

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación



Evaluación de las normativas de calidad de energía eléctrica para consumidores en baja y media tensión en la región

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención de título de:

Ingeniero en electricidad

AUTORES: Franklin Fernando Duarte Campos
Carlos André Freire Plaza

TUTOR: Renán Xavier Zambrano Aragundy
Doctor en Ingeniería Eléctrica

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

La tesis realizada la dedico con mucho amor a mis padres, Franklin y Rocío, que han sido un pilar fundamental en mi vida, ya que se han sacrificado y esforzado por mí. A mi familia en general, que me ha motivado y apoyado para llegar hasta aquí. A mis compañeros, amigos que se fueron y mucho más a los que se quedaron en mi vida, que sin esperar algo a cambio, hemos compartido tiempo, alegrías y tristezas; lo más importante me han dado la confianza de llamarlos amigos de verdad. Este logro también se lo dedico a todos aquellos que creyeron en mí, que no me dejaron caer y me ayudaron a perseverar. Aprendí que la ayuda correcta llega sin buscarla. Menciones especiales a Génesis, Logan, José, Azael, Federico, Carlos, Homero, Jocelyne, Gabriel, Víctor y muchos más que si son nombrados la lista no terminaría nunca; a todos ellos gracias por acompañarme en el camino.

Franklin Duarte C.

El presente proyecto lo dedico a toda mi familia, en especial a mis padres, Carlos y Jacqueline, y a mi hermana Paulette, por su apoyo incondicional, a mi segunda madre Dolores por su amor, a mi abuelo Luis que está siempre en mi corazón, a Daniella por la paciencia, y a todas las personas que me han ayudado con mi crecimiento personal y profesional.

Carlos Freire P.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a Dios por la oportunidad de mantenernos con vida, también a las personas que han ayudado para que la culminación de este trabajo haya sido un éxito, al tutor de este proyecto integrador, PhD. Xavier Zambrano, por el apoyo incondicional en todo momento donde se lo necesitó y por guiarnos hacía el objetivo de realizar un buen trabajo. También agradecer al PhD. Miguel Torres por su pequeña pero gran contribución en cuanto al trabajo investigativo de este proyecto, al Ing. Homero Ojeda por su inquebrantable apoyo en los momentos más difíciles y, por último, a la Escuela Politécnica Superior del Litoral, directivos y profesores en general por la formación académica brindada durante estos años de estudio.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Franklin Fernando Duarte Campos y Carlos André Freire Plaza damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

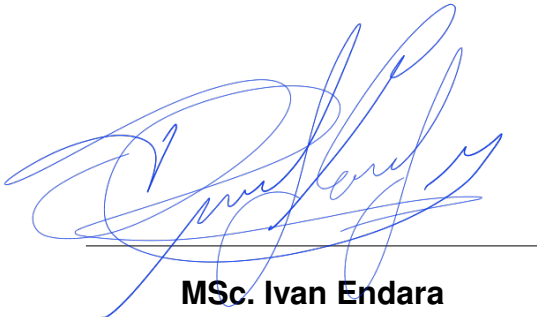
Franklin Duarte C.

Franklin Duarte Campos

Carlos Freire P.

Carlos Freire Plaza

EVALUADORES



MSc. Ivan Endara
PROFESOR DE LA MATERIA

PhD. Xavier Zambrano
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La calidad de energía se considera como una asociación de criterios y límites técnicos, los cuales facultan que una máquina logre operar de forma correcta, sin que esta presente problemas de carácter técnico. El objetivo es analizar los índices y límites de la calidad de energía eléctrica en Ecuador, mediante la comparación y contraste de la normativa nacional vigente con la normativa análoga en países de la región. Se utilizó una computadora con el programa Matlab para simular el efecto de algunas de las perturbaciones que se encuentran normadas en el país, además de las normativas de los países evaluados en este proyecto. Como parte de los resultados, se tiene que Ecuador en tema de normativas para niveles de tensión media y baja, no difiere en cuanto a los valores que establecen los países, comparado con Brasil, país que se toma como modelo. Los valores no se alejan de lo que la norma brasileña establece, eso sí, omite índices importantes como el de la variación de la frecuencia. Se aborda el tema de la calidad de energía eléctrica bajo una mirada pluralista, se revisan las normativas vigentes de tal forma que se consolida un cuerpo conceptual básico de revisión para cualquier interesado en la temática, además se representan eventos que afectan los sistemas eléctricos, para esto se analizan formulas, simulan modelos, grafican curvas y se consolidan tablas.

Palabras Clave: Normativas, índices, límites, perturbaciones, modelamiento.

ABSTRACT

Power quality is considered as an association of criteria and technical limits which allow a machine to operate as desired without showing low performance. The objective is to analyze the indicators, indices and limits of power quality in Ecuador by comparing and contrasting the current national regulations with the analogous regulations in countries of the region, since there is no concrete document that establishes whether the Ecuadorian regulations are at a good level with respect to those of other countries. A computer with Matlab software was used to simulate the effect of some of the disturbances that are regulated in the country, in addition to all the regulations of the countries involved in this project. The results show Ecuador in terms of regulations for the medium and low voltage levels, does not differ in terms of the values established by the countries, comparing with the most referent country, Brazil, the values are not far from what the Brazilian standard establishes, although it omits important indices such as frequency variation. The subject of the electric power quality is approached from a pluralistic point of view, the current regulations are reviewed in such a way that a basic conceptual body of review is consolidated for any person interested in the subject. In addition, events that affect the electric systems are represented, for this purpose formulas are analyzed, models are simulated, curves are plotted and tables are consolidated

Keywords: Standards, indices, limits, disturbances, modeling

ÍNDICE GENERAL

- 1. PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO** **1**
 - 1.1. Planteamiento del proyecto 1
 - 1.2. Descripción del problema 2
 - 1.3. Justificación del problema 2
 - 1.4. Objetivos 2
 - 1.4.1. Objetivo general 2
 - 1.4.2. Objetivos específicos 3
 - 1.5. Estructura del proyecto 3

- 2. MARCO TEÓRICO** **4**
 - 2.1. Fenómenos que causan perturbaciones en la calidad de servicio 4
 - 2.1.1. Transitorios 4
 - 2.1.2. Variaciones de corta duración 5
 - 2.1.3. Variaciones de larga duración 5
 - 2.1.4. Desequilibrio de tensión 6
 - 2.1.5. Distorsión de la forma de onda 6
 - 2.1.6. Fluctuación de tensión 6
 - 2.2. Índices y límites de calidad de producto locales 6
 - 2.2.1. Nivel de voltaje 7
 - 2.2.2. Perturbación rápida de la tensión o flicker 7
 - 2.2.3. Distorsión armónica de voltaje 8
 - 2.2.4. Desequilibrio de voltaje 9
 - 2.3. Índices de servicio técnico 9
 - 2.3.1. Frecuencia media de interrupción (FMIK) 9
 - 2.3.2. Tiempo total de interrupción (TTIK) 10

2.3.3.	Frecuencia de interrupciones por consumidor (FICc)	11
2.3.4.	Duración de las interrupciones por consumidor (DICc)	11
2.4.	Índices de calidad de servicio comercial	12
2.4.1.	Índice de atención a nuevos suministros	12
2.4.2.	Índice de conexión de nuevos suministros	13
2.4.3.	Porcentaje de errores en la facturación	13
2.4.4.	Tiempo promedio de resolución de reclamos	14
2.4.5.	Porcentaje de resolución de reclamos	14
2.4.6.	Porcentaje de reconexiones del servicio	15
2.4.7.	Porcentaje de respuestas a consultas	15
2.4.8.	Satisfacción de consumidores	15
2.5.	Calidad responsable del consumidor	16
2.5.1.	Distorsión armónica de corriente	16
2.6.	Origen de la regulación de calidad de servicio eléctrico en la región	17
2.7.	Calidad del producto	18
2.8.	Medición de la calidad	18
2.9.	Normativa de países de la región	19
2.9.1.	Normativa en Perú	19
2.9.2.	Normativa en Colombia	20
2.9.3.	Normativa en Uruguay	22
2.9.4.	Normativa en Argentina	23
2.9.5.	Normativa en Venezuela	24
2.9.6.	Normativa en Chile	25
2.9.7.	Normativa en Bolivia	26
2.9.8.	Normativa en Brasil	27
2.10.	Normativa internacionales aplicadas	29
3.	METODOLOGIA	31
3.1.	Comparativa entre la norma nacional y las extranjeras	31
3.1.1.	Ecuador, Perú y Colombia	31
3.1.2.	Ecuador, Uruguay y Argentina	32
3.1.3.	Ecuador, Venezuela y Chile	34
3.1.4.	Ecuador, Bolivia y Brasil	35

3.2. Modelado de los fenómenos que causan perturbaciones en la calidad de producto	36
3.2.1. Circuito con diferentes fenómenos de calidad de energía	36
Carga no lineal	39
Falla de dos fases a tierra	40
Conexión de banco de capacitores lado de baja	41
3.2.2. Descarga atmosférica en el sistema	42
3.2.3. Sistema con horno de arco eléctrico	44
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	47
4.1. Análisis de las normativas	47
4.2. Resultados de las simulaciones	49
4.2.1. Ondas afectadas por armónicos	50
4.2.2. Ondas con variaciones de voltaje	56
4.2.3. Ondas con transitorios oscilatorios	58
4.2.4. Onda con transitorio impulsivo	59
4.2.5. Distorsión de las ondas debido al Horno de arco eléctrico	61
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
5.1. Conclusiones	64
5.2. Recomendaciones y trabajos futuros	66
APÉNDICES	68
BIBLIOGRAFÍA	72

ÍNDICE DE FIGURAS

3.1. Diagrama de bloques general de los fenómenos: armónicos - desbalance de tensión - transiente oscilatorio <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	38
3.2. Menú mostrado al usuario <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	38
3.3. Controlador para los breakers <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	39
3.4. Diagrama de bloque del subsistema 1 que modela los armónicos <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	40
3.5. Diagrama de bloque del subsistema 2 que modela la caída y subida de voltaje <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	41
3.6. Diagrama de bloque del subsistema 3 que modela los transientes oscilatorios <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	42
3.7. Diagrama de bloque del sistema que modela los transientes impulsivos <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	43
3.8. Modelado de la descarga atmosférica <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	44
3.9. Código implementado en Matlab para modelar la descarga atmosférica <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	44
3.10. Diagrama de bloque del sistema que modela el efecto de parpadeo <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	45
3.11. Modelado del horno de arco eléctrico <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	46
3.12. Código implementado en Matlab para modelar el Horno de arco eléctrico <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	46
4.1. Gráfico tipo araña para índices y límites de perturbaciones en redes de MT <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	47

4.2. Gráfico tipo araña para índices y límites de perturbaciones en redes de BT <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	49
4.3. Voltaje en la barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i> .	50
4.4. Cantidad de armónicos que posee la onda de voltaje de la barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	51
4.5. Corriente en la barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	52
4.6. Cantidad de armónicos que posee la onda de corriente de la barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	53
4.7. Voltaje en la barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i> .	54
4.8. Cantidad de armónicos que posee la onda de voltaje de la barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	55
4.9. Corriente en la barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	56
4.10. Cantidad de armónicos que posee la onda de corriente de la barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	56
4.11. Variación de voltaje en la barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	57
4.12. Variación de voltaje en la barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	58
4.13. Transitorio oscilatorio en barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los au- tores (2021)</i>	59
4.14. Transitorio oscilatorio en barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los au- tores (2021)</i>	59
4.15. Transitorio impulsivo en barra de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los auto- res (2021)</i>	60
4.16. Transitorio impulsivo en barra de 13.8 KV <i>Fuente: Elaboración de los auto- res (2021)</i>	61
4.17. Relación entre la corriente y el voltaje del Horno de arco eléctrico <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	62
4.18. Efecto del parpadeo en la onda de 1.3 KV <i>Fuente: Elaboración de los au- tores (2021)</i>	62
4.19. Efecto del parpadeo en la onda de 0.24 KV <i>Fuente: Elaboración de los autores (2021)</i>	63

ÍNDICE DE TABLAS

2.1. Límites permitidos para el nivel de tensión	7
2.2. Límites máximos de THD	8
2.3. Límites para FMIK	10
2.4. Límites para TTIK	10
2.5. Límites para FIC	11
2.6. Límites para DIC	12
2.7. Límites máximo del TPR	14
2.8. Límites máximos de TDD	17
2.9. Límites admisibles para el nivel de voltaje en Perú	19
2.10. Límites admisibles para la frecuencia en Perú	20
2.11. Límites admisibles para THD en Perú	20
2.12. Límites admisibles para el nivel de voltaje en Colombia	21
2.13. Límites admisibles para la frecuencia en Colombia	21
2.14. Límites admisibles para THD en Colombia	22
2.15. Límites admisibles para el nivel de voltaje en Uruguay	22
2.16. Límites admisibles para THD en Uruguay	23
2.17. Límites admisibles de voltaje en Argentina	23
2.18. Límites admisibles para flicker en Argentina	23
2.19. Límites admisibles de THD en Argentina	24
2.20. Límites admisibles de voltaje en Venezuela	24
2.21. Límites admisibles de THD en Venezuela	25
2.22. Límites admisibles de voltaje en Chile	25
2.23. Límites admisibles para el Flicker en Chile	26
2.24. Límites admisibles de THD en Chile	26
2.25. Límites admisibles de frecuencia en Chile	26

2.26. Límites admisibles de voltaje en Bolivia	27
2.27. Límites admisibles de THD en Bolivia	27
2.28. Límites admisibles de voltaje en Brasil	28
2.29. Límites admisibles para el Flicker en Brasil	28
2.30. Límites admisibles de THD en Brasil	29
2.31. Cuerpos de trabajos de: IEC Y CENELEC	29
2.32. Organizaciones científicas que realizan estudios relacionados con el tema	30
3.1. Tiempo de consideración para interrupciones en Perú, Colombia y Ecuador	31
3.2. Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Perú, Colombia y Ecuador . .	32
3.3. Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Perú, Colombia y Ecuador	32
3.4. Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Perú, Colombia y Ecuador	32
3.5. Tiempo de consideración para interrupciones en Uruguay, Argentina y Ecuador	33
3.6. Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Uruguay, Argentina y Ecuador	33
3.7. Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Uruguay, Argentina y Ecuador	33
3.8. Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Uruguay, Argentina y Ecuador	33
3.9. Tiempo de consideración para interrupciones en Venezuela, Chile y Ecuador	34
3.10. Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Venezuela, Chile y Ecuador .	34
3.11. Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Venezuela, Chile y Ecuador	34
3.12. Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Venezuela, Chile y Ecuador	35
3.13. Tiempo de consideración para interrupciones en Bolivia, Brasil y Ecuador .	35
3.14. Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Bolivia, Brasil y Ecuador . . .	35
3.15. Porcentaje de THD permitido de acuerdo con niveles de voltaje en Bolivia, Brasil y Ecuador	36
3.16. Porcentaje de índice de severidad de Flicker de corta duración (Pst) en Bolivia, Brasil y Ecuador	36

3.17. Parámetros del generador que alimenta el circuito	37
3.18. Parámetros del subsistema 1	40
3.19. Parámetros del subsistema 2	41
3.20. Parámetros del subsistema 3	42
4.1. Contribución individual de los armónicos impares en la onda de voltaje (lado de baja tensión)	51
4.2. Contribución individual de los armónicos impares en la onda de corriente (lado de baja tensión)	53
4.3. Contribución individual de los armónicos impares en la onda de voltaje (lado de alta tensión)	54
4.4. Contribución individual de los armónicos impares en la onda de corriente (lado de alta tensión)	55

ABREVIATURAS

<i>ARCERNNR:</i>	Agencia de regulacion y control de energia y recursos naturales no renovables
<i>THD:</i>	Total Harmonics distortion (Distorsión armónica total).
<i>TDD:</i>	Total demand distortion (Distorsión total de la demanda).
<i>FMIK:</i>	Frecuencia media de interrupción.
<i>TTIK:</i>	Tiempo total de interrupción.
<i>FIC_C:</i>	Frecuencia de interrupciones por consumidor.
<i>DIC_C:</i>	Duración de las interrupciones por consumidor.
<i>MINEM:</i>	Ministerio de energía y minas.
<i>CREG:</i>	Comisión de regulación de energía y gas.
<i>URSEA:</i>	Unidad reguladora de servicios de energía y agua.
<i>ENRE:</i>	Ente nacional regulador de la electricidad.
<i>CNE:</i>	Comisión nacional de energía.
<i>IEEE:</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos).
<i>IEC:</i>	International Electrotechnical Commission (Comisión electrotécnica internacional).
<i>CENELEC:</i>	Comité Europeo de Normalización Electrotécnica
<i>HAE:</i>	Horno de arco eléctrico

SIMBOLOGÍA

<i>KV:</i>	Kilovoltios
<i>Km:</i>	Kilometros
<i>Hz:</i>	Hercio.
<i>MVA:</i>	Mega Voltio Amperio.
<i>H:</i>	Henrios.
<i>F:</i>	Faradios.
Ω :	Ohmios.
<i>KW:</i>	KiloWatt.
<i>VAR:</i>	Voltio Amperio Reactivo.

Capítulo 1

PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO

1.1. Planteamiento del proyecto

Muchos expertos catalogan la calidad de energía como una asociación de criterios y límites técnicos los cuales facultan que una máquina logre operar de la manera deseada sin que esta manifieste un bajo rendimiento o su esperanza de vida se vea comprometida de manera negativa. Se debe tener en cuenta que los problemas de la calidad de servicio pueden ser encontrados en la corriente, tensión e incluso la frecuencia.

En la década de los ochenta, en Ecuador, típicamente el mayor problema de calidad de energía que se podía tener era que el servicio presentase discontinuidades, es decir, en ocasiones algunos usuarios no contaban con servicio eléctrico. Desde que se comenzó a implementar la electrónica de potencia en varios equipos, teniendo como resultado la optimización del tiempo y de la producción, tanto en el sector industrial como en los hogares, dando paso a una evolución de las máquinas eléctricas haciendo que ocupen menos espacio, sean más eficientes y sus precios de fabricación sean menores, a pesar de las ventajas conseguidas se presenta un inconveniente y es ahí donde las empresas distribuidoras se preocupan por el concepto de la calidad de energía, el cual en los últimos años se ha ido agravando debido al incremento en el uso de equipos de cómputo, electrodomésticos, y demás, por esa razón en cada país se han implementado regulaciones las cuales establecen los indicadores de calidad y sus límites, los cuales deben de ser analizados y estudiados mediante un seguimiento mensual o anual según

se requiera, ya que como consecuencia de incumplir los estándares establecidos en la regulación emitida, las empresas distribuidoras deben de pagar una multa por cada uno de los índices y consumidores transgredidos.

