

**CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL
USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL
SOFTWARE OPEN DSS**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL
USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL
SOFTWARE OPEN DSS**

**AUTOR:
BYRON ANDRÉS ROJAS CALDERÓN**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito D.M., febrero del 2022

Byron Andrés Rojas Calderón

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2022

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto:



Byron Andrés Rojas Calderón (Y'1996-M'08). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Unidad Educativa Santo Domingo” de la ciudad de Santo Domingo de los Tsáchilas, dónde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias Especialización Físico Matemático. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se desarrolla en dirección a los estudios de control de voltaje mediante la implementación de cambiadores de toma bajo carga para analizar el impacto a nivel de calidad de voltaje que sufre la red por el incremento de la variación de la demanda e implementación de generación distribuida en la distribución. brojasc1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. En 2019 Recibió el título de Magíster en Ingeniería y 2021 el título de Doctor en Ingeniería, ambos, en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@ups.edu.ec aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

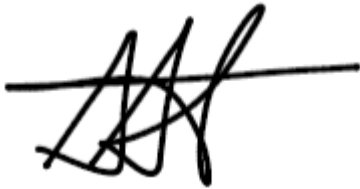
©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS realizado por Byron Andrés Rojas Calderón, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero del 2022



.....

Alexander Águila Téllez

C.C.: 175598318-4

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Byron Andrés Rojas Calderón, con documento de identificación N° 230050104-2, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero de 2022



.....
Byron Andrés Rojas Calderón

C.C.: 230050104-2

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Métodos de control de voltaje	4
2.2	Calidad de voltaje.....	10
3	Modelación en OpenDSS	13
3.1	Modelación de elementos.....	13
3.2	Elementos requirentes	15
3.3	Modos de simulación	18
3.4	Flujo de potencia en OpenDSS	19
3.5	Pseudocódigo para resolución.....	20
4	Sistema eléctrico de prueba.....	21
4.1	Caracterización de los arreglos de los enlaces	22
4.2	Datos de las líneas	22
4.3	Características de los transformadores	24
4.4	Características de los capacitores	24
4.5	Características del regulador	24
4.6	Características de las cargas	24
4.7	Escenarios.....	25
5	Análisis de resultados.....	27
5.1	Caso 1 aplicable al Esc. 1 y 2.....	27
5.2	Caso 2 y 3 aplicable al Esc. 1	31
5.3	Caso 2 y 3 aplicable al Esc. 2.....	38
6	Conclusiones	45
6.1	Trabajos futuros.....	46
7	Referencias	47
8	Anexo	51
8.1	Matriz de Estado del Arte.....	55
8.2	Resumen de Indicadores.....	60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de control de voltaje	2
Figura 2. Modelo básico de control de voltaje por excitación de generador.	4
Figura 3. Tipos de conexiones de reactores shunt.....	5
Figura 4. Curva de funcionamiento de condensadores	6
Figura 5. Diagrama esquemático de un SVC	7
Figura 6. Diagrama esquemático de STATCOM.....	8
Figura 7. Diagrama esquemático de TCVR.	8
Figura 8. Diagrama esquemático de SSSC	9
Figura 9. Diagrama esquemático de control de un OLTC.	10
Figura 10. Estructura general del Open DSS	13
Figura 11. Barra con N nodos	14
Figura 12. Terminal con N conectores.....	14
Figura 13. Elemento de transporte de energía con dos terminales, el primero con N conectores y el segundo con conectores M.	14
Figura 14. Elemento de conversión de energía	14
Figura 15. Modelo monofásico del transformador.....	16
Figura 16. Postes de distribución utilizados en la red de prueba de bus IEEE 13.	22
Figura 17. Abastecimiento de múltiples áreas con SAE en sistemas eléctricos	21
Figura 18. Configuración de cables subterráneos de la red de prueba IEEE 13.	22
Figura 19. Tipo de curvas de carga	25
Figura 20. Bus 680	26
Figura 21. Bus 611	26
Figura 22. Bus 675	26
Figura 23. Red Externa – Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	27
Figura 24. Potencia Activa S/E– Caso 1 – Esc. 1 y 2	27
Figura 25. Potencia Reactiva S/E– Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	27
Figura 26. Voltaje S/E– Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	28
Figura 27. Transformador regulador – Caso 1 – Esc. 1 y 2	28
Figura 28. Variación del tap en el regulador – Caso 1 – Esc. 1 y 2	28
Figura 29. Voltaje bus 632 – Caso 1 – Esc. 1 y 2	28

Figura 30. Voltaje bus 680 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.	29
Figura 31. Voltaje bus 675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.	29
Figura 32. Potencia activa – Bus-675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	30
Figura 33. Potencia reactiva–Bus-675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	30
Figura 34. Capacitor–Bus-675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2	30
Figura 35. Voltaje bus 611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.	30
Figura 36. Potencia activa y reactiva–Bus-611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.....	30
Figura 37. Capacitor–Bus-611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.	31
Figura 38. Potencia Activa S/E– Caso 2 – Esc. 1.	31
Figura 39. Potencia Activa S/E– Caso 3 – Esc. 1	31
Figura 40. Potencia Reactiva S/E– Caso 2 – Esc. 1.....	31
Figura 41. Potencia Reactiva S/E– Caso 3 – Esc. 1	32
Figura 42. Variación Tap fase 1– Caso. 1,2 y 3 – Esc1	32
Figura 43. Variación Tap fase 2– Caso. 1,2 y 3-Esc1	32
Figura 44. Variación Tap fase 3– Caso. 1,2 y 3-Esc1	32
Figura 45. Voltaje fase 1– Bus632-Casos 1,2 y 3 – Esc1.	33
Figura 46. Voltaje fase 2– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc1	33
Figura 47. Voltaje fase 3– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc1	33
Figura 48. Voltaje fase 1– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1	34
Figura 49. Voltaje fase 2– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1.	34
Figura 50. Voltaje fase 3– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1.	34
Figura 51. Voltaje fase 1– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.	35
Figura 52. Voltaje fase 2– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.	35
Figura 53. Voltaje fase 3– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.	35
Figura 54. Potencia activa– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1	36
Figura 55. Potencia reactiva– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1	36
Figura 56. Compensador– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1	36
Figura 57. Voltaje fase 1– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1	36
Figura 58. Potencia activa y reactiva– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1	37
Figura 59. Compensador– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1	37
Figura 60. Curva de ocurrencia del GD	38

Figura 61. Potencia Activa S/E– Caso 2 – Esc. 2.	39
Figura 62. Potencia Activa S/E– Caso 3 – Esc. 2.	39
Figura 63. Potencia Reactiva S/E– Caso 2 – Esc. 2.....	39
Figura 64. Potencia Reactiva S/E– Caso 3 – Esc. 2.....	39
Figura 65. Variación Tap fase 1– Caso. 1,2 y 3 – Esc2.....	40
Figura 66. Variación Tap fase 2– Caso. 1,2 y 3-Esc2.....	40
Figura 67. Variación Tap fase 3– Caso. 1,2 y 3-Esc2.....	40
Figura 68. Voltaje fase 1– Bus632-Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	41
Figura 69. Voltaje fase 2– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	41
Figura 70. Voltaje fase 3– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	41
Figura 71. Voltaje fase 1– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	41
Figura 72. Voltaje fase 2– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	42
Figura 73. Voltaje fase 3– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	42
Figura 74. Voltaje fase 1– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	42
Figura 75. Voltaje fase 2– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	43
Figura 76. Voltaje fase 3– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	43
Figura 77. Compensador– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	43
Figura 78. Voltaje fase 1– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	44
Figura 79. Compensador– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc2.....	44
Figura 80. Aporte del Aerogenerador– Casos 2– Esc2.....	45
Figura 81. Aporte del Aerogenerador– Casos 3– Esc2.....	45
Figura 82. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	60
Figura 83. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	61
Figura 84. Indicador de solución - Estado del arte.....	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los equipos FACTS según el tipo de conexión.	7
Tabla 2. Porcentaje armónico máximo en tensión	11
Tabla 3. Límites de armónicos.	11
Tabla 4. Parámetros básicos del elemento “Circuito”	15
Tabla 5. Parámetros básicos del generador.	15
Tabla 6. Parámetros básicos del transformador.	16
Tabla 7. Parámetros básicos del Regulador.	16
Tabla 8. Parámetros básicos del elemento LineCode.....	17
Tabla 9. Parámetros básicos del elemento Line.	17
Tabla 10. Principales modelos de carga.	17
Tabla 11. Parámetros básicos del elemento Load.	18
Tabla 12. Parámetros básicos del elemento LoadShape.	18
Tabla 13. Parámetros básicos del elemento Capacitor.....	18
Tabla 14. Pseudocódigo de solución.	20
Tabla 15. Configuraciones de líneas aéreas.	22
Tabla 16. Configuraciones de cables subterráneos.	22
Tabla 17. Datos de conductores.	22
Tabla 18. Cable AA concéntrico de 15 kV.	22
Tabla 19. Datos de los segmentos.	23
Tabla 20. Características de transformadores	24
Tabla 21. Características de los capacitores.....	24
Tabla 22. Características del regulador.....	24
Tabla 23. Características de las cargas concentradas.....	24
Tabla 24. Características de las cargas distribuidas.....	25
Tabla 25. Modelo de las cargas.....	25
Tabla 26. Curvas de carga.....	25
Tabla 27. Tipo de cargas.....	25
Tabla 28. Potencia máxima entregada por la S/E- Caso 1 – Esc. 1 y 2.	27
Tabla 29. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-632- Caso 1 – Esc. 1 y 2.	29
Tabla 30. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-680- Caso 1 – Esc. 1 y 2.	29

Tabla 31. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-675- Caso 1 – Esc. 1 y 2.	29
Tabla 32. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-611- Caso 1 – Esc. 1 y 2.	30
Tabla 33. Energía activa S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 1.	31
Tabla 34. Energía reactiva S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 1.	32
Tabla 35. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	33
Tabla 36. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	33
Tabla 37. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	34
Tabla 38. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	34
Tabla 39. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	35
Tabla 40. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	35
Tabla 41. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	37
Tabla 42. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.....	37
Tabla 43. Características generales del GD eólico.....	38
Tabla 44. Curva de ocurrencia del GD eólico.....	38
Tabla 45. Características de transformadores.	38
Tabla 46. Características del capacitor del aerogenerador.....	39
Tabla 47. Energía activa S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 2.	39
Tabla 48. Energía reactiva S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 2.	40
Tabla 49. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	41
Tabla 50. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	41

Tabla 51. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	42
Tabla 52. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	42
Tabla 53. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	43
Tabla 54. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	43
Tabla 55. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	44
Tabla 56. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.....	44
Tabla 57. Matriz de estado del arte	55

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

Resumen

La operación de un sistema eléctrico en la etapa de distribución conlleva al manejo de diferentes variables de control, siendo una de las más importantes el nivel de voltaje en un sistema desbalanceado, por lo que un inadecuado control del voltaje puede contravenir con la operación normal del sistema. Por este motivo se desarrolla el presente trabajo de investigación a fin de establecer el control de voltaje mediante el uso de cambiadores de tomas bajo carga en redes de distribución eléctrica de tipo desbalanceadas, cuya modelación será realizada al sistema eléctrico tipo IEEE de 13 nodos usando el software OpenDSS, la citada red será sujeta a diferentes casos de estudio en los cuales se producirán variaciones de la demanda e implementación de generación distribuida en la red, permitiendo de esta forma evaluar diversas variables eléctricas, entre ellas los voltajes, potencias de la generación distribuida, aportes de los transformadores reguladores, cuyos resultados han permitido establecer los índices de calidad de nivel de voltaje y las estrategias de tipo técnico que deben observarse para la operación de este tipo de sistemas eléctricos considerando los casos y escenarios de estudios planteados.

Palabras Clave: Transformadores, cambiadores de tomas, control de voltaje, generación de energía distribuida, microrredes, demanda de energía e integración de sistemas.

Abstract

The operation of an electrical system in the distribution stage leads to the management of different control variables, one of the most important being the voltage level in an unbalanced system, so that an inadequate control of the voltage can contravene the normal operation of the system. For this reason, the present research work is developed in order to establish voltage control through the use of on-load tap changers in unbalanced electrical distribution networks, whose modeling will be carried out to the IEEE type electrical system of 13 nodes using the OpenDSS software, the aforementioned network subject to different case studies in which variations in demand will occur and generation implementation will be distributed in the network, thus authorizing the evaluation of various electrical variables, including voltages, powers of distributed generation, supplements of regulating transformers, the results of which have made it possible to establish the quality indexes of the voltage level and the technical strategies that must be observed for the operation of this type of electrical systems, considering the cases and study scenarios proposed.

Keywords: Transformers, Tap changers, Voltage control, Distributed power generation, Microgrids, Power demand and System integration.

1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son parte fundamental del desarrollo económico y social de toda nación, es el motivo por lo que su investigación, perfeccionamiento y optimización son de suma importancia. Una forma de análisis de los SEP son los estudios de flujo de potencia donde se obtienen los principales datos necesarios para conocer el estado del sistema como son los niveles de voltaje, ángulo de fase y potencias activa y reactiva de cada barra y línea, utilizando métodos numéricos como son el de Newton-Raphson (NR) o de Gauss-Seidel (GS) [1]. Estos métodos son de apoyo en los extenuantes estudios que se han ido desarrollando al largo de los años para la adecuada operación y planificación de los sistemas eléctricos para el suministro del servicio eléctrico.

Los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad de energía que el proveedor del servicio eléctrico debe mantener para con los usuarios, están directamente relacionados con la continuidad del servicio y los valores normalizados y regulados de voltaje y frecuencia que debe mantener la red, es por esto que se realizan estudios de flujo de potencia anteriormente mencionados, para verificar si los valores de voltaje son los deseados y de no ser el caso, controlarlos y corregirlos de manera oportuna y precisa. Además de los flujos de potencia, existen otros estudios fundamentales en un SEP y son los estudios de cortocircuito, los estudios de estabilidad que es analizada en tres factores (frecuencia, angular y de voltaje), y los estudios de calidad de la energía eléctrica [2].

El presente estudio se centrará en el último de los estudios mencionados, los índices calidad de la energía eléctrica en particular el de voltaje a nivel del sistema

de distribución. Las variaciones en el nivel de voltaje que se forman en un SEP se dan principalmente por la gran cantidad de cargas inductivas existentes en el mismo, es decir, cuando la carga aumenta o disminuye, produce una caída o aumento de tensión tanto en las redes de distribución, en las líneas de transmisión como en las barras del sistema, provocando cortes de energía segmentados o globales también conocido como blackout. Por lo tanto, estas alteraciones en el nivel de voltaje se dan por un desequilibrio entre la producción y la demanda, es por ello por lo que los operadores del SEP realizan análisis y estudios para prevenir estos sucesos y también existen elementos y procesos que evalúan de forma continua el estado de la red y actúan de manera automática ante esta clase de eventos [3], [4].

En la actualidad existen varios métodos que se implementan para el control de voltaje en un SEP los cuales están principalmente divididos en dos tipos, los continuos y discretos, como se puede ver en la Figura 1.

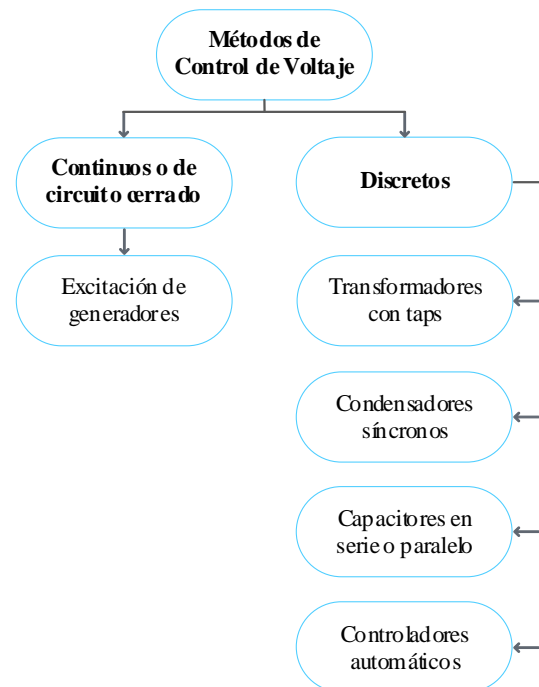


Figura 1. Tipos de control de voltaje [2].

Los métodos de control comúnmente usados y más desarrollados es la excitación de los generadores y los transformadores con taps. El control continuo por medio de excitación de los generadores síncronos es generalmente el principal método de regulación de voltaje en los SEP. Este proceso consiste en regular la corriente de campo de los generadores para mantener el voltaje terminal de la máquina cerca de un valor nominal. Es relevante entender que este control está restringido a las capacidades de voltaje y corriente del excitador y el devanado de campo de los generadores [5]. Como se mencionó también se describe al conocido transformador del cambiador de tomas en carga (OLTC) en su aplicación está provisto por un relé de control automático de voltaje (AVC) es el mecanismo de control de voltaje más utilizado y práctico para redes de distribución que abarca niveles de tensión desde los 6,6 a 33 kV. El relé AVC mide el voltaje en el lado secundario del transformador y luego lo contrasta con el voltaje objetivo previamente especificado, posteriormente toma una señal de decisión para ajustar la posición del TAP del transformador con el fin de cambiar la relación de transformación. Este cambio afecta el voltaje de salida del transformador aumentando o disminuyendo el voltaje para mantenerlo en los límites establecidos. Para evitar la operación del OLTC en alteraciones de voltaje de corta duración que se encuentran fuera de la banda muerta de voltaje, se introduce un retardo en tiempo de acción en el relé AVC [6], [7].

En resumen existen estudios, metodologías y tecnologías aplicadas para mejorar los índices de calidad energética ya que la calidad de energía es un tema trascendental en todo mercado eléctrico a nivel mundial, y por lo tanto, existen

políticas energéticas que se derivan en varias regulaciones como la EN50160 donde se disponen las características específicas del producto eléctrico para sistemas de baja y media tensión, definiendo claramente qué parámetros deben medirse, así como las tolerancias permitidas sobre la deformación de la señal. Conjuntamente la IEC ha publicado los informes técnicos IEC 61000-3-6/-7 que imponen un número conciso de requisitos que deben cumplirse tanto en el área de transmisión, subtransmisión y distribución para mantener y proveer un nivel adecuado de calidad de voltaje, por su parte la IEEE emitió el informe técnico de prácticas recomendadas para monitorear la calidad de la energía eléctrica IEEE 1159-1995 [8]–[10].

En Ecuador existe la regulación 004/01 emitida por el excoordinador eléctrico nacional (CONELEC) que define y detalla los parámetros y procedimientos que las empresas distribuidoras deben hacer para expendir energía eléctrica de calidad [11].

Para el desarrollo de este artículo se utilizará el software de código abierto OpenDSS, el cual fue creado para contribuir al diseño y construcción de redes inteligentes, agregando rapidez y eficiencia en las simulaciones de sistemas de distribución inteligentes. El software OpenDSS es está basado en líneas de comando donde se definen los circuitos, y puede provenir del usuario, de un archivo de texto fijo o de programas externos como MATLAB o LABVIEW entre otros. El software es una herramienta flexible capaz de realizar análisis para los nuevos desafíos de los sistemas de distribución [12], y para el caso de análisis presente se desarrolla una modelación en el software OPEN DSS para establecer el control de voltaje mediante el uso de cambiadores de tomas bajo carga en redes de distribución eléctrica de tipo desbalanceadas con el

objetivo de mantener un adecuado índice de calidad de voltaje.

El desarrollo del presente trabajo entorno al control de voltaje en las redes de distribución está constituido por las siguientes secciones:

- 1) La Sección 2 especifica el soporte teórico técnico encaminado a los métodos de control de voltaje y calidad energética en la distribución;
- 2) En la Sección 3 se desarrolla la formulación matemática de la modelación a implementar en el software OPEN DSS para el control de voltaje;
- 3) La Sección 4 muestra la aplicación del modelo desarrollado y los casos de estudios planteados;
- 4) Y respecto a la sección anterior, la Sección 5 exterioriza los resultados; para posteriormente describir los aspectos concluyentes y se detallan los trabajos futuros como parte final.

2 Marco teórico

2.1 Métodos de control de voltaje.

La constante expansión del sistema eléctrico, tanto en el sector residencial como industrial, las fallas inusuales en los diferentes elementos del SEP como líneas, transformadores o generadores, provocan inestabilidad y variaciones de tensión que pueden afectar de forma considerable a todo el sistema, es por lo cual que el análisis y creación de modelos y equipos que estabilicen los valores de voltaje han sido ampliamente estudiados y perfeccionados con el paso de los años, estos elementos ayudan a mantener un perfil de voltaje acorde al valor nominal en baja, media y alta tensión del sistema eléctrico nacional, de igual forma mantiene un flujo de potencia óptimo

previamente calculado y aprobado por el operador [13].

Los métodos creados y utilizados para la regulación de voltaje en los SEP son varios y cada uno tiene sus ventajas y desventajas al momento de su aplicación, por lo que se procederá a presentar los principales modelos aplicados para este fin [14].

2.1.1 Excitación de generadores

La excitación de generadores es el método más utilizado para el control de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia a nivel terciario, es decir control de voltaje a nivel nacional, NVR-TVC (National Voltage Regulation, Tertiary Voltage Control) [15], se basa en regular la corriente de campo para mantener la tensión nominal en los terminales del generador, a este método se lo conoce como AVR (Regulador automático de voltaje). El esquema básico del control de voltaje por AVR está representado en la Figura 2.

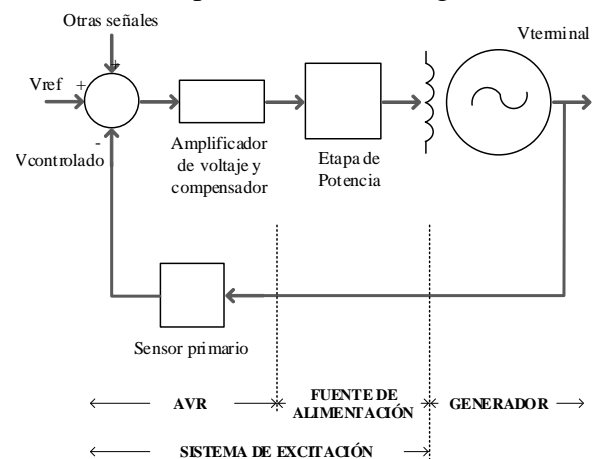


Figura 2. Modelo básico de control de voltaje por excitación de generador [16].

Además de la señal de voltaje controlado se pueden añadir otras señales de error que ayudan a mejorar el rendimiento dinámico del sistema eléctrico, y son [5], [16], [17]:

- a) Señales suplementarias que sirven para crear una mejor amortiguación de las oscilaciones electromecánicas.

- b) Señales de compensación, utilizadas para la caída de tensión en la impedancia del transformador elevador o para compensar la corriente reactiva suministrada por la máquina (compensación de caída de corriente).
- c) Señales adicionales para Control Conjunto, para controlar la tensión en el lado de alta tensión de la planta de generación y la carga reactiva de las máquinas.

2.1.2 Reactores Shunt

Los reactores en derivación o más conocidos como reactores shunt, son principalmente elementos de carácter inductivo, que se incorporan tanto en el nodo de envío como en el de recepción de los enlaces de conexión de transmisión o distribución largos. Cuando una línea no posee carga o se encuentra con una carga leve, la capacitancia de esa línea prevalece y el voltaje recibido se vuelve mayor que el voltaje de envío, provocando por tanto sobretensiones, a esto se lo conoce como el efecto Ferranti. Para contrarrestar esta anomalía, los reactores shunt se conectan en la línea y contrarrestan la capacitancia controlando de esta manera el voltaje [18].

Estos elementos físicamente son bobinas que pueden tener un núcleo de aire o ferromagnético, por lo que son relativamente económicos en comparación con otros métodos de control de voltaje y no necesitan un mantenimiento exhaustivo sin embargo como desventaja es que su única función es la de consumir reactivos y no producirlos [19].

Los reactores en derivación se conectan de dos formas diferentes como se puede visualizar en la Figura 3, la primera es conectándolo a una toma de un transformador de tres devanados, la segunda forma es conectándolo directamente a la línea, pero si es en un

sistema de alta tensión se debe utilizar un filtro RC de amortiguamiento para evitar los daños ocasionados por los voltajes transitorios de conmutación [20].

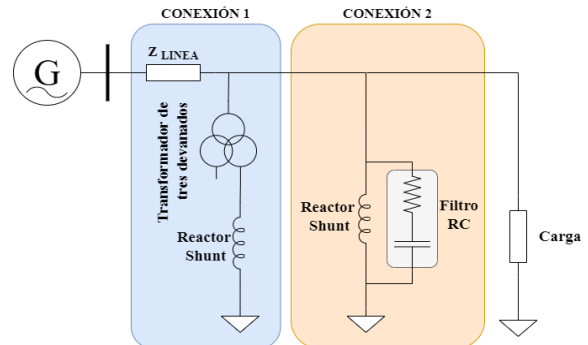


Figura 3. Tipos de conexiones de reactores shunt [20].

2.1.3 Capacitores shunt

Los capacitores en paralelo o shunt compensan la potencia reactiva e incrementan el voltaje en el nodo. Son diseñados en varios tamaños para baja, media y alta tensión. Su precio y sencilla instalación y accionamiento son sus principales ventajas por lo que se encuentran en todo nivel del sistema eléctrico, sin embargo, su principal inconveniente es que la potencia reactiva se reduce a niveles de voltaje bajos a pesar de que se necesite lo contrario, por motivo de que la potencia es proporcional al cuadrado del voltaje [21].

Los capacitores de derivación usualmente se colocan en subestaciones del lado de carga o cerca de zonas industriales por motivo de que estas consumen corriente inductiva que hace que el factor de potencia se retrase de 0,3 a 0,6. El accionamiento de los capacitores shunt compensa esta reactancia inductiva y, por lo tanto, disminuye la caída de corriente. Por lo que, los capacitores en derivación se pueden utilizar para controlar el voltaje en líneas cuando la carga es altamente inductiva [22].

2.1.4 Capacitores en serie

Los capacitores serie contribuyen a mejorar el control de voltaje y al balance de potencia. La potencia reactiva

procedente de un capacitor en serie aumenta proporcionalmente a la potencia de consumo; por lo que se puede decir que el capacitor serie se regula automáticamente. Por lo tanto, reduce la caída de voltaje en régimen permanente y también actúa instantáneamente ante la fluctuación de la corriente de carga [22].

La diferencia entre los capacitores shunt y serie es que, el capacitor shunt regula el voltaje cambiando el factor de potencia de la carga, mientras que el condensador en serie lo hace desconectando directamente la reactancia inductiva del circuito al que se aplica. Sin embargo, los capacitores serie, no son muy aplicados debido a que necesitan un estudio de ingeniería más complejo que los capacitores shunt, y también muestran menor capacidad de corrección del factor de potencia [23].

2.1.5 Condensador síncrono

El condensador síncrono, también conocido como compensador síncrono, es similar al generador de energía térmica convencional, con la diferencia de que este no posee gobernador, estos son equipos electromecánicos diseñados para trabajar sin carga mecánica por lo que el rotor puede girar libremente sin restricciones y, esto permite que puedan producir o consumir energía reactiva. El compensador síncrono puede controlar de forma continua el nivel de voltaje en un área de la red, esto permite el correcto funcionamiento del sistema eléctrico lo que significa la mejora en cuanto a la estabilidad estática el aumento de la capacidad de transporte de potencia activa en las líneas, y también durante eventos transitorios el control del nivel de voltaje incluso en grandes perturbaciones suscitadas en la red [24], [25].

La curva de funcionamiento de los condensadores síncronos expuesta en la Figura 4, muestra claramente que pueden

funcionar tanto como capacitores, así como reactores (bobinas), dependiendo de la corriente de excitación [25], [26].

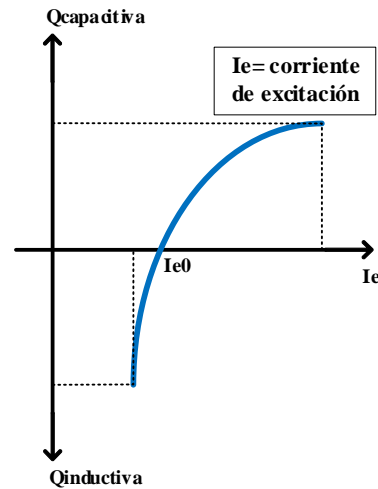


Figura 4. Curva de funcionamiento de condensadores Síncronos [26].

Los compensadores síncronos se autorregulan. Con el voltaje de fase en los terminales de la máquina (E), el voltaje interno de la máquina (E_0) y con la reactancia de la máquina (X_d), la potencia reactiva suministrada por el compensador síncrono se puede calcular como [26]:

$$Q_{cs} = 3E I_e = 3E \frac{(E_0 - E)}{X_d} \quad (1)$$

Al considerar el valor E_0 constante, resulta que el valor de Q_{cs} disminuye cuando el voltaje en los terminales de la máquina aumenta y viceversa.

2.1.6 Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS)

Los equipos FACTS se basan principalmente en los avances tecnológicos de la electrónica de potencia, tomando en cuenta equipos o elementos ya existentes como reactores y capacitores shunt o serie que se los ha reformado con elementos electrónicos y semiconductores de potencia que optimizan sus características y beneficios. Los FACTS poseen diferentes aplicaciones como mejorar la estabilidad dinámica y transitoria, el aumento de la capacidad de

transferencia de potencia en las líneas de transmisión, la corrección del factor de potencia y la mejora de estabilidad de voltaje entre otras [27], [28].

Los FACTS se pueden dividir en tres categorías dependiendo principalmente de su tipo de conexión como se puede evidenciar en la Tabla 1:

Tabla 1. Clasificación de los equipos FACTS según el tipo de conexión.

Clasificación FACTS			
Tipo de conexión	FACTS		Siglas en inglés
Conexión shunt	Compensador estático	reactivo	SVC
	Compensador síncrono	estático	STATCOM
	Reactor controlado por tiristores	por	TCR
	Reactor encendido por tiristores	por	TSR
	Capacitor encendido por tiristores	por	TSC
	Conexión en serie	Regulador de voltaje controlado por tiristores	
Compensador síncrono serie		estático	SSSC
Capacitor serie controlado por tiristores			TCSC
Reactor serie controlado por tiristores			TCSR
Controlador de flujo de potencia interlíneas			IPFC
Conexión mixta		Transformador cambiador de fase controlado por tiristores	
	Controladores de flujo de potencia unificados		UPFC
	Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores		TCPAR

2.1.6.1 SVC

El compensador reactivo estático (SVC) es un equipo FACTS que se conecta en paralelo con las líneas de transmisión. Este se compone por un grupo de controladores, como el TCR y TSR, que sirven para absorber potencia reactiva el TCR, y el TSC que se utiliza para inyectar potencia reactiva al sistema cuando este lo requiere. También posee distintos filtros de armónicos en el sistema, como se muestra en la Figura 5 [29]. El SVC absorbe potencia reactiva en modo

inductivo y genera potencia reactiva en modo capacitivo en su punto de conexión; el SVC se puede representar como un suministrador de energía reactiva ideal cuando está conectado directamente a la barra, mientras que se modela como una admitancia variable si está conectado en derivación a líneas de transmisión [30].

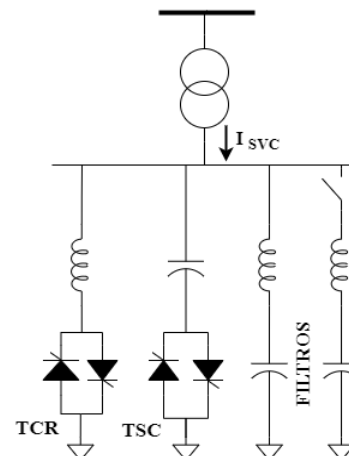


Figura 5. Diagrama esquemático de un SVC [29].

El SVC también se puede utilizar para [31]:

- La corrección del factor de potencia.
- Mejora de la seguridad dinámica y estática
- Regulación de voltaje.
- Además, asegura estabilidad.
- La capacidad de carga del sistema es mejorada.
- Permite el amortiguamiento de oscilaciones de potencia.
- Son parte de la planificación de potencia reactiva.
- La reducción de pérdidas.

2.1.6.2 STATCOM

El STATCOM es un dispositivo FACTS que se conecta de forma paralela a las líneas de transmisión; se basa en un convertidor de fuente de voltaje (VSC) que se conecta a la barra o nodo mediante un transformador de acoplamiento, como se puede observar en la Figura 6 y se representa también como una fuente de

voltaje en serie con la impedancia del transformador de acoplamiento. Los equipos STATCOM no son capaces de suministrar ni consumir energía activa; no obstante, pueden entregar de forma simultánea potencia reactiva inductiva y capacitiva a la red [32]. Tiene cierta similitud con los equipos SVC, con la diferencia de que los STATCOM se basa en un convertidor de fuente de voltaje o un convertidor de fuente de corriente. El STATCOM tiene varias beneficios y aplicaciones como la regulación de voltaje al optimizar el margen de estabilidad para transitorios, oscilación del sistema de amortiguación, filtración armónica, también proporciona respuestas rápidas cuando la potencia reactiva de la carga cambia de forma abrupta [33].

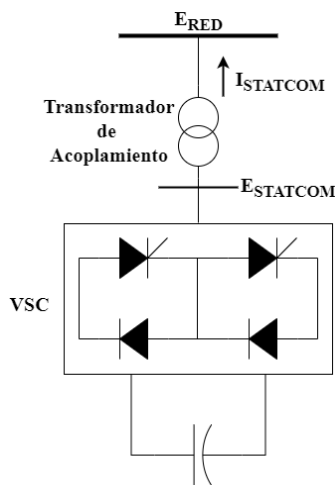


Figura 6. Diagrama esquemático de STATCOM [29]

Es importante resaltar que el STATCOM es el equipo FACTS más utilizado en centrales de generación de energías renovables no convencionales (ERNC) ya que es el único que provee un factor de potencia unitario en las centrales de energía eólica, y también entrega y consume energía reactiva en el nodo de conexión entre la central eólica y la red para corregir pequeñas variaciones o caídas de voltaje, también los STATCOM pueden ser utilizados en centrales fotovoltaicas como inversores durante el

día y como compensadores durante la noche, a este arreglo se le llama PV-STATCOM [34], [35], estas son unas de las varias aplicaciones en la integración de las energías limpias a los sistemas de potencia.

2.1.6.3 TCVR

Los TCVR son utilizados como equipos de secundarios de apoyo junto con otros FACTS para el control de los sistemas eléctricos. Los TCVR insertan voltaje de fase al voltaje del bus principal para cambiar y corregir su magnitud. Estos dispositivos FACTS se puede modelar como un transformador cambiador de tomas ideal sin impedancia en serie como se observa en la figura 7 que presenta la estructura principal del TCVR. El valor de la relación de transformación del número de espiras viene dado por $V1/V2$, que determina la modificación adicional relativa a la nominal, y sus valores oscilan entre 0,9 y 1,1 siendo 1,0 significado de que no existe ninguna transformación adicional [36].

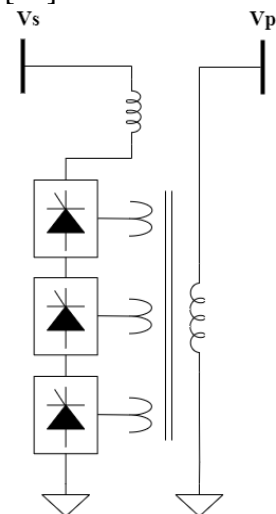


Figura 7. Diagrama esquemático de TCVR [36].

2.1.6.4 SSSC

El SSSC opera como un compensador en serie y tiene un rol crucial en el manejo del flujo de energía de las líneas de transmisión al cambiar sus características de reactancia capacitiva a inductiva. El compensador estático síncrono en serie

consiste en un convertidor conectado a una fuente de corriente continua desde un lado y conectado a la línea de transmisión por medio de transformador de acoplamiento, como se muestra en la Figura 8; el SSSC puede representarse como una fuente de tensión en serie con la impedancia propia del transformador de acoplamiento [37].

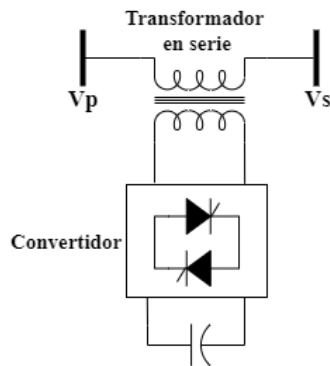


Figura 8. Diagrama esquemático de SSSC [38].

Controlando el ángulo de fase y la magnitud del voltaje inyectado en serie con la línea, el SSSC posee la capacidad de controlar el flujo de potencia de las líneas de transmisión. Por motivo de que el SSSC puede intercambiar tanto potencia activa como reactiva con el sistema, se emplea para la gestión de la congestión, el mejoramiento del perfil de voltaje y la estabilidad atenuando las oscilaciones de potencia [39].

2.1.7 Transformadores con TAPs

El control de voltaje en los sistemas de transmisión y distribución usualmente se logra por medio de la aplicación de transformadores de cambio de tomas. En este método, el voltaje de línea se ajusta cambiando la fuerza electromotriz de uno de los lados del transformador, la regulación de voltaje del transformador con TAPs opera evidentemente cambiando el número de vueltas o espiras en un devanado para ajustar físicamente las relaciones de transformación del transformador [40].

El transformador puede añadir o quitar devanados, por lo que estos cambios afectan al control del voltaje de salida del transformador para mantener el voltaje de la red dentro de los límites previstos para mantener la calidad del servicio eléctrico. Básicamente, hay dos tipos de transformadores de cambio de tomas [41], [42].

a) Transformadores con TAPs sin carga (NLTC)

En este tipo de transformador se desconecta del suministro de energía antes de realizar el cambio de la toma. Estos equipos son más baratos, sin embargo, el principal conflicto es que el suministro eléctrico se interrumpe al cambiar la toma quitando continuidad y confiabilidad al sistema eléctrico.

b) Transformadores con TAPs con carga (OLTC)

En los SEP modernos, la continuidad del servicio es primordial, por lo que, se priorizan los transformadores de cambio de tomas con carga para controlar el nivel de tensión. Sin embargo, estos transformadores tienen un costo más elevado que los transformadores sin carga, debido a que necesita mayor protección por sus maniobras de conmutación a plena carga [43].

El dispositivo cambiador de tomas en carga es un componente del transformador que es controlado automáticamente por un relé para aumentar o disminuir el nivel de voltaje al cambiar la posición de la toma del transformador, cuando el voltaje secundario observado ya no está dentro de los límites de la banda muerta permitida, el relé envía una señal comando al mecanismo del cambiador de tomas para alterar su posición a fin de restaurar el nivel de voltaje preestablecido [44].

En la Figura 9 se expone la operación general y la disposición básica de los OLTC que van habitualmente acompañados de un relé de control

automático de voltaje (AVC). El relé AVC monitorea el voltaje en el lado secundario del transformador comparando continuamente el voltaje de carga y el voltaje nominal objetivo, este relé determina si se debe cambiar la posición de la toma o no para mantener el nivel de voltaje preestablecido [7], [40].

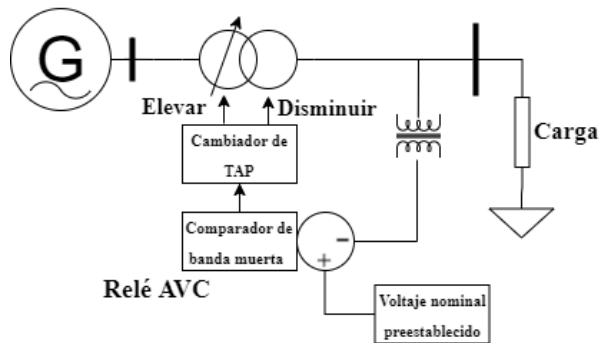


Figura 9. Diagrama esquemático de control de un OLTC [7].

2.2 Calidad de voltaje

Los parámetros de la calidad de voltaje en la red de distribución son necesarios para definir las acciones y repercusiones entre el cliente y el operador de la red de distribución desde el punto de vista de la responsabilidad por una calidad de voltaje deficiente. El nivel de voltaje en líneas de media tensión (distribución) que van desde los 6.6 kV hasta los 33 kV son utilizados en todo el mundo y es necesario conocer las condiciones y parámetros en que deben cumplir según los estándares EN 50160 y IEEE 1159-1995 [8], [10].

2.2.1 Perturbaciones que afectan al índice calidad del voltaje

Considerando los atributos de calidad de la energía para la distribución y la dirección en que se desarrolla del presente estudio en cuanto al control del nivel de voltaje, es necesario detallar las perturbaciones que afectan al voltaje y con esto la calidad del producto que llega a los consumidores del servicio de energía eléctrica.

2.2.1.1 Variaciones del nivel de voltaje

Las variaciones de los perfiles de voltaje se deben a fallas en las subestaciones de transformación o en las redes, también por maniobras o por causas externas ajenas al sistema como condiciones atmosféricas o un agente que atenta sobre la estructura del sistema, además la influencia de múltiples cargas altera la onda de voltaje también. Considerando estos aspectos, y con el fin de brindar un servicio de calidad y confiable las distribuidoras en condiciones normales de funcionamiento, excluyendo los períodos con interrupciones programadas o imprevistas, las variaciones del voltaje de alimentación no deben exceder $\pm 10\%$ del voltaje nominal (V_n). Un método de prueba para el nivel de media tensión en condiciones normales de funcionamiento debe cumplir los siguiente:

- Durante cada período de una semana, al menos el 99% de la media de 10 minutos de valores r.m.s. de la tensión de alimentación deben estar por debajo del límite superior de $(V_n) + 10\%$.
- Durante cada período de una semana, al menos el 99% de la media de 10 minutos de valores r.m.s. de la tensión de alimentación deben estar por encima del límite inferior de $(V_n) - 10\%$.
- Todos los valores de 10 minutos r.m.s de la tensión de alimentación deben estar dentro del rango de $(V_n) \pm 15\%$.

2.2.1.2 Flicker o perturbaciones de voltaje rápidas

Los parpadeos o flicker son resultado de fluctuaciones o cambios bruscos del voltaje de la red, cambiando su amplitud rápidamente menor al 10% en un corto periodo. Las principales causas son:

- La absorción variante de potencia por parte de cargas especiales como soldadoras, hornos o motores, entre otros que producen un arranque brusco.
- Dentro del sistema existen equipos que en el proceso de energización y desenergización producen flickers como bancos de condensadores, motores, etc.

Las distribuidoras deben cuidar que los valores de las variaciones estén dentro del límite inferior de los permitidos ya que si lo supera decrece la calidad de la energía suministrada. Los valores de los índices de flicker no deben superar la unidad y en porcentaje en el punto medido el 95% de los valores no deben superar el valor límite establecido [45].

2.2.1.3 Distorsión armónica

Los armónicos son producto de la incorporación de cargas no lineales por parte de la demanda y por equipos con electrónica de potencia como inversores, rectificadores, variadores, entre otros que afectan a la corriente y voltaje deformando la señal.

Los principales efectos de la distorsión armónica tanto de voltaje como de corriente es la aparición de resonancia provocando la amplificación de los armónicos, el rendimiento de todo el sistema se reduce, también se deteriora aislamiento, equipos y la red en general. Estos armónicos producen efectos asociados que se traducen en costos técnicos y económicos asociados.

Por los motivos mencionados la etapa de distribución debe cuidar la prevalencia y crecimiento de los armónicos para no afectar a la calidad de la energía que entrega. Para [8] en condiciones normales de funcionamiento, durante cada período de una semana, el 95% de la media de 10 min de valores r.m.s. debe poseer porcentajes ser menores o iguales a los

presentados en la Tabla 2 para los principales voltajes armónicos. Al mismo tiempo la distorsión armónica total (THD) de voltaje incluyendo todos los armónicos hasta de orden 40 deberá ser menor o igual al 8%.

Tabla 2. Porcentaje armónico máximo en tensión

Armónicos	
Orden	Porcentaje
3	5%
5	6%
7	5%
15	0.5%

Por otro lado, según [10] la TDH debe ser menor o igual al 5% y un menor o igual al 3% para cada armónico individual, pero en el sector eléctrico ecuatoriano para la etapa de distribución según [45] la regulación de calidad del servicio eléctrico de distribución los límites son los que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Límites de armónicos [45].

Nivel de Voltaje	Porcentaje Parcial	Porcentaje total THD
Bajo	5%	8%
Medio	3%	5%
Alto	1-1.5%	1.5-2.5%

2.2.1.4 Desbalance de voltaje

El desbalance en el voltaje es un efecto de la agregación de nuevas cargas al sistema sin la adecuada planificación por lo que las fases se ven afectadas tomando diferentes niveles de carga y por ende las variables eléctricas entran en desbalance al igual que el sistema en general. El desbalance ocasiona incremento en la temperatura de equipos trifásicos, lo que reduce su vida útil y se vuelven vulnerables a otro tipo de fallas; en redes monofásicas se producen fluctuaciones de voltaje permanentes y afectan a equipos de este tipo. Estas son las razones por las que es necesario plantear un indicador que

muestre la diferencia de las fases trifásicas del sistema para poder expresar dicho desbalance en porcentajes y evaluar la calidad del voltaje a entregarse. En condiciones normales de funcionamiento, durante cada período de una semana, el 95% de la media de 10 min de valores r.m.s. Las cantidades del componente de secuencia de fase negativa de la tensión de alimentación deben estar dentro del rango 0-2% del componente de secuencia de fase positiva [8].

2.2.2 Índices e indicadores de calidad en la distribución

Para el cumplimiento de los estándares y regulaciones, el servicio brindado por la distribuidora es evaluado considerando indicadores e índices, estos son [45]:

- 1) Calidad del producto: dentro de este índice de calidad se evalúan periódicamente los siguientes indicadores.
 - a. Nivel de voltaje: la empresa de distribución debe cumplir con un nivel de voltaje admitido en un punto donde se realiza la medición dependiendo del nivel de voltaje existen rangos admitidos, por ejemplo, para alto voltaje $\pm 5\%$, medio $\pm 6\%$ y bajo $\pm 8\%$.
 - b. Flicker: en este índice se evalúa la severidad de la variación o perturbación rápida del voltaje en cortos periodos, este valor no debe superar la unidad.
 - c. Armónicos de voltaje: a este índice le corresponde la evaluación armónica parcial y total en el voltaje e igual los límites de distorsión son en función del nivel de voltaje en la red de distribución, su cumplimiento significa que el

valor es menor a los máximos como referencia se observa la Tabla 3.

- d. Desequilibrio en el voltaje: la evaluación de este índice en todos los niveles de voltaje se realiza en un punto del sistema donde el desbalance límite es del 2%.
- 2) Calidad técnica del servicio eléctrico: para medir este índice a nivel técnico se considera la frecuencia y la duración de las interrupciones en todo el sistema de distribución y para cada uno de los consumidores.
 - 3) Calidad del usuario final: este aspecto está dirigido al consumidor y su evaluación se conforma por índice de distorsión armónica, pero de corriente.
 - 4) Calidad a nivel comercial: el índice referente a este aspecto evalúa el servicio de comercialización de la energía y son varios los indicadores como: el porcentaje de atención a nuevos y antiguos suministros, el tiempo y porcentaje de solución de problemas en el servicio, porcentajes de errores y soluciones en la facturación y consultas, nivel de restitución del servicio y la satisfacción de los usuarios [45].

En base a lo propuesto el actual estudio se considera la dinámica real de la demanda, que es variable y desbalanceada, esto provoca variaciones de voltaje en todos los puntos de la red, para el efecto las empresas eléctricas realizan su control utilizando bancos de capacitores o de inductores, sin embargo, un método eficiente es la utilización de transformadores con cambiador de tomas bajo carga denominándose redes pasivas. Considerando el beneficio y eficiencia, se realizará en este trabajo el control de

voltaje mediante el uso de cambiadores de tomas bajo carga en la red desbalanceada de distribución usando el software OPEN DSS, para el efecto de poder establecer los parámetros técnicos que permitan mantener un adecuado índice de calidad de voltaje en la distribución. Los resultados, que posteriormente se exteriorizan, de la modelación de los cambiadores de tomas bajo carga permitirán establecer aspectos en relación a la variación del voltaje en las barras y su incidencia en los índices de calidad de voltaje.

3 Modelación en OpenDSS

El Distribution System Simulator (DSS) tiene como principal finalidad efectuar el análisis de redes eléctricas, a fin de que pueda servir como una herramienta flexible capaz de realizar estudios que otras herramientas desarrollan a un nivel mínimo, de forma que se mantenga un desarrollo constante con el fin de crear soluciones a los nuevos desafíos relacionados con los sistemas de distribución. En este contexto, en 2004, DSS fue adquirido por EPRI y, en 2008, EPRI introdujo el llamado software OpenDSS bajo una licencia de código abierto, con el fin de contribuir al desarrollo del área de redes inteligentes [46].

El software OpenDSS es un programa basado en línea de comandos y generalmente se configura como se muestra en la Figura 10. Las líneas de comando, que definen los circuitos, pueden provenir del usuario, de un archivo de texto fijo o de programas externos. Los usuarios pueden definir circuitos usando líneas de comando directamente en el ejecutable independiente o importándolos desde un archivo de texto fijo.

El programa proporciona la interfaz del Modelo de objetos componentes (COM) de Microsoft (MS), que permite a los

programadores desarrollar y ejecutar nuevas soluciones personalizadas a través de programas externos. Desde esta interfaz, el programa se puede activar de forma completamente independiente de cualquier base de datos o archivo de texto fijo que defina un circuito. El software OpenDSS puede ser controlado por programas como Python, MATrix LABoratory (MATLAB), entre otros, y también por herramientas de MS Office, especialmente Visual Basic para Aplicaciones (VBA). Otra característica versátil de OpenDSS es permitir a los desarrolladores de software, que buscan personalizar el programa para resolver algo muy específico, creando su propia biblioteca de enlace dinámico o como sus siglas en inglés DLL (Dynamic Link Library).

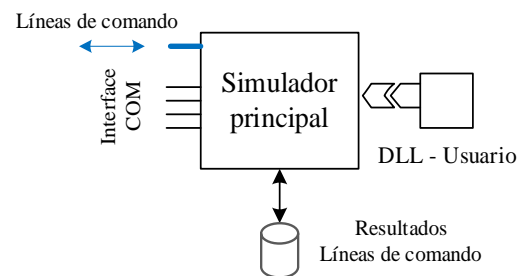


Figura 10. Estructura general del Open DSS.

Por lo expuesto, el software Open DSS requiere de un modelado de los elementos, cuyo detalle se muestra en los siguientes numerales y que permitirán la modelación del sistema eléctrico que se usará en el presente estudio.

3.1 Modelación de elementos

En este apartado se describen los modelos básicos para la definición de redes eléctricas.

3.1.1 Bus o Barra

El bus modelado en OpenDSS es un elemento de circuito que contiene varios sub nodos, como se muestra en la Figura 11. La función principal del bus es conectar los terminales de los elementos

eléctricos a sus nodos. Otra característica del bus es presentar los voltajes nodales en relación a su nodo 0, un nodo de referencia que presenta voltaje cero que no necesariamente es la tierra del circuito. Una característica de OpenDSS es que el miembro no se define antes que los elementos, es decir, los miembros se definen como consecuencia de la creación de nuevos elementos.

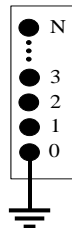


Figura 11. Barra con N nodos.

3.1.2 Terminal

Los elementos eléctricos tienen uno o más terminales que pueden contener múltiples conectores. Cada terminal debe estar conectado a una sola barra. La Figura 12 muestra un elemento con un terminal que contiene N conectores.

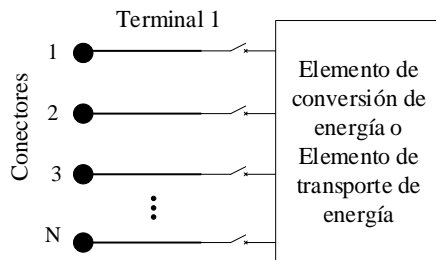


Figura 12. Terminal con N conectores.

3.1.3 Elemento de transporte de energía

Los elementos de transporte de energía, que se esquematiza en la Figura 13, tienen uno o más terminales, por ejemplo, se puede citar los siguientes ejemplos:

- Una línea de 4 hilos tiene dos terminales con 4 conectores cada uno;
- Un transformador monofásico de tres devanados tiene 3 terminales con 2 conectores cada uno;

- Un banco de condensadores trifásico tiene solo un terminal con 3 conectores.

La función básica de los elementos de transporte de energía es transportar energía de un punto a otro. Esta regla no se aplica a los bancos de condensadores y reactores, sin embargo, estos elementos también se definen como elementos de transporte de energía y se caracterizan básicamente por su matriz de admitancia nodal.

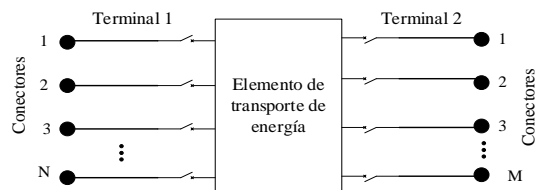


Figura 13. Elemento de transporte de energía con dos terminales, el primero con N conectores y el segundo con conectores M.

3.1.4 Elemento de conversión de energía

Los elementos de conversión de energía convierten la energía eléctrica en otra forma de energía, o viceversa. Básicamente son generadores, cargas, acumuladores de energía, equivalentes de Thevenin, entre otros. En general, solo tienen un terminal con conectores N.

$$I_{term} = f(V_{term}, [Estado], t)$$

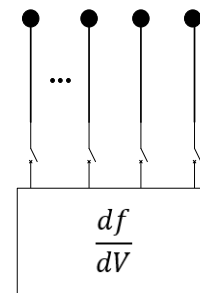


Figura 14. Elemento de conversión de energía.

Es posible caracterizar los elementos de conversión de energía a través de una matriz de impedancias nodales que incluye la porción lineal y / o un conjunto complejo de ecuaciones diferenciales que producen una ecuación de inyección o

compensación de corriente, como se muestra en la Figura 14.

3.2 Elementos requerentes

En esta unidad se presentan los comandos, en el lenguaje de programación usado por OpenDSS, de los elementos básicos de los circuitos comúnmente usados para construir un sistema de distribución.

3.2.1 Equivalente de Thévenin

El equivalente de Thevenin puede representar el equivalente de transmisión visto por la subestación o el equivalente de subestación visto por un alimentador o cualquier otro tipo de equivalente que desee definir. Por tanto, es necesario saber qué se quiere representar por el equivalente.

Cada circuito definido en OpenDSS debe ser inicializado por el elemento denominado circuito, el cual corresponde a un elemento de conversión de energía, que tiene un solo terminal. Este elemento representa un equivalente de Thevenin y, por lo tanto, para los cálculos se considera como el componente que tiene los datos de contorno, es decir, la barra de oscilación. En la Tabla 4 se encuentran los principales parámetros utilizados para definir el elemento como “Circuito”.

Tabla 4. Parámetros básicos del elemento “Circuito”.

Parámetro	Descripción
basekV	Voltaje nominal de línea en kV
bus1	Nombre de la barra a la que está conectado el terminal del elemento
R1	Resistencia de secuencia positiva de la fuente Ω
X1	Reactancia de secuencia positiva de la fuente Ω
mvasc3	Potencia de cortocircuito trifásico
mvasc1	Potencia de cortocircuito monofásico
pu	Valor por unidad de voltaje en la barra

Para la modelación se debe establecer uno de los siguientes pares: 1. R1-X1 ó 2. mvasc3 – mvasc1.

3.2.2 Generador

El generador es un elemento de conversión de energía. Para caracterizar el generador es necesario definir su potencia nominal, su factor de potencia, su tensión y el modelo utilizado.

La energía distribuida se puede definir mediante una curva de distribución, lo que permite la realización del flujo de energía durante un período de estudio. Los principales modelos de generador para simulación de flujo de potencia son:

1. Potencia activa y potencia reactiva constante según una curva apropiada.
2. Impedancia constante.
3. Modelo de generador como bus PV.
4. Potencia activa constante y potencia reactiva fija.
5. Modelo desarrollado.

La Tabla 5 muestra los principales parámetros utilizados para definir el elemento Generador.

Tabla 5. Parámetros básicos del generador.

Parámetro	Descripción
kV	Voltaje nominal de línea en kV
bus1	Nombre de la barra a la que está conectado el terminal del elemento
kW	Potencia nominal del Generador en kW
PF	Factor de potencia
model	Modelo a ser aplicado
phases	Número de fases del generador
maxkvar	Valor máximo de potencia reactiva en kvar. Aplicable al modelo 3
minkvar	Valor mínimo de potencia reactiva en kvar. Aplicable al modelo 3

3.2.3 Transformador

Los transformadores son elementos de suministro de energía que tienen dos o más devanados. Pueden ser monofásicos o multifásicos y, en general, tienen dos terminales, teniendo cada terminal un conector más que su número de fases. Para caracterizar el transformador,

generalmente es necesario definir el número de devanados y fases, sus elementos que caracterizan el circuito equivalente y las barras a las que se conectan los terminales del transformador.

En la Figura 15, el modelo de transformador por fase está representado por su reactancia de fuga o de dispersión L_s , la resistencia en serie de los devanados, R_s , resistencia a pérdida de hierro, R_p , y reactancia de magnetización L_m .

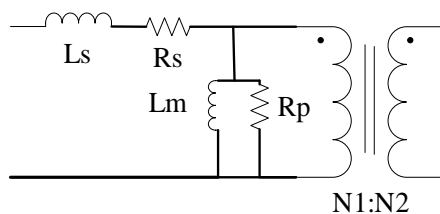


Figura 15. Modelo monofásico del transformador.

En la Tabla 6 se muestra los principales parámetros utilizados para definir el elemento Transformador.

Tabla 6. Parámetros básicos del transformador.

Parámetro	Descripción
Phases	Número de fases (Predeterminado es 3)
Windings	Número de bobinados (Predeterminado es 2)
XLH	Reactancia en serie en pu
%loadloss	Porcentaje de pérdida total según la carga nominal
%noloadloss	Porcentaje de pérdida sin carga basado en la carga nominal
Wdg	Bobinado que recibirá los siguientes parámetros:
bus	Nombre de la barra a la que está conectado el terminal del elemento
conn	Conexión de bobinado (estrella o triángulo)
kV	Voltaje nominal de línea del terminal (devanado) en kV
kVA	Potencia nominal terminal en kVA
tap	Tensión PU del Tap utilizado.

3.2.4 Regulador

El regulador es un elemento de control definido por el elemento “RegControl”. Este elemento tiene la función de controlar y monitorear el voltaje en el devanado del transformador al que está asociado. El control de voltaje es posible cambiando la toma del devanado del transformador. El regulador también cuenta con la función de compensación de caídas de voltaje en la línea. Esta función de regulador emula la impedancia vista hasta el punto en el que desea controlar el voltaje. En general, el control se logra cambiando la toma del primario del transformador. El Tap se cambia respetando un retardo para enmarcar el voltaje en el terminal monitoreado dentro de una banda definida. La Tabla 7 muestra los principales parámetros utilizados para definir el elemento “RegControl”.

Tabla 7. Parámetros básicos del Regulador.

Parámetro	Descripción
Transformer	Nombre del transformador a ser controlado.
Winding	Bobinado controlado.
Vreg	Voltaje de referencia.
pratio	Relación de transformación del transformador.
Band	Valor de voltaje que define la banda alrededor del valor de referencia.

3.2.5 Línea

Las líneas son elementos que transfieren energía. Cuentan con dos terminales y se modelan utilizando el modelo π con capacitores en derivación. Para caracterizar una línea es necesario definir su matriz de admitancia nodal, lo cual se hace a partir de la información de sus matrices secuenciales de impedancias, resistencias y reactancias o mediante el elemento general de OpenDSS, LineCode.

3.2.5.1 LineCode

OpenDSS puede definir todas las características de los arreglos de las líneas y almacenarlas en el elemento general denominado “LineCode”, lo cual es sumamente conveniente utilizar este elemento a fin de almacenar las características de todos los arreglos usados en el circuito. Así, al definir una línea de red de distribución, solo es necesario declarar la disposición utilizada, a través del elemento LineCode. Lo citado permite organizar el algoritmo, porque en la mayoría de los casos, el sistema está compuesto por cientos de líneas que tienen las mismas características. La Tabla 8 muestra los principales parámetros utilizados para definir el elemento LineCode.

Tabla 8. Parámetros básicos del elemento LineCode.

Parámetro	Descripción
Nphases	Numero de fases.
baseFreq	Frecuencia base de reactancias.
R1	Resistencia de secuencia positiva en Ω por unidad de distancia.
R0	Resistencia de secuencia cero en Ω por unidad de distancia.
X1	Reactancia de secuencia positiva en Ω por unidad de distancia.
X0	Reactancia de secuencia cero en Ω por unidad de distancia.
C1	Capacitancia total de secuencia positiva en nF por unidad de distancia.
C0	Capacitancia total de secuencia cero en nF por unidad de distancia.
Rmatriz	Matriz de resistencias de línea por unidad de distancia.
Xmatriz	Matriz de reactancia lineal por unidad de distancia.
Units	Unidad de distancia utilizada.
Normamps	Corriente nominal de línea.

3.2.5.2 Caracterización de las líneas

Las líneas se caracterizan por el elemento lineCode, la información de conexión y la longitud. Para el caso, en la Tabla 9 se

establecen los parámetros utilizados para definir el elemento Línea.

Tabla 9. Parámetros básicos del elemento Line.

Parámetro	Descripción
Phases	Número de fases (Predeterminado es 3).
Bus1	Nombre del terminal de bus 1 al que está conectada.
Bus2	Nombre del terminal de bus 2 al que está conectada.
LineCode	Contiene información de línea.
Length	Longitud de la línea.

3.2.6 Carga

Las cargas son elementos de conversión de energía que cuentan con un solo terminal. Para caracterizar una carga, es necesario definir los valores de uno de los siguientes pares:

- Potencia activa nominal en kW y factor de potencia FP;
- Potencia activa nominal en kW y potencia reactiva nominal en kvar;
- Potencia aparente nominal en kVA y factor de potencia FP.

Las cargas se modelan de acuerdo con los modelos de carga descritos en la Tabla 10.

Tabla 10. Principales modelos de carga.

Modelo	Descripción
1	Potencia activa y reactiva constante.
2	Impedancia constante.
3	Potencia activa constante y potencia reactiva cuadrática (motor).
4	Potencia activa no lineal y potencia reactiva cuadrática.
5	Corriente constante
6	Potencia activa constante y potencia reactiva preestablecida
7	Potencia activa constante e impedancia de la potencia reactiva preestablecida

Para asegurar la convergencia del cálculo del flujo de potencia, todos los modelos de carga se comportan como un modelo de impedancia constante si el voltaje está

fuera del intervalo predefinido. Las cargas se caracterizan por su matriz de admitancia nodal, que se calcula para el voltaje nominal, y por una fuente de corriente paralela que representa la corriente de compensación necesaria para contemplar los diferentes modelos de carga. La

Tabla 11 muestra los principales parámetros utilizados para definir el elemento Carga.

Tabla 11. Parámetros básicos del elemento Load.

Parámetro	Descripción
Phases	Numero de fases.
Bus1	Nombre de la barra a la que está conectada la carga.
kV	Tensión nominal.
kVA	Potencia aparente nominal.
kW	Potencia activa nominal.
kvar	Potencia reactiva nominal.
FP	Factor de potencia.
Daily	Nombre de la curva diaria asociada para el análisis diario

Así mismo cuando se quiere modelar la carga de forma dinámica en función del tiempo, se puede construir curvas de carga, las cuales están definidas por el elemento general “*LoadShape*”. Este elemento es importante para realizar el flujo de potencia en modo diario o anual. La Tabla 12 presenta los principales parámetros utilizados para definir el objeto LoadShape.

Tabla 12. Parámetros básicos del elemento LoadShape.

Parámetro	Descripción
Ntps	Número de puntos en la curva de carga
Interval	Intervalo entre puntos de la curva de carga en horas
Mult	Vector con los multiplicadores de los valores de carga en pu

3.2.7 Capacitor

Los condensadores son elementos de suministro de energía reactiva que, por lo general, tienen un terminal configurado en

la conexión en derivación. También existe la posibilidad de conectarlo en serie, en este caso conteniendo dos terminales. Tabla 13 La Tabla 13 presenta los principales parámetros utilizados para definir el elemento.

Tabla 13. Parámetros básicos del elemento Capacitor.

Phases	Numero de fases.
Bus1	Barra a la que se conectará el primer terminal.
Bus2	Barra a la que se conectará el segundo terminal, cuando sea necesario.
kV	Voltaje nominal.
kvar	Potencia reactiva.
Phases	Numero de fases.

3.3 Modos de simulación

El software OpenDSS tiene diferentes características para simular circuitos. Las principales características se enumeran a continuación:

1. Flujo de energía;
2. Cortocircuito;
3. Flujo de armónicos;
4. Estabilidad;
5. Crecimiento de la demanda.

En el presente trabajo, se centra en el cálculo del flujo de potencia. El flujo de energía puede funcionar en diferentes modos, incluido el modo estándar, el modo diario o anual, el modo Monte Carlo y, finalmente, el modo que permite que la carga varíe en función del tiempo.

El modo estándar realiza el cálculo del flujo de potencia para una condición particular, en general, este modo se utiliza para estudios que pretenden conocer las condiciones de contorno del circuito, es decir, demanda máxima y mínima.

El segundo modo, modo diario, generalmente realiza el cálculo del flujo de energía 24 veces, correspondiente a cada hora del día, pero es posible que el día esté discretizado en minutos o incluso segundos, en cuyo caso OpenDSS realizará 1440 y 86400 veces el cálculo

del flujo de potencia, respectivamente. Además del modo diario, también existe el modo anual, en el que se espera calcular 8760 veces el flujo de energía y, finalmente, el modo de ciclo de trabajo que permite al usuario seleccionar el período de tiempo y cuántas veces se debe dividir este período.

3.4 Flujo de potencia en OpenDSS

El cálculo del flujo de potencia en un sistema eléctrico consiste en determinar, en estado estacionario a la frecuencia fundamental, las tensiones nodales, las corrientes inyectadas y las potencias en los elementos de la red. Una vez determinado el estado de la red, es posible evaluar las pérdidas en los elementos de la red y también analizar la necesidad de tomar alguna medida para satisfacer los criterios técnicos de caída de tensión y carga de transformadores y líneas.

El cálculo del flujo de potencia para redes de transmisión de energía eléctrica presenta métodos tradicionales como: Gauss-Seidel, Newton Raphson y Desacoplado rápido. Estos métodos representan la red trifásica utilizando la red monofásica equivalente, ya que se supone que la red está equilibrada en la mayoría de los casos. Sin embargo, para las redes de distribución estos métodos no son los más recomendados, ya que las redes de distribución pueden presentar las siguientes características que dificultan la convergencia:

1. Alimentadores mallados;
2. Relación elevada R/X
3. Redes desequilibradas;
4. Cargas desequilibradas; y,
5. Generación distribuida-GD.

3.4.1 Métodos para la distribución de energía eléctrica

El estudio de las redes de distribución tradicionales se realizó aplicando métodos de cálculo de flujo de potencia que se

basaban en el cálculo de la caída de tensión, utilizando únicamente la secuencia positiva y el conocimiento de la característica radial de la red [47]. Sin embargo, con el desarrollo tecnológico para el análisis de las redes eléctricas combinado con el aumento del desequilibrio de la red, el desequilibrio de carga y la inclusión de GD, la formulación y métodos de análisis en las tres fases se vuelve viable y necesaria.

Según [48], los métodos trifásicos que se basan en el barrido hacia adelante-atrás tienen ventajas en comparación con los métodos que utilizan la técnica de desacoplamiento matricial. Sin embargo, cuando desee simular circuitos grandes, por ejemplo 15000 buses trifásicos, la mejor solución es utilizar métodos que utilicen técnicas de descomposición de matrices de admitancia nodal.

Por lo descrito, OpenDSS utiliza métodos trifásicos para calcular el flujo de potencia, que se basa en el uso de la técnica de descomposición de la matriz de admitancia nodal.

3.4.2 Algoritmo en OpenDSS

El software OpenDSS presenta dos algoritmos para calcular el flujo de potencia. El primero, el método estándar, tiene la ventaja de ser computacionalmente más rápido, pero tiene la desventaja de ser menos robusto que el segundo método, el método de Newton, este último no debe confundirse con el método de Newton-Raphson. El método estándar corresponde al concepto de cómo el software OpenDSS realiza el cálculo del flujo de potencia; sin embargo, el procedimiento efectivamente realizado por OpenDSS es el que se realiza con la ayuda de KLU solve, este último con el propósito de descomponer la matriz de admitancia nodal. y realizar su inversión.

a) **Concepto del método estándar:** El proceso que realiza el software OpenDSS se basa fundamentalmente en el uso de la inversa de la matriz de admitancia nodal de la red completa. Además, los voltajes en los buses se tratan como incógnitas y las corrientes como una función de estos voltajes, es decir, las fuentes de voltaje lineal están representadas por el sus fuentes y cargas no lineales y equivalentes de Norton están representados por una impedancia más una fuente de corriente de compensación. La corriente de compensación es la corriente calculada en los buses que presentan cargas y / o generadores cuyos modelos son no lineales. OpenDSS calcula la matriz de admitancia nodal de la carga y / o generador en la condición de voltaje nominal y la incluye en la matriz de admitancia nodal de la red completa, esta matriz de admitancia nodal calculada al voltaje nominal representa la porción lineal del elemento.

b) **Procedimiento realizado por OpenDSS y KLU solve:** OpenDSS construye las matrices de admitancia nodal de cada elemento, mientras que KLU solve realiza la construcción e inversión de la matriz de admitancia nodal del sistema completo y el cálculo de los voltajes nodales en los buses de la siguiente iteración. Por lo tanto, OpenDSS debe entregar las matrices de admitancia nodal de cada elemento, el mapeo de conexión del elemento, las corrientes inyectadas y las corrientes de compensación a KLU solve, que devuelve a OpenDSS los voltajes nodales de la

siguiente iteración, que se utilizan para calcular las nuevas corrientes inyectadas y las corrientes de compensación.

3.5 Pseudocódigo para resolución

El pseudocódigo que permite la solución del control de voltaje en redes de distribución mediante el uso de cambiadores de toma bajo carga empleando el software OPEN DSS contiene una secuencia de actividades asociadas a: i) Adquisición de datos del sistema eléctrico; ii) Modelamiento de los elementos; iii) Establecimiento de escenarios y casos; iv) Aplicación del modo de simulación; y, v) Análisis de resultados. Es esquema se describe en la Tabla 14.

Tabla 14. Pseudocódigo de solución.

Control de voltaje mediante el uso de cambiadores de toma bajo carga con OpenDSS
Paso 1: Adquisición de datos técnicos de la red a modelar.
Paso 2: Datos de la demanda.
Paso 3: Modelamiento de los elementos de la red: <ul style="list-style-type: none"> - Subestación – Bus infinito - Caracterización de Líneas -LineCode - Líneas - Lines - Curva de carga - LoadShape - Carga – Load - Capacitores - Transformadores - Reguladores
Paso 4: Modelamiento de la GD.
Paso 5: Determinación de escenarios.
Paso 6: Resolución de casos por escenarios.
Paso 7: Análisis detallado de resultados.
Paso 8: Fin.

4 Sistema eléctrico de prueba

Para la evaluación técnica para el control de voltaje mediante el uso de cambiadores de tomas bajo carga en redes de distribución eléctrica, se utilizará un

sistema modelo IEEE de 13 nodos, el cual cuenta con líneas aéreas y subterráneas trifásicas no balanceadas, ramales monofásicos, bifásicos y trifásicos, dos transformadores de distribución, cargas localizadas y una distribuida, dos bancos

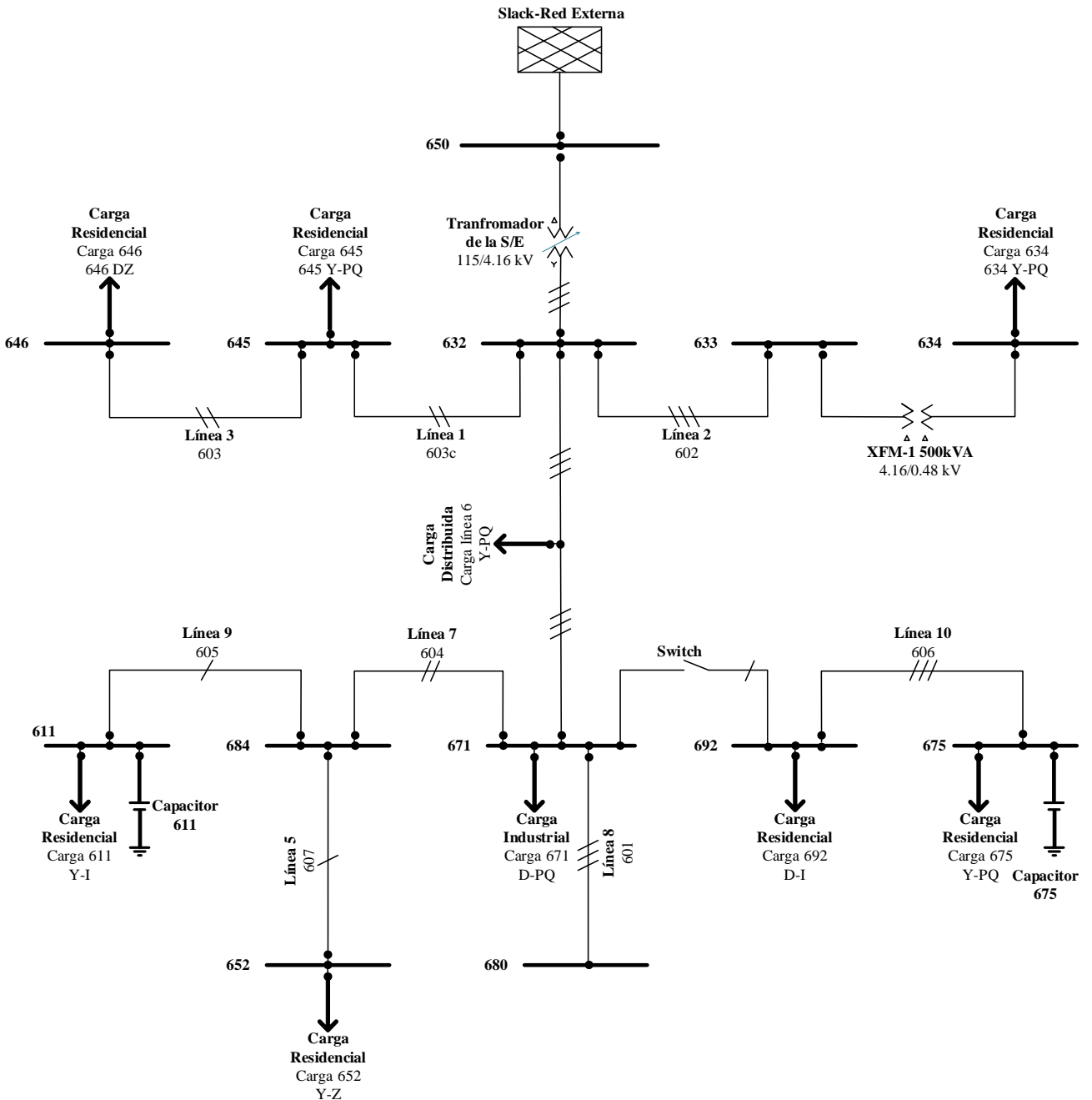


Figura 16. Abastecimiento de múltiples áreas con SAE en sistemas eléctricos [autor].

de condensadores en derivación y un regulador, el diagrama unifilar de esta red se muestra en la Figura 16 y el detalle de los parámetros técnicos de cada elemento se desglosa en los siguientes numerales.

4.1 Caracterización de los arreglos de los enlaces

La red de prueba de IEEE 13 nodos tiene líneas aéreas y subterráneas. La Tabla 15 y la Tabla 16 presentan las configuraciones de disposición para las líneas aéreas y subterráneas, respectivamente.

Tabla 15. Configuraciones de líneas aéreas.

Config.	Secuencia	Fase	Neutro	Esp.
		ACSR	ACSR	ID
601	BACN	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	CABN	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Config: Configuración
Esp: Espaciado

Los ID de las líneas aéreas de distribución se muestran en la Figura 17.

