejo de la potencia reactiva, son dos aspectos de una misma actividad, la cual está orientada a mejorar la calidad de la potencia de los sistemas, reduciendo las pérdidas y el estrés sobre los elementos del mismo.

Para la adecuada gestión de potencia reactiva es necesario predecir la instalación global de equipos de compensación con la suficiente anticipación considerando un conjunto de escenarios futuros. Dada la alta complejidad y dinamismo de los sistemas, el determinar el tipo, ubicación y dimensionamiento óptimo para los dispositivos de compensación hace un poco difícil éste análisis por la gran cantidad de soluciones factibles. Asimismo, estos análisis deben asegurar una adecuada operación en el aspecto económico, de calidad, y seguridad.

La capacidad disponible del sistema de transmisión está limitada por la tecnología y por las restricciones económicas del sistema de potencia. Por lo tanto con el objetivo de maximizar la cantidad de potencia activa que puede ser transmitida sobre el sistema, los flujos de potencia reactiva deben ser minimizados. Para lograr esto, la potencia reactiva necesaria debe suministrarse localmente en el sistema para mantener los voltajes de los nodos dentro de los rangos permitidos para satisfacer los voltajes nominales de los equipos de los clientes.

El control del voltaje y la gestión de potencia reactiva deben cumplir con los siguientes objetivos para operar el sistema de forma segura.

- Garantizar que los niveles de voltaje en todos los nodos del sistema estén dentro de los límites aceptables definidos.
- Mejorar la estabilidad de voltaje del sistema que trae como consecuencia maximizar la utilización de la red de transmisión.
- Reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red con el objetivo de asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente y se disponga de la máxima capacidad de transmisión de potencia activa.

Cuando se tiene deficiencia de potencia reactiva se presentan bajos voltajes en el sistema, lo cual puede producir efectos adversos en equipos, problemas de estabilidad, y pérdidas excesivas en la red.

Por otra parte si se tiene exceso de potencia reactiva se presentan altos voltajes en el sistema, los cuales ocasionan problemas en los aislamientos de los equipos, saturación de transformadores y problemas de estabilidad en los generadores.

Por las razones expuestas el soporte de voltaje y potencia reactiva debe ser suministrado mediante la combinación adecuada de los recursos de potencia reactiva disponibles en la red.

Adicionalmente la gestión de potencia reactiva en las redes eléctricas es una de las estrategias que se pueden emplear como metodología para gestión de potencia reactiva para incrementar la seguridad del sistema mediante la disminución de las pérdidas y la mejora de la estabilidad de tensión.

El objetivo de este capítulo es introducir de manera general el concepto de flujo de potencia reactiva, describir los niveles de control de voltaje y presentar los aspectos principales en la gestión de potencia reactiva.

3.1.1. Concepto de Flujo de Potencia Reactiva.

En la figura se muestra el diagrama fasorial de una carga que demanda potencia reactiva.

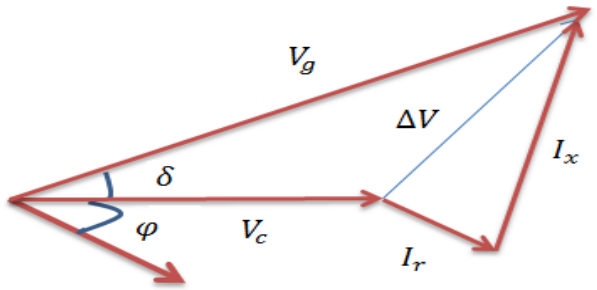


Figura 13. Diagrama fasorial para una carga con factor de potencia en atraso

Del diagrama fasorial de la figura tenemos que:

$$V_g^2 = \{V_c + (I\cos\varphi)r + (I\sin\varphi)x\}^2 + \{(I\cos\varphi)x - (I\sin\varphi)r\}^2 \quad (0.1)$$

Para la potencia activa P y potencia reactiva Q tenemos las siguientes ecuaciones:

$$P = V_c\, I\cos\varphi\,, \qquad \frac{P}{V_c} = I\cos\varphi$$

$$Q = V_c\, I\sin\varphi, \qquad \frac{Q}{V_c}\, I\sin\varphi, \quad (0.2)$$

Reemplazando (0.2) en (0.1) obtenemos:

$$V_g^2 = \left[V_c + \frac{P}{V_c}r + \frac{Q}{V_c}x\right]^2 + \left[\frac{P}{V_c}x - \frac{Q}{V_c}r\right]^2 \quad (0.3)$$

De la ecuación (0.3) se puede decir que el primer término corresponde a la componente en fase con el voltaje de la carga VC y el segundo término corresponde a la componente en cuadratura.

Adicionalmente de la ecuación (0.3) y del diagrama fasorial de la figura (14), se puede concluir que la componente en fase con el voltaje de la carga VC es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje del punto de generación hasta la carga. En otras palabras se tiene que:

Se puede observar que la demanda de potencia reactiva tiene mayor efecto en el cálculo del ΔV, debido a que esta multiplicado por la reactancia del elemento del sistema de transmisión.

Ahora analicemos como se puede expresar el flujo de potencia reactiva entre dos subestaciones que están unidas eléctricamente por una reactancia como se muestra en la figura.

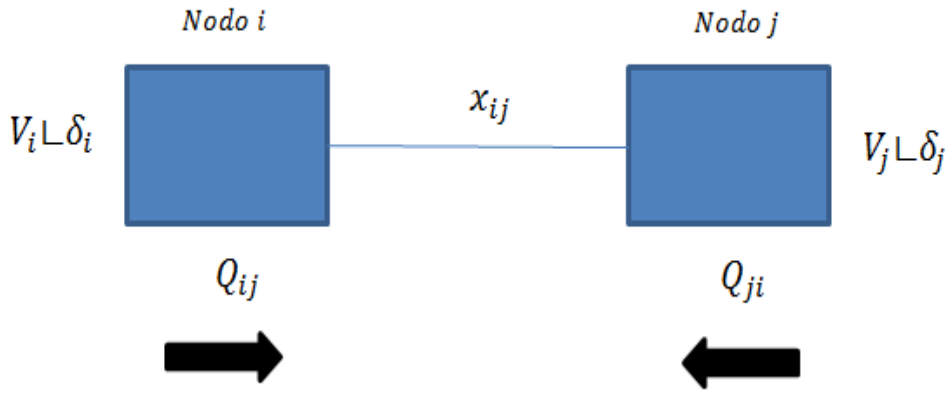


Figura 14. Subestaciones conectadas a través de una reactancia.

El flujo de potencia reactiva entre las dos subestaciones se puede expresar en función de las magnitudes de los voltajes y la diferencia angular de la siguiente manera:

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{x_{ij}}\left(V_i - V_j cos\delta\right) \quad (0.4)$$

Como se observa en (0.4) el flujo de potencia reactiva depende de la diferencia de la magnitud de los voltajes entre los extremos del elemento, adicionalmente se puede concluir que para diferencias angulares pequeñas el flujo de potencia reactiva circulara

de la subestación que tenga el mayor nivel de tensión a la subestación de menor nivel de tensión.

El consumo de potencia reactiva del sistema de transmisión se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$Q_P = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (0.5)$$

Es decir:

$$Q_P = \frac{V_i^2}{x_{ij}} + \frac{V_j^2}{x_{ij}} - 2 * \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \cos\delta \quad (0.6)$$

De la ecuación (2.8) podemos decir que los requerimientos de potencia reactiva dependen aproximadamente del cuadrado de los voltajes entre los nodos i y j.

En resumen revisando las ecuaciones del flujo de potencia reactiva se puede concluir:

- El flujo de potencia reactiva produce una disminución en el voltaje que depende de la reactancia de la línea de transmisión.
- La diferencia de voltajes entre los nodos i y j produce un incremento en el consumo de potencia reactiva en la reactancia de la línea.
- La distribución del flujo de potencia reactiva en los extremos de la línea, depende de la corriente de carga y del consumo de potencia reactiva de la reactancia de la línea.

3.1.1. Niveles de Control de Voltaje.

En un sistema de potencia, el nivel de voltaje es controlado mediante el manejo adecuado de la potencia reactiva, es decir produciendo o absorbiendo potencia reactiva.

En términos generales el control de voltaje en un sistema de potencia se divide en tres niveles jerárquicos.

- Control primario (PVC)
- Control secundario (SVC o CSVC)
- Control terciario (TVC)

El valor de referencia de voltaje en cada nivel de control es mayor que en el nivel inferior, es decir el nivel de control más bajo es el control primario de voltaje (PVC), el (SVC) es el nivel de control intermedio o secundario y el nivel de control más alto es el nivel de control de voltaje terciario (TVC).

Estos tres niveles de control de voltaje son separados en espacio y tiempo, es decir operan en escalas de tiempos diferentes pero adyacentes y le permiten al sistema de potencia permanecer en condiciones de estabilidad ante cambios en las variables de control del sistema.

El control de voltaje jerárquico ha demostrado ser una metodología eficaz para garantizar la estabilidad, la seguridad y operar el sistema de manera confiable y económica.

Cada uno de estos niveles desempeña papeles específicos que se describen a continuación:

3.1.1.1. Control de Voltaje Primario (PVC).

Generalmente el control de voltaje primario se obtiene a través de la actuación del regulador automático de voltaje del generador (AVR) y del cambiador de tomas bajo carga del transformador (LTC).

El AVR del generador intenta mantener el voltaje en terminales de la maquina igual al voltaje de referencia suministrado por el operador del sistema o por los controladores de un nivel de control superior.

Adicionalmente se efectúa un control sobre el lado de alta del transformador elevador de la unidad con el objetivo de mantener la tensión igual al valor de referencia para evitar la circulación de potencia reactiva entre las unidades de la planta.

La actuación de los LTCs se utiliza para ajustar el nivel de voltaje en el lado secundario del transformador, este parámetro juega un rol muy importante en fenómenos de estabilidad de voltaje de largo plazo.

De forma general en el control primario de voltaje el AVR o el LTC tratan de mantener cierto nivel de tensión en sus propios nodos. Estos niveles de voltaje son controlados por el operador del sistema o por los niveles de control de voltaje superiores como el SVC.

La respuesta del PCV es muy rápida en comparación con el SVC o el TVC típicamente el tiempo de respuesta de este nivel de control de voltaje esta del orden de los pocos segundos.

3.1.1.2.Control de Voltaje Secundario (SVC).

Mientras el PVC mantiene una referencia de tensión fija para el control de una fuente de potencia reactiva como el AVR del generador o el LTC del transformador, el SVC controla múltiples recursos de potencia reactiva teniendo en cuenta las medidas de uno o múltiples puntos que se referencian como nodos piloto.

El nodo piloto puede ser un nodo de generación o un nodo de carga; la magnitud de voltaje del nodo piloto debe reflejar el perfil de voltaje del área de control, y representa el nodo que se desea controlar y monitorear en cada zona de control de voltaje.

Físicamente, es un nodo ubicado en un punto estratégico de la zona y su magnitud de voltaje es representativa de los voltajes en la zona.

El SVC se hace mediante el ajuste individual de las consignas de los AVRs de los generadores, compensadores estáticos, compensadores sincrónicos y de los cambiadores de tomas de los transformadores, es decir el SVC alterara los ajustes de voltaje de los AVRs, los LTCs y de los capacitores sincrónicos y estáticos.

El SVC gestiona los recursos de potencia reactiva para el área donde fue seleccionado el nodo piloto con el objetivo de mantener buenos perfiles de voltaje dentro del área de control, como consecuencia de esto las pérdidas del sistema se minimizan y los equipos operaran más eficientemente, además el sistema se puede operar a mayor carga sin estar en cercanías del colapso de voltaje.

El tiempo de respuesta del SVC es de 30 a 100 segundos y es considerado como un control regional.

3.1.1.3.Coordinación del Control Secundario de Voltaje (CSVC).

Estudios indican que el CSVC es más eficaz para mejorar el perfil de voltaje del sistema de potencia. Esta mejora del perfil de voltaje se explica considerando las diferencias que existen entre el CSVC y SVC que en resumen son las siguientes:

- El CSVC cubre un área más amplia y como consecuencia habrá un mayor número de nodos piloto y medidas de control.
- En el CSVC se desarrollan matrices de sensibilidad de vinculación de los nodos piloto con los dispositivos de control, de tal manera que le permite al CSVC identificar correctamente el mejor dispositivo de control para mejorar el perfil de tensión.
- El CSVC evita maximizar la potencia reactiva de los generadores con el objetivo de garantizarle al sistema buenas reservas de potencia reactiva para condiciones de emergencia.

3.1.1.4. Control DE Voltaje Terciario (TVC).

El TVC va un paso más adelante que el PVC y el SVC y en este nivel de control de voltaje no solo se proporciona un buen perfil de voltaje si no que se obtiene un perfil de voltaje óptimo a todo el sistema eléctrico de potencia con criterios de seguridad y economía.

Esto se logra al proporcionar los puntos de ajuste de voltaje óptimo para los nodos piloto que son controlados por los niveles de control de voltaje SVC y CSVC.

La TVC puede asegurar, de forma preventiva, la integridad del sistema y la seguridad.

Por lo general, se utiliza un de flujo de potencia óptimo para este propósito. El control terciario opera en el conjunto de puntos del nivel del voltaje secundario, y controla directamente el nivel primario.

La constante de tiempo del control de voltaje terciario puede variar desde 15 minutos hasta varias horas.

En la figuras se muestran la estructura de un esquema del control jerárquico de voltaje y los niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.

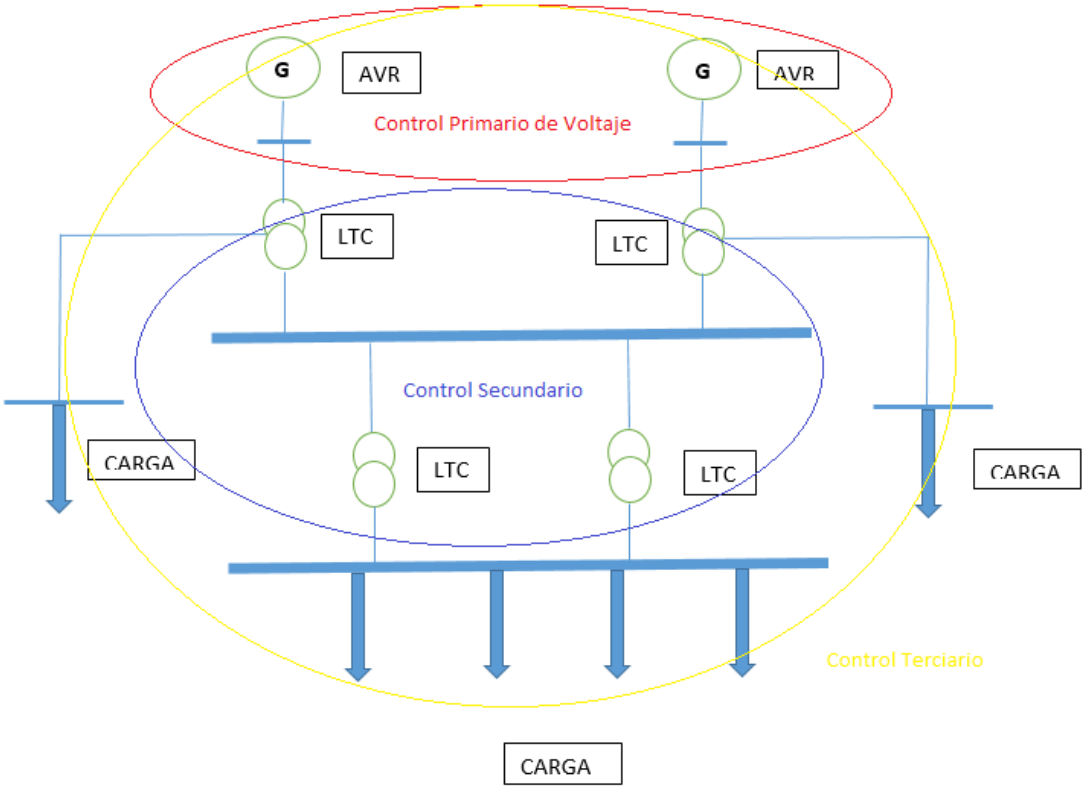


Figura 15. Estructura Jerárquica de control de voltaje en un sistema de potencia.

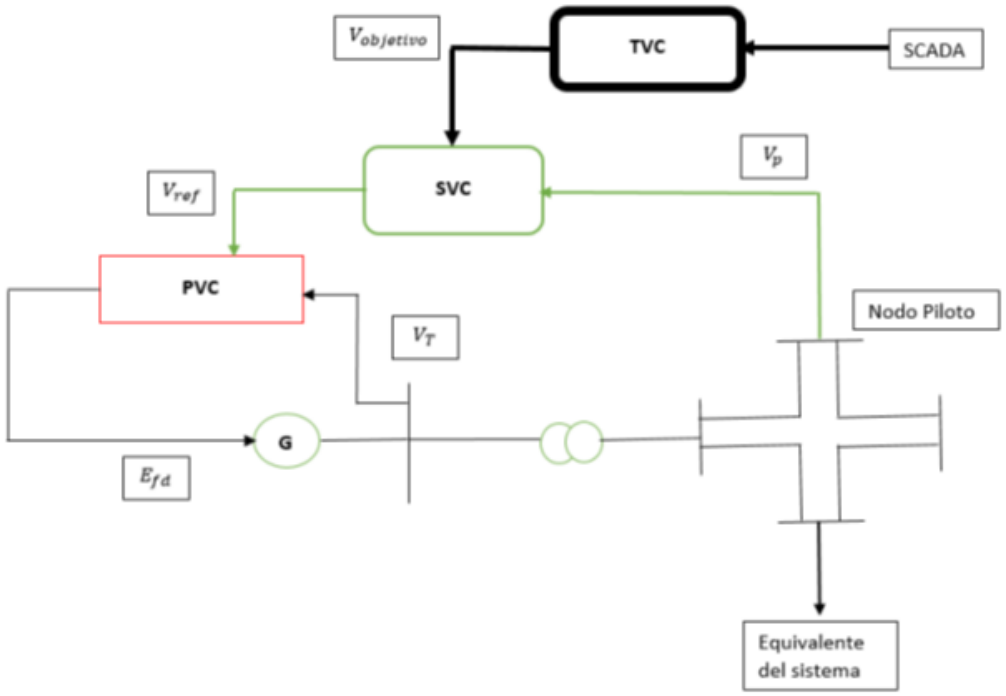


Figura 16. Niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.

En la tabla se presenta un resumen de los niveles de control de voltaje en un sistema de potencia.

Tabla 1. *Resumen niveles de control de voltaje.*

NIVELES DE CONTROL DE VOLTAJE			
PVC	**PVC**	**CSVC**	**TVC**
Actuación sobre los AVR	Fija el voltaje del PVC	Mas nodos piloto	Perfil óptimo de perfil de voltaje en todo el sistema de potencia
Actúa sobre la compensación de potencia reactiva estática	Controla varios recursos de potencia reactiva	Vincula los nodos piloto con los dispositivos de control	
Actuación sobre los LTCs	Medidas a partir de los nodos piloto	Mayor margen de potencia reactiva	
	Mejora la calidad de voltaje, seguridad, flexibilidad		

3.1.2. Gestión de Potencia Reactiva.

La potencia reactiva es un requerimiento básico para mantener la estabilidad de voltaje y juega un rol importante para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia.

La práctica actual en gestión de potencia reactiva se basa en procesos heurísticos y en los juicios de los operadores de los sistemas para adquirir la potencia reactiva requerida por la red. Como consecuencia la operación del sistema no es la más óptima en cuanto al manejo de los recursos de potencia reactiva.

Los efectos de la potencia reactiva en la seguridad y estabilidad de voltaje han sido bien investigados en las referencias.

Existen tres razones importantes por las que es necesario administrar la potencia reactiva y controlar el voltaje:

- Tanto los equipos de los usuarios como los que constituyen el sistema de potencia, están diseñados para operar dentro de un rango de tensiones que usualmente está entre el +10% y el -15% del voltaje nominal. Cuando se opera con límites inferiores al mínimo, los equipos tienen un desempeño deficiente: las bombillas proveen menor iluminación, los motores de inducción tienden a sobrecalentarse y pueden llegar a dañarse, y algunos equipos electrónicos pueden no operar del todo. Con niveles de tensión superiores al máximo, el aislamiento del equipo se deteriora: Las bombillas se queman y se disminuye su vida útil, y los equipos electrónicos presentan fácilmente fallas internas.

- La energía reactiva consume recursos de generación y transmisión. Para maximizar la cantidad de energía activa que se puede transferir a través de una red de transmisión congestionada, se debe reducir al mínimo los flujos de energía reactiva. De igual forma, por efecto de la sobrecarga, la generación de energía reactiva limita la capacidad de generación de energía activa.

- El transporte de la potencia reactiva en un sistema de transmisión ocasiona pérdidas de energía, por lo cual el sistema debe suministrar tanto la energía como la capacidad de transporte para cubrir esas pérdidas.

Entre los beneficios de una adecuada gestión de potencia reactiva se encuentran:

- Reducción de pérdidas de transmisión.
- Mejora del perfil de tensiones.
- Mejorar la utilización de la capacidad de transmisión.
- Postergar inversiones por necesidades de repotenciación.
- Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva frente a eventuales perturbaciones.

- Minimizar costos de operación del sistema.
- Evitar restricciones al despacho económico.
- Prevenir colapsos de tensión.
- Mantener márgenes de seguridad.
- Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

Por lo tanto, una adecuada gestión de potencia reactiva maximizara los beneficios técnicos y económicos.

3.1.2.1. Condensador Sincrónico.

Los condensadores sincrónicos han jugado un papel muy importante en el control de tensión y potencia reactiva en los sistemas de potencia por más de 50 años.

El condensador sincrónico es capaz de proporcionan una compensación de potencia reactiva, es decir, que pueden absorber o generar la potencia reactiva automáticamente mientras mantiene las tensiones de las barras a las que están conectadas, no necesita primotor, está diseñada para que únicamente provea un soporte de potencia reactiva a la red, y con el fin de compensar las pérdidas que se presenten en el sistema es capaz de generar potencia activa.

Algunas de las características para considerar este tipo de control es que regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambiadores de tomas de otros tipos de dispositivos, no introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos. Otra característica importante y particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por una falla en la red, es capaz de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobre corriente.

3.1.2.2. Condensadores y Reactores Conmutables.

Son dispositivos pasivos que absorben o generan potencia reactiva. El reactor está diseñado para absorber determinada cantidad de potencia reactiva a determinado nivel de tensión, pero no ofrecen control automático. Los bancos de condensadores están configurados para proveer una cantidad limitada de potencia reactiva.

Los inductores y capacitores son un medio sencillo y económico para el control de la potencia reactiva. Los condensadores suelen conectarse a la red en las horas pico cuando el voltaje se deprime, mientras que los inductores es necesario conectarlos cuando la el voltaje del sistema aumenta.

La forma ideal de la utilización de estos dispositivos es con una combinación de capacitores e inductores en paralelo y en serie respectivamente.

3.1.2.3.Static Var Compensators (SVC).

Son elementos conectados en paralelo que generan o absorben potencia reactiva, combina capacitores y reactores, tienen el término “STATIC” puesto que a diferencia de los condensadores síncronos, estos no tienen movimiento ni rotación, presentan una capacidad de conmutación muy alta y usualmente requieren filtros para reducir la cantidad de armónicos inyectados a la red.

Este tipo de compensación es la más utilizada para el sistema de transmisión. Son capaces de controlar individualmente las fases desde las barras a los cuales se encuentran conectadas.

3.1.2.4.Transformadores con Cambiadores de Tomas Bajo Carga.

Son transformadores con cambiadores de tomas bajo carga que permiten diferentes puntos de conexiones en los devanados para seleccionar el número de vueltas del devanado de un transformador.

Generalmente los cambiadores de tomas se ubican en el lado de alta tensión en el transformador puesto que en ese lado la corriente es más baja que en el lado de baja tensión, los cambiadores de tomas de los transformadores pueden ser fijos o variables dependiendo de la carga que se está alimentando, esta variación es aproximadamente de ± 10% del voltaje.

3.1.2.5.VQs.

Los sistemas VQ (Voltaje Reactive Power Control) son controladores micro procesados dinámicos de voltaje y potencia reactiva, ubicados en nodos importantes del sistema.

El control VQ es jerárquico, distribuido y discreto que toma decisiones mediante la coordinación de fuentes dinámicas de potencia reactiva (generadores, condensadores

síncronos, cambiador de tomas, entre otros) con fuentes discretas de compensación reactiva (condensadores y reactores), para la conexión y desconexión de elementos.

En la tabla se presenta una síntesis de los equipos para el control de potencia reactiva que existen en el sistema de potencia.

Tabla 2. *Resumen equipos para el control de potencia reactiva en la red.*

Tecnología	**Genera reactivos**	**Absorbe Reactivos**	**Velocidad de respuesta**
Generador	•	•	Rápida
Condensador Sincrónico	•	•	Rápida
Condensadores	•		Baja
Reactores		•	Baja
SVC	•	•	Muy rápida
STATCOM	•	•	Muy rápida
Otros dispositivos FACTs	•	•	Muy rápida

3.2. Índices de Estabilidad de Voltaje.

La estabilidad de voltaje impone importantes limitaciones en la operación de sistemas de potencia y tiene una amplia relación con la seguridad de voltaje, entre mayor sea el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia mayor será su seguridad ante los diferentes disturbios a los que está sometido. Para garantizar la seguridad del sistema de potencia, este debe ser operado con un margen adecuado de estabilidad de voltaje

mediante la programación apropiada de las fuentes de potencia reactiva y contar con las acciones necesarias para garantizar en el sistema perfiles de voltaje adecuados.

Las principales medidas en contra de la inestabilidad de voltaje son clasificadas en acciones de control preventivas y correctivas.

La gestión de potencia reactiva y sus reservas a través de los cambiadores de tomas bajo carga, entrada y salida de bancos de condensadores y esquemas de control de voltaje son la principal acción de control preventiva contra la inestabilidad de voltaje.

En este capítulo se presenta una introducción general de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia, se define el margen de estabilidad de voltaje desde el punto de vista de la potencia reactiva y se define el índice de estabilidad de voltaje que se utilizara en la metodología de gestión de potencia reactiva.

3.2.1. Estabilidad de Voltaje.

La estabilidad de voltaje se puede definir como la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estables en todas las barras después de ser sometido a una perturbación de una condición de operación inicial dada. Por lo tanto la estabilidad de voltaje se produce cuando el voltaje y la potencia reactiva del sistema se puedan controlar todo el tiempo.

En forma general la incapacidad del sistema para suministrar la demanda requerida conduce a inestabilidad de voltaje.

La naturaleza del fenómeno de inestabilidad de voltaje puede presentarse en el sistema rápidamente (corto plazo produciendo el colapso de voltaje en pocos segundos) o de una manera más lenta (largo plazo produciendo colapso de voltaje en el intervalo de minutos hasta horas).

Un sistema de potencia estable debe mantener los voltajes de todos los nodos en valores adecuados, durante el estado normal de operación y después de presentarse un disturbio. Por lo tanto, antes de la operación de un sistema de potencia debe realizarse un estudio de la estabilidad de voltaje, con el fin de determinar su estado de operación inicial y su seguridad de voltaje.

Un análisis de estabilidad de voltaje determina el estado de operación, el límite de estabilidad, el margen de estabilidad, la proximidad a la inestabilidad y los puntos críticos del sistema.

3.2.2. Margen de Estabilidad de Voltaje a Partir de la Potencia Reactiva.

La potencia reactiva mantiene el campo magnético necesario para el funcionamiento de los equipos electromagnéticos y las magnitudes de los voltajes, por lo tanto, debe asegurarse que cada nodo tenga suficientes reservas de potencia reactiva. Las reservas de potencia reactiva se miden utilizando una fuente de inyección de potencia reactiva en paralelo con el nodo de carga **i**, como se muestra en la Figura.

La potencia activa se fija en un valor igual a cero **Pci= 0**; esto es similar a tener un condensador sincrónico de reactivos conectado al nodo.

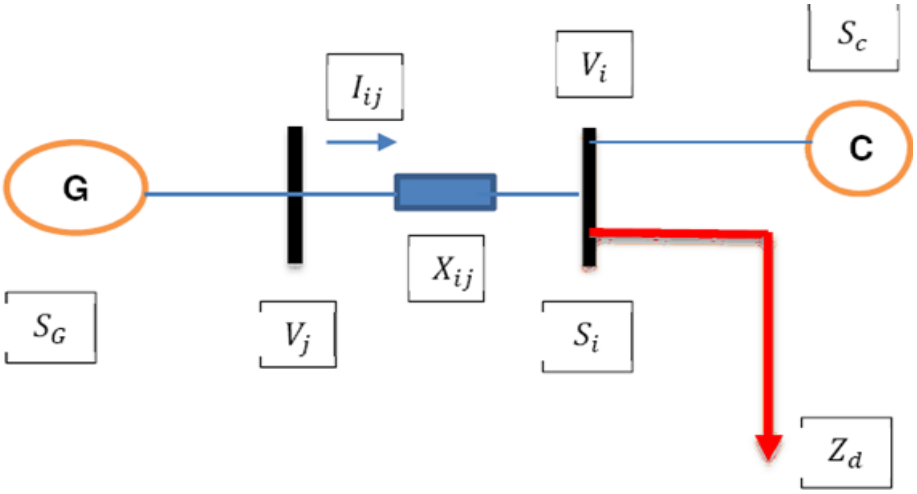


Figura 17. Inyección de potencia reactiva en el nodo de carga.

Las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva del nodo de carga **i**, incluyen la potencia inyectada por la fuente como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$0 = P_{ci} - P_{Di} + \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (0.7)$$

$$0 = Q_{ci} - Q_{Di} - \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{V_i^2}{x_{ij}} \quad (0.8)$$

Si se realiza la variación continua de la potencia reactiva de la fuente de compensación y se corren varios flujos de carga, se obtendrá una curva V-Q como se muestra en la figura.

Este tipo de curva se utiliza para estudiar las reservas de potencia reactiva que tiene cada nodo y la compensación de potencia reactiva necesaria para mejorar la estabilidad de voltaje.