1.2. Descripción del problema

Debido al constante crecimiento del país y al desarrollo en la tecnología, se han ido sumando distintos dispositivos los cuales tienen componentes de electrónica de potencia, lo que hace que los equipos sean más eficientes y productivos, pero la incorporación de cargas no lineales al sistema compromete el suministro eléctrico, las perturbaciones causadas deben de ser consideradas por la distribuidora para ofrecer un servicio de calidad, confiable y sin interrupciones, siempre y cuando los consumidores cumplan con sus obligaciones. La importancia de ofrecer un servicio con un mínimo de perturbaciones es tan alta que por esa razón los países establecen regulaciones donde se establecen los límites e indicadores de calidad de sistema eléctrico, además de definir los procedimientos que se deben llevar a cabo para cumplir con lo que se exige en cada normativa.

1.3. Justificación del problema

Establecer las diferencias que existen entre la normativa de calidad de servicio de distribución vigente en el Ecuador con la que rige en países los cuales estén posicionados como los mejores en este aspecto, esto con la finalidad de identificar las desventajas que son determinantes para que el Ecuador no muestre más avances y en que parámetros la ley debe de ser más estricta para cambiar lo mencionado previamente.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Analizar los indicadores, índices y límites de la calidad de energía eléctrica en Ecuador mediante la comparación y contraste de la normativa nacional vigente con la normativa análoga en países de la región.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Evaluar las desventajas o ventajas de los índices y límites ecuatorianos respecto a los extranjeros mediante tablas comparativas y gráficos demostrativos.
2. Modelar los fenómenos más comunes que alteran la calidad de producto mediante la herramienta informática Matlab.
3. Explicar el efecto que tienen los fenómenos de calidad de servicio a través de ejemplos prácticos simulados.

1.5. Estructura del proyecto

El documento tiene una estructura la cual se detalla a continuación:

- **Capítulo 1:** En este capítulo se muestran los objetivos que se quieren lograr con la culminación del proyecto, además de dar a conocer la problemática y esencia del proyecto a desarrollar.
- **Capítulo 2:** Nos muestra lo que es el fundamento teórico, en el cual se va a basar el proyecto a través de las normativas que rigen en el Ecuador expuestas de manera detallada, y un breve resumen de los indicadores más importantes de los países de la región.
- **Capítulo 3:** Se contrastan los índices y límites de cada país respecto a la normativa ecuatoriana, además del desarrollo de simulaciones basadas en las normativas ecuatorianas para así estudiar estas perturbaciones en un sistema eléctrico.
- **Capítulo 4:** Se muestran los resultados y observaciones de los principales índices de los países de la región con Ecuador y de las simulaciones realizadas para modelar los efectos que tienen estas anomalías en las redes eléctricas.
- **Capítulo 5:** Se finaliza con las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros que se pueden realizar, a partir de lo que se ha recopilado y analizado en el presente documento.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Fenómenos que causan perturbaciones en la calidad de servicio

A continuación, se muestran los fenómenos que se encuentran considerados en la normativa ecuatoriana, según la regulación No. ARCERNNR 002/20.

2.1.1. Transitorios

Los efectos transitorios se producen en el sistema eléctrico debido a fenómenos que suceden de manera momentánea, los transitorios se clasifican en dos tipos: el impulsivo y el oscilatorio.

- a) **Transitorio impulsivo:** Este fenómeno tiene como característica que se produce de manera muy rápida, y se vuelve a normalizar lentamente, teniendo una alta concentración de energía. La duración de este tipo de transitorio puede ser hasta de 200 microsegundos.
- b) **Transitorio oscilatorio:** En este caso se tiene como característica que se produce de una manera rápida mientras su caída es de manera exponencial, además que tiene una concentración de energía más baja que el transitorio impulsivo.

2.1.2. Variaciones de corta duración

Este fenómeno se origina generalmente cuando grandes cargas se encienden en un sistema eléctrico, aunque también se da debido a fallas en el mismo.

- a) **Interrupción instantánea:** Las interrupciones se definen como la ausencia total de tensión dado en un sistema en determinado período de tiempo, en este caso al ser instantánea, su duración es de 0.5 a 30 ciclos.
- b) **Hueco de tensión (SAG):** Es un tipo de variación de corta duración en la cual se reduce la tensión en intervalos de tiempo de 0.5 ciclos, estos cambios en el tensión son más constantes que las interrupciones de potencia.
- c) **Salto de tensión (SWELL):** Esta variación se caracteriza por el incremento de tensión que puede durar hasta 1 minuto. Los efectos ocasionados van desde la degradación hasta la falla total del aislamiento de los elementos electrónicos.

2.1.3. Variaciones de larga duración

Estos fenómenos son aquellos que varían su valor de tensión y tienen como duración más de 1 minuto [1].

- a) **Interrupción Sostenida:** Las interrupciones se definen como la ausencia total de tensión en un sistema por determinado período de tiempo, en este caso al ser sostenida, su duración es mayor a 2 minutos [1].
- b) **Subtensión:** Son fenómenos que se dan debido a una disminución en el valor del voltaje por un tiempo mayor a 2 minutos, este fenómeno sucede generalmente por el uso de banco de capacitores ya sea por su conexión o desconexión, afecta principalmente cuando se usan motores ya que aumentan sus pérdidas [1].
- c) **Sobretensión:** Es un fenómeno el cual incrementa el valor de voltaje respecto a su valor base durante más de 2 minutos, puede ser causado debido a banco de capacitores o también debido a los TAPS que se usan en transformadores [1].

2.1.4. Desequilibrio de tensión

Se la define como la relación entre las secuencias tanto positiva como negativa del voltaje. Las principales causas suelen ser por daños en bancos de capacitores o también por la implementación de cargas monofásicas en sistemas trifásicos [1].

2.1.5. Distorsión de la forma de onda

Este fenómeno se establece en un sistema eléctrico relacionando a la señal sinusoidal tanto de tensión como de corriente, debido a deformaciones que se presentan en las mismas [2].

- a) **Armónicos:** Se originan debido a que en un sistema eléctrico las ondas senoidales de tensión y corriente no son ideales, por lo tanto, la onda se distorsiona a causa de los armónicos que se producen tanto en tensión como en corriente, para evaluar el nivel de armónicos se utiliza un factor de distorsión en ambos casos.
- b) **Cortes:** Es un fenómeno que se presenta de manera cíclica en la onda, distorsionándola, ocurre generalmente cuando hay conmutación entre elementos del sistema eléctrico, es llamado también como hendidura o notching [2].
- c) **Ruido:** Es un fenómeno que no tiene mucha intensidad, pero su frecuencia suele ser alta, aunque no pasa de los 200 kHz, son capaces de causar daño a equipos sensibles y suele presentarse entre los cables de línea y potencia [1].

2.1.6. Fluctuación de tensión

Se lo conoce también como flicker y es un fenómeno que se produce debido a una perturbación rápida y repetitiva de tensión, se presenta de manera más frecuente en luminarias ya que se produce como un parpadeo y es visible por el ojo humano, la amplitud en general de esta perturbación es menor al 1 %.

2.2. Índices y límites de calidad de producto locales

La resolución Nro. ARCERNNR-017/2020, mediante la Regulación No. ARCERNNR 002/20, establece que los siguientes puntos son considerados para determinar la calidad

del producto en el Ecuador.

2.2.1. Nivel de voltaje

Se calculará la calidad del nivel de tensión de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100 [\%] \quad (2.1)$$

En el cual:

ΔV_k = Variación de la tensión de suministro en relación al voltaje nominal en el punto k .

V_k = Tensión de suministro en el punto k , calculado como el promedio de las mediciones que se obtienen en un lapsus de 10 minutos.

V_N = Tensión nominal en el punto k .

La norma también presenta límites admisibles los cuales son:

Tabla 2.1: Límites permitidos para el nivel de tensión

Nivel de voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5,0 \%$
Medio voltaje	$\pm 6,0 \%$
Bajo voltaje	$\pm 8,0 \%$

2.2.2. Perturbación rápida de la tensión o flicker

Se calculará el índice a través del flicker de corta duración P_{st} , cuya operación es medir el impacto de las variaciones dentro de un periodo de la amplitud del voltaje, en un periodo de 10 minutos medidos, la fórmula que se usa es la siguiente [1]:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.2)$$

En el cual:

P_{st} = Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0,1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$, = Niveles de efecto flicker que se exceden durante el 0.1 %, 1 %, 3 %, 10 %, 50 % del tiempo total del lapsus en el que se realiza la medición.

Para este índice el valor límite no debe ser mayor a uno.

2.2.3. Distorsión armónica de voltaje

Debe ser evaluada de manera individual y total, usando las siguientes ecuaciones [1]:

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} \quad (2.3)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} * 100 [\%] \quad (2.4)$$

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{n=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] * 100 [\%] \quad (2.5)$$

En el cual:

$V_{h,k}$ = Componente de la tensión h en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,i}$ = Valor RMS de la componente de tensión h en un rango de cada 3 segundos.

$DV_{h,k}$ = Factor de distorsión individual de voltaje de la componente h en el intervalo de k minutos.

THD_k = Factor de distorsión armónica total de voltaje.

$V_{h,1}$ = Valor RMS de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición.

Los límites que presenta el índice, de acuerdo con la normativa, son los siguientes:

Tabla 2.2: Límites máximos de THD

Nivel de voltaje	Armónico individual	THD (%)
Bajo voltaje	5.0	8.0
Medio voltaje	3.0	5.0
Alto voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

2.2.4. Desequilibrio de voltaje

Se lo obtiene en un punto específico del sistema eléctrico, mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Desequilibrio de Voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| * 100 [\%] \quad (2.6)$$

En el cual:

V^- = Componente del voltaje en secuencia negativa, se calcula como un promedio de valores calculados en un intervalo de 10 minutos.

V^+ = Componente del voltaje en secuencia positiva, se calcula como un promedio de valores obtenidos en un intervalo de 10 minutos.

2.3. Índices de servicio técnico

Los parámetros que establecen los índices y límites de servicio técnico en el Ecuador, se detallan a continuación.

2.3.1. Frecuencia media de interrupción (FMIK)

Se denomina al promedio de ocasiones en el cual los KVA nominales instalados presentaron un corte de servicio durante el tiempo asignado y se lo encuentra con la siguiente fórmula [3]:

$$FMIK_i = \frac{KVA_i}{KVA_{Ti}} \quad (2.7)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (2.8)$$

En el cual:

$FMIK_i$ = Es la frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado.

KVA_i = KVA nominales desconectados en el sistema eléctrico debido a la interrupción i .

KVA_{Ti} = KVA nominales instalados en la red los cuales han sido monitoreados en el momento de la interrupción i .

Para estos índices hay límites que no deben pasar para mantener la calidad de servicio técnicos, dentro de una evaluación realizada en un año, y estos son:

Tabla 2.3: Límites para FMIK

índice	Red	Alimentador de alta densidad	Alimentador de baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5

2.3.2. Tiempo total de interrupción (TTIK)

Es el tiempo promedio el cual se mide en horas, en que los KVA en uso estuvieron desconectados, durante un periodo deseado para el monitoreo, y se lo obtiene con la siguiente fórmula [3]:

$$TTIK_i = \frac{KVA_i * t_i}{KVA_{Ti}} \quad (2.9)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (2.10)$$

En el cual:

$TTIK_i$ = Tiempo total de la interrupción por KVA nominal instalado.

KVA_i = KVA nominales desconectados en el sistema eléctrico debido a la interrupción i .

KVA_{Ti} = KVA nominales instalados en la red los cuales han sido monitoreados en el momento de la interrupción i .

Para estos índices hay límites que no deben pasar para mantener la calidad de servicio técnicos, dentro de una evaluación realizada en un año, y estos son:

Tabla 2.4: Límites para TTIK

índice	Red	Alimentador de alta densidad	Alimentador de baja densidad
TTIK	8.0	10.0	16.0

2.3.3. Frecuencia de interrupciones por consumidor (FICc)

Indica la cantidad de ocasiones que un cliente sufrió algún tipo de interrupción durante los procesos de control periódicos, los cuales pueden ser mensuales o anuales. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$FIC_c = N_c \quad (2.11)$$

En el cual:

N_c = Cantidad de interrupciones las cuales perjudicaron al consumidor c , durante un tiempo tomado por control.

Según la norma nacional, existen límites para este índice dependiendo del tipo de consumidor, además que se considera aplicable en un lapsus de control de 12 meses.

Tabla 2.5: Límites para FIC

Tipo de consumidor	Lim FIC
Alto voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	6.0
Medio voltaje	8.0

2.3.4. Duración de las interrupciones por consumidor (DICc)

Indica la cantidad de ocasiones que un cliente sufrió algún tipo de interrupción durante los procesos de control periódicos que pueden ser mensuales o anuales. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$DIC_c = \sum_i k_i * tc_i \quad (2.12)$$

En el cual:

tc_i = Tiempo que dura la interrupción i del cliente c .

k_i = Factor de ponderación de las interrupciones

1.0 en el caso de interrupciones no forzadas.

0.5 en el caso de interrupciones causadas por tema de mantenimiento, también por aumento de redes, deben ser notificadas.

0.0 para interrupciones que son requeridas por el cliente, siempre que no influya en el servicio de los otros clientes.

Según la norma nacional, existen límites para este índice dependiendo del tipo de consumidor, además que se considera aplicable en un periodo de control de 12 meses.

Tabla 2.6: Límites para DIC

Tipo de consumidor	Lim DIC
Alto voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	8.0
Medio voltaje	10.0

2.4. Índices de calidad de servicio comercial

En el tema de la calidad de servicio comercial, la Regulación No. ARCERNNR 002/20 indica que los siguientes conceptos conforman la calidad del servicio comercial en el Ecuador.

2.4.1. Índice de atención a nuevos suministros

Obtiene el número de clientes que fueron suministrados de energía eléctrica usando la siguiente ecuación:

$$ANS = \frac{S_a}{N_s} * 100 [\%] \quad (2.13)$$

En el cual:

ANS = Porcentaje de atención a nuevos clientes en el rango establecido por el ente regulador.

S_a = Número de nuevos clientes suministrados dentro del rango establecido por el ente regulador.

N_s = Número de solicitudes de nuevos clientes.

Según la normativa nacional, el límite para este índice no debe ser menor al 95 %.

2.4.2. Índice de conexión de nuevos suministros

Evalúa la cantidad de suministros nuevos que se conectan a la red mediante la siguiente ecuación:

$$CNS = \frac{S_c}{N_s} * 100 [\%] \quad (2.14)$$

En el cual:

CNS = Porcentaje de conexión a nuevos suministros en el tiempo límite otorgado por el órgano regulador.

S_c = Número de nuevos suministros conectados en el tiempo límite otorgado por el órgano regulador.

N_s = Número de solicitudes de nuevos suministros.

Según la normativa, el límite para este índice no debe ser menor que el 95 %.

2.4.3. Porcentaje de errores en la facturación

Este indicador evalúa la calidad de la facturación de la empresa eléctrica distribuidora, utilizando el número de facturas que se ajustan, debido a errores causados por los operarios al momento de la lectura de medidores respecto al número total de facturas al mes, se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PEF = \frac{F_a}{N_e} * 100 [\%] \quad (2.15)$$

En el cual:

PEF = Porcentaje de errores cuando se factura.

F_a = Cantidad de facturas que presentan errores gracias a operarios ya sea por la lectura o al momento de procesar las mismas.

N_e = Número de facturas totales.

Según la normativa nacional, el límite para este índice no debe pasar el 0.4 %.

2.4.4. Tiempo promedio de resolución de reclamos

Calcula el tiempo promedio en el que la empresa eléctrica distribuidora resolvió los reclamos que se presentaron durante el mes. Se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$TPR = \frac{\sum_i Ta_i}{R_{ct}} \quad (2.16)$$

En el cual:

TPR = Tiempo promedio de solución de reclamos.

Ta_i = Días que tardó dar solución al reclamo i .

R_{ct} = Cantidad de reclamos dentro del mes n y mes $n - 1$.

Según la normativa, los límites dependen del tipo de reclamo tal y como se muestra a continuación:

Tabla 2.7: Límites máximo del TPR

Tipo de reclamo	Límite máximo (días hábiles)
Técnicos y comerciales	5
Daños a equipos	17

2.4.5. Porcentaje de resolución de reclamos

Calcula la cantidad de reclamos que la empresa eléctrica distribuidora resolvió dentro del mes, se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$PRR = \frac{R_{cr}}{R_{ct}} * 100 [\%] \quad (2.17)$$

En el cual:

PRR = Porcentaje de solución de reclamos.

R_{cr} = Cantidad de reclamos con solución dentro del mes n y mes $n - 1$.

R_{ct} = Cantidad de reclamos dentro del mes n y mes $n-1$.

Según la normativa, el límite para este índice no debe ser menor al 98 %.

2.4.6. Porcentaje de reconexiones del servicio

Este indicador evalúa la eficacia del proceso de reconexión durante el mes, a través de la siguiente ecuación:

$$PRS = \frac{R_{se}}{R_{eq}} * 100 [\%] \quad (2.18)$$

En el cual:

PRS = Porcentaje de reconexión de servicio.

R_{se} = Cantidad de reconexiones realizadas en el rango del mes n y mes $n-1$.

R_{eq} = Cantidad de reconexiones solicitadas dentro del mes n y mes $n-1$.

Según la normativa nacional, el límite para este índice no debe ser menor al 95 %.

2.4.7. Porcentaje de respuestas a consultas

Calcula el porcentaje de consultas que han sido contestadas por la empresa eléctrica distribuidora durante un mes. Se lo obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$PRC = \frac{C_r}{C_t} * 100 [\%] \quad (2.19)$$

En el cual:

PRC = Porcentaje de consultas resueltas.

C_r = Número de consultas resueltas dentro del mes n y mes $n-1$.

C_t = Número de consultas obtenidas dentro del mes n y mes $n-1$.

Según la normativa nacional, el límite para este índice no debe ser menor al 98 %.

2.4.8. Satisfacción de consumidores

Se realiza una encuesta ejecutada por la empresa eléctrica distribuidora a sus clientes, a través de un análisis muestral, se los clasifica por niveles de tensión y la zona donde se encuentran ubicados. Se evalúa la satisfacción a través de la siguiente expresión:

$$ISC = \frac{C_s}{C_e} * 100 [\%] \quad (2.20)$$

En el cual:

ISC = Índice de satisfacción a clientes.