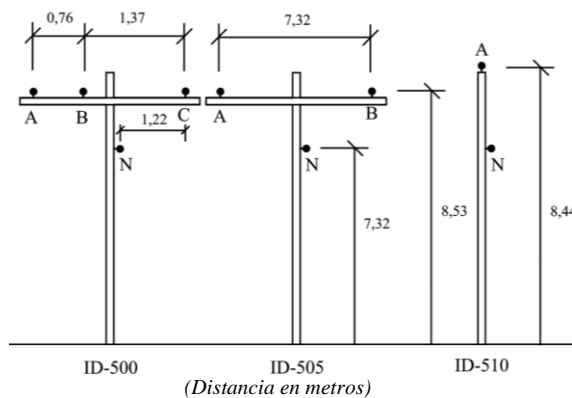


Figura 17. Postes de distribución utilizados en la red de prueba de bus IEEE 13.

Tabla 16. Configuraciones de cables subterráneos.

Config.	Secuencia	Cable	Neutro	Esp. ID
606	ABCN	250,000 AA, CN	----	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Config: Configuración
Esp: Espaciado

El ID de configuración de los cables subterráneos en la Figura 18.

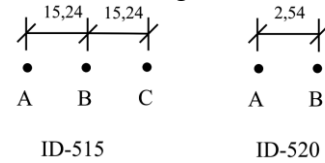


Figura 18. Configuración de cables subterráneos de la red de prueba IEEE 13.

4.2 Datos de las líneas

A continuación, se describe las características de las líneas aéreas, así como de los cables subterráneos que se ocupan en la modelación del sistema.

Tabla 17. Datos de conductores.

	A	B	C	D	E	F
1000	AA	0.105	1.15	0.0368	698	
556.5	ACSR	0.1859	0.927	0.0313	730	
500	AA	0.206	0.813	0.026	483	
336.4	ACSR	0.306	0.721	0.0244	530	
250	AA	0.410	0.567	0.0171	329	
4/0	ACSR	0.592	0.563	0.00814	340	
2/0	AA	0.769	0.414	0.0125	230	
1/0	ACSR	1.12	0.398	0.00446	230	
1/0	AA	0.97	0.368	0.0111	310	
2	AA	1.54	0.292	0.00883	156	
2	ACSR	1.69	0.316	0.00418	180	
4	ACSR	2.55	0.257	0.00452	140	
10	CU	5.903	0.102	0.00331	80	
12	CU	9.375	0.081	0.00262	75	
14	CU	14.872	0.064	0.00208	20	

A: Tamaño del conductor en AWG o kcmil
B: Tipo de conductor
C: Resistencia a 50 °C (ohm/milla)
D: Diámetro exterior del conductor (pulgadas)
E: Radio medio geométrico (pies)
F: Cargabilidad a 50°C (amperios)

Para el caso de los cables, las características del cable se describen en la Tabla 18.

Tabla 18. Cable AA concéntrico de 15 kV.

A	B	C	D	E	F
2(7x)	0.78	0.85	0.98	6x14	135

1/0(19x)	0.85	0.93	1.06	6x14	175
2/0(19x)	0.90	0.97	1.10	7x14	200
250(37x)	1.06	1.16	1.29	13x14	260
500(37x)	1.29	1.39	1.56	16x12	385
1000(61x)	1.64	1.77	1.98	20x10	550

- A:** Tamaño del conductor en AWG o kcmil.
- B:** Diámetro sobre el aislamiento (pulgadas).
- C:** Diámetro sobre la pantalla (pulgadas).
- D:** Diámetro exterior (pulgadas).
- E:** Cooper 1/3 neutral. (No. x AWG).
- F:** Ampacidad en conducto de 4 pulgadas (amp).

Por otra parte, los datos de los segmentos de la línea se muestran a continuación:

Tabla 19. Datos de los segmentos.

Node A	Node B	Long(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Con las características de las configuraciones e información sobre las líneas y cables, es posible calcular las matrices de impedancia y la matriz de capacitancia en derivación para cada configuración. El conductor neutro no se muestra en las disposiciones debido a la reducción de Kron [49]. A continuación, se muestran las matrices de impedancia y capacitancia de cada matriz [50].

Configuración 601

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{601} = \begin{pmatrix} 0.21530.6320i09690.3110i09820.263 \\ 0.09690.3110i20970.6510i09540.239 \\ 0.09820.2630i09540.23911.21210.643 \end{pmatrix}$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{601} = \begin{pmatrix} 10.3833.28940.075 \\ -3.2894.82281.222 \\ -2.07591.2229.293 \end{pmatrix}$$

Configuración 602

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{602} = \begin{pmatrix} 0.46740.7340i09820.2630i09690.311 \\ 0.09820.2630i46450.7446i09540.239 \\ 0.09690.3110i09540.2390i46210.752 \end{pmatrix}$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{602} = \begin{pmatrix} 9.39311.78282.786 \\ -1.7828.53691.085 \\ -2.78621.0858.950 \end{pmatrix}$$

Configuración 603

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{603} = \begin{pmatrix} 0.82610.8370.12840.285 \\ 0.12840.2850i82260.843 \end{pmatrix}$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{603} = \begin{pmatrix} 7.76261.483 \\ -1.4833.690 \end{pmatrix}$$

Configuración 604

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{604} = \begin{pmatrix} 0.82260.8430i12840.285 \\ 0.12840.2853i.82610.837 \end{pmatrix}$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{604} = \begin{pmatrix} 7.69021.483 \\ -1.4833.762 \end{pmatrix}$$

Configuración 605

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{605} = (0.8259 \ 0.837)$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{605} = (7.448)$$

Configuración 606

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{606} = \begin{pmatrix} 0.4966 & 0.2773 & 0.1883 & 0.0204 & 0.1770 & 0.0089 \\ 0.1883 & 0.0204 & 0.4966 & 0.2510 & 0.1983 & 0.0204 \\ 0.1770 & 0.0089 & 0.1983 & 0.0204 & 0.4898 & 0.2773 \end{pmatrix}$$

- Susceptancia shunt [nF/km].

$$C_{606} = \begin{pmatrix} 159.69940 & 0 \\ 0 & 159.69940 \\ 0 & 0 & 159.69940 \end{pmatrix}$$

Configuración 607

- Impedancia [ohm/km].

$$Z_{607} = (0.8242 \ 0.318)$$

- Susceptancia shunt [nF/km]

$$C_{607} = (146.67)$$

4.3 Características de los transformadores

La red de prueba IEEE de 13 buses tiene dos transformadores trifásicos. La Tabla 20 presenta las características de los transformadores.

Tabla 20. Características de transformadores

	kVA	kV Primario	kV Secundario	R %	X %
S/E:	5,000	115 - D	4.16- Gr. Y	1	8
XFM - 1	500	4.16- Gr.W	0.48- Gr.W	1.1	2

4.4 Características de los capacitores

La red de prueba IEEE de 13 barras tiene un banco de condensadores trifásicos y un condensador monofásico. La Tabla 21 presenta las características de los condensadores.

Tabla 21. Características de los capacitores.

Nodo	Fase A	Fase B	Fase C
675	200	200	200
611	0	0	100

4.5 Características del regulador

La red de prueba IEEE 13-bus tiene un regulador trifásico conectado a una estrella puesta a tierra. La Tabla 22 presenta la característica del regulador.

Tabla 22. Características del regulador.

ID Regulador	1		
Conexión	650 - 632		
Fases:	A - B - C		
Conexión:	3-F, LG		
Seguimiento Fase	A-B-C		
Banda	2.0 volts		
Relación TP	20		
Relación TC	700		
Conf. Compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
R - pu	3	3	3
X - pu	9	9	9
Nivel de voltaje	122	122	122

4.6 Características de las cargas

La red de prueba de bus IEEE 13 tiene cargas concentradas trifásicas y monofásicas. La Tabla 23 presenta las características de las cargas concentradas.

Tabla 23. Características de las cargas concentradas.

Nodo	Carga Modelo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212

692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Tabla 24. Características de las cargas distribuidas.

Node A	Node B	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Los detalles del tipo de la carga y el modelo se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Modelo de las cargas.

Código	Conexión	Modelo
Y-PQ	Estrella	Contante P y Q
Y-I	Estrella	Constante I
Y-Z	Estrella	Constante Z
D-PQ	Delta	Contante P y Q
D-I	Delta	Constante I
D-Z	Delta	Constante Z

Para satisfacer el criterio del nivel de tensión del alimentador, es importante predecir el perfil de tensión para cualquier momento del día y, de esta forma, si hay momentos en los que no se cumple este criterio, es posible tomar medidas para mejorar el perfil. Para el efecto se considerará la inclusión de las curvas de carga las cuales se tabulan en la Tabla 26 y se ilustran en la Figura 19.

Tabla 26. Curvas de carga.

Hora	Industrial (pu)	Residencial (pu)
H1	0.180	0.690
H2	0.190	0.510
H3	0.240	0.450
H4	0.330	0.420
H5	0.390	0.550
H6	0.410	0.850
H7	0.650	1.020
H8	1.230	0.800
H9	1.890	0.900
H10	1.890	0.910
H11	1.960	1.030
H12	1.980	1.040
H13	1.450	1.110
H14	1.620	0.980
H15	1.890	0.940

H16	1.800	0.940
H17	1.790	1.030
H18	1.190	1.270
H19	0.800	1.520
H20	0.660	1.590
H21	0.520	1.760
H22	0.400	1.510
H23	0.280	1.300
H24	0.230	0.900

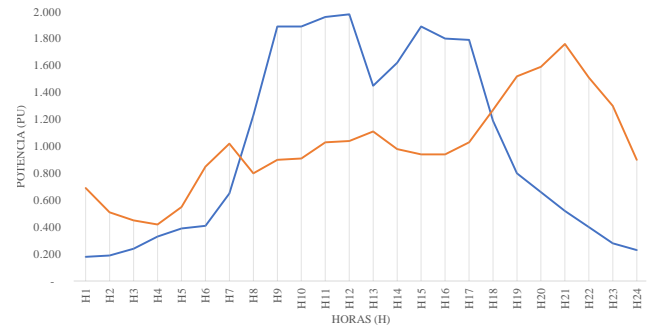


Figura 19. Tipo de curvas de carga.

La identificación del tipo de cargas se muestra en la Tabla 27.

Tabla 27. Tipo de cargas.

Nodo	Tipo de carga
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial
611	Residencial

4.7 Escenarios

Los escenarios por simular serán dos, el primero que corresponde a simular el modelo planteado con variaciones de la carga; el segundo corresponde a la incorporación de generación distribuida, para cada uno de los escenarios constará con tres casos, los cuales se describen a continuación:

- ❖ **Caso 1 – Esc1 y Esc2:** Este caso corresponderá a la simulación del caso base y se aplicará a ambos

escenarios, con el objeto de establecer los valores de las distintas variables eléctricas sobre las cuales se hará la comparación con respecto a los demás casos que correspondan.

- ❖ **Caso 2 – Esc1:** Este caso corresponde al incremento de carga con un porcentaje del 7% según lo establecido en [51] que equivale al crecimiento anual la demanda con respecto al caso base, con este incremento se procede simular el modelo sin incluir la generación distribuida.
- ❖ **Caso 2 – Esc2:** Para este caso se incluirá un generador distribuido en la red sin modificar la carga original del sistema, con lo cual se procede a simular la red y obtener las variables eléctricas correspondientes.
- ❖ **Caso 3 – Esc1:** Corresponde al decremento de carga con un porcentaje del 7% demanda con respecto al caso base, con este decremento se procede simular el modelo sin incluir la generación distribuida.
- ❖ **Caso 3 – Esc2:** En este caso al generador distribuido incluido en la red se incrementará su capacidad sin modificar la carga original del sistema, con lo cual se procede a simular nuevamente la red y obtener las variables eléctricas correspondientes.

Para los casos y escenarios descritos aparte de realizar el análisis en la barra slack y en el transformador regulador, para evaluar los índices de niveles de calidad de voltaje en la red modelada, se procede a evaluar las variables eléctricas en los nodos más alejados de la fuente

(slack) definidos conforme los parámetros descritos en los datos de la red eléctrica modelo. Para el caso que compete, los buses en análisis corresponderán a: Bus-680, Bus-675 y Bus-611. Los diagramas unifilares segmentados por los componentes antes señalados se presentan en la Figura 20, Figura 21 y Figura 22.

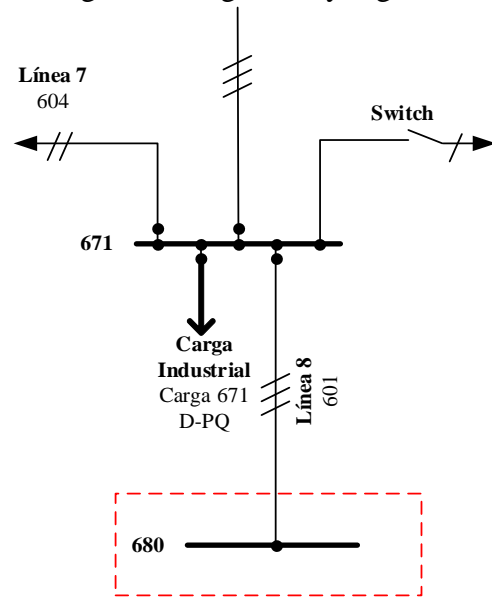


Figura 20. Bus 680.

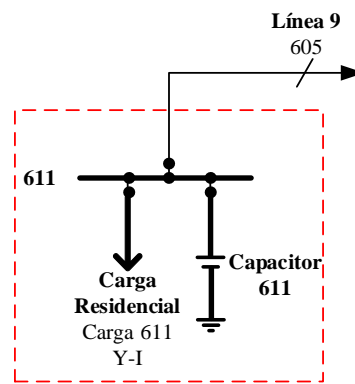


Figura 21. Bus 611

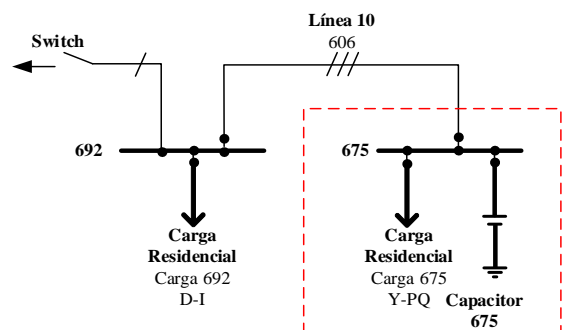


Figura 22. Bus 675

5 Análisis de resultados

Con base a los escenarios descritos, se ha procedido con la resolución de cada uno de los casos propuestos, encontrándose los resultados y sus variables de tipo técnico que se describen en los siguientes numerales por cada caso.

5.1 Caso 1 aplicable al Esc. 1 y 2

Como se ha indicado, se ha procedido a realizar el control de voltaje de la red de la red modelada usando los parámetros de la descritos: La carga ha sido modelada a través de una curva de carga diaria, tomando en cuenta que existirán demandas de tipo residencial e industrial las cuales también se encuentran puntualizadas anteriormente, así mismo, las cargas ubicadas en el sistema son desbalanceadas y algunas de ellas cuentan con compensadores ubicados en los nodos más alejados del sistema.

Los resultados de la modelación para este caso, servirán de base para la comparación con los demás casos descritos y que se encuentran contenidos en los dos escenarios previamente explicados.

Es importante señalar que, los resultados para el período horario (24horas) son segmentados por elemento y por cada fase analizada, de los cuales se ha extraído las ilustraciones y análisis que se muestran seguidamente.

De manera inicial se procede con el análisis de la fuente (Red externa). La cual se presenta en la Figura 23.

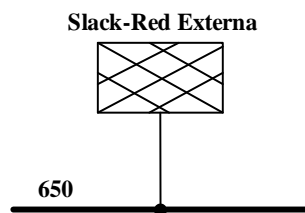


Figura 23. Red Externa – Caso 1 – Esc. 1 y 2

Para este elemento se analizará la potencia entregada tanto activa como reactiva y observar cómo se comporta el voltaje en la barra inicial, la cual corresponde a la slack. En la Figura 24 y la Figura 25 se muestra la potencia activa y reactiva por fase de la red externa, respectivamente.

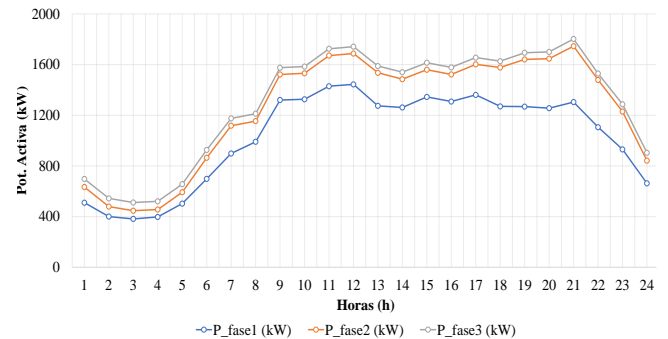


Figura 24. Potencia Activa S/E– Caso 1 – Esc. 1 y 2

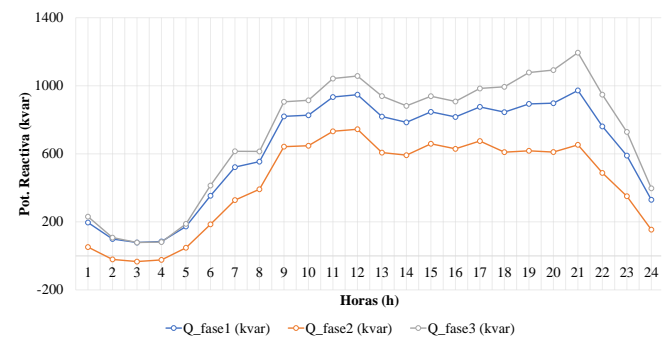


Figura 25. Potencia Reactiva S/E– Caso 1 – Esc. 1 y 2

De las figuras se puede señalar que forma de la curva de entrega de potencia activa y reactiva es un resultado de interactuar las curvas de demanda de tipo residencia e industrial, tomando en cuenta su conexión trifásica, bifásica o monofásica, aspecto que se observa por cada una de las fases. Adicional, del análisis de las ilustraciones se observa claramente dos picos significativos cuyos valores por fase se describen en la Tabla 28.

Tabla 28. Potencia máxima entregada por la S/E- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

Hora	Unidad	12h00	21h00
------	--------	-------	-------

P_fase1	[kW]	1443.56	1304.27
P_fase2	[kW]	1687.4	1745.19
P_fase3	[kW]	1741.5	1801.74
Q_fase1	[kvar]	947.759	972.636
Q_fase2	[kvar]	744.509	652.78
Q_fase3	[kvar]	1057.31	1194.56

En relación al voltaje en el terminal Slack se observa claramente que su valor permanece estable independientemente de la oscilación de la carga, cuyo valor en por unidad se muestra en la Figura 26.

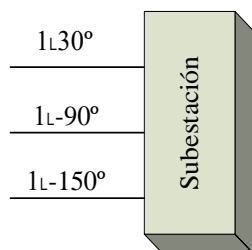


Figura 26. Voltaje S/E- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

El elemento que se procede analizar corresponde al transformador regulador ubicado entre los nodos 650 y 632, cuyo diagrama simplificado es el que se muestra en la Figura 27.

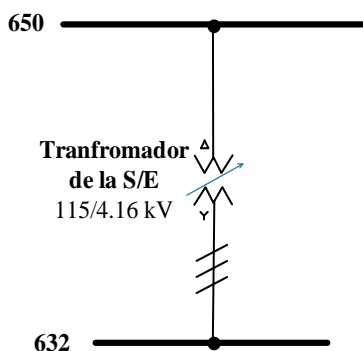


Figura 27. Transformador regulador –Caso 1–Esc.1 y 2

De la ilustración anterior y conforme a los parámetros descritos del sistema, se señala que el arrollamiento primario del transformador regulador se encuentra conectado al Bus 650 y a su vez en el arrollamiento secundario se conecta al bus 632 mediante un cable de configuración 601 de longitud de 0.609 km (2000 pies).

El transformador regulador es el elemento primordial en el análisis del presente trabajo, ya que éste realizará el control de voltaje del sistema, en tal sentido, la Figura 28 muestra variación de los tap por fase en función a la demanda a ser abastecida.

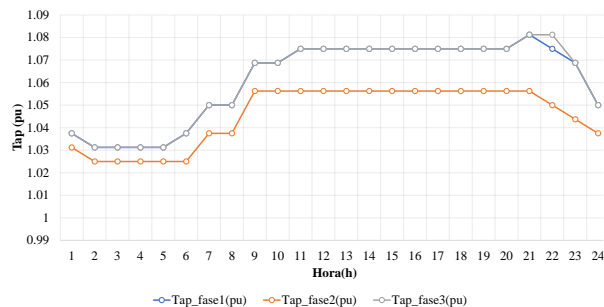


Figura 28. Variación del tap en el regulador – Caso 1 – Esc. 1 y 2

De la ilustración anterior, se puede observar que el tap asociado a la fase 1 y 3 toma valores similares en función a la demanda horaria a ser abastecida, mientras que el tap de la fase 2 toma valores inferiores a los dos anteriores, esto se da por el tipo y cantidad de demanda a ser abastecida, por tanto, se puede colegir que a tap altos, se abastece niveles de potencia significativos a fin de que el voltaje no se vea reducido significativamente, mientras que a niveles bajos de tap, los niveles de voltaje no son necesariamente afectados por el abastecimiento de la carga, lo cual se muestra en la Figura 29 que presenta los niveles de voltaje en el nodo 632 a la salida del regulador.

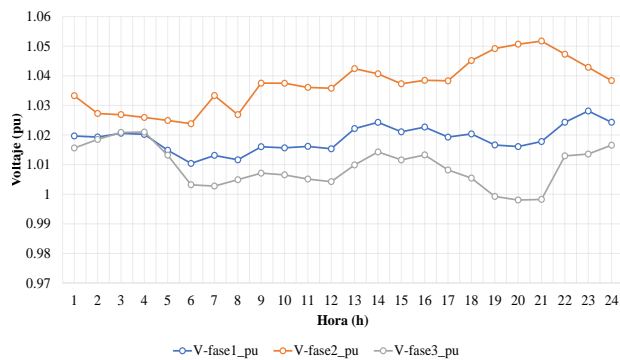


Figura 29. Voltaje bus 632 – Caso 1 – Esc. 1 y 2

Con base a los valores obtenidos de voltaje en función de la carga variable en el tiempo se ha extraído los índices de niveles de calidad de voltaje máximos y mínimos por fase en función de la curva de carga a ser abastecida y que han sido calculados según [45], para el caso de que nos compete, el límite en medio voltaje es +/- 6%.

Tabla 29. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-632- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

	ICV max	ICV min
Fase1	2.8%	1%
Fase2	5.2%	2.4%
Fase3	2.1%	-0.2%

De la Tabla 29 se observa que los índices de calidad de los niveles de voltaje se encuentran dentro de los niveles establecidos en la norma.

Prosiguiendo con el análisis y de conformidad en el detalle demostrado en los escenarios y los casos, se procede a evaluar los componentes descritos, para el efecto en la Figura 30 se muestra el voltaje resultante para el Bus-680, del cual se extrae los índices de niveles de calidad de voltaje máximos y mínimos que se han obtenido para abastecer la curva de demanda, cuyos valores están tabulados en la Tabla 30.

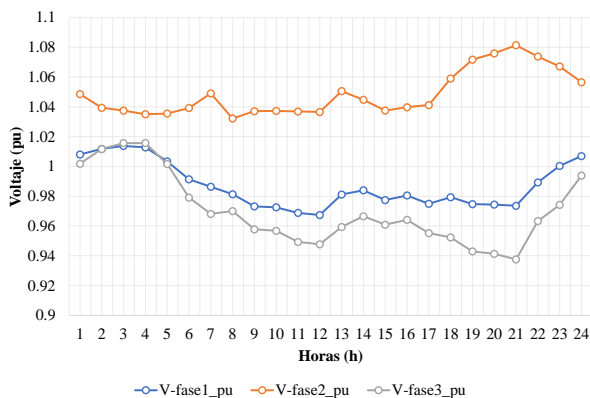


Figura 30. Voltaje bus 680 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

Tabla 30. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-680- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

	ICV max	ICV min
--	---------	---------

Fase1	1.38%	-3.26%
Fase2	8.14%	3.22%
Fase3	1.57%	-6.24%

De Tabla 30 se puede concluir que en el Bus-680 la fase 2 y la fase 3 viola los límites de los índices de calidad de niveles de voltaje.

Continuando con el análisis, se procede a evaluar el Bus-675, obteniéndose el voltaje que se muestra en la Figura 31, del cual se determina los índices de niveles de calidad de voltaje máximos y mínimos que se han obtenido para abastecer la curva de demanda, cuyos valores están tabulados en la Tabla 31.

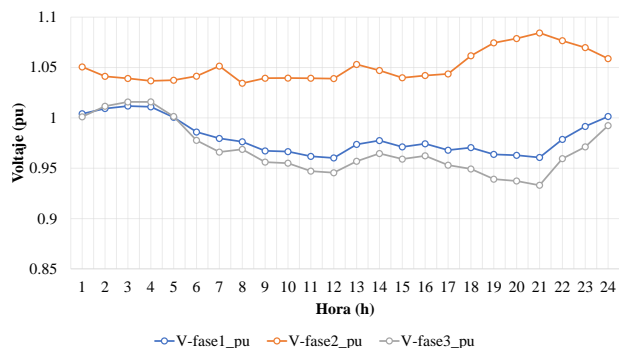


Figura 31. Voltaje bus 675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

Tabla 31. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-675- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

	ICV max	ICV min
Fase1	1.2%	-4.0%
Fase2	8.4%	3.4%
Fase3	1.6%	-6.7%

De la Tabla 31 se puede concluir que en el Bus-675 la fase 2 y la fase 3 viola los límites de los índices de calidad de niveles de voltaje. Por otra parte, en la Figura 32 y Figura 33 se muestra la potencia activa y reactiva abastecida en ese bus.

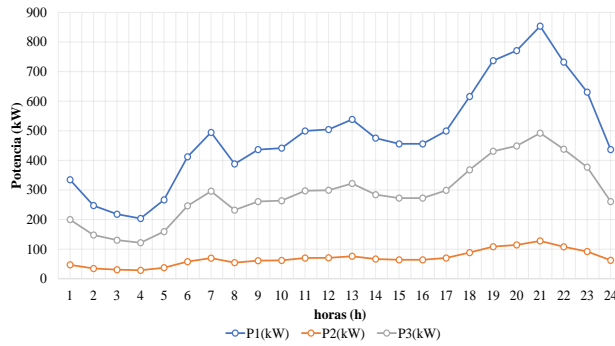


Figura 32. Potencia activa–Bus-675–Caso 1– Esc.1 y 2.

De la Figura 32 se observa que las fases 1 y 3 tienen una carga significativa, aspecto por el cual el voltaje se reduce a comparación de la fase 3, lo cual se valida en la Figura 31. De la misma forma, Figura 33 describe la carga de tipo reactivo que es abastecida en el Bus-675.

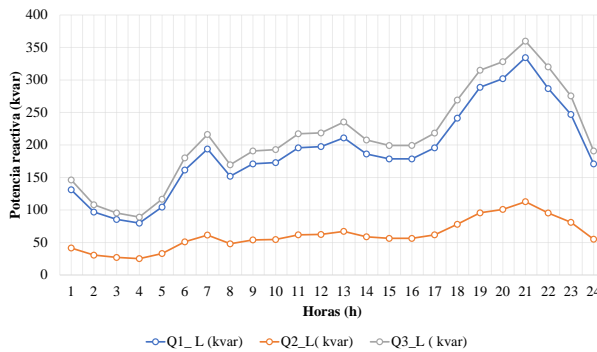


Figura 33. Potencia reactiva–Bus-675–Caso1–Esc.1 y 2

Para culminar el análisis, se ilustra el aporte del capacitor ubicado en el Bus-675, cuyos valores se muestran en la Figura 34. De lo cual se concluye la operación de este elemento es intensivo y aporta continuamente reactivos al sistema.

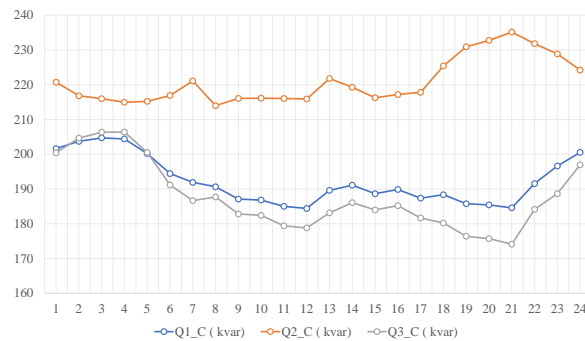


Figura 34. Capacitor–Bus-675 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

De la misma forma se procede al análisis del Bus-611 en el cual se encuentra conectada una carga monofásica, en la Figura 35 y Figura 36 se presenta el voltaje y potencia de carga evaluada en dicho bus.

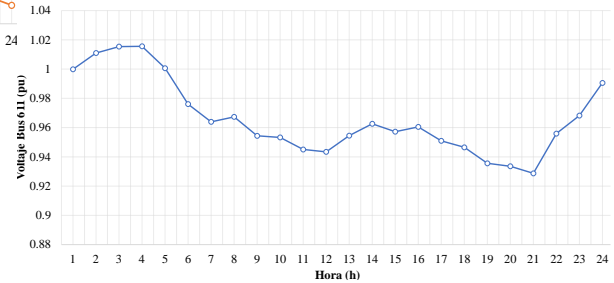


Figura 35. Voltaje bus 611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

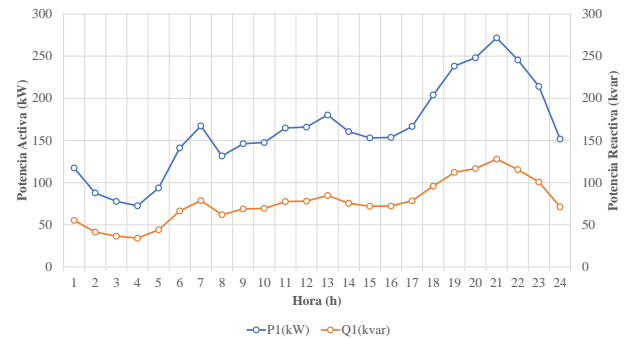


Figura 36. Potencia activa y reactiva–Bus-611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

Los índices de niveles de calidad de voltaje máximos y mínimos que se han obtenido para abastecer la curva de demanda en el Bus-611, están tabulados en la Tabla 32. De lo que se observa que la fase viola el nivel mínimo.

Tabla 32. Índices de calidad de niveles de voltaje- Bus-611- Caso 1 – Esc. 1 y 2.

	ICV max	ICV min
Fase1	1.56%	-7.13%

En la Figura 37 se presenta el aporte de la potencia reactiva entregada por el capacitor ubicado en el Bus-611, de lo cual se señala que su entrega no es continua y depende básicamente de la carga a abastecer.

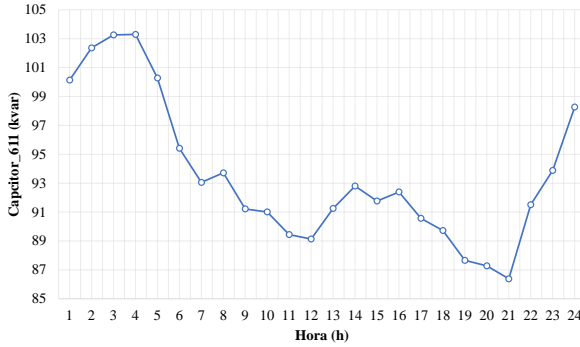


Figura 37. Capacitor–Bus-611 – Caso 1 – Esc. 1 y 2.

5.2 Caso 2 y 3 aplicable al Esc. 1

Los casos 2 y 3 aplicables al escenario 1 corresponden al incremento y decremento de la demanda en un porcentaje dado, respectivamente, los resultados son evaluados de forma similar al numeral anterior, es decir que se presentarán los resultados por elemento.

a. Subestación

Los resultados asociados a la potencia entregada (activa y reactiva) por la subestación obtenidos para el caso 2 y 3 aplicable al escenario 1, se ilustran por tipo de potencia seguidamente.

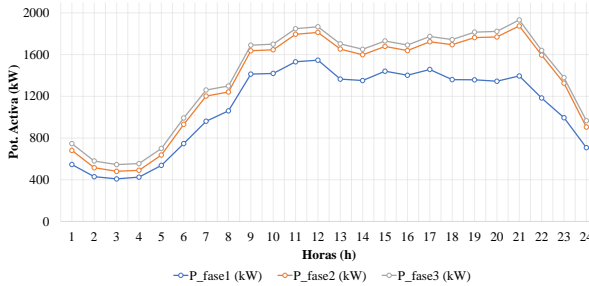


Figura 38. Potencia Activa S/E– Caso 2 – Esc. 1.

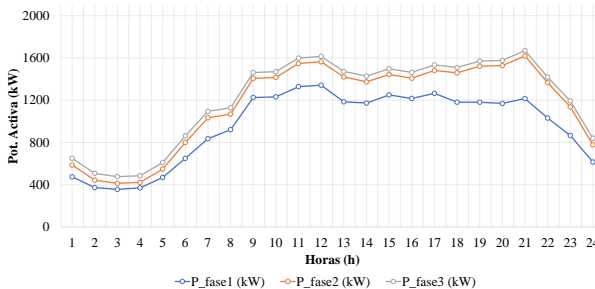


Figura 39. Potencia Activa S/E– Caso 3 – Esc. 1

De la Figura 38 y Figura 39, las cuales muestran la entrega de energía de la subestación para los casos descritos, se puede indicar que la variación de la demanda tiene impacto directo en la producción de energía activa de la subestación, para evaluar este efecto, en la Tabla 33 se describe la energía totalizada entregada por cada caso.

Tabla 33. Energía activa S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 1.

	Energía activa (MWh)		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Fase1	24.65	26.38	22.93
Fase2	30.02	32.29	27.79
Fase3	31.39	33.63	29.14
Total	86.06	92.30	79.86

De la Tabla 33 se puede señalar que el incremento y decremento de la demanda, afecta de forma directa con la cantidad de energía activa entregada, más aún cuando la carga que se modela en el sistema es del tipo potencia, corriente e impedancia constante, para los resultados mostrados se aprecia que, con respecto al escenario 1, se muestra un incremento de energía del 7.26% mientras que el decremento corresponde al 7.21%. Por su parte, a fin de evaluar lo que ocurre con la potencia reactiva, se presentan las ilustraciones subsiguientes.

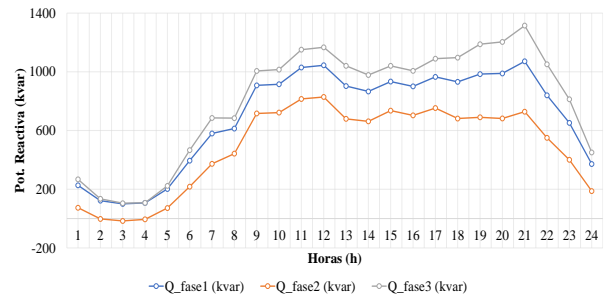


Figura 40. Potencia Reactiva S/E– Caso 2 – Esc. 1.

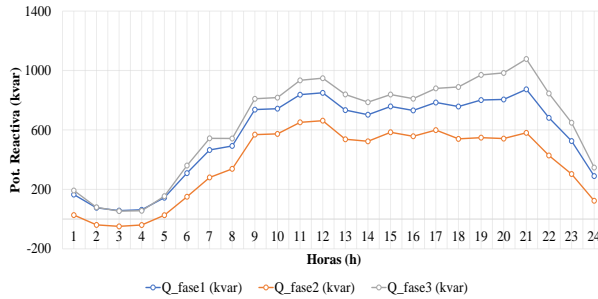


Figura 41. Potencia Reactiva S/E– Caso 3 – Esc. 1

Así mismo, al analizar la Figura 40 y Figura 41 se puede señalar por simple inspección que existe una variación en la entrega de potencia reactiva la cual está relacionada con la variación del cambiador de tap del regulador conectado con dicha subestación a fin de evaluar la energía entregada por la subestación se presenta la Tabla 34.

Tabla 34. Energía reactiva S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 1.

	Energía reactiva (Mvarh)		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Fase1	15.02	16.65	13.39
Fase2	10.34	11.69	9.02
Fase3	17.33	19.29	15.41
Total	42.70	47.64	37.82

De la Tabla 34Tabla 33 se ratifica que el incremento y decremento de la demanda influye con la cantidad de energía reactiva entregada, sin embargo, se puede apreciar que, a comparación con el escenario 1, el incremento de demanda representa un 11.6% de incremento en la producción de energía reactiva, mientras que el decremento de la demanda produce un decremento de la energía reactiva equivalente al 11.4%; de dichos resultados se puede indicar que la variación presentada no solo obedece al crecimiento de la demanda sino también a la actuación de los taps del transformador, para mostrar lo señalado en el siguiente numeral se analiza el elemento regulador.

b. Regulador

Como se ha mencionado, el regulador se encuentra ubicado en el Bus 650 y a su vez en el arrollamiento secundario se conecta al bus 632. En tal sentido, para los casos 2 y 3 del escenario 1 se presentan los resultados de las variaciones de los tap, mismas que se presentan en la Figura 42, Figura 43 y Figura 44.

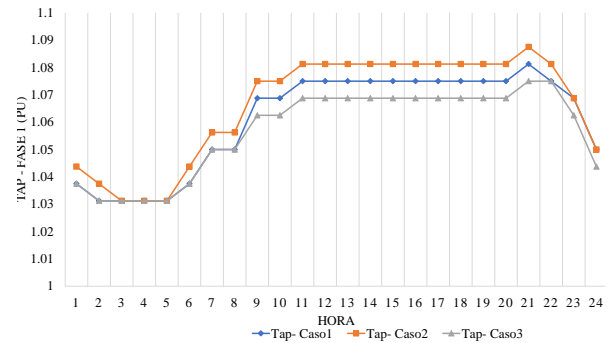


Figura 42. Variación Tap fase 1– Caso. 1,2 y 3 – Esc1

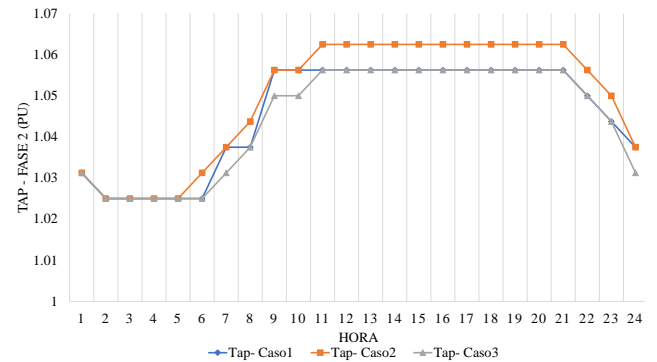


Figura 43. Variación Tap fase 2– Caso. 1,2 y 3-Esc1.

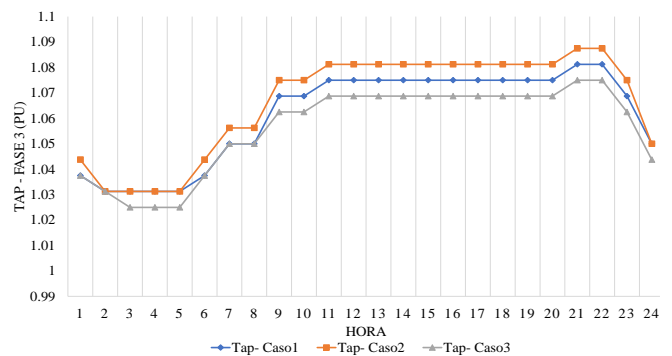


Figura 44. Variación Tap fase 3– Caso. 1,2 y 3-Esc1.

De las ilustraciones se evidencia una significativa variación de lo taps entre los escenarios, de lo cual se puede concluir que cuando la carga se incrementa la resolución del modelo modifica los tap subiendo su valor, lo propio ocurre cuando se reduce la carga del sistema. Así mismo, esta variación de tap impacta en los voltajes de cada fase del bus 632, lo cual se presentan en la Figura 45, Figura 46 y Figura 47.

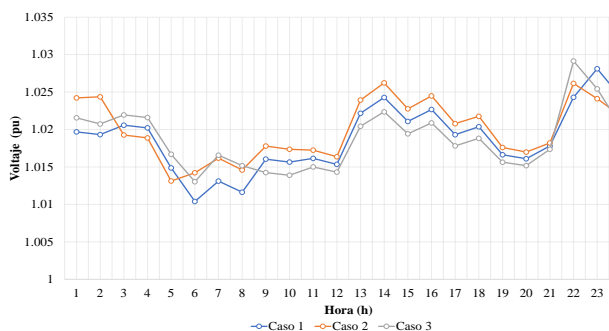


Figura 45. Voltaje fase 1– Bus632-Casos 1,2 y 3 – Esc1.

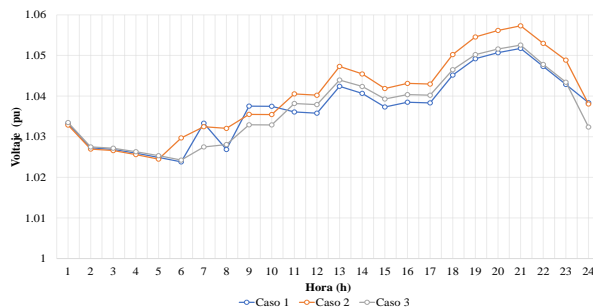


Figura 46. Voltaje fase 2– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

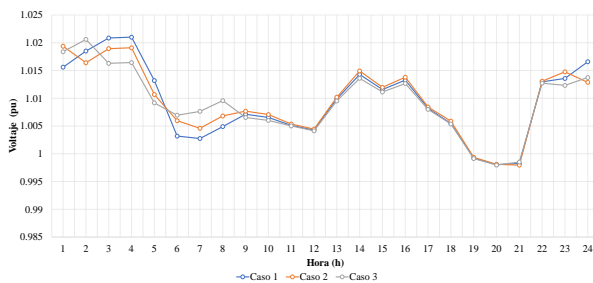


Figura 47. Voltaje fase 3– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

De las figuras anteriores, se concluye que efectivamente el nivel de voltaje por fase depende directamente del tap

asignado, lo cual está asociado a mantener el funcionamiento normal del sistema, para evaluar lo antes dicho, se procede a evaluar los valores máximos y mínimos del índice de calidad del nivel de voltaje para los casos descritos, cuyo resultado se presenta en la Tabla 35 y Tabla 36.

Tabla 35. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MAX			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	2.81%	5.17%	2.10%
Caso. 2	2.62%	5.73%	1.94%
Caso. 3	2.91%	5.26%	2.06%

Tabla 36. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MIN			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.04%	2.38%	-0.20%
Caso. 2	1.31%	2.45%	-0.20%
Caso. 3	1.30%	2.42%	-0.20%

De la Tabla 35 y Tabla 36 se puede señalar que los índices máximos y mínimos de calidad de niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites establecidos en la normativa.

c. Bus-680

Una vez finalizado el análisis en la subestación y en el regulador, se procede a evaluar los resultados de las variables eléctricas en los buses distantes con respecto a la fuente. En primera instancia y de igual forma a lo ya desarrollado, se procede con el análisis en el Bus-680, evaluándose principalmente la oscilación del voltaje y el índice de calidad del nivel de voltaje. Por lo tanto, la Figura 48, Figura 49 y Figura 50 muestra el voltaje por fase por cada caso del Escenario 1.

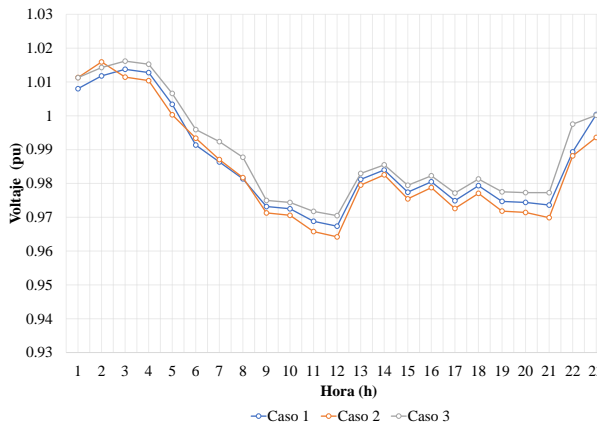


Figura 48. Voltaje fase 1– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

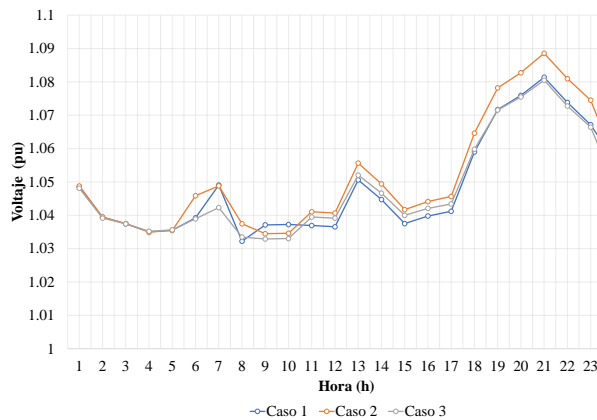


Figura 49. Voltaje fase 2– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

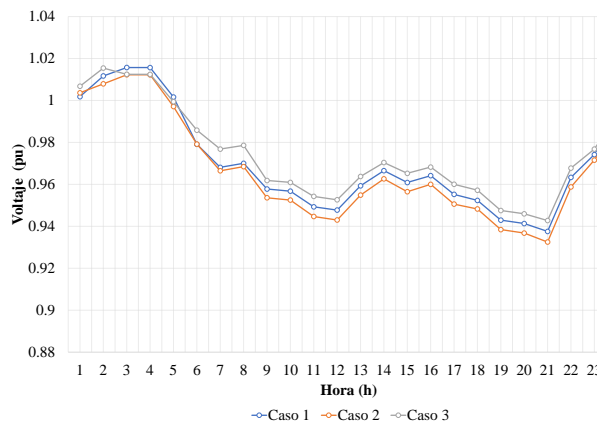


Figura 50. Voltaje fase 3– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

Es importante indicar que el Bus-680 es el nodo más distante con respecto a la fuente, por lo que, al analizar los perfiles de voltaje por cada fase, se puede observar que en ciertos instantes de tiempo se violan los niveles de índices de calidad de

voltaje, en tal sentido, la Tabla 37 y Tabla 38 describe lo antes señalado.

Tabla 37. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

	ICV MAX		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.38%	8.14%	1.57%
Caso. 2	1.59%	8.86%	1.22%
Caso. 3	1.62%	8.05%	1.54%

Tabla 38. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

	ICV MIN		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	-3.26%	3.22%	-6.24%
Caso. 2	-3.58%	3.45%	-6.75%
Caso. 3	-2.95%	3.29%	-5.73%

De las anteriores tablas se observa que la variación de carga afecta directamente los niveles de calidad de voltaje, por tanto, a mayor incremento de carga se incrementa el índice de calidad de voltaje o viceversa. Adicional, se puede señalar que el accionar de los taps del regulador es limitado a su área de influencia, por tal razón al analizar los nodos lejanos se produce violaciones en los índices de calidad de voltaje.

d. Bus-675

Para continuar el análisis, se evalúa los resultados obtenidos en el Bus-675, barra en la cual se conecta una carga trifásica desbalanceada y adicional se contiene compensador trifásico, por lo expuesto, se procede a evaluar las variables antes descritas, en primer lugar, se evaluará los voltajes y por ende los índices de calidad de voltaje, posteriormente se analizará la potencia activa y reactiva por fase y finalmente se evaluará la potencia reactiva entregada por el compensador. En la Figura 51, Figura 52 y Figura 53 se muestra el voltaje por cada fase y cada caso para el escenario 1.

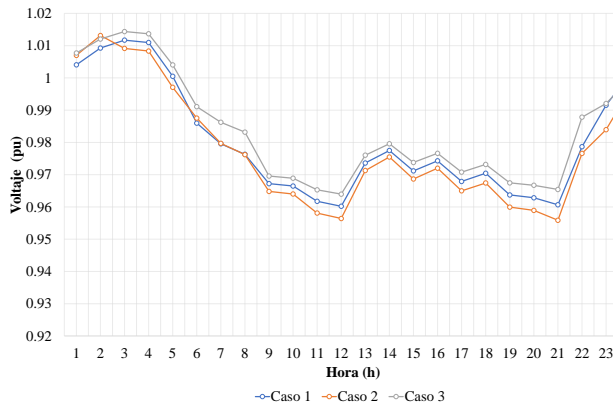


Figura 51. Voltaje fase 1– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

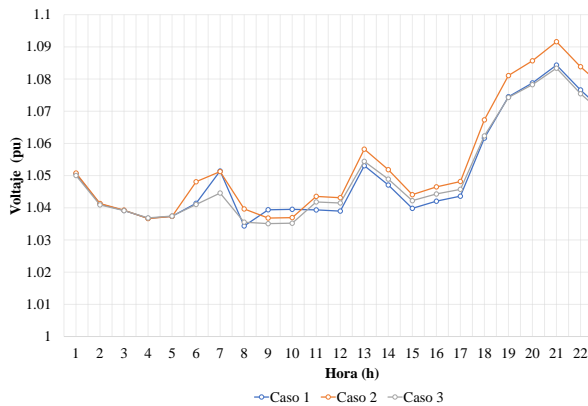


Figura 52. Voltaje fase 2– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

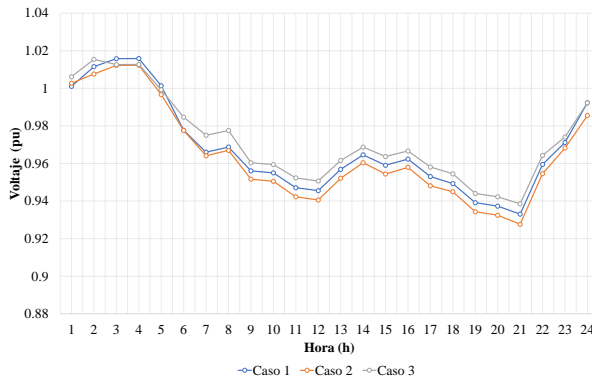


Figura 53. Voltaje fase 3– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

Al analizar el voltaje en cada fase por cada caso, se puede observar que en general al incrementar la carga el voltaje decrece, así mismo, en el caso de reducir la carga el voltaje tiende a incrementarse, este accionar también está supeditado a la entrega de potencia reactiva del compensado, lo cual es correcto y

explicable por la aplicación de las leyes eléctricas; adicional, también se observa violaciones en los índices de calidad de los niveles de voltaje, aspecto que se muestra en la Tabla 39 y

Tabla 40.

Tabla 39. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MAX			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.17%	8.43%	1.59%
Caso. 2	1.31%	9.16%	1.23%
Caso. 3	1.44%	8.34%	1.54%

Tabla 40. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MIN			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	-3.98%	3.44%	-6.70%
Caso. 2	-4.41%	3.67%	-7.24%
Caso. 3	-3.60%	3.51%	-6.15%

De las anteriores tablas se observa que la variación de carga afecta directamente los niveles de calidad de voltaje, por tanto, a mayor incremento de carga se incrementa el índice de calidad de voltaje o viceversa. Adicional, se ratifica que el accionar de los taps del regulador es limitado a su área de influencia, por tal razón al analizar los nodos lejanos se produce violaciones en los índices de calidad de voltaje. Posteriormente, se evalúa la potencia en la carga en cada fase y por caso, es así que la Figura 54 y la Figura 55 muestra la potencia activa y reactiva respectivamente.

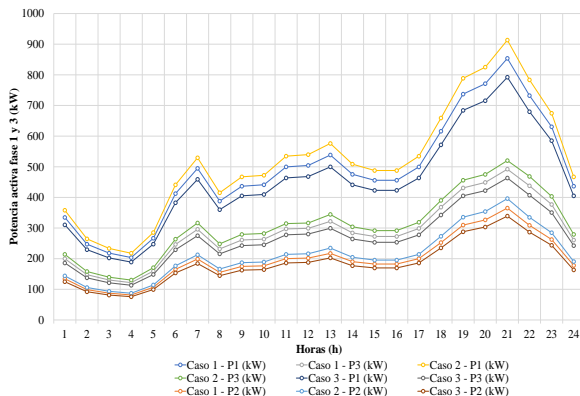


Figura 54. Potencia activa– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

De la Figura 54 se concluye que la carga evaluada para cada caso es correcta ya que se precisa un incremento o decremento de la misma, efecto que también es aplicable a la potencia reactiva de la carga que se muestra en la Figura 55.

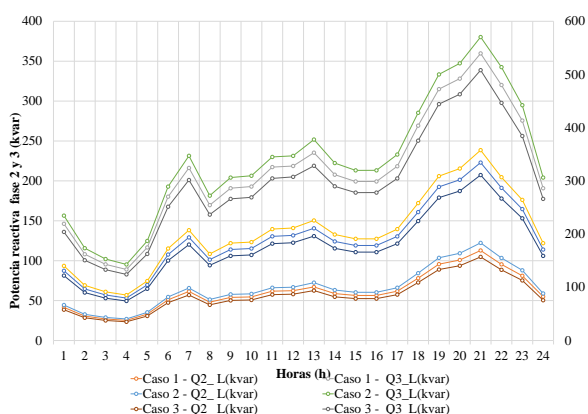


Figura 55. Potencia reactiva– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

Finalmente se analiza el aporte del compensador ubicado en dicho bus por cada una de las fases y en cada caso del escenario 1, lo que se ve en la Figura 56.

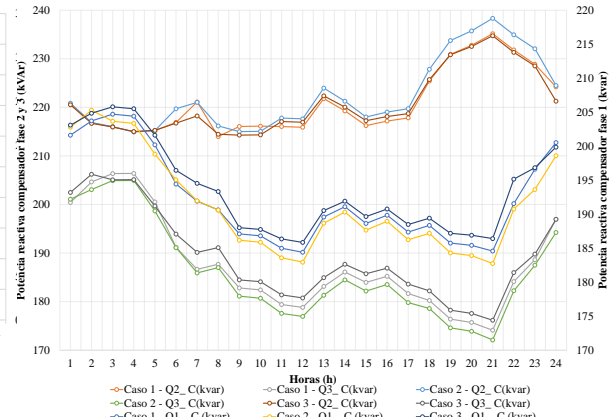


Figura 56. Compensador– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

De la Figura 56 se observa que la potencia reactiva entregada por el compensador en dicha barra se realiza en función de la carga y los niveles de voltaje de las barras adyacentes, lo cual es evaluado por el simulador con el fin de establecer adecuadamente el aporte de los reactivos a fin de que el sistema opere en condiciones normales.

e. Bus-611

Finalmente, se procede al análisis del Bus_611, en el cual se encuentra conectado una carga monofásica con y adicionalmente se conecta un capacitor monofásico, en tal sentido en la Figura 57 se presenta el voltaje analizado por fase y por caso en el escenario 1.

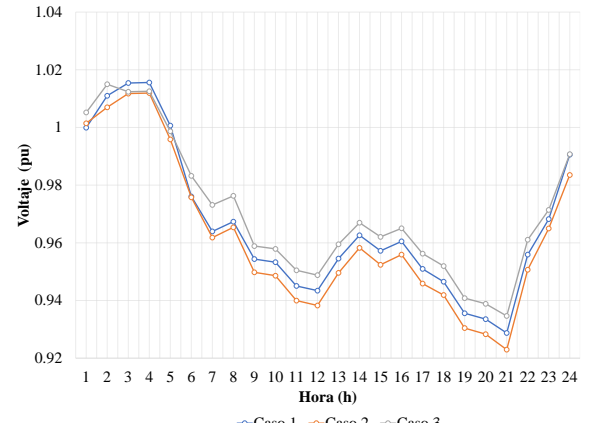


Figura 57. Voltaje fase 1– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1

De la Figura 57 se observa que el nivel de voltaje obedece inversamente al incremento de la carga y también depende del aporte de reactivos del compensador, sin embargo, a pesar de lo citado y tomando en cuenta que el bus en análisis se encuentra alejado, existe períodos de tiempo, en los cuales el índice de calidad de nivel de voltaje se viola, lo cual se presenta en la Tabla 41 y Tabla 42.

Tabla 41. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MAX	
Fase 1	
Caso. 1	1.56%
Caso. 2	1.19%
Caso. 3	1.50%

Tabla 42. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 1.

ICV MIN	
Fase 1	
Caso. 1	-7.13%
Caso. 2	-7.71%
Caso. 3	-6.54%

De la Tabla 42 se observa que existe una violación en el nivel inferior, lo que corresponde a un voltaje reducido, lo cual es adecuado ya que es uno de los buses alejados del sistema. A continuación, se procede a realizar el análisis de la carga en potencia activa y reactiva incluyendo el aporte del compensador, para el efecto, la Figura 58 muestra la potencia que debe ser abastecida en función de la fase y los casos del escenario 1.

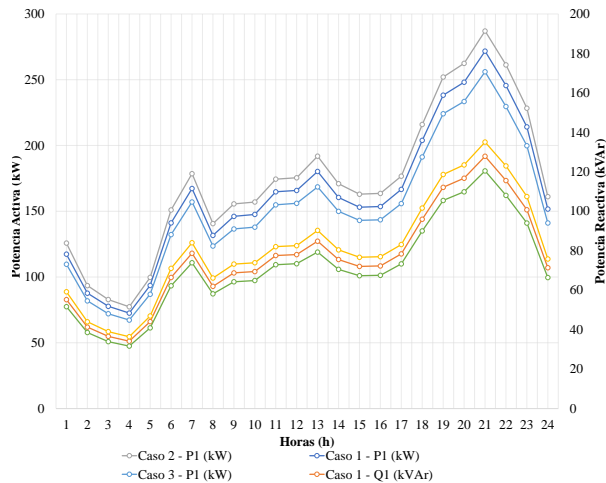


Figura 58. Potencia activa y reactiva– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

De la Figura 58 se observa que la carga modela adecuadamente el incremento y decremento de carga, lo que conlleva a que exista implícitamente una variación en la entrega de potencia reactiva del compensador conectado en dicha barra, cuyo efecto se muestra en la Figura 59.

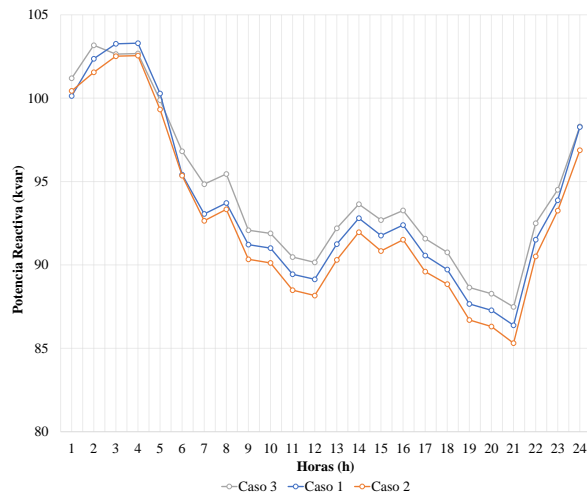


Figura 59. Compensador– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc1.

De la Figura 59 se observa que, al incrementar la carga, el voltaje se reduce, por lo que la potencia reactiva entregada se reduce también, lo cual es adecuado bajo el contexto de que el compensador debe abastecer un incremento de demanda, adicional, el incremento de

demanda en todo el sistema obliga a que los reactivos disponibles en barras adyacentes se usen para mantener la operatividad del sistema en dichas barras, por tanto su efecto en las zonas de influencia se ve reducida.

5.3 Caso 2 y 3 aplicable al Esc. 2

Los casos 2 y 3 aplicables al escenario 2 corresponden a la incorporación de generación distribuida y al incremento de la potencia del precitado generador distribuido, respectivamente. En este contexto, como criterio técnico en función de la afectación en el índice de calidad de voltaje observado en el escenario 1, se determina como ubicación del generador distribuido el Bus 680.

a. Generador distribuido

El generador distribuido a modelar corresponderá a un aerogenerador de velocidad fija (FSWT), esta tecnología utiliza básicamente un generador de inducción de jaula de ardilla. Las principales ventajas de este tipo son su bajo costo y su robustez, el generador consume potencia reactiva de la red, sin embargo, el uso de un banco de capacitores minimiza lo citado. Los datos se tabulan en la Tabla 43.

Tabla 43. Características generales del GD eólico.

Parámetro	Generador Eólico	
	Valor	Unidad
Modelo	6	JAT
V nominal	0,69	kV
P Nominal	750	kW
P Aparente	1	MVA
Rs, Rr	0.00046, 0.10993	pu
Xs, Xr	0.1202, 0.18084	pu

La curva de ocurrencia de la potencia de salida trifásica del aerogenerador corresponde a la que se muestra en la Tabla 44, cuya gráfica es la mostrada en la Figura 60.

Tabla 44. Curva de ocurrencia del GD eólico.

Hora	Ocurrencia (pu)
h1	0.934
h2	0.853
h3	0.853
h4	0.792
h5	0.812
h6	0.812
h7	0.812
h8	0.853
h9	0.934
h10	0.914
h11	0.995
h12	1.036
h13	1.096
h14	1.076
h15	1.096
h16	1.096
h17	1.157
h18	1.239
h19	1.239
h20	1.239
h21	1.218
h22	1.117
h23	0.995
h24	0.954

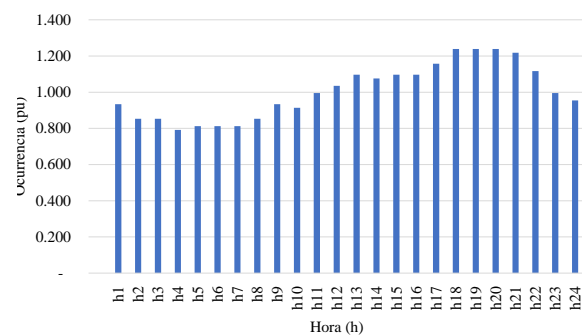


Figura 60. Curva de ocurrencia del GD.

Tabla 45. Características de transformadores.

Tr W	kVA	kV	kV	X %
	Primario	Secundario	Gr. Y	
750	0.69 - Y	4.16 - Gr. Y	5.75	

Tabla 46. Características del capacitor del aerogenerador.

Nodo	kvar	kV	Npasos
Aerogenerador	350	0.69	24

Con base a los datos descritos, se procede a realizar la modelación correspondiente al Escenario 2 para los casos 2 y 3.

b. Subestación

Los resultados asociados a la potencia entregada (activa y reactiva) por la subestación obtenidos para el caso 2 y 3 aplicable al escenario 2, se ilustran por tipo de potencia seguidamente.

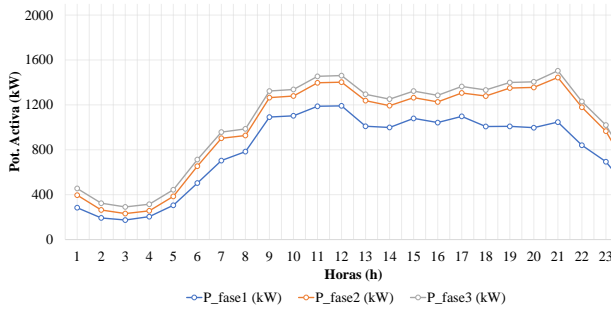


Figura 61. Potencia Activa S/E– Caso 2 – Esc. 2.

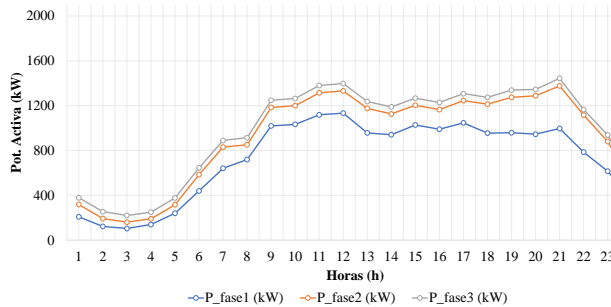


Figura 62. Potencia Activa S/E– Caso 3 – Esc. 2.

De la Figura 61 y Figura 62, las cuales muestran la entrega de energía de la subestación para los casos descritos, se puede indicar que la incorporación de la generación distribuida conlleva a una reducción de la energía que se demanda del sistema exterior (slak), para evaluar

este efecto, en la Tabla 47 se describe la energía totalizada entregada por cada caso.

Tabla 47. Energía activa S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 2.

	Energía activa (MWh)		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Fase1	24.65	18.98	17.48
Fase2	30.02	23.75	22.05
Fase3	31.39	25.13	23.52
Total	86.06	67.86	63.05

De la Tabla 47 se puede señalar que la incorporación de la GD, afecta de forma directa y significativa con la cantidad de energía activa entregada por la subestación, para los resultados mostrados se aprecia que, con respecto al caso 1, se muestra una reducción de energía del 21.15%, mientras que cuando más se incrementa la GD la energía proveniente de la barra slack se reduce un 26.73%. Por su parte, a fin de evaluar lo que ocurre con la potencia reactiva, se presentan las ilustraciones subsiguientes.

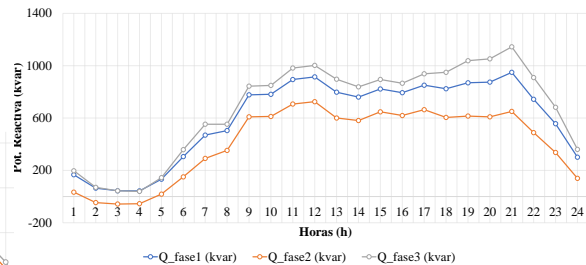


Figura 63. Potencia Reactiva S/E– Caso 2 – Esc. 2

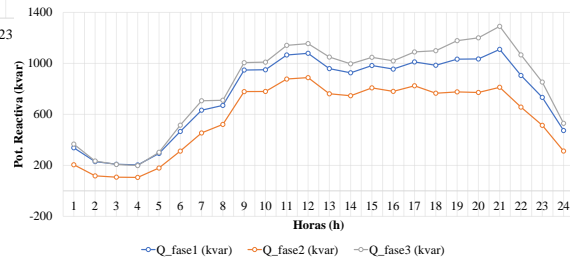


Figura 64. Potencia Reactiva S/E– Caso 3 – Esc. 2

Así mismo, al analizar la Figura 63 y Figura 64 se puede señalar por simple inspección que existe una variación en la entrega de potencia reactiva la cual está relacionada con la incorporación de la GD y la variación del cambiador de tap del regulador conectado con dicha subestación a fin de evaluar la energía entregada por la subestación se presenta la Tabla 48.

Tabla 48. Energía reactiva S/E – Caso 1,2 y 3 – Esc 2.

	Energía reactiva (Mvarh)		
	Esc 1	Esc 2	Esc 3
Fase1	15.02	14.24	18.20
Fase2	10.34	9.90	13.86
Fase3	17.33	16.21	19.98
Total	42.70	40.36	52.05

De la Tabla 48 se ratifica que la incorporación de GD influye con la cantidad de energía reactiva entregada, sin embargo, se puede apreciar que, a comparación con el escenario 1, la incorporación de GD del caso 2 representa un decremento del 5.5% de la producción de energía reactiva, mientras que el aumento de la GD representa un incremento del 21.9% de la energía reactiva lo cual ocurre ya que el GD aumenta energía reactiva la cual debe ser compensada por la red, aspecto importante para considerar en las redes de distribución.

c. Regulador

Como se ha mencionado, el regulador se encuentra ubicado en el Bus 650 y a su vez en el arrollamiento secundario se conecta al bus 632. En tal sentido, para los casos 2 y 3 del escenario 2 se presentan los resultados de las variaciones de los tap, mismas que se presentan en la Figura 65, Figura 66 y Figura 67.

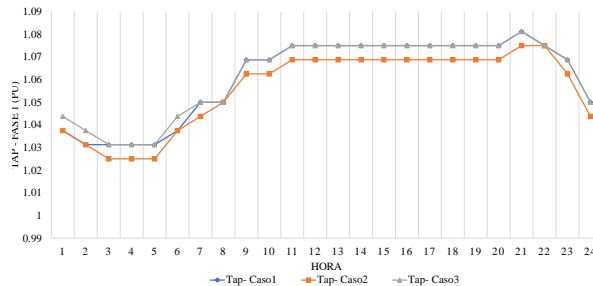


Figura 65. Variación Tap fase 1– Caso. 1,2 y 3 – Esc2.

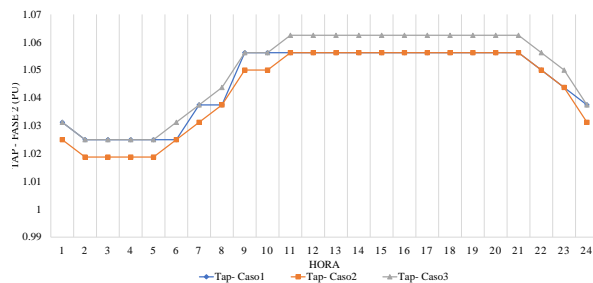


Figura 66. Variación Tap fase 2– Caso. 1,2 y 3-Esc2.

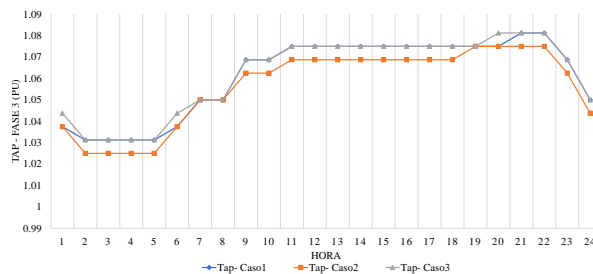


Figura 67. Variación Tap fase 3– Caso. 1,2 y 3-Esc2.

De las ilustraciones se evidencia que la variación de los tap en el regulador se reduce a comparación del Escenario 1, lo cual es acertado dado que la GD ayuda en el abastecimiento de la demanda y en el control de voltaje en la red. Complementario, a lo indicado, la interacción de los tap y la GD impacta en los voltajes de cada fase del bus 632, lo cual se presentan en la Figura 68, Figura 69 y Figura 70.

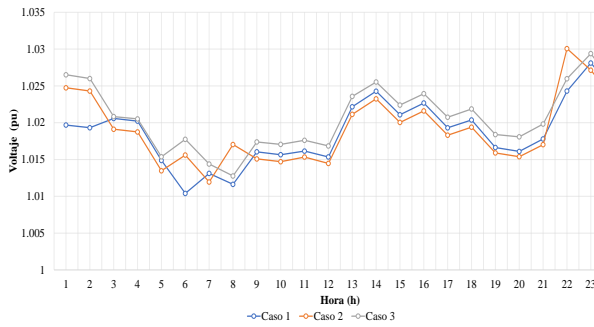


Figura 68. Voltaje fase 1– Bus632-Casos 1,2 y 3 – Esc2.

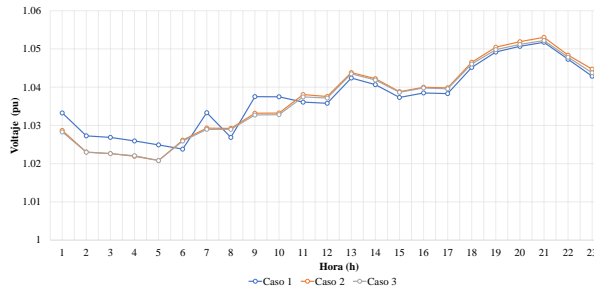


Figura 69. Voltaje fase 2– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

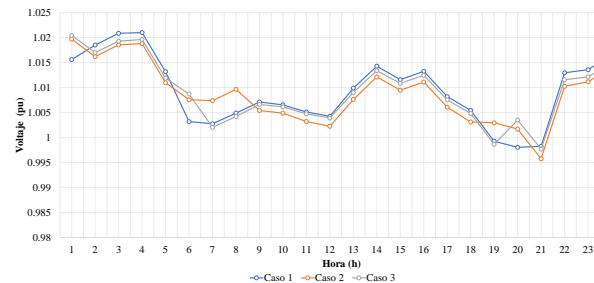


Figura 70. Voltaje fase 3– Bus632– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

De las figuras anteriores, se concluye que efectivamente el nivel de voltaje por fase ahora es modulado por la variación del tap y la potencia reactiva entregada del GD, lo cual está asociado a mantener el funcionamiento normal del sistema, para evaluar lo antes dicho, se procede a evaluar los valores máximos y mínimos del índice de calidad del nivel de voltaje para los casos descritos, cuyo resultado se presenta en la Tabla 49 y Tabla 50.

Tabla 49. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

ICV MAX			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	2.81%	5.17%	2.10%
Caso. 2	3.01%	5.30%	1.97%
Caso. 3	2.94%	5.22%	2.04%

Tabla 50. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 632)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

ICV MIN			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.04%	2.38%	-0.20%
Caso. 2	1.19%	2.08%	-0.42%
Caso. 3	1.28%	2.08%	-0.23%

De la Tabla 49 y Tabla 50 se puede señalar que los índices máximos y mínimos de calidad de niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites establecidos en la normativa, adicional, los niveles mostrados a comparación del escenario 1, han sido reducidos.

d. Bus-680

Una vez finalizado el análisis en la subestación y en el regulador, se procede a evaluar los resultados de las variables eléctricas en los buses distantes con respecto a la fuente, dado que no existe variación en la carga, en los literales siguientes se analizará únicamente el impacto en a nivel de la variable del voltaje. Se inicia con el Bus-680, en tal razón, la Figura 71, Figura 72 y Figura 73 muestra el voltaje por fase por cada caso del Escenario 2.

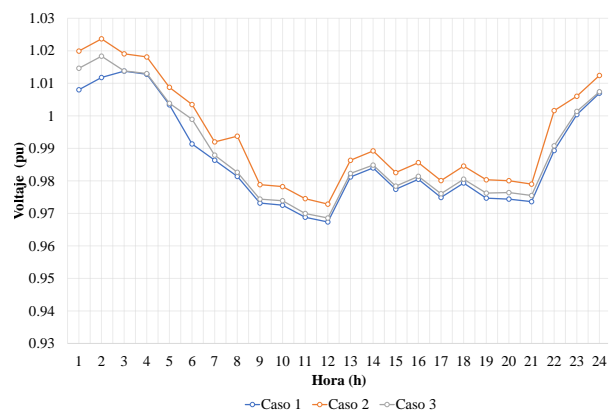


Figura 71. Voltaje fase 1– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2

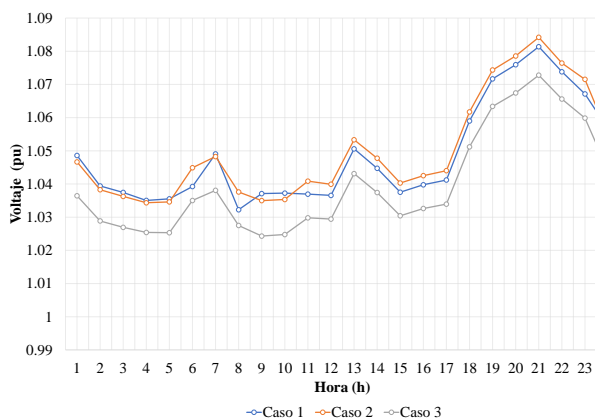


Figura 72. Voltaje fase 2– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

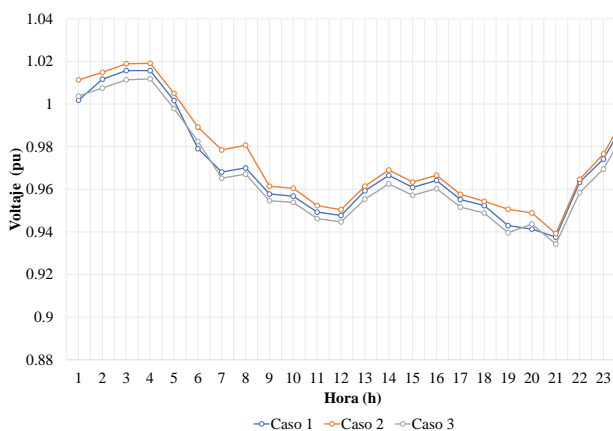


Figura 73. Voltaje fase 3– Bus680– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

Es importante indicar que el Bus-680 es el nodo más distante con respecto a la fuente, por lo que, al analizar los perfiles de voltaje por cada fase, se puede observar que, la modulación de los tap y la GD permite que los niveles de índices de calidad de voltaje se encuentren dentro del rango permisible, en tal sentido, la Tabla 51 y Tabla 52 describe lo antes señalado.

Tabla 51. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

	ICV MAX		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.38%	8.14%	1.57%
Caso. 2	2.37%	5.42%	1.91%
Caso. 3	1.83%	5.28%	1.18%

Tabla 52. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 680)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

	ICV MIN		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	-3.26%	3.22%	-6.24%
Caso. 2	-2.72%	3.43%	-5.08%
Caso. 3	-3.14%	2.43%	-5.57%

De las anteriores tablas se observa que la variación de incorporación de la GD y la modulación de los tap, permite que los niveles de calidad de voltaje se encuentren dentro de los niveles normados. Si bien, el accionar de los taps del regulador es limitado a su área de influencia, con el aporte de la GD se complementa la reasignación de la potencia reactiva lo cual ayuda a en la prevención de violaciones en los índices de calidad de voltaje.

e. Bus-675

Para continuar el análisis, se evalúa los resultados obtenidos en el Bus-675, barra en la cual se conecta una carga trifásica desbalanceada y adicional se contiene compensador trifásico, por lo expuesto, se procede a evaluar las variables antes descritas, en primer lugar, se evaluará los voltajes y por ende los índices de calidad de voltaje. En la Figura 74, Figura 75 y Figura 76 se muestra el voltaje por cada fase y cada caso para el escenario 2.

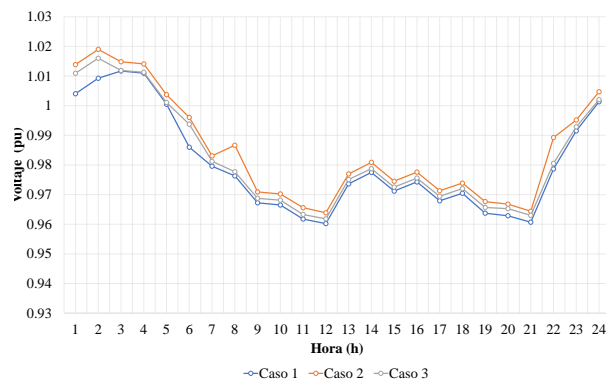


Figura 74. Voltaje fase 1– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

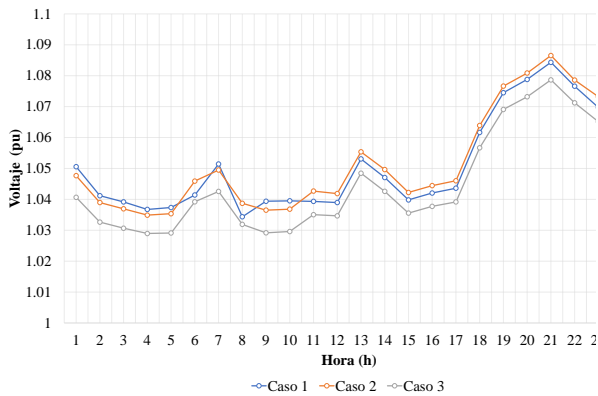


Figura 75. Voltaje fase 2– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

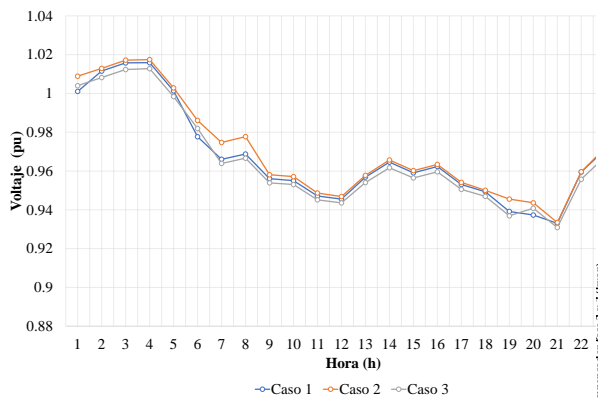


Figura 76. Voltaje fase 3– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

Al analizar el voltaje en cada fase por cada caso, se puede observar que en general al interactuar el regulador y la GD permiten modular los voltajes en la barra de análisis; resultado de lo cual se reduce las violaciones en los índices de calidad de los niveles de voltaje, aspecto que se muestra en la Tabla 53 y Tabla 54.

Tabla 53. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2

ICV MAX			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	1.17%	8.43%	1.59%
Caso. 2	1.90%	5.65%	1.75%
Caso. 3	1.60%	5.87%	1.28%

Tabla 54. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 675)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

ICV MIN			
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso. 1	-3.98%	3.44%	-6.70%
Caso. 2	-3.61%	3.49%	-5.65%
Caso. 3	-3.82%	2.90%	-5.91%

De las anteriores tablas se ratifica que la interacción de la GD y los cambiadores de tap permiten obtener índices de calidad de nivel de voltaje que se encuentran dentro de lo permitido en la normativa. Finalmente se analiza el aporte del compensador ubicado en dicho bus por cada una de las fases y en cada caso del escenario 2, lo cual se muestra en la Figura 77.

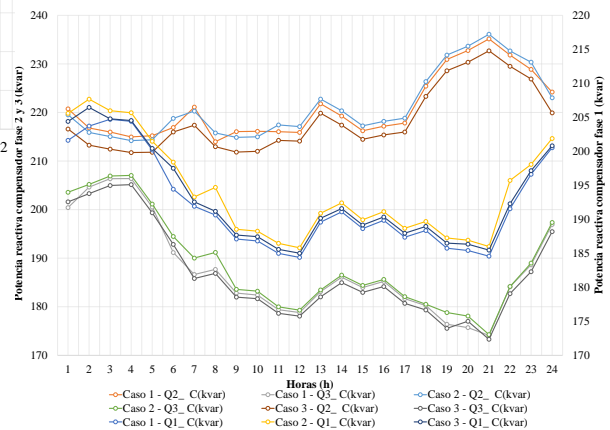


Figura 77. Compensador– Bus675– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

De la Figura 77 se observa que, la incorporación de la GD permite modular de mejor forma la potencia entregada del compensador a comparación del Escenario 1, lo que a su vez permite que el sistema opere en condiciones normales.

f. Bus-611

Finalmente, se procede al análisis del Bus_611, en tal sentido en la Figura 57 se presenta el voltaje analizado por fase y por caso en el escenario 2.

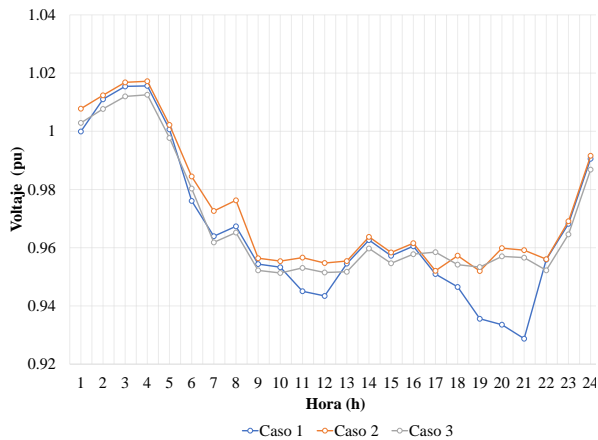


Figura 78. Voltaje fase 1– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

De la Figura 78 se observa que el nivel de voltaje mejora considerablemente cuando interactúa el GD y los cambiadores de tap de forma coordinada, resultado de lo cual se concluye que el índice de calidad de nivel de voltaje no se viola, lo cual se presenta en la Tabla 55 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Tabla 55. Índices máximos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

ICV MAX	
Fase 1	
Caso. 1	1.56%
Caso. 2	1.72%
Caso. 3	1.25%

Tabla 56. Índices mínimos de calidad de niveles de voltaje- Regulador (Bus 611)– Caso 1,2 y3 - Esc. 2.

ICV MIN	
Fase 1	
Caso. 1	-7.13%
Caso. 2	-4.80%
Caso. 3	-4.87%

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indica que, la violación del índice de calidad de voltaje ocurrida en el caso 1 se supera en los casos 2 y 3, lo cual garantiza que el precipitado índice se encuentre dentro de los límites y no supere el 5%. Adicional, la operación conjunta de la GD y de los cambiadores de tap, conlleva a que exista implícitamente una variación en la entrega de potencia reactiva del compensador conectado en dicha barra, cuyo efecto se muestra en la Figura 79.

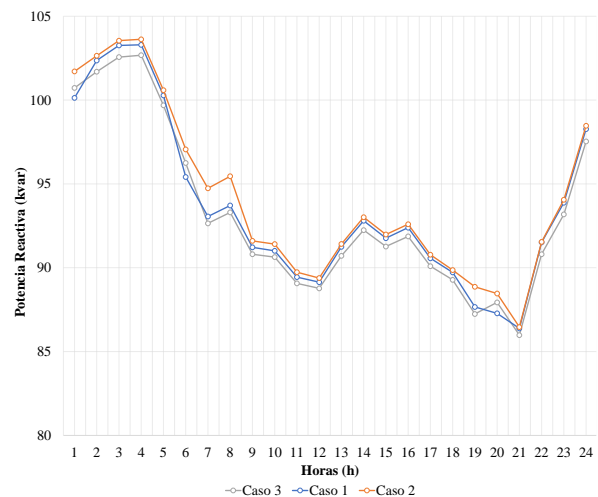


Figura 79. Compensador– Bus611– Casos 1,2 y 3 – Esc2.

La Figura 79 muestra incrementos en la entrega de reactivos a comparación del escenario 1 lo que a su vez permite que el índice de calidad de voltaje se encuentre dentro de la banda normada. El citado incremento también ayuda implícitamente a mejorar los voltajes en barras adyacentes, lo que va en pro de la operación adecuada del sistema eléctrico.

g. Aerogenerador

Con el afán de poder apreciar el aporte del GD (aerogenerador), la Figura 80 y Figura 81 muestran la potencia activa y reactiva entregada por el GD para el caso 2 y 3 del escenario 2.

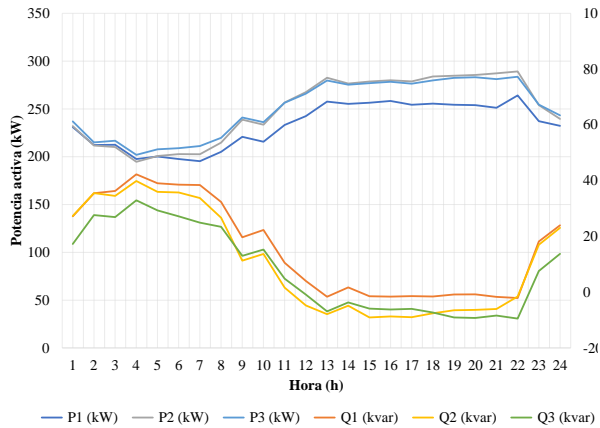


Figura 80. Aporte del Aerogenerador– Casos 2– Esc2.

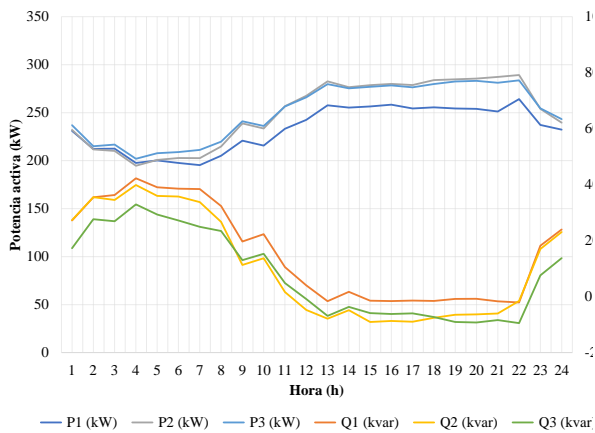


Figura 81. Aporte del Aerogenerador– Casos 3– Esc2

Al contrastar la Figura 80 y la Figura 81 se puede determinar un aspecto sumamente relevante, que conlleva al establecimiento de un criterio técnico para la operación de la GD en las redes de distribución, el cual está enfocado a definir la capacidad máxima o capacidad nominal que debe establecer para la GD a implementarse, ya que sobredimensionar la GD puede llegar a tener problemas de inestabilidad de voltaje, por ejemplo la Figura 80, muestra un aporte intensivo de potencia activa al sistema, alrededor de 244 kW, sin embargo, el aporte en potencia reactiva al sistema es de un promedio del 25 kvars durante el medio día de operación; mientras que lo restante del día, el aerogenerador absorbe excesos

de reactivos de la red que en promedio es de 5 kvar, a fin de mantener la operación del sistema. Al evaluar el aporte mostrado en la Figura 81, se puede observar un mayor aporte de potencia activa, alrededor de 323 kW, sin embargo el aerogenerador funciona como un reactor que consume reactivos del sistema, alrededor de 132 kvar, lo cual conlleva a concluir que, si no se determina adecuadamente la capacidad nominal de la GD, en base a un análisis de flujos de potencia y de estabilidad, el permitir que ingresen generadores de altas capacidades producirán efectos en los niveles de voltaje produciendo los efectos de inestabilidad y por ende afectaciones serias en el sistema eléctrico.

6 Conclusiones

Del extenso análisis efectuado en el presente trabajo investigativo, se puede precisar las siguientes conclusiones:

- El control de voltaje es un elemento sumamente relevante en el análisis de sistemas eléctricos, cuya relevancia se incrementa cuando los sistemas eléctricos son desbalanceados, como es el caso de las redes eléctricas de distribución y más aún cuando en estas se introduce generación distribuida.
- De los análisis realizados, se puede señalar que, cuando existe una variación en la carga (demanda) sea esta un incremento o decremento, los transformadores reguladores (tap), proceden a operar de forma directa a la variación efectuada y compensar el voltaje afectado. En ese contexto se puede señalar que, si bien los tap operan, eso no garantiza que los índices de calidad de voltaje, de los nodos ubicados en lugares distantes, se encuentren dentro de los límites, para el caso de estudio el Bus-680 demostró que un

incremento de manda conlleva a que el índice de calidad de voltaje se encuentre en un 8.86%; y, ante un decrecimiento de la demanda, el mencionado índice obtuvo un valor de 8.05%, valores que se encuentran fuera de la banda normada, aspecto por el cual se hace necesario buscar una alternativa para mejorar dichos índices, siendo una de esas la incorporación de GD.

- Al incorporar la GD en el análisis en primera instancia se produce flujos direccionales que liberan las capacidades de las redes y a su vez reducen la cantidad de energía entregada de la barra slack, para el caso de análisis se comprobó que la mera incorporación de un GD eólico de capacidad máxima de 750 kW conlleva a reducir un 21.15% de la energía activa requerida del sistema, lo que beneficia tanto a la red como al sistema de potencia en general, ya que se pueden desplazar inversiones en generación y en redes.
- Adicional con la incorporación de la GD, se puede observar que automáticamente los índices de calidad se encuentran dentro de la banda normada, teniendo en promedio un valor del 5.28% a comparación de un índice de 8.32% en promedio que fue obtenido únicamente usando los tap del transformador regulador.
- La incorporación de GD y su interacción con los transformadores reguladores es una combinación optimiza siempre y cuando sea analizada previamente desde el punto de vista técnico y económico, a fin de que pueda dimensionarse adecuadamente los componentes de la red, adicional la incorporación de GD, procura una menos actuación

de los tap y por tanto se incrementaría la vida útil de los transformadores reguladores.

- Finalmente, y de los análisis efectuados cuando se incrementa en demasía la GD, se concluye que previo a la inclusión de la GD en las redes de distribución, el operador de red debe efectuar los estudios de flujos de potencia, estabilidad y armónicos, a fin de que la operación de este nuevo elemento no perjudique al sistema, en particular y de conformidad a los resultados obtenidos, no se produzca inestabilidad de voltaje.

6.1 Trabajos futuros

La implicación de la investigación realizada puede ampliarse a otros tópicos que se pudiesen abarcar en el futuro y que a continuación se citan:

- Optima selección de los tap de los transformadores reguladores ante contingencias de la red.
- Implementación optima de transformadores regulares en sistemas eléctricos con penetración de generación distribuida.
- Modelamiento de transformadores reguladores con cambiadores de fase para la mejora de estabilidad de ángulo en sistemas de potencia con cargas desbalanceadas.
- Ubicación óptima de las distintas tecnologías usadas para la generación distribuida para su incorporación en el mediano plazo en redes de distribución desbalanceadas.
- Planificación de la expansión de las redes de los sistemas de distribución mediante Montecarlo considerando la generación distribuida.
- Minimización del SAIFI en redes de distribución ubicando de forma

óptima transformadores reguladores y generación distribuida.

7 Referencias

- [1] M. Fikri, B. Cheddadi, O. Sabri, T. Haidi, B. Abdelaziz, and M. Majdoub, “Power flow analysis by numerical techniques and artificial neural networks,” *3rd Renewable Energies, Power Systems and Green Inclusive Economy, REPS and GIE 2018*, Oct. 2018.
- [2] Y. Shu and Y. Tang, “Analysis and recommendations for the adaptability of China’s power system security and stability relevant standards,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 334–339, Dec. 2017.
- [3] S. M. Abbasi, F. Karbalaeei, and A. Badri, “The effect of suitable network modeling in voltage stability assessment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1650–1652, Mar. 2019.
- [4] A. Singhal and V. Ajjarapu, “Long-term voltage stability assessment of an integrated transmission distribution system,” *2017 North American Power Symposium, NAPS 2017*, Nov. 2017.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and control*, 3rd ed., vol. 1. CRC Press, 2017.
- [6] IEEE, “IEEE Standard Requirements for Tap Changers - Redline,” *IEEE Std C57.131-2012 (Revision of IEEE Std C57.131-1995)*, pp. 1–101, May 2012.
- [7] C. Gao and A. Redfern, “A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers,” *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, pp. 1–6, 2010, Accessed: Dec. 18, 2021. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/5650063>
- [8] C. Masetti, “Revision of European Standard EN 50160 on power quality: Reasons and solutions,” *ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2010.
- [9] R. Grünbaum, “Voltage Source Converters for maintaining of power quality and stability in power distribution,” *2005 European Conference on Power Electronics and Applications*, vol. 2005, pp. 1–10, 2005.
- [10] IEEE, “1159-1995 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality - IEEE Standard,” *IEEE*, pp. 1–80, 1995, Accessed: Dec. 19, 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/475495>
- [11] CONELEC, “Calidad del servicio eléctrico de distribución-REGULACION No. CONELEC-004/01,” Quito, May 2001. Accessed: Dec. 19, 2021. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- [12] R. Marques, H. Eichkoff, and A. de Mello, “Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software,” *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, pp. 1–6, Jun. 2018.
- [13] Y. Ma, S. Lv, X. Zhou, and Z. Gao, “Review analysis of voltage stability in power system,” *2017*

- IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, ICMA 2017*, pp. 7–12, Aug. 2017.
- [14] A. Herrera and A. Águila, “Mejoramiento de los Perfiles de Voltaje en Sistemas de Distribución mediante Óptima Ubicación de Reguladores de Tensión con Cambiadores de Derivación usando Búsqueda Exhaustiva,” Quito, 2021.
- [15] J. C. Vaschetti and F. Magnago, “Automatic Voltage Control in Electrical Power System based on Expert Systems .,” *Redes de distribución de energía*, vol. 23, no. 5, pp. 69–84, 2012.
- [16] C. Costa, A. de Souza, and R. Diniz, “Modern Control of the Excitation of Generators in Power Systems,” May 2002. Accessed: Dec. 17, 2021. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/260064362_Modern_Contr ol_of_the_Excitation_of_Generato rs_in_Power_Systems
- [17] IEEE, “IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005): IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.,” *IEEE*, pp. 1–207, Aug. 2016.
- [18] IEEE, “C37.015-2009 - IEEE Guide for the Application of Shunt Reactor Switching - Redline,” *IEEE*, pp. 1–73, Feb. 2010.
- [19] A. Jezierska, C. Dzienis, Y. Yelgin, and K. Strunz, “Improving handling of shunt-reactor effects during fault with focus on protection devices,” *Proceedings - International Conference on Modern Electric Power Systems, MEPS 2019*, Sep. 2019.
- [20] D. F. Peelo and E. M. Ruoss, “A new IEEE application guide for shunt reactor switching,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 2, pp. 881–887, 1996.
- [21] M. Santander, “Diseño y construcción de un sistema de compensación reactiva para reducción del consumo de combustible diésel en la generación térmica de la Isla San Cristóbal Galápagos.,” Quito, 2019., Quito, 2019. Accessed: Dec. 22, 2021. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19944>
- [22] T. Chattopadhyay, S. Banerjee, and C. Chanda, “Impact of shunt capacitor on voltage stability analysis of distribution networks under critical loading conditions,” *1st International Conference on Automation, Control, Energy and Systems - 2014, ACES 2014*, pp. 1–5, 2014.
- [23] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [24] T. Cui, Y. Shen, Z. Hu, J. Song, H. Guo, and X. Wang, “Voltage Regulation of Synchronous Condensers and Switching Capacitors in Power Grids with a UHV DC/AC System,” *Proceedings - 2018 3rd International Conference on Smart City and Systems Engineering, ICSCSE 2018*, pp. 552–556, Jul. 2018.
- [25] J. F. Manwell, “Hybrid Energy Systems,” *Encyclopedia of Energy*, pp. 215–229, 2004.
- [26] A. Monti, F. Milano, E. Bompard, and X. Guillaud, *Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems*, 1st ed., vol. 1. Elsevier, 2021.
- [27] P. Ashmole, “Introduction to ‘FACTS’ ,” Jan. 1994. Accessed:

- Dec. 26, 2021. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/280278>
- [28] F. Castillo, A. Aguila, and J. González, "Analysis of stability of tension and losses of electric power in distribution networks with distributed generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [29] K. Kavitha and R. Neela, "Optimal allocation of multi-type FACTS devices and its effect in enhancing system security using BBO, WIPSO & PSO," *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 5, no. 3, pp. 777–793, Dec. 2018.
- [30] S. Raj and B. Bhattacharyya, "Optimal placement of TCSC and SVC for reactive power planning using Whale optimization algorithm," *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 40, pp. 131–143, Jun. 2018.
- [31] Y. Wang, H. Chen, R. Zhou, and D. J. Hill, "Studies of voltage stability via a nonlinear SVC control," *2000 IEEE Power Engineering Society, Conference Proceedings*, vol. 2, pp. 1348–1353, 2000, doi: 10.1109/PESW.2000.850155.
- [32] M. A. Bhaskar, S. S. Dash, C. Subramani, M. J. Kumar, D. Harish, and R. Shalini, "Non linear control of STATCOM," *ITC 2010 - 2010 International Conference on Recent Trends in Information, Telecommunication, and Computing*, pp. 190–195, 2010.
- [33] R. Srinivasa and V. Srinivasa, "Optimal Placement of STATCOM using Two Stage Algorithm for Enhancing Power System Static Security - ScienceDirect," *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 575–582, 2017, Accessed: Dec. 26, 2021. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2230/science/article/pii/S1876610217323779>
- [34] R. M. M. Pereira, A. J. C. Pereira, C. M. M. Ferreira, and F. P. M. Barbosa, "STATCOM to improve the voltage stability of an electric power system with high penetration of wind generation," *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016*, vol. 2017-January, pp. 1–5, Jul. 2016.
- [35] R. Sirjani, "Optimal Placement and Sizing of PV-STATCOM in Power Systems Using Empirical Data and Adaptive Particle Swarm Optimization," *Sustainability 2018, Vol. 10, Page 727*, vol. 10, no. 3, p. 727, Mar. 2018.
- [36] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A. Germond, "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 537–544, Aug. 2001.
- [37] M. Faridi, H. Maeiat, M. Karimi, P. Farhadi, and H. Mosleh, "Power system stability enhancement using Static Synchronous Series Compensator (SSSC)," *ICCRD2011 - 2011 3rd International Conference on Computer Research and Development*, vol. 3, pp. 387–391, 2011.
- [38] S. Gandhar, J. Ohri, and M. Singh, "Application of SSSC for compensation assessment of interconnected Power System," *India International Conference on Power Electronics, IICPE*, vol. 2015-May, May 2015.
- [39] T. Cao, R. Hou, and B. Qian, "The design of nonlinear control strategy

- for SSSC based on constant voltage control,” *CCIE 2011 - Proceedings: 2011 IEEE 2nd International Conference on Computing, Control and Industrial Engineering*, vol. 1, pp. 30–32, 2011.
- [40] J. de Oliveira *et al.*, “Analysis and design of an electronic on-load tap changer distribution transformer for automatic voltage regulation,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 1, pp. 883–894, Jan. 2017.
- [41] C. Gao and M. A. Redfern, “Automatic compensation voltage control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations,” *APAP 2011 - Proceedings: 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, vol. 1, pp. 737–741, 2011.
- [42] D. Thukaram, L. Jenkins, H. P. Khincha, G. Yesuratnam, and B. R. Kumar, “Monitoring the effects of on-load tap changing transformers on voltage stability,” *2004 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004*, vol. 1, pp. 419–424, 2004.
- [43] A. A. Téllez, A. Robayo, G. López, L. Ortiz, I. Isaac, and J. González, “Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference-Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*, 2019, pp. 1–7.
- [44] C. Dai and Y. Baghzouz, “Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer,” *2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 770–773, 2004, doi: 10.1109/ICHQP.2004.1409450.
- [45] ARCONEL, *Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución - No. ARCONEL 005/18*. 2019, pp. 8–12.
- [46] L. C. Ribeiro, F. L. Vieira, B. D. Bonatto, A. C. Z. de Souza, and P. F. Ribeiro, “Chapter 5 - Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the OpenDSS,” in *Decision Making Applications in Modern Power Systems*, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, A. F. Zobaa, and R. Bansal, Eds. Academic Press, 2020, pp. 121–152.
- [47] Y.-C. Tsao, T. D. Beyene, V.-V. Thanh, S. G. Gebeyehu, and T.-C. Kuo, “Power distribution network design considering the distributed generations and differential and dynamic pricing,” *Energy*, vol. 241, p. 122828, Feb. 2022.
- [48] P. v. Ilyushin, O. v. Shepvalova, S. P. Filippov, and A. A. Nekrasov, “Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 308–327, Nov. 2021.
- [49] W. Zhou, Y. Wu, X. Huang, R. Lu, and H. T. Zhang, “A group sparse Bayesian learning algorithm for harmonic state estimation in power systems,” *Applied Energy*, vol. 306, Jan. 2022.
- [50] Distribution System Analysis Subcommittee Report, “Radial Distribution Test Feeders,” *Journal Technique*, 2011.
- [51] MERNNR, “Plan Maestro de la Electricidad- Expansión de la generación,” *Revista Técnica*, vol. 2, 2020.

8 Anexo

Código OPENDSS

a. Menú Master


```

File Edit Do Set Make Export Show Visualize Plot Reset Help
c:/
Source/Fault Vsource
Base Frequency = 60 Hz

Results for Actor ID # 1
CPU selected : 1
Status = SOLVED
Solution Mode = Daily
Number = 25
Load Mult = 1.000
Devices = 64
Buses = 17
Nodes = 44
Control Mode =STATIC
Total Iterations = 15
Control Iterations = 3
Max Sol Iter = 6

- Circuit Summary -
Year = 0
Hour = 24
Max pu. voltage = 1.05
Min pu. voltage = 0.9683
Total Active Power: 1.44182 MW
Total Reactive Power: 1.31617 Mvar
Total Active Losses: 0.0429274 MW (2.977 %)
Total Reactive Losses: 0.158506 Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Daily
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

//-----//
// Universidad Politecnica Salesiana
// Autor: Byron Rojas
//-----//
// Modelamiento de la red IEEE 13 barras
//-----//

Clear

//-----//
// Archivos que describen el circuito
//-----//

Redirect substacion.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loadshape.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect wind_power.dss
Redirect wind_control.dss
Redirect tensao_base.dss

Redirect monitor_sub.dss
Redirect monitor_cargas.dss
Redirect monitor_wind.dss
Redirect solve_daily.dss

BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
plot circuit power dots=y labels=y C1=blue

//Redirect solve_old
Redirect command_monitor_sub.dss
Redirect command_monitor_cargas.dss
Redirect command_monitor_wind.dss

export profile

plot profile phases

//Opciones de presentacion de resultados
Show Voltage LN Nodes
Show Current Elements
Show power Element
Show Taps

MASTER_RedeTeste13Barras.dss command_monitor_cargas.dss monitor_cargas.dss loads.dss regulators.dss wind_control.dss transformer

Messages

Summary Results
Memory: 32076K Circuit Status: SOLVED Total Iterations = 15, Control Iterations = 3, Max. Solution Iterations = 6

```

B. Subrutinas

Substacion.dss

```

// Datos del circuito
New Circuit.IEEE13BARRAS
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red
size=2

```

Linecodes.dss

```

// Datos de los arreglos
// 601
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954
0.2121)
~ xmatrix = (0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392
0.6430)
~ cmatrix = (10.3833 | -3.2894 9.8228 | -2.0759 -1.2225
9.2936)
~ units=km
// 602
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954
0.4621 )
~ xmatrix = (0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392
0.7526 )
~ cmatrix = (9.3931 | -1.7828 8.5369 | -2.7862 -1.0859
8.9508)
~ units=km
// 603
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8261 | 0.1284 0.8226)
~ xmatrix = (0.8370 | 0.2853 0.8431)

```

```

~ cmatrix = (7.7626 | -1.4833 7.6902)
~ units=km
// 604
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8226 | 0.1284 0.8261)
~ xmatrix = (0.8431 | 0.2853 0.8370)
~ cmatrix = (7.6902 | -1.4833 7.7626)
~ units=km
// 605
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8259)
~ xmatrix = (0.8373)
~ cmatrix = (7.4488)
~ units=km
// 606
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.4960 | 0.1883 0.4903 | 0.1770 0.1983
0.4898)
~ xmatrix = (0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204
0.2773)
~ cmatrix = (159.6994 | 0 159.6994 | 0 0 159.6994)
~ units=km
// 607
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8242)
~ xmatrix = (0.3184)
~ cmatrix = (146.6753)
~ units=km

```

Lines.dss

```

//Datos de las lineas
//Observacion: La barra 670 se coloca para representar
el equivalente de la carga distribuida.

New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3
Bus2=632.1.2.3 LineCode=601 Length=2000 units=ft

```

New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3
 Bus2=670.1.2.3 LineCode=601 Length=667 units=ft
 New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3
 Bus2=671.1.2.3 LineCode=601 Length=1333 units=ft
 New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3
 Bus2=680.1.2.3 LineCode=601 Length=1000 units=ft
 New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3
 Bus2=633.1.2.3 LineCode=602 Length=500 units=ft
 New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2
 Bus2=645.3.2 LineCode=603 Length=500 units=ft
 New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2
 Bus2=646.3.2 LineCode=603 Length=300 units=ft
 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3
 Bus2=675.1.2.3 LineCode=606 Length=500 units=ft
 New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3
 Bus2=684.1.3 LineCode=604 Length=300 units=ft
 New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3
 Bus2=611.3 LineCode=605 Length=300 units=ft
 New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1
 Bus2=652.1 LineCode=607 Length=800 units=ft

Loadshape.dss

//Curvas de carga

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001
 0.19000000 0.23999999 0.33000001 0.38999999
 0.41000000 0.64999998 1.23000002 1.88999999
 1.88999999 1.96000004 1.98000002 1.45000005
 1.62000000 1.88999999 1.79999995 1.78999996
 1.19000006 0.80000001 0.66000003 0.51999998
 0.40000001 0.28000000 0.23000000) !
 código=Industrial 5001-10000 kWh
 !mult=(File=LoadShape1.csv)

New Loadshape.2 npts=24 interval=1 mult=(0.69000000
 0.50999999 0.44999999 0.41999999 0.55000001
 0.85000002 1.01999998 0.80000001 0.89999998
 0.91000003 1.02999997 1.03999996 1.11000001
 0.98000002 0.94000000 0.94000000 1.02999997
 1.26999998 1.51999998 1.59000003 1.75999999
 1.50999999 1.29999995 0.89999998) !
 código=Residencial 101-220 kWh
 !mult=(File=LoadShape2.csv)

Loads.dss

// Datos de la Carga

//Datos originales

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta
 Model=1 daily=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=160 kvar=110
 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
 New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=125
 New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta
 Model=2 daily=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
 New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta
 Model=5 daily=2 kV=4.16 kW=170 kvar=151
 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=485 kvar=190
 New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=68 kvar=60
 New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=290 kvar=212

New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye
 Model=5 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=80
 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye
 Model=2 daily=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=17 kvar=10
 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=66 kvar=38
 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye
 Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=117 kvar=68

Capacitors.dss

// Datos de los capacitores.

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600
 kV=4.16
 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=100
 kV=2.4

Transformer_sub.dss

// Datos del transformador de la Subestación

//Nota: El voltaje a la salida de este transformador en la publicación IEEE es igual a 1 pu.

// Por lo tanto, para la simulación, la impedancia del transformador se considera muy pequeña
 //

New Transformer.Subestacion phases=3 windings=2
 xhl=0.0001
 ~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115
 kVA=5000 %r=0.0000005
 ~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=5000
 %r=0.0000005

Transformer.dss

// Datos del transformador.

New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2
 ~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=500
 %r=.55
 ~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=500
 %r=.55

Regulators.dss

// Datos del regulador

//Fase A

New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01
 %LoadLoss=0.001
 ~ wdg=1 bus=650.1 kV=2.4 kva=1666.7
 ~ wdg=2 bus=Reg.1 kV=2.4 kva=1666.7
 New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
 ~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 cprim=700
 R=3 X=9

//Fase B

New Transformer.RegFaseB phases=1 xhl=0.01
 %LoadLoss=0.001
 ~ wdg=1 bus=650.2 kV=2.4 kva=1666.7
 ~ wdg=2 bus=Reg.2 kV=2.4 kva=1666.7
 New regcontrol.RegFaseB transformer=RegFaseB
 ~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 cprim=700
 R=3 X=9

//Fase C

New Transformer.RegFaseC phases=1 xhl=0.01
 %LoadLoss=0.001
 ~ wdg=1 bus=650.3 kV=2.4 kva=1666.7
 ~ wdg=2 bus=Reg.3 kV=2.4 kva=1666.7

```
New regcontrol.RegFaseC transformer=RegFaseC
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctrim=700
R=3 X=9
```

Switches.dss

```
// Switch
New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692
Switch=y
```

Wind_power.dss

```
new LoadShape.3 npts=24 interval=1
mult=(File=LoadShape3.csv)
! Datos originales - Caso 2 - Esc 2
!new generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750
kva=1000 daily=3 model=6
!~ usermode=indmach012a userdata=(Rs=0.00046,
Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)
```

```
!New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.750000
!~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=750.000000
conn=wye
!~ wdg=2 bus=680 kV=4.16 kVA=750.000000 conn=wye
```

```
// Datos do regulador.
```

```
//Fase A
New Transformer.wind_upA phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.1 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.1 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upA transformer=wind_upA
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26
```

```
//Fase B
New Transformer.wind_upB phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.2 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.2 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upB transformer=wind_upB
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26
```

```
//Fase C
New Transformer.wind_upC phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.3 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.3 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upC transformer=wind_upC
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26
```

Wind_control.dss

```
New capacitor.Capacitor1 bus1=trafo_wind phases=3
kvar=350 kv=0.69 numsteps=24
```

```
New capcontrol.Capacitor1
element=transformer.wind_up 1 capacitor=Capacitor1
type=kvar ptratio=1 ctratio=1
~ onsetting=20 offsetting=-20 delay=1200
deadtime=1200
```

Monitor_sub.dss

```
New monitor.subestacion_power
element=Transformer.Subestacion terminal=1 mode=1
ppolar=no
Set Voltagebases=[115, 4.16, .48, .69]
CalcVoltageBases
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
New energymeter.m1 line.650632 1
```

```
New monitor.subestacion_voltaje
element=Transformer.Subestacion terminal=1 mode=0
ppolar=no
```

Monitor_cargas.dss

```
New monitor.Load_671_voltage element=Load.671
terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Load_671_power element=Load.671
terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Load_611_voltage element=Load.611
terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Load_611_power element=Load.611
terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Load_652_voltage element=Load.652
terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Load_652_power element=Load.652
terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Bus_680_voltage element=Line.671680
terminal=2 mode=0 ppolar=no
New monitor.Bus_680_power element=Line.671680
terminal=2 mode=1 ppolar=no
New monitor.Bus_675_voltage element=Line.692675
terminal=2 mode=0 ppolar=no
New monitor.Bus_675_power element=Line.692675
terminal=2 mode=1 ppolar=no
New monitor.Cap_675_power
element=Capacitor.Cap1 terminal=1 mode=1
ppolar=no
New monitor.Cap_611_power
element=Capacitor.Cap2 terminal=1 mode=1
ppolar=no
New monitor.tap_voltage_A
element=Transformer.RegFaseA terminal=2
mode=2 ppolar=no
New monitor.tap_voltage_B
element=Transformer.RegFaseB terminal=2
mode=2 ppolar=no
New monitor.tap_voltage_C
element=Transformer.RegFaseC terminal=2
mode=2 ppolar=no
New monitor.Bus_632_voltage element=Line.632670
terminal=1 mode=0 ppolar=no
```

Monitor_wind.dss

```
New monitor.wind_voltage
element=Transformer.wind_up terminal=1 mode=0
ppolar=no
New monitor.wind_voltage2
element=Transformer.wind_up terminal=2 mode=0
ppolar=no
New monitor.wind_power element=Transformer.wind_up
terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

solve_daily.dss

```
// Comandos para solución diaria
solve maxcontrol=100
set controlmode=static
set mode=daily stepsize=1.0h number=24
```

8.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 57. Matriz de estado del arte

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS																							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
				Control de voltaje	Transformadore con cambiadores de tap	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Variación de carga	Implementación de la red tipo	Modelación de los transformadores reguladores	Evaluación de las variables eléctricas asociadas al control de voltaje	Modelación de la generación distribuida	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda desbalanceadas en el periodo de análisis	Modelamiento de la Generación Distribuida	Operación de compensadores capacitivos	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para el control de voltaje	Evaluación técnica de los mecanismos para el control de voltaje	Valores de los tap de los transformadores reguladores	Perfiles de voltaje	Índices de calidad del nivel de voltaje
1	2018	Power flow analysis by numerical techniques and artificial neural networks	11				☒		☒								☒		☒				
2	2017	Analysis and recommendations for the adaptability of China's power system security and stability relevant standards	31	☒															☒		☒		
3	2019	The effect of suitable network modeling in voltage stability assessment	8			☒		☒			☒						☒			☒			☒
4	2017	Long-term voltage stability assessment of an integrated transmission distribution system	28	☒			☒																
5	2007	Power System Stability and control	454							☒							☒						☒
6	2019	IEEE Standard Requirements for Tap Changers - Redline	15		☒	☒											☒	☒		☒			
7	2010	A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers	99		☒				☒		☒									☒			
8	2016	Analysis of stability of tension and losses of electric power in distribution networks with distributed generation	45	☒								☒					☒						
9	2005	Voltage Source Converters for maintaining of power quality and stability in power distribution	22	☒		☒							☒									☒	☒

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Control de voltaje	Transformadore con cambiadores de tap	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Variación de carga	Implementación de la red tipo	Modelación de los transformadores reguladores	Evaluación de las variables eléctricas asociadas al control de voltaje	Modelación de la generación distribuida	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda desbalanceadas en el periodo de análisis	Modelamiento de la Generación Distribuida	Operación de compensadores capacitivos	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para el control de voltaje	Evaluación técnica de los mecanismos para el control de voltaje	Valores de los tap de los transformadores reguladores	Perfiles de voltaje	Índices de calidad del nivel de voltaje	Aporte de la generación distribuida a la red
10	2019	Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm	18										☒						☒					
11	2012	Calidad del servicio eléctrico de distribución-REGULACION No. CONELEC-004/01	3			☒									☒									
12	2018	Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software	3							☒							☒						☒	
13	2017	Review analysis of voltage stability in power system	12		☒										☒			☒			☒			☒
14	2012	Automatic Voltage Control in Electrical Power System based on Expert Systems	1995	☒				☒																
15	2012	Modern Control of the Excitation of Generators in Power Systems	113								☒	☒	☒											
16	2019	IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)	5											☒										
17	2010	C37.015-2009 - IEEE Guide for the Application of Shunt Reactor Switching - Redline	28					☒							☒		☒							
18	2019	Improving handling of shunt-reactor effects during fault with focus on protection devices	0		☒			☒	☒										☒	☒				
19	1996	A new IEEE application guide for shunt reactor switching	28					☒														☒		
20	2019	Diseño y construcción de un sistema de compensación reactiva para reducción del consumo de combustible diésel en la generación térmica de la Isla San Cristóbal Galápagos	0							☒		☒							☒					

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Control de voltaje	Transformadore con cambiadores de tap	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Variación de carga	Implementación de la red tipo	Modelación de los transformadores reguladores	Evaluación de las variables eléctricas asociadas al control de voltaje	Modelación de la generación distribuida	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda desbalanceadas en el periodo de análisis	Modelamiento de la Generación Distribuida	Operación de compensadores capacitivos	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para el control de voltaje	Evaluación técnica de los mecanismos para el control de voltaje	Valores de los tap de los transformadores reguladores	Perfiles de voltaje	Índices de calidad del nivel de voltaje	Aporte de la generación distribuida a la red
21	2014	Impact of shunt capacitor on voltage stability analysis of distribution networks under critical loading conditions	2					☒									☒							
22	2015	Electric Power Distribution Engineering	1944	☒	☒			☒									☒				☒	☒		
23	2018	Voltage Regulation of Synchronous Condensers and Switching Capacitors in Power Grids with a UHV DC/AC System	2					☒			☒							☒	☒					☒
24	2004	Hybrid Energy Systems	62																					
25	2020	Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems	8																					
26	2021	Mejoramiento de los perfiles de voltaje en sistemas de distribución mediante óptima ubicación de reguladores de tensión con cambiadores de derivación usando búsqueda exhaustiva	0				☒	☒		☒			☒					☒						☒
27	2018	Optimal allocation of multi-type FACTS devices and its effect in enhancing system security using BBO, WIPSO & PSO	51		☒														☒	☒	☒			
28	2018	Optimal placement of TCSC and SVC for reactive power planning using Whale optimization algorithm	93			☒			☒	☒							☒	☒						
29	2000	Studies of voltage stability via a nonlinear SVC control	21								☒			☒					☒			☒		
30	2010	Non linear control of STATCOM	12													☒							☒	
31	2017	Optimal Placement of STATCOM using Two Stage Algorithm for Enhancing Power System Static Security	15					☒																

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
				Control de voltaje	Transformadore con cambiadores de tap	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Variación de carga	Implementación de la red tipo	Modelación de los transformadores reguladores	Evaluación de las variables eléctricas asociadas al control de voltaje	Modelación de la generación distribuida	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda desbalanceadas en el periodo de análisis	Modelamiento de la Generación Distribuida	Operación de compensadores capacitivos	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para el control de voltaje	Evaluación técnica de los mecanismos para el control de voltaje	Valores de los tap de los transformadores reguladores	Perfiles de voltaje	Índices de calidad del nivel de voltaje
32	2016	STATCOM to improve the voltage stability of an electric power system with high penetration of wind generation	9	☒				☒														☒	
33	2018	Optimal Placement and Sizing of PV-STATCOM in Power Systems Using Empirical Data and Adaptive Particle Swarm Optimization	7					☒															
34	2001	Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms	1016	☒					☒	☒				☒	☒		☒					☒	
35	2012	Power system stability enhancement using Static Synchronous Series Compensator (SSSC)	49				☒		☒					☒									☒
36	2014	Application of SSSC for compensation assessment of interconnected Power System	8																			☒	
37	2011	The design of nonlinear control strategy for SSSC based on constant voltage control	8																				
38	2016	Analysis and design of an electronic on-load tap changer distribution transformer for automatic voltage regulation	46	☒	☒			☒						☒								☒	☒
39	2011	Automatic compensation voltage control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations	32	☒	☒				☒					☒		☒	☒					☒	☒
40	2004	Monitoring the effects of on-load tap changing transformers on voltage stability	16		☒			☒														☒	☒
41	2004	Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer	26		☒	☒								☒								☒	
42	2020	Chapter 5 - Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the OpenDSS	0						☒	☒			☒										

CONTROL DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DE CAMBIADORES DE TOMA BAJO CARGA EMPLEANDO EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Control de voltaje	Transformadore con cambiadores de tap	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Variación de carga	Implementación de la red tipo	Modelación de los transformadores reguladores	Evaluación de las variables eléctricas asociadas al control de voltaje	Modelación de la generación distribuida	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda desbalanceadas en el periodo de análisis	Modelamiento de la Generación Distribuida	Operación de compensadores capacitivos	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para el control de voltaje	Evaluación técnica de los mecanismos para el control de voltaje	Valores de los tap de los transformadores reguladores	Perfiles de voltaje	Índices de calidad del nivel de voltaje	Aporte de la generación distribuida a la red
43	2017	Power distribution network design considering the distributed generations and differential and dynamic pricing	11	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
44	2022	Power distribution network design considering the distributed generations and differential and dynamic pricing	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
45	2021	Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
46	2020	A group sparse Bayesian learning algorithm for harmonic state estimation in power systems	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
47	1991	Radial Distribution Test Feeders	2190	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CANTIDAD:				12	11	7	3	11	10	8	6	9	3	5	7	5	3	10	9	7	14	10	8	10

8.2 Resumen de Indicadores

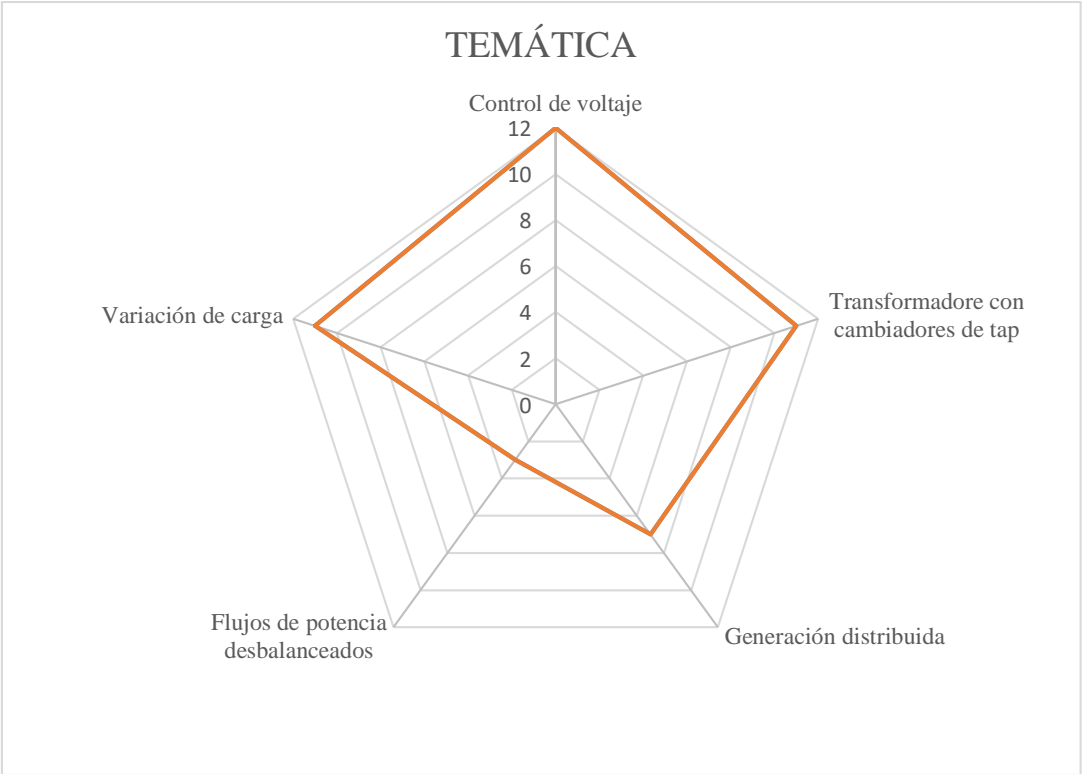


Figura 82. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

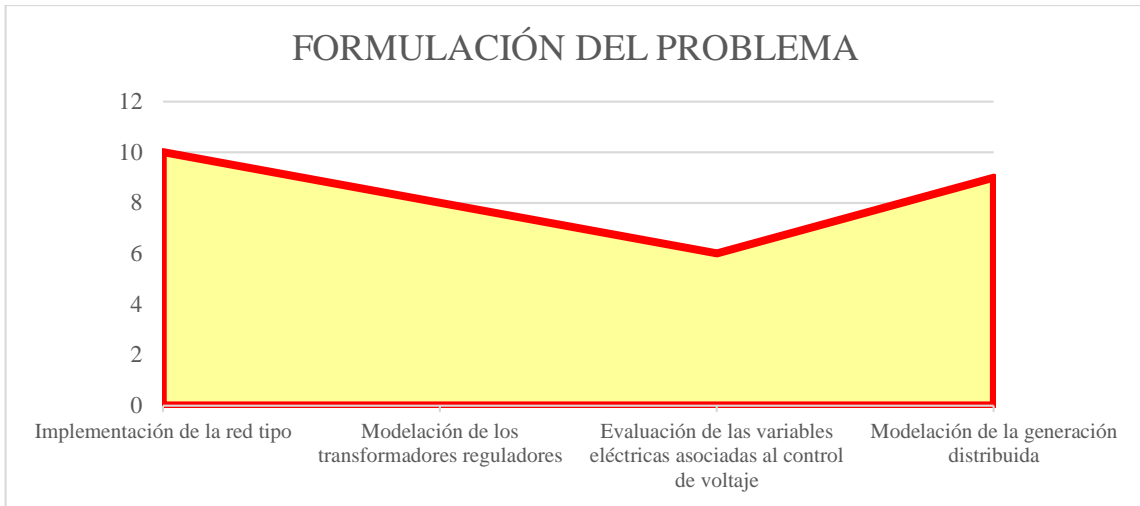


Figura 83. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

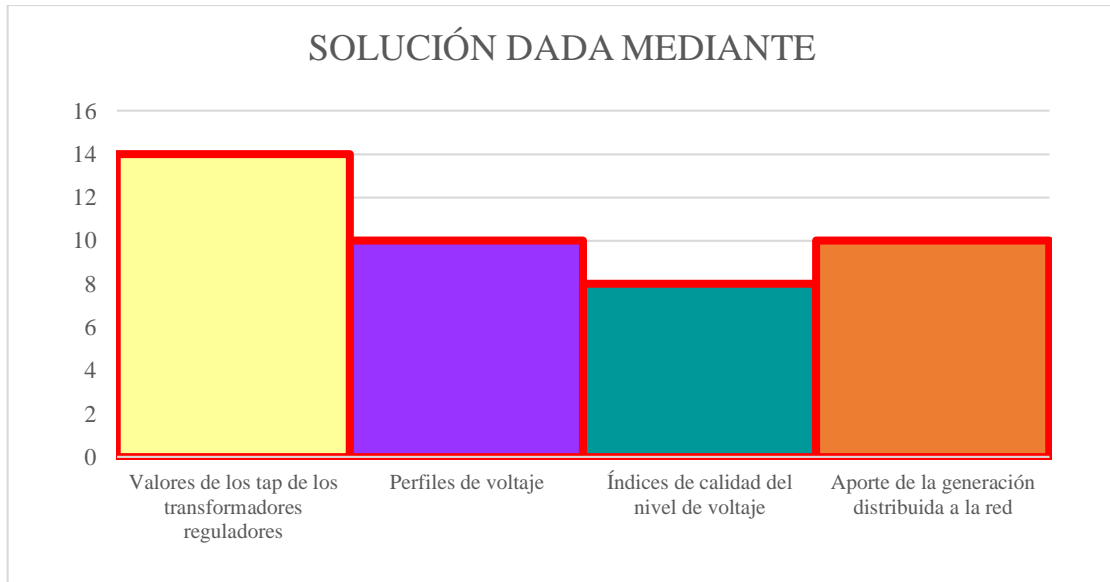


Figura 84. Indicador de solución - Estado del arte.