

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO
IQUITOS**

Elaborado por:

Br. Miguel Ángel Huamán Maqqe

Br. Eloy Coa Gallegos

Asesor:

Ing. Manuel Lau Pacheco

Cusco – Perú

2019

DEDICATORIA

*Con Cariño para Gregoria, Máximo
y Mariluz, Uds. son la raíz,
inspiración y motivación de mi
realización personal y profesional.*

Atte.: Eloy

*A mis padres Sabino y Tania, que
siempre me han apoyado en este
largo trabajo y que hicieron
posible la realización y
culminación de esta tesis.*

Miguel A. Huaman Maqqe

*“No cualquiera estudia Ing. Eléctrica”
Frase popular*

AGRADECIMIENTO

A la paciencia, al amor, dedicación y preocupación de nuestros padres que son los primeros impulsores para nuestra realización como profesionales, gracias por sus largas compañías durante noches agotadoras de estudio, pues sin ellos habría sido difícil llegar a este punto donde culmina nuestra vida como estudiante en nuestra alma mater, nuestra querida carrera profesional de Ingeniería Eléctrica, gracias a nuestros queridos docentes universitarios, pues mil gracias a ellos por su dedicada orientación y paciencia durante nuestros años de estudio en la que nos han inculcado los conocimientos necesarios para poder desempeñarnos como profesionales en ingeniería eléctrica.

Gracias al Ingeniero Manuel Lau, como asesor, por su dedicada orientación y consejos para la realización de la presente tesis.

Gracias al ingeniero Vladimiro Canal por ese apoyo gratificante e impulsándonos a seguir siempre adelante en nuestra vida profesional.

Gracias al ingeniero Carlos Menéndez por su apoyo desinteresado y sus consejos que fueron de aporte muy valioso en esta etapa profesional.

Gracias al ingeniero Edgar Gómez, ingeniero Jaime Quispe, ingeniero Goolver Tejada y todo el personal de Electro Oriente, quienes fueron guías, compañeros y amigos que aportaron en nuestra formación como profesionales

Por ultimo gracias a todas las personas que estuvieron siempre acompañándonos y brindando su apoyo incondicional: Nuestras familias, amigos y personas que siempre nos dieron su aliento incondicional en todo momento.

RESUMEN EJECUTIVO

El sistema eléctrico aislado Iquitos es uno de los más grandes y antiguos que existen, debido a las características de la zona en la que se encuentra se hizo imposible la interconexión con el SEIN, lo que obligó a que la empresa concesionaria ELECTRO ORIENTE, tenga como base de generación del sistema, exclusivamente grupos térmicos.

El crecimiento de la demanda de energía en la zona, ocasiona que el sistema eléctrico no sea capaz de abastecer la demanda, operando con un margen de reserva casi nulo y racionando el servicio eléctrico, generando además problemas de estabilidad de tensión lo que a su vez genera interrupciones del servicio y baja calidad del producto.

En el presente trabajo se exponen las diferentes clasificaciones del problema de estabilidad de sistemas de potencia para luego definir y limitar el problema de estabilidad de tensión. Se definen los conceptos de inestabilidad de tensión, colapso de tensión, y los factores asociados con este fenómeno.

Luego se exponen los diferentes métodos de análisis de estabilidad de tensión. Para este caso, se utilizan los métodos basados en flujos de potencia convencionales como son el análisis de sensibilidad, el análisis modal, y el análisis de las curvas P-V y Q-V, que son los métodos en los que se basa el presente estudio.

Como primer paso para analizar la estabilidad de voltaje, se hace un modelamiento del sistema utilizando la herramienta informática Digsilent en su versión 15.1, se hace un análisis en estado estacionario del sistema, definiendo aquí la cargabilidad de las líneas y los transformadores, así como los perfiles de tensión en las barras, y el margen de reserva, para la demanda media y máxima demanda hasta el año 2019.

Se propone como método para hallar la estabilidad de tensión, el análisis de la sensibilidad y el análisis modal, para definir las zonas más críticas a sufrir inestabilidad de tensión. Una vez

definidas las zonas más críticas, se utiliza en análisis de las curvas P-V para definir el punto más próximo al colapso, de tensión, de los puntos críticos, y se usa el análisis de las curvas Q-V, para definir el grado de compensación reactiva necesaria para mantener los márgenes de tensión dentro de los límites permitidos según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, numeral 5.1.2, referente a las tolerancias y transgresiones de los niveles de tensión, y la cantidad de reactivos que puede entregar la barra analizada antes de volverse inestable.

Finalmente se proponen alternativas de solución al problema de inestabilidad de voltaje, y se analizan estas alternativas, realizando simulaciones en el modelo propuesto para validar los resultados del análisis de estabilidad. Se selecciona la alternativa técnica más adecuada.

ABSTRACT

The isolated electrical system Iquitos is one of the largest and oldest existing, due to the characteristics of the area in which it is impossible to interconnect with the SEIN, which forced the concessionary company “ELECTRO ORIENTE”, has as its base of generation of the system, exclusively thermal groups.

The growth of energy demand in the area, causes the electrical system is not able to supply the demand, operating with a reserve margin almost zero and rationing the electric service, also generating voltage stability problems which in turn generates service interruptions and low product quality.

In the present work the different classifications of the stability problem are exposed, to define and limit the problem of voltage stability object of this study, the concepts of voltage instability, voltage collapse, and the factors associated with this phenomenon are defined.

Then, the different methods of voltage stability analysis are exposed. For this case, the methods based on conventional power flows are used, such as sensitivity analysis, modal analysis, and analysis of the P-V and Q-V curves, which are the methods on which the present study is based.

As a first step to analyze the voltage stability, a modeling of the system is done using the Digsilent tool in version 15.1, a steady-state analysis of the system is done, defining here the chargeability of the lines and the transformers, as well as the profiles of tension in the bars, and the margin of reserve, for the average demand and maximum demand until the year 2019.

It is proposed as a method to find the stability of tension, the analysis of sensitivity and modal analysis, to define the most critical areas to suffer tension instability. Once the

most critical areas have been defined, it is used in analysis of the PV curves to define the point closest to the collapse, of voltage, of the critical points, and the analysis of the QV curves is used to define the degree of reactive compensation necessary to maintain the tension margins within the allowed limits, and the amount of reagents that the analyzed bar can deliver before becoming unstable.

Finally, alternative solutions to the problem of voltage instability are proposed, and these alternatives are analyzed, making simulations in the proposed model to validate the results of the stability analysis. The most technically and economically viable alternative is selected.

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTO	II
RESUMEN	III
ABSTRACT	V
INDICE.....	VII
INDICES DE TABLAS	XII
INDICE DE FIGURAS.....	XIV

INDICE

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	2
GENERALIDADES	2
1.1 Marco Referencial.....	2
1.1.1 Ámbito Geográfico	2
1.1.2 Descripción del Sistema	3
1.2 El Problema.....	7
1.2.1 Planteamiento del Problema	7
1.2.2 Formulación del Problema.....	12
1.2.2.1. Problema general	12
1.2.2.2. Problemas específicos.....	12
1.3 Objetivos de la Investigación.....	12
1.3.1 Objetivo General.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos	12
1.3.3 Justificación del Estudio	13
1.4 Antecedentes del problema	14
1.5 Alcances y Limitaciones de la Investigación.....	15
1.5.1 Alcances de la Investigación	16
1.5.2 Limitaciones de la Investigación	16
1.6 Hipótesis	17
1.6.1 Hipótesis General.....	17
1.6.2 Hipótesis Específicas	17
1.7 Variables e Indicadores.....	18

1.8 Metodología	18
1.8.1 Diseño de Investigación.....	18
1.9 Población y muestra.....	19
1.9.1 Técnicas de recolección de datos.....	19
1.9.2 Análisis de Datos	20
CAPÍTULO II	22
MARCO TEORICO.....	22
2.1 Fundamento conceptual.....	22
2.2 Fundamentos teóricos sobre estabilidad de sistemas de potencia.....	24
2.3 Clasificación de los tipos de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.....	26
2.3.1 Estabilidad de ángulo de rotor	28
2.3.2 Estabilidad de Pequeña Señal	29
2.3.3 Estabilidad Transitoria.....	29
2.3.4 Estabilidad de Frecuencia	29
2.3.5 Estabilidad de Frecuencia a corto plazo	30
2.3.6 Estabilidad de Frecuencia a Largo Plazo.....	31
2.3.7 Estabilidad de voltaje.....	31
2.3.8 Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios.....	32
2.3.9 Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios	32
2.3.10 Estabilidad de voltaje de corto plazo	33
2.3.11 Estabilidad de voltaje a largo plazo	33
2.3.12 Inestabilidad de voltaje.....	33
2.3.13 Colapso de voltaje.....	34
2.3.14 Factores asociados a la inestabilidad de voltaje.....	35
2.4 Métodos de Estudio de la Estabilidad de Voltaje	36
2.4.1 Métodos analíticos.....	36
2.4.2 Métodos de flujos de potencia convencionales.....	37
2.4.3 Método análisis de sensibilidad	37
2.4.4 Método del Análisis Modal.....	38
2.4.5 Métodos de Flujos progresivos	38
2.5 Técnicas de análisis dinámico.....	38
2.5.1 Monitoreo	38
2.5.2 Flujo de potencia.....	39
2.5.3 Transmisión de potencia reactiva entre dos barras	40

2.5.4	Problema de flujo.....	42
2.5.5	Solución de flujos de potencia por el método Newton Raphson	44
2.5.5.1	Algoritmo de solución de flujos de potencia mediante el método Newton Rapson	46
2.5.6	Análisis de Sensibilidad.....	47
2.5.7	Análisis Modal.....	49
2.5.8	Análisis V-Q.....	56
2.5.9	Análisis P-V.....	59
2.5.10	Curvas P V.....	61
CAPITULO III DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA		67
3.1	Equipamiento del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos	67
3.1.1	Grupos Electrógenos.....	67
3.1.2	Equipamiento del sistema de transmisión.....	81
3.1.3	Subestación elevadora Iquitos 60 k V.....	81
3.1.4	Subestación Santa Rosa 60/10 kV	85
3.1.5	Línea de Transmisión 60 KV.....	88
3.1.6	Características de la Carga.....	90
3.2	Análisis de Flujo de Potencia.....	92
3.2.1	Criterios de Desempeño.....	92
3.2.2	Herramienta Computacional.....	93
3.2.3	Metodología.....	93
3.3	Diagnóstico de Operación del Sistema Eléctrico De Iquitos	94
3.3.1	Simulación de Flujo de Potencia en Estado Estacionario actual del sistema.....	94
3.4	Conclusiones del capítulo.	114
3.4.1	Cargabilidad línea de transmisión escenario actual	114
CAPITULO IV ANALISIS DE ESTABILIDAD DE TENSION.....		115
4.1	Metodología para el análisis de estabilidad de tensión	115
4.2	Análisis de sensibilidad y análisis modal.....	117
4.2.1	Aplicación en Digsilent	118
4.2.2	Sensibilidades en las barras y factores de participación	119
4.2.3	Factores de participación de las ramas.	124
4.2.4	Resumen de los resultados.....	126
4.3	Curvas P-V en las barras más sensibles	127
4.3.1	Análisis de curvas P-V Barra Santa Rosa A.....	129
4.3.2	Análisis de curvas P-V Barra Santa Rosa B.....	130

4.3.3 Barra Santa Rosa 60 KV.....	131
4.3.4 Comparación de curvas PV	131
4.4 Conclusiones del captiulo	133
CAPITULO V PROPUESTAS DE SOLUCION Y SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.....	
5.1 Alternativa 1: Aplicación de dispositivos de compensación reactiva.....	136
5.1.1 Análisis de sensibilidad.	139
5.1.2 Curvas PV con compensación reactiva.....	141
5.1.3 Flujos de potencia con inclusión de compensación reactiva – máxima demanda	144
5.1.3.1 Flujo de potencia en generadores.....	144
5.1.3.2 Flujo de potencia en Transformadores.....	145
5.1.3.3 Flujo de potencia en la línea de transmisión.....	147
5.1.3.4 Perfiles de Tensión en barra.....	147
5.1.4 Ventajas de la aplicación de compensación reactiva.	149
5.1.5 Desventajas de la aplicación de compensación reactiva.....	149
5.2 Alternativa 2: Reforzamiento de línea de 60KV.....	150
5.2.1 Análisis de sensibilidad.	152
5.2.2 Curvas PV con reforzamiento de línea.	153
5.2.3 Flujos de potencia con reforzamiento de la línea de transmisión en máxima demanda	156
5.2.3.1 Flujo de Potencia de Generadores	156
5.2.3.2 Flujo de potencia de transformadores	157
5.2.3.3 Flujo de potencias en líneas de transmisión.....	158
5.2.3.4 Perfiles de tensión.....	159
5.2.4 Ventajas del reforzamiento de la línea.....	160
5.2.5 Desventajas del reforzamiento de la línea.	160
5.2.6 Analisis económico VAN y TIR.....	166
5.2.6.1 Valor Actual Neto.....	166
Tasa Interna de Retorno	168
5.2.6.2 Viabilidad económica de la alternativa 2: Reforzamiento de la línea de transmisión de 60 KV	169
5.2.6.3 Tasa Interna de Retorno	¡Error! Marcador no definido.
5.2.6.4 Conclusiones.....	¡Error! Marcador no definido.
5.3 Comparacion y selección de la mejor alternativa	161
5.3.1 Comparación de sensibilidades.....	161

5.3.2 Comparación de curvas PV.....	163
5.3.3 Comparación de los valores de tensión.....	164
5.4 Conclusión del capítulo: Selección de la mejor alternativa técnica	171
CONCLUSIONES	172
RECOMENDACIONES	174
SIMBOLOS Y ABREVIATURAS	¡Error! Marcador no definido.
BIBLIOGRAFÍA.....	177

INDICES DE TABLAS

Tabla 1 Características de Generación del Sistema Aislado Iquitos	6
Tabla 2 Margen de Reserva de Energía para el Año 2016	9
Tabla 3 Proyección de Demanda de los Sistemas San Martín, Amazonas-Cajamarca e Iquitos	10
Tabla 4 Variables e Indicadores de la investigación	18
Tabla 5 Matriz De Consistencia Del Estudio Del Sistema Aislado de Iquitos.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Tabla 6 Resumen de los Métodos de Análisis de Estabilidad	39
Tabla 7 Características de Generadores de la Central Térmica de Iquitos.....	69
Tabla 8 Equipamiento de la subestación elevadora de Iquitos.....	83
Tabla 9 Características de equipo de patio de la subestación reductora de Santa Rosa	86
Tabla 10 Características de la línea de transmisión.....	88
Tabla 11 Demandas de los Alimentadores de la Ciudad de Iquitos.	91
Tabla 12. Resultados de perfiles de tensión en barra - escenario de mínima demanda.....	95
Tabla 13 Resultados de flujo de potencia de generadores en escenario de mínima demanda	97
Tabla 14 Resultados de flujo de potencia de transformadores en escenario de mínima demanda.....	98
Tabla 15 Flujo de potencia en línea de transmisión	99
Tabla 16 Perfiles de tensión en barra - escenario de media demanda	101
Tabla 17 Flujo de potencia en generadores, escenario de media demanda	103
Tabla 18 Flujo de potencia en transformadores de potencia – escenario media demanda.	105
Tabla 19 Flujo de potencia en línea de transmisión – escenario media demanda.....	106
Tabla 20 Flujo de potencia en generadores – escenario de máxima demanda	110
Tabla 21 Flujo de potencia en transformadores de potencia – escenario máxima demanda	111
Tabla 22 Flujo de potencia en línea de transmisión – escenario de máxima demanda	112
Tabla 23 Eigen valores más críticos en el sistema aislado Iquitos.....	119
Tabla 24 Sensibilidad y factores de participación para demanda media.....	120
Tabla 25 Sensibilidad y factores de participación para máxima demanda.....	121
Tabla 26 Resultados del análisis modal, factores de participación de las ramas.....	125
Tabla 27. Demanda en diferentes escenarios para un día típico.....	128
Tabla 28 Demanda en diferentes escenarios para un día típico.....	132
Tabla 29 Comparación de sensibilidades en el escenario actual y con la inserción de bancos de condensadores.....	140
Tabla 30 Comparación de resultados de curvas PV con compensación y sin compensación	143
Tabla 31 Flujo de potencia en generadores	144
Tabla 32 Flujo de potencia en transformadores.....	146
Tabla 33 Flujo de potencia en línea de transmisión	147
Tabla 34 Perfiles de tensión en barras del sistema eléctrico Iquitos	148
Tabla 35 Características de la línea de transmisión.....	150

Tabla 36 Comparación de sensibilidades en el escenario actual y con la inserción de bancos de condensadores.....	152
Tabla 37 Comparación de los resultados de las curvas PV con reforzamiento de la línea.	155
Tabla 38 Flujo de Potencia de Generadores	156
Tabla 39 Flujo de potencia en Transformadores	157
Tabla 40 Flujo de potencia en líneas de transmisión.....	158
Tabla 41 Perfiles de tensión en barra	159
Tabla 42 Cuadro de precios para la instalación de bancos de condensadores.....	166
Tabla 43 Cuadro de precios para reforzamiento de la línea de transmisión.....	169
Tabla 44 Comparación de alternativas	170
Tabla 45 Comparación de sensibilidades en los tres escenarios	161
Tabla 46 Comparación de los límites de estabilidad de tensión.....	163
Tabla 47 Comparación de Propuestas en Operación Actual	165