C_s = Número de clientes que se encuentran complacidos por el servicio recibido.

C_e = Número de clientes que han realizado la encuesta.

Según la normativa nacional, el límite para este índice no debe ser menor que el 90 %.

2.5. Calidad responsable del consumidor

A través la Regulación No. ARCERNNR 002/20, se disponen los siguiente índices de calidad asociada al consumidor.

2.5.1. Distorsión armónica de corriente

Para obtener la distorsión armónica de corriente en una red eléctrica, se emplean las siguientes fórmulas [1].

$$I_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (I_{h,i})^2} \quad (2.21)$$

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_{h,1}} * 100 [\%] \quad (2.22)$$

$$TDD_k = \left[\frac{1}{I_{h,1}} \sqrt{\sum_{n=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] * 100 [\%] \quad (2.23)$$

En el cual:

$I_{h,k}$ = Componente del corriente h en el rango k de 10 minutos.

$I_{h,i}$ = Valor RMS de la componente de corriente h tomado en un lapsus periódico de 3 segundos.

$DI_{h,k}$ = Factor de distorsión individual de corriente de la componente h en el intervalo de k minutos.

TDD_k = Factor de distorsión armónica total de corriente.

$I_{h,1}$ = Valor RMS de la componente fundamental de corriente en el punto de medición.

Los límites que presenta este índice en la presente normativa son:

Tabla 2.8: Límites máximos de TDD

lcc/lcl	TDD (%)
>20	5.0
20<50	8.0
50<100	12.0
100<1000	15.0
>1000	20.0

2.6. Origen de la regulación de calidad de servicio eléctrico en la región

En América Latina el proceso de transformación hacia una economía de mercado, en lo referente al sector eléctrico, comenzó en Chile mediante la reestructuración de su política. El siguiente país en realizarlo fue Argentina en el año 1992, mientras que Perú lo hizo un año después, de igual forma tanto Bolivia como Colombia lo hicieron en el año 1994 y finalmente, Brasil al mismo tiempo que Venezuela como consecuencia se logró atraer inversión extranjera. En líneas generales la reestructuración de la industria energética de los países anteriormente mencionados estuvo centrados en la eficiencia de la economía, propiciando la existencia de un mercado competitivo de comercialización a una mayor escala. A continuación, se detallan algunos puntos importantes que permiten comprender lo antes mencionado:

- Establecimiento de requisitos mínimos de compra de energía, de igual forma la diferenciación entre 3 sectores, dicho en otras palabras, la subdivisión en: generación, transmisión y distribución.
- Despacho económico centralizado, pero garantizando competitividad entre los generadores.
- Realizando concesiones privadas al sector de transmisión y distribución, pero teniendo en cuenta siempre una regulación estatal.

- Licitación de centrales hidráulicas.
- Garantizar el acceso libre a las redes de transmisión y distribución.
- Establecimiento de obligaciones geográficas, es decir, la distribuidora tiene obligación de proveer en su sector.
- Compensación de clientes.

2.7. Calidad del producto

La energía eléctrica es indispensable para el sector residencial, comercial e industrial, desde el desarrollo de la corriente alterna se sabe que la forma de onda de esta corriente es sinusoidal, oscilando entre un valor positivo y negativo, con una frecuencia de 50 Hz para el sistema europeo mientras que la para el sistema americano la frecuencia del sistema es de 60 Hz. Las anomalías en las formas de onda se pueden presentar por diversos factores, estos pueden ser de naturaleza operativa o atmosférica. Estas anomalías a veces distorsionan la forma de onda e incluso en ocasiones genera interrupciones de energía y daños significativos en los equipos, en consecuencia los ingenieros deben establecer de forma clara los índices de calidad del producto con el fin de evitar los problemas antes mencionados.

2.8. Medición de la calidad

Una forma simplificada de evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica de una empresa distribuidora consiste en observar los siguientes parámetros: medición de la duración de las interrupciones al año, el número de veces que ocurre -frecuencia- al año. En consecuencia, estos parámetros serán de interés en el presente estudio, no obstante, también se debe conocer la relación entre los aspectos institucionales y las regulaciones establecidas en función de la calidad, hay que tener en cuenta la incidencia que tienen los montos de inversiones en los índices de calidad de energía.

2.9. Normativa de países de la región

Los países de la región que se seleccionaron para el análisis y contraste de sus estatutos con la normativa ecuatoriana son: Perú, Colombia, Uruguay, Argentina, Venezuela, Chile, Bolivia y Brasil.

2.9.1. Normativa en Perú

A continuación, se presentan las perturbaciones más comunes que se regulan en el país de acuerdo con la normativa regulada por el Ministerio de Energía y Minas de Perú (MINEM). [4]

a) Interrupciones

Se definen como interrupciones cuando el corte de suministro es mayor que tres minutos sin importar la causa [4].

b) Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje que se tienen en este país se dividen en 3 grupos:

Alta tensión: 500 KV, 220 KV, 138 KV, 60 KV.

Media tensión: 33 KV, 22.9 KV, 13.8 KV, 10 KV.

Baja tensión: Urbano: 220 V; Rural: 220 V, 380 V, 440 V.

Mientras que la normativa nos indica que el rango admisible para cada nivel de tensión se muestra en la siguiente tabla [4]:

Tabla 2.9: Límites admisibles para el nivel de voltaje en Perú

Nivel de voltaje	Rango admisible
Todos los niveles (Alta, media)	$\pm 5,0\%$
Redes secundarias urbano-rurales y/o rurales(baja)	$\pm 7,5\%$

c) Frecuencia

En este país se evalúa la frecuencia de entrega mediante fracciones de 15 minutos, además de como varían la frecuencia de manera instantánea y el valor nominal de la misma en el sistema, a este en términos de frecuencia se lo denomina variaciones sostenidas, lo que representa una parte de la frecuencia total. En el caso de las variaciones súbitas, se las evalúa en periodos de un minuto, mientras que las variaciones diarias de igual manera [4].

Tabla 2.10: Límites admisibles para la frecuencia en Perú

Variaciones	Rango admisible
Variaciones sostenidas	$\pm 0,6\%$
Variaciones súbitas	$\pm 1,0\text{ Hz}$
Variaciones diarias	$\pm 600\text{ Ciclos}$

d) Flicker

El índice de severidad a causa de la fluctuación de tensión o flicker (Pst) no puede excederse del valor unitario ni en baja, media o alta tensión. Se asigna al límite: Pst'=1 como el umbral de irritabilidad relacionado con la máxima fluctuación de luminancia que puede aguantar un sistema sin problemas.

e) Armónicos de voltaje

Se tiene en el caso de incidencia de armónicos en un sistema, el factor de distorsión armónico total de voltaje y las tensiones armónicas individuales, ambas consideradas como una parte de la tensión nominal, se toma en cuenta a partir de la armónica de orden 2 a la 40.

Tabla 2.11: Límites admisibles para THD en Perú

Niveles de voltaje	Rango admisible
Alta y muy alta tensión	$\pm 3\%$
Media y baja tensión	$\pm 8\%$

2.9.2. Normativa en Colombia

La normativa de energía eléctrica en este país es regulada desde la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a partir de esta entidad se establecen los diferentes controles para las perturbaciones mencionadas a continuación [5]:

a) Interrupciones

Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

- **Instantáneas:** es cuando la pérdida del servicio es menor a un minuto.
- **Transitorias:** el tiempo de duración de la pérdida del servicio se sitúa entre uno a cinco minutos.
- **Temporales:** es cuando la pérdida de energía tiene una duración mayor a los cinco minutos.

b) Niveles de voltaje

Se tienen cuatro diferentes niveles de tensión, considerando que puede ser conectado algún equipo de medición, estos son:

Nivel 1: Mayor o igual a 62 KV.

Nivel 2: Mayor o igual a 30 KV y menos a 62 KV.

Nivel 3: Mayor o igual a 1 KV y menor a 30 KV.

Nivel 4: Menor a 1 KV.

Tabla 2.12: Límites admisibles para el nivel de voltaje en Colombia

Nivel de voltaje	Rango admisible
Menores a 500 KV	$\pm 10,0 \%$
Mayores a 500 KV	$\pm 5,0 \%$

c) Frecuencia

La siguiente tabla indica la variación de frecuencia permitida en el país, tanto en condiciones normales como en caso de fallas o emergencias, considerando que la frecuencia nominal es de 60 Hz.

Tabla 2.13: Límites admisibles para la frecuencia en Colombia

Condiciones	Rango admisible
Operación normal	$\pm 59,8 - 60,2 \text{ Hz}$
Estado de falla/emergencia	$\pm 57,5 - 63,0 \text{ Hz}$

d) Armónicos de voltaje

Se rige en cuanto a la distorsión armónica total de tensión, y se basa de acuerdo a la norma estándar IEEE 519-[1992].

Tabla 2.14: Límites admisibles para THD en Colombia

Tensión del sistema	Rango admisible
Niveles de tensión 3, 2 y 1	$\pm 5,0\%$
Niveles de tensión 4	$\pm 2,5\%$
STN	$\pm 1,5\%$

2.9.3. Normativa en Uruguay

En este país el ente encargado de la normativa para las perturbaciones y establecer límites para la calidad del producto es la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), estas normativas se basan de acuerdo con las normas internacionales IEC. A continuación, se mencionarán las perturbaciones consideradas por la misma [6]:

a) Interrupciones

Se consideran interrupciones aquellas que tienen una duración mayor o igual a 3 minutos.

b) Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje que se tienen en este país se dividen en 3 grupos, que son:

Subtransmisión: 31.5 KV, 63 KV.

Media tensión: 22 KV, 15 KV, 6.4 KV.

Baja tensión: 220 V, 440 V.

Tabla 2.15: Límites admisibles para el nivel de voltaje en Uruguay

Nivel de voltaje	Rango admisible
Baja tensión, media tensión y subtransmisión	$\pm 2,0\%$

c) Flicker

El límite para la fluctuación de tensión será $P_{st} = 1$, tanto para media tensión, baja tensión y subtransmisión.

d) Armónicos de voltaje

En el caso de la influencia de armónicos en las redes de este país, se debe considerar que la frecuencia fundamental es de 50 Hz, además de que se considera un solo valor en cuanto al límite de la distorsión armónica total permitido, sin importar el nivel de tensión al que se trabaje.

Tabla 2.16: Límites admisibles para THD en Uruguay

Nivel de tensión	Rango admisible
Media y baja tensión, subtransmisión	$\pm 8\%$

2.9.4. Normativa en Argentina

La normativa vigente en Argentina regulada mediante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), mediante la resolución ENRE 0465/1996, otorga límites en cuanto a la calidad del producto que se describen a continuación [7]:

a) Interrupciones

Se consideran interrupciones todas cuya duración es superior a tres minutos, a excepción las que sean aceptadas por el ENRE como originadas en causales de fuerza mayor

b) Niveles de voltaje

Se dividen en 3 grupos que son:

Baja tensión: Menores a 1 KV.

Media tensión: Entre 1 KV y 66KV.

Alta tensión: Desde 66 KV.

Tabla 2.17: Límites admisibles de voltaje en Argentina

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión.	$\pm 5,0\%$
Baja y media tensión aérea	$\pm 8,0\%$
Baja y media tensión subterránea	$\pm 5,0\%$
Rural	$\pm 10,0\%$

c) Flicker

Los rangos admisibles de los valores en cuanto a las fluctuaciones de tensión se los tiene desde el índice de severidad de corta duración. A continuación, se muestra la Tabla 2.18 con los límites en los diferentes niveles de tensión [7].

Tabla 2.18: Límites admisibles para flicker en Argentina

Nivel de voltaje	Rango admisible Pst
Alta, media y baja tensión	$\pm 1,0\%$

d) Armónicos de voltaje

Los niveles de armónicos permitidos en baja y media tensión, se muestran en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19: Límites admisibles de THD en Argentina

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión.	$\pm 3,0\%$
Media tensión	$\pm 8,0\%$
Baja tensión	$\pm 8,0\%$

2.9.5. Normativa en Venezuela

De acuerdo con la Resolución #315 del ente regulador de Venezuela, Ministerio de Energía y Minas, los índices que dictan la calidad del producto junto con los límites permisibles se muestran en los siguientes puntos [8]:

a) Interrupciones

Es el corte del servicio de energía eléctrica durante un tiempo superior a un minuto.

b) Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje se clasifican en 3 grupos:

Alta tensión: Mayores o iguales 69 KV.

Media tensión: Superior a 1 KV y menor a 69 KV.

Baja tensión: Menor a 1 KV.

Tabla 2.20: Límites admisibles de voltaje en Venezuela

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión.	$\pm 5,0\%$
Media tensión	$\pm 6,0\%$
Baja tensión con muy alta densidad	$\pm 6,0\%$
Baja tensión con alta densidad	$\pm 6,0\%$
Baja tensión con media densidad	$\pm 8,0\%$
Baja tensión con baja densidad	$\pm 8,0\%$
Baja tensión con muy baja densidad	$\pm 10,0\%$

c) **Flicker**

El límite para fluctuaciones rápidas de tensión, se obtienen a través el índice de severidad (Pst) de corta duración, cuyo valor no puede exceder la unidad.

d) **Armónicos**

En términos de la distorsión armónica total de voltaje, el ente regulador de Venezuela exige que los valores estén dentro de los límites presentados en la Tabla 2.21

Tabla 2.21: Límites admisibles de THD en Venezuela

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta, media y baja tensión	$\pm 8,0\%$

2.9.6. Normativa en Chile

En este país el ente regulador es la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante la normativa dictada en el año 2017, designa los índices y límites permisibles en cuanto a perturbaciones que afectan las redes de energía eléctrica. A continuación, se detallan mediante tablas los datos proporcionados [9]:

a) **Interrupciones**

Se considera como una interrupción cuando el suministro en un punto de la red eléctrica es cortado y la duración del fenómeno es mayor a 3 minutos.

b) **Niveles de voltaje**

Los niveles de voltaje se clasifican en 2 grupos:

Media tensión: Superior a 1 KV y menor a 35 KV.

Baja tensión: Menor a 1 KV.

Tabla 2.22: Límites admisibles de voltaje en Chile

Tensión del sistema	Rango admisible
Media tensión con alta y media densidad	$\pm 6,0\%$
Baja tensión con alta y media densidad	$\pm 7,5\%$
Media tensión con baja y muy baja densidad	$\pm 8,0\%$
Baja tensión con baja y muy baja densidad	$\pm 10,0\%$

c) **Flicker**

Es una fluctuación de tensión donde la norma regula dos índices los cuales son:

- I) Severidad de fluctuación a corto plazo (Pst).
- II) Severidad de fluctuación a largo plazo (Plt).

Tabla 2.23: Límites admisibles para el Flicker en Chile

Densidad de la red	Pst(10min)/Plt(2h)
Media y alta	$\pm 1,0/\pm 0,8$
Muy baja y baja	$\pm 1,25/\pm 1,0$

d) Armónicos

En cuanto a la influencia de armónicos en la tensión de una red eléctrica, el ente regulador de este país establece los límites mostrados a continuación en la tabla para los diferentes niveles de tensión.

Tabla 2.24: Límites admisibles de THD en Chile

Tensión del sistema	Rango admisible
Media y baja tensión	$\pm 8,0\%$

e) Frecuencia

El ente regulador es el encargado de controlar la frecuencia del voltaje de los sistemas eléctricos, de donde se definen los intervalos según la Tabla 2.25.

Tabla 2.25: Límites admisibles de frecuencia en Chile

Estado de la frecuencia	Intervalo de frecuencia Hz
Subfrecuencia extrema	$f > 47,0$
Subfrecuencia	$47,0 \leq f < 49,5$
Normal	$49,5 \leq f < 50,5$
Sobrefrecuencia	$50,5 \leq f < 52,0$
Sobrefrecuencia Extrema	$52,0 < f$

2.9.7. Normativa en Bolivia

En este país el ente regulador de los índices y límites en cuanto a perturbaciones que afectan a los sistemas eléctricos es la Superintendencia Sectorial de Electricidad mediante el Reglamento de calidad de distribución de electricidad, establecidos en abril del 2002 [10].

a) Interrupciones

Se consideran interrupciones todas aquellas con duración igual o superior a tres minutos.

b) Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje se clasifican en 3 grupos:

Alta tensión: Mayores o iguales 69 KV.

Media tensión: Superior a 1 KV e inferior a 69 KV.

Baja tensión: Menor a 1 KV.

Tabla 2.26: Límites admisibles de voltaje en Bolivia

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta y media tensión.	+ 5,0 %, - 10,0 %
Baja tensión	+ 7,0 %, - 10,0 %

c) Armónicos

El ente regulador de Bolivia basa sus límites en cuanto a la influencia de los armónicos en las redes eléctricas conforme a la norma IEEE 519-1981. A continuación, se muestra la Tabla 2.27, la cual contiene los límites de acuerdo al nivel de voltaje.

Tabla 2.27: Límites admisibles de THD en Bolivia

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión	$\pm 2,5$ %
Media tensión	$\pm 5,0$ %
Baja tensión	$\pm 8,0$ %

2.9.8. Normativa en Brasil

En este país el ente encargado de la regulación es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), que mediante la norma de calidad de energía eléctrica (PRODIST), designa los índices y límites permisibles en cuanto a perturbaciones que afectan las redes de energía eléctrica. A continuación, se mencionarán las perturbaciones consideradas por la misma [2]:

a) Interrupciones

Se considera que ha ocurrido una interrupción de larga duración cuando el corte se da por un tiempo mayor a los 3 minutos.

b) Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje para Brasil se clasifican en tres grupos, alta, media y baja tensión:

Alta tensión: Mayor a 69 KV y menor a 230 KV.

Media tensión: Superior a 1 KV y menor a 69 KV.

Baja tensión: Menor a 1 KV.

Tabla 2.28: Límites admisibles de voltaje en Brasil

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión	$\pm 5,0\%$
Media tensión	+ 5,0 %/ - 7,0 %
Baja tensión	+ 5,0 %/ - 8,0 %

c) Frecuencia

El ente regulador establece límites en cuanto al valor de la frecuencia admisible en las redes eléctricas dependiendo de situaciones a las que esta expuesta, en estado normal la frecuencia puede variar $\pm 0,1$ Hz. Cuando se encuentra en estado de perturbación la variación que acepta es de $\pm 0,5$ Hz. En condiciones extremas, la frecuencia no puede exceder 66 Hz ni estar por debajo de 56.5 Hz.

d) Flicker

Es conocida como una fluctuación de tensión, la norma regula dos índices los cuales son:

- I) Severidad a corto plazo de la fluctuación (Pst)
- II) Severidad a largo plazo de la fluctuación (Plt)

Los valores mostrados en la Tabla 2.29 son para el Pst.