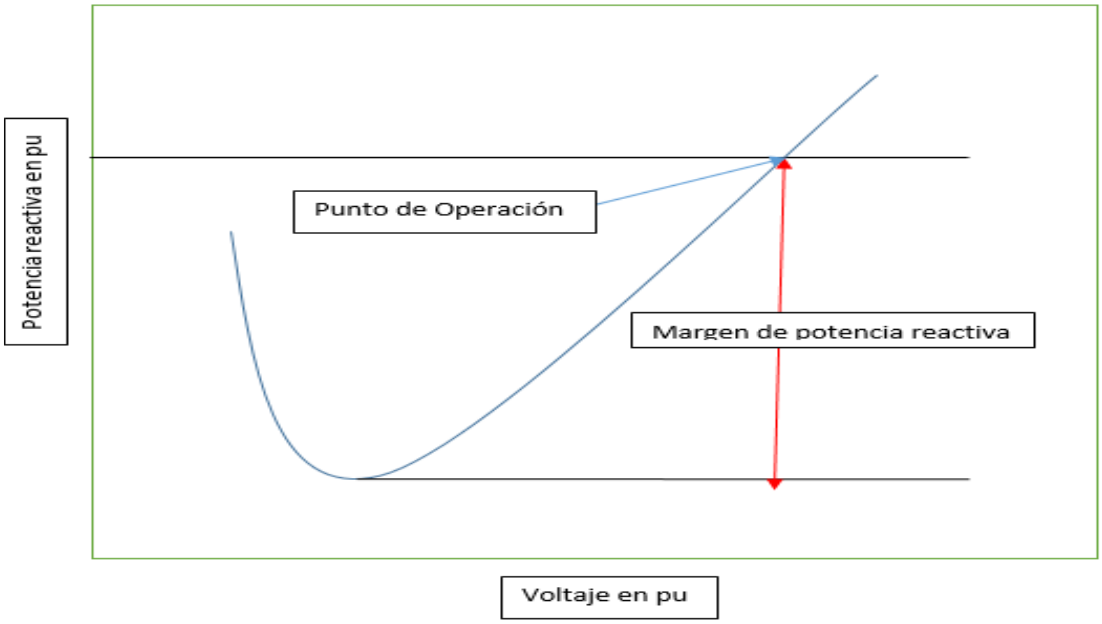


Figura 18. Curva V-Q típica.

3.2.3. Índices para Evaluar la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia.

El análisis de estabilidad de voltaje de un sistema de potencia se refiere a dos aspectos importantes:

- Un índice apropiado de estabilidad que describa cuándo el sistema está cerca de la inestabilidad de voltaje.

- Determinar cuáles son los nodos de débiles y cuáles son las áreas involucradas.

En la literatura existen numerosos tipos de índices que determinan la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia, en la Tabla se realiza un resumen de algunos de los índices estudiados. [1]

CAPÍTULO 4

MODELADO DE CARGA.

4.1. Modelado de cargas del sistema de potencia.

El funcionamiento estable de un sistema de energía depende de la capacidad de igualar continuamente la salida eléctrica de las unidades generadoras de la carga eléctrica en el sistema. Por consiguiente, las características de carga tienen una influencia importante en la estabilidad del sistema. El modelado de las cargas se complica debido a un bus de carga típica representado en los estudios de estabilidad, el cual se compone de un gran número de dispositivos, tales como lámparas fluorescentes e incandescentes, refrigeradores, calentadores, compresores, motores, hornos, y así sucesivamente. La composición exacta de la carga es difícil de estimar. Además, la composición cambia dependiendo de muchos factores, incluyendo (horas, días, y la temporada), las condiciones meteorológicas y el estado de la economía.

Incluso si la composición de carga se conoce exactamente, no sería práctico para representar cada componente individual como por lo general hay millones de tales componentes en la carga total suministrada por un sistema de energía. Por lo tanto, la representación en los estudios de carga del sistema se basa en una cantidad considerable de simplificación.

Es de gran importancia mencionar los conceptos de modelado de carga, la composición de carga y características de los componentes, y la adquisición de los parámetros del modelo de carga. Como los motores de inducción constituyen una parte importante de las cargas del sistema, las características y el modelado de los motores de inducción también poseen gran importancia en estos estudios.

4.1.1. Conceptos básicos de modelado de carga

Se establece que en la estabilidad de los sistemas de potencia y estudios de flujo de potencia, la práctica común es la de representar las características de la carga de material compuesto como se ve desde los puntos de entrega de energía al por mayor. Como se ilustra en la Figura 19 la carga agregada se representan en una subestación de transmisión (barra A) por lo general incluye, además de los dispositivos de carga

conectados, los efectos de la subestación de transformadores reductores, alimentadores de subtransmisión, alimentadores de distribución, transformadores de distribución, reguladores de voltaje, y los dispositivos de compensación de potencia reactiva.

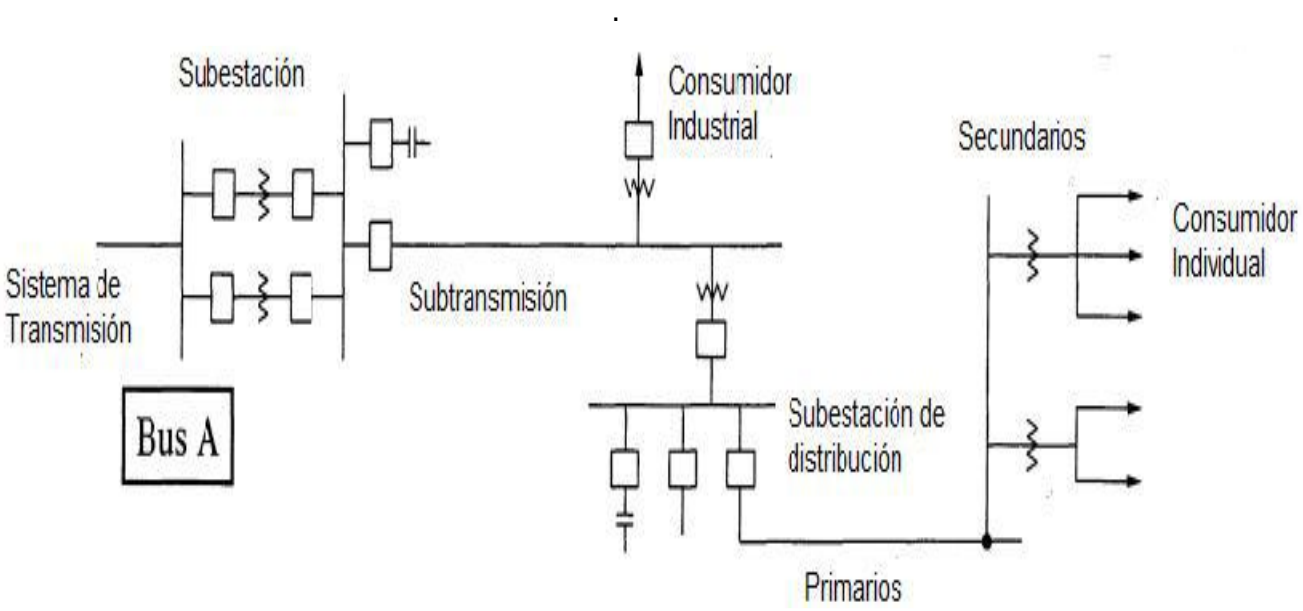


Figura 19. Configuración de un sistema de potencia identificando las partes del sistema desde los puntos de entrega de energía

Los modelos de carga se clasifican tradicionalmente en dos amplias categorías: los modelos estáticos y modelos dinámicos.

4.1.1.1. Los modelos de carga estática

Un modelo de carga estática expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo como funciones algebraicas de la magnitud de la tensión de la barra y la frecuencia en el instante. El componente activo de potencia P y la potencia reactiva componente Q se consideran por separado.

Tradicionalmente, la dependencia de voltaje de las características de carga ha sido representada por el modelo exponencial:

$$P = P_0(\overline{V})^a \quad (4.1.1)$$

$$Q = Q_0(\overline{V})^b \quad (4.1.2)$$

En este y otros modelos de carga descritos en esta sección,

$$\overline{V} = \frac{V}{V_0} \quad (4.1.3)$$

Donde P y Q son componentes de la potencia activa y reactiva de la carga cuando la magnitud de la tensión de barra es V. El subíndice 0 identifica los valores de las respectivas variables en la condición de funcionamiento.

Los parámetros de este modelo son los exponentes a y b. con estos exponentes iguales a 0, 1, o 2, el modelo representa una potencia constante, corriente constante, o impedancia constante, respectivamente. Para cargas de material compuesto, sus valores dependen de las características agregadas de los componentes de la carga.

Los modelos estáticos no son realistas a bajo voltaje, y pueden conducir a problemas de cálculo. Por lo tanto, los programas de estabilidad por lo general hacen disposiciones para la conmutación de las características de carga para el modelo de impedancia constante cuando la tensión de la barra cae por debajo de un valor especificado.

4.1.1.2. Los modelos de carga dinámica

La respuesta de la mayoría de las cargas de material compuesto a los cambios de voltaje y la frecuencia es rápido, y el estado de equilibrio de la respuesta que se alcanza muy rápidamente. Esto es cierto al menos para modestos amplitudes de tensión/cambio de frecuencia.

Sin embargo, hay muchos casos en los que es necesario para tener en cuenta la dinámica de los componentes de las cargas. Estudios de oscilaciones entre zonas, la estabilidad de voltaje y la estabilidad a largo plazo a menudo requieren que la dinámica de carga sea modelada. Estudios de los sistemas con gran concentración de motores requieren la representación de la dinámica de carga.

Típicamente, los motores consumen 60 a 70% de la energía de la carga suministrada por un sistema de energía. Por lo tanto, las dinámicas atribuibles a los motores suelen ser los aspectos más significativos de las características dinámicas de las cargas del sistema.

Otros aspectos de la dinámica de los componentes de la carga que requieren consideración en los estudios de estabilidad se incluyen los siguientes:

- Extinción de las lámparas de descarga por debajo de un cierto voltaje y su reinicio cuando se recupere la tensión. Lámparas de descarga de vapor de mercurio incluyen, vapor de sodio y lámparas fluorescentes. Estos extinguen a tensiones en la gama de 0,7 a 0,8 pu. cuando la tensión se recupera, se reinician después de 1 ó 2 segundos de retraso
- El funcionamiento de los relés de protección, tales como relés térmicos y sobre corriente. Muchos motores industriales son de arrancadores con contactores que funcionan electromagnéticamente. Estos permanecen abiertos a tensiones en el rango de 0,55-0,75 p; el tiempo de reposición es del orden de unos pocos ciclos. Pequeños motores de refrigeradores y acondicionadores de aire tienen solo protecciones de sobrecarga térmica que normalmente sólo disparan en unos 10 a 30 segundos.
- Control termostático de cargas, tales como calentadores / enfriadores, calentadores de agua y neveras, tales cargas operan ya en condiciones de bajo voltaje. Como resultado, el número total de estos dispositivos conectados al sistema se incrementará en unos pocos minutos después de una caída en el voltaje. Acondicionadores de aire y refrigeradores también exhiben estas características en condiciones de baja frecuencia sostenida.
- Respuesta del ULTCs en transformadores de distribución, reguladores de voltaje y bancos de condensadores controlados por voltaje. Los dispositivos no están explícitamente modelados en muchos estudios. En tales casos, sus efectos deben ser implícitamente incluidos en la carga equivalente que se representa en el punto de entrega de potencia mayor.

Ya que estos dispositivos restauran la tensión de distribución después de una perturbación, la potencia suministrada a las cargas sensibles al voltaje es restaurada a

los niveles pre-perturbación. La acción de control comienza aproximadamente 1 minuto después de que el cambio en el voltaje, y la restauración de tensión dentro de la capacidad de estos dispositivos se completa en un tiempo total de 2 a 3 minutos.

4.1.1.2.1. Las cargas de iluminación

La Figura 20 muestra un modelo adecuado para la representación de las características de cargas de iluminación en estudios de estabilidad. En tensiones de la barra de menos de V1, las lámparas se apagan. Para tensiones mayores que V1, P y Q varían como funciones no lineales de V.

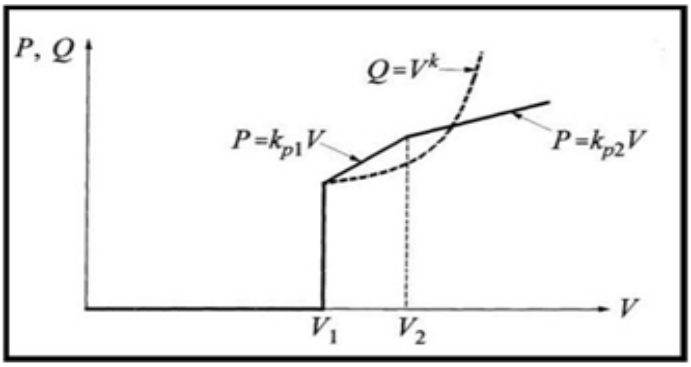


Figura 20. Características de las cargas de iluminación

4.1.1.2.2. Modelado de motores de inducción

Los motores representan una porción importante de las cargas del sistema. Los Motores de inducción, en particular, son el grueso de la industria de la energía eléctrica, por lo tanto, el modelado de motores es importante en los estudios de estabilidad del sistema.

- **Ecuaciones de una máquina de inducción**

Una máquina de inducción lleva corrientes alternas, tanto en el estator y los devanados del rotor. En una máquina de inducción trifásica, los devanados del estator están conectados a un suministro trifásico equilibrado. Los devanados del rotor son ya sea cortocircuitados internamente o conectados a través de anillos deslizantes a un circuito externo. La característica distintiva de la máquina de inducción es que las corrientes del rotor se inducen por inducción electromagnética desde el estator.

Los devanados del estator de una máquina de inducción trifásico son similares a las de una máquina síncrona. Cuando se aplican corrientes trifásicas equilibradas de frecuencia

f_s *Hz*, los devanados del estator producen un campo giratorio a una velocidad síncrona dada por

$$ns = \frac{120\ fs}{Ps} \tag{4.1.4}$$

Donde n_s es la velocidad síncrona en *rev/min* y P_f es el número de polos.

Cuando hay un movimiento relativo entre el campo del estator y el rotor, se inducen voltajes en los devanados del rotor. La frecuencia de los voltajes inducidos por el rotor depende de las velocidades del campo del estator y el rotor. La corriente en los devanados del rotor es igual a la tensión inducida dividida por la impedancia del circuito del rotor a la frecuencia f_r del rotor. La corriente del rotor al reaccionar con el campo del estator produce un par que acelera el rotor en la dirección de la rotación de campo del estator. Como *la* velocidad del rotor n_r, se aproxima a la velocidad n_s del campo del estator, los voltajes y corrientes inducidos del rotor se acercan a cero. Para desarrollar un par positivo, n_r debe ser inferior a n_s. Por lo tanto el rotor se desplaza a una velocidad n_s-n_r *rev/min* en la dirección hacia atrás con respecto al campo del estator. La velocidad de deslizamiento del rotor en por unidad de la velocidad síncrona es:

$$S = \frac{ns - nr}{ns} \tag{4.1.5}$$

La frecuencia f_r de los voltajes inducidos por el rotor es igual a la frecuencia de deslizamiento sf_s.

Sin carga, la máquina funciona con un deslizamiento despreciable. Si se aplica una carga mecánica, el deslizamiento se incrementa de tal manera que la tensión inducida y la corriente producen el par requerido por la carga. La máquina por lo tanto funcionará como un motor.

Si el rotor está impulsado por un motor primario a una velocidad mayor que la del campo del estator, el deslizamiento es negativo. Las polaridades de las tensiones inducidas son reservadas de manera que el par resultante es de sentido opuesto al de rotación. La máquina ahora funciona como un generador de inducción.

Es muy importante el desarrollo de una representación matemática de las máquinas de inducción apropiadas para su uso en estudios de sistemas. En el modelo, se tiene en cuenta el efecto de las ranuras en el rendimiento del motor. En motores bien diseñados, su efecto sobre el rendimiento del motor es insignificante. Mientras que es de gran interés el rendimiento de las máquinas de inducción como motores, los modelos desarrollados son suficientemente generales como para ser aplicables para el generador, así como los modos de funcionamiento del motor. El procedimiento general seguido es similar al enfoque utilizado para el modelado de máquinas síncronas. En el desarrollo del modelo de una máquina de inducción, cabe destacar los siguientes aspectos de sus características que difieren de las de una máquina sincrónica:

- ✓ El rotor tiene una estructura simétrica.
- ✓ La velocidad del rotor no es fija, sino que varía con la carga.
- ✓ No hay ninguna fuente de excitación aplicada a los devanados del rotor. En consecuencia, la dinámica de los circuitos del rotor se determinan por deslizamiento, en lugar de control de excitación.

- ✓ Las corrientes inducidas en los devanados del rotor producen un campo con el mismo número de polos que se produce por el devanado del estator. Por lo tanto, los devanados del rotor se pueden modelar por un equivalente.

4.1.1.3. Adquisición de los parámetros del modelo de carga

Existen dos enfoques básicos para la determinación de las características del sistema de carga:

- Enfoque basado en mediciones
- Enfoque basado en componentes

4.1.1.3.1. Enfoque basado en mediciones

En este enfoque, las características de la carga son medidas en subestaciones y alimentadores representativos y en tiempos seleccionados de temporada y día. Éstos se utilizan para extrapolar los parámetros de cargas en todo el sistema.

- **Características de estado estable de la tensión de la carga**

Las características de la carga de material compuesto se miden normalmente en el nivel más alto de tensión para que la tensión de carga radialmente conectada pueda ser ajustada por los cambiadores de tomas del transformador. Esto es por lo general el más alto nivel de voltaje de distribución. Las características de estado estable se pueden determinar mediante el ajuste de la tensión de carga a través de los cambiadores de tomas del transformador a través de una gama de voltaje por encima y por debajo del valor nominal. En distribución los cambiadores de tomas y condensadores conmutados deben bloquearse para obtener resultados significativos. Las respuestas medidas de tensión, potencia activa y la potencia reactiva están ajustados en expresiones polinomiales y / o exponenciales.

- **Características de frecuencia de carga de estado estable**

Por lo general es mucho más difícil de medir las características de frecuencia de carga en el sistema. Para medir las características de carga compuestas de frecuencia, un sistema aislado debe estar formado y la frecuencia variarse en el intervalo deseado. Para obtener datos válidos, se debe tener cuidado de separar los efectos de los cambios de tensión y los cambios de frecuencia. Para muchos de los resultados reportados en la literatura no se hace esto, y la característica de *dP/df* determinada es un compuesto de los efectos debidos al cambio de frecuencia y el cambio de tensión resultante.

- **Características dinámicas de carga de tensión**

Las características dinámicas de señal pequeña de cargas de material compuesto se pueden determinar con relativa facilidad a partir de pruebas de sistema simples. La Figura 21 muestra la configuración de prueba que se puede emplear cuando las cargas son suministradas por dos transformadores con cambiadores de tomas.

Inicialmente, un conmutador se ajusta hacia arriba y la otra hacia abajo por un par de toques, manteniendo constante la tensión de carga. Uno de los transformadores es entonces disparado, lo que produce no sólo un cambio de magnitud de la tensión, sino también un cambio de ángulo instantáneo en el bus de carga. Mediante la variación de las posiciones iniciales, es posible obtener una amplia gama de cambios de voltaje en ambas direcciones positiva y negativa. Mediante la selección de las posiciones de toma

adecuadamente, también es posible producir un cambio de ángulo con sólo un cambio de tensión muy pequeña. Esto es útil en la separación de los efectos de la magnitud de la tensión y el cambio de ángulo.

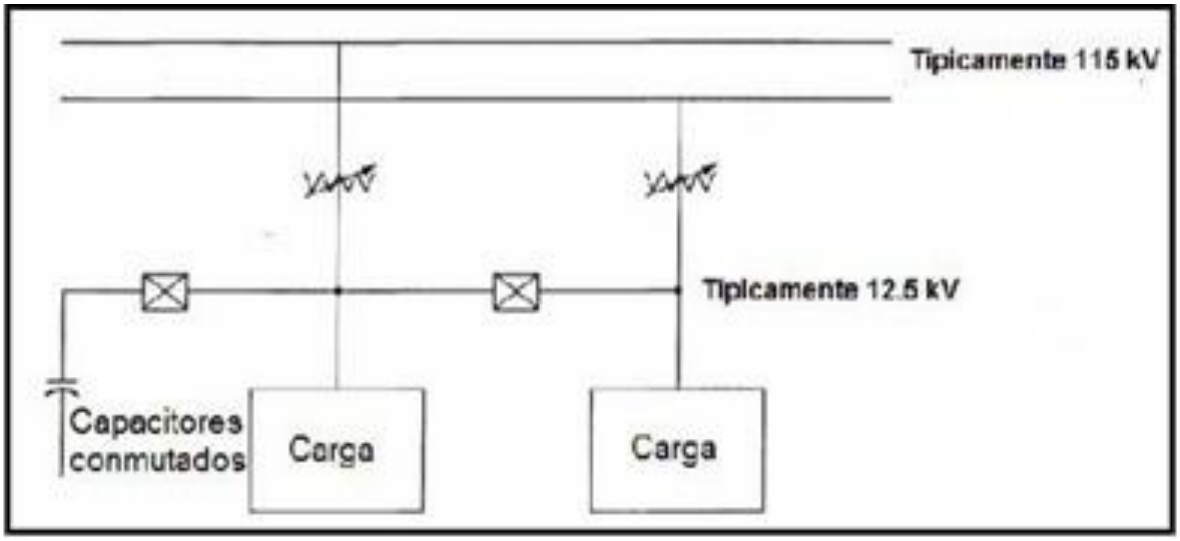


Figura 21. Configuración de la estación típica para probar las características de la carga

Si hay un banco de condensadores conmutados en el bus de carga, este se puede cambiar dentro y fuera para producir un cambio en la magnitud de la tensión de carga sin un cambio de ángulo.

Las respuestas obtenidas de esta manera son esencialmente pequeñas señales. Respuestas de tiempos medidos de magnitudes de la carga-tensión, ángulo, potencia activa y potencia reactiva se utilizan para determinar los parámetros de un modelo con una estructura como se muestra en la Figura 22. La estructura del modelo asume que la carga de material compuesto se presenta como un motor de inducción y una derivación de carga estática.

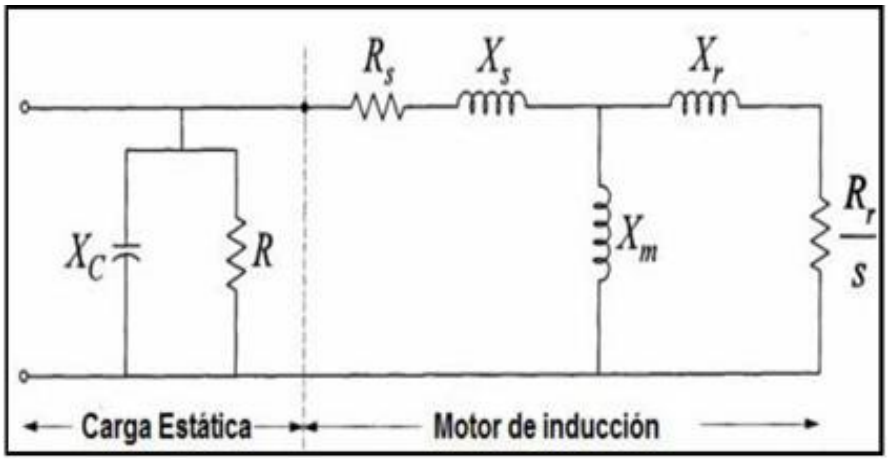


Figura 22. Motor de inducción compuesto / carga estática equivalente para representar una carga industrial.

Una técnica de diferencia de mínimos cuadrados se utiliza para optimizar la matemática entre las respuestas medidas y las respuestas del modelo cuando que se ajustan los parámetros. El resultado es un modelo cuyos parámetros son elegidos para que coincida con la respuesta de pequeña señal. Sin embargo, debido a la estructura modelo realista elegido, el modelo es probable que dé resultados razonables en condiciones de gran perturbación.

4.1.1.3.2. Enfoque basado en componentes.

Este enfoque fue desarrollado por EPRI bajo varios proyectos de investigación a partir de 1976. Se trata de la construcción de modelo de la carga de la información en sus partes constituyentes, como se ilustra en la figura 2.13. La carga suministrada a un punto de entrega de energía a granel se clasifica en las clases de carga, tales como residencial, comercial, industrial, agrícola y minera. Cada categoría de clase de carga se representa en términos de componentes de carga tales como iluminación, aire acondicionado, calefacción, calentamiento de agua y refrigeración.

Las características de los dispositivos individuales se han estudiado en detalle y se han desarrollado técnicas para cargas individuales que se agregan para producir un modelo de carga de material compuesto. [9]

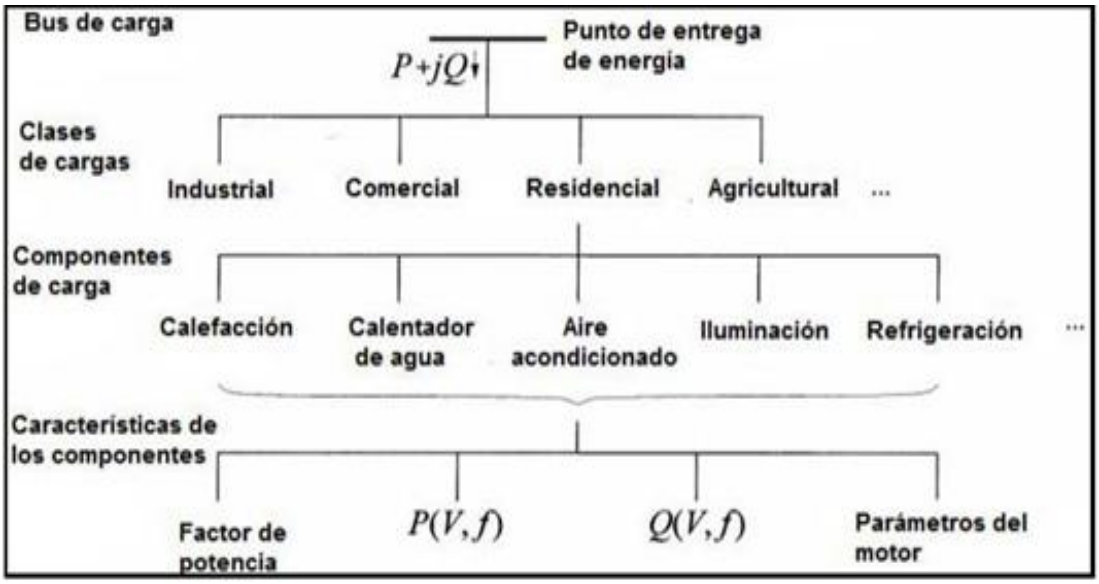


Figura 23. Enfoque de modelado basado en componentes

4. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 5

5.1. Descripción del trabajo

En esta investigación se buscó determinar la efectividad del modelado dinámico con el cual cuenta la ANDE, mediante condiciones de simulación cuyos resultados fueron analizados para determinar la respuesta de mitigación ante la ocurrencia del FIDVR.

5.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

Este proyecto de fin de grado se desarrolló mediante métodos de investigación del tipo documental, experimental y analítico.

Documental debido a que se realizó una extensa revisión bibliográfica, revistas científicas, manuales, anteriores estudios relacionados, también se recurrió a los históricos de la ANDE sobre los eventos de retardo de recuperación de voltaje inducida por fallas (FIDVR) en el sistema eléctrico de potencia.

Experimental debido a que se utilizó las simulaciones computacionales, específicamente los programas ANAREDE y ANATEM provistas por la ANDE. Se desarrolló en este marco un modelado de carga estático con las condiciones reales del sistema interconectado nacional. También se elaboró un modelado de carga dinámico con la inclusión masiva de equipos de refrigeración en condiciones de exigencia máxima por elevadas temperaturas recurrentes en verano.

Analítica, debido a que se analizó y comparó los valores arrojados por las simulaciones para determinar la efectividad del sistema ante la aparición del FIDVR.

5.2. Justificación

La mayoría de los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial operan cerca de sus límites operativos, debido al aumento de cargas y con mayor medida con el aumento de la temperatura que recrudece esta situación, mientras que las restricciones económicas y ambientales han limitado la construcción de nuevas infraestructuras y la modernización de equipos, por otra parte, también aumentó la presión sobre el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia de la ANDE, la cual debe exigirse nuevos procedimientos y herramientas para la evaluación en tiempo real de la estabilidad del voltaje y la identificación de acciones preventivas de control.

La estabilidad del voltaje se ha convertido en una de las áreas de investigación más importantes del sistema de eléctrico de potencia. Mucho esfuerzo se ha centrado en la causa y el mecanismo de la inestabilidad del voltaje, y las contramedidas correspondientes.

De ahí la importancia y la necesidad de replicar los eventos de FIDVR con el modelado de carga actual de la ANDE, de tal forma poder diseñar un modelado de carga dinámico con la inclusión de los equipos de refrigeración y determinar la influencia de los mismos en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia y así poder sugerir las mejores medidas paliativas para este fenómeno.

De esta forma se pretende avanzar en el dominio de los estudios del FIDVR en los sistemas eléctricos de potencia, contribuyendo con el desarrollo del sector eléctrico paraguayo y aumentar la confiabilidad del servicio prestado por la ANDE a los usuarios, ya que un suceso de esta magnitud es bastante nocivo para el sistema y para la economía de la empresa.

5.3. Finalidad del proyecto

Mediante este proyecto de fin de grado se pretende determinar la efectividad del modelado de carga actual de la ANDE, que está sujeto a grandes exigencias en los días de verano por la inclusión masiva de equipos de refrigeración y la eficacia con que cuenta el S.I.N. al momento de mitigar al fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por fallas FI.

5.4. Metas

Simular al menos 4 condiciones del sistema, que puedan demostrar en el estado actual en el cual se encuentra el modelado de carga de la ANDE en situaciones de mucha demanda, para prever la ocurrencia del fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por fallas FIDVR.

5.5. Objetivos

5.5.1. **Objetivos generales**

Analizar la efectividad del modelado de carga de la ANDE para prever la ocurrencia del fenómeno de retardo de recuperación de voltaje inducida por fallas (FIDVR) (Fault Induced Delayed Voltage Recovery).

5.5.2. **Objetivos específicos**

- Recolectar datos de eventos de FIDVR ocurridos en los años anteriores y también los del modelado de carga actual de la ANDE utilizado para simular el fenómeno FIDVR.
- Simular la aparición de eventos FIDVR usando programas computacionales especializados existentes o desarrollados para este propósito.
- Evaluar el desempeño del sistema eléctrico de la ANDE ante los eventos de FIDVR.

5.6. Beneficiarios

Uno de los principales beneficiarios serán los usuarios, ya que mediante este estudio se podrá determinar la efectividad del sistema y paliar los posibles problemas que pudieran presentarse con el servicio, otro beneficiario también es la ANDE, debido a que se podrá evidenciar el estado en el cual se encuentra el modelado de carga de la ANDE ante el FIDVR.

5.7. Producto

Conocimiento cualitativo del estado actual del S.I.N. en condiciones críticas presentada los días de verano. Modelado de carga dinámico que involucra la masiva inclusión de equipos de refrigeración que colabora con las estrategias de mitigación del FIDVR.

5.8. Localización física y cobertura espacial

La localización física de este estudio tiene una cobertura de todo el territorio nacional, debido a que sistema interconectado nacional abarca todos los departamentos, desde las centrales hidroeléctricas hasta los lugares más remotos del país, dicha cobertura se puede apreciar en la Figura 42.

5.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

Para la realización del PFG se realizando las siguientes actividades.

Revisión bibliográfica.

Recolección de datos.

Elaboración de modelado de carga dinámico.

Simulación del modelado de carga en 4 condiciones.

Evaluación de los resultados obtenidos.

Determinación de estrategias.

5.10. Recursos necesarios

5.10.1. Recursos humanos

Este proyecto final de grado será elaborado por el alumno proyectista de la Facultad de Ciencias y Tecnologías – UNCA carrera de Ingeniería en Electricidad, con el apoyo del Asistente de proyecto final de grado, Ingeniero tutor Elisandro Rodríguez, Ingeniero co tutor Moisés Britez y personales técnicos correspondientes al departamento de estudios eléctricos de la ANDE.