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación Geográfica del Sistema Eléctrico aislado Iquitos.....	2
Figura 2: Zonas de influencia de sistema aislado Iquitos.....	4
Figura 3: Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Iquitos.....	5
Figura 4: Registro de tensión en horas punta en la barra Santa Rosa.....	8
Figura 5: Evento salida de Generador de la Central Térmica de Iquitos.....	9
Figura 6: Resumen de la clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos	27
Figura 7: Flujo te potencia entre dos barras	40
Figura 8: Potencia activa y reactiva en función a δ	41
Figura 9: Potencias generadas y calculadas, en una barra i.....	43
Figura 10 : Algoritmo de solución de flujos de potencia mediante el método Newton Rapson.	46
Figura 11 : Generador de potencia reactiva conectada una barra.....	57
Figura 12 : Curvas Q-V.....	58
Figura 13 : Carga conectada a una barra infinita.....	59
Figura 14 : Representación Circuital de una carga conectada a una barra infinita.	60
Figura 15: Parábola en el plano PQ.....	63
Figura 16 : Curvas Superficie en el plano P-Q-V	64
Figura 17 : Curvas P-V	65
Figura 18 : Límites de estabilidad en Curvas PV.....	66
Figura 19 : Grupos de generación térmica de la central térmica de Iquitos	68
Figura 20: Sistemas auxiliares del grupo generador	70
Figura 21: Depuradores de Combustible.....	71
Figura 22: Depuradores de aceite de lubricación.	71
Figura 23: Sistemas de lubricación de grupos generadores.....	72
Figura 24: Torres de refrigeración para sistema de enfriamiento de grupos electrógenos.....	72
Figura 25: Sistemas de refrigeración de grupos generadores.....	73
Figura 26 : Turbocompresores, para admisión de aire a los grupos de generación.....	73
Figura 27 : Aire de sobre alimentación a grupos de generación	74
Figura 28 : Calderos de Vapor	74
Figura 29: Sistema de generación de vapor.....	75
Figura 30 : Sistemas de abastecimiento de combustible a grupos electrógenos	76
Figura 31: chimeneas de gases de escape de grupos electrógenos.....	76
Figura 32: Sistema de gases de escape de grupos de generación.....	77
Figura 33: Sistema de refrigeración mixta	77
Figura 34 : Sistema de depuración de combustible para grupos de generación.....	79
Figura 35: Equipamiento de subestación Iquitos	82
Figura 36 : Equipamiento de subestación Santa Rosa.....	85
Figura 37 : Recorrido de la línea de transmisión en 60 KV, Iquitos – Santa Rosa.	89
Figura 38 : Diagrama de Carga de un día típico de demanda año 2016.....	90
Figura 39 : Perfiles de tensión en barra escenario de mínima demanda Fuente: Elaboración propia.	96
Figura 40 : comparación de cargabilidad entre generadores – escenario mínima demanda	97
Figura 41 : Comparación de cargabilidad entre generadores – escenario mínima demanda	99
Figura 42 : Simulación del sistema eléctrico aislado de Iquitos en el programa Digsilent.....	100
Figura 43 : Perfiles de tensión en barra en la zona sur de Iquitos - escenario de media demanda.	102

Figura 44 : Perfiles de tensión en barra en la zona norte de Iquitos – escenario de media demanda	102
Figura 45: Cargabilidad de generadores – escenario de media demanda	104
Figura 46 : Cargabilidad de generadores – escenario de media demanda	105
Figura 47: Simulación del sistema eléctrico aislado Iquitos en Digsilent	107
Figura 48 : Perfiles de tensión en barra en la zona sur de Iquitos - máxima demanda	108
Figura 49 : Perfiles de tensión en barra en la zona sur de Iquitos - máxima demanda	109
Figura 50: Cargabilidad de generadores – escenario de media demanda	110
Figura 51: Cargabilidad de generadores – escenario de media demanda	112
Figura 52: Cargabilidad de generadores – escenario de máxima demanda	113
Figura 53: Metodología usada para el análisis de la estabilidad de tensión.	117
Figura 54: Modulo comVstab de digsilent	118
Figura 55: Factores de participación de las barras.	122
Figura 56: Barras más sensibles a los cambios en la potencia reactiva	123
Figura 57: Barras más sensibles a los cambios en la potencia reactiva	124
Figura 58: Resultados comparativos de los factores de participación de las ramas.	126
Figura 59: Script para curvas PV en Digsilent	128
Figura 60: Curva PV para la barra Santa Rosa A con máxima demanda.	129
Figura 61: Curva PV para la barra Santa Rosa B con máxima demanda.	130
Figura 62: Curva PV para la barra Santa Rosa 60KV con demanda máxima.	131
Figura 63 : Curvas PV para las barras Santa Rosa A, Santa Rosa B y Santa Rosa 60 KV en máxima demanda.	132
Figura 64 : Curvas PV para las barras Santa Rosa A, Santa Rosa B y Santa Rosa 60 KV en máxima demanda.	133
Figura 65: Curva PV en barra Santa Rosa B, se muestra la compensación reactiva necesaria	136
Figura 66: Curva QV en barra Santa Rosa B, se muestra la compensación reactiva necesaria	137
Figura 67: Curva QV en la barra Santa Rosa A, se muestra la compensación reactiva necesaria	137
Figura 68: Inserción de dispositivos de compensación reactiva en las barras Santa Rosa A y B.	139
Figura 69: Curva QV en la barra Santa Rosa A, se muestra la compensación reactiva necesaria	141
Figura 70: Curvas PV luego de la inserción de los dispositivos de compensación reactiva en la barra Santa Rosa A.	142
Figura 71: Curvas PV luego de la inserción de los dispositivos de compensación reactiva en la barra Santa Rosa B.	142
Figura 72: Curva PV de la barra Santa Rosa 60 KV luego del ingreso de los dispositivos de compensación reactiva	143
Figura 73: Cargabilidad de los generadores luego de la inserción de los bancos capacitivos	145
Figura 74: Cargabilidad de los transformadores luego de la inserción de los dispositivos de compensación	146
Figura 75 : Perfiles de tensión de las barras luego de la inserción de los dispositivos de compensación.	148
Figura 76 : Simulación con en Digsilent con la reforzamiento de línea de transmisión.	151
Figura 77: Análisis de Sensibilidades en los escenarios actual y con el reforzamiento de la línea de transmisión en 60 KV.	153
Figura 78: Curvas PV luego de la inserción de los dispositivos de compensación reactiva en la barra Santa Rosa A.	154
Figura 79: Curvas PV luego de la inserción de los dispositivos de compensación reactiva en la barra Santa Rosa B.	154

Figura 80: Curvas PV en la barra Santa Rosa 60 KV, luego de la inserción de elementos de compensación reactiva	155
Figura 81: Cargabilidad de la línea luego del reforzamiento de la línea.....	157
Figura 82: Cargabilidad de los transformadores luego del reforzamiento de la línea.	158
Figura 83: Perfiles de tensión en las barras luego del reforzamiento de la línea.	159
Figura 84: Cargabilidad de Transformadores luego del reforzamiento de línea.	162
Figura 85: Límites de estabilidad en las barras de la subestación Santa Rosa en escenarios actual y alternativas de solución propuestas.	163
Figura 86 : Comparación de propuestas de solución usando perfiles de tensión en barra	165

INTRODUCCIÓN

El presente estudio de investigación abarca el tema de la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico aislado Iquitos.

La estabilidad de tensión es un fenómeno poco estudiado en los sistemas eléctricos nacionales y es un tema especialmente relevante en sistemas eléctricos aislados, ya que está fuertemente relacionado a la cantidad de potencia reactiva que puede ser suministrada y transportada en un sistema. El sistema eléctrico estudiado presenta problemas relacionados con el margen de reserva de energía, el crecimiento de la demanda y el transporte a los centros de carga.

Para este estudio se modelaron los componentes del sistema adecuándolos para un fácil análisis de la estabilidad de tensión, estos modelos se simulan y se analizan con la ayuda del programa Digsilent 15.1, este modelo facilita el análisis en diversos escenarios, y además cuenta con módulos especialmente creados para el análisis de la estabilidad de la tensión.

Para el modelamiento de los equipos se cuenta con datos históricos de las variables utilizadas y los datos de placa de los equipos, todos estos proporcionados por la empresa concesionaria **ELECTROORIENTE**.

En este trabajo se hace un análisis y diagnóstico de la estabilidad de tensión del sistema eléctrico Iquitos y se analizan posibles medidas de control con lo que se prevengan colapsos de tensión que es el peor escenario y se mejore el desempeño del sistema ergo la calidad de la energía y las utilidades de la empresa concesionaria.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Marco Referencial

1.1.1 Ámbito Geográfico

La investigación se desarrolla en el sistema eléctrico de Iquitos que se encuentra ubicado en el departamento de Loreto como se ve en la figura 1 y abastece de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos. Es uno de los sistemas aislados más grandes y antiguos que existen.

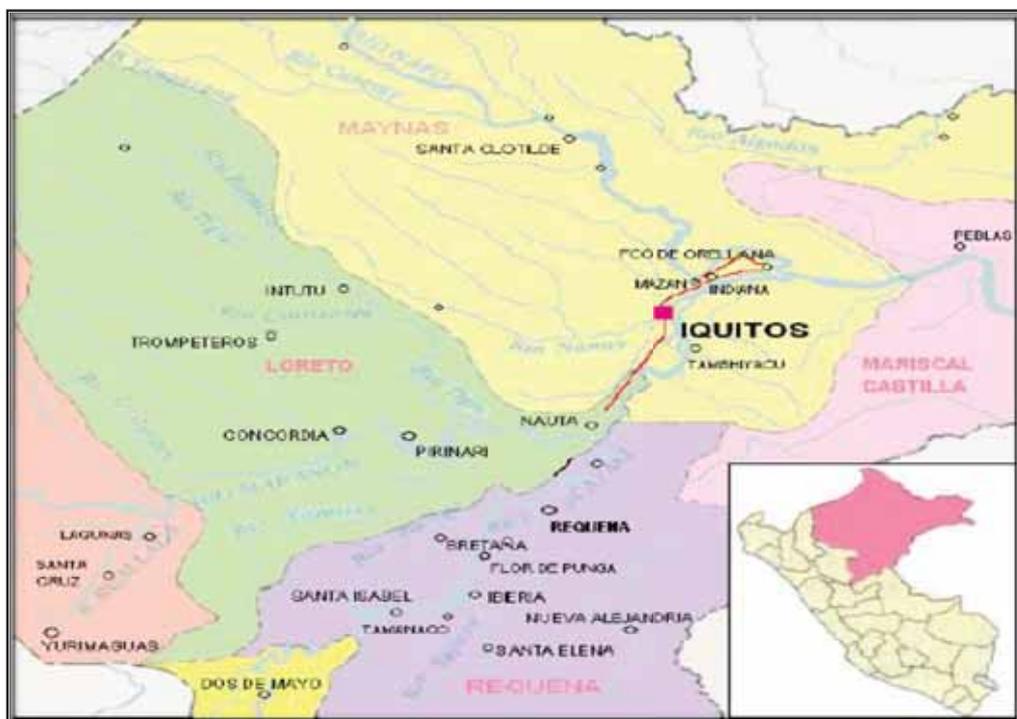


Figura 1: Ubicación Geográfica del Sistema Eléctrico aislado Iquitos.
Fuente: Plan referencial de Electricidad (2006-2011).

1.1.2 Descripción resumida del Sistema

El sistema eléctrico aislado Iquitos cuenta con una central térmica donde se concentran los grupos generadores, cuenta 07 grupos electrógenos Wartsila de potencia nominal 8 MW y dos grupos CatMak 7MW y 10 grupos de emergencia de 1MW cada uno. La central térmica se encuentra ubicada en la zona norte de la ciudad de Iquitos como se puede ver en la figura 2.

De esta central térmica salen 9 alimentadores que se encargan de proveer energía a la zona norte de la ciudad, también aquí se ubica la subestación elevadora Iquitos de 10.5/60KV que a través de una línea de transmisión de 5,5 km en 60KV se interconecta con la subestación reductora Santa Rosa 60/10.5 KV de donde salen 6 los alimentadores que se encargan de proveer energía a la zona sur de la ciudad.

En El sistema de transmisión está conformado por las subestaciones y líneas de transmisión que se muestran en el diagrama unifilar de la figura 3 que son:

- ✓ Línea de transmisión en 60 KV
- ✓ La subestación elevadora Iquitos de 10.5/60 KV
- ✓ La subestación reductora Santa Rosa de 60/10.5 KV