Tabla 2.29: Límites admisibles para el Flicker en Brasil

Niveles de tensión	Pst
Alta tensión	$\leq 2,0$
Media tensión	$\leq 1,5$
Baja tensión	$\leq 1,0$

e) Armónicos

En cuanto a la influencia de armónicos en la tensión de una red eléctrica, el ente regulador de este país establece los límites mostrados en la Tabla 2.30, dichos límites son con respecto a la tensión fundamental para los diferentes niveles de tensión.

Tabla 2.30: Límites admisibles de THD en Brasil

Tensión del sistema	Rango admisible
Alta tensión	$\pm 5,0\%$
Media tensión	$\pm 8,0\%$
Baja tensión	$\pm 10,0\%$

2.10. Normativa internacionales aplicadas

Resulta indispensable evaluar las normas que existen en otros países, y de que forma se están aplicando para poder efectuar una recomendación como ejecutar la normativa formulada en el presente trabajo, es decir es indispensable tener el conocimiento del marco legal y la forma de organización vigente en distintos lugares. Puede existir la tendencia a pensar que, al abordar gran variedad de normas, resulta engorroso comprender el asunto sin embargo ya en la praxis es fácil percatarse que las que suelen ser más utilizadas son las europeas y las de EE. UU, y las cuales son las sugerencias que brinda IEC y la IEEE respectivamente, no obstante, en lo que respecta a la Unión Europea también existe el CENELEC, en la Tabla 2.31 se resumen los distintos grupos de trabajos algunas de las organizaciones antes mencionadas.

Tabla 2.31: Cuerpos de trabajos de: IEC Y CENELEC

CENELEC	IEC
TC-110-Compatibilidad Electromagnética BTTF 68-6	TC 77 CISPR

El mecanismo usado normalmente para la actualización de las normativas suele ser una revisión exhaustiva del estado del arte, hay que matizar que la aplicación de las recomendaciones brindadas no es de obligatoriedad, aunque en el caso de la comunidad europea tienen el trabajo más arduo de armonizar sobre los límites de los países miembros, hay que considerar también que lo establecido son principalmente relacionados con

EMC y calidad de la energía suministradas. El tema es siempre actualizado ya que está en constante discusión, en las secciones siguientes se presentan que normativas están en el centro del debate de los expertos, en la Tabla 2.32 también se presenta distintas organizaciones que normalmente están implicadas en la discusión de la actualización de los lineamientos.

Tabla 2.32: Organizaciones científicas que realizan estudios relacionados con el tema

UNIPEDA	Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica
CIGRE	Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas de Alta Tensión
CIREN	Comité Internacional de Redes Eléctricas de Distribución
UIE	Unión Internacional de Electrotecnia

Capítulo 3

METODOLOGIA

3.1. Comparativa entre la norma nacional y las extranjeras

En esta sección se obtendrán tablas comparativas entre las normativas vigentes de los países de la región y la normativa que rige en el Ecuador, estas comparaciones se dan entre dos países de la región junto con Ecuador, hasta completar los países involucrados en el estudio, el rango de nivel de voltaje en las redes eléctricas considerado es el de baja tensión y media tensión.

3.1.1. Ecuador, Perú y Colombia

De acuerdo con la normativa que rige en Ecuador, Perú y Colombia, los límites permitidos cuando ocurren interrupciones en redes de baja tensión y media tensión se los tiene en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Tiempo de consideración para interrupciones en Perú, Colombia y Ecuador

País	Duración
Ecuador	> 3 minutos
Perú	> 3 minutos
Colombia	> 5 minutos

En cuanto a niveles de voltaje, cada país tiene un diferente límite de acuerdo a la consideración de su ente regulador, en la Tabla 3.2 se detallan los valores permitidos en redes de baja tensión y media tensión.

Tabla 3.2: Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Perú, Colombia y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	±6,0 %	±8,0 %
Perú	±5,0 %	±7,5 %
Colombia	±5,0 %	±5,0 %

Para la influencia de armónicos en las redes eléctricas, las normativas de cada país dictan los límites tolerables mostrados en la Tabla 3.3, en redes de baja tensión y media tensión.

Tabla 3.3: Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Perú, Colombia y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	±8,0 %	±5,0 %
Perú	±8,0 %	±8,0 %
Colombia	±5,0 %	±2,5 %

En el caso de la incidencia de las fluctuaciones de tensión o flicker, los límites dados en cada país se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Perú, Colombia y Ecuador

País	Media y baja tensión
Ecuador	≤ 1
Perú	≤ 1
Colombia	≤ 1

En cuanto a los límites de las variaciones de frecuencia, en Ecuador no se considera este fenómeno por lo que no entra a ser motivo de comparación.

3.1.2. Ecuador, Uruguay y Argentina

De acuerdo con la normativa que rige en Ecuador, Uruguay y Argentina, los límites en cuanto a la duración de las interrupciones para que sean consideradas como tal, se detallan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Tiempo de consideración para interrupciones en Uruguay, Argentina y Ecuador

País	Duración
Ecuador	> 3 minutos
Uruguay	> 3 minutos
Argentina	> 3 minutos

En cuanto a niveles de voltaje, cada país tiene un diferente límite ya que varía dependiendo del ente regulador, en la Tabla 3.6 observan los valores establecidos.

Tabla 3.6: Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Uruguay, Argentina y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$
Uruguay	$\pm 2,0\%$	$\pm 2,0\%$
Argentina	$\pm 8,0\%$	$\pm 8,0\%$

Para la influencia de armónicos en las redes eléctricas, las normativas dictan los límites mostrados en la Tabla 3.7 en cuanto al factor de distorsión armónica total de voltaje se refiere.

Tabla 3.7: Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Uruguay, Argentina y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 8,0\%$	$\pm 5,0\%$
Uruguay	$\pm 8,0\%$	$\pm 8,0\%$
Argentina	$\pm 8,0\%$	$\pm 3,0\%$

Para la tolerancia de la incidencia de las fluctuaciones de tensión o flicker, los entes reguladores de cada país toman en cuenta los siguientes valores, los cuales se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Uruguay, Argentina y Ecuador

País	Media y baja tensión
Ecuador	≤ 1
Uruguay	≤ 1
Argentina	≤ 1

Con respecto a los límites de los cambios de frecuencia, en Ecuador no se toma en cuenta este fenómeno por lo que no entra a consideración.

3.1.3. Ecuador, Venezuela y Chile

Empezando las comparativas entre Venezuela, Chile y Ecuador, se tiene que en la normativa que rige en cada país, los límites admisibles en caso de interrupciones en redes de baja tensión y media tensión son los que se detallan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Tiempo de consideración para interrupciones en Venezuela, Chile y Ecuador

País	Duración
Ecuador	> 3 minutos
Venezuela	> 1 minutos
Chile	> 3 minutos

En cuanto a niveles de voltaje el ente regulador de cada país es el encargado de dar a conocer los límites a los que se ajusta cada país. En la Tabla 3.10 se muestran los valores establecidos, en el caso de Venezuela se considera el rango admisible para redes de baja tensión media densidad.

Tabla 3.10: Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Venezuela, Chile y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$
Venezuela	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$
Chile	$\pm 6,0\%$	$\pm 7,5\%$

La influencia de armónicos en las redes eléctricas, lo que deriva en el estudio del factor de distorsión armónica total, las normativas de los países evaluados dictan los valores de los límite mostrados en la tabla 3.11.

Tabla 3.11: Porcentaje de THD permitido de niveles de voltaje en Venezuela, Chile y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 8,0\%$	$\pm 5,0\%$
Venezuela	$\pm 8,0\%$	$\pm 8,0\%$
Chile	$\pm 8,0\%$	$\pm 3,0\%$

Para la incidencia de las fluctuaciones de tensión o flicker, los límites dados en cada país se muestran en la Tabla 3.12. Para los datos de Chile en cuanto al límite de severidad del flicker se consideró una red de media densidad tanto en redes media tensión como baja tensión.

Tabla 3.12: Porcentaje de índice de severidad de flicker de corta duración (Pst) en Venezuela, Chile y Ecuador

País	Media y baja tensión
Ecuador	≤ 1
Venezuela	≤ 1
Chile	≤ 1

En cuanto a límites de los cambios de frecuencia, en Ecuador no se toma en cuenta este fenómeno por lo que no entra a consideración.

3.1.4. Ecuador, Bolivia y Brasil

De acuerdo con la normativa que rige en los países evaluados, Bolivia, Brasil y Ecuador, el tiempo que se considera para que se denomine una interrupción en las redes de baja tensión y media tensión se detalla en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Tiempo de consideración para interrupciones en Bolivia, Brasil y Ecuador

País	Duración
Ecuador	> 3 minutos
Bolivia	> 3 minutos
Brasil	> 3 minutos

En cuanto a niveles de voltaje, cada país tiene un diferente límite de acuerdo a lo que considere el ente regulador, tal como se observa en la Tabla 3.14. Para el porcentaje en baja tensión para Brasil se tiene a través de un general de los niveles que se presentan en el país.

Tabla 3.14: Porcentaje permitido de niveles de voltaje en Bolivia, Brasil y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$
Bolivia	$\pm 5,0\%$	$\pm 7,0\%$
Brasil	+ 5,0% / - 7,0%	+ 5,0% / - 8,0%

Para la influencia de armónicos en las redes eléctricas de baja tensión y media tensión, se considera el factor de distorsión armónico total de voltaje para el cual, las normativas en cada país dictan los límites mostrados en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15: Porcentaje de THD permitido de acuerdo con niveles de voltaje en Bolivia, Brasil y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	$\pm 8,0\%$	$\pm 5,0\%$
Bolivia	$\pm 8,0\%$	$\pm 5,0\%$
Brasil	$\pm 8,0\%$	$\pm 10,0\%$

En cuanto a la incidencia de las fluctuaciones de tensión o flicker, se considera el límite para la severidad en corta duración de cada país los valores que se muestran en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16: Porcentaje de índice de severidad de Flicker de corta duración (Pst) en Bolivia, Brasil y Ecuador

País	Media tensión	Baja tensión
Ecuador	≤ 1	≤ 1
Bolivia	--	--
Brasil	$\leq 1,5$	≤ 1

En cuanto a los límites de los cambios de frecuencia, en Ecuador no se toma en cuenta este fenómeno por lo que no entra a consideración para realizar una comparación.

3.2. Modelado de los fenómenos que causan perturbaciones en la calidad de producto

En la presente sección se modeló algunos fenómenos que ocasionan alteraciones en la calidad del producto para llevar a cabo dicha acción se utilizó el programa Matlab y su entorno Simulink, cabe recalcar que no se modelaron todos los fenómenos de calidad de energía ya que se seleccionaron los más comunes observados en una revisión de la literatura del tema [11] [12].

3.2.1. Circuito con diferentes fenómenos de calidad de energía

Se detalla el modelo que se utilizó para la representación de las 3 anomalías siguientes:

- Armónicos

- Variaciones de voltaje
- Transientes oscilatorios

Se debe distinguir que lo mencionado anteriormente serían las consecuencias observadas en las señales de voltaje y corriente, las causas de estas anomalías fueron la presencia de una carga no lineal para el caso de los armónicos, la ocurrencia de una falla de dos fases a tierra para el caso de las variaciones de voltaje y la conexión de un banco de capacitores trifásico y su relación con los transientes oscilatorios. En la Figura 3.1 se observa el diagrama de bloques construido para la representación de lo descrito anteriormente, aquí se puede ver la utilización de 3 bloques que constituyen los subsistemas del modelo. Los parámetros de entrada ingresados para la configuración del generador que alimenta todo el sistema están detallados dentro de la Tabla 3.17.

Otros datos importantes a considerar es que para todos los circuitos mostrados se modeló la línea de transmisión que interconecta la fuente de alimentación con el resto del sistema como una impedancia serie con resistencia de $0.4225 [\Omega]$ y una inductancia de $1 [mH]$, la longitud de dicha línea en todos los casos es de $2 [Km]$ [13].

Tabla 3.17: Parámetros del generador que alimenta el circuito

Parámetros	Descripción
Conexión	Estrella aterrizada
Ángulo de fase [°]	0
Frecuencia [Hz]	60
Potencia aparente [MVA]	30

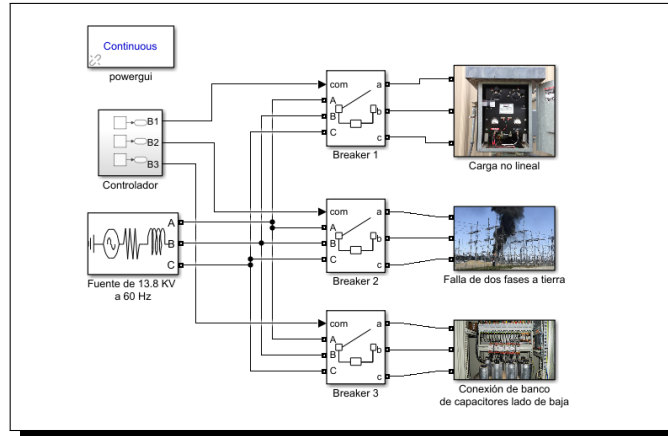


Figura 3.1: Diagrama de bloques general de los fenómenos: armónicos - desbalance de tensión - transiente oscilatorio
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

En relación con el esquema de breakers cabe acotar que operaron bajo una lógica binaria, donde el usuario ingresaba un valor dependiendo de la anomalía que quería observar y estos se activaban según el dato ingresado tal y como detalla la Figura 3.2. Hay que mencionar, además que la presencia de un bloque cuya denominación se puede leer controlador también tiene relación con el dato ingresado debido a que dicho bloque esta conformado por 3 funciones escalón y son los que emiten la señal binaria para que de esta manera se active uno u otro breaker y así mostrar en pantalla la información deseada. Los detalles del controlador se pueden ver en la Figura 3.3.

```

Según el breaker que seleccione se le mostrará un fenómeno de calidad de energía diferente:

1 = Ondas afectadas con armónicos debido a cargas no lineales
2 = Ondas afectadas por la variación de voltaje debido a una falla de dos fases a tierra
3 = Ondas afectadas por transitorios debido a la conexión de un banco de capacitores trifásico
4 = Onda afectada por el efecto de un transitorio impulsivo ocasionado por una descarga eléctrica
5 = Onda afectada por el efecto flicker producto de un Horno de arco eléctrico
0 = Salir

Ingrese el número del breaker que desea operar:

```

Figura 3.2: Menú mostrado al usuario
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

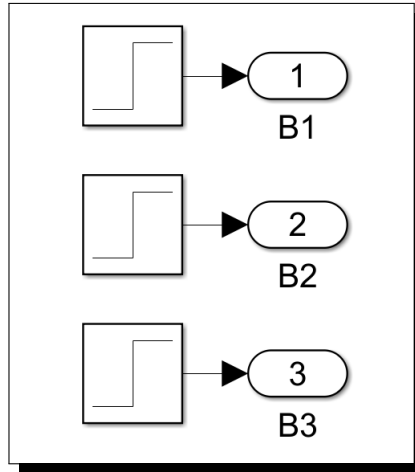


Figura 3.3: Controlador para los breakers
Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

Carga no lineal

El primer subsistema corresponde a la presencia de una carga no lineal en el circuito [1], esto se puede mirar en la Figura 3.4 donde se comprueba la existencia de distintos componentes interconectados, en primera instancia se tiene el modelo de una línea de transmisión la cual consta de una longitud de 6 kilómetros y cuyo circuito equivalente fue una inductancia con una resistencia en serie, los valores de estos parámetros fueron 0.001 [H] y 0.4225 [Ω] respectivamente, posterior se colocó el bloque del paquete de Simulink que representa las barras y el transformador cuya conexión fue Delta - Estrella aterrizado, una relación de transformación de 13.8/0.24 [KV] y un valor de potencia aparente de 1 [MVA], el esquema finaliza con cargas de naturaleza tanto resistiva como capacitiva y un puente de diodos por fase, la configuración de estos últimos elementos se puede apreciar en la Tabla 3.18

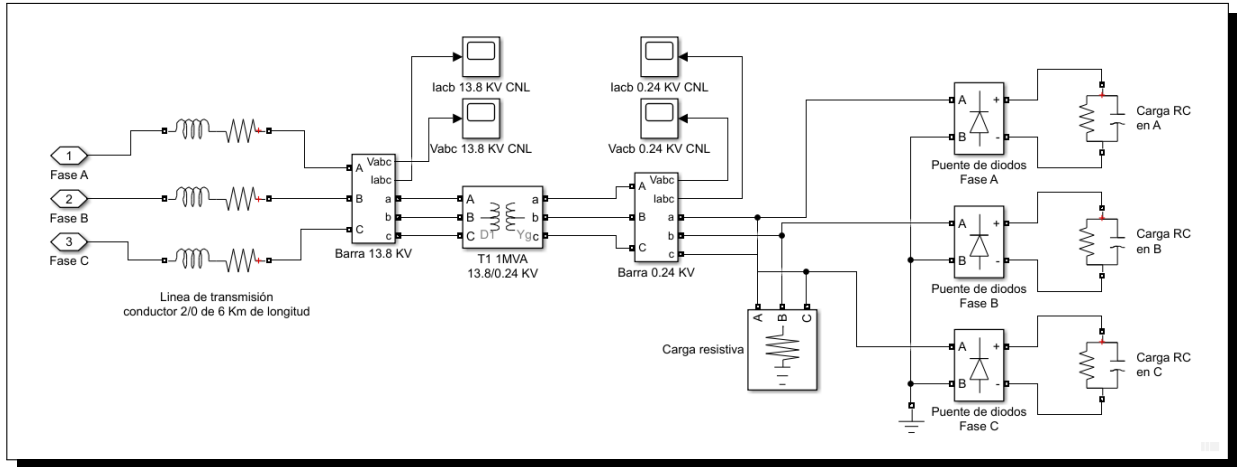


Figura 3.4: Diagrama de bloque del subsistema 1 que modela los armónicos
Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