5.10.2. Recursos materiales

Computadora avanzada (notebook).	(Propia)
Calculadora hp 50g.	(Propia)
Software para la simulación.	(ANDE)
Software para elaboración de cálculos.	(Propia)
Hojas de cálculo.	
Agenda.	
Medio de transporte	(San José – Asunción)

5.11. Factibilidad económica

. **Costos**

Para la elaboración de este proyecto final de grado se tuvieron que considerar varios costos, los cuales se pueden observar en la *Tabla 3*

Tabla 3 Presupuesto

Presupuesto de PFG.				
Concepto	**Unidad**	**Cantidad (Meses)**	**Costo Unitario (guaraníes)**	**Costo Total (guaraníes)**
Contratación de Investigador tutor	Sueldo mensual	8	1.000.000	8.000.000
Contratación Investigador junior	Sueldo mensual	8	750.000	6.000.000
Relevamiento y procesamiento de datos		2	3.000.000	3.000.000
Simulación	2	4	4.000.000	4.000.000
Computadora avanzada (notebook).	1	8	3.500.000	3.500.000
Calculadora hp 50g.	1	8	300.000	300.000
Software para la simulación.	2	4	0	0
Hojas de cálculo.	500	8	100	50.000
Agenda.	1	8	40.000	40.000
Transporte	boleto	8	30.000	900.000

Subtotal	**12.620.100**	**25.790.000**
Imprevisto 10%	1.262.010	2.579.000
Total General	**13.882.010**	**28.369.000**

El costo de la licencia del software de análisis eléctricos (ANAREDE, ANATEM) fue gratuita, debido a los convenios existentes entre la ANDE y la FCyT y las simulaciones se realizaron en marco del plan de pasantías en las instalaciones de la ANDE.

5. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 6

MODELADO DE CARGA

En este capítulo se aprecian los valores y datos registrados por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) en el año 2017, relacionados con la demanda de potencia y energía de todo el territorio nacional, registrados de forma instantánea.

También se describen las características y configuraciones del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), sin entrar detalles, priorizando los datos resaltantes para este estudio.

El análisis de este fenómeno (FIDVR), es un tema de interés a nacional e internacional, por su directa relación con el aumento de la temperatura, que conlleva a la inclusión masiva de equipos de refrigeración (cargas del tipo motor básicamente), que de no ser estudiado adecuadamente podría causar grandes pérdidas a las empresas prestadoras del servicio eléctrico.

6.1. Recolección de datos.

Algunos inconvenientes hallados en relación a la recolección de datos fueron, como por ejemplo, que no es obligatoria la presentación de datos específicos relacionados a los consumidores, concretamente las cargas residenciales, que vuelve difícil determinar el tipo de equipos de refrigeración poseen, la potencia de dichos equipos, la frecuencia con la cual lo usan, etc. Por ende se realizó una encuesta en línea, preguntándole directamente al consumidor algunas características sobre sus equipos de refrigeración, la frecuencia, el horario con la cual lo usan etc. Como se puede ver en la sección (6.1.4.).

6.1.1. Demanda de potencia del año 2017.

El S.I.N. es más exigido cada día, debido al aumento en la demanda de potencia, en el año 2017, la Administración Nacional de Electricidad concluyó con un total de 1.577.655 clientes activos, proveyendo de energía eléctrica al 99,92% de la población. La mayor parte de estos clientes activos pertenecen a la categoría Residencial (87%) y la concentración de este segmento está asentada en la ciudad de Asunción y el área metropolitana. A su vez, el sector industrial representa solo un 0,12% en todo el país. [10]

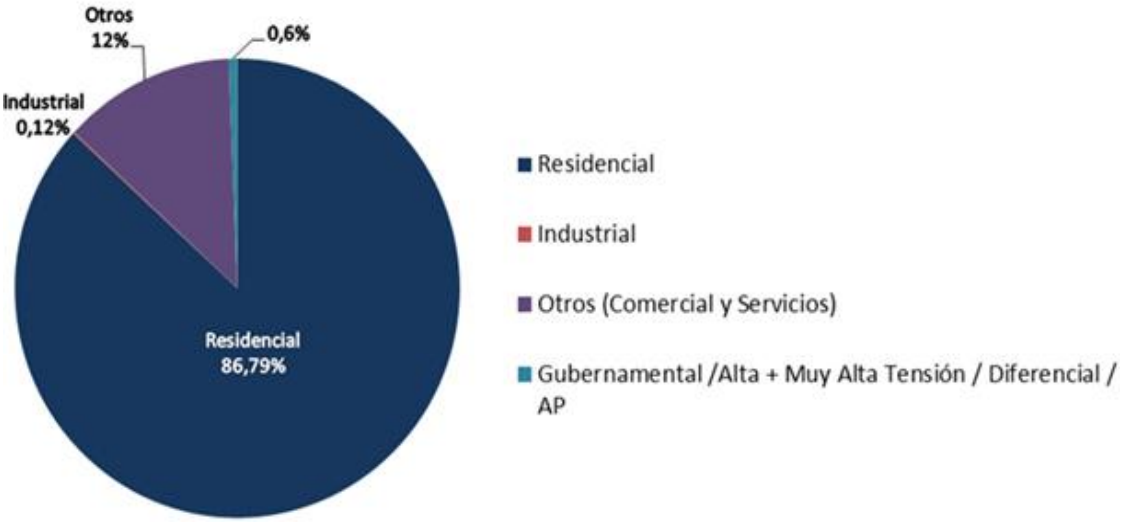


Figura 24. Clientes activos.

Durante el año pasado, el consumo de energía eléctrica a nivel nacional totalizó 11.308GWh, siendo que el sector residencial consumió el 43,5% de toda esa energía. [10]

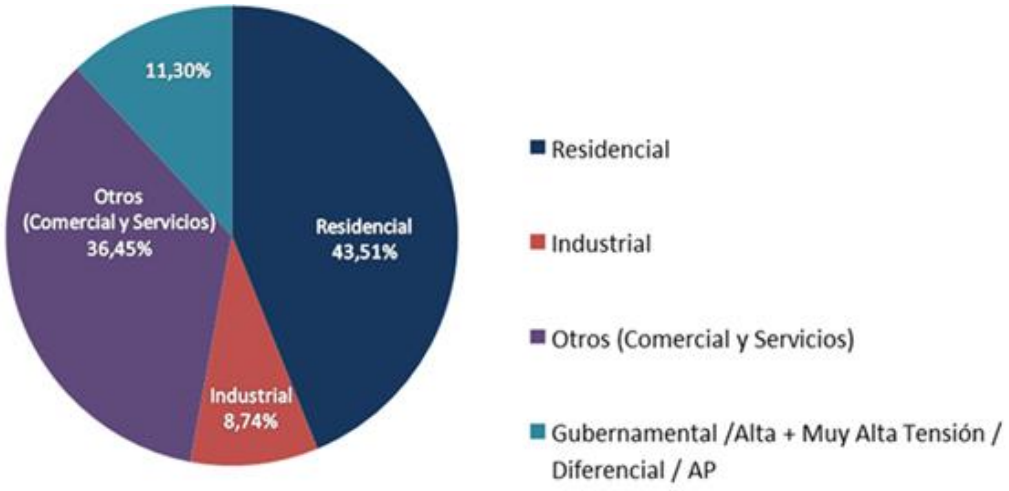


Figura 25. Consumo de energía eléctrica a nivel nacional.

Debido a este aumento progresivo de la demanda de energía eléctrica, la ANDE va sumando nuevas obras (sub estaciones, líneas de transmisión, etc.) en diversos puntos del país, haciendo del S.I.N. un sistema más robusto y confiable.

6.1.2. Curvas de demandas en los meses de mayor y menor demanda del 2017.

Primeramente se inició observado los históricos de la ANDE, los eventos relacionados directamente en el FIDVR, analizando las características del sistema, valores de tensión, potencia activa y reactiva, frecuencia, tiempo de recuperación y los efectos post fenómeno en años anteriores.

Posterior a eso se procedió a analizar las curvas de demanda de los últimos años, especialmente la del 2017, con la intención de determinar la demanda de potencia máxima y mínima del mismo año, determinando la fecha y horario de cada escenario.

De acuerdo a las primeras observaciones, el comportamiento de las curvas de demanda en varano, así como las de invierno (Figura 26), la tendencia del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) para periodos de varano, es tener “dos

picos", siendo el primero entre las 11:00 hs y 16:00 hs y el segundo entre las 18:00hs y 22:00 hs.

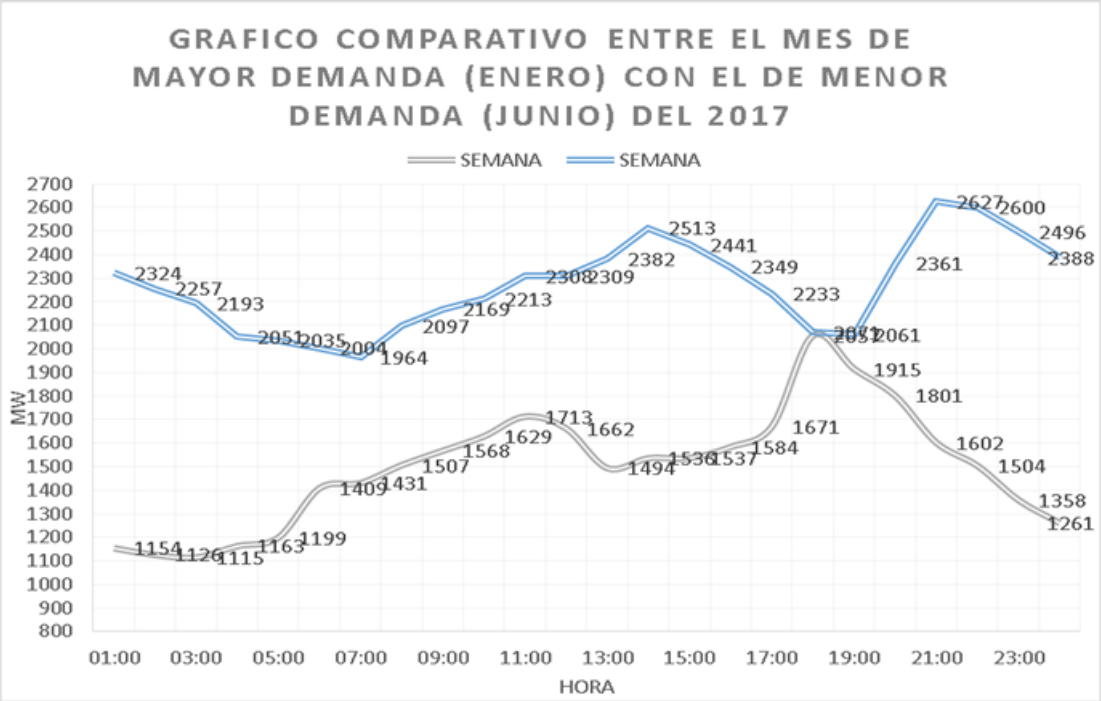


Figura 26. Comportamiento de las curvas de demanda

En la Figura 26 se puede observar las cargas típicas del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) de los meses con mayor (enero) y menor demanda (junio) del año 2017, Estas curvas son características de los meses de verano e invierno respectivamente.

En la Figura 27 se observa las curvas del mes con el promedio de mayor demanda de los días de semana y fines de semana, habiendo una notoria diferencia en el consumo de potencia en todos los horarios.

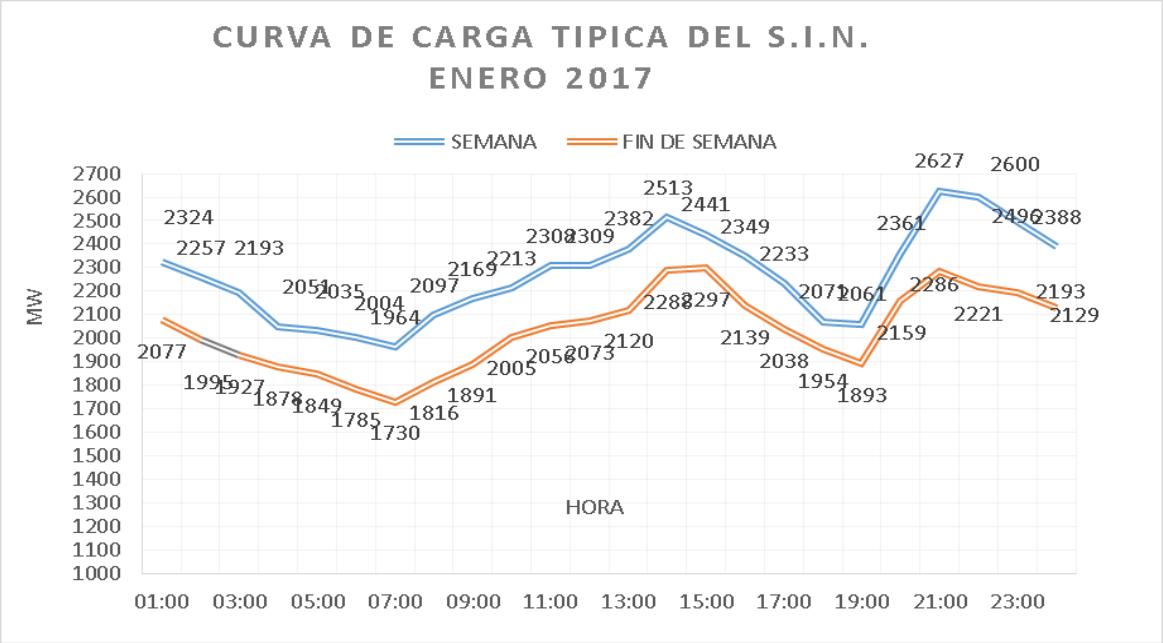


Figura 27. Curvas típicas de Enero, semana y fines de semana.

En la Figura 28 se detalla las curvas típicas del mes junio, con el promedio de menor demanda del año habiendo una diferencia entre los días de semana y fines de semana.

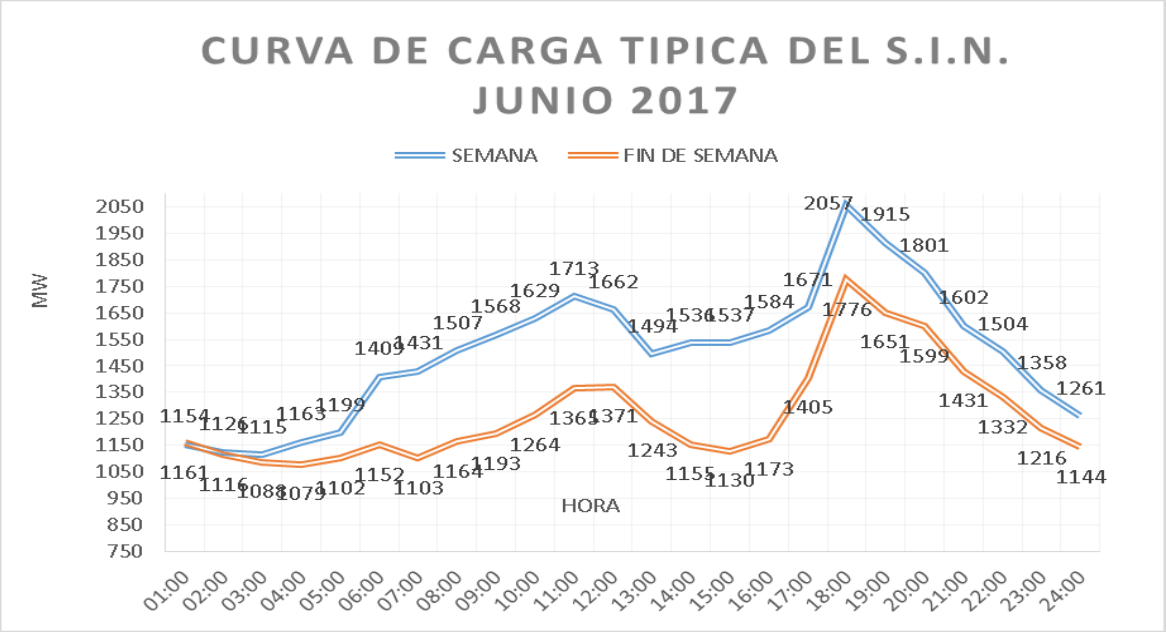


Figura 28. Curvas típicas de junio, semana y fines de semana

6.1.3. Influencia de la temperatura en el aumento de la demanda de potencia.

Para analizar con mayor exactitud el incremento de la demanda a consecuencia del aumento de las temperaturas y la inclusión de los equipos de refrigeración, se consideró contrastar las curvas típicas que incluyan la demanda máxima y la mínima registradas en el 2017, se observa en la Figura 29. La máxima demanda registrada en el 2017 fue el día jueves 15 de diciembre aproximadamente a las 14:00hs siendo esta de 3.111,0MW con una temperatura de 38ºC y la mínima demanda registrada en el 2017 fue el día sábado 13 de mayo aproximadamente a las 16:00hs siendo esta de 933,0MW con una temperatura de 18 ºC.

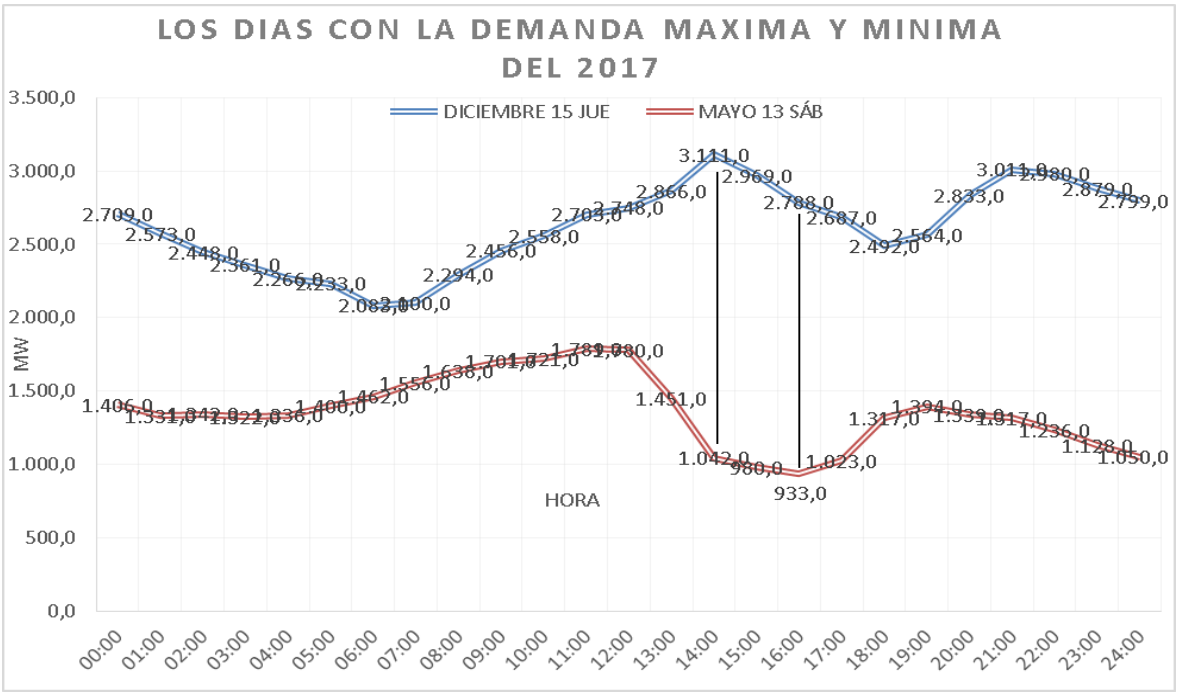


Figura 29. Demanda máxima y la mínima registradas en el 2017

Como se puede observar en la Figura 29que la demanda máxima ocurrida en el 2017 fue de 3.111,0MW a las 14:00hs aproximadamente, en ese mismo horario en la curva del día 13 de mayo se observa que la demanda fue de 1.042,0MW, siendo la diferencia entre ambos de 2.069,0MW, aproximadamente un 66.5%. En el mismo contexto, en la curva día 13 de mayo se observa que la demanda mínima fue de 933,0MW y en la curva del día 15 de diciembre la demanda fue de 2.788,0MW, siendo la diferencia entre ambos de 1.855,0MW, aproximadamente un 65.5%.

En la *Tabla 4.*, se observa una diferencia promedio durante 24hs que es de aproximadamente 1.260,7MW. En ese sentido, dicha diferencia de potencia, sería atribuible al incremento de la temperatura y la inclusión de equipos de refrigeración, también se presentan en la tabla 1 las respectivas temperaturas y diferencias de potencias:

Tabla 4. Parámetros de Demanda de los días 15/12/17 y 13/05/17.

Fecha del evento.	Temperatura ºC .	Potencia 14:00hs MW.	Potencia 16:00hs MW.	Promedio de diferencias durante 24hs.
15/12/17	Max. 38^0 , Min. 26^0 .	3.111,0MW	2.788,0MW	1.260,7MW
13/05/17	Max. 23^0 , Min. 16^0 .	1.042,0MW	933,0MW	
		Dif.De Potencias 2.069,0MW	Dif.De Potencias 1.855,0MW	

6.1.4. Encuesta en línea.

Se realizó una encuesta en línea con un periodo de duración de 24 hs, utilizando la herramienta computacional de Google Forms, buscando hallar a qué parte del país correspondía (considerando los departamentos y la capital del país) , el tipo de acondicionador de aire más recurrente en un hogar tipo (se tomó en cuenta 4 tipos de acondicionadores de aire, el tipo SPLIT, el tipo ventana, el tipo portátil, el tipo INVERTER, con sus diferentes potencias),el horario en el cual utilizas con más frecuencia los acondicionadores de aire (de 6 a 18 hs, de 18 a 6 hs, Las 24 hs.), si considera adquirir equipos de A.A. en el periodo de este año (SI y No).

Los participantes que completaron correctamente la encuesta fueron aproximadamente 176 usuarios a los cuales se les solicitó sus correos electrónicos, para evitar repeticiones a la hora de completar las encuesta, los valores recolectados en la encuesta son los siguientes.

6.1.4.1. Selección del departamento.

Fue la parte inicial de la encuesta, que consistía en llenar el cuadro correspondiente a que departamento pertenece o de la capital del país, siendo

los más relevantes, el Caaguazú con 126 (71,6%), Asunción con 23 (13,1%), Central 13 (7,1%), Alto Paraná 6 (3,4%), Guairá 3 (1,7%), Cordillera 2 (1,1%), Paraguarí, Concepción y San Pedro 1 (0,6%), los restantes departamentos no tuvieron participantes.

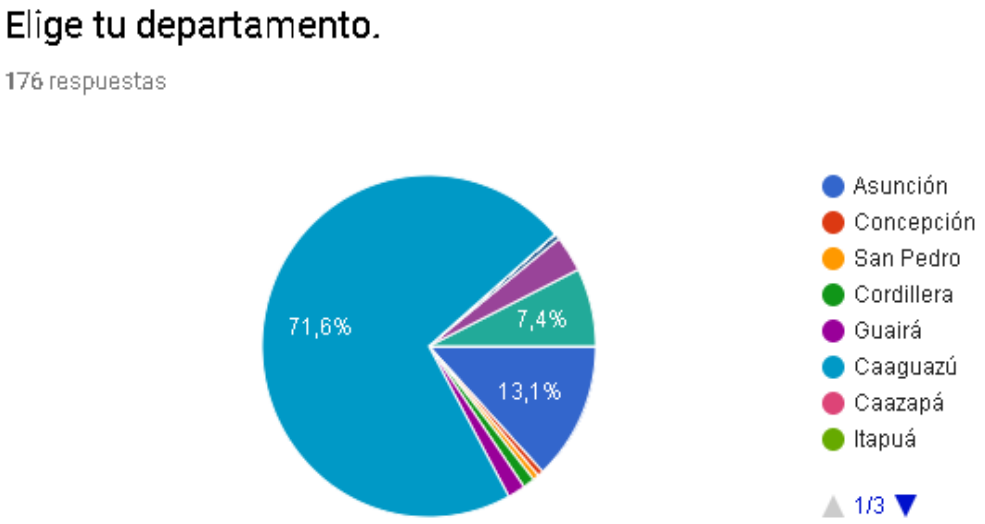


Figura 30. Selección del departamento.

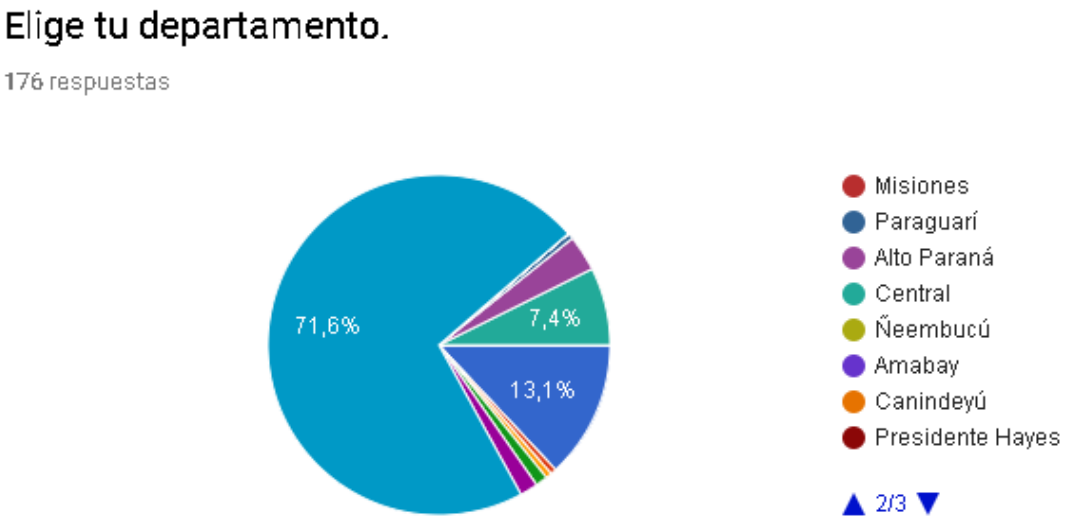


Figura 31.Selección del departamento.

6.1.4.2. Tipo de acondicionador de aire más recurrente.

En estos apartados, se solicitó llenar a cada participante de forma individual que tipos de acondicionador de aire posee en su casa y la cantidad con la cual contaban en ese momento, cabe recalcar, en el momento de realizar el análisis de los datos obtenidos, 143 participantes (81,25%) dijeron poseer acondicionadores de aire del tipo SPLIT de 12.000 BTU en sus hogares, 43 participantes (24,4%) dijeron poseer acondicionadores de aire del tipo ventana de 12.000 BTU. Ya que la encuesta lanzó claramente que la mayoría de los hogares cuentan con acondicionadores de aire del tipo SPLIT de 12.000 BTU, se tomaron como referencia para las simulaciones computacionales para analizar la efectividad del sistema ante la aparición del FIDVR, por ende fueron influyentes las características de dichos motores para realizar el modelado de carga estático y dinámico.

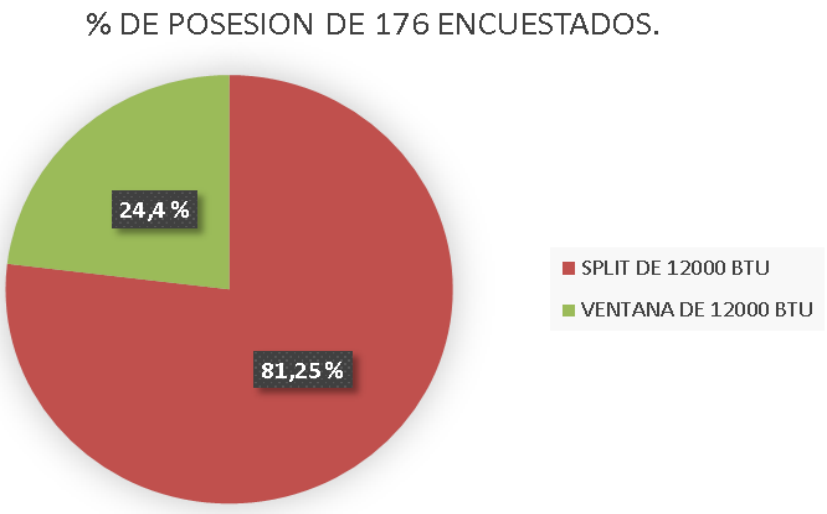


Figura 32. Posesión de A.A en %.

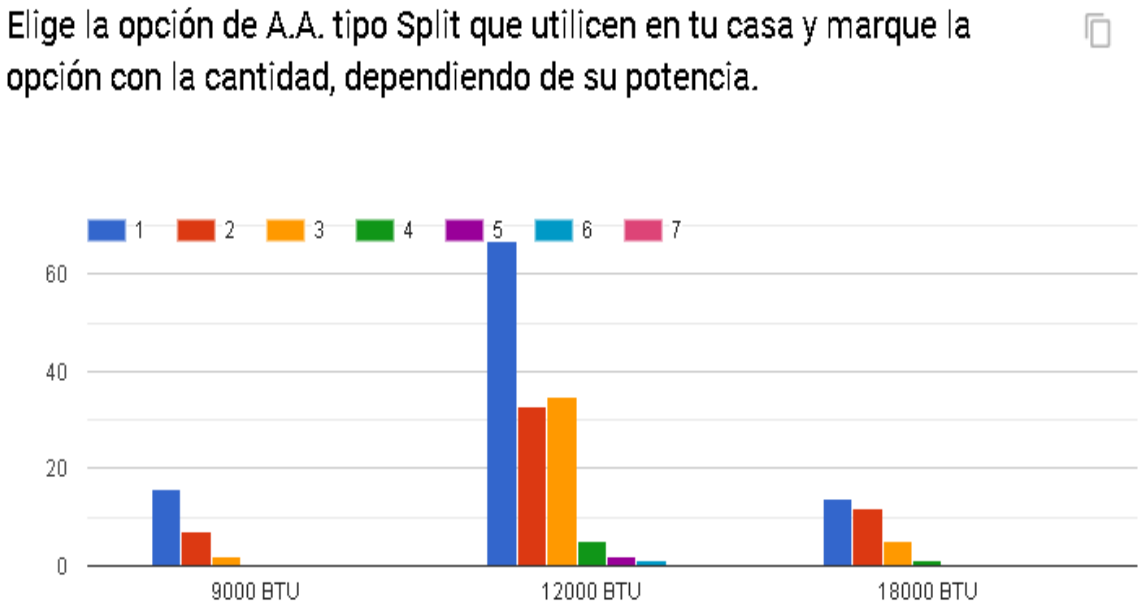


Figura 33. Opción de A.A. tipo SPLIT.

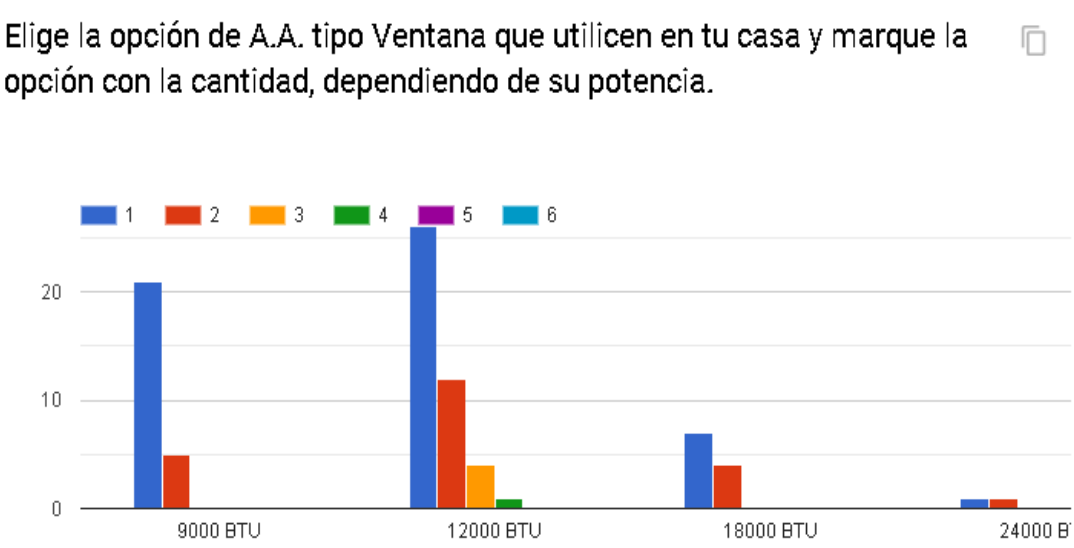


Figura 34. Opción de A.A. tipo VENTANA.

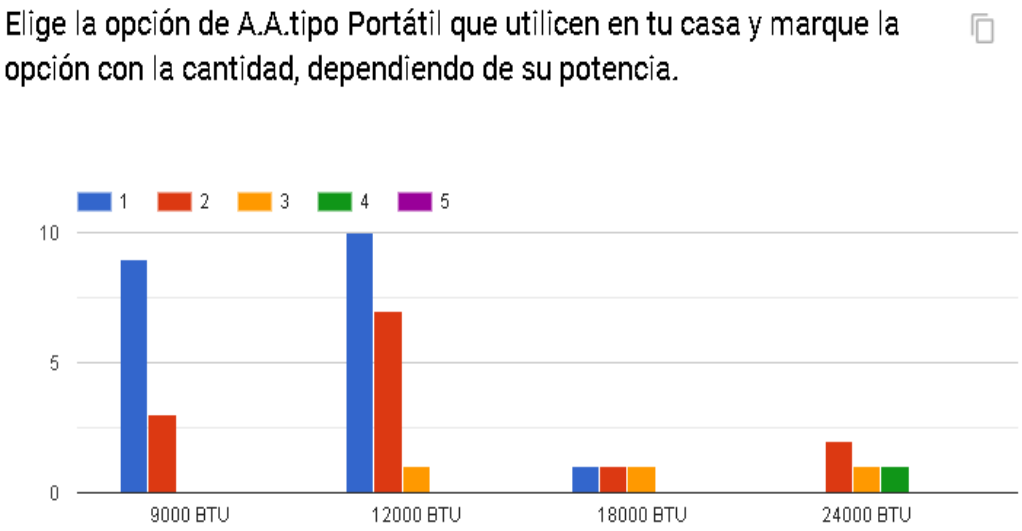


Figura 35. Opción de A.A. tipo PORTATIL.

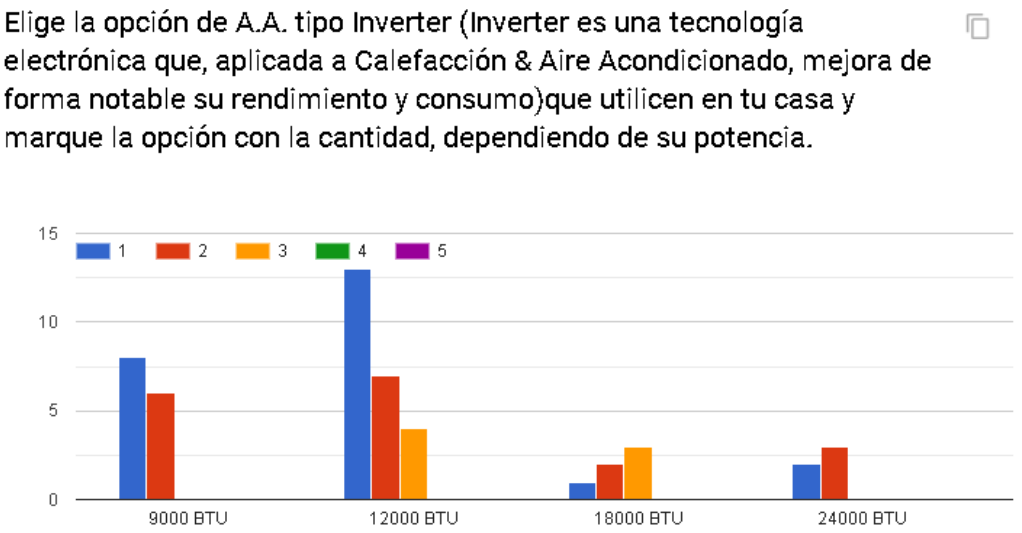


Figura 36. Opción de A.A. tipo INVERTER.

6.1.4.3. Horario en el cual se utiliza con más frecuencia los acondicionadores de aire, si considera adquirir nuevos equipos.

En estos apartados, los valores recolectados fueron, 136 participantes (77,3%) dijeron que el horario en el utilizan con más frecuencia los acondicionadores de

aire es el horarios comprendido entre las (18:00 a 6:00 hs), 24 participantes (13,6%) dijeron las 24 hs y los restantes 16 participantes (9,1%) marcaron que su horario de más frecuencia es de (6:00 a 18:00 hs).

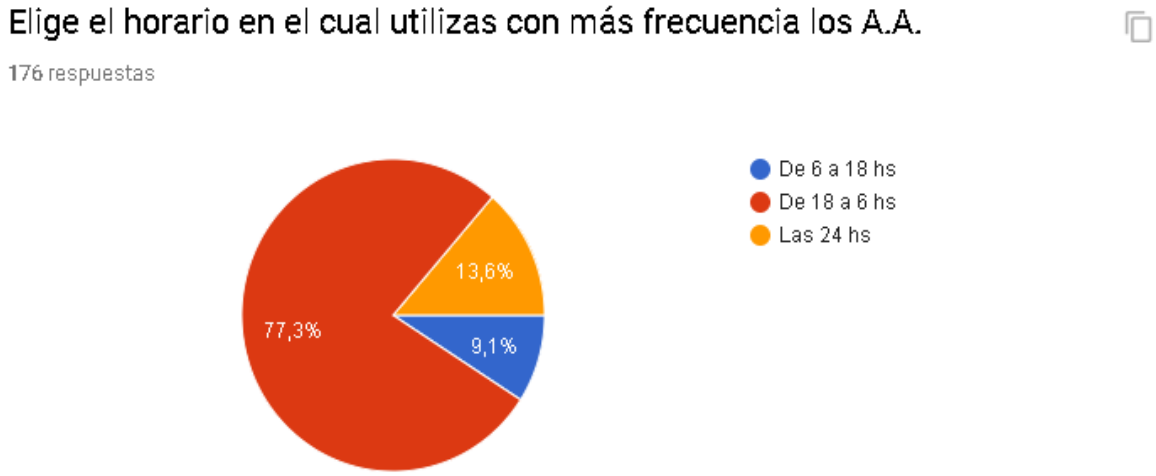


Figura 37. Horario en el cual se utiliza con más frecuencia los A.A

Como última, se consultó con los participantes si en el periodo de un año adquiriría nuevos acondicionadores de aire para uso domisiliario, los resultados fueron los siguientes:

- 92 participantes(52,3%) dijeron que SI.
- 84 participantes(47,3%) dijeron que NO.

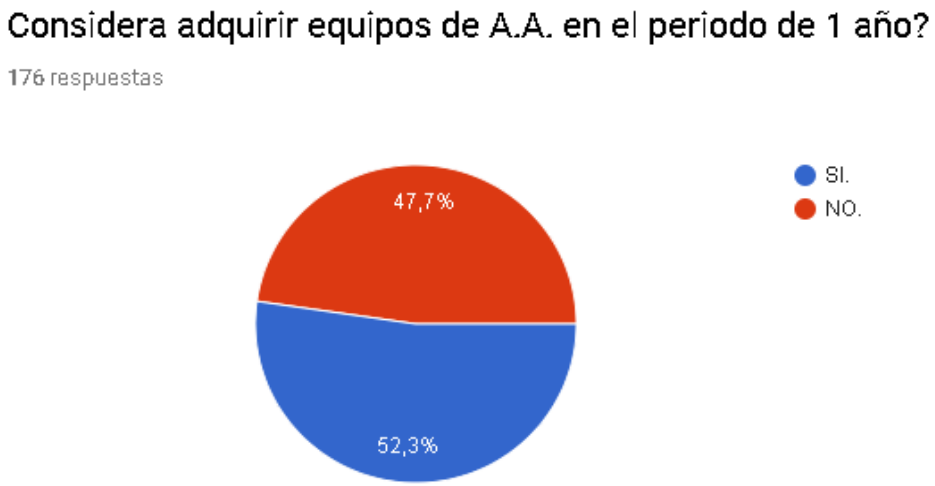


Figura 38. Periodo de un año adquiriría nuevos A.A.

En esta sección de la encuesta deja en evidencia un inminente crecimiento en la demanda de cargas residenciales, debido a que más de la mitad de los encuestados tienen la intención de adquirir nuevos equipos de refrigeración.

6.2. Análisis Computacional.

6.2.1. Reducción de margen de demanda máxima.

Esta etapa consistió en dividir la curva típica de mayor demanda del año 2017 en dos partes, involucran los dos picos de demanda máxima ocurridos durante el día (15/12/17), de tal forma se pudo demostrar con mayor exactitud la influencia de la inclusión en gran cantidad de equipos de refrigeración y sus efectos en la estabilidad del sistema.

Carga Máxima 1: Es el periodo que refleja demandas que se presentan usualmente durante el "pico" de la tarde (entre las 11:00 hs a 16:00 hs), en la cual el sistema presenta mayor demanda que en el periodo de punta de carga, debido a la utilización de equipos de refrigeración por las elevadas temperaturas presentes durante este horario del día, también el consumo de energía por cargas industriales, representa un 8,74% de la demanda total del sistema de la

ANDE, siendo también un 43,5% cargas residenciales, 36,45% otros (comercial y servicios), 11,30% cargas gubernamentales.

En la Figura 39se observa el pico de demanda en este horario, que a su vez fue la máxima registrada en el 2017, contrastando con la mínima registrada en el mismo año y también el pico de la tarde.

Se analizó dicha diferencia de demandas en ese lapso de tiempo, encontrándose en promedio alrededor de 1.535,0 MW atribuibles a cargas residenciales, industriales, gubernamentales etc.

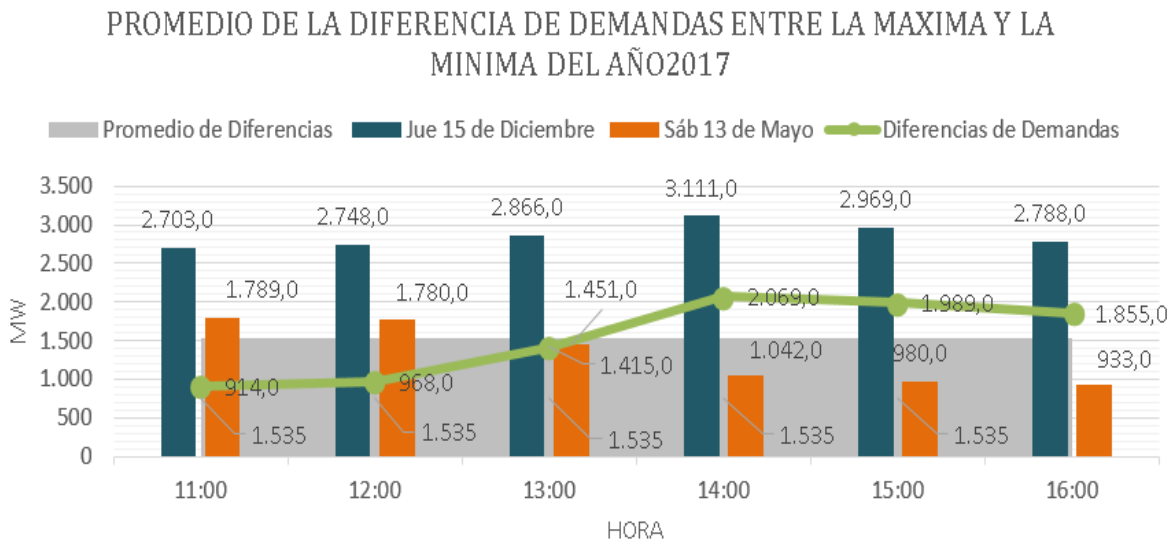


Figura 39. Carga Máxima 1

Carga Máxima 2: Es la peor condición de operación del sistema en general, debido a las elevadas temperaturas existentes en verano, además de las elevadas exigencias de reactivos, ocasionadas por la masiva inclusión de equipos de refrigeración (A.A.) al sistema. Este régimen es el horario de punta carga del sistema durante todo el año, ya sea verano (18:00 a 22:00 hs) o invierno (17:00 a 21:00 hs).

En esta etapa se consideró analizar al horario de carga máxima 2 de la siguiente manera.

Viendo que en verano el horario de punta de carga es (18:00 a 22:00 hs) y que al inicio de ese horario siguen con actividades algunas industrias, comercios, entes gubernamentales etc. Se consideró tomar otro lapso de tiempo a fin de enfatizar con las cargas de los equipos de refrigeración en los hogares durante el periodo de elevadas temperaturas, se tomó la noche del 15/12/17 y la madrugada del 16/12/17 (21:00 a 06:00 hs.).

En la Figura 40se observa en mayor detalle los efectos de la alta inclusión de los equipos de refrigeración (A.A.) al sistema, contrastando la curva típica de la mayor demanda del año 2017 y la menor demanda en el mismo año, encontrándose una diferencia promedio muy notoria que fue de 1.572,6MW, que a su vez es muy similar al promedio de diferencias de la carga máxima 1 (pico de la tarde).

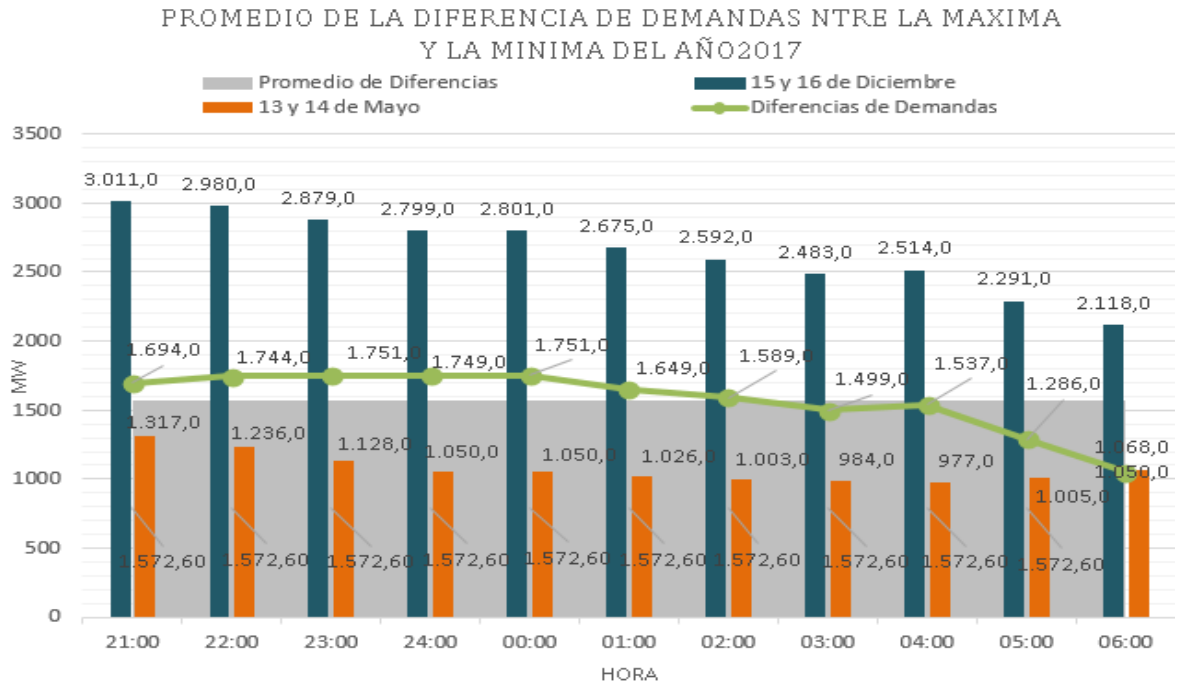


Figura 40. Carga Máxima 2.

6.2.2. Delimitantes de simulación.

Luego de escudriñar los valores obtenidos de carga máxima 1 (11:00 a 16:00 hs) y carga máxima 2 (21:00 a 06:00 hs.) se plantean las siguientes conclusiones.

Debido a que el promedio de diferencias de la carga máxima 1 (1.535,0MW) y el promedio de diferencias de la carga máxima 2 (1.572,6MW) y basándose en bibliografías de estudios similares, claramente se concluyó de que la utilización de equipos de refrigeración en verano ocasiona un incremento en la demanda de potencia al sistema de hasta el 60% aproximadamente [9] [11].

La forma de analizar la estabilidad y la respuesta del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) fue la elaboración de un modelado de carga dinámico con la inclusión de los de los equipos de refrigeración (A.A.) con un reparto de carga del 60-40 [9] [11], es decir, que el 60% de las cargas por cada barra de 23kV de todo el país serían cargas con motores y el otro 40% serían cargas estáticas

Primeramente se debió identificar todas las zonas del Sistema Interconectado Nacional, y la cantidad de barras de todo el S.I.N. ya sean de 500kV, 220kV, 66kV, 23kV y otras con tensiones diferentes existentes en cada zona, sus respectivos compensadores ya sean estáticos o dinámicos por cada barra, los reguladores automáticos de tensión de las unidades generadoras, los reguladores de velocidad de las turbinas, así como los taps de los transformadores etc.

Luego se debió identificar las áreas delimitadas dentro del sistema ANDE METROPOLITANO, SISTEMA ESTE, SISTEMA SUR, SISTEMA CENTRAL, SISTEMA NORTE, SISTEMA OESTE,

6.2.2.1. Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.).

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo, está constituido por sistemas vinculados entre sí:

- **Sistema Este.**
- **Sistema Central.**
- **Sistema Sur.**
- **Sistema Norte.**
- **Sistema Oeste.**
- **Sistema Metropolitano:** 59% de toda la demanda el país, figura 17.

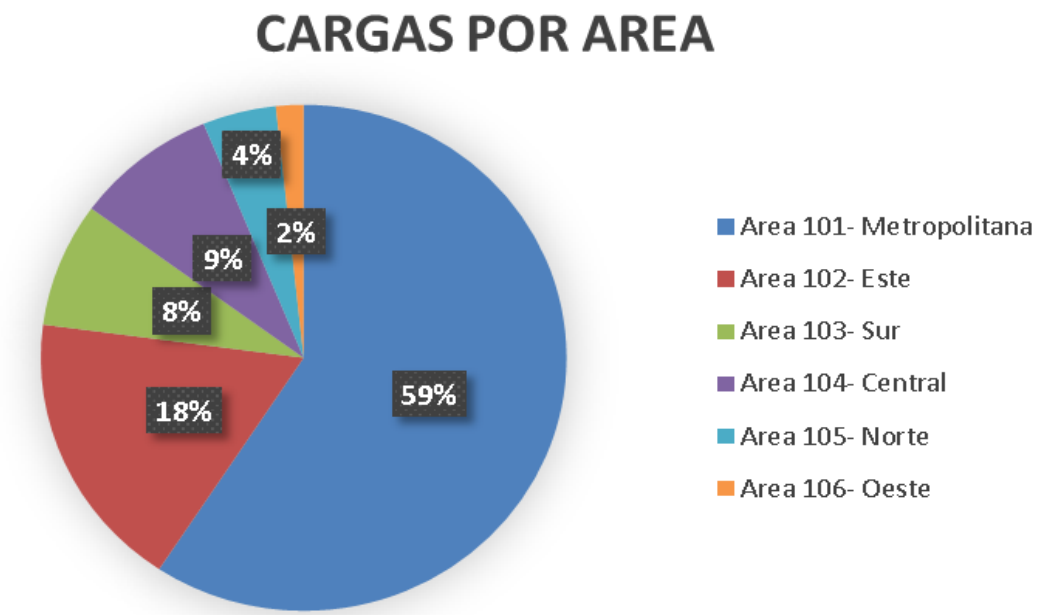


Figura 41. Cargas por Área del sistema.

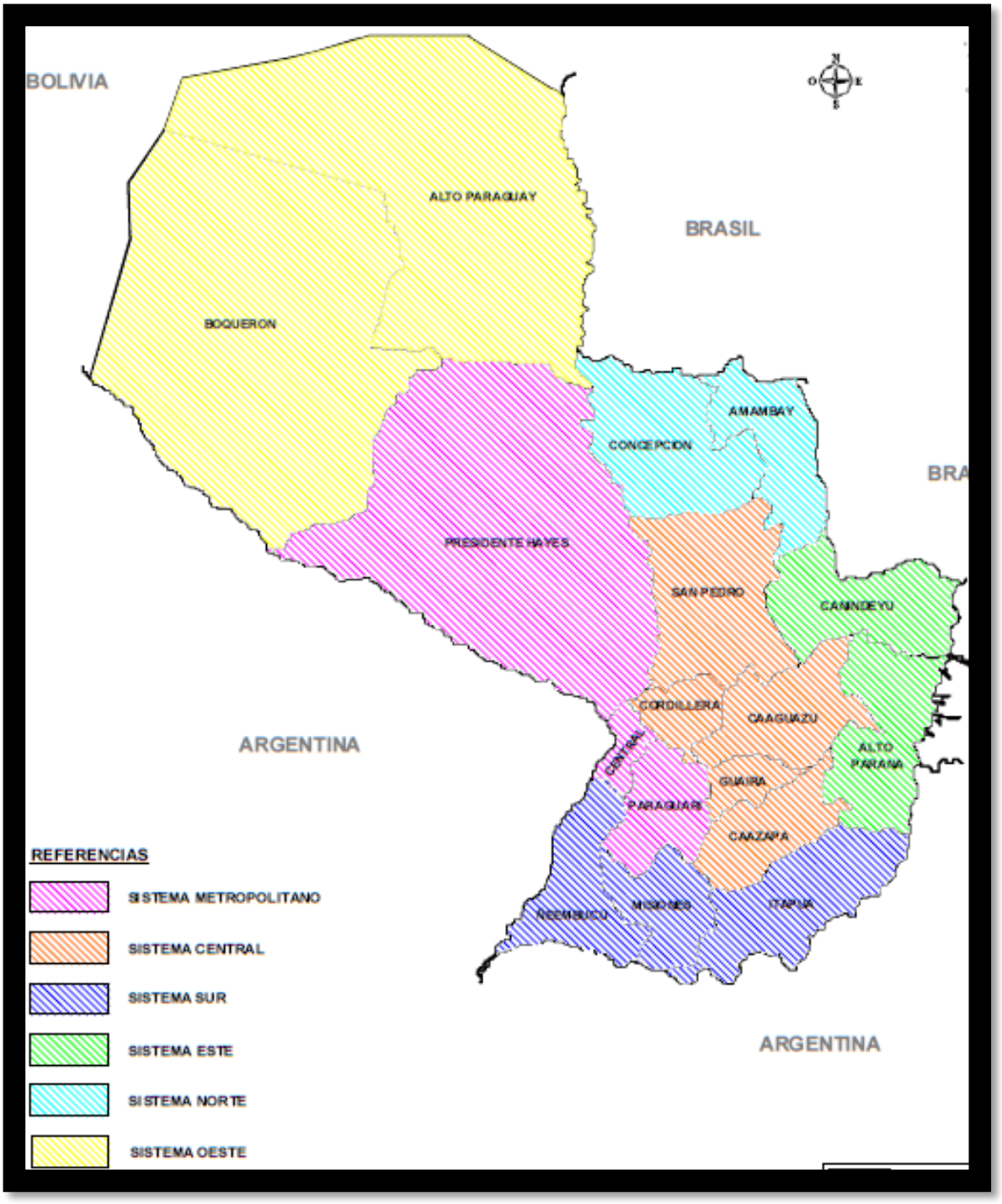


Figura 42. SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

6.2.3. Software de análisis eléctricos.

Para la elaboración de este modelado se prosiguió a utilizar dos software de análisis eléctricos desarrollados para ese propósito, fueron el ANAREDE y el ANATEM ambos de CEPEL.BR [12] [13] utilizados durante la pasantía en la ANDE.

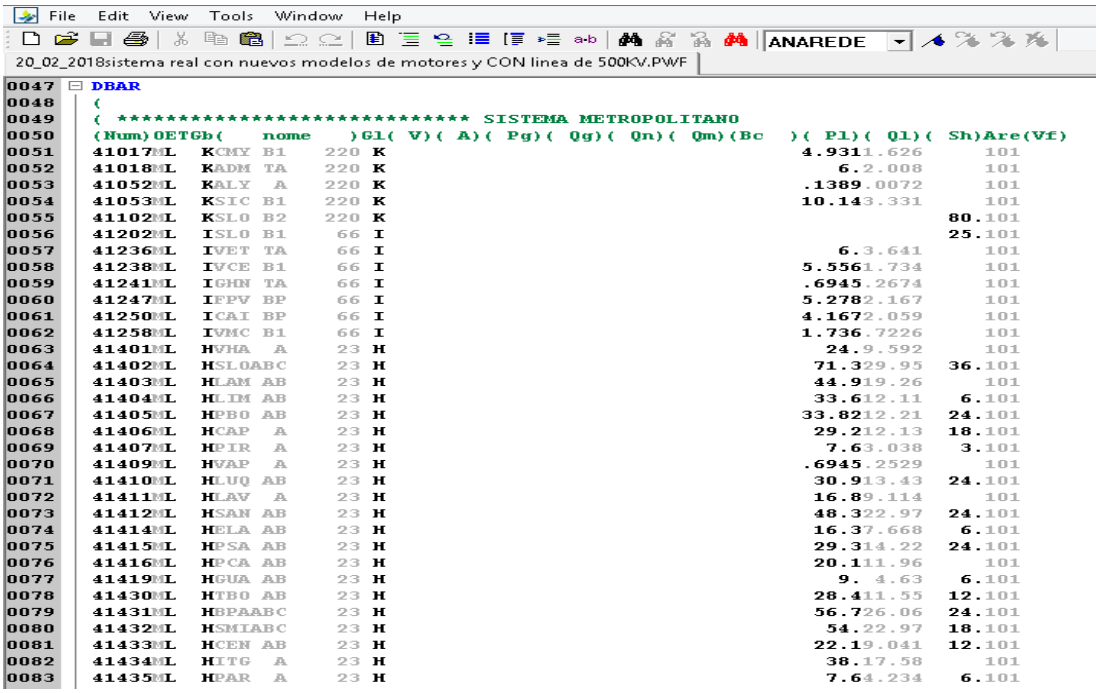
6.2.4. Incorporación de parámetros para la simulación.

Habiendo en su totalidad 114 barras de 23kV, la simulación empezó determinando las barras de todo el sistema, empezando por sistema metropolitano, llamando las barras de 220, 66 y 23kV respectivamente con sus características, mediante el comando **DBAR.**

En el formato de este comando primeramente se determinó:

- El número de la barra: **Num.**
- Operación de la barra: es decir, si se adiciona datos a la barra **A**, si se modifica los datos de la barra **M**, si se elimina datos de la barra **E.**
- Estado: ligada **L** o desligada **D.**
- Tipo: **0** - barra de carga (PQ), **1** - barra de tensión regulada (PV), **2** - barra de referencia (Vθ), **3** - barra de carga con límite de tensión (PQ).
- Grupo de Base de Tensión: Puede ser cualquier letra de (A a Z), dependiendo del nombre que se le determinó previamente.
- Nombre de la barra: **nome.**
- Grupo de Limite de Tensión: Puede ser cualquier letra de (A a Z), dependiendo del nombre que se le determinó previamente.
- Carga Activa: **PL**, valor de carga activa de la barra, en MW.
- Carga Reactiva: **QL,** valor de carga reactiva de la barra, Mvar.
- Capacitor-Reactor: **Sh,** Valor total de potencia reactiva inyectada a la barra, en Mvar.
- Área: **Are**, Número de área a la cual pertenece la barra.

Este proceso se repite en cada uno de los sistemas, asi como se describe en la Figura 43.




```
0047  DBAR
0048  (
0049  ( ****************************** SISTEMA METROPOLITANO
0050  (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0051   41017ML  KCMY B1    220 K                                    4.9311.626      101
0052   41018ML  KADM TA    220 K                                       6.2.008      101
0053   41052ML  KALY  A    220 K                                    .1389.0072      101
0054   41053ML  KSIC B1    220 K                                   10.143.331       101
0055   41102ML  KSLO B2    220 K                                                   80.101
0056   41202ML  ISLO B1     66 I                                                   25.101
0057   41236ML  IVET TA     66 I                                       6.3.641      101
0058   41238ML  IVCE B1     66 I                                    5.5561.734      101
0059   41241ML  IGHN TA     66 I                                    .6945.2674      101
0060   41247ML  IFPV BP     66 I                                    5.2782.167      101
0061   41250ML  ICAI BP     66 I                                    4.1672.059      101
0062   41258ML  IVMC B1     66 I                                    1.736.7226      101
0063   41401ML  HVHA  A     23 H                                      24.9.592      101
0064   41402ML  HSLOABC     23 H                                     71.329.95     36.101
0065   41403ML  HLAM AB     23 H                                     44.919.26      101
0066   41404ML  HLIM AB     23 H                                     33.612.11      6.101
0067   41405ML  HPBO AB     23 H                                    33.8212.21     24.101
0068   41406ML  HCAP  A     23 H                                     29.212.13     18.101
0069   41407ML  HPIR  A     23 H                                      7.63.038      3.101
0070   41409ML  HVAP  A     23 H                                    .6945.2529      101
0071   41410ML  HLUQ AB     23 H                                     30.913.43     24.101
0072   41411ML  HLAV  A     23 H                                     16.89.114      101
0073   41412ML  HSAN AB     23 H                                     48.322.97     24.101
0074   41414ML  HELA AB     23 H                                     16.37.668      6.101
0075   41415ML  HPSA AB     23 H                                     29.314.22     24.101
0076   41416ML  HPCA AB     23 H                                     20.111.96      101
0077   41419ML  HGUA AB     23 H                                       9. 4.63      6.101
0078   41430ML  HTBO AB     23 H                                     28.411.55     12.101
0079   41431ML  HBPAABC     23 H                                     56.726.06     24.101
0080   41432ML  HSMIABC     23 H                                      54.22.97     18.101
0081   41433ML  HCEN AB     23 H                                     22.19.041     12.101
0082   41434ML  HITG  A     23 H                                      38.17.58      101
0083   41435ML  HPAR  A     23 H                                      7.64.234      6.101
```

Figura 43. DBAR

Luego de haber cargado las barras de todos los sistemas del S.I.N. se prosiguió a ir llamando a los compensadores estáticos de reactivos mediante el comando **DCER**.

En el formato de este comando primeramente se determinó:

- Barra: **No,** número de barra definido en ejecución en DBAR.
- Operación: es decir, si se adiciona datos del compensador estático reactivo **A**, si se modifica los datos del compensador estático reactivo **M**, si se elimina datos del compensador estático reactivo **E.**
- Grupo: **Gr,** número de identificación del grupo de compensadores estáticos reactivos, en una barra pueden estar conectados uno o más grupos de CER

- Unidades: **Un**, número de unidades iguales que componen el grupo de CER.
- Barra Controlada: **Kb,** número de Barra como es definido en el campo número de Código de ejecución en DBAR.
- Inclinación: **Incl**, Valor da inclinación de la recta que define la parte linear de la curva de controla el modelo del Compensador Estático de Reactivo, en %.
- Generación Reactiva: **Qg**, Valor actual de geración de potencia reactiva.
- Generación Reactiva mínima : **Qn,** valor del limite mínimo de geración de potencia reativa.
- Generación Reactiva máxima : **Qm,** valor del limite máxima de geración de potencia reativa.
- Modo de Control: **C, P** – Control de potencia generada por el CER, **I** – Control de corriente inyetada por el CER.
- Estado: ligada **L** o desligada **D.**

En la Figura 44se puede observar con mayor detalle este comando DCER.

```
0204  DCER
0205    (No )  O  Gr  Un  (Kb )  (Incl)  ( Qg)( Qn)( Qm)  C  E
0206    41019  M   1   1  41019     .01  81.78   80.   80.  P  L
0207    41019  M   2   1  41019     .01     0.    0.    0.  P  L
0208    41904  M   1   1  41004      2.     0.    0.    0.  P  L
0209    41919  M   1   1  41019  1.5625  -.412 -157.  113.  P  L
0210    45900  M   1   1  45000      2.  23.45  -90. 134.4  P  L
0211    99999
0212    EXLF  NEWT  RILH
0213    (
```

Figura 44. DCER.

Luego de haber incluido los DCER, se prosiguió delimitar las áreas del S.I.N., mediante el comando DARE de la siguiente forma

- Número: **Ar**, número de área.
- Intercambio Líquido: **Xchg**, valor líquido de intercambio de área, en MW.

- Nombre: **Identificación de área**, Identificación alfanumérica de área.
- Intercambio Mínimo: **Xmin**, valor mínimo de intercambio líquido de área, en MW (valor positivo para exportación y negativo para importación).
- Intercambio Máximo: **Xmax**, valor máximo de intercambio líquido de área, en MW (valor positivo para exportación y negativo para importación).

  Se detalla con mayor claridad en la Figura 45.

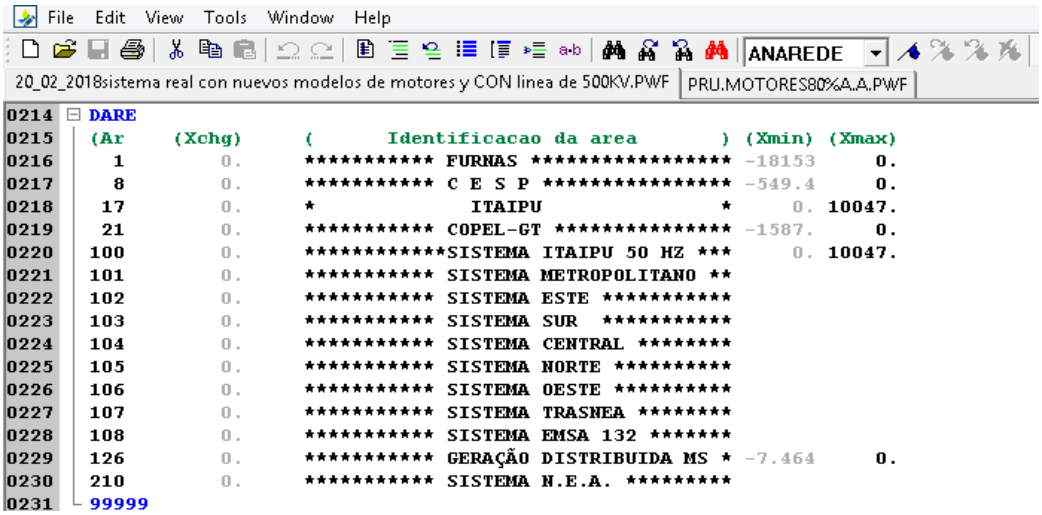


Figura 45. DARE.

Luego de haber realizado esta tarea, se siguió con la inclusión y repartición de cargas a cada una de las barras de 23kV del S.I.N. de forma individual, con un reparto de (60-40) 60% con cargas dinámicas (motores) y el otro 40% con cargas estáticas, mediante el comando DBAR nuevamente, como se observa en la Figura 46, posterior a los cálculos de reparto de carga se utiliza el comando DMOT, añadiendo cargas motoras, específicamente una cierta cantidad de motores equivalentes a los equipos de refrigeración monofásicos con características lo más próximo posible a los acondicionadores de aire del tipo SPLIT de 12.000 BTU, debido a que el programa utilizado para realizar las simulaciones no posee este tipo de motores solicitados, se optó por un tipo de

motor genérico el cual si es compatible con el software de análisis eléctricos. (ADQUIRIDOS DE ACUERDO A LA EXPERIENCIA DE LA ANDE.).

Comando DMOT, se introdujeron las características de los motores de la siguiente forma.

- Barra: **Num,** número de identificación de barra.
- Operación: es decir, si se adiciona datos del compensador estático reactivo **A**, si se modifica los datos del compensador estático reactivo **M**, si se elimina datos del compensador estático reactivo **E.**
- Estado: ligada **L** o desligada **D.**
- Grupo: **Gr,** número de identificación del grupo de motores o generadores de inducción.
- Señal: **S**, Señal que indica si la máquina de inducción opera como motor o generador: **+**: motor, **-** : generador.
- Factor de Cargamento: **C**, Factor de cargamento de grupo de motores o generadores en relación al potencial mecánica nominal, en %.
- Unidades: **U**, Número de unidades.
- Resistencia del Estator: **Rs,** en %, **(7.7%).**
- Reactancia del Estator: **Xs,** en %, **(10.7%).**
- Reactancia de Magnetización: **Xm,** en %, **(222.0%).**
- Resistencia del Rotor: **Rr,** en %, **(7.90%).**
- Reactancia del Rotor: **Xr,** en %, **(9.80%).**
- Potencia Base: **Hpb,** potencia mecánica nominal de una unidad del grupo de motores o generadores, en HP, **(100 Hp).**

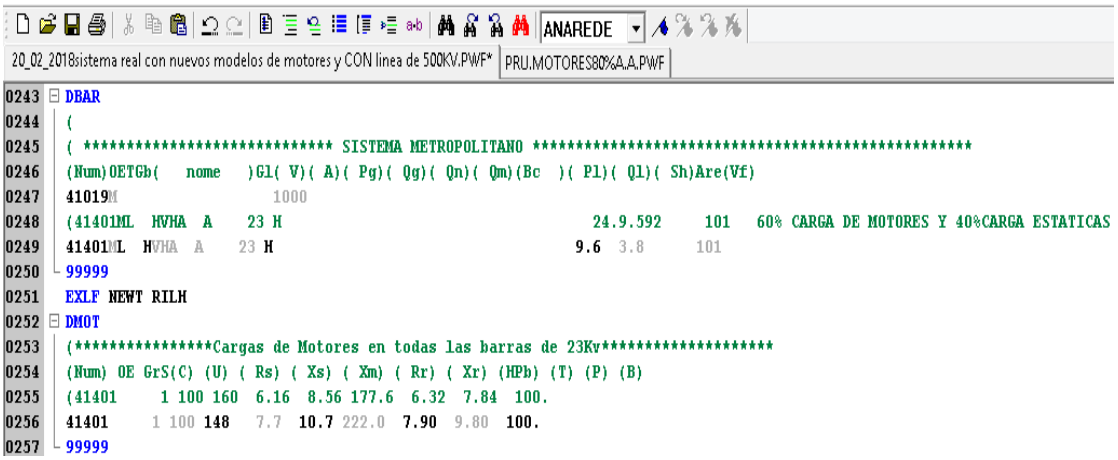


Figura 46.DMOT Reparto (60-40) y adición de motores..

En esta primera parte de la simulación se realizó el reparto de carga y adición de motores en cada una de las 114 barras de 23kV, de tal forma que la carga del lado de baja del transformador esté reflejado y sea semejante al lado de alta del transformador, este proceso de “reparto y equilibrio de cargas” se desarrolló en el software de análisis eléctricos (ANAREDE), que tiene la virtud de poder trabajar en modo gráfico o netamente modo numérico, así como se observa en la Figura 47, la simulación realizada es almacenada en un archivo SAV, que es necesaria para la simulación dinámica en ANATEM.

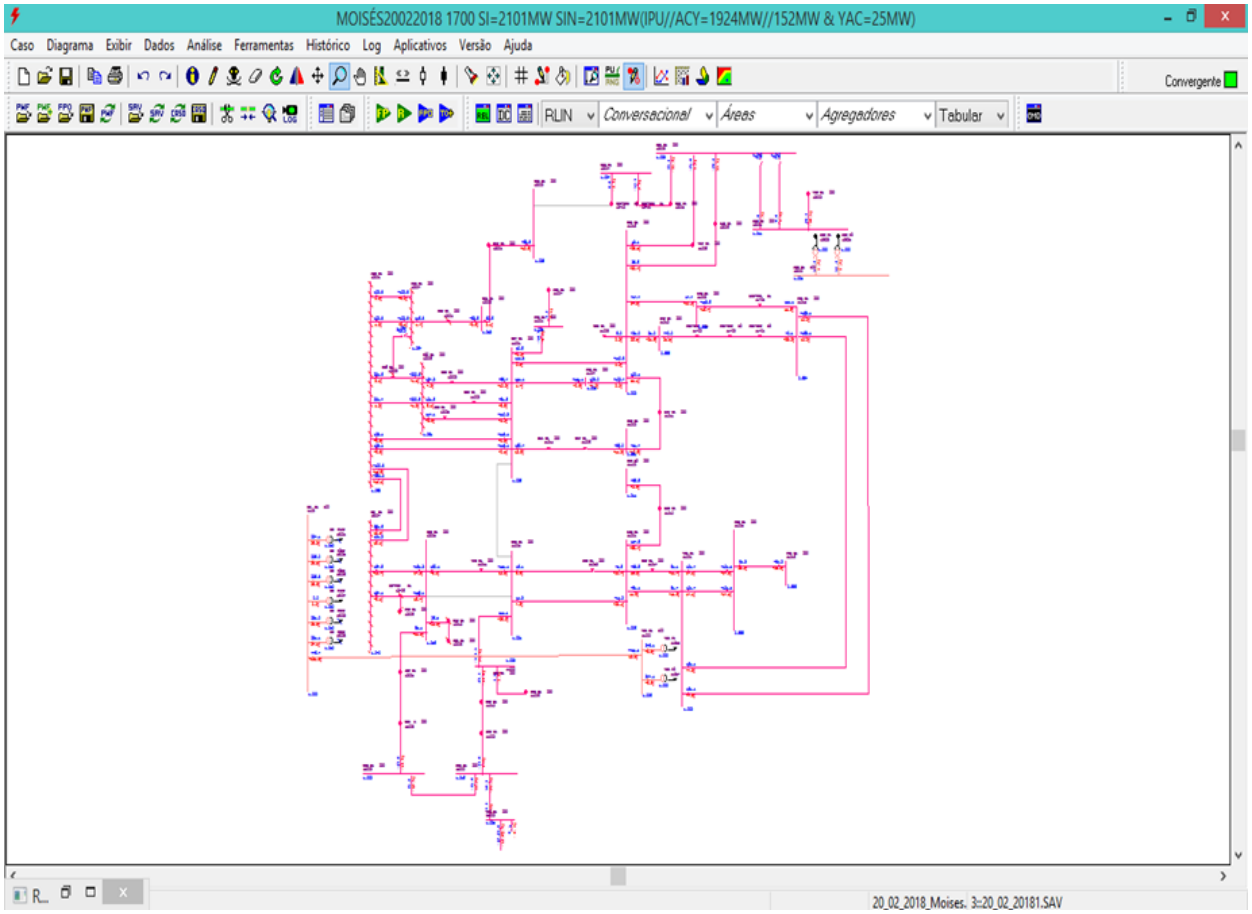


Figura 47. ANAREDE, modo gráfico

Posterior a la simulación realizada en ANAREDE se vinculó con el software de análisis eléctricos ANATEM mediante el archivo SAV generado por el ANAREDE, mediante este SAV generado se convoca a todas las características del S.I.N. ya cargados en el programa anterior, se empieza a delimitar las zonas y todos los parámetros a considerar como por ejemplo las máquinas de las centrales hidroeléctricas (Itaipu, Yacyreta y Acaray).

De la misma forma, también se cargaron los datos de los conversores, compensadores, inductancias de líneas, los taps o posiciones de los trasformadores, las protecciones de todo el sistema etc., continuidad en el apéndice A Ilustración 1. Simulación en ANAREDE

Posterior a eso, se introdujeron las barras que iban a ser analizada mediante el comando DPLOT como se observa en la Figura 48.

- Tipo: tipo de variable a ser graficada, VOLT, FREQ.
- Elemento: **El**, es el número de barra a ser graficada.

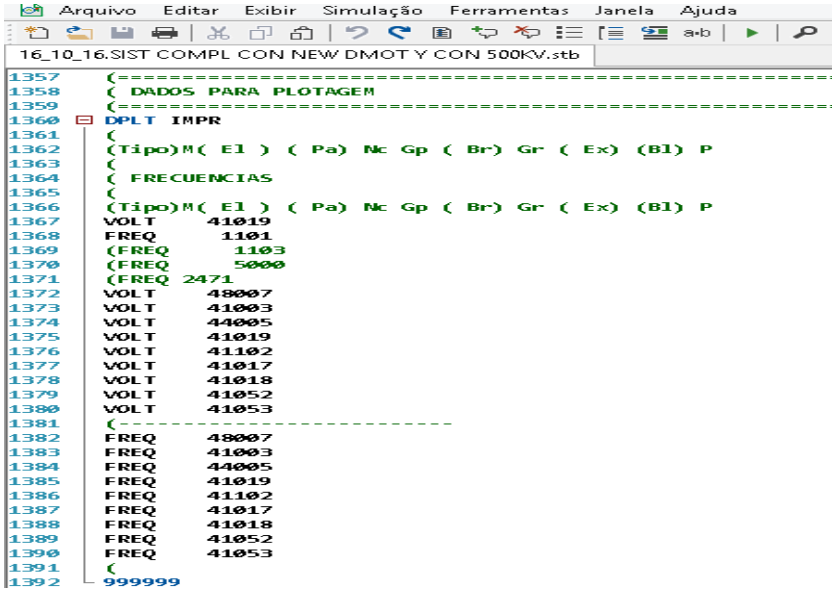


Figura 48. DPLT.

Posterior a determinar las barras a ser analizadas se procedió a determinar el evento a ser provocado, en este caso un corto circuito en la barra de 220 kV de la estación Puerto Botánico (41005) por un periodo de 500 milisegundos, mediante en comando DEVT como se observa en la Figura 49.

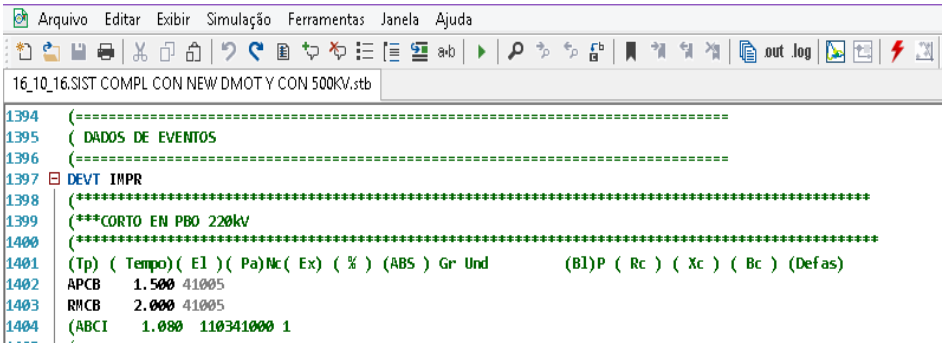


Figura 49. DEVT.

Como último paso, se debió cargar los parámetros del motor utilizado mediante el comando DMOT en cada una de las 114 barras de 23 kV como se describe en la Figura 50 siguiente.

- Barra: **Nb,** Número de identificación de la barra terminal.
- Grupo de máquinas de inducción: **Gr**, Número de identificación del grupo de máquinas de inducción **(1)**.
- **H:** Constante de inercia de una unidad del conjunto motor de inducción-carga mecánica **(0.28)**
- **K0:** Parámetro de la curva de par de carga para motor de inducción.
- **K1:** Parámetro de la curva de par de carga motor de inducción.
- **K2:** Parámetro de la curva de par de carga motor de inducción.
- **Exp:** Exponente de la curva de par de carga motor de inducción **(1.5).**
- Tipo: **M,** Tipo de representación: **1** - jaula simple sin efecto transitorio de rotor. **2** - jaula simple con efecto transitorio de rotor.

Continúa en el apéndice B, Ilustración 2 ANATEM, DATOS DE LAS MAQUINAS.

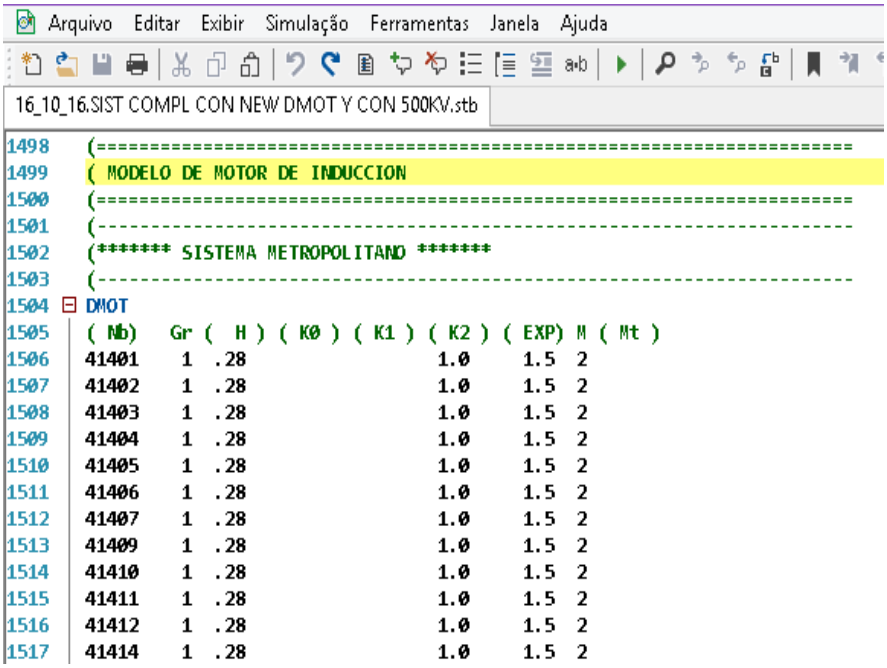


Figura 50. DMOT.

CAPÍTULO 7

EVALUCION DE DESEMPEÑO

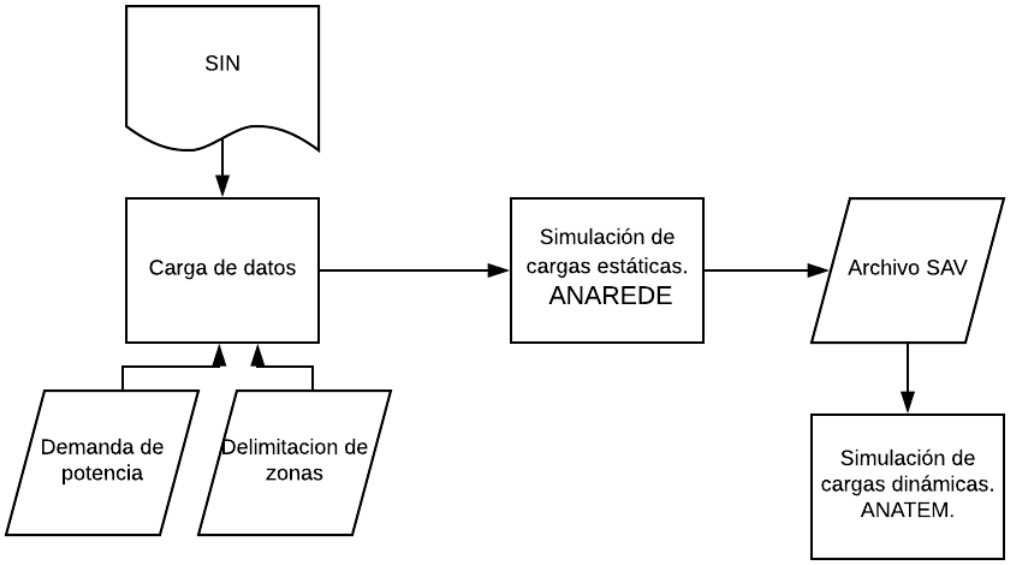


Figura 51. Resumen capítulo 6

7.1. Condiciones para la evaluación.

Para realizar un análisis de la influencia de los equipos de refrigeración domiciliarios en la estabilidad del S.I.N. y el retardo de la recuperación de la tensión en el mismo, se consideró 4 condiciones del sistema, la primera condición consistió en modelar y simular todo el S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración, en la segunda condición se modeló y simuló todo el S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración y retirándole una línea de 500kV margen derecha que une con la estación Villa Hayes y contrastarlos en el primer caso.

Para la tercera y cuarta condición se consideró la inclusión de los equipos de refrigeración en los modelados de la ANDE del S.I.N., en la tercera condición se modeló y simuló con los equipos de refrigeración y con la línea de 500kV MD-VHA 1, para la cuarta condición se modeló y simuló con los equipos de

refrigeración retirándole la línea de 500kV MD-VHA 1, encrudeciendo la situación del sistema, para poder observar la posible respuesta del sistema, se contrastaron ambas condiciones en el segundo caso.

7.1.1. Con cargas Estáticas.

Caso 1:

En esta etapa se llevaron a cabo las siguientes simulaciones del S.I.N. con una serie de consideraciones para analizar la estabilidad del sistema y el retardo en la recuperación de la tensión. En la primera simulación realizada se consideró mantener todas las cargas contantes en cada una de las 114 barras de 23kV de todo el sistema (sin la inclusión de motores de inducción). Se prosiguió a simular un corto circuito en la barra 220kV de la estación Puerto Botánico durante aproximadamente 500 milisegundos, con un lapso de visualización de 20 segundos, los resultados obtenidos en Margen Derecha 220kV, Carayao 220kV, San Lorenzo 220kV, Guarambaré 220kV y Lambaré 220kV se pueden observan en la Figura 52.

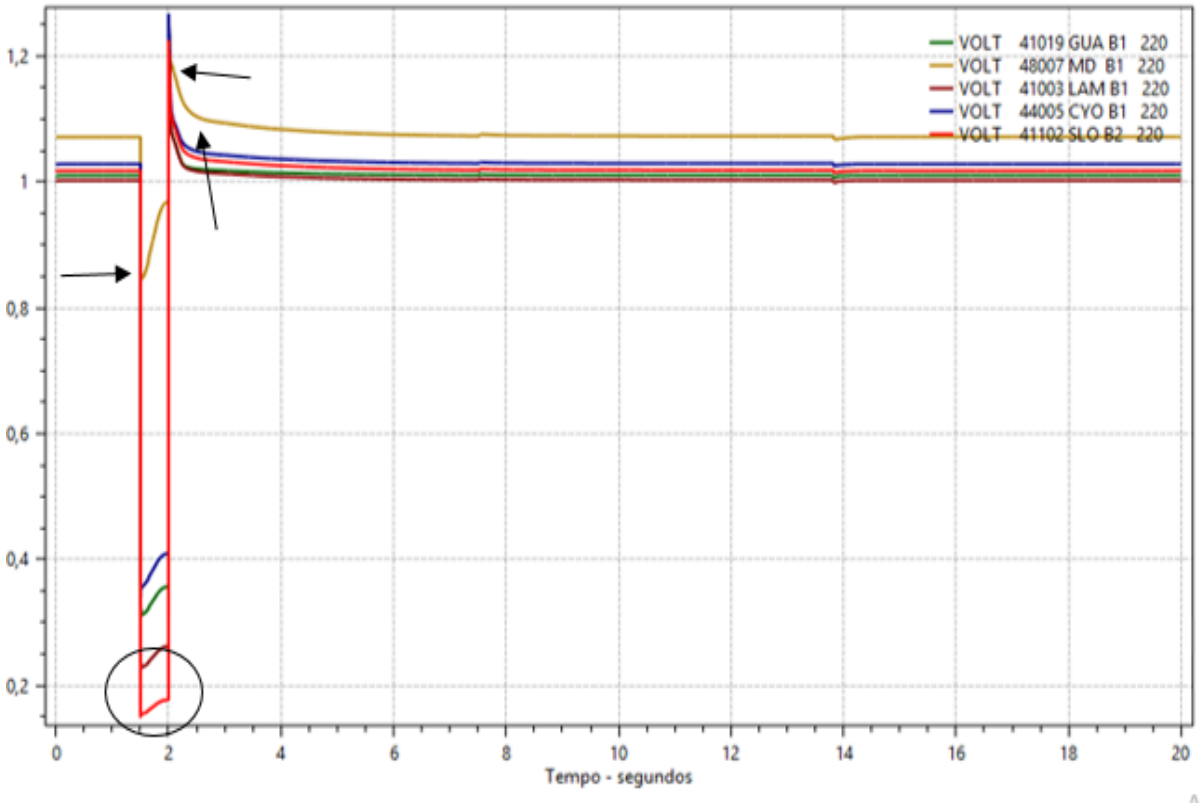


Figura 52. S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración

En la Figura 52, se observa que luego del evento la recuperación de la tensión es prácticamente inmediata alcanzando un pico de 1,25pu aproximadamente, la tensión de la barra de 220kV de la estación San Lorenzo B2 (rojo) fue la que percibió con mayor notoriedad el evento, en la barra de 220kV de la estación de Itaipu Margen Derecha B1 (amarillo) se denota que la tensión tardó 500 milisegundos en recuperarse con un pico que alcanzó los 1,2pu.

En la segunda simulación realizada se retiró la línea de 500kV MD-VHA 1, pero las condiciones son las mismas que el caso anterior.

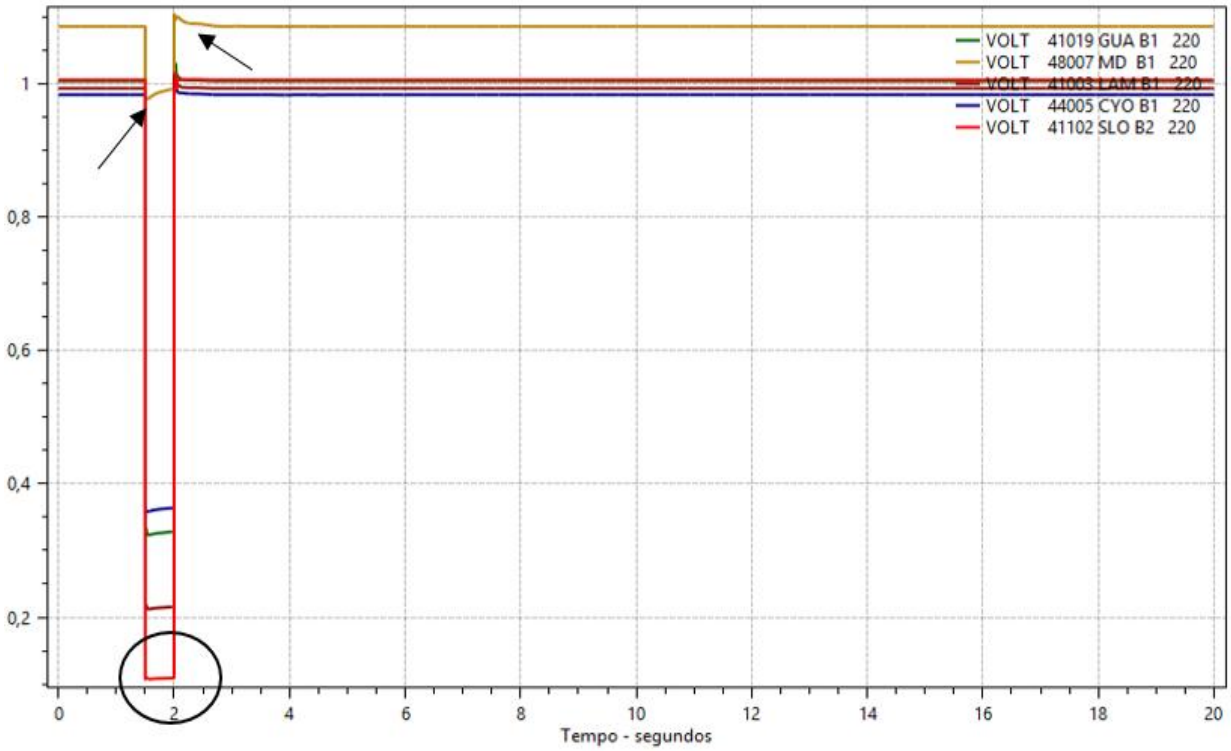


Figura 53. S.I.N. sin la inclusión de equipos de refrigeración y sin línea de 500 KV Margen Derecha.

En la Figura 53, se observa que la tensión se recupera con mayor facilidad sin la línea de 500kV y al igual que el caso anterior la barra de 220kV de la estación San Lorenzo B2 (rojo) fue la que percibió con mayor notoriedad el evento, en la barra de 220kV de Itaipu Margen Derecha B1 (amarillo) se notó que tardó 1 segundo en recuperarse con un pico que alcanzó los 1,1pu.

En la figura 30, se contrastaron los resultados obtenidos en la barra de 220kV Margen Derecha de Itaipu, sin la inclusión de los equipos de refrigeración (Azul) y (Amarillo) sin los equipos de refrigeración y retirándole la línea de 500kV MD-VHA 1.

En la Figura 54, se observó que en MD 220kV (Azul) que sin la inclusión de los equipos de refrigeración se obtuvieron picos de tensiones más pronunciados posteriores al evento, luego de corto de 500 milisegundos la tensión en la barra

tuvo un pico superior de 1,25pu teniendo un retardo en la recuperación de la tensión de 4 segundos, a su vez, en la simulación sin la inclusión de los equipos de refrigeración y sin la línea de 500kV MD-VHA 1, se observó en la barra MD 220kV (Amarillo) luego del evento, que la tensión tuvo picos menos pronunciados que el caso anterior tanto así que después de 500 milisegundos la tensión alcanzó un pico de 1,10pu teniendo un retardo en la recuperación de la tensión de 1 segundo aproximadamente.

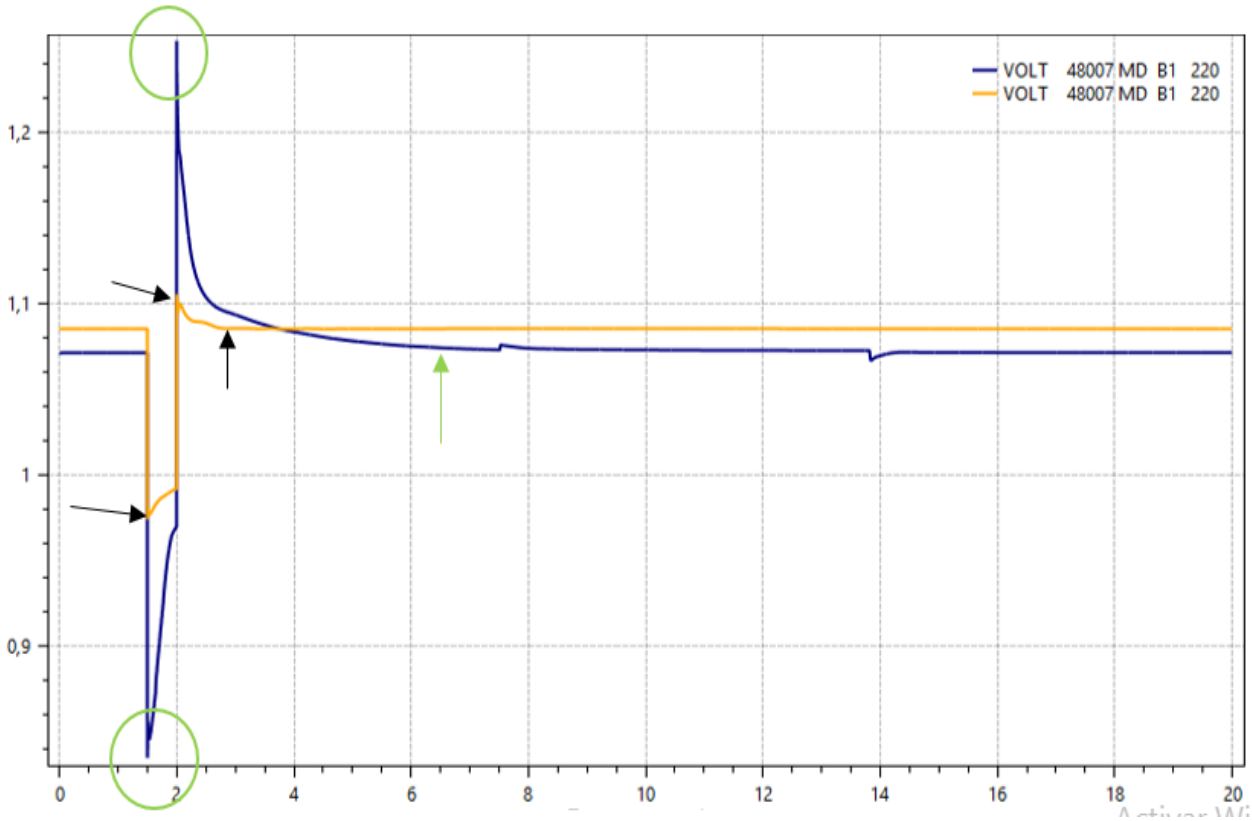


Figura 54. Contraste de tensiones en la barra MD 220 KV ITAIPU.

7.1.2. Con cargas Dinámicas (Equipos de refrigeración).

Caso 2: En esta etapa se modelaron y simularon todo el S.I.N. con las condiciones 3 y 4 para analizar la estabilidad del sistema y el retardo en la recuperación de la tensión en cada uno de ellos y luego contrastándolos para un

mejor estudio. En la simulación que se realizó de la tercera condición, con la inclusión de los equipos de refrigeración domiciliarios al modelado de carga de la ANDE, con el reparto de carga del 60-40 [9] [11], (60% cargas dinámicas y 40% cargas estáticas) en todas las 114 barras de 23kV de todo el sistema.

Se simuló un corto circuito en la barra 220kV de la estación Puerto Botánico durante aproximadamente 500 milisegundos con un lapso de visualización de 20 segundos, los resultados obtenidos en Itaipu Margen Derecha 220kV, Carayao 220kV, San Lorenzo 220kV, Guarambaré 220kV y Lambaré 220kV se pueden observan en la Figura 55, la barra que resintió más el evento fue la de San Lorenzo B2 de 220kV (Rojo) con un pico superior de 1,03pu con un retardo de la recuperación de la tensión de aproximadamente de 2 segundos, teniendo el pico más elevando la barra Margen Derecha B1 220kV con un pico superior de 1,13pu, recuperándose a los 2 segundos aproximadamente.

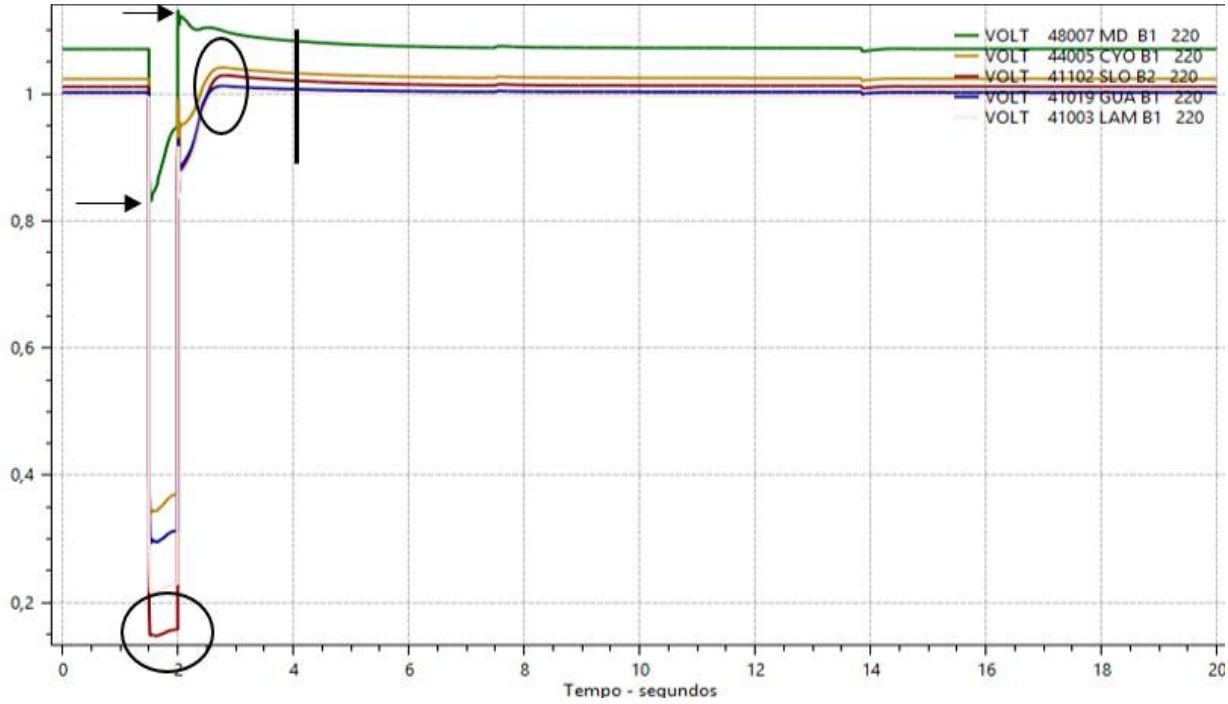


Figura 55. S.I.N. con la inclusión de equipos de refrigeración en el modelado de carga.

Analizando los resultados de la simulación con la condición 3 se llegó a la conclusión que el sistema se mantiene estable ante la aparición de este tipo de fenómeno de aumento sistemático de carga debido a la rápida recuperación de la tensión en todas las barras del S.I.N., de ahí se vio la necesidad de encrudecer aún más la situación del sistema con la cuarta condición dejando sin la línea de 500kV Margen Derecha -Villa Hayes al S.I.N., se volvió la realizar el modelado de carga respetando el reparto de carga del 60-40 [2] [3] en todas las 114 barras de 23kV para luego simularlos, algunos valores obtenidos se ven en la Figura 56.

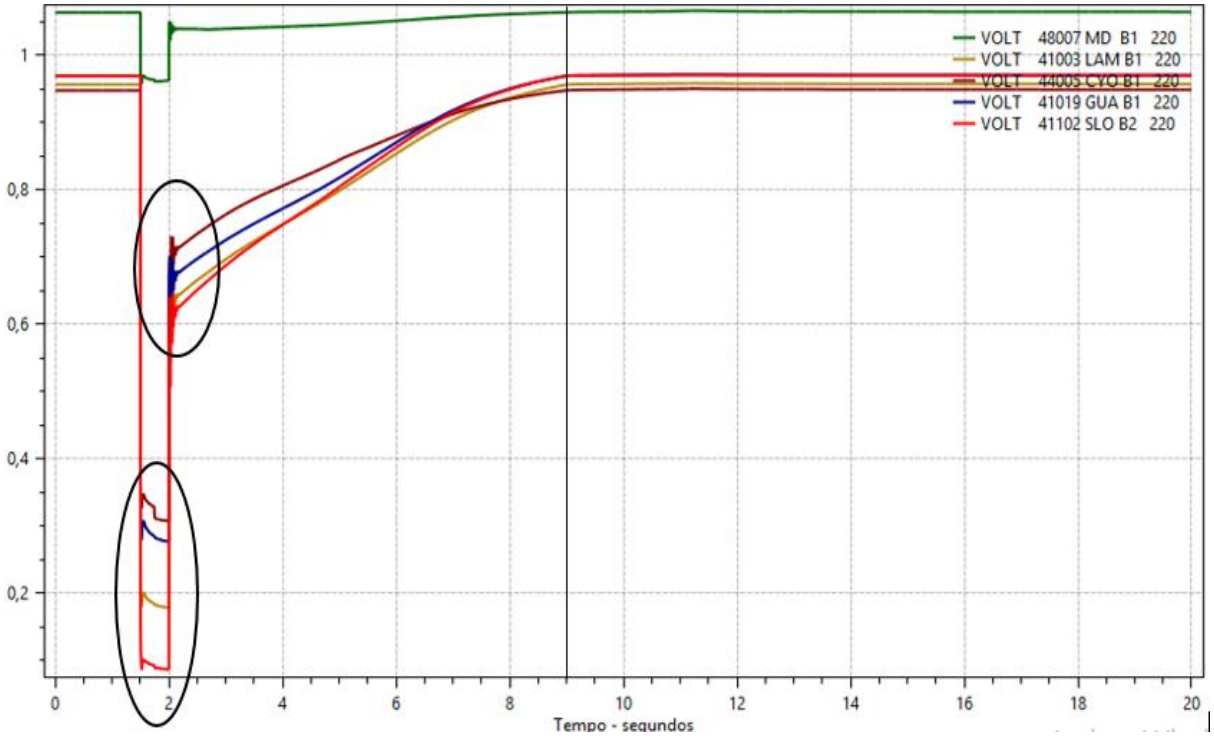


Figura 56. S.I.N. con la inclusión de equipos de refrigeración en el modelado de carga.

En la simulación de la cuarta condición se observa (Figura 56) que la barra que resintió con mayor notoriedad el evento fue la de San Lorenzo B2 de 220kV (Rojo), también se observa que hay una perturbación en todas las barras pero

que solo dura unos milisegundos y luego la tensión tiende a recuperarse con un retardo de tan solo 7 segundos hasta mantenerse estable.

En la Figura 57, se contrastaron los valores obtenidos de la de las simulaciones de la condición 3 y la condición 4 (sin línea de 500kV) obteniendo los siguientes resultados.

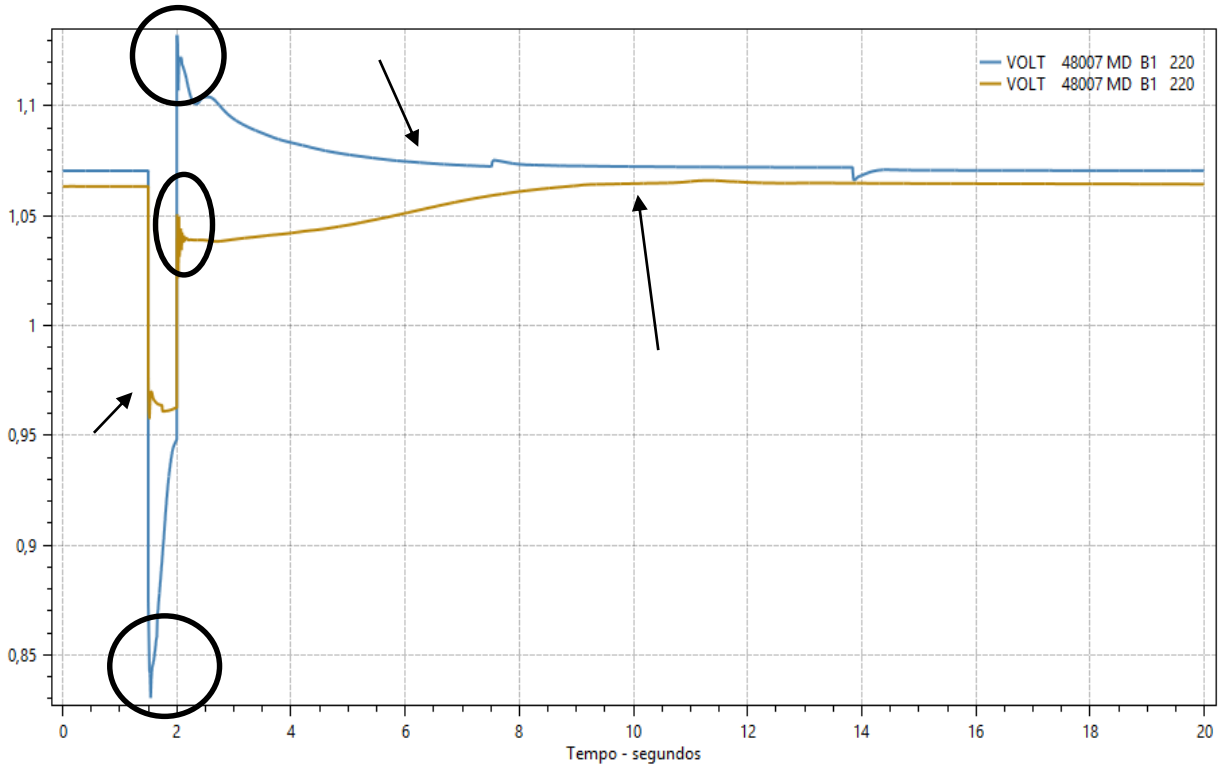


Figura 57. Contraste de tensiones en la barra MD B1 220kV (ITAIPU) con y sin línea de 500kV MD-VHA 1.

A la hora de contrastar las tensiones de la barra MD B1 220kV (ITAIPU) con las condiciones 3 y 4 obtenidas de sus respectivas simulaciones, se observó que con la condición 3 (Azul) la tensión tiene picos más pronunciados luego del evento con un retardo en la recuperación de la tensión de 4 segundos aproximadamente, con respecto a la simulación de la condición 4 (Amarillo) los picos posteriores al evento son menos notorios, pero con un retardo en la

recuperación más prolongado que fueron de aproximadamente de 8 segundos hasta su estado estable, es necesario evidenciar que el retardo de recuperación de la tensión de la condición 4 es el doble que la condición 3, debido a la importancia que posee la línea de 500kV MD-VHA 1 para la estabilidad del sistema .

Cabe recalcar que con la condición 4 se trató de exponer al S.I.N. a una situación crítica para tratar de exhibir con mayor notoriedad el fenómeno de retardo de la recuperación de la tensión inducida por una falla (FIDVR), la cual fue más prolongada en todas las barras del sistema pero no lo suficientemente extensa para considerar un caso crítico que lleve al colapso del sistema, no obstante con la condición 3 que es el sistema real con todas las condiciones dadas con anterioridad, se observó que el retardo en la recuperación de la tensión es apresurada, en pocas palabras la tensión del todo el sistema se recupera hasta su estado estable con rapidez, demostrando que el sistema cuenta con un buen modelado, robusto y efectivo para la mitigación de este tipo de fenómeno, sin olvidar que a mediados de este año entro en servicio una nueva línea de 500 kV Ayolas-Villa Hayes, volviendo a sistema más robusto y estable.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Son de gran importancia las condiciones climáticas dentro del territorio nacional, como la temperatura, la humedad, etc. Porque ha sido evidenciado que en las regiones donde las temperaturas son altas o por la estación del año, se percibe una alta inclusión de acondicionadores de aire. En las horas pico, que en verano son dos, el pico de la siesta y el otro el de la tarde, que obedecen al aumento de la demanda ocasionado por el alto requerimiento de corriente, que a su vez denota un descenso en la tensión del sistema, proveniente de los equipos de refrigeración.

Las diferencias entre las curvas de demanda típica de del S.I.N. denota una mayor demanda en los días de altas temperaturas, sin embargo, también se observó que durante todos los meses del año 2017 las mayores demandas se presentan en los días laborales disminuyendo los fines de semana y feriados.

La diferencia en la demanda de potencia durante las 24 hs del día, entre la demanda máxima y la demanda mínima registrada en el 2017 es de aproximadamente el 40 % de la potencia requerida en uno de los días más calurosos del año.

La mayor demanda de potencia del Sistema Interconectado Nacional se encuentra en el sistema metropolitano, que es aproximadamente un 60% de la demanda total de todo el territorio nacional.

En la encuesta realizada denotan varios datos, tales como, que el equipo de refrigeración más frecuente en los hogares es el acondicionador de aire del tipo Split de 12.000 BTU, también destaca que el horario de mayor utilización de dichos equipos de refrigeración se encuentra entre las 18:00 hs y las 06:00 hs de la mañana, superando ampliamente a los demás horarios, es importante resaltar que más de la mitad de los encuestados manifestaron que adquirirán nuevos acondicionador de aire en el periodo de un año.

Según un estudio [14] en donde se realizó simulaciones para analizar el FIDVR con la inclusión de motores, en un sistema de 11 barras y 3 unidades generadoras, simularon un corto circuito en una de las líneas de transmisión de 500 kV, ocasionando un colapso total del sistema, siendo la diferencia en barras 103 barras de 23 kV, en este estudio no se llegó al colapso del sistema, porque las simulaciones para tratar de replicar el FIDVR dentro del S.I.N. con la inclusión de motores fueron posibles, pero con un periodo de recuperación de la tensión muy corto, con lo cual sería imposible llegar al colapso total del sistema.

Según el trabajo realizado [2] donde se simula el FIDVR con la inclusión de motores, para tratar de replicar un evento de colapso de tensión ocurrido en el 2010, utilizaron un sistema reducido, con un reparto de carga de (40-60), 40%de cargas dinámicas y 60% de cargas estáticas, no pudiendo replicar en su totalidad el evento ocurrido en esa fecha. En este estudio se utilizó un reparto de carga de (60-40), 60% cargas dinámicas y 40% de cargas estáticas, utilizados también en las bibliografías [9] [11], se pudo visualizar el FIDVR en las simulaciones hechas, pero con una apresurada recuperación de la estabilidad del S.I.N.

En el estudio realizado [15], donde se realizaron simulaciones para determinar la influencia de los parámetros que afectan el modelo de carga con alta incidencia de aires acondicionados domiciliarios, utilizaron un tipo de motor LD1PAC desarrollado por WEG, determinando que el aumento en el tiempo de calentamiento del compresor (Tth) es directamente proporcional al tiempo que toma la recuperación de la tensión dentro del sistema. En este estudio se utilizó una gran variedad de motores, tratando de que fuesen lo más parecido posible a los acondicionadores de aire domiciliarios, al no poder replicarlo en su totalidad en el software de análisis eléctricos, se optó por un motor más genérico que es compatible con dicho software y que a su vez proporcione un estado más crítico al sistema (sección 6.2.4.).

La evaluación del desempeño del modelado de carga de la ANDE ante la aparición del fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por fallas (FIDVR), fue desarrollado dentro de 4 condiciones del sistema, la primera de ellas fue, la simulación de todo sistema sin la inclusión de motores, la segunda, sin la inclusión de motores y retirándole una línea de 500kV MD-VHA 1, en la tercera y la cuarta condición ya fueron incluidas las cargas de los motores, pero en la cuarta condición, nuevamente es retirada la línea de 500kV MD-VHA 1.

En la simulación de la primera condición posterior a la falla inducida en la barra PBO 220 kV, se pudo observar una recuperación de la tensión apresurada, no obstante, la barra SLO 220 kV fue la que más resintió el evento, pero recuperándose con rapidez. En la simulación de la segunda condición, retirándole la línea de 500kV MD-VHA 1, se puede percibir que la recuperación de la tensión es rápida en todo el sistema, también percibió el evento con mayor notoriedad la barra SLO 220 kV, en ambas condiciones la tensión se estabilizó en menos de 1 segundo.

Luego de las simulaciones de las condiciones 1 y 2, se contrastaron el comportamiento de la barra 220 kV SEMD de ambas condiciones, en la simulación de la condición 1(sin motores), se observa que la tensión se recupera en aproximadamente 4 segundos y con picos más pronunciados, en la simulación de la condición 2 (sin motores y sin línea de 500kV MD-VHA 1), se observa que la tensión se recupera en 1 segundo y con picos mucho más pequeños en comparación con la condición 1, cabe recalcar que la operación del S.I.N. con potencias o cargas constantes es muy poco probable, debido a la realidad del sistema.

En las simulaciones de las condiciones 3 y 4 con la inclusión de los equipos de refrigeración (motores) al modelado, que son situaciones reales debido a la dinámica del S.I.N., en la simulación de la tercera condición se consideró el

sistema real, con el reparto de carga ya especificado y con todas las líneas, luego de inducir el corto circuito en la barra de 220kV PBO por 500 milisegundos, se observa que el sistema se recupera rápidamente, tanto es así, que el retardo de la recuperación de la tensión solo duró 2 segundos y el sistema volvió nuevamente a su estado estable. Considerando que en la simulación de la cuarta condición se encrudece con más notoriedad la situación del sistema, debido al retiro de una línea de 500kV MD-VHA 1, cuyos resultados fueron que sistema tuvo un retardo de recuperación de aproximadamente 5 segundos más que la tercera condición hasta mantenerse estable, la barra que resintió más el evento fue la de SLO 220 kV, también se pueden observar unas perturbaciones post falla, que es ocasionado por un rechazo de carga.

Posterior a eso, se contrataron los valores obtenidos de la barra 220kV SEMD de la tercera y cuarta condición (sin línea de 500kV MD-VHA 1), los resultados arrojaron resultados concluyentes como por ejemplo, que la tensión de la barra 220kV SEMD de la tercera condición se recupera con rapidez, en aproximadamente 4 segundos y teniendo picos más pronunciados pero no son de mucha amplitud, en cambio la tensión de la barra 220kV SEMD de la cuarta condición percibe con mayor notoriedad la ausencia de la línea 500kV MD-VHA 1 debido a que el retardo en la recuperación de la tensión en condiciones estables fue el doble del requerido en la condición 3, también se logra apreciar una pequeña perturbación post falla, debido al estancamiento de una cierta cantidad de motores, pero no siendo de mucha relevancia porque el sistema logra estabilizarse en un lapso breve de tiempo.

7. CONCLUSIONES

Al recolectar los datos de los antecedentes con alta inclusión de acondicionadores de aires y otros equipos de refrigeración, se demuestra que el fenómeno FIDVR es considerablemente reciente dentro del S.I.N, es por esto que se considera un tema exploratorio. La revisión de los antecedentes fuera de la ANDE evidenció las características y tendencias del fenómeno, esto facilitó el estudio del FIDVR, pues se emplearon investigaciones anteriores para facilitar la recolección de datos del modelado de carga de la ANDE.

Se realizaron las simulaciones necesarias dentro de las condiciones previamente orquestadas, con el fin de replicar el fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por fallas FIDVR, para los cuales fueron utilizados un software para análisis eléctricos desarrollado para analizar fenómenos transitorios.

Se realizó la evaluación del desempeño del Sistema Interconectado Nacional en condiciones de mucha exigencia para el mismo, por la gran demanda existente en los días de verano, evidenciando la efectividad del modelado de carga del sistema al momento de mitigar el FIDVR.

Cabe recalcar que estas simulaciones con la inclusión de equipos de refrigeración (A.A) domiciliarios , determinaron que el modelado de carga con el cual cuenta la ANDE es bastante robusto y eficiente en su desempeño al momento de mitigar el fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por falla FIDVR, debido a que el sistema logra recuperarse con rapidez hasta su estado estable posterior a una falla en condiciones de mucha demanda de potencia debido a las altas temperaturas presentes en los meses de verano. Demás está decir que estas simulaciones fueron hechas con las condiciones y características del S.I.N del año 2017, no obstante, las demandas de potencia al sistema siguen en aumento, por ende, la ANDE trata de sobre llevar esto realizando nuevas inversiones en infraestructuras y modernizando equipos etc.

Como por ejemplo la nueva línea de 500 kV que une la estación Ayolas con la estación de Villa Hayes, puesta en servicio a mediados de este año, brindando una mayor confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional.

8. RECOMENDACIONES

Estrategias para la prevención del FIDVR.

- Almacenar la mayor cantidad de información y datos posible acerca de futuros eventos, especialmente la data de la generación de la fecha, y la estructura y/o estado de funcionamiento del S.I.N., a fin de facilitar el proceso de la adecuación de un determinado caso dentro del programa de simulación para próximos estudios, bien sea relacionados con el fenómeno FIDVR u otros casos.

- Efectuar el modelado de la carga representativa que refleje el aumento progresivo de demanda de potencia con el trascurso de los años y con el incremento de la temperatura dentro del territorio, a fin de que en siguientes estudios sobre el fenómeno FIDVR se pueda considerar la influencia de los motores de inducción que accionan equipos de aires acondicionado y de refrigeración para que se puedan obtener respuestas más adecuadas y precisas en las simulaciones.

- Efectuar un estudio que represente la continuación a este trabajo investigativo, enfocándose en la evaluación de los actuales esquemas de protección contra sobretensiones de la ANDE y su respuesta ante eventos que involucren FIDVR, para aportar ajustes o mejoras junto con la búsqueda de posibles medidas de mitigación para las sobretensiones.

- Realizar un estudio enfocado en el análisis de los daños causados por las sobretensiones generadas a causa del fenómeno FIDVR en los equipos y elementos que forman parte de la red de transmisión del S.I.N.

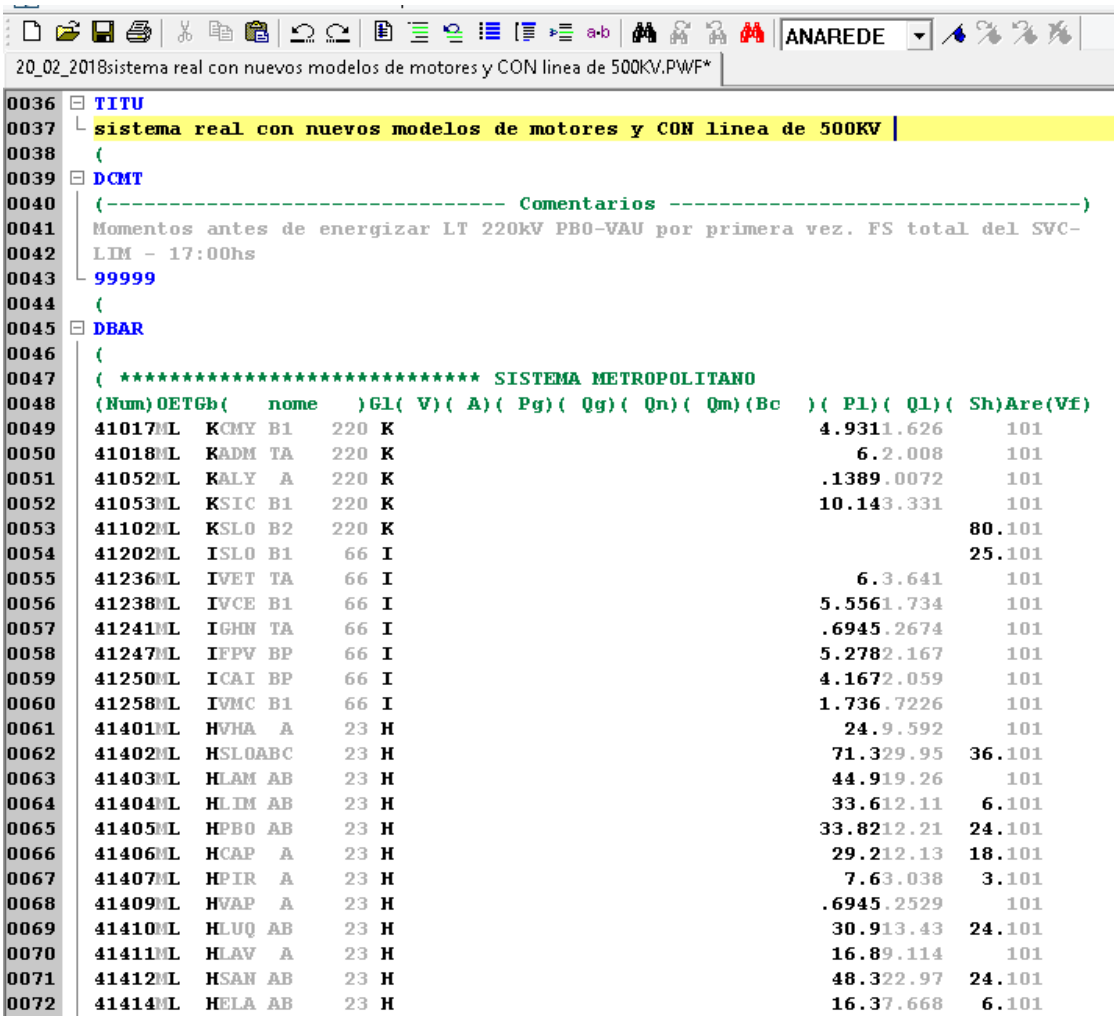
- Realizar una recolección de datos por parte de la ANDE relacionadas a las cargas residenciales con el fin de determinar las características de los equipos de refrigeración son más utilizados, su potencia y la frecuencia con la cual son utilizados, también servirá para realizar una actualización de cargas domiciliarias que no se realizan con frecuencia por parte de los usuarios.

- Consultar datos de fabricantes de aires acondicionados, con el fin de conocer con más precisión la composición de los mismos en cuanto a las nuevas tecnologías, las cuales hoy en día son más sensibles a las variaciones de tensión de los sistemas eléctricos debido a la construcción de las protecciones (relé térmico, relé de bajo voltaje y contactores); con el objeto de tomarlo en cuenta en los modelos realizados en futuras investigaciones.

9. APÉNDICE

Apéndice A: Ingeniería de diseño

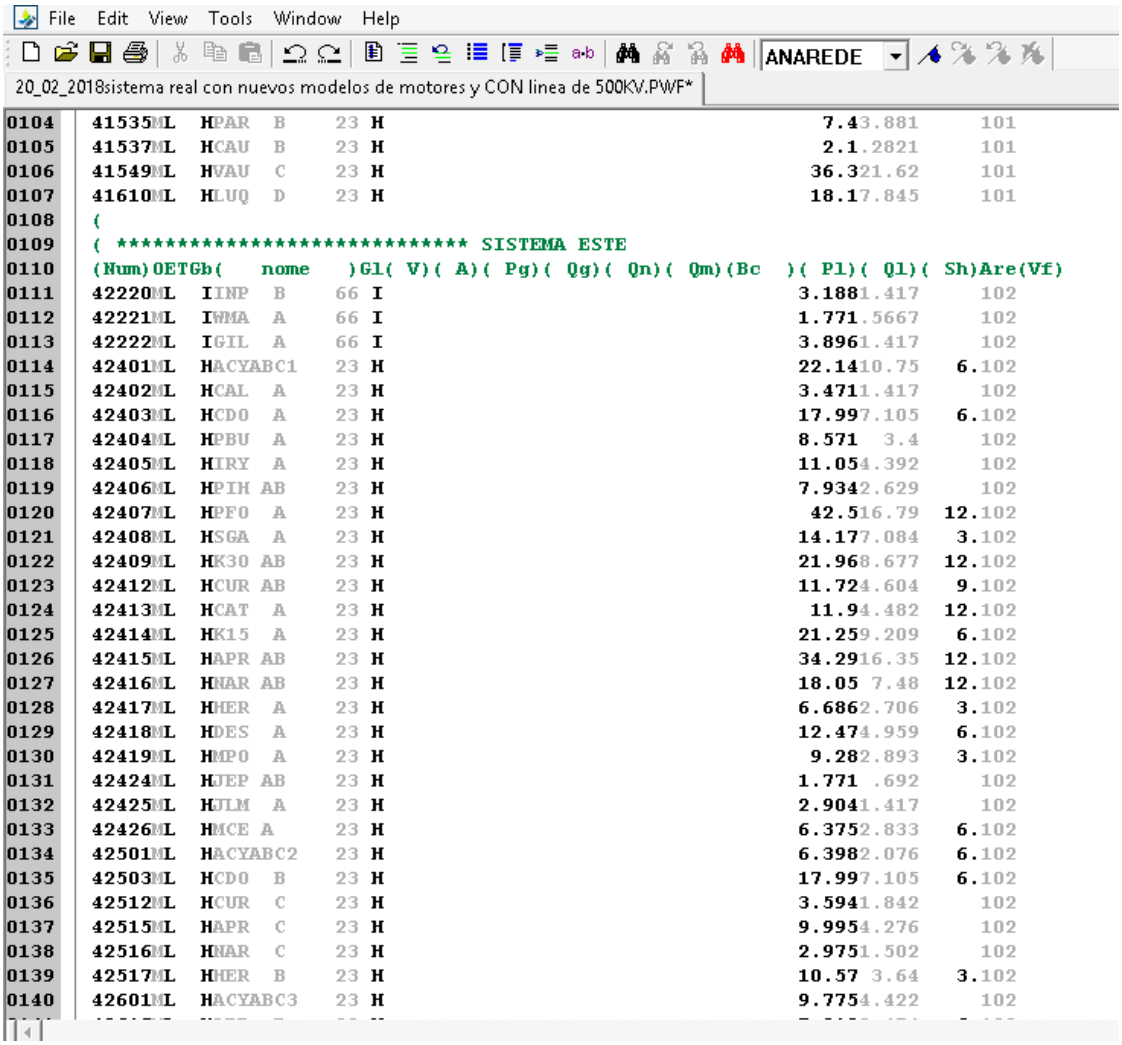
A.1. Simulación en ANAREDE, barras del sistema metropolitano




```
0036  TITU
0037  sistema real con nuevos modelos de motores y CON linea de 500KV
0038  (
0039  DCMT
0040  (-------------------------------- Comentarios ---------------------------------)
0041  Momentos antes de energizar LT 220kV PBO-VAU por primera vez. FS total del SVC-
      LIM - 17:00hs
0043  99999
0044  (
0045  DBAR
0046  (
0047  ( ****************************** SISTEMA METROPOLITANO
0048  (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0049   41017ML  KCMY B1    220 K                                  4.9311.626      101
0050   41018ML  KADM TA    220 K                                     6.2.008      101
0051   41052ML  KALY  A    220 K                                  .1389.0072      101
0052   41053ML  KSIC B1    220 K                                 10.143.331      101
0053   41102ML  KSLO B2    220 K                                                80.101
0054   41202ML  ISLO B1     66 I                                                25.101
0055   41236ML  IVET TA     66 I                                     6.3.641      101
0056   41238ML  IVCE B1     66 I                                  5.5561.734      101
0057   41241ML  IGHN TA     66 I                                  .6945.2674      101
0058   41247ML  IFPV BP     66 I                                  5.2782.167      101
0059   41250ML  ICAI BP     66 I                                  4.1672.059      101
0060   41258ML  IVMC B1     66 I                                  1.736.7226      101
0061   41401ML  HVHA  A     23 H                                    24.9.592      101
0062   41402ML  HSLOABC     23 H                                   71.329.95   36.101
0063   41403ML  HLAM AB     23 H                                   44.919.26      101
0064   41404ML  HLIM AB     23 H                                   33.612.11    6.101
0065   41405ML  HPBO AB     23 H                                  33.8212.21   24.101
0066   41406ML  HCAP  A     23 H                                   29.212.13   18.101
0067   41407ML  HPIR  A     23 H                                    7.63.038    3.101
0068   41409ML  HVAP  A     23 H                                  .6945.2529      101
0069   41410ML  HLUQ AB     23 H                                   30.913.43   24.101
0070   41411ML  HLAV  A     23 H                                   16.89.114      101
0071   41412ML  HSAN AB     23 H                                   48.322.97   24.101
0072   41414ML  HELA AB     23 H                                   16.37.668    6.101
```

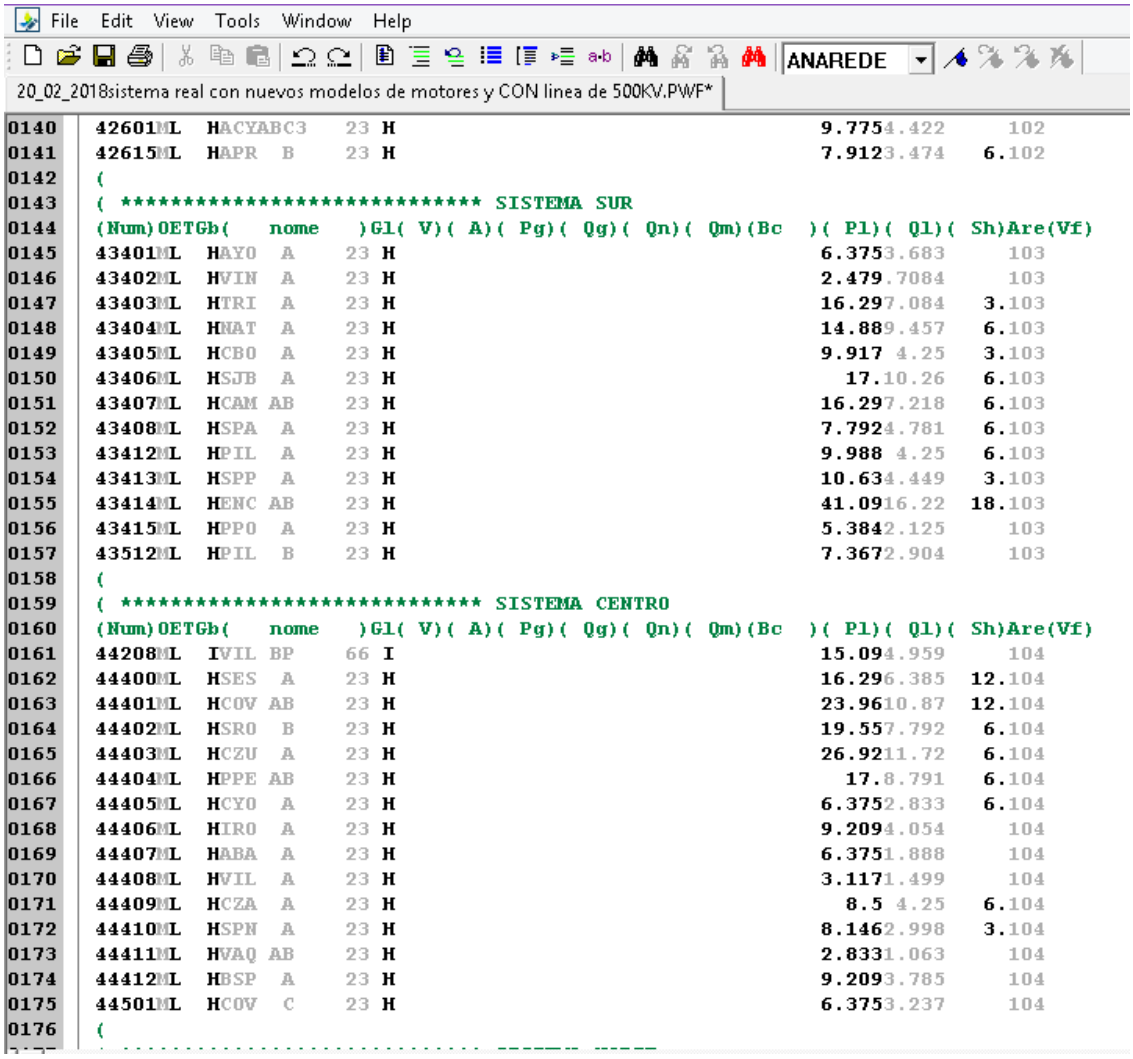
Ilustración 1. ***Simulación en ANAREDE***

A.2. DBAR SISTEMA ESTE



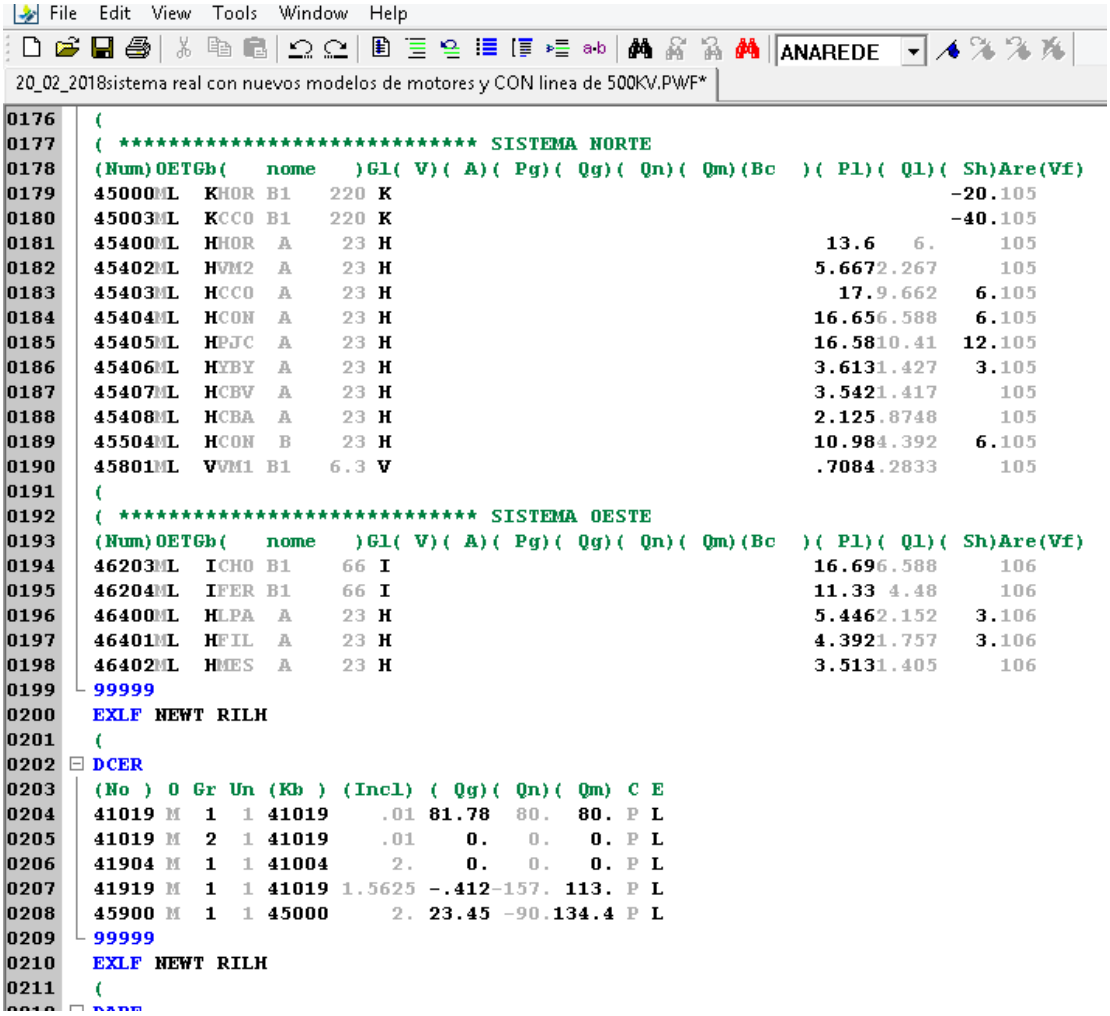

```
0104   41535ML  HPAR  B     23 H                                  7.43.881      101
0105   41537ML  HCAU  B     23 H                                  2.1.2821      101
0106   41549ML  HVAU  C     23 H                                 36.321.62      101
0107   41610ML  HLUQ  D     23 H                                 18.17.845      101
0108   (
0109   ( ****************************** SISTEMA ESTE
0110   (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0111   42220ML  IINP  B     66 I                                  3.1881.417      102
0112   42221ML  IWMA  A     66 I                                  1.771.5667      102
0113   42222ML  IGIL  A     66 I                                  3.8961.417      102
0114   42401ML  HACYABC1    23 H                                 22.1410.75    6.102
0115   42402ML  HCAL  A     23 H                                  3.4711.417      102
0116   42403ML  HCDO  A     23 H                                 17.997.105    6.102
0117   42404ML  HPBU  A     23 H                                  8.571  3.4      102
0118   42405ML  HIRY  A     23 H                                 11.054.392      102
0119   42406ML  HPIH AB     23 H                                  7.9342.629      102
0120   42407ML  HPFO  A     23 H                                  42.516.79   12.102
0121   42408ML  HSGA  A     23 H                                 14.177.084    3.102
0122   42409ML  HK30 AB     23 H                                 21.968.677   12.102
0123   42412ML  HCUR AB     23 H                                 11.724.604    9.102
0124   42413ML  HCAT  A     23 H                                  11.94.482   12.102
0125   42414ML  HK15  A     23 H                                 21.259.209    6.102
0126   42415ML  HAPR AB     23 H                                 34.2916.35   12.102
0127   42416ML  HNAR AB     23 H                                 18.05 7.48   12.102
0128   42417ML  HHER  A     23 H                                  6.6862.706    3.102
0129   42418ML  HDES  A     23 H                                 12.474.959    6.102
0130   42419ML  HMPO  A     23 H                                  9.282.893    3.102
0131   42424ML  HJEP AB     23 H                                  1.771 .692      102
0132   42425ML  HJLM  A     23 H                                  2.9041.417      102
0133   42426ML  HMCE A      23 H                                  6.3752.833    6.102
0134   42501ML  HACYABC2    23 H                                  6.3982.076    6.102
0135   42503ML  HCDO  B     23 H                                 17.997.105    6.102
0136   42512ML  HCUR  C     23 H                                  3.5941.842      102
0137   42515ML  HAPR  C     23 H                                  9.9954.276      102
0138   42516ML  HNAR  C     23 H                                  2.9751.502      102
0139   42517ML  HHER  B     23 H                                 10.57 3.64    3.102
0140   42601ML  HACYABC3    23 H                                  9.7754.422      102
```

A.3. DBAR SISTEMAS SUR Y CENTRO



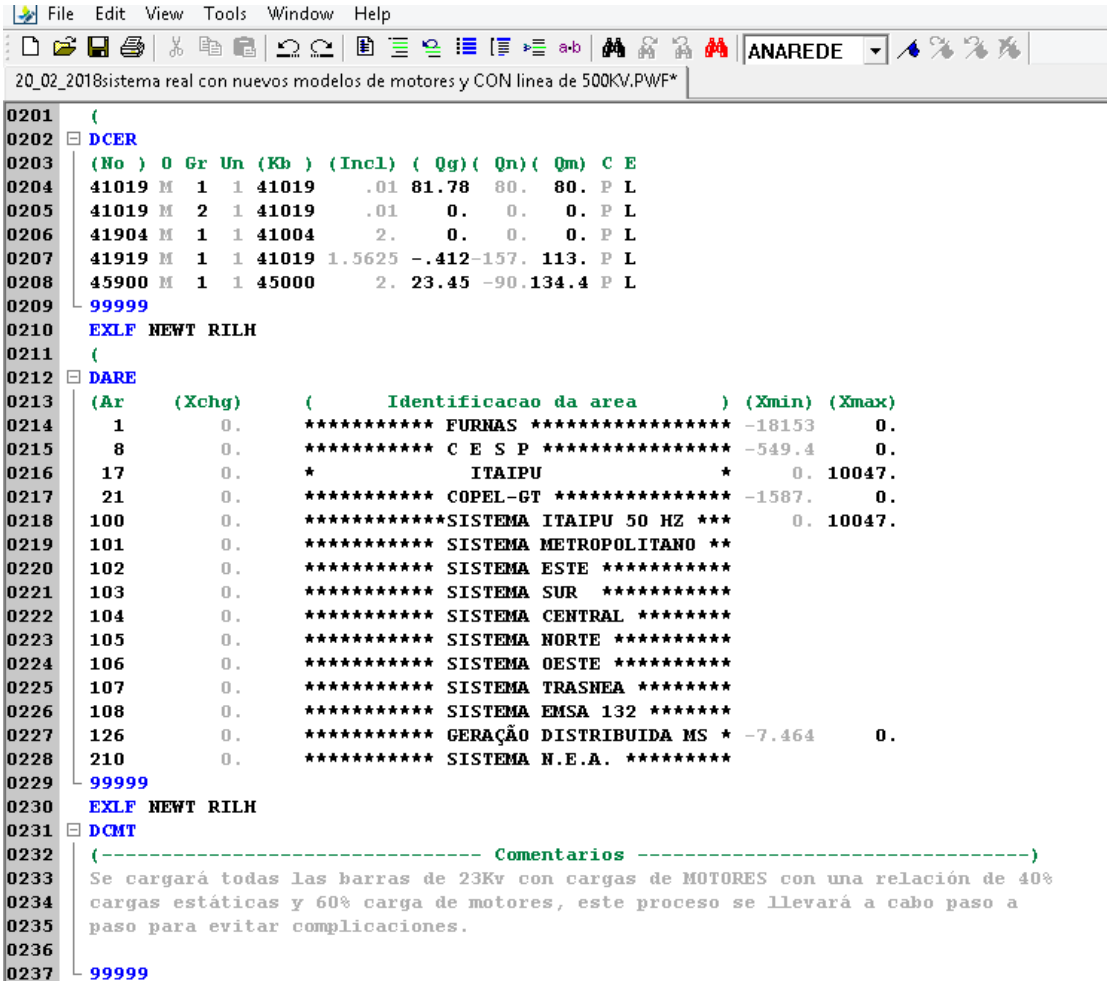

```
0140   42601ML  HACYABC3    23 H                                    9.7754.422     102
0141   42615ML  HAPR  B     23 H                                    7.9123.474   6.102
0142   (
0143   ( ***************************** SISTEMA SUR
0144   (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0145   43401ML  HAYO  A     23 H                                    6.3753.683     103
0146   43402ML  HVIN  A     23 H                                    2.479.7084     103
0147   43403ML  HTRI  A     23 H                                    16.297.084   3.103
0148   43404ML  HNAT  A     23 H                                    14.889.457   6.103
0149   43405ML  HCBO  A     23 H                                    9.917 4.25   3.103
0150   43406ML  HSJB  A     23 H                                      17.10.26   6.103
0151   43407ML  HCAM AB     23 H                                    16.297.218   6.103
0152   43408ML  HSPA  A     23 H                                    7.7924.781   6.103
0153   43412ML  HPIL  A     23 H                                    9.988 4.25   6.103
0154   43413ML  HSPP  A     23 H                                    10.634.449   3.103
0155   43414ML  HENC AB     23 H                                    41.0916.22  18.103
0156   43415ML  HPPO  A     23 H                                    5.3842.125     103
0157   43512ML  HPIL  B     23 H                                    7.3672.904     103
0158   (
0159   ( ***************************** SISTEMA CENTRO
0160   (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0161   44208ML  IVIL BP    66 I                                    15.094.959     104
0162   44400ML  HSES  A     23 H                                    16.296.385  12.104
0163   44401ML  HCOV AB     23 H                                    23.9610.87  12.104
0164   44402ML  HSRO  B     23 H                                    19.557.792   6.104
0165   44403ML  HCZU  A     23 H                                    26.9211.72   6.104
0166   44404ML  HPPE AB     23 H                                      17.8.791   6.104
0167   44405ML  HCYO  A     23 H                                    6.3752.833   6.104
0168   44406ML  HIRO  A     23 H                                    9.2094.054     104
0169   44407ML  HABA  A     23 H                                    6.3751.888     104
0170   44408ML  HVIL  A     23 H                                    3.1171.499     104
0171   44409ML  HCZA  A     23 H                                      8.5 4.25   6.104
0172   44410ML  HSPN  A     23 H                                    8.1462.998   3.104
0173   44411ML  HVAQ AB     23 H                                    2.8331.063     104
0174   44412ML  HBSP  A     23 H                                    9.2093.785     104
0175   44501ML  HCOV  C     23 H                                    6.3753.237     104
0176   (
```

A.4. DBAR, SISTEMA SUR, OESTE Y DCER.



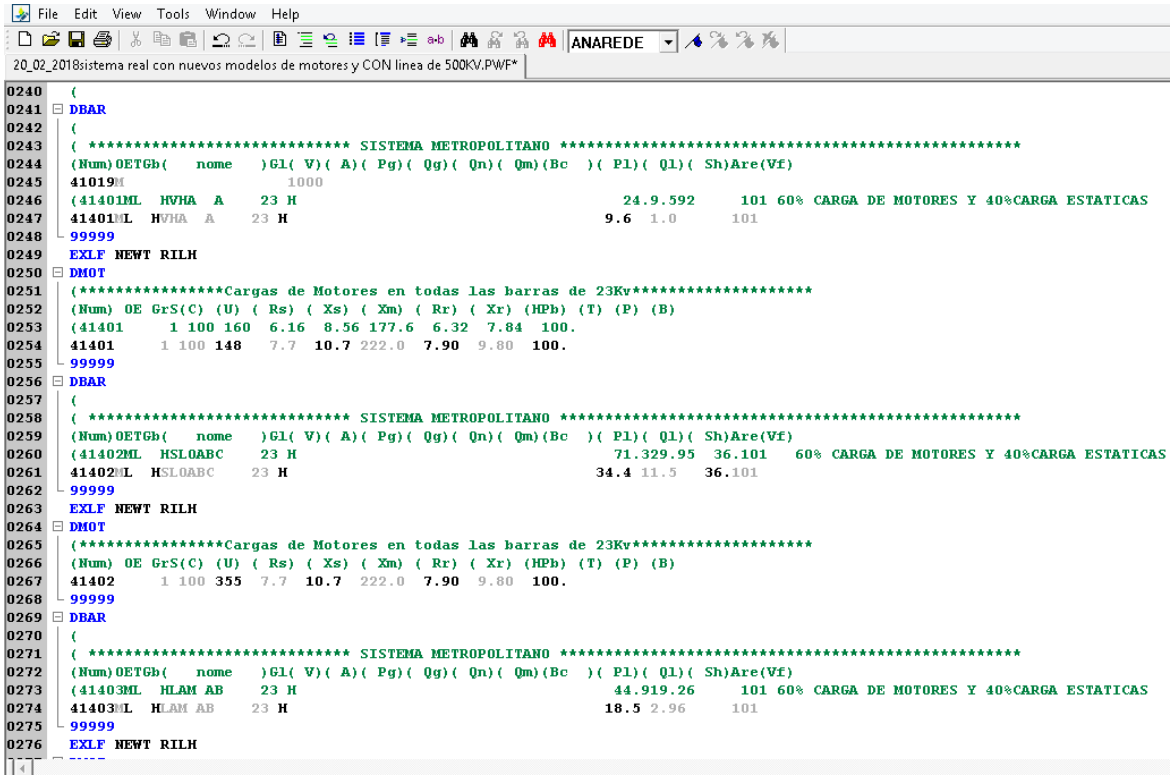

```
0176   (
0177   ( ****************************** SISTEMA NORTE
0178   (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0179   45000ML  KHOR B1    220 K                                              -20.105
0180   45003ML  KCCO B1    220 K                                              -40.105
0181   45400ML  HHOR  A     23 H                                       13.6    6.     105
0182   45402ML  HVM2  A     23 H                                      5.6672.267      105
0183   45403ML  HCCO  A     23 H                                        17.9.662    6.105
0184   45404ML  HCON  A     23 H                                      16.656.588    6.105
0185   45405ML  HPJC  A     23 H                                      16.5810.41   12.105
0186   45406ML  HYBY  A     23 H                                      3.6131.427    3.105
0187   45407ML  HCBV  A     23 H                                      3.5421.417      105
0188   45408ML  HCBA  A     23 H                                      2.125.8748      105
0189   45504ML  HCON  B     23 H                                      10.984.392    6.105
0190   45801ML  VVM1 B1   6.3 V                                       .7084.2833      105
0191   (
0192   ( ****************************** SISTEMA OESTE
0193   (Num)OETGb(    nome    )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc  )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
0194   46203ML  ICHO B1     66 I                                      16.696.588      106
0195   46204ML  IFER B1     66 I                                      11.33 4.48      106
0196   46400ML  HLPA  A     23 H                                      5.4462.152    3.106
0197   46401ML  HFIL  A     23 H                                      4.3921.757    3.106
0198   46402ML  HMES  A     23 H                                      3.5131.405      106
0199   99999
0200   EXLF NEWT RILH
0201   (
0202 - DCER
0203   (No ) O Gr Un (Kb ) (Incl) ( Qg)( Qn)( Qm) C E
0204   41019 M  1  1 41019     .01 81.78  80.  80. P L
0205   41019 M  2  1 41019     .01     0.   0.   0. P L
0206   41904 M  1  1 41004      2.     0.   0.   0. P L
0207   41919 M  1  1 41019 1.5625 -.412-157. 113. P L
0208   45900 M  1  1 45000      2. 23.45 -90.134.4 P L
0209   99999
0210   EXLF NEWT RILH
0211   (
```

A.5. DARE.




```
0201   (
0202 ⊟ DCER
0203   (No ) O Gr Un (Kb ) (Incl) ( Qg)( Qn)( Qm) C E
0204   41019 M  1  1 41019     .01 81.78  80.  80. P L
0205   41019 M  2  1 41019     .01    0.   0.   0. P L
0206   41904 M  1  1 41004      2.    0.   0.   0. P L
0207   41919 M  1  1 41019 1.5625 -.412-157. 113. P L
0208   45900 M  1  1 45000      2. 23.45 -90.134.4 P L
0209   99999
0210   EXLF NEWT RILH
0211   (
0212 ⊟ DARE
0213   (Ar    (Xchg)      (      Identificacao da area       ) (Xmin) (Xmax)
0214     1         0.      ********** FURNAS ***************** -18153      0.
0215     8         0.      ********** C E S P **************** -549.4      0.
0216    17         0.      *             ITAIPU               *     0. 10047.
0217    21         0.      ********** COPEL-GT *************** -1587.      0.
0218   100         0.      ***********SISTEMA ITAIPU 50 HZ ***     0. 10047.
0219   101         0.      ********** SISTEMA METROPOLITANO **
0220   102         0.      ********** SISTEMA ESTE **********
0221   103         0.      ********** SISTEMA SUR  **********
0222   104         0.      ********** SISTEMA CENTRAL ********
0223   105         0.      ********** SISTEMA NORTE **********
0224   106         0.      ********** SISTEMA OESTE **********
0225   107         0.      ********** SISTEMA TRASNEA ********
0226   108         0.      ********** SISTEMA EMSA 132 *******
0227   126         0.      ********** GERAÇÃO DISTRIBUIDA MS * -7.464      0.
0228   210         0.      ********** SISTEMA N.E.A. *********
0229   99999
0230   EXLF NEWT RILH
0231 ⊟ DCMT
0232   (-------------------------------- Comentarios ---------------------------------)
0233   Se cargará todas las barras de 23Kv con cargas de MOTORES con una relación de 40%
0234   cargas estáticas y 60% carga de motores, este proceso se llevará a cabo paso a
0235   paso para evitar complicaciones.
0236
0237   99999
```

A.6. DBAR Y DMOT, reparto de carga e inclusión de motores



Apéndice B: Ingeniería de diseño

B.1. DMAQ, ANATEM, DATOS DE LAS MAQUINAS.

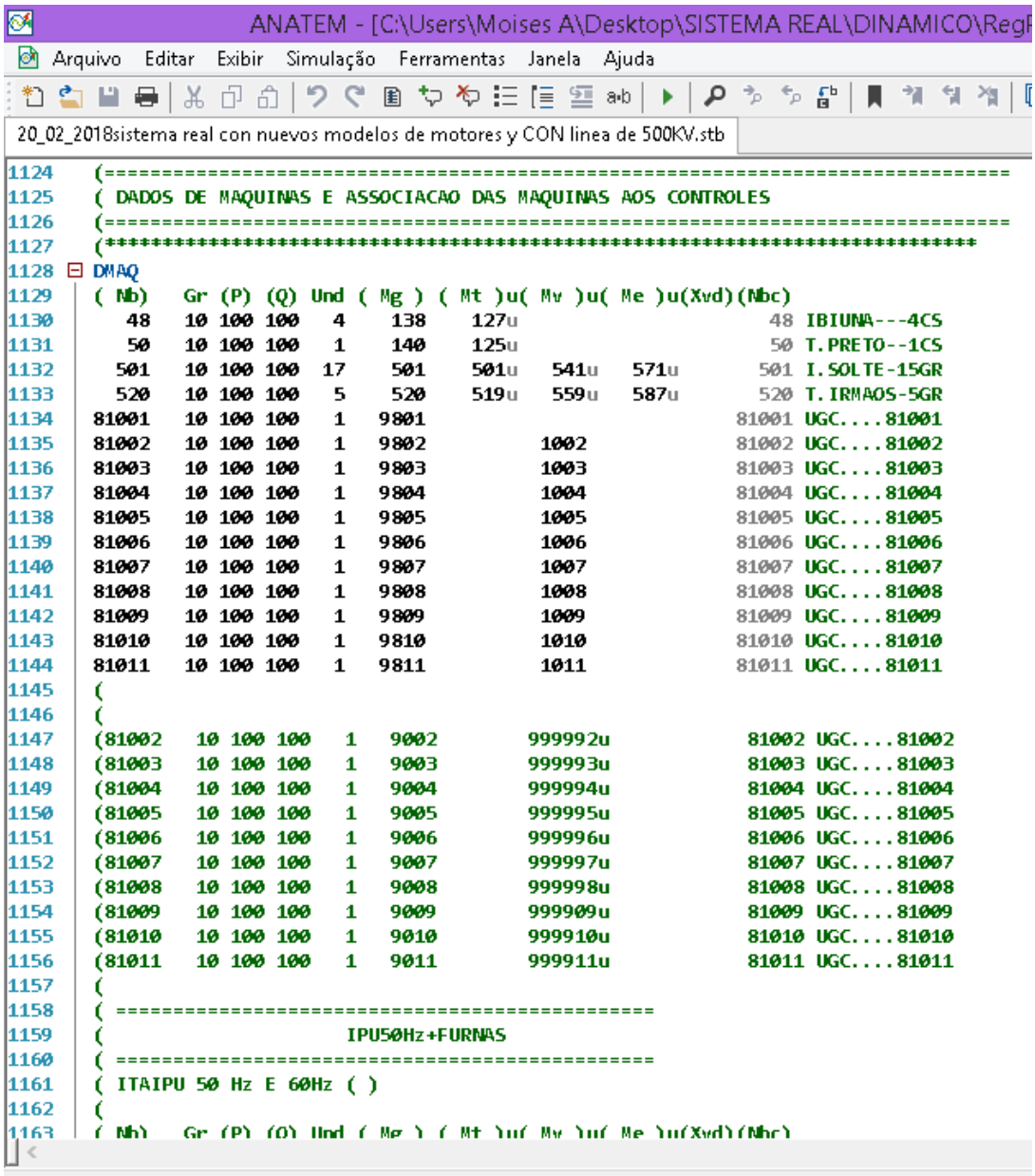
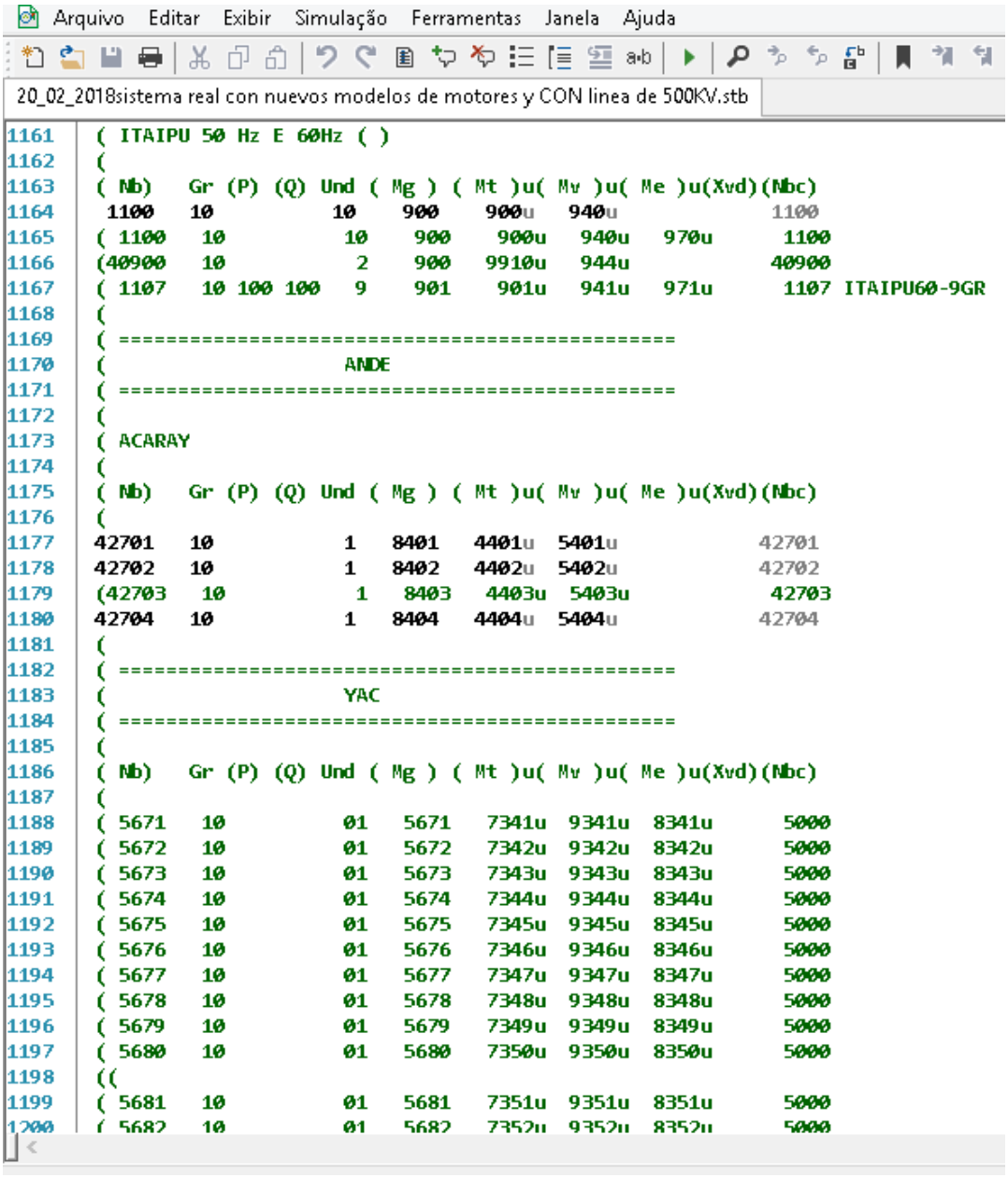
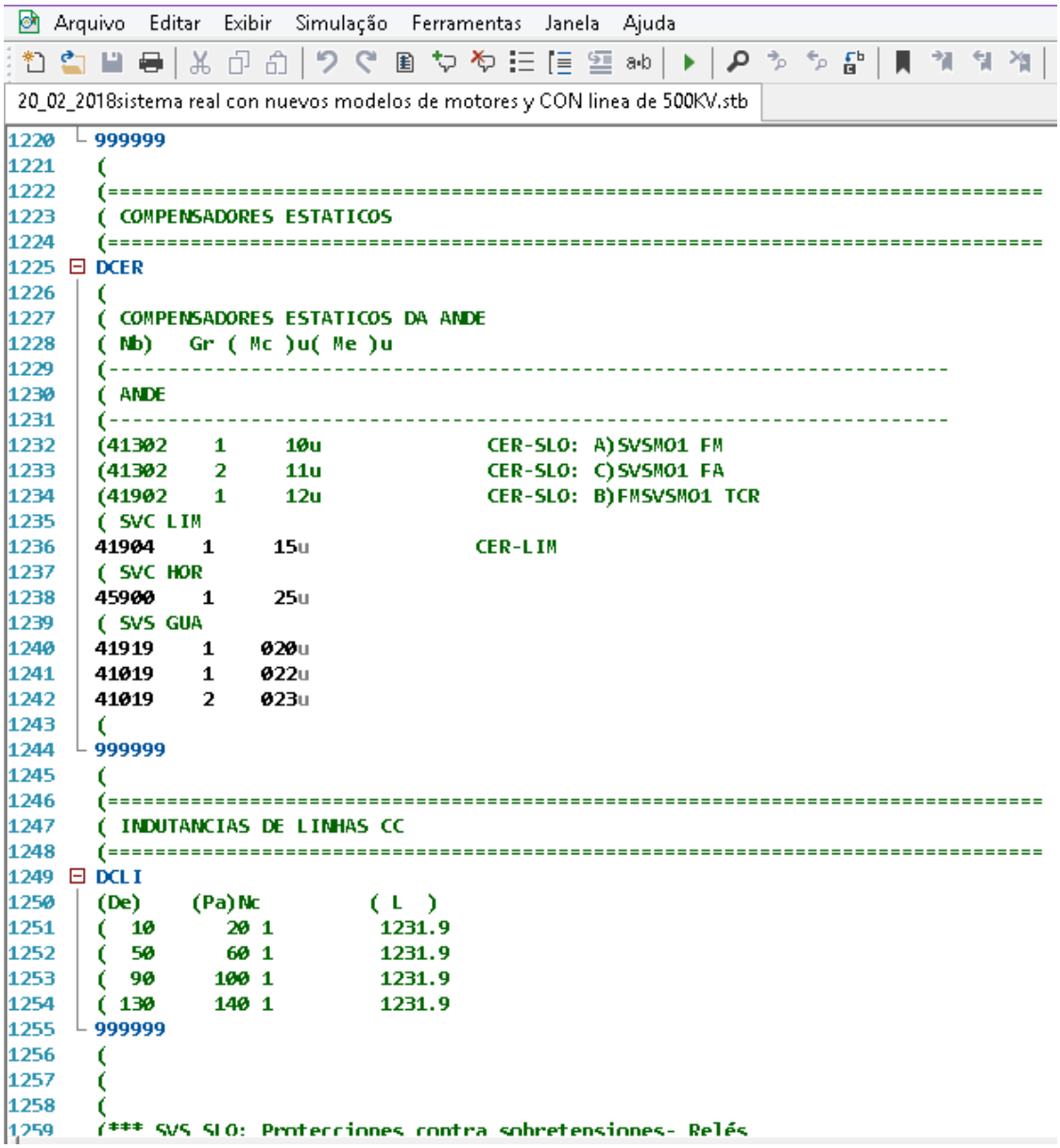


Ilustración 2 ANATEM, DATOS DE LAS MAQUINAS.

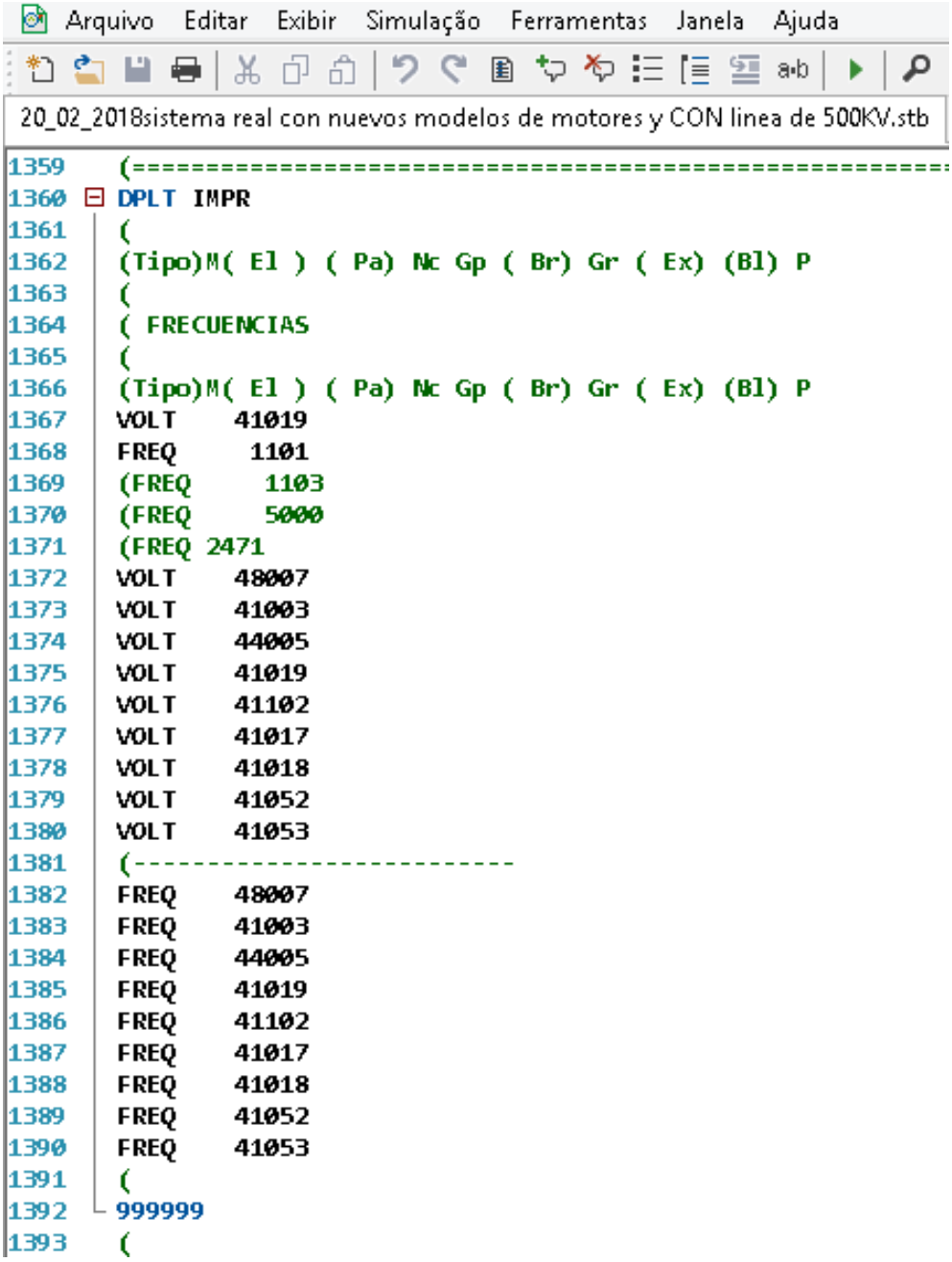
B.2. DMAQ.


Arquivo Editar Exibir Simulação Ferramentas Janela Ajuda
20_02_2018sistema real con nuevos modelos de motores y CON linea de 500KV.stb
(ITAIPU 50 Hz E 60Hz ( )
(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)
1100 10 10 900 900u 940u 1100
(1100 10 10 900 900u 940u 970u 1100
(40900 10 2 900 9910u 944u 40900
(1107 10 100 100 9 901 901u 941u 971u 1107 ITAIPU60-9GR
ANDE
ACARAY
(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)
42701 10 1 8401 4401u 5401u 42701
42702 10 1 8402 4402u 5402u 42702
(42703 10 1 8403 4403u 5403u 42703
42704 10 1 8404 4404u 5404u 42704
YAC
(Nb) Gr (P) (Q) Und (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nbc)
(5671 10 01 5671 7341u 9341u 8341u 5000
(5672 10 01 5672 7342u 9342u 8342u 5000
(5673 10 01 5673 7343u 9343u 8343u 5000
(5674 10 01 5674 7344u 9344u 8344u 5000
(5675 10 01 5675 7345u 9345u 8345u 5000
(5676 10 01 5676 7346u 9346u 8346u 5000
(5677 10 01 5677 7347u 9347u 8347u 5000
(5678 10 01 5678 7348u 9348u 8348u 5000
(5679 10 01 5679 7349u 9349u 8349u 5000
(5680 10 01 5680 7350u 9350u 8350u 5000
((5681 10 01 5681 7351u 9351u 8351u 5000

B.3. DCER, COMPENSADORES ESTATICOS.

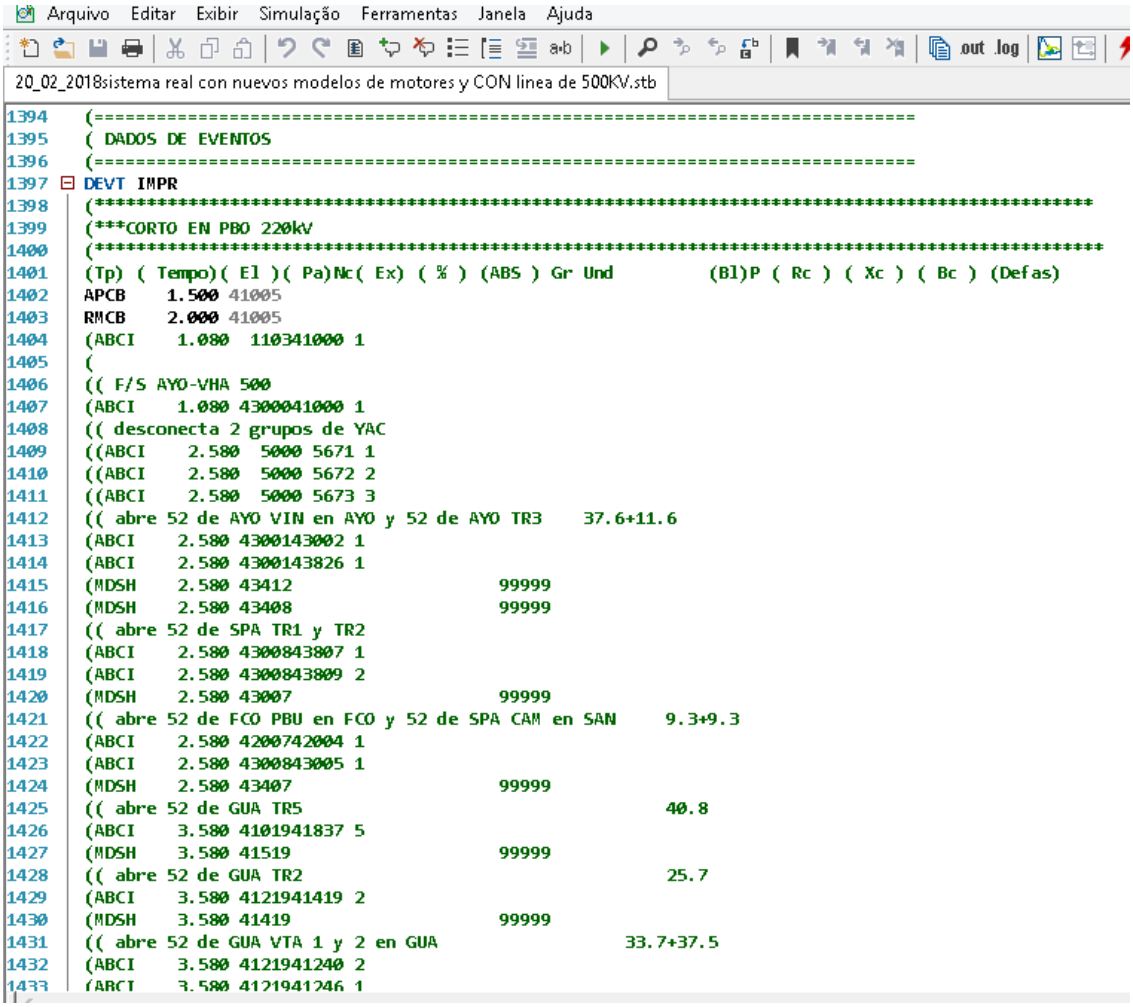


B.4. DPLT, VALORES REQUERIDOS

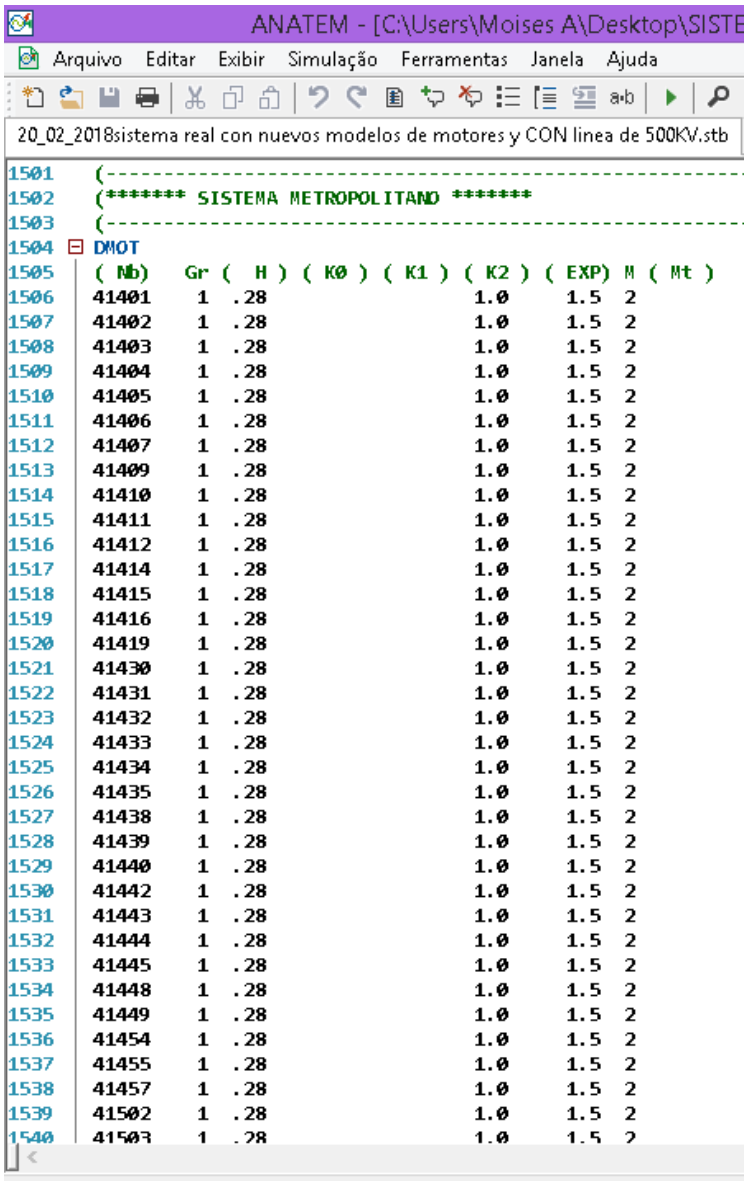



```
1359    (=========================================================
1360  - DPLT IMPR
1361    (
1362    (Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
1363    (
1364    ( FRECUENCIAS
1365    (
1366    (Tipo)M( El ) ( Pa) Nc Gp ( Br) Gr ( Ex) (Bl) P
1367    VOLT    41019
1368    FREQ     1101
1369    (FREQ     1103
1370    (FREQ     5000
1371    (FREQ 2471
1372    VOLT    48007
1373    VOLT    41003
1374    VOLT    44005
1375    VOLT    41019
1376    VOLT    41102
1377    VOLT    41017
1378    VOLT    41018
1379    VOLT    41052
1380    VOLT    41053
1381    (-------------------------
1382    FREQ    48007
1383    FREQ    41003
1384    FREQ    44005
1385    FREQ    41019
1386    FREQ    41102
1387    FREQ    41017
1388    FREQ    41018
1389    FREQ    41052
1390    FREQ    41053
1391    (
1392    999999
1393    (
```

B.5. DEVT, CORTO EN PBO 220KV.

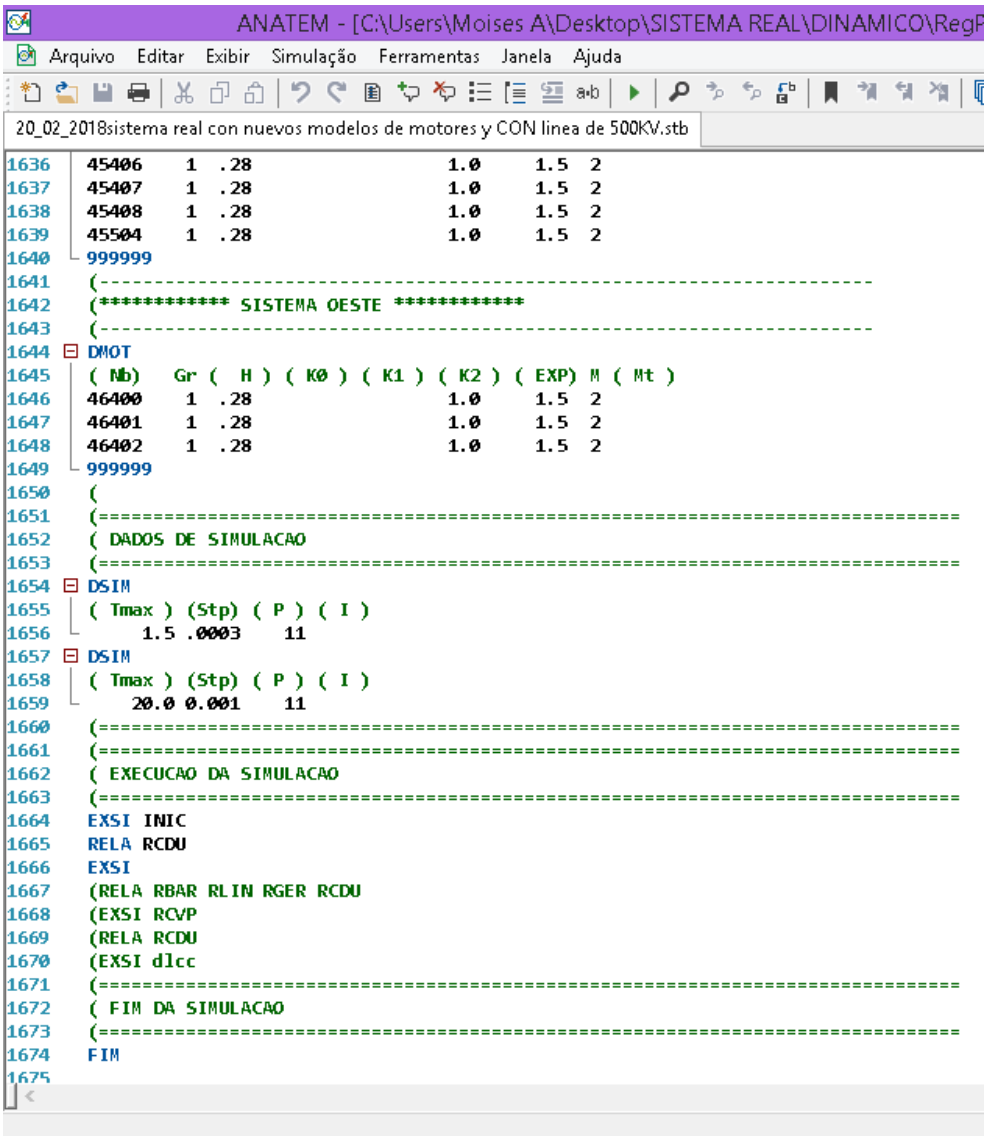


B.6. DMOT, INCLUSION DE MOTORES.




```
1501   (------------------------------------------------------------
1502   (******* SISTEMA METROPOLITANO *******
1503   (------------------------------------------------------------
1504   DMOT
1505   ( Nb)   Gr (  H ) ( K0 ) ( K1 ) ( K2 ) ( EXP) M ( Mt )
1506   41401    1  .28                 1.0     1.5  2
1507   41402    1  .28                 1.0     1.5  2
1508   41403    1  .28                 1.0     1.5  2
1509   41404    1  .28                 1.0     1.5  2
1510   41405    1  .28                 1.0     1.5  2
1511   41406    1  .28                 1.0     1.5  2
1512   41407    1  .28                 1.0     1.5  2
1513   41409    1  .28                 1.0     1.5  2
1514   41410    1  .28                 1.0     1.5  2
1515   41411    1  .28                 1.0     1.5  2
1516   41412    1  .28                 1.0     1.5  2
1517   41414    1  .28                 1.0     1.5  2
1518   41415    1  .28                 1.0     1.5  2
1519   41416    1  .28                 1.0     1.5  2
1520   41419    1  .28                 1.0     1.5  2
1521   41430    1  .28                 1.0     1.5  2
1522   41431    1  .28                 1.0     1.5  2
1523   41432    1  .28                 1.0     1.5  2
1524   41433    1  .28                 1.0     1.5  2
1525   41434    1  .28                 1.0     1.5  2
1526   41435    1  .28                 1.0     1.5  2
1527   41438    1  .28                 1.0     1.5  2
1528   41439    1  .28                 1.0     1.5  2
1529   41440    1  .28                 1.0     1.5  2
1530   41442    1  .28                 1.0     1.5  2
1531   41443    1  .28                 1.0     1.5  2
1532   41444    1  .28                 1.0     1.5  2
1533   41445    1  .28                 1.0     1.5  2
1534   41448    1  .28                 1.0     1.5  2
1535   41449    1  .28                 1.0     1.5  2
1536   41454    1  .28                 1.0     1.5  2
1537   41455    1  .28                 1.0     1.5  2
1538   41457    1  .28                 1.0     1.5  2
1539   41502    1  .28                 1.0     1.5  2
1540   41503    1  .28                 1.0     1.5  2
```

B.7. DSIM, DATOS DE SIMULACION.



BIBLIOGRAFIA

[1] E. G. Nelson Ramirez, Metodología de gestión de potencia reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, Medellín, Colombia: Trabajo de maestria, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, 2014.

[2] G. P. Andres Gomez, Estudio de sobre tensiones del sistema eléctrico occidental venezolano considerando el fenómeno de retardo de recuperación de la tensión inducida por falla (FIDVR)., Maracaibo: Escuela de Ingeniería, Universidad Rafael Urdaneta, 2014.

[3] J. F. R. MONTE ALEGRE, ANÁLISIS DE COLAPSOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, CIUDAD DE PEREIRA, COLOMBIA: UNUVERSIDAD TECNOLIGICA DE PEREIRA, 2014.

[4] G. Siegert, Alta tensión y sistemas de transmisión., Caracas, Venezuela: Editorial Limusa., 1998.

[5] V. toro, Análisis de impacto dinámico de pequeños medios de generación sobre redes de distribución., Santiago de Chile , 2014.

[6] NORTH AMERICAN ELECTRIC REALIABILITY CORPOTATION, «TECHNICAL REFERENCE DOCUMENT Dynamic Load Modeling,» ATLANTA, EE.UU, 2016.

[7] H. CHEN, «Cascaded Stalling of Induction Motors in Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR),» UNIVERSITY OF WISCONSIN-MADISON, 2011.

[8] J. W. B. P. Y. Richard Bravo, «WECC Air Conditioner Motor Model,» California, 2011.

[9] P. Kundur, Power System and Control, McGraw-Hill, 1994.

[10] ANDE , «Conclusión sobre análisis de reclamos por aumento de facturación,» 2018.

[11] a. D. J. H. D. Karlsson, «Modeling and Identification of Nonlinear Dynamic Loads in Power Syatems.,» IEEEPES, 2005, p. 93.

[12] Electrobras Cepel, Manual del Usuario ANAREDE, Deprtamento de Redes Eléctricas, 2017.

[13] Electrobras Cepel, ANATEM, Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual de usuario, Departamento de Redes Eléctricas, 2017.

[14] F. P. M. J. C. Machad, «Influence of the Load Models in the Dynamic Voltage Stability,» Department of Electrical Engineering, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coímbra, Portugal, 2010.

[15] R. D. J. P. Jorge L. Bolaños, INFLUENCIA DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN EL MODELO DE CARGA ELÉCTRICA CON ALTA INCIDENCIA DE AIRE ACONDICIONADO., Maracaibo: ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA, 2015.

[16] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering. 2da. edición, California: CRC Press, 2008.

[17] «Biblioteca de Ingeniería. Universidad de Sevilla,» [En línea]. Available: http://bibing.us.es. [Último acceso: 14 Noviembre 2014].

[19] J. W. M. A. y. B. J. T. d. H. W. &. C. INC, «Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de la Plata,» [En línea]. Available: http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-gro/compact1.html. [Último acceso: 6 Enero 2015].

[20] Coidea S.A., «Coidea,» [En línea]. Available: http://www.coideasa.com/preformados_para_lineas_de_transmision.html. [Último acceso: 8 Enero 2015].

[21] I. O. J. Grosso, «Facultad de ingenieria-Universidad nacional de la plata,» [En línea]. Available: http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-gro/compacta.htm. [Último acceso: 23 Marzo 2015].

[22] ANDE, Fuente: Dirección de Distribución. División Regional Centro. Dpto.de Operación de Distribución Zona Centro, Coronel Oviedo, 2012, 2014.