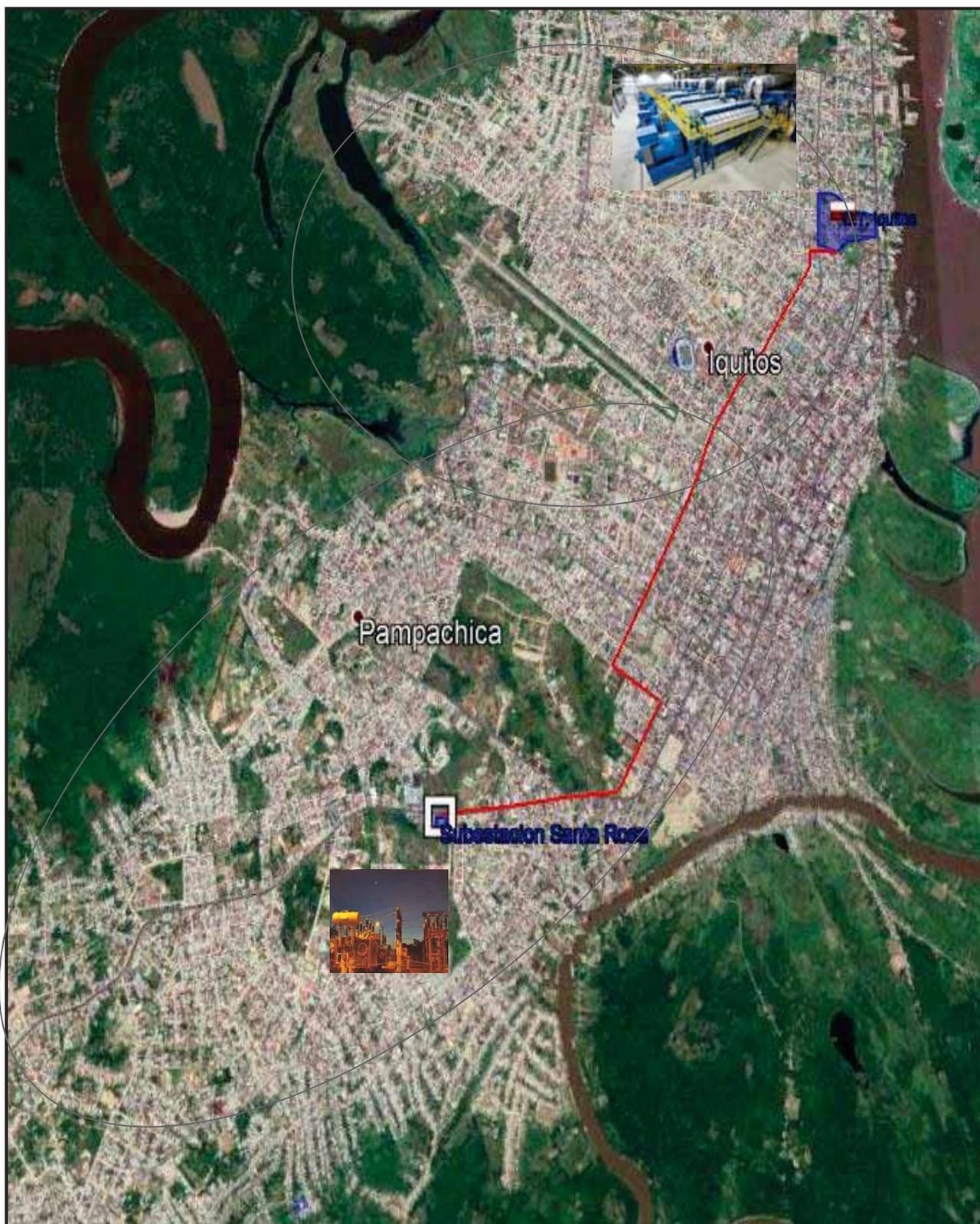


Figura 2: Zonas de influencia de sistema aislado Iquitos.
Fuente: Google Earth

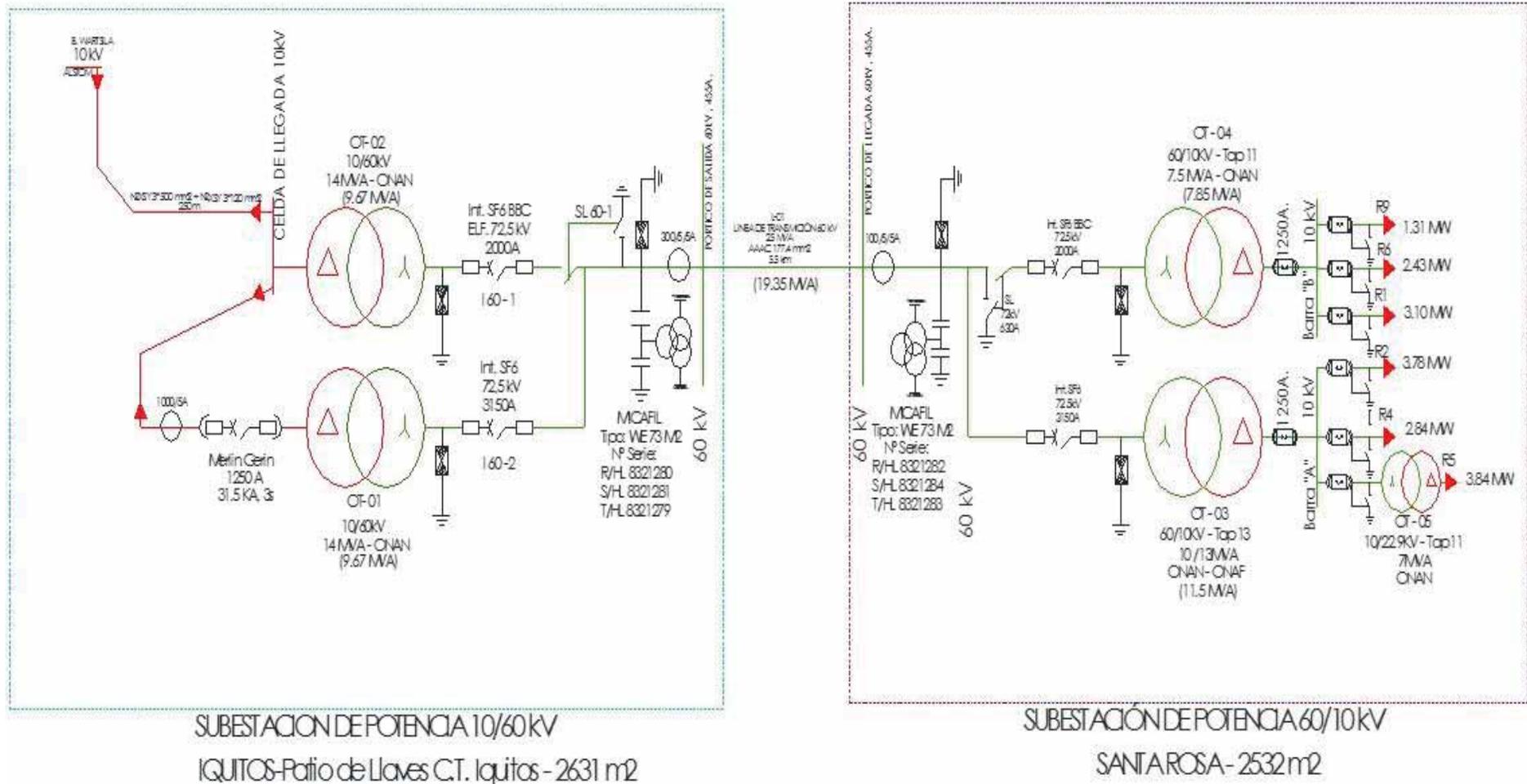


Figura 3: Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Iquitos.

Fuente: Publicación de OSINERGMIN Diagramas Unifilares Sistemas Eléctricos Aislado

Tabla 1
Características de Generación del Sistema Aislado Iquitos

Localidades que abastece	Sector Típico	N° de clientes	Central eléctrica	Grupo generador		Potencia	
				Nombre	Estado	Instalada (KW)	Efectiva (KW)
Iquitos, Punchana, Belén y San Juan	2	79658	C.T. Iquitos	CAT - Mak 1	Inoperativo	7270	0
				CAT - Mak 2	Operativo	7270	7000
				CAT - Mak 5	Mtto	7400	0
				Wartsila 1	Operativo	6400	5500
				Wartsila 2	Operativo	6400	5500
				Wartsila 3	Operativo	6400	5500
				Wartsila 4	Operativo	6400	5500
				Wartsila 5	Operativo	8100	7850
				Wartsila 6	Operativo	8100	7850
				Emd - Gm 1	Operativo	2500	1000
				Emd - Gm 2	Baja	0	0
				Cummins 1	Operativo	2000	1500
				CAT3516B – 4	Operativo	2000	1300
				CAT3516B – 5	Operativo	2000	1300
				CAT3516B – 6	Inoperativo	2000	0
				CAT 3516 – 1	Operativo	2000	1400
				CAT 3516 – 2	Operativo	2000	1400
				CAT 3516 – 3	Operativo	2000	1200
				CAT 3512 – 1	Operativo	1360	1000
				CAT 3512 – 2	Operativo	1360	1000
CAT 3512 – 3	Operativo	1360	1000				
TOTAL						92420	64650
(*) Máxima demanda registrada en noviembre 2014				Máxima demanda (KW)			53476
				Margen de Reserva (%)			21%

Fuente: Estadísticas de Generación Aislada Electro Oriente.

En la Tabla 1 se muestran las características de generación del sistema Iquitos, la máxima demanda de este sistema es de 53,47 MW y su potencia instalada es de 92,42 MW, está conformada principalmente por grupos Diésel de media velocidad que utilizan petróleo residual.

La concesión de este sistema ha sido otorgada a la empresa Electro Oriente S.A. que es una empresa estatal de derecho privado, íntegramente de propiedad del estado.

1.2 El Problema

1.2.1 Planteamiento del Problema

Los problemas de estabilidad de tensión se presentan en sistemas que no cuentan con reserva suficiente de reactivos para atender las demandas de energía como es el caso de los sistemas que operan cerca a sus límites de capacidad, sistemas eléctricos aislados o aquellos en los cuales existe importación de energía a grandes distancias o desde otros sistemas.

La estabilidad de tensión está directamente relacionada con el balance de energía reactiva en el sistema de potencia; cuando existe déficit de reactivos se produce una disminución en la magnitud de la tensión la cual acciona los sistemas de control para restaurarla a un valor normal de operación. Si el déficit de reactivos persiste, el decremento en la magnitud de la tensión continúa hasta transgredir los límites de operación del sistema lo cual acciona los sistemas de protección provocando la salida en cascada de componentes del sistema, lo cual, agrava aún más el déficit y puede llevar al colapso del sistema.

Los sistemas eléctricos aislados se caracterizan por tener un reducido número de generadores conectados además de tener una baja inercia, carecen de sistemas colindantes que les puedan aportar energía. Como se expuso, la estabilidad de tensión está directamente ligada al balance de energía reactiva en el sistema de potencia. Por lo que la estabilidad de tensión es un problema fundamental en sistemas eléctricos aislados.

El sistema eléctrico Iquitos es un sistema aislado alimentado a base de generadores diésel, que presenta problemas de tensión en las barras principales, la tensión llega a estar por debajo de los límites inferiores permitidos en la Norma Técnica

de Calidad de los Servicios Eléctricos (0.95 p.u). como se muestra en la figura 4, el registro de tensión en horas punta en el mes de marzo de 2016 en la barra Santa Rosa estuvo por debajo del límite inferior permitido, llegando al valor de 9.70KV (0.92Pu).

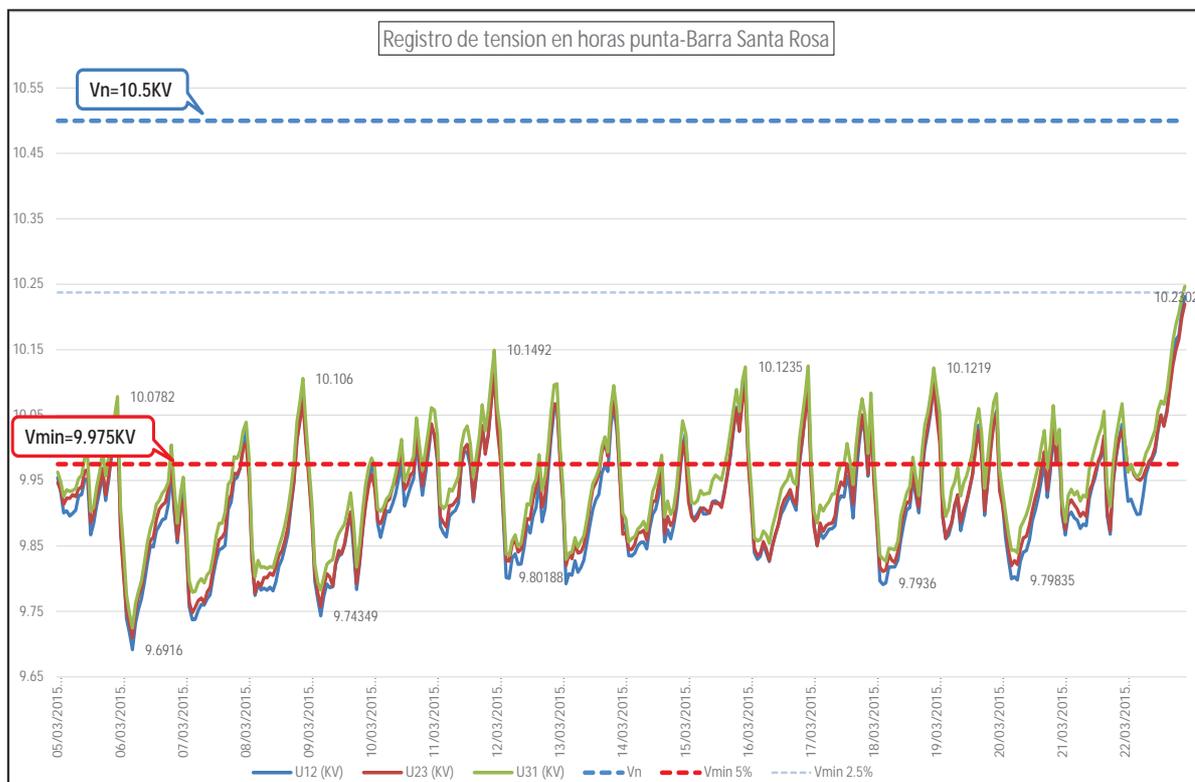


Figura 4: Registro de tensión en horas punta en la barra Santa Rosa.
Fuente: Departamento de generación de Electro Oriente.

El sistema eléctrico Iquitos es muy sensible a eventos como la salida de generadores o conexión de cargas en horas punta, sufriendo caídas de tensión y disminución de frecuencia debiendo desconectarse cargas para evitar el colapso del sistema cada vez que ocurre uno de estos eventos. Como ejemplo se muestra en la figura 5 el evento de la salida de un generador Wartsilla 2 de 5.2MW por falla mecánica. Se tuvo que

desconectar manualmente los alimentadores S-01 S-03, S-04, S-06, para evitar el colapso del sistema.

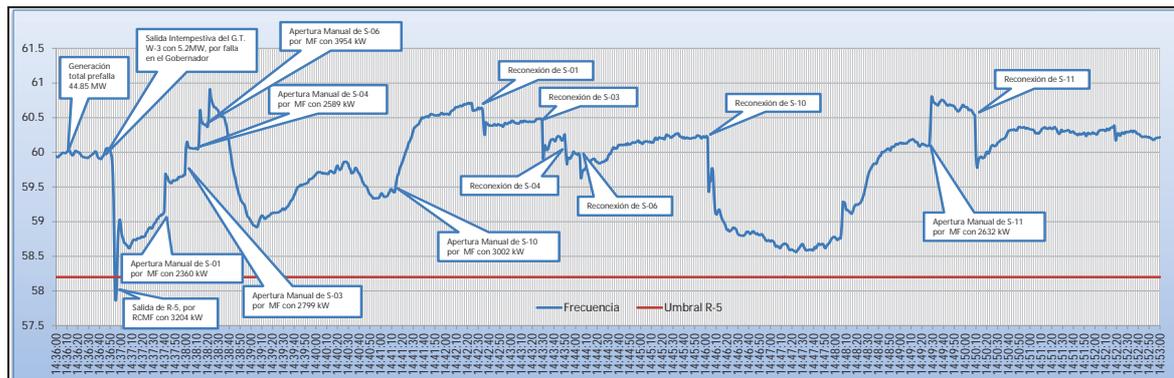


Figura 5: Evento salida de Generador de la Central Térmica de Iquitos
Fuente: Departamento de Generación de Electro Oriente.

El sistema cuenta con poco margen de reserva incluso inferior a lo exigido por OSINERGMIN.

(Osinergmin, 2007) El margen de reserva en generación que garantiza la cobertura de la demanda en los sistemas eléctricos aislados, ha sido determinado mediante Resolución OSINERGMIN N° 0168-2007-OS/CD, según Informe N° 0113-2007-GART de “Determinación de los precios en Barra“. Para el sistema Iquitos el margen es 20%.

Como se puede ver en la tabla 2, el margen de reserva en el año 2016 es inferior a este límite. Es por este motivo que la empresa contrató generación térmica adicional.

Tabla 2
Margen de Reserva de Energía para el Año 2016

CÁLCULO DEL MARGEN DE RESERVA 2016						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
MAXIMA DEMANDA REAL Y PROYECTADA (KW)	47,711	48,630	51,002	51,556	51,090	51,243
POTENCIA EFECTIVA (KW)	60,500	53,500	53,500	53,500	53,500	63,500
POTENCIA GENERADA (KW)	54,800	48,700	48,700	48,700	48,700	58,700
MARGEN DE RESERVA (POT EFECTIVA – MÁXIMA DEMANDA)	26.81%	10.01%	4.9%	3.8%	4.7%	23.9%
MARGEN DE RESERVA (POT EFECTIVA – MÁXIMA DEMANDA)	14.9%	0.1%	-4.5%	-5.5%	-4.7%	14.6%
DEFICIT DE GENERACIÓN (KW)	7,089	70	-2,302	-2,856	-2,390	7,457

Fuente: Departamento de Generación de Electro Oriente.

Como se muestra en la tabla 3, el crecimiento de la demanda de energía en el sistema aislado Iquitos al año 2019 será de aproximadamente 91.08 MW en un escenario optimista, siendo la potencia instalada actual de 64,65 MW, lo que hará que el déficit de energía sea de 26.43 MW, como se dijo este será un factor que incrementara significativamente la inestabilidad del sistema.

Tabla 3
Proyección de Demanda de los Sistemas San Martín, Amazonas-Cajamarca e Iquitos

SISTEMA ELECTRICO	POTENCIA(MW)											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SAN MARTIN	45.84	50.33	55.22	60.53	66.32	72.62	79.49	86.96	95.10	103.97	113.6 1	124.1 2
IQUITOS	53.35	57.61	62.22	67.17	72.50	78.24	84.43	91.08	98.23	105.92	114.1 9	23.06
AMAZONAS- CAJAMARCA	20.38	22.07	23.91	25.88	28.03	30.35	32.88	35.64	38.64	41.91	45.48	49.38

Fuente: Estudio de viabilidad Técnica para la construcción de la LT Moyobamba Iquitos.

A largo plazo entre las alternativas incrementar generación y la interconexión con el sistema interconectado nacional, se optó por la interconexión con SEIN a través de la L.T. Moyobamba-Iquitos, sin embargo la empresa ISOLUX encargada del proyecto no pudo completar el proyecto por la dificultad de la zona por la que pasaría la L.T., declarándose esta empresa en quiebra.

Para la alternativa de incrementar la generación, la empresa GENRENT DEL PERU hizo un estudio de pre-operatividad para una central termina nueva, Sin embargo aún no se tiene fecha para la implementación del proyecto, quedando en espera indefinida la generación adicional.

Toda esta situación afecta significativamente el performance del sistema reduciendo las utilidades de la empresa concesionaria Electro Oriente por el pago de compensaciones, por el deterioro de equipos, además de afectar la calidad de la energía que llega a los usuarios.

Los mencionados problemas se incrementarían con el crecimiento de la demanda pudiendo llegar a colapsos frecuentes en todo el sistema.

Por lo que es fundamental estudiar la estabilidad de tensión en el sistema aislado Iquitos, para prevenir problemas como resultado de la inestabilidad, y proponer medidas que mejoren la estabilidad del sistema y así evitar posibles colapsos y mejorar su performance.

1.2.2 Formulación del Problema

1.2.2.1. Problema general

¿Cómo mejorar la estabilidad de tensión del sistema eléctrico aislado Iquitos?

1.2.2.2. Problemas específicos

- I. ¿Cómo están las condiciones de operación actual del sistema?
- II. ¿Cuáles son los elementos más sensibles a la inestabilidad de tensión y cual el nivel de estabilidad de tensión del sistema eléctrico Iquitos?
- III. ¿Cuál es la medida de control más óptima para mejorar la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico aislado Iquitos?

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Estudiar la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico aislado Iquitos para proponer medidas que mejoren la estabilidad de tensión.

1.3.2 Objetivos Específicos

- I. Diagnosticar las condiciones de operación en estado estacionario, del sistema eléctrico aislado Iquitos
- II. Determinar los elementos más sensibles a la inestabilidad de tensión en el sistema así como el nivel de estabilidad de tensión en el sistema Iquitos.
- III. Analizar y proponer medidas de control para seleccionar la solución técnica más adecuada para mejorar la operación en estado estacionario del sistema eléctrico Iquitos.

1.3.3 Justificación del Estudio

El sistema eléctrico Iquitos es un sistema aislado con poco margen de reserva reactiva alimentado a base de generadores diésel, este sistema presenta problemas en los perfiles de tensión en las barras de carga, estas características ponen en riesgo la estabilidad de tensión en el sistema lo que hace que el sistema sea muy sensible a perturbaciones sufriendo caídas de tensión y variaciones de frecuencia debiendo desconectar cargas para evitar el colapso del sistema cada vez que ocurre uno de estos eventos.

Esta situación afecta significativamente la operación del sistema reduciendo las utilidades de la empresa concesionaria Electro Oriente por el pago de compensaciones y penalidades además de incrementar los gastos de mantenimiento de equipos y reducir su vida útil, afectando también la calidad de la energía que llega a los usuarios. Este escenario ira empeorando con el crecimiento de la demanda.

Las opciones de incrementar generación o realizar la interconexión con el sistema están limitadas por razones técnicas y económicas, por lo que, tomando en cuenta el crecimiento de la demanda, es importante realizar el diagnóstico actual del sistema eléctrico Iquitos para tomar medidas sobre el sistema, y mejorar la estabilidad de tensión.

El presente estudio surge de la necesidad de estudiar la estabilidad de tensión en el sistema aislado Iquitos para identificar los riesgos en la operación del sistema asociados a la inestabilidad de tensión y proponer medidas que puedan mejorar la estabilidad de tensión del sistema, para prevenir colapsos de tensión, y evitar mayores pérdidas por el pago de compensaciones y penalidades de además de mejorar la calidad de la energía que llega a los usuarios del sistema aislado, ya que estos tienen los

mismos derechos de gozar de un servicio continuo y de calidad como los usuarios del sistema interconectado nacional.

Debido a que los estudios de operatividad en el sistema aislado se centran en estudios de flujo de potencia, estabilidad angular y estabilidad transitoria, no se cuentan con estudios de estabilidad de tensión siendo este tema de gran relevancia en sistemas aislados.

El presente trabajo es conveniente para afianzar un mayor conocimiento de este fenómeno en sistemas aislados, además de presentar una metodología combinada del análisis modal, análisis de sensibilidad, y el uso de curvas PV y QV, para el análisis de la estabilidad y proximidad al punto de colapso, el que podría ser utilizado en otros sistemas aislado o áreas del sistema interconectado nacional.

El estudio presentado, es conveniente y necesario en la situación actual del sistema, propone soluciones técnicas viables que pueden ser implementadas a corto plazo.

1.4 Antecedentes del problema

Para el estudio se toma como referencia los siguientes antecedentes:

Esparza, j. V. (2001). Comportamiento de sistemas de potencia ante colpasos de voltaje. Mexico.

El objetivo de esta tesis es identificar alternativas operativas de solución ante colapso de voltaje en sistemas de potencia, en dicha tesis se mencionan problemas ocurridos en distintas partes del mundo debido a este fenómeno, que en algunas ocasiones produjo el colapso total de sistemas operativos, como antecedentes de este problema el autor de esta tesis menciona los siguientes:

- ✓ Nueva york, septiembre de 1970.
- ✓ Florida, diciembre de 1982.

- ✓ Francia, diciembre de 1978, enero de 1987
- ✓ Norte de Bélgica, agosto de 1982.
- ✓ Suecia, diciembre de 1987.
- ✓ Japón, julio de 1987.

Según el autor de esta tesis, estos eventos mencionados que resultaron en apagones de ciudades enteras han sido tópicos de estudio de investigadores y consultores, quienes han analizado el problema desde el punto de vista estático y dinámico, tales estudios e investigaciones están plasmados en libros de autores como P. Kundur y C.W Taylor.

Condori, M. (2009). Análisis de estabilidad de tensión del sistema eléctrico aislado San Martín, para la interconexión al sistema eléctrico interconectado. Cusco.

Esta tesis analiza el comportamiento de los perfiles de tensión, en el sistema eléctrico aislado San Martín, que pertenece al sistema eléctrico peruano, en esta tesis se exponen escenarios que muestran cómo se comporta el sistema aislado San Martín ante diferentes estados de contingencia, además de realizar una evaluación operativa después de la ocurrencia de dichos eventos.

COES SINAC. (2010). Estudio de tensiones de operación y estabilidad del SEIN. LIMA: COES.

En este estudio desarrollado por COES, se realiza el diagnóstico operativo de todo el sistema eléctrico peruano en este estudio se identifican las barras con problemas de tensión y se definen límites operativos en cuanto a perfiles de tensión, de tal forma que se orienta a establecer límites de transporte de las principales líneas de interconexión del sistema eléctrico peruano, particularmente estos límites se refieren a límites de estabilidad permanente.

GENRENT DEL PERU SAC (2014) ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD CENTRAL IQUITOS NUEVA.

En este estudio se realiza el estudio de pre- operatividad para el proyecto operación de la Central de Generación Convencional de Iquitos que tendría una capacidad instalada de 80,5 MW, que operará en forma inicial, como Sistema Aislado, conectado al Sistema de Iquitos existente a través de una línea de transmisión (enlace) en la tensión de 60 kV.

1.5 Alcances y Limitaciones de la Investigación

1.5.1 Alcances de la Investigación

- ✓ El presente estudio de estabilidad de tensión se circunscribe a las instalaciones del sistema eléctrico aislado de Iquitos.
- ✓ Los análisis de estabilidad de tensión contemplan los escenarios de mínima, media y máxima demanda desde los años 2016 al 2021.
- ✓ Las simulaciones para el análisis de estabilidad de tensión se realizaron mediante el uso del software Digsilent versión 15.1.

1.5.2 Limitaciones de la Investigación

Se trabajaran con datos otorgados por la empresa concesionaria siendo relativamente limitado el acceso a la información. La proyección de demanda no será objeto de estudio debido a que los valores de demanda utilizados serán de estudios realizados por la empresa Electro Oriente.

- ✓ Las simulaciones del sistema se realizan en estado estacionario.
- ✓ El presente estudio aportará propuestas y soluciones de carácter técnico basado solamente en simulaciones virtuales.

- ✓ No se realizara un estudio económico de la operación del sistema.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General

El estudio de la estabilidad de tensión en el sistema aislado Iquitos permite seleccionar una alternativa para mejorar la estabilidad de tensión.

1.6.2 Hipótesis Específicas

- I. El diagnóstico de la operación actual en el sistema permite conocer las condiciones de operación actual del sistema.
- II. Estudiar la estabilidad de tensión mediante el análisis de sensibilidad y el análisis modal permite determinar las barras y elementos más sensibles al sufrir inestabilidad de tensión en el sistema y el uso de las curvas PV y QV permite conocer la proximidad al punto de colapso de tensión para determinar el nivel de estabilidad del sistema.
- III. Se proponen medidas para mejorar la estabilidad de tensión en el sistema, se analiza cada uno definiendo las ventajas, desventajas y se selecciona la alternativa técnica más adecuada.

1.7 Variables e Indicadores

Tabla 4
Variables e Indicadores de la investigación

Variables	Dimensión	Definición conceptual	Definición operacional	Indicador	
Dependientes	Estabilidad de tensión	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sensibilidad de las barras 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grado de variación del voltaje en una barra frente a variación en la potencia reactiva 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $\frac{\partial V_k}{\partial Q_k}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ V/MW (voltios/megawatt)
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Proximidad al punto de colapso en las barras. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diferencia entre la potencia a la que la barra colapsa y la carga actual de la barra. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $P_{colapso} - P_{carga}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MW (Megawatt)
Independientes	Sistema eléctrico Iquitos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Topología de la red 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Configuración de la red eléctrica del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelamiento de los parámetros de la red 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Impedancia: Z Ω/km ▪ Admitancia: P.U. Ω/km

Fuente: Elaboración propia.

1.8 Metodología

1.8.1 Diseño de Investigación

El presente trabajo de tesis es un trabajo descriptivo, analítico y propositivo.

a) Descriptivo

Se considera descriptivo porque nos permitirá tener un claro entendimiento del funcionamiento del sistema eléctrico aislado, con lo cual se tiene una visión aproximada de la interacción de los diferentes componentes del sistema que se implican en el análisis de estabilidad de tensión. Se describen

los elementos principales que influyen en la estabilidad de tensión y su funcionamiento dentro de la red eléctrica.

Se utilizan modelos de los diferentes componentes del sistema para simular su comportamiento e interacción en un paquete virtual, para realizar simulaciones de los posibles escenarios críticos,

b) Analítico

Haciendo uso de los modelos y su implementación en un paquete informático, se analizan los diferentes escenarios para diagnosticar la situación actual del sistema eléctrico y los posibles riesgos en la operación en estado estacionario para luego realizar el análisis de la estabilidad de tensión en el sistema.

c) Propositivo

Después de realizar el análisis de estabilidad e identificar los elementos más sensibles y la proximidad al punto de colapso se proponen medidas de control y se analiza cada una de ellas para encontrar la mejor solución técnica que podría ser implementada en el sistema a mediano plazo.

1.9 Población y muestra

- ✓ **Población:** Sistema eléctrico aislado de Iquitos.
- ✓ **Muestra:** Barras media y alta tensión del área.

1.9.1 Técnicas de recolección de datos

Las técnicas a utilizarse en el presente trabajo de tesis son las siguientes:

- ✓ Revisión de la documentación bibliográfica.
- ✓ Recopilación de base de datos de la empresa.

- ✓ Internet.

1.9.2 Análisis de Datos

Se utilizara métodos estadígrafos para el análisis de datos

- ✓ Para realizar el diagnóstico del sistema eléctrico aislado Iquitos se usara el software Power Factory Digsilent 15.1.
- ✓ En base a los datos procesados y organizados se obtendrán indicadores técnicos para realizar un adecuado análisis y evaluación del problema.

Tabla 5
Matriz De Consistencia del Estudio de Estabilidad del Sistema Aislado Iquitos

FORMULACION DEL PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES	DIMENSION	INDICADORES	DISEÑO DE LA INVESTIGACION	CONCLUSIONES
<p>Problema general ¿Cómo mejorar la estabilidad de tensión del sistema eléctrico aislado Iquitos?</p> <p>Problemas específicos I. ¿Cómo están las condiciones de operación actual del sistema? II. ¿Cuáles son los elementos más sensibles a la inestabilidad de tensión y cual el nivel de estabilidad de tensión del sistema eléctrico Iquitos? III. ¿Cuál es la medida de control más óptima para mejorar la estabilidad de tensión en el sistema eléctrico aislado Iquitos?</p>	<p>Objetivo General Estudiar la estabilidad de tensión en el sistema aislado Iquitos para proponer medidas que mejoren la estabilidad de tensión.</p> <p>Objetivos Específicos I. Diagnosticar las condiciones de operación en estado estacionario, del sistema eléctrico aislado Iquitos. II. Determinar los elementos más sensibles a la inestabilidad de tensión en el sistema así como el nivel de estabilidad de tensión en el sistema Iquitos. III. Analizar y proponer medidas de control para seleccionar la solución técnica más adecuada para mejorar la operación en estado estacionario del sistema eléctrico Iquitos.</p>	<p>Hipótesis General El estudio de la estabilidad de tensión en el sistema aislado Iquitos permite seleccionar una alternativa para mejorar la estabilidad de tensión.</p> <p>Hipótesis Específicas I. El diagnóstico de la operación actual en el sistema permite conocer las condiciones de operación actual del sistema. II. Estudiar la estabilidad de tensión mediante el análisis de sensibilidad y el análisis modal permite determinar las barras y elementos más sensibles al sufrir inestabilidad de tensión en el sistema y el uso de las curvas PV y QV permite conocer la proximidad al punto de colapso de tensión para determinar el nivel de estabilidad del sistema. III. Se proponen medidas para mejorar la estabilidad de tensión en el sistema, se analiza cada uno definiendo las ventajas y desventajas y se selecciona la alternativa técnica más adecuada</p>	<p>Dependientes ➤ Estabilidad de tensión.</p> <p>Independientes ➤ Sistema Aislado Iquitos.</p>	<p>Sensibilidad de las barras.</p> <p>Proximidad al punto de colapso.</p> <p>Topología de la red</p> <p>Modelos de los elementos del sistema eléctrico.</p>	<p>V/MW (voltios/Megawatt)</p> <p>MW (Megawatt)</p> <p>Configuración de la red eléctrica</p> <p>Impedancia: $Z \Omega/km$</p> <p>Admittancia: P.U. Ω/km</p>	<p>El presente trabajo de tesis es un trabajo descriptivo, analítico y propositivo.</p> <p>a)Descriptivo Se describen los elementos principales que influyen en la estabilidad de tensión y su funcionamiento dentro de la red eléctrica.</p> <p>b)Analítico Se analizan los diferentes escenarios para diagnosticar la situación actual del sistema eléctrico y los posibles riesgos en la operación en estado estacionario para luego realizar el análisis de la estabilidad de tensión en el sistema.</p> <p>c)Propositivo Se proponen medidas de control y se analiza cada una de ellas para encontrar la mejor solución técnica que podría ser implementada en el sistema a mediano plazo.</p>	<p>El estudio de estabilidad de tensión mostrado en esta tesis: Demostró que la rama más sensible es la línea de transmisión de 60KV. Las barras más sensibles son las barras Santa Rosa A, Santa Rosa B y Santa Rosa 60 KV. Se determinó que la barra Santa Rosa A tiene un margen de 1.9 MW antes de llegar al punto de colapso, la barra Santa Rosa B un margen de 7.3 MW y la barra Santa Rosa 60KV un margen de 3.8 MW.</p> <p>Después del análisis de alternativas se concluyó que la mejor alternativa para mejorar la estabilidad de tensión es la incorporación de bancos de condensadores de 5 MVAR en las barras Santa Rosa A y Santa Rosa B con lo que se consiguió incrementar el límite de estabilidad de tensión de las dos barras, dándole un margen de 3.4 MW a la barra Santa Rosa A, un margen de 11.1 MW en la barra Santa Rosa B y un margen de 5.1 MW en la barra Santa Rosa 60 KV.</p> <p>1. Se diagnosticaron las condiciones de operación actual en estado estacionario, con los flujos de potencia en maxima demanda se demostró que existen problema de tension en las barras Santa Rosa A que posee valores de tensión de aproximadamente 0.91 p.u. y en la barra Santa Rosa B de 0.92 p.u. Para este escenario los generadores no presentan problemas de sobrecarga, sin embargo los transformadores de la barra Rosa A y Santa Rosa B se encuentran sobrecargados en 125.74% y 106.19% respectivamente. La cargabilidad de la línea para el escenario de maxima demanda es de 51.95%, la línea de transmisión solo usa la mitad de su capacidad de transmisión. La compensación reactiva existente en la barra Santa Rosa B de 1.8 MVAR resulta insuficiente para mejorar las tensiones en las barras de la subestación Santa Rosa.</p> <p>2. Se determinaron los elementos mas sensibles del sistema; usando la el metodo del analisis modal se demostró que la rama más sensible es la línea de transmision de 60KV, aunque esta linea no presenta sobrecarga contribuye a la inestabilidad de tension. Las barras más sensibles son las barras Santa Rosa A, Santa Rosa B y Santa Rosa 60 KV. Haciendo uso de las curvas PV determinó que Santa Rosa A solo tiene un margen de 1.9 MW antes de llegar al punto de colapso, la barra Santa Rosa B tiene un margen de 7.3 MW y la barra Santa Rosa 60KV tiene un margen de 3.8 MW.</p> <p>3. Se propusieron y analizaron dos alternativas para mejorar la estabilidad de tension del sistema: La alternativa 1: Incorporación de bancos de condensadores de 5MVAR en las barras Santa Rosa A y Santa Rosa B, se consiguió incrementar el limite de estabilidad de tensión de las dos barras, dándole un margen de 3.4 MW a la barra Santa Rosa A, un margen de 11.1 MW en la barra Santa Rosa B y un margen de 5.1 MW en la barra Santa Rosa 60 KV. La alternativa 2: El reforzamiento de la linea de transmision de 60 KV, con una segunda terna, se consiguió incrementar significativamente la sensibilidad en las barras, más no las tensiones ni los límites de estabilidad. Despues de analizar ambas alternativas se concluyó que la mejor alternativa tecnica para mejorar la estabilidad de tension es: La alternativa 1, incorporacion de bancos de condensadores de 5 MVAR en las barras Santa Rosa A y Santa Rosa B.</p>

Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 Fundamento conceptual.

a) Estabilidad

La estabilidad de sistemas de potencia en general puede ser definida como la propiedad de permanecer estable bajo condiciones normales de operación o en condiciones aceptables de equilibrio después de ser sometido a disturbios.

b) Inestabilidad

La inestabilidad de sistemas de potencia puede manifestarse de diferentes formas, dependiendo de la configuración y el modo de operación del sistema, tradicionalmente el problema de estabilidad ha sido mantener únicamente la operación sincrónica.

c) Estabilidad de tensión

Se puede determinar que un sistema es estable si los valores de los voltajes en los nodos se aproximan a valores aceptables antes y después de someterse a una perturbación.

d) Inestabilidad de tensión

Un SEP es inestable en voltaje si después de haber sufrido un disturbio las magnitudes de los voltajes en los nodos tienden a bajar de una manera progresiva y

en algunos casos irreparable; también se caracteriza la inestabilidad del sistema por una disminución de voltaje en un nodo cualquiera del sistema o varios nodos continuos a él después de que se hace una inyección de potencia reactiva en dicho nodo.

e) Colapso de Tensión

Es un fenómeno más complejo de una inestabilidad de tensión y por lo general es consecuencia de un conjunto de fenómenos que acompañan a la inestabilidad de tensión, conllevando a niveles de tensión mucho más bajos en las barras y parte significativa del sistema.

f) Contingencia

La contingencia consiste en la ocurrencia de uno o más eventos simples o simultáneos, en diferentes instantes de tiempo, con el consiguiente cambio temporal en la topología de la red eléctrica, resultando en un cambio en el estado de variables y parámetros.

g) Parámetros o características eléctricas

Son características propias del material frente a la electricidad por ejemplo, resistencia, inductancia, capacitancia, etc.

h) Barra

Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

i) Configuración

Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en

barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

j) Sistema de distribución

Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 KV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.

k) Sistema de transmisión

Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 KV subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

l) Sistema interconectado

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

m) Sobrecarga

Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.

n) Tensión de operación

Tensión de una barra más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega la tensión de operación es compatible con lo establecido en la NTCSE.

2.2 Fundamentos teóricos sobre estabilidad de sistemas de potencia

Los sistemas de energía dependen de máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para una operación satisfactoria del sistema es

que todas las máquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo o coloquialmente en paso.

Este aspecto de estabilidad está influenciado por la dinámica de los ángulos del rotor del generador y la relación potencia ángulo, la inestabilidad también puede ser definida como la pérdida de sincronismo, en la evaluación de la estabilidad, la preocupación es el comportamiento del sistema de potencia cuando están sujetos a perturbaciones transitorias, las perturbaciones pueden ser pequeños o grandes (Kundur, 1993).

Las pequeñas perturbaciones en forma de variaciones de carga ocurren continuamente y el sistema se ajusta a las condiciones cambiantes, el sistema debería operar de forma satisfactoria bajo esas condiciones y de forma exitosa cubrir la máxima demanda de carga, debería ser también capaz de soportar numerosos disturbios de naturaleza severa tales como corto circuitos en la línea de transmisión, grandes pérdidas de generación, carga o pérdidas de acople, entre dos subsistemas la respuesta del sistema ante disturbios involucra mucho de los equipos, por ejemplo un corto circuito en un elemento crítico seguido de su aislamiento por la actuación de los relés de protección, podría causar variaciones en la transferencia de potencia, velocidad del rotor de la máquina, tensiones en las barras, estas variaciones de voltaje provocarían la actuación de los reguladores de voltaje tanto de los generadores como los sistemas de transmisión, las variaciones de velocidad provocarían la actuación de los gobernadores, las variaciones de carga en las líneas de enlace, pueden provocar la actuación de los controles de generación, los cambios en voltaje y frecuencia afectaría la carga de los sistemas en variaciones de grados dependiendo de las características propias de las cargas.

2.3 Clasificación de los tipos de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de sistemas de potencia es un problema simple sin embargo es poco práctico para estudiarlo como tal, la inestabilidad de sistemas de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciado por una serie de factores, el problema en el análisis de estabilidad de tensión es identificar los factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la implementación de métodos de mejoramiento para la operación estable son de gran ayuda para la clasificación de la estabilidad de manera adecuada, esta clasificación está basada de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- ✓ La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- ✓ El tamaño del disturbio considerado.
- ✓ los dispositivos, procesos y lapso de tiempo que deben tenerse en cuenta para determinar la estabilidad.
- ✓ El método más apropiado de cálculo y predicción de estabilidad (Kundur, 1993, pág. 35).

La figura 6 muestra el resumen de la clasificación de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, según el autor Praba Kundur

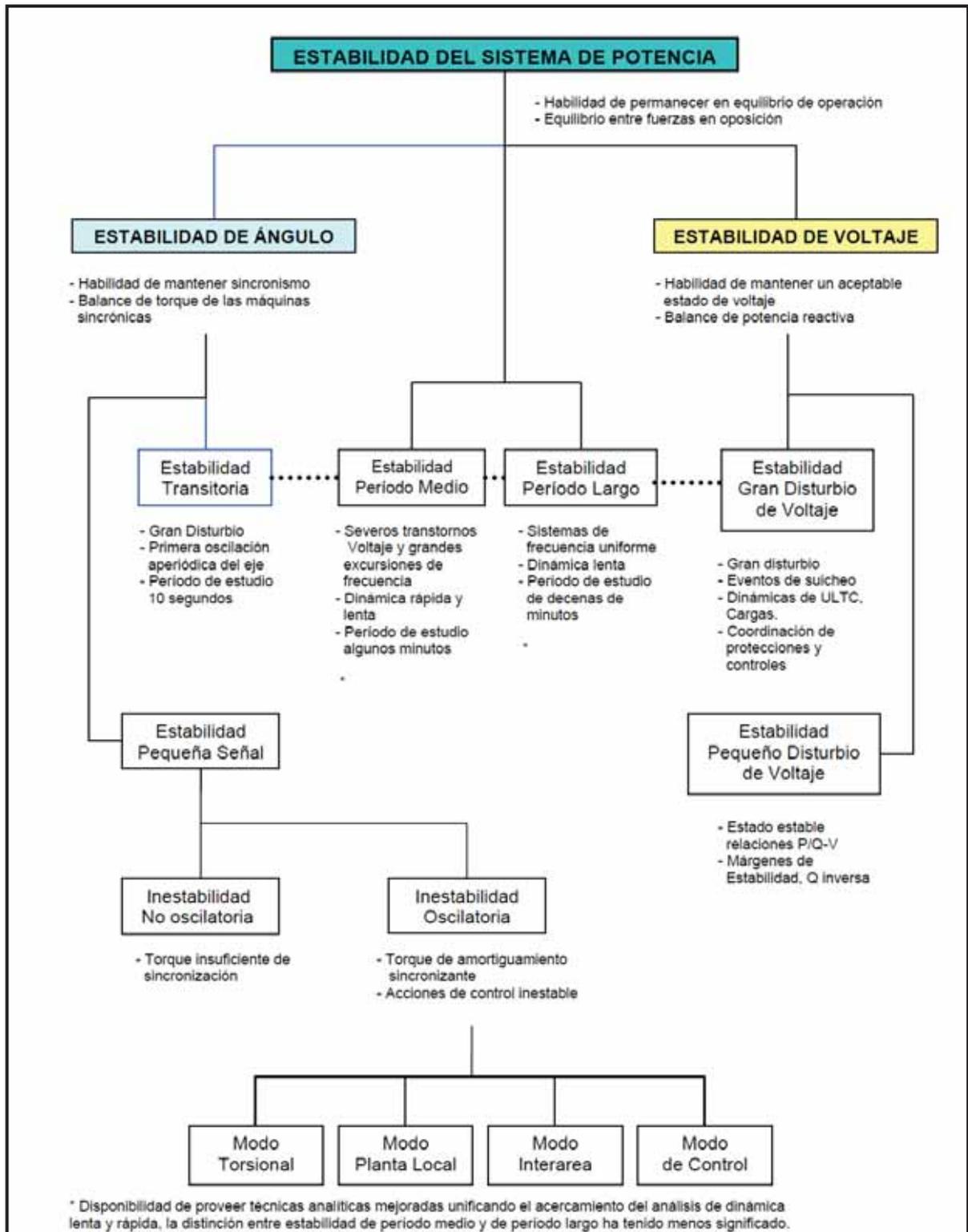


Figura 6: Resumen de la clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos.
Fuente: Power System Stability and Control (Mcgraw-hill P kundur., 1993)

2.3.1 Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad angular es la capacidad de las maquinas síncronas interconectadas de permanecer en sincronismo, el problema de la estabilidad involucra el problema de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que las salidas de potencia de las maquinas síncronas varían a medida que sus rotores oscilan, la estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas opuestas, el mecanismo por el cual está interconectado la maquina síncrona mantiene sincronismo entre sí a través de la restauración de fuerzas que actúan siempre que hayan fuerzas que tiendan a acelerar o desacelerar una o más maquinas con respecto a otras máquinas.

En condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico exterior de cada máquina y la velocidad permanece constante. Si el sistema está sometido a perturbaciones, el equilibrio esta alterado lo que da como resultado una aceleración o desaceleración de las maquinas. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor con respecto a la de la maquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la maquina lenta a la maquina rápida dependiendo de la relación ángulo–potencia, un aumento en la separación angular se acompaña de la disminución de la potencia, este incremento de separación angular puede dar paso a la inestabilidad. (Kundur, 1993, págs. 19-20)

El análisis de estabilidad angular se clasifica en dos categorías como se muestra a continuación:

2.3.2 Estabilidad de Pequeña Señal

Es la habilidad de los sistemas de potencia de mantener el sincronismo bajo pequeños disturbios, los cuales ocurren continuamente sobre los sistemas causados por pequeñas variaciones en la carga y generación, los disturbios son considerados suficientemente pequeños, lo que permite la linealización del sistema de ecuaciones para su análisis, la inestabilidad resultante puede ser de dos formas: (i) aumento constante en el Angulo del rotor debido a la falla de par de sincronización, (ii) oscilaciones de rotor con incremento de amplitud debido a falla de par de amortiguamiento insuficiente. (Kundur, 1993, pág. 699)

2.3.3 Estabilidad Transitoria

Es la disposición del sistema de potencia de mantener el sincronismo después de un disturbio transitorio severo. Producto de este disturbio se generan grandes variaciones del ángulo del rotor del generador, estas variaciones se deben a la relación no lineal que existe entre la potencia y el ángulo. La estabilidad transitoria de un SEP depende de la condición inicial de operación, de la severidad del disturbio y la robustez de la red de transmisión en el periodo de post falla. El rango de tiempo de interés para el estudio de este tipo de estabilidad angular es de los tres a los cinco segundos después de la ocurrencia del disturbio. (Kundur, 1993, pág. 827)

2.3.4 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia es la habilidad del sistema de potencia de mantener la frecuencia dentro de un rango después de una perturbación severa que puede seccionar el sistema en subsistemas. En un sistema de potencia, la frecuencia es una medida del balance de la potencia activa de generación y potencia activa de carga. Cuando la potencia activa de generación y la potencia activa de carga están en balance

exacto, la frecuencia está al nivel de 60 Hz. Cuando la carga excede la generación la frecuencia disminuye. La razón del descenso depende de la inercia de los generadores dentro del sistema. En el momento en el cual el ángulo de fase de voltaje entre generadores remotos y generadores locales llega a ser muy grande, puede ocurrir inestabilidad en el ángulo de fase. En muchos casos, este evento ocurre en conjunto con el escenario de colapso de voltaje. Para estudios de este tipo de estabilidad existen dos clasificaciones: estabilidad de frecuencia a corto plazo y estabilidad de frecuencia a largo plazo. (LUIS LEONARDO LÓPEZ GÓMEZ, 2008, pág. 20)

2.3.5 Estabilidad de Frecuencia a corto plazo

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

Ante una falla el voltaje en el generador disminuye casi hasta cero, por lo que tan sólo una cantidad pequeña de potencia activa se puede transferir al sistema, el regulador de tensión del generador detecta la disminución en el voltaje e incrementa la corriente de campo para aumentar el voltaje durante la falla. Mientras ocurre el corto circuito, la potencia mecánica de la turbina del generador permanece sin cambio, el desbalance resultante entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica manifiesta por

si sólo el aceleramiento del generador, aumentando su ángulo de fase de voltaje con respecto al ángulo de fase del sistema. (LUIS LEONARDO LÓPEZ GÓMEZ, 2008, pág. 21)

2.3.6 Estabilidad de Frecuencia a Largo Plazo

Este tipo de estabilidad también es conocida como inestabilidad de estado-estable, ocurre cuando hay muy pocas líneas de transmisión para transportar energía desde la fuente de generación hasta el centro de carga local. La pérdida de líneas de transmisión dentro del centro de carga puede resultar en un colapso de voltaje, pero esto puede también resultar en una inestabilidad de ángulo de fase de estado-estable.

Cuando el ángulo de fase de voltaje entre la generación local y remota se incrementa más allá de 90° , la potencia que puede ser transmitida se reduce y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas. Si hay más carga que generación dentro de una isla, la frecuencia y el voltaje disminuyen; mientras que si existe un exceso de generación en una isla, la frecuencia y el voltaje generalmente aumentan. Comúnmente, la disminución del voltaje en el centro de carga es el indicador principal de que el sistema está en problemas de baja frecuencia, esto ocurre solamente después de que el sistema se divide en islas. (LUIS LEONARDO LÓPEZ GÓMEZ, 2008, pág. 21).

2.3.7 Estabilidad de voltaje

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

que un factor decisivo a la hora de determinar si un SEP es estable es el aumento de voltaje en un nodo o varios nodos del sistema después de haberse inyectado potencia reactiva en un nodo determinado del SEP.

En otras palabras se puede definir la estabilidad de voltaje como la capacidad que tiene un SEP para mantener una magnitud de voltaje estable en todos los nodos del sistema, bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio. (Luis Leonardo López Gómez, 2008)

2.3.8 Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, aumentos importantes de la carga, funcionamiento próximo al límite de transporte de potencia, generación alejada de la carga e insuficiencia de los medios de compensación de potencia reactiva. La determinación de la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios requiere del estudio de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los Transformadores y los limitadores de campo del generador. El periodo de estudio de interés se extiende a partir de algunos segundos a 10 minutos. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 22)

2.3.9 Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios

Se define este tipo de estabilidad como la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Este concepto es útil para la determinación en todo momento de cómo los voltajes responden a cambios pequeños de cargabilidad. Las ecuaciones del

sistema se pueden linealizar para el análisis de tal manera que se pueda evaluar la sensibilidad de los factores que influyen la estabilidad de voltaje.

Esta linealización, sin embargo, no puede explicar los efectos no lineales de los controles. Por lo tanto, una combinación lineal y no lineal se utiliza de una manera complementaria para el análisis de la estabilidad de voltaje. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 22)

2.3.10 Estabilidad de voltaje de corto plazo

La estabilidad de corto plazo involucra la dinámica en el tiempo de los elementos de la carga, tales como motores. El periodo de estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de las ecuaciones diferenciales del sistema, esto es similar al análisis de la estabilidad angular. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 22)

2.3.11 Estabilidad de voltaje a largo plazo

En este tipo de estabilidad se trata de estudiar el comportamiento de la red durante varios minutos, a fin de evaluar, por ejemplo, la respuesta del sistema ante un crecimiento sostenido de la demanda, por lo tanto resulta importante modelar adecuadamente la dinámica de las cargas y la dinámica de los elementos de la red con respuesta más lenta como los transformadores con cambio de tomas (LTC), el control de la sobreexcitación de los generadores, la compensación shunt, etc. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 22)

2.3.12 Inestabilidad de voltaje

Un SEP es inestable en voltaje si después de haber sufrido un disturbio las magnitudes de los voltajes en los nodos tienden a bajar de una manera progresiva y en algunos casos irreparable; también se caracteriza la inestabilidad del sistema por una

disminución de voltaje en un nodo cualquiera del sistema o varios nodos continuos a él después de que se hace una inyección de potencia reactiva en dicho nodo. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 23)

2.3.13 Colapso de voltaje

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

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

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

Un escenario propicio para el colapso de voltaje puede involucrar condiciones de operación del SEP con líneas de transmisión fuertemente cargadas; de esta manera grandes cantidades de potencia viajan a través de ellas desde generaciones remotas hacia áreas de carga, es entonces cuando repentinamente se le aplica una o varias perturbaciones grandes al sistema. Estas perturbaciones causadas generalmente por pérdidas de grandes generadores o de importantes líneas de transmisión, hacen que la tensión disminuya en las áreas de carga. Esto produce la actuación de los cambiadores de tomas de los transformadores de distribución y los reguladores de tensión que intentan restaurar los niveles de tensión a los valores anteriores. La carga intenta retomar los valores de potencia originales produciendo nuevas caídas de tensión. Ante estas

condiciones los generadores más cercanos pueden sobrecargarse y pueden actuar los limitadores de sobreexcitación, disminuyendo la producción de potencia reactiva en la zona conflictiva. Los grandes generadores más alejados deben suministrar la potencia reactiva perdida produciendo un aumento de las pérdidas y de la caída de tensión.

El sistema no puede sostener el nivel de tensión y se produce el colapso de voltaje total o parcial.

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

- ✓ Grandes distancias entre las áreas de generación y carga.
- ✓ La acción de los taps de los transformadores (ULTC, por sus siglas en inglés) durante condiciones de bajo voltaje.
- ✓ Cargas con características desfavorables, por ejemplo, motores de inducción.
- ✓ Pobre coordinación entre dispositivos de control y protección del sistema.
- ✓ La referencia de tiempo en tales casos puede estar en el orden de unos pocos segundos, o algunas veces la dinámica puede comprender hasta varios minutos. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 23; 24)

2.3.14 Factores asociados a la inestabilidad de voltaje

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

Como ejemplo de dichos factores se tiene los siguientes:

- ✓ Estos incidentes se presentan usualmente cuando el sistema está bajo condiciones de sobrecarga.
- ✓ Los márgenes tanto de potencia activa como de potencia reactiva se encuentran muy cercanos a sus límites tolerables.
- ✓ En algunos casos, la pérdida de estabilidad de voltaje se inicia generalmente con la salida de un solo elemento. En otros casos es consecuencia de fallos sucesivos dentro del sistema. (Luis Leonardo López Gómez, 2008, pág. 25)

2.4 Métodos de Estudio de la Estabilidad de Voltaje

Los métodos de estudio se basan en técnicas de detección y predicción de la estabilidad de voltaje. La detección se utilizan para obtener el estado de operación de los nodos y la predicción encuentran los márgenes y límites de voltaje para la operación segura de los nodos. Estos estudios se realizan por medio de métodos analíticos y de monitoreo. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 98)

2.4.1 Métodos analíticos

Se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de la estabilidad de voltaje, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan para definir soluciones preventivas y correctivas de la inestabilidad de voltaje. Cada uno de estos métodos utiliza técnicas matemáticas que requieren de herramientas computacionales eficientes para el análisis en grandes sistemas de potencia. Los estudios analíticos se pueden realizar en forma estática, como los métodos basados en flujos de carga convencionales y los flujos de carga progresivos. También se pueden realizar análisis dinámicos de los estados del sistema como los transitorios, de pequeña señal y casi estacionarios. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 98)

2.4.2 Métodos de flujos de potencia convencionales

Son flujos de potencia estáticos que representan la variación de los voltajes en los nodos del sistema con respecto al cambio de la potencia de la carga. Estas técnicas calculan los estados, límites y márgenes de estabilidad de voltaje en el sistema de potencia, para el estado normal de operación y después de contingencias. Sus resultados se utilizan para graficar el voltaje versus la potencia y calcular los límites, márgenes, índices de proximidad a la inestabilidad e identificación de las áreas, nodos o elementos débiles del sistema. Las técnicas desarrolladas para los métodos de flujos convencionales son: análisis de sensibilidad, análisis por equivalentes de red, singularidad de la matriz Jacobiana, diferencia vectorial y técnicas basadas en energía. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 98)

2.4.3 Método análisis de sensibilidad

Esta técnica se basa en el análisis de la variación del voltaje con respecto a la potencia, para determinar los márgenes y límites de estabilidad de voltaje, así como las áreas y zonas más sensibles del sistema.

Reducción de la matriz Jacobiana: Se basa en la reducción de la matriz Jacobiana para encontrar las expresiones que definan los límites de estabilidad, los márgenes del sistema, la proximidad al colapso de voltaje y los nodos y elementos con deficiencia de reactivos en la red. Estas técnicas se dividen en: singularidad de la matriz Jacobiana y análisis modal.

Singularidad de la matriz Jacobiana: Se basa en la reducción de la matriz Jacobiana del flujo de potencia con el fin de encontrar la singularidad, la cual define el límite de estabilidad de voltaje de los nodos. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 98).

2.4.4 Método del Análisis Modal

Se basa en la reducción de la matriz Jacobiana con el fin de encontrar los valores y vectores propios de estado. Es un método indirecto del cálculo de la sensibilidad dV/dQ . (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 99)

2.4.5 Métodos de Flujos progresivos

Son métodos de análisis estáticos basados en flujos de potencia continuos que buscan con precisión los límites de estabilidad de voltaje; estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos path-following. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 100)

2.5 Técnicas de análisis dinámico

Estas técnicas se basan en soluciones de ecuaciones algebraicas en el dominio del tiempo y se utilizan para el análisis de transitorios y estabilidad de pequeña señal.

“Estas técnicas permiten crear diferentes escenarios que incluye el estado de operación normal y contingencias, y se utilizan para determinar los tiempos de respuestas y comportamientos de los elementos ante los diferentes eventos”. (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 101).

2.5.1 Monitoreo

Son técnicas basadas en la toma de datos reales que permiten definir estados de operación, zonas críticas de la red, límites y márgenes de estabilidad de voltaje; ellos se utilizan como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de voltaje en línea o fuera de línea (Candelo & Caicedo, 2008, pág. 102).

La tabla 6 resume los distintos métodos usados para analizar la estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos de potencia de los cuales en esta tesis se usan las curvas PV, QV y análisis de sensibilidad VQ.

Tabla 6
Resumen de los Métodos de Análisis de Estabilidad

		CURVA PV	
MÉTODO DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	MÉTODOS ANALÍTICOS	CURVA VQ	
		Análisis De Sensibilidad VQ	
		Análisis Modal	
		Factores de participación de la barras	
		Factores de participación de la ramas	
		Factores de participación de generadores	
		Técnicas basadas en fasores y vectores de participación	
		Índices de estabilidad de tensión VCPI	
		Índices de proximidad a la inestabilidad de tensión	
		Índices de estabilidad de tensión de líneas	
	MÉTODOS ANÁLISIS ESTÁTICOS	FLUJOS DE POTENCIAS CONVENCIONALES	Índices de soporte de potencia reactiva (RSI)
			Índice FVSI (Fast Voltaje security Index)
			índice de desempeño de ramas
			Índice de estabilidad de línea LMN
			Índice de estabilidad de línea LQP
		Técnicas basadas en energía	
		Indicé V/Vo	
		Flujos continuos de potencia	
		Métodos de análisis dinámico	
		Método de monitoreo	
Índices de vector tangente TVI			
		Quasi- estado dinámico – simulación de larga duración	

Referencia: Tomado de, López Gámez, L. & Osorio Giraldo, O. (2008). Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional. Pereira, universidad tecnológica de Pereira.

2.5.2 Flujo de potencia

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación, expansión y la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene es la magnitud y el ángulo de voltaje en cada barra del sistema sin embargo se puede obtener gran cantidad de información que es valiosa además de ser el punto de partida indispensable para estudios más complejos, como la estabilidad de voltaje en este caso.

2.5.3 Transmisión de potencia reactiva entre dos barras

Para el análisis utilizaremos un modelo simplificado de un sistema de potencia, en donde la potencia fluye de izquierda a derecha (Carson W., 1994), como se puede observar en la figura 7.

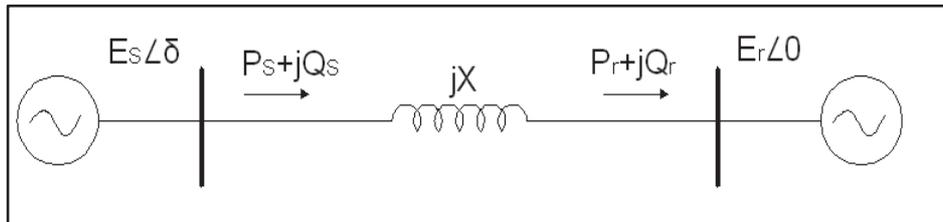


Figura 7: Flujo de potencia entre dos barras

Fuente: Power System Voltage Stability. Singapur. (McGraw-Hill, Carson W., et al. 1994)

Donde se tienen las siguientes ecuaciones:

$$S_r = P_r + jQ_r = E_r I = E_r \left(\frac{P_s \angle \delta - E_r}{jX} \right) \quad (1)$$

$$S_r = \frac{E_s E_r}{X} \text{sen} \delta + j \left(\frac{E_s E_r}{X} \right) \text{cos} \delta - \frac{E_r^2}{X} \quad (2)$$

Y por tanto:

$$P_r = \frac{E_s E_r}{X} \text{sen} \delta \quad (3)$$

$$Q_r = \frac{E_s E_r}{X} \text{cos} \delta - \frac{E_r^2}{X} \quad (4)$$

Siguiendo el mismo procedimiento, se obtiene para la barra del generador las siguientes expresiones:

$$P_s = \frac{E_s E_r}{X} \text{sen} \delta \quad (5)$$

$$Q_s = \frac{E_s^2}{X} - \frac{E_s E_r}{X} \text{cos} \delta \quad (6)$$

Vemos que la potencia de transferencia está directamente relacionada al valor de δ , a continuación se presenta la figura 8 la gráfica de potencias activa y reactiva en función de δ .

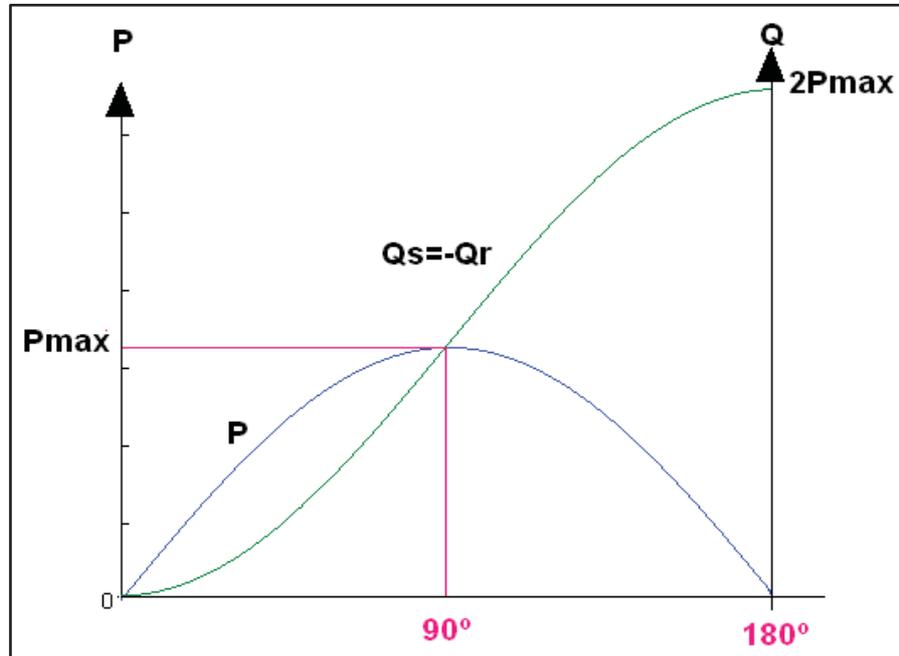


Figura 8: Potencia activa y reactiva en función a δ .

Fuente : Power System Voltage Stability . Singapore (Carson W., T. 1994).

La transmisión de potencia reactiva depende principalmente de las magnitudes de tensión, y el flujo de esta tiene la dirección de la tensión más alta hacia la tensión más baja.

P y δ están fuertemente ligados al igual que Q y V están fuertemente ligados, en referencia a la figura 7 se define que:

- ✓ Si $V_s > V_r$: La potencia reactiva fluye de la Barra "s" a la Barra "r"
- ✓ Si $V_s < V_r$: La potencia reactiva fluye de la Barra "r" a la Barra "s"

Se presentan dificultades para la transmisión de potencia reactiva, cuando el ángulo de desfase entre barras es elevado. Esto ocurre para líneas largas, en condiciones de alta carga. El problema se incrementa porque no se puede tener diferencias de tensión muy grandes a lo normalmente exigido $V = 1 \pm 0.05pu$, esta no es la única razón que

limita el transporte de potencia reactiva sobre la red. Desde el punto de vista económico, las pérdidas de transmisión están en función directa al cuadrado de la potencia reactiva transmitida, y en función inversa al cuadrado de la tensión. Por tanto, para minimizar las perdidas debemos minimizar el transporte de potencia reactiva sobre las líneas de transmisión, a fin de mantener las tensiones elevadas. (Carson W., 1994)

$$P_{perd} = \left(\frac{P_2^2 - Q_2^2}{V_2^2} \right) R \quad (7)$$

$$Q_{perd} = \left(\frac{P_2^2 - Q_2^2}{V_2^2} \right) X \quad (8)$$

P_{perd} : Perdida de potencia activa

Q_{perd} : Perdida de potencia reactiva

2.5.4 Problema de flujo

Si se tiene una matriz de admitancias de barra de $N \times N$ de la que un típico elemento tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (9)$$

El voltaje en una barra típica:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (10)$$

La corriente total inyectada a la red a través de la barra i:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (11)$$

Con P_i y Q_i las potencias real y reactiva totales que entran a la red a través de la barra i

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (12)$$

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores e igualando las partes real y reactiva se obtiene:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_n V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (13)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_n V_i| \sin(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (14)$$

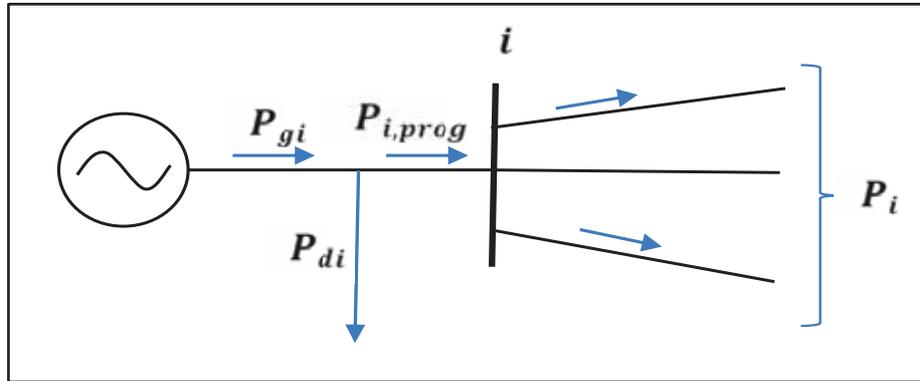


Figura 9: Potencias generadas y calculadas, en una barra i .

Fuente: Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. (Grainger, J., & Stevenson, W. 1996).

Dichas ecuaciones constituyen la forma polar de las ecuaciones de potencia, dando los valores calculados para la potencia real P_i .

De acuerdo a la figura anterior se tiene:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (15)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (16)$$

En cada barra i se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes P_i , Q_i , $|V_i|$ y θ_i y se calculan las dos restantes. Se especifican dos cantidades de acuerdo al siguiente análisis:

1. **Barras de carga (PQ)**, Barras que no tienen generación, donde $P_{i,prog} = -P_{di}$ y $Q_{i,prog} = -Q_{di}$, se conocen de los registros históricos. Las cantidades desconocidas que van a ser determinadas son δ_i y V_i .
2. **Barra de Voltaje controlado (PV)**, En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de potencia activa

y el voltaje, sin embargo no se puede definir el error ΔQ_i , por lo que la cantidad a ser determinada será δ_i , para hallar Q_i después de resolver el problema de flujo.

3. **Barra de compensación**, El ángulo de voltaje de la barra de compensación sirve como referencia a los demás ángulos de voltajes de barra, no se definen errores para la barra de compensación por lo que $|V_i|$ también es conocida. Las cantidades a ser calculadas serán Q_i y P_i .

2.5.5 Solución de flujos de potencia por el método Newton Raphson

Cuando en las ecuaciones 13 y 14 los términos G_{ii} y B_{ii} se sacan de la sumatoria, se obtienen las ecuaciones:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_n V_i| \cos(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (17)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |Y_{in} V_n V_i| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_n - \delta_i) \quad (18)$$

Si se considera primero solo las barras de carga, con las ecuaciones 15 y 16 se tiene:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (19)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (20)$$

Si se toma la barra 1 como la barra de compensación y se hace la aproximación por serie de Taylor, se obtiene

$$\begin{aligned} \Delta P_i = & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + \dots \\ & + |V_n| \frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + \dots$$

$$+ |V_n| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|}$$

Al poner las ecuaciones en forma de vector se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (21)$$

La solución de la ecuación 21 se encuentra por iteración de la siguiente manera:

- i. Estimar los valores $\delta_2^{(0)}$ y $|V_2|^{(0)}$ para las variables de estado
- ii. Usar los estimados para calcular, los ΔQ_i y ΔP_i y los elementos de la jacobiana J
- iii. Resolver la ecuación para las correcciones iniciales $\Delta \delta_2^{(0)}$ y $\Delta |V_2|^{(0)}/|V_2|^{(0)}$
- iv. Sumar las correcciones encontradas a los estimados iniciales. En forma general se tiene:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (22)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}} \right) \quad (23)$$

- v. Usando los nuevos valores $\delta_2^{(1)}$ y $|V_2|^{(1)}$ como los valores iniciales se continúa con el proceso.
- vi. Se repite el proceso hasta que la corrección es tan pequeña en magnitud que satisface el índice de precisión seleccionado $\epsilon > 0$.

2.5.5.1 Diagrama de flujos del método Newton Rapson para flujos de potencia.

La figura 10 resume el proceso de cálculo de flujo de potencia mediante el método de Newton Rapson el cual será usado en la solución de flujos de potencia para este estudio.

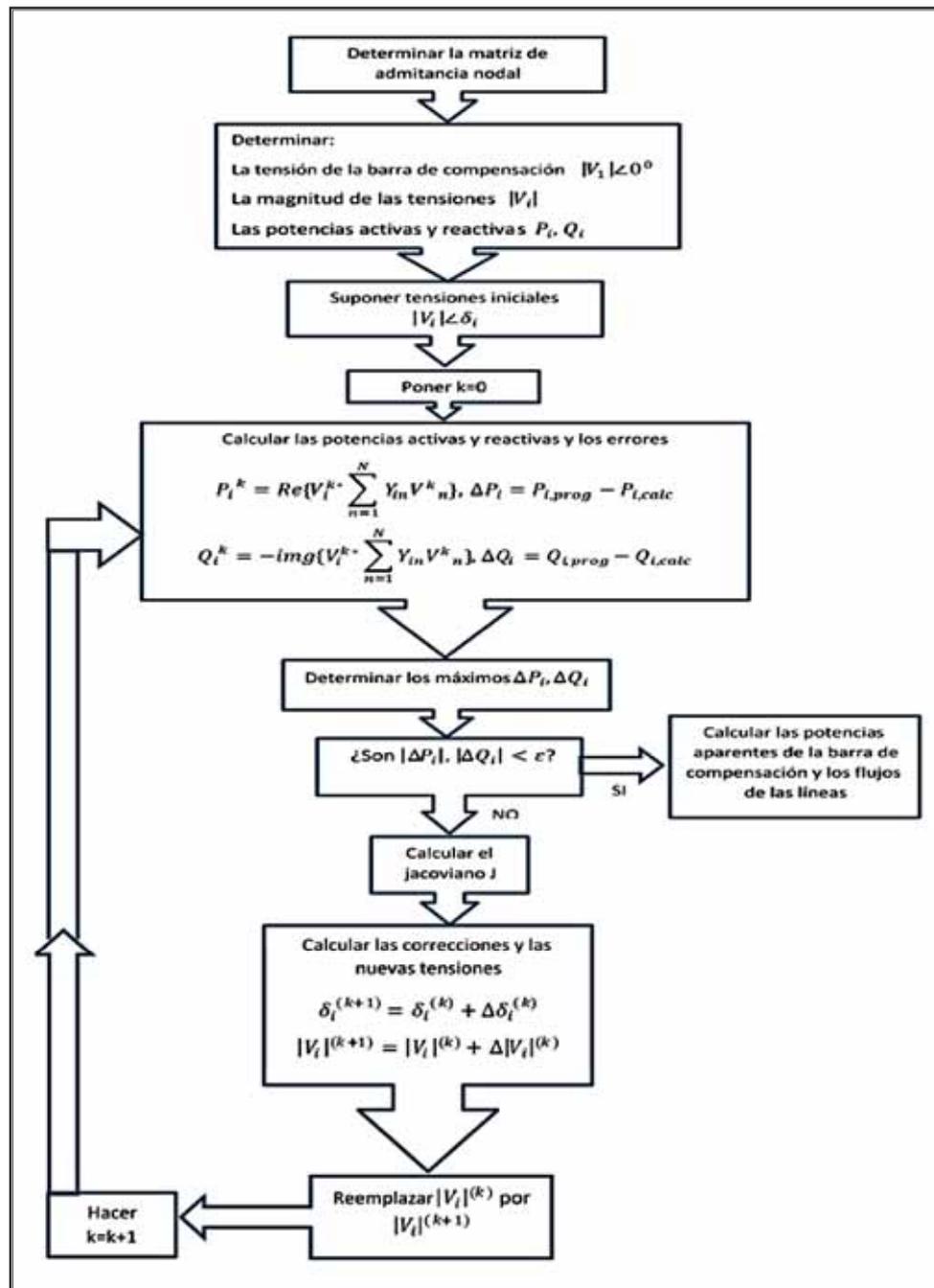


Figura 10 : Algoritmo de solución de flujos de potencia mediante el método Newton Rapson.

Fuente: Grainger & Stevenson, 1996.

2.5.6 Análisis de Sensibilidad

El problema del control de voltaje, tiene como finalidad el control de las magnitudes de los voltajes “V” de barra, considerando el suministro de potencia reactiva “Q”, entonces la sensibilidad de un sistema está directamente relacionada con las variaciones de voltaje (V) versus las inyecciones de potencia reactiva (Q)

La variación de potencia reactiva inyectada en las barras del sistema; puede ser relacionada con las tensiones en función de la matriz Jacobiana reducida, del jacobiano de la ecuación (21) se obtiene el jacobiano reducido a través de la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (24)$$

Donde:

- ΔP : Variación de la potencia activa en la barra.
- ΔQ : Variación de la potencia reactiva inyectada.
- $\Delta \delta$: Variación del ángulo de tensión en la barra.
- $\Delta |V|$: Variación de la amplitud del valor de la tensión en la barra.

Los elementos de la matriz del Jacobiano brindan información sobre la sensibilidad del sistema y las alteraciones de la tensión en las barras.

La matriz Jacobiana obtenida del flujo de potencia:

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Teniendo en consideración que la estabilidad de tensión, no está exento a los cambios de potencia activa como de la potencia reactiva Q, para fines de evaluar la sensibilidad; podemos hacer que en cada barra del sistema se mantenga constante P y así poder determinar la relación existente entre V-Q.

Si consideramos $\Delta P = 0$, entonces tendremos:

$$J_R = J_4 - J_3 J_1^{-1} J_2 \quad (26)$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (27)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (28)$$

Donde los elementos de la inversa de la matriz Jacobiana (J_R^{-1}), son las sensibilidades V-Q.

Para incrementos positivos de ΔQ , los elementos de la diagonal de la matriz inversa J_{ik} , con $i=k=1, 2, 3, \dots, n$, son las auto sensibilidades de $\Delta V_i / \Delta Q_i$, y los elementos fuera de la diagonal J_{ik} , con $i \neq k$, son las sensibilidades mutuas de $\Delta V_k / \Delta Q_i$.

Las sensibilidades de las barras donde se controla el voltaje tienden a tener un valor menor.

Una sensibilidad Q-V positiva, nos indica una situación estable del sistema; a medida que la estabilidad disminuye, la sensibilidad aumenta.

Cuando la sensibilidad es negativa, indica una situación inestable, una sensibilidad negativa representa una situación inestable, debido a la naturaleza no lineal de la relación Q-V. (Kundur, 1993, pág. 992)

2.5.7 Análisis Modal

2.5.7.1 Composición de los valores propios y vectores propios

1) Valores Propios (Eigenvalues)

Los valores propios son valores de la matriz diagonal que resulta de desagregar la matriz Jacobiana. Los cuales están en función del parámetro escalar λ , para el cual existe una solución a la ecuación:

$$A\phi = \lambda\phi \quad (29)$$

Donde:

A : Es una matriz $n \times n$ (matriz real para el sistema físico del sistema de potencia)

ϕ : Es un vector $n \times 1$

Para encontrar los valores propios, la ecuación (29) puede ser escrita de la forma:

$$(A - \lambda I) = 0 \quad (30)$$

La solución está dada por:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (31)$$

Mediante la expansión de la determinante en la ecuación anterior, se obtienen las características de la ecuación; obteniendo las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, representando estas los valores propios de A .

La estabilidad del sistema está determinada por los valores propios como:

a. Los valores propios reales, representan dos condiciones:

- ✓ Valores positivos corresponden a barras enmarcadas a un modo no oscilatorio y estable.

- ✓ Valores negativos representan barras de modo decadente y consecuente disminución de la estabilidad.
- ✓ Valores propios complejos, ocurren en pares conjugados y corresponden a un Modo oscilatorio e inestable.

2) Vectores Propios (eigenvectors)

Los vectores propios determinan aspectos de fase de la composición del modo (barras enmarcadas en áreas de interés).

Con el valor propio λ_i se obtiene el vector columna Φ_i , el cual es resultado de la sustitución del valor propio en la ecuación (29); se denomina vector propio derecho de “A” asociado con el valor propio λ_i donde se obtiene:

El eigenvector Φ_i es de la forma:

$$\Phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (32)$$

También existe un vector reglón el cual satisface la ecuación:

$$\psi_i^T A = \lambda_i \psi_i^T, \text{ con } i = 1, 2, \dots, n \quad (33)$$

Este vector tiene la denominación de vector propio izquierdo de “A”, asociado con el valor propio λ_i .

Existirán diferentes vectores propios derecho e izquierdo que corresponden a los valores propios obtenidos en la ecuación (31); los cuales son ortogonales porque cumplen la siguiente condición:

$$\psi_i^T \Phi_j = 0 \text{ si } i \neq j \quad (34)$$

Cuando los vectores propios correspondan directamente a los valores propios, se tendrá:

$$\psi_i^T \phi_i = C_i \text{ si } i \neq j \quad (35)$$

Donde C_i , es una constante diferente de cero.

Puesto que, los vectores propios están determinados solamente por un múltiplo escalar. (Kundur, 1993)

2.5.7.2 Fundamentos del Análisis Modal

Cada valor propio define una función, las cuales satisfacen las ecuaciones de estado de la matriz A, es conveniente introducir las siguientes matrices:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$\psi_j^T = [\psi_{j1} \psi_{j2} \dots \psi_{jn}] \quad (37)$$

Como se comprobó en las ecuaciones de vectores propios, los eigenvectores derechos se integran como columnas de la matriz cuadrada A y los correspondientes eigenvectores izquierdos forman reglones.

$$\begin{aligned} \psi^T \cdot A \cdot \phi &= \Lambda \\ \psi^T \cdot \phi &= 1 \\ \psi^T \cdot \phi &= 1 \end{aligned} \quad (38)$$

La ecuación (39) se puede escribir de la siguiente forma:

$$\psi^{-1} A \phi = \Lambda \quad (39)$$

Donde: Λ es una matriz diagonal con elementos que son los valores propios $\lambda_1, \lambda_2, \dots,$

λ_n .

$$\psi^T \cdot A \cdot \phi = \Lambda \quad (40)$$

$$\Lambda = \text{Diag}(\lambda_i) = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \vdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (41)$$

2.5.7.3 Análisis Modal aplicado a la estabilidad de tensión

Las características de estabilidad de tensión pueden ser identificadas al calcular los valores propios y vectores propios obtenidos de la matriz reducida Jacobiana, J_R dada por la expresión:

$$J_R = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (42)$$

Donde:

- ξ : Matriz vector propio derecho de J_R
- η : Matriz vector propio izquierdo de J_R
- Λ : Matriz diagonal de los valores propios de J_R

De la ecuación (42):

$$J_R^{-1} = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta$$

Sustituyendo este valor en la ecuación (38):

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (43)$$

$$\Delta V = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q \quad (44)$$

$$\Delta V = \xi \cdot \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q \quad (45)$$

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (46)$$

ξ_i : I-esimo vector propio derecho, i-esima columna de la matriz de vectores propios derechos.

η_i : I-esimo vector propio izquierdo, i-esima fila de la matriz de vectores propios izquierdos.

Cada valor propio λ_i y los correspondientes vectores propios derecho e izquierdo, ξ_i e η_i , definen el i-esimo modo de la respuesta Q-V.

Toda vez que $\xi^{-1} = \eta$, la ecuación (44) puede ser escrita como sigue:

$$\eta \cdot \Delta V = \Lambda^{-1} \cdot \eta \cdot \Delta Q \quad (47)$$

También;

$$v = \Lambda^{-1} \cdot q \quad (48)$$

Donde:

$v = \eta \cdot \Delta V$: es el vector de variaciones modales de tensión. $\Delta V = \xi \cdot v$

$q = \eta \cdot \Delta Q$: es el vector de las variaciones modales de potencia reactiva. $\Delta Q = \xi \cdot q$

La diferencia entre las ecuaciones (43) y (47) es que Λ^{-1} es una matriz diagonal y J_R^{-1} no es matriz diagonal.

La ecuación (47) representa a ecuaciones de primer orden; obteniendo para el i-esimo modo la siguiente expresión:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (49)$$

A partir de esta última expresión, se desprende las siguientes afirmaciones:

- ✓ Si $\lambda_i > 0$, las variaciones del i-esimo voltaje modal está en función al cambio de potencia reactiva, A medida que λ_i va disminuyendo, el sistema tendrá más probabilidad a ser inestable.
- ✓ Si $\lambda_i = 0$, El i-esimo voltaje modal colapsa, cualquier cambio en la potencia reactiva modal produce un cambio infinito en el voltaje modal.
- ✓ Si $\lambda_i < 0$, el i-esimo voltaje modal y potencia reactiva están en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en tensión. (Kundur, 1993)

2.5.7.4 Relación entre la sensibilidad V-Q de las barras y los valores propios de JR

En la ecuación (45) se considera que: $\Delta Q = e_k$, donde todos los elementos de e_k son nulos, excepto el k-esimo elemento que es igual a 1; entonces se tendrá:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_i}{\lambda_i} \quad (50)$$

Dónde: n_{ik} es el k-esimo elemento de n_i .

La sensibilidad V-Q de la barra k estará determinada según la siguiente expresión:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (51)$$

Se observa que las sensibilidades V-Q, no identifican los modos individuales de colapso de tensión, solamente brindan información relativa del efecto de la variación de tensión con los cambios de la potencia reactiva de los modos del sistema.

2.5.7.5 Factores de participación de barras

La participación relativa de la barra k en el modo i , está dada por el factor de participación:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (52)$$

P_{ki} Será la matriz de participación, siendo propiedad de esta que la suma de los elementos de cada renglón o cada columna es siempre la unidad.

La magnitud de la participación de la barra en un modo dado es un indicativo de aseverativo de sostenibilidad de la estabilidad de tensión, de esta forma se identifica las barras no controlables o inestables, cuya inestabilidad se propaga a las demás barras.

2.5.7.6 Factores de participación de ramas

De la ecuación (48) se tiene:

$$\Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} \cdot q = \xi \cdot q = \xi_i \quad (53)$$

Donde ξ_i es el vector propio derecho de J_R en relación con el vector de variación de potencia reactiva nodal $\Delta Q^{(i)}$, el vector de variación de voltaje nodal es:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q^{(i)} \quad (54)$$

Y el correspondiente vector de variación del ángulo nodal, dada por la siguiente expresión:

$$\Delta \theta^{(i)} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (55)$$

La participación relativa de la rama j en el modo i está dada por la siguiente expresión del factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{perdJ}}{\frac{\max \Delta Q_{perdj}}{j}} \quad (56)$$

Los factores de participación de los enlaces indican, para cada modo, las ramas que consumen más potencia reactiva, en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva.

Los enlaces con altas participaciones son enlaces débiles, resultado de una mayor variación en sus parámetros respecto a otros, los factores de participación de las ramas son útiles para identificar enlaces de mayor transporte, pérdidas de potencia reactiva que se aplica en la selección de las contingencias más significativas posibles en el sistema. (Van Cutsen & Costas, 1999)

2.5.7.7 Factores de participación de los Generadores

Este es un indicativo de cuanto aporta un generador al sistema en respuesta al cambio incremental de requerimiento de potencia reactiva en el sistema.

La participación relativa del generador m en el modo i, está dada por el factor de participación de los generadores; con la siguiente expresión:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m}{\frac{\max}{m} \Delta Q_m} \quad (57)$$

Estos factores brindan información importante con respecto a la distribución apropiada de reservas de potencia reactiva en todos los generadores para mantener un margen adecuado para la regulación primaria de voltaje.

2.5.8 Análisis V-Q

Una curva QV expresa la relación entre la potencia reactiva entregada en una barra y el voltaje en la misma barra. Puede ser determinado conectando un generador ficticio

que solo entregara potencia reactiva a la barra como se muestra en la figura 11 este puede ser considerado como un condensador síncrono. (Carson W., 1994).

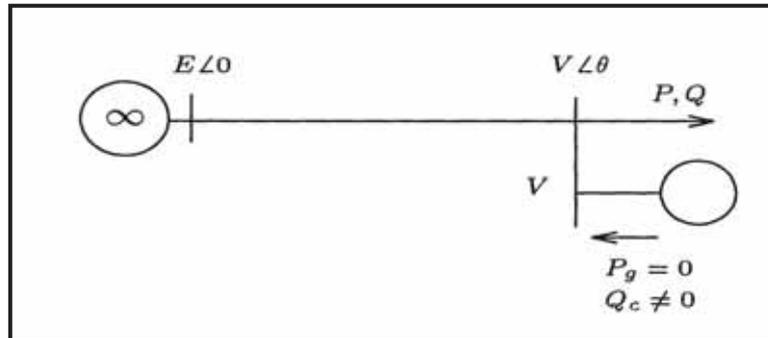


Figura 11 : Generador de potencia reactiva conectada una barra.

Fuente: Voltage Stability of Electric Power Systems. (Van Cutsem, T., & Costas, V. 1999).

Las ecuaciones de flujo de potencia de la figura 12 quedarían definidas de la siguiente manera:

$$P = -\frac{EV}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (58)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \operatorname{cos}\theta \quad (59)$$

Para la construcción de la curvas VQ se debe considerar el sistema en estado estacionario, esto quiere decir que P y Q serán constantes, así para valores dados de V se puede obtener θ conocidas todas las variables se pueden aplicar en la ecuación 60 para obtener Q_c

aumento de carga para mantener un nivel de tensión estable como lo indican las diferentes flechas.

En el segundo caso de la figura 12 se muestra el margen de la potencia reactiva que posee cierta barra del sistema en el cual opera en un punto estable, en otras palabras esta interpretación es muy útil para comprender hasta cuanta potencia se le puede incrementar al sistema sin llegar al punto de colapso de tensión.

2.5.9 Análisis P-V

Este método es el más usado en los análisis de estabilidad de tensión, la formación de estas curvas resultan de manera similar al análisis de las curvas V-Q, con la diferencia de que este análisis considera los niveles de voltaje de las barras como resultado de variaciones de la demanda

Llegando a un punto crítico, cuando el flujo de carga no converge a un determinado incremento de la demanda (punto de Bifurcación), el incremento de carga desde un punto de operación inicial al punto de estabilidad crítica de voltaje se conoce con el nombre de “margen de estabilidad de voltaje”. (Carson W., 1994).

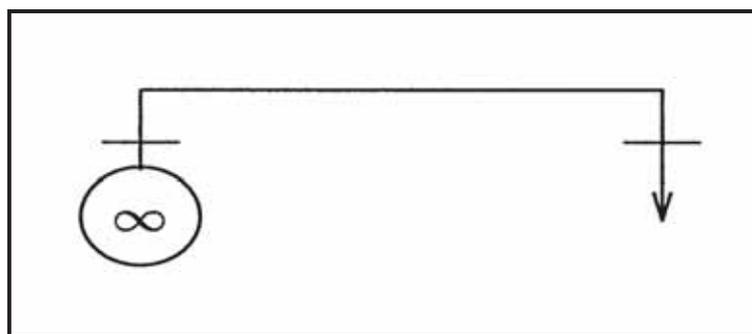


Figura 13 : Carga conectada a una barra infinita.

Fuente: Voltage Stability of Electric Power Systems. (Van Cutsem, T., &Costas, V. 1999).

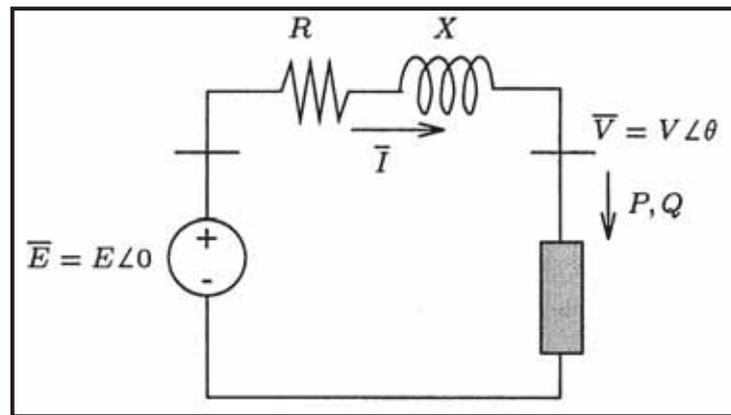


Figura 14 : Representación Circuitual de una carga conectada a una barra infinita. Fuente: Voltaje Stability of Electric Power Systems. (Van Cutsem, T., & Costas, V., 1999).

La línea de transmisión es representada por una reactancia y una resistencia en serie las capacitancias en derivación son despreciadas por simplicidad. La máxima potencia transferida sin restricciones.

Se considera una carga de carácter inductivo por simplicidad, donde:

$Z_l = R_l + jX_l$, Es la impedancia de la carga, con R_l, X_l respectivamente como las resistencia y reactancia de la carga respectivamente.

La potencia activa consumida por la carga será:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2} \quad (60)$$

Derivando la ecuación respecto ha R_l y X_l para hallar la máxima potencia transferida, ver demostración en el ANEXO 1 se obtiene que la máxima potencia transferida de da cuando:

$$R_l = R,$$

$$X_l = -X$$

O en forma compleja

$$Z_l = Z^*$$

La potencia transferida a la carga es máxima cuando la impedancia de la carga es la conjugada de la impedancia de la línea.

La potencia y el voltaje máximo en ese caso serían:

$$P_{max} = \frac{E^2}{4R} \quad (61)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{2} \quad (62)$$

Especificando un factor de potencia $\cos\phi$ en la carga se tiene una impedancia de la forma:

$$Z_l = R_l + jR_l \cos\phi \quad (63)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan\phi)^2} \quad (64)$$

Derivando la ecuación 64 respecto a R_l para hallar el máximo se puede llegar a que:

$$|Z_l| = |Z|$$

Con un factor de potencia constante en la carga, la potencia transferida se maximiza cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia de la línea.

2.5.10 Curvas P V

De la figura 14 haciendo la resistencia despreciable por simplicidad. Se obtiene el voltaje en la carga, como sigue:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I} \quad (65)$$

La potencia compleja absorbida por la barra es:

$$S = P + jQ = \bar{V}\bar{I}^* = \bar{V} \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} = \frac{j}{X} (EV \cos\theta + jEV \sin\theta - V^2) \quad (66)$$

Entonces:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin\theta \quad (67)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\theta \quad (68)$$

Eliminando θ de las ecuaciones 68 y 69

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (69)$$

Esta ecuación de segundo grado tiene al menos una solución si:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (70)$$

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (71)$$

La ecuación anterior corresponde a una parábola en el plano (P, Q). Como se muestra en la figura, todos los puntos debajo de la parábola satisfacen la ecuación 71 fuera de la parábola no existen soluciones y los puntos sobre la parábola corresponden a una solución única.

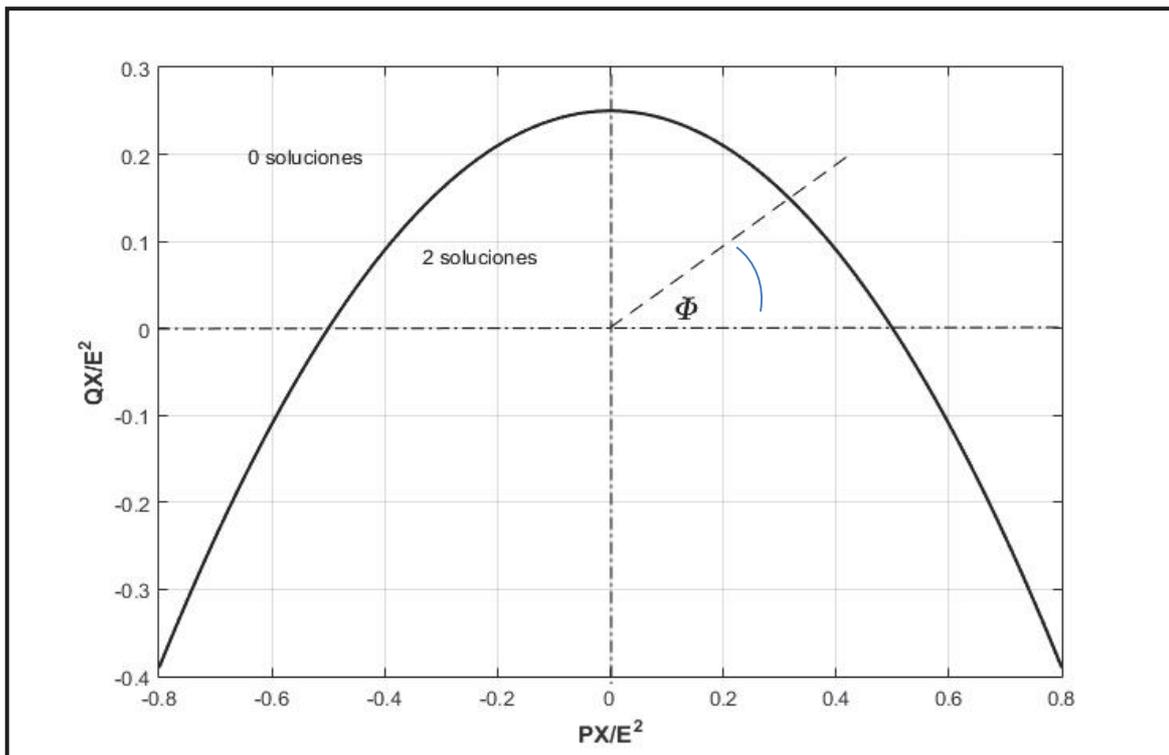


Figura 15: Parábola en el plano PQ
Fuente: Elaboración propia.

Como se ve en la figura 15, cualquier cantidad de potencia reactiva puede ser entregada a la carga si se inyecta suficiente potencia reactiva en la barra de carga ($Q < 0$), mientras la potencia entregada a la carga no puede ser mayor que $E^2/4X$.

Tomando en cuenta la restricción de la ecuación 72 se tienen dos soluciones para V .

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - X E^2 Q} \quad (72)$$

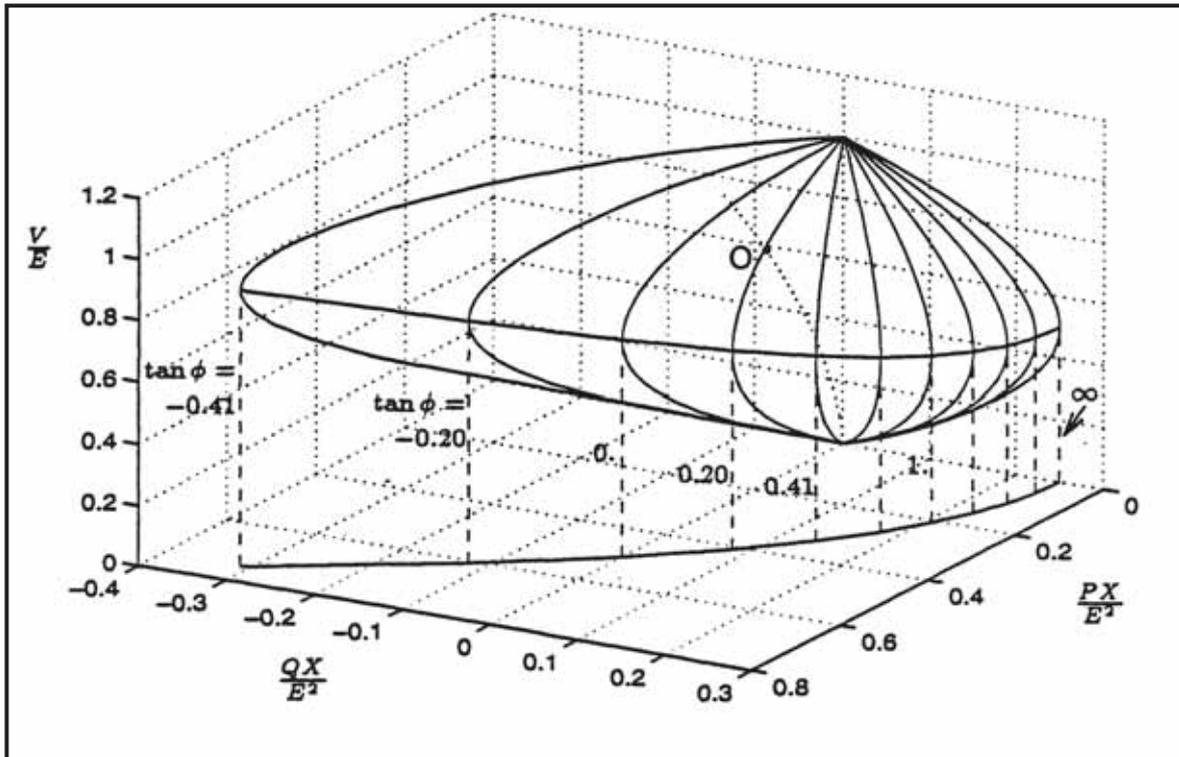


Figura 16 : Curvas Superficie en el plano P-Q-V

Fuente: Voltage Stability of Electric Power Systems. (Van Cutsen, T., & Costas, V., 1999).

En el espacio (P, Q, V) la ecuación anterior define dos superficies mostradas en la figura 16, la parte superior corresponde a los valores con el signo positivo y las inferiores a los valores con el signo negativo, la línea que divide ambas superficies corresponde a los valores máximos de potencia, y su proyección en el plano (P, Q), coincide con la parábola de la figura 15.

Los “meridianos” en la figura corresponden a intersecciones con planos $Q=P \tan \theta$, para θ que varía desde $-\pi/8$ a $\pi/2$ con pasos de $\pi/16$. Proyectando los meridianos en el plano (P, V) se obtiene las curvas del voltaje de carga en función de la potencia activa para varios valores de $\tan \theta$, dichas curvas llamadas curvas PV son muy útiles para analizar la estabilidad de voltaje.

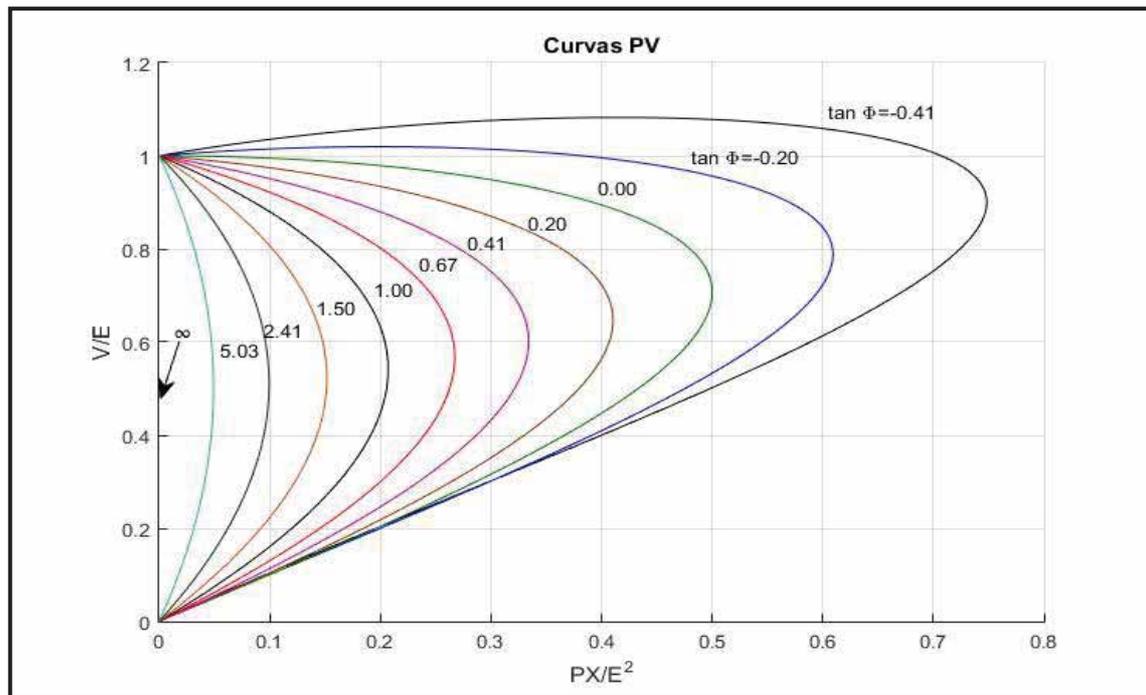


Figura 17 : Curvas P-V
Fuente: Elaboración propia.

Se pueden sacar las siguientes conclusiones observando la figura 17

1. Para una potencia dada, debajo del máximo, hay dos soluciones: una con elevado voltaje y baja corriente y la otra con voltaje bajo y elevado corriente. La primera situación corresponde a una condición de operación normal, con valores de V cercanos a los del generador "E". Una operación en condiciones de bajo voltaje y elevada corriente, es inaceptable.
2. Si la carga es cada vez más compensada, que corresponde a menores valores de la $\tan \phi$ la potencia máxima se incrementa, y el voltaje correspondiente a esta potencia máxima, también se incrementa.
3. Para cargas sobre compensadas ($\tan \phi < 0$), como se puede ver en la imagen, existe una porción de la curva en la que el voltaje se incrementa con la carga. Para cargas con negativo $\tan \phi$, mientras más potencia activa se consume, más potencia reactiva es producida por la carga.

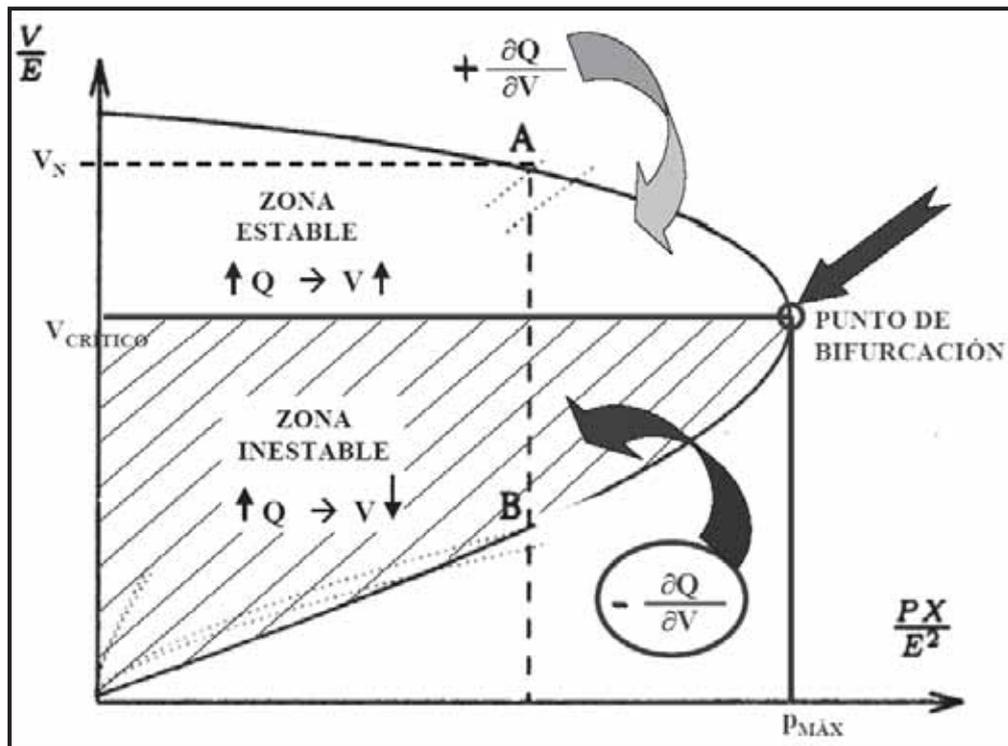


Figura 18 : Límites de estabilidad en Curvas PV.

Fuente: Voltage Stability of Electric Power Systems. (Van Cutsen, T., & Costas, V., 1999).

La figura 18 muestra las curvas P-V que indica la proximidad de colapso de voltaje en diferentes niveles de carga.

El fenómeno de colapso de voltaje consiste en que a medida que se incrementa la transferencia de potencia en una región delimitada, el perfil de voltaje en esa región disminuirá hasta alcanzar el colapso de voltaje. (Van Cutsen & Costas, 1999).

CAPITULO III

DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

3.1 Equipamiento del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos

3.1.1 Grupos Electrógenos

El sistema eléctrico aislado de Iquitos consta de 07 grupos electrógenos Wartsila de potencia nominal 8 MW y dos grupos CatMak 7MW y pequeños grupos de emergencia para cualquier contingencia estos son 10 grupos de 1MW cada uno

Los grupos electrógenos están formados por un motor y un generador, montados en un bastidor base común. El bastidor base está montado de forma flexible en los cimientos con muelles de acero. Un acoplamiento flexible conecta el motor y el generador.

El motor acciona un generador trifásico síncrono. El generador refrigerado con aire tiene un ventilador de refrigeración montado en el eje y filtros de aire. El generador también está equipado con un calentador anti condensación. La excitación del generador se controla con un regulador de tensión automático, que está montado en el armario de control del grupo electrógeno.

La figura 19 muestra los grupos de generación térmica existente en la central térmica de Iquitos.



Figura 19 : Grupos de generación térmica de la central térmica de Iquitos
Fuente: Electro Oriente.