Tabla 3.18: Parámetros del subsistema 1

Parámetro	Descripción
Voltaje nominal de carga resistiva [KV]	0.24
Potencia de carga resistiva [KW]	10
Voltaje de diodo [V]	0.8
Resistencia de carga paralelo [Ω]	10
Capacitancia de carga paralelo [F]	$2000 * 10^{-6}$

Falla de dos fases a tierra

Cosa parecida también sucede con el diagrama de bloque diseñado para modelar la ocurrencia de una falla de dos fases a tierra [14]. La Figura 3.5 representa el subsistema 2 en donde se usó los mismos datos mencionados en párrafos anteriores para la línea de transmisión y para el transformador pero se descartó el diodo y la carga resistiva aunque se agregó un bloque para la simulación de la falla con una duración de 0.2 segundos, manifestándose por primera vez a los 0.1 segundos y siendo despejada a los 0.3 segundos, además se configuró con una resistencia de falla de 35 [Ω] y una resistencia a tierra de 120 [Ω], la información de la carga del sistema se lo obtiene en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19: Parámetros del subsistema 2

Parámetro	Descripción
Voltaje nominal de la carga [KV]	0.24
Potencia de la carga [KW]	$10 * 10^3$
Potencia inductiva [VAR]	100
Potencia capacitiva [VAR]	0

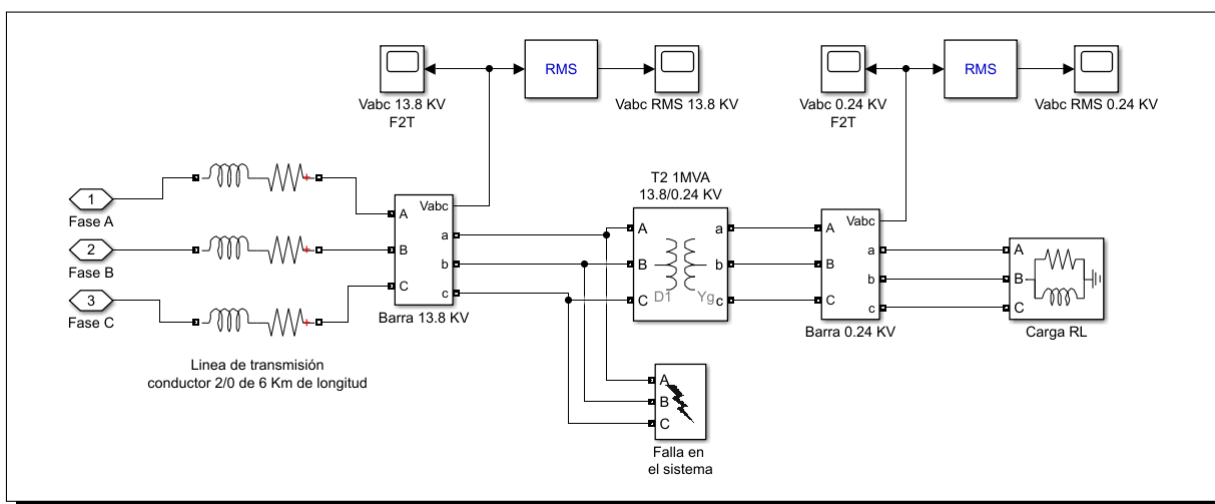


Figura 3.5: Diagrama de bloque del subsistema 2 que modela la caída y subida de voltaje

Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Conexión de banco de capacitores lado de baja

Al mismo tiempo para la anomalía de una carga con bajo factor de potencia se simuló partiendo del mismo esquema ya utilizado previamente para los fenómenos antes descritos, en la Figura 3.6 se tiene el diagrama esquemático, los nuevos parámetros ingresados fueron los que se observan en la Tabla 3.20, donde el valor para el factor de potencia fue bajo y se requirió la implementación de un banco de capacitores para lograr corregir este problema [1], el ingreso de dicho banco se lo realizó por medio de un disyuntor el cual en determinado tiempo cierra sus contactos permitiendo la operación del mismo.

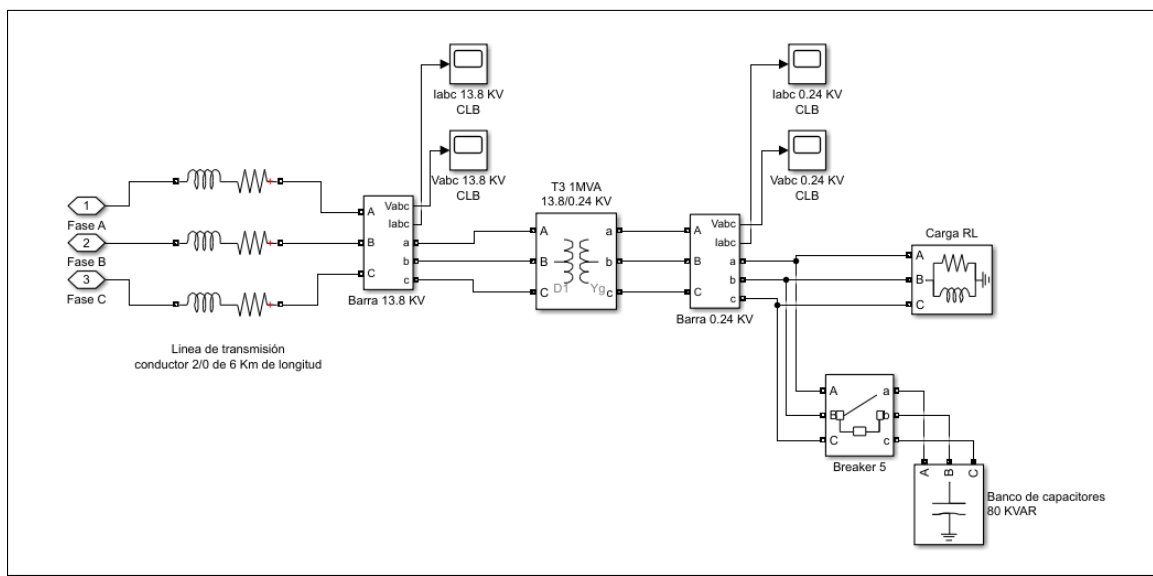


Figura 3.6: Diagrama de bloque del subsistema 3 que modela los transientes oscilatorios
Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

Tabla 3.20: Parámetros del subsistema 3

Parámetro	Descripción
Voltaje nominal de la carga [KV]	0.24
Potencia de la carga [KW]	$100 * 10^3$
Potencia inductiva [VAR]	$100 * 10^3$
Potencia capacitiva [VAR]	0
Potencia del banco de capacitores [VAR]	$80 * 10^3$

3.2.2. Descarga atmosférica en el sistema

En líneas generales el esquema utilizado guarda similitud con lo que se ha venido trabajando hasta ahora, esto se puede contrastar en la Figura 3.7, es decir conserva los mismos parámetros en lo que respecta a las líneas de transmisión y el transformador, sin embargo se requirió el modelamiento de la descarga atmosférica [15] y esto se lo puede revisar en cambio en la Figura 3.8, para su construcción fue necesario el bloque de la función rampa el cual es aprovechado como una función de tiempo, el bloque de la función escalón es usado para aumentar el paso, adicionalmente se tienen dos bloques de números constantes donde uno corresponde a la magnitud del impulso y el otro compete al tiempo en el cual se manifiesta la anomalía. Aquí cabe decir que fue necesario el bloque función de Matlab en donde se definieron las variables de entrada y variables de salida. Se programaron las operaciones que deben de ser realizadas tal y como lo

podemos observar en la Figura 3.9. También se puede ver la existencia de tres fuentes de tensión controlada cuya finalidad fue acoplar el impulso del rayo generado al circuito, como ya se describió anteriormente el cálculo del rayo se llevó a cabo mediante la Ecuación 3.1.

$$v(t) = Ae^{-\alpha*(t-t_1)} * u(t - t_1) \quad (3.1)$$

Donde:

A = Representa la magnitud del impulso del rayo.

α = Representa un factor de amortiguación.

t_1 = Representa el tiempo donde se manifiesta el impulso por primera vez.

t = Es una función del tiempo.

u = Es una función escalón para subida del impulso.

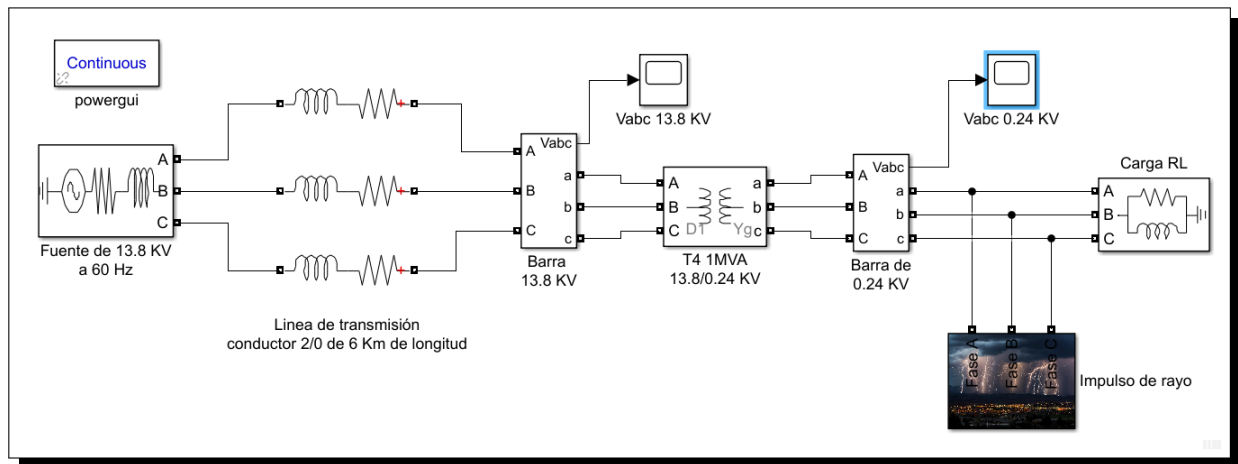


Figura 3.7: Diagrama de bloque del sistema que modela los transientes impulsivos
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

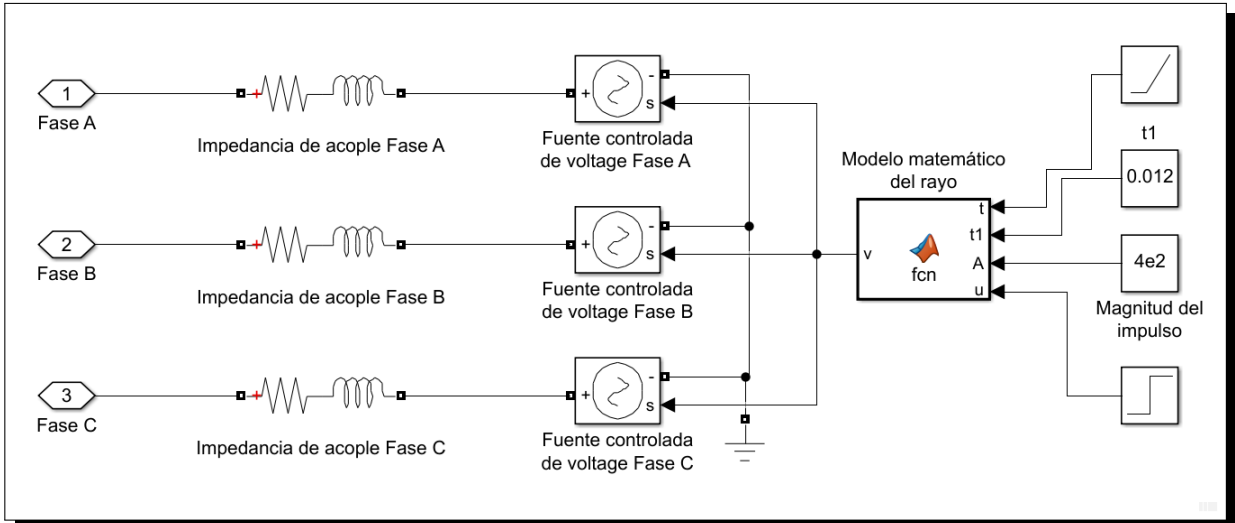


Figura 3.8: Modelado de la descarga atmosférica
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

```

%% Modelo matematico del rayo  $v(t)=u*(t-t_1)*A*e^{(-\alpha|t-t_1|)}$ 
% Donde: A = representa la magnitud del impulso del rayo
%       $\alpha$  = representa un factor de amortiguacion
%      t1 = representa el tiempo donde se manifiesta el impulso por primera
%      vez
%      t = es una funcion del tiempo
%      u = funcion escalon para subida del impulso
function v = fcn(t,t1,A,u)
    alp=14e3;
    v=A*exp(-alp*abs(t-t1))*u;

```

Figura 3.9: Código implementado en Matlab para modelar la descarga atmosférica
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

3.2.3. Sistema con horno de arco eléctrico

Algo semejante ocurre con el caso de cuando se genera un parpadeo en la onda de voltaje del circuito, por ende el modelo simulado guardó muchas similitudes con los presentados en las secciones anteriores, esto se puede verificar fácilmente en la Figura 3.10, con la particularidad de la utilización de un nuevo bloque denominado Horno de arco eléctrico, para el cual fue necesario seleccionar bloques ya existentes en Simulink dado que no existe uno dentro de las librerías que modele este fenómeno, para mayor detalle puede observarse la Figura 3.11.

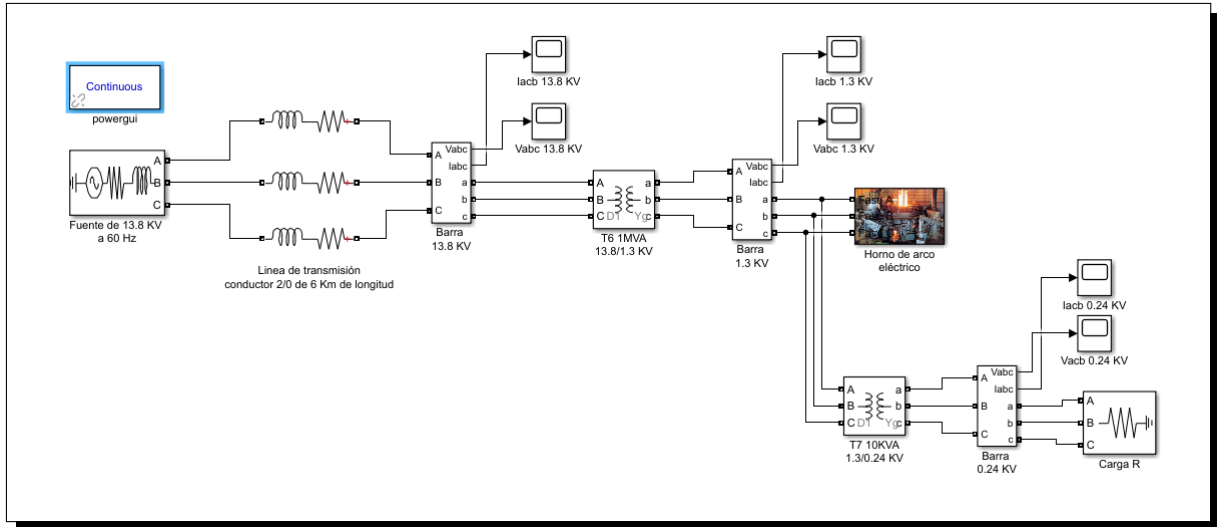


Figura 3.10: Diagrama de bloque del sistema que modela el efecto de parpadeo
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Continuando con la explicación del subsistema descrito por el bloque denominado Horno de arco eléctrico aquí se utilizó una fuente de tensión controlada acoplada por una carga resistiva e inductiva con la perturbación de parpadeo generado en una fase determinada de la red, dado que es un sistema trifásico se necesita un conjunto de lo mencionado previamente para cada una de las fases, esta anomalía esta definida por el modelo hiperbólico [16] observado en la Ecuación 3.2.

$$v(i) = \left(V_{at} + \frac{C}{D + |i|} \right) \text{sign}(i) \quad (3.2)$$

Donde:

V_{at} = Tensión umbral

i = Corriente de fase

C = Potencia del arco

D = Corriente del arco

Para la representación del efecto de parpadeo se uso la Ecuación 3.3 la cual modela la tensión umbral.

$$V_{at}(t) = V_{at0} [1 + m * \sin(\omega_f t)] \quad (3.3)$$

Donde:

V_{at0} = Tensión de referencia base cuando no hay actividad del arco

m = Índice de modulación

ω_f = Frecuencia de parpadeo

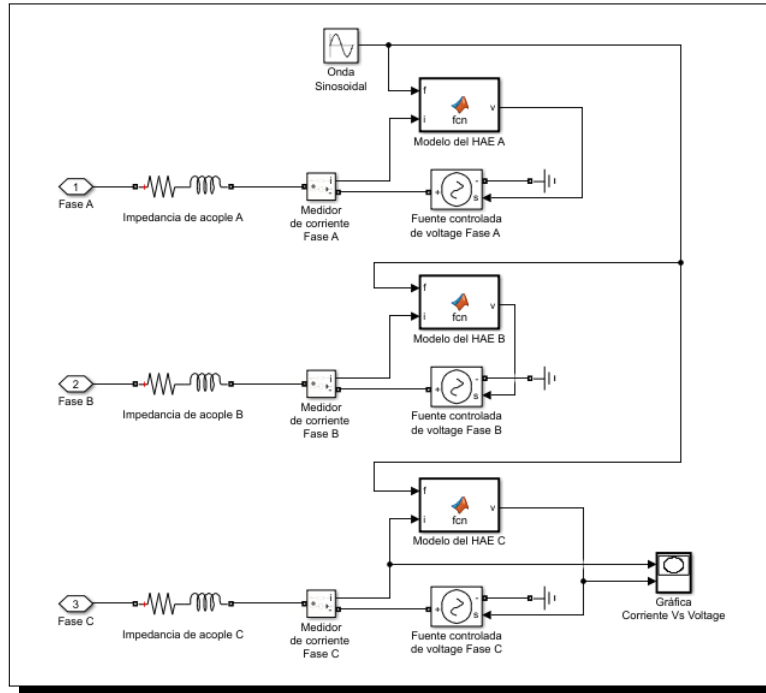


Figura 3.11: Modelado del horno de arco eléctrico
Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

La definición de todas las variables y la respectiva programación de las ecuaciones mostradas previamente lo podemos observar en la Figura 3.12.

```
%% Modelado de horno de arco electrico
%Vat= Tension umbral
%i= Corriente de fase
%C= Potencia del arco
%D= Corriente del arco
%V_at0= Tension de referencia en el momento que no hay arco
%m= Índice de modulación
%f= Frecuencia de parpadeo

function v = fcn(f,i)
C=190e3;
D=5e3;
m=0.2;
Vat_0=250;
vt= Vat_0*(1+m*f);
v=(vt+(C/(D+abs(i))))*sign(i);
```

Figura 3.12: Código implementado en Matlab para modelar el Horno de arco eléctrico
Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

Capítulo 4

RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1. Análisis de las normativas

Gracias a las tablas comparativas realizadas en el capítulo previo, se procedió a elaborar un cuadro informativo para poder enlistar los límites de los índices que cada país tiene frente a los que rigen en el Ecuador y así poder observar y contrarrestar las diferencias entre ellos. Se realizó en dos grupos donde el primero es para redes de media tensión y el segundo para redes de baja tensión, en este cuadro se incluyen perturbaciones que afectan a la red eléctrica como interrupciones, desniveles de voltaje, distorsión armónica de voltaje, flicker, variaciones en la frecuencia.

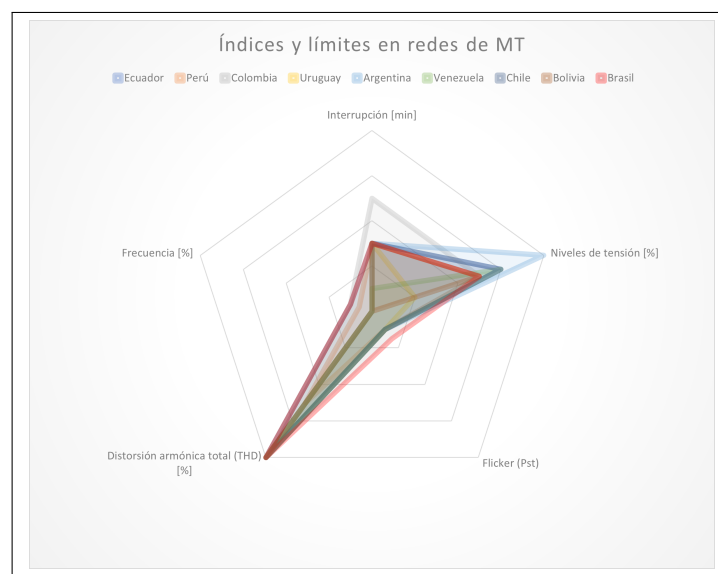


Figura 4.1: Gráfico tipo araña para índices y límites de perturbaciones en redes de MT
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

De acuerdo con lo que se tiene en el gráfico mostrado en la Figura 4.1 referente a los índices y límites de las perturbaciones que son reguladas por cada país de la región, incluido Ecuador, se aprecia como en general Brasil, con su distintivo color rojo en la figura, abarca casi a la mayoría de países. En cuanto a los índices, comenzando por el flicker, tenemos que el país que tiene más flexibilidad en cuanto al límite establecido es Brasil, ya que permite que el valor del índice llegue hasta 1.5, dejando detrás a los demás que tienen un valor máximo de 1. Respecto al límite de los niveles de tensión se observa como el país con mayor flexibilidad en cuanto al límite es Argentina con el 8 %, le siguen países como Ecuador, Bolivia y Chile con el 6 % y en último lugar se ubica Uruguay con el 2 %, teniendo así que Uruguay es la que menos tolera un desnivel de tensión elevado. Con el tema de la distorsión armónica total de voltaje el panorama es distinto ya que en su mayoría los países tienen un límite del 8 % en cuanto a redes de media tensión se trata a excepción de Perú el cual solo tolera hasta el 5 % en sus redes. La variación de frecuencia es regulada en pocos de los países mencionados entre los que están Perú, Colombia, Chile y Brasil, teniendo Perú el porcentaje más bajo admisible entre ellos con el 0.6 %. Por último en cuanto a interrupciones, Ecuador junto con otros países como Perú, Uruguay, Argentina, Chile, Bolivia y Brasil, consideran una interrupción cuando la red queda sin energía durante más de 3 minutos, mientras que Colombia considera un tiempo superior a 5 minutos y Venezuela uno mayor a 1 minuto, donde se tiene que el tiempo prudencial debe ser 3 minutos para poder descartar que sea una interrupción momentánea.

De acuerdo con lo que se tiene en el gráfico mostrado en la Figura 4.2 referente a los índices y límites de las perturbaciones que son reguladas por cada país de la región, incluido Ecuador, en cuanto a redes de baja tensión, se aprecia como en general Brasil, con su distintivo color rojo en la figura, abarca casi a la mayoría de países. En cuanto a los índices, comenzando por el flicker o fluctuación de tensión, tenemos que todos los países de la región tienen como límite que la severidad de la fluctuación no puede superar la unidad. Respecto al límite de los niveles de tensión se observa como el país con mayor flexibilidad en cuanto al límite es Ecuador con el 8 % junto con países como Venezuela y Argentina, le siguen Perú y Chile con el 7.5 %, luego Bolivia con el 7 % para dejar en los últimos lugares a países como Brasil, Colombia y Uruguay con el 5 %, 5 % y 2 % respectivamente, teniendo así que Uruguay es la que menos tolera un desnivel de

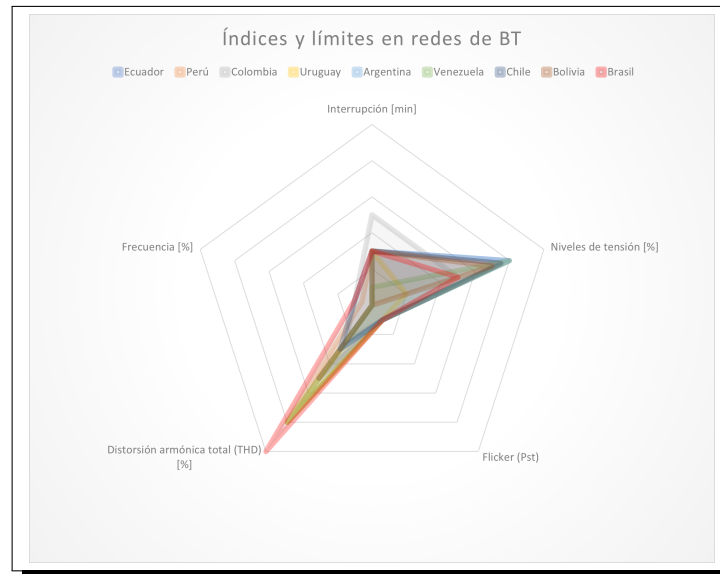


Figura 4.2: Gráfico tipo araña para índices y límites de perturbaciones en redes de BT
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

tensión al tener el límite más bajo de la región. Con el tema de la distorsión armónica total de voltaje el panorama es distinto ya que la mayoría de los países tienen un límite del 8 % como son Perú, Venezuela y Uruguay, en cuanto a redes de baja tensión se trata, mientras que Brasil tolera hasta el 10 % en sus redes, también hay países con menos porcentaje en cuanto al límite y tenemos a Ecuador y Bolivia con el 5 % y por último países con sus límites aún por debajo de estos niveles que son Chile, Argentina y Colombia con el 3 % 3 % y 2.5 % respectivamente. La variación de frecuencia es regulada en pocos de los países mencionados además que es lo mismo tanto para media como para baja tensión. Por último en cuanto a interrupciones, también se consideran los mismo valores en cuanto al tiempo de consideración para los niveles de baja tensión y media tensión.

4.2. Resultados de las simulaciones

A partir de la metodología organizada en capítulos anteriores, se simuló 5 fenómenos diferentes que ocasionan perturbaciones afectando la calidad de energía de la red, ahora se presentarán los resultados y su respectivo análisis, estas simulaciones fueron efectuadas en una computadora con procesador Intel(R) Core i7 de décima generación y 8 GB de memoria RAM.

4.2.1. Ondas afectadas por armónicos

Ante la presencia de una carga no lineal en la red los efectos en baja tensión (240 Voltios) se puede visualizar en Figura 4.3, note que en las ondas de voltaje existe una distorsión, esto se debe a la relación no lineal de voltaje y corriente ante la presencia de dispositivos electrónicos que producen discontinuidades en la corriente. El modelo no lineal simulado en Matlab pretendió representar la perturbación de voltaje triple causada por un puente rectificador monofásico no controlado, es común encontrar estos circuitos en edificios domésticos y comerciales. En la figura antes mencionada también se puede ver de manera no cuantificada que el efecto distorsionador provocado por los elementos electrónicos fue mínimo, esto lo podemos corroborar con la Figura 4.4 donde se observa la contribución individual de los armónicos impares más influyentes que en este caso son desde el 3° hasta el 19° y cuyo valor se presenta en la Tabla 4.1.

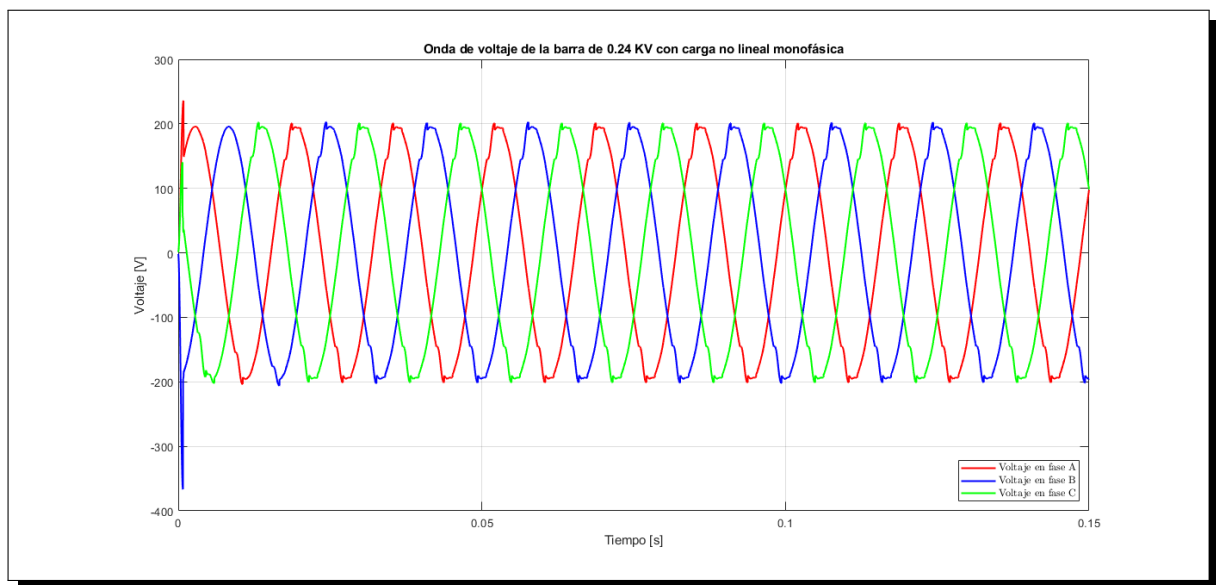


Figura 4.3: Voltaje en la barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

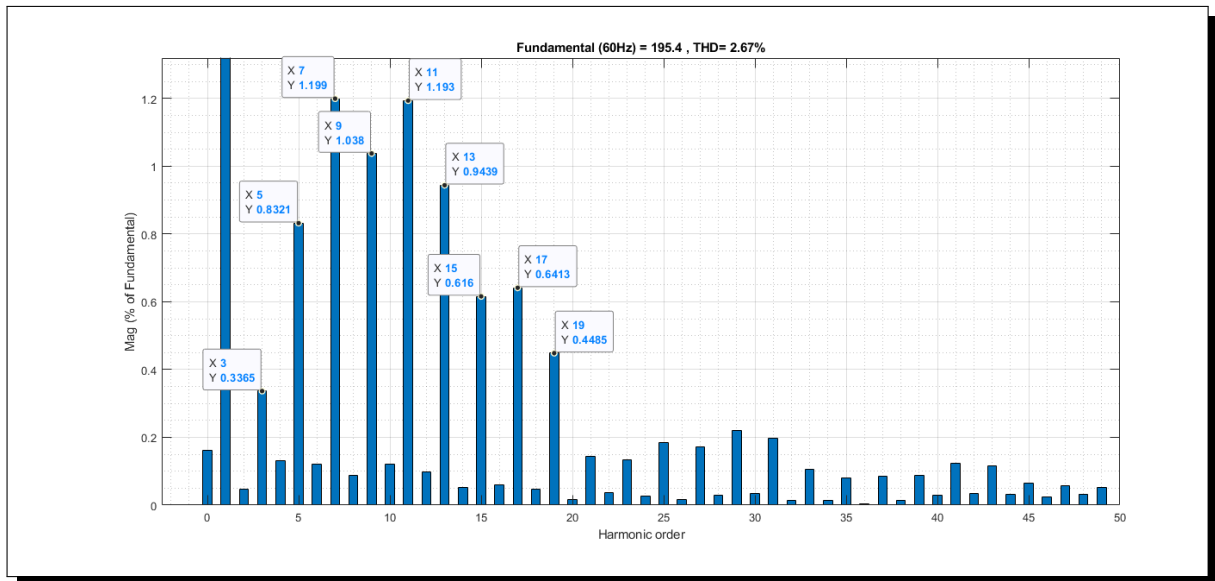


Figura 4.4: Cantidad de armónicos que posee la onda de voltaje de la barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Tabla 4.1: Contribución individual de los armónicos impares en la onda de voltaje (lado de baja tensión)

Armónico	Magnitud en %
3°	0.3365
5°	0.8321
7°	1.199
9°	1.038
11°	1.193
13°	0.9439
15°	0.616
17°	0.6413
19°	0.4485

Internamente el programa utiliza la Ecuación 2.5 para determinar la distorsión total de voltaje teniendo como resultado un $THD = 2,67\%$.

De igual forma la perturbación debido a la carga no lineal en la onda de corriente puede ser visualizada en la Figura 4.5, note que el efecto sobre la corriente es mayor que en la otra onda de tensión, sin embargo hay que recordar que estas dos magnitudes están relacionadas. El fenómeno puede ser explicado como instantes en que los elementos estáticos son conmutados durante cada uno de los ciclos, esta operación puede ser entendida como evento de cortocircuito instantáneo entre las fases donde se produce la conmutación es aquí donde se puede apreciar la relación con la onda de tensión dado que la conmutación provoca cortes en la forma de la onda mencionada y debido a que

ocurre en cada ciclo se lo considera de naturaleza periódica, hay que tener en cuenta que la corriente no esta emparejada con el voltaje generando como consecuencia un desperdicio de potencia. Es frecuente que los componentes armónicos se cuantifiquen en forma de distorsiones teniendo así distorsión armónica total de voltaje como de corriente, en el apartado anterior ya se presento el índice que respecta a la onda de tensión la cual apreciamos en la Figura 4.4, similarmente en lo referente con la onda de corriente los valores tanto individuales como totales se pueden observar en la Figura 4.6. A menudo la corriente varía mucho pero cabe señalar que una carga operando a un valor de corriente pequeño puede poseer una componente fundamental de bajo valor por ende el TDD será alto. En la Tabla 4.2 se muestran las contribuciones individuales de los armónicos que afectan en mayor medida a la onda de corriente.

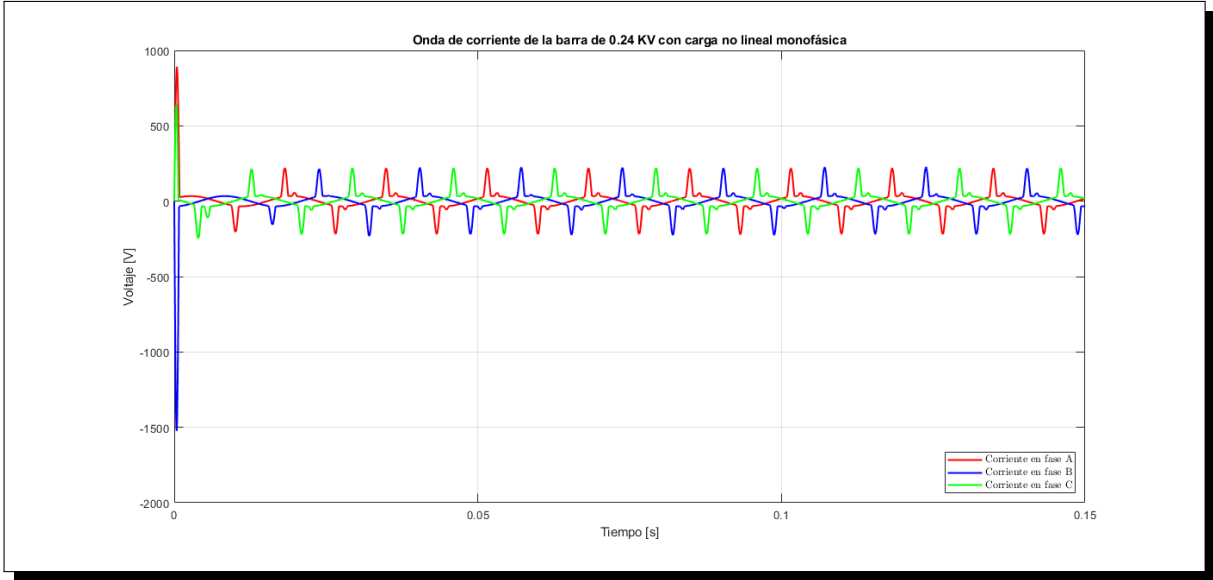


Figura 4.5: Corriente en la barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

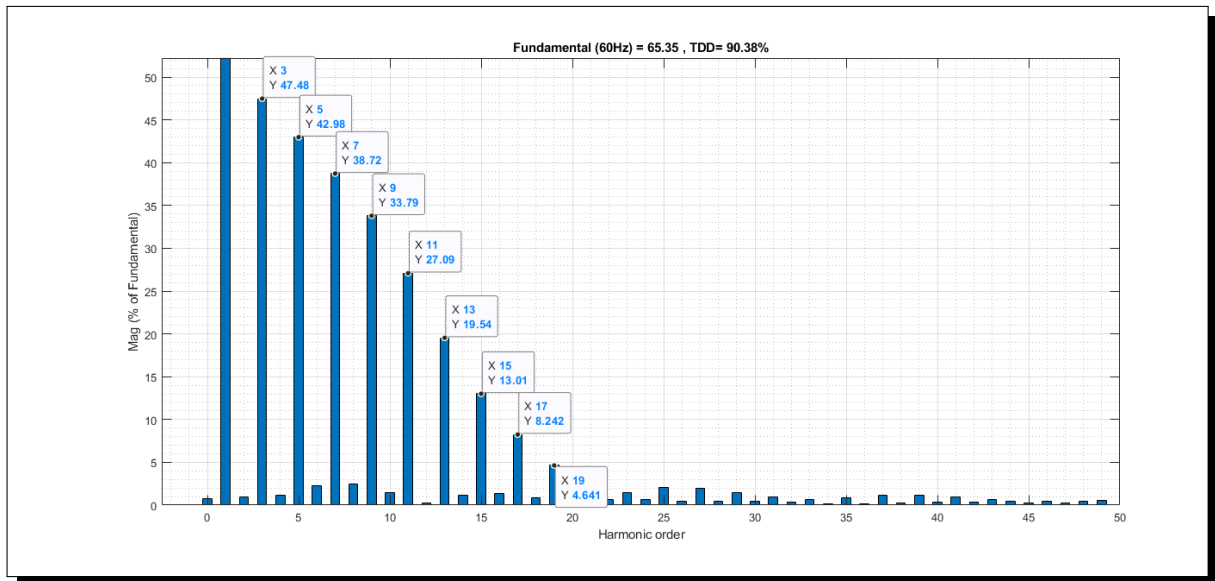


Figura 4.6: Cantidad de armónicos que posee la onda de corriente de la barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Tabla 4.2: Contribución individual de los armónicos impares en la onda de corriente (lado de baja tensión)

Armónico	Magnitud en %
3°	47.48
5°	42.98
7°	38.72
9°	33.79
11°	27.09
13°	19.54
15°	13.01
17°	8.242
19°	4.641

La distorsión total de corriente es determinada de manera similar que la distorsión total de voltaje, la diferencia radica en que para el cálculo se toman las componentes de la corriente y la corriente RMS, para este caso se tiene un $TDD = 90,38\%$.

Por lo que se refiere a la onda de voltaje en la barra cuyo nivel de tensión es 13.8 [KV] el comportamiento de la onda en lo que respecta a la distorsión armónica se ve mitigada si se compara con lo observado en la onda de 0.24 [KV], esto se puede explicar que ocurre debido a la conexión del transformador Δ/Y_g , todo lo mencionado se puede mirar en la Figura 4.7. Hay que distinguir dos aspectos fundamentales en este fenómeno, por un lado la distorsión armónica reduce la vida útil de los transformadores y por otro, es

precisamente este elemento en la red, la primera fuente de distorsión armónica debido a el comportamiento no lineal entre el flujo magnético y la corriente de magnetización, para este tipo de no linealidad aparecen armónicos impares con amplitudes decrecientes, este efecto se ve más notorio ante el aumento del voltaje aplicado dado que el efecto de saturación se vuelve más intenso y por lo tanto aumenta la distorsión armónica. En la Figura 4.8 podemos observar la contribución de cada uno de los armónicos impares cuyo efecto sobre la onda es mayor, entre ellos tenemos desde el 3° armónico hasta el 19°, en la Tabla 4.3 vemos el detalle de lo mencionado previamente.

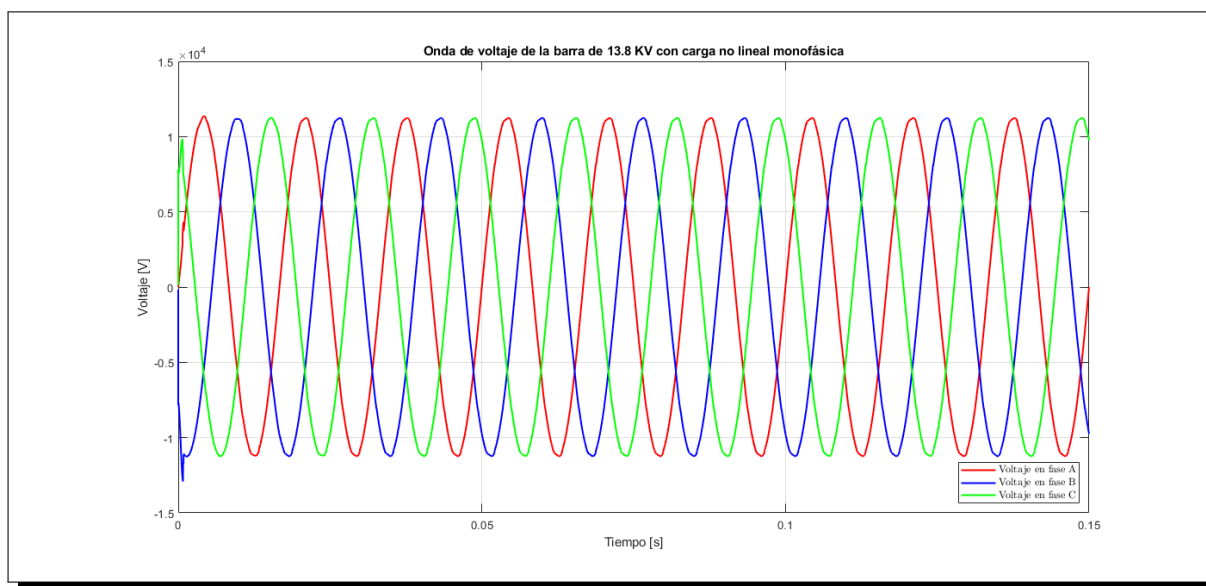


Figura 4.7: Voltaje en la barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Tabla 4.3: Contribución individual de los armónicos impares en la onda de voltaje (lado de alta tensión)

Armónico	Magnitud en %
3°	0.1661
5°	0.2542
7°	0.3082
9°	0.114
11°	0.2645
13°	0.166
15°	0.0526
17°	0.1592
19°	0.1287

La distorsión total de voltaje para el lado de baja considerando todas las componentes nos da un $THD = 0,67\%$

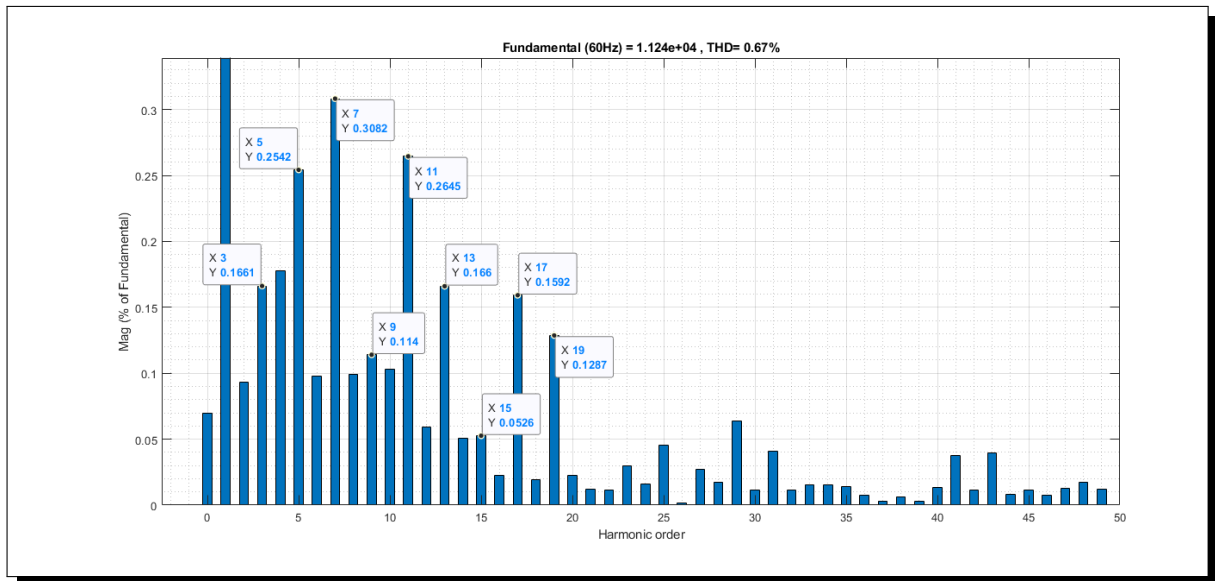


Figura 4.8: Cantidad de armónicos que posee la onda de voltaje de la barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Como se afirmó previamente que la corriente en general a medida que el flujo magnético en el núcleo del transformador se aproxima a la rodilla de la curva de magnetización este tiene un efecto de distorsión ligera razón por la cual la onda de corriente antes del transformador deberá tener una alteración menor debido a que no se ha experimentado este evento, por esa razón en la Figura 4.9 se puede apreciar un menor efecto del fenómeno en comparación con la corriente en el lado de baja tensión, cuantitativamente esto se logra observar en la Figura 4.10 donde los armónicos que causan mayor distorsión se registran en la Tabla 4.4

Tabla 4.4: Contribución individual de los armónicos impares en la onda de corriente (lado de alta tensión)

Armónico	Magnitud en %
3°	1.171
5°	39.03
7°	35.28
9°	0.4132
11°	25.7
13°	17.52
15°	0.4596
17°	7.524
19°	4.612

Considerando todas las contribuciones individuales el software calcula un $TDD = 61,95\%$

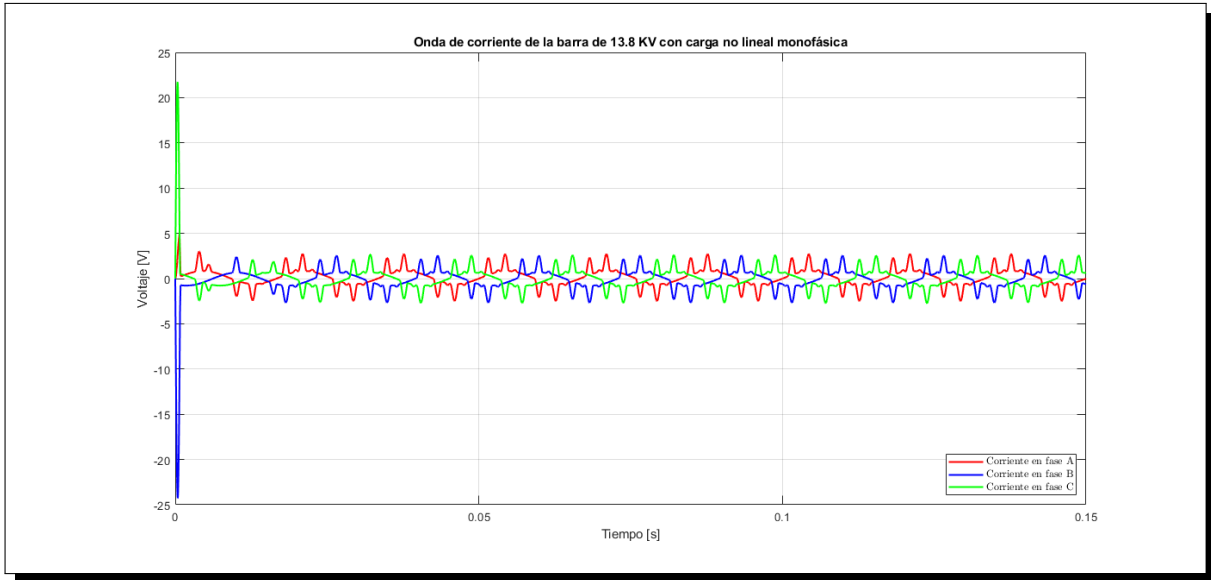


Figura 4.9: Corriente en la barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

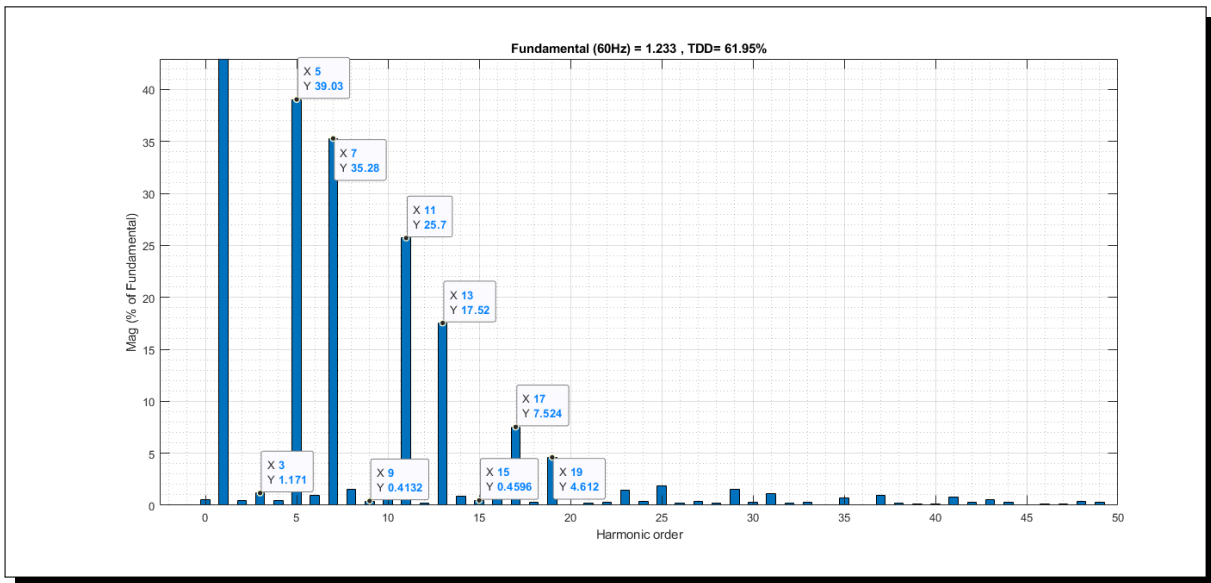


Figura 4.10: Cantidad de armónicos que posee la onda de corriente de la barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

4.2.2. Ondas con variaciones de voltaje

Como ya se reviso en secciones anteriores, la calidad de la energía eléctrica esta relacionada con la continuidad y la disponibilidad de la energía en condiciones normales de tensión y frecuencia, entendiéndose como normal que la onda de voltaje sea sinusoidal pura y la existencia de simetría entre fases en consecuencia el fenómeno definido como variaciones de tensión de corta duración cuya característica principal es la caída o

subida de dicha magnitud en un intervalo de tiempo, dentro de las principales causas de esta anomalía se tiene a las fallas asimétricas, en este caso en particular una falla de dos fases a tierra. Para un mejor análisis de este evento es necesario observar desviaciones significativas en la amplitud del valor RMS, por consiguiente la Figura 4.11 representa la variación de este parámetro obtenido en la simulación del modelo presentado en la Figura 3.5, observe que existió una caída del 18,0318 % en la fase B con respecto al valor $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ [KV] y cuya duración fue de 0,2 [s] inscribiéndose así en un evento de duración momentánea dado que fue en un lapso menor de 3 [s].

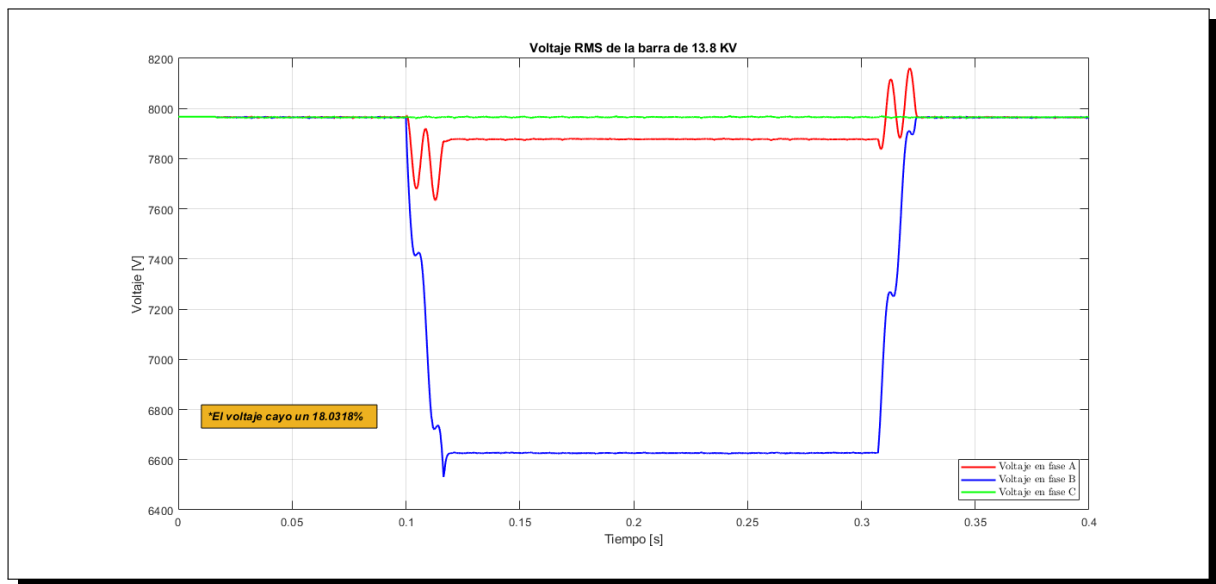


Figura 4.11: Variación de voltaje en la barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Considere ahora la misma anomalía analizada pero esta vez en un nivel de tensión de 0.24 KV dicha representación se puede observar en la Figura 4.12, a diferencia de lo analizado anteriormente la caída de tensión momentánea ocurrió en las fases A y B teniendo la mayor depresión la fase A con un 12,7807 % así como también se registró una elevación de tensión en la fase C del 5,0118 % con respecto al valor RMS de la barra, no obstante el aumento estuvo dentro de los límites establecidos pero hay que tener en cuenta que esto está relacionado con la ubicación de la falla, impedancia de tierra y del sistema, en lo referente con la caída aquí si fue más significativo el porcentaje por lo que si se considera como una afectación a la calidad del sistema eléctrico.

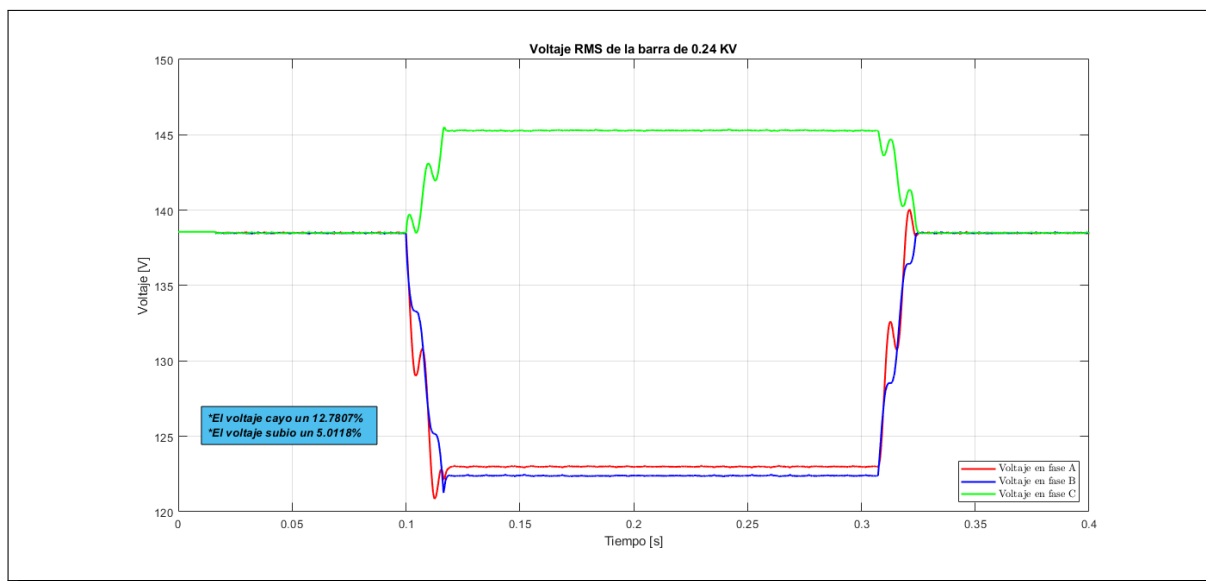


Figura 4.12: Variación de voltaje en la barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

4.2.3. Ondas con transitorios oscilatorios

Análogamente la conmutación del banco de capacitores también afecta la calidad de energía a menudo porque es el origen de transitorios de baja frecuencia, dichas oscilaciones suelen estar entre una frecuencia de 300 y 900 [Hz], esto dependerá del tamaño del banco de capacitores instalado, es decir, mientras mayor sea la potencia del equipo la frecuencia de la anomalía es menor, por otro lado para tener un asentamiento más rápido de la oscilación transitoria es necesario que la carga resistiva del sistema sea mayor con lo que se obtiene un incremento en el factor de amortiguación, cabe comentar también que la energización de dicho dispositivo es el tipo de evento más común que causa este tipo de anomalías, la Figura 4.13 ilustra el resultado de la implementación de un banco trifásico de capacitores de 80 [KVAR] a una tensión de 0.24 [KV].

Un análisis similar aunque con resultado diferente se puede apreciar en la onda de voltaje de 13.8 [KV] cuya representación es la Figura 4.14, observe que el efecto se ve mitigado mientras se avanza hacia el generador, dicho en otros términos, aguas arriba del banco de capacitores y con una fuente de gran capacidad el fenómeno es reducido considerablemente.

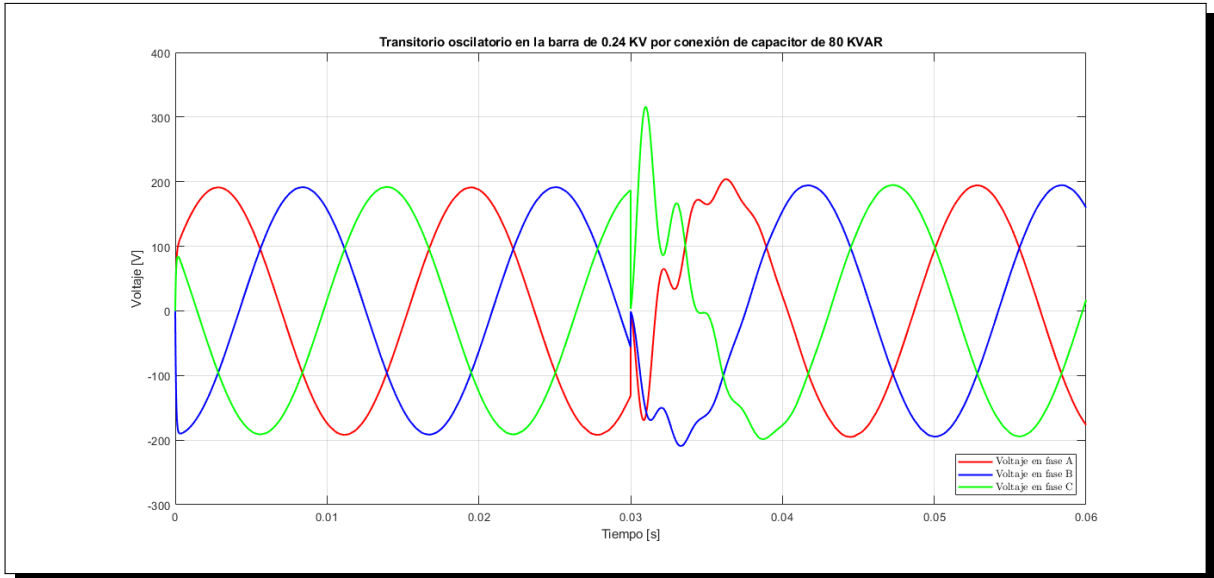


Figura 4.13: Transitorio oscilatorio en barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

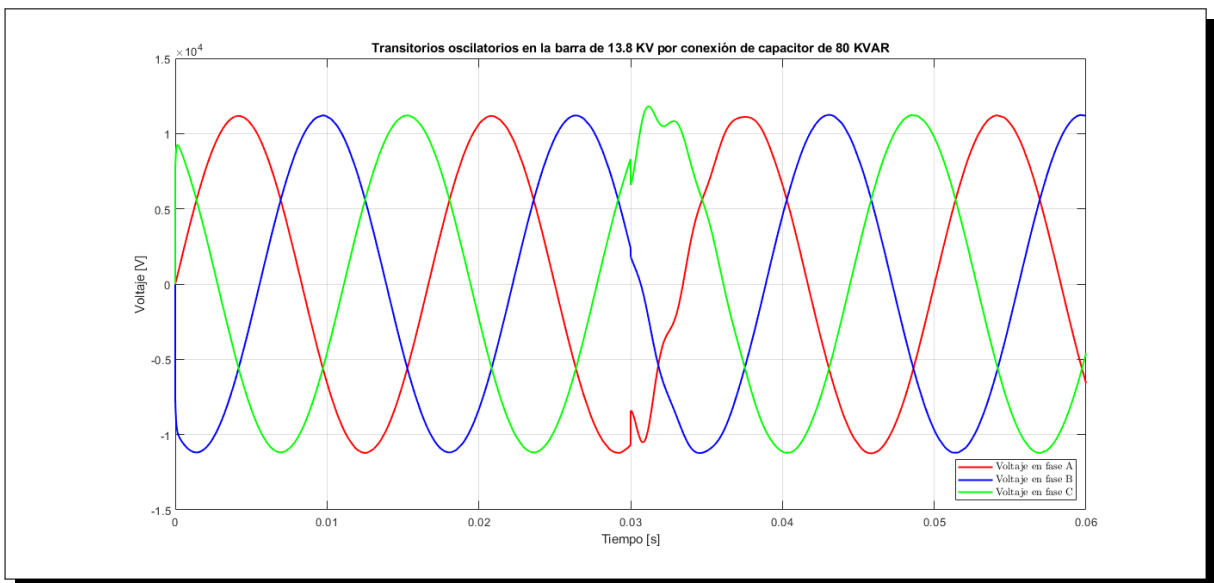


Figura 4.14: Transitorio oscilatorio en barra de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

4.2.4. Onda con transitorio impulsivo

Recordando la naturaleza impulsiva de algunos eventos de sobre tensión en donde la magnitud se eleva representativamente en tiempos muy cortos, desde unos cuantos microsegundos hasta 200 microsegundos, las causas pueden ser diversas pero las de mayor interés suelen ser las descargas atmosféricas ya que su impacto en la magnitud puede superar mucho en comparación con otras causas, esto se puede comprobar fácilmente observando la Figura 4.15 donde la magnitud de la fase A se eleva hasta los 729.8

[V], la fase B hasta los 965.4 [V] y la fase C llega a los 1053 [V], la variación en el aumento del voltaje medido en cada una de las fases es debido a que se tiene que considerar el momento en el que se manifiesta la anomalía, hay que recordar que existe un desfase entre las ondas. A diferencia del transitorio oscilatorio en este caso no se ve afectado el sistema aguas arriba y esto se lo observa claramente en la Figura 4.16, la zona afectada únicamente es donde cae la descarga eléctrica la cual para efecto demostrativo se la implemento en el lado del secundario del transformador, pero se debe de considerar que la descarga puede ocurrir también en el lado del primario, en ese caso el fenómeno puede pasar por el transformador aunque se vería reducido por efecto de los devanados de la máquina estacionaria.

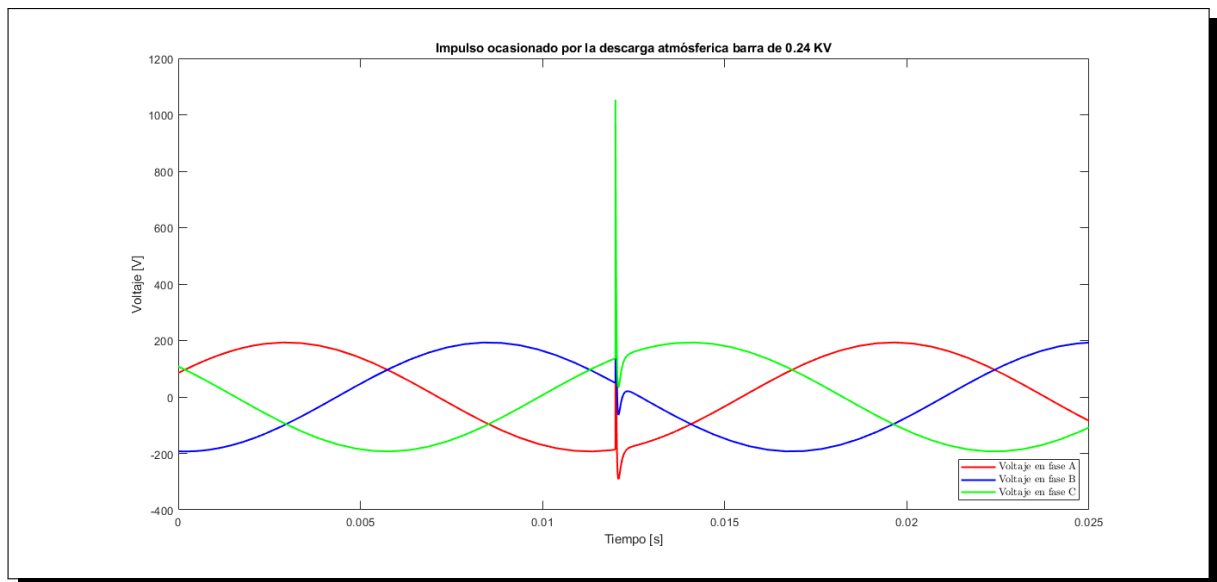


Figura 4.15: Transitorio impulsivo en barra de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

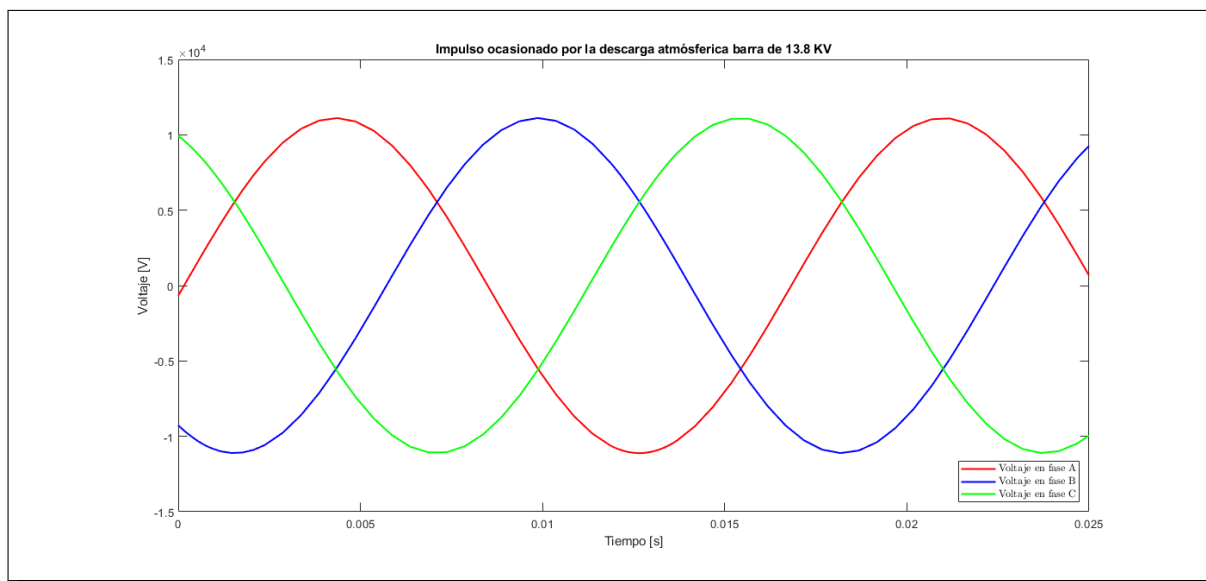


Figura 4.16: Transitorio impulsivo en barra de 13.8 KV
 Fuente: *Elaboración de los autores (2021)*

4.2.5. Distorsión de las ondas debido al Horno de arco eléctrico

Por otra parte los hornos de arco eléctrico comúnmente provocan un bajo factor de potencia en las instalaciones, pero también es un importante generador de distorsiones armónicas debido a la relación no lineal entre la corriente y la tensión, cosa que podemos observar en la Figura 4.17, esta no linealidad varía con la longitud del arco y con las características del propio medio, la corriente tiende a variar mucho en cada fase, estas variaciones hacen que el voltaje de la red fluctúe ocasionando el efecto de parpadeo y produciendo desequilibrios momentáneos, la Figura 4.18 muestra el efecto ocasionado por el horno de arco eléctrico en la barra de 1.3 [KV] la cual corresponde en donde se conectó el elemento. Hay que mencionar también que las variaciones de corriente son raramente simétricas.

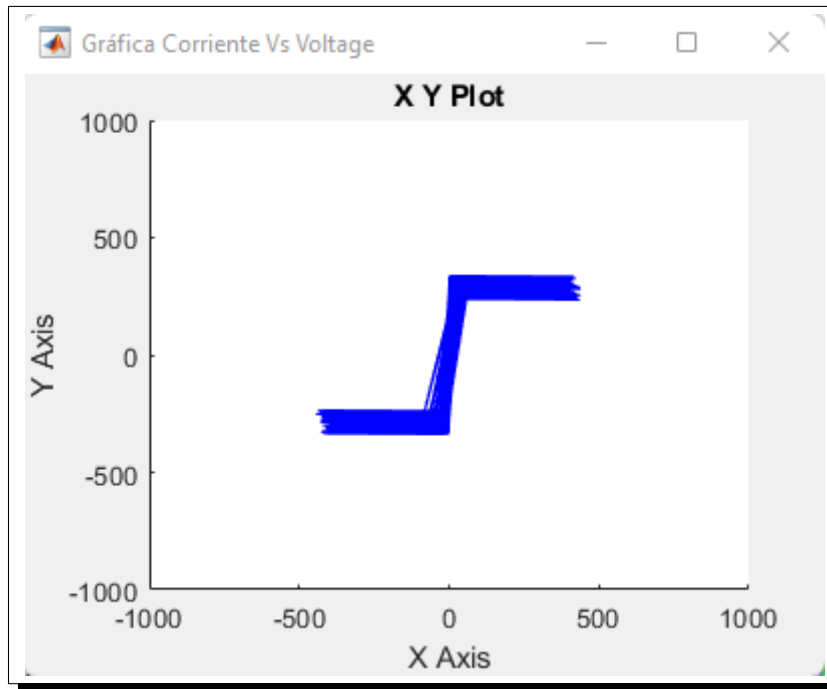


Figura 4.17: Relación entre la corriente y el voltaje del Horno de arco eléctrico
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

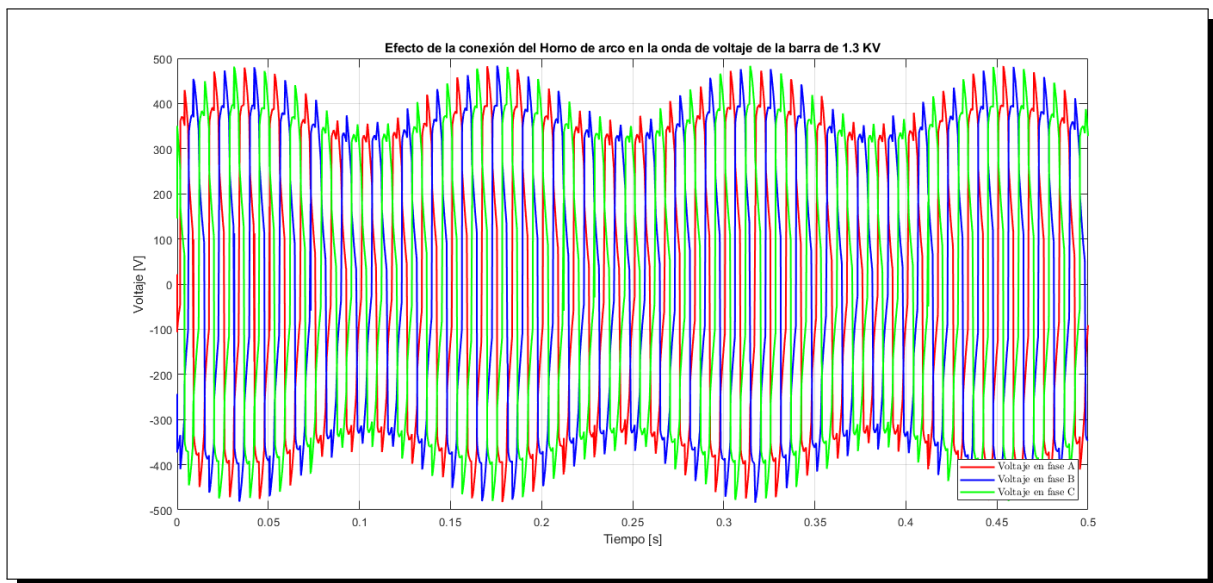


Figura 4.18: Efecto del parpadeo en la onda de 1.3 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

La forma de onda de voltaje resultante obtenida en el secundario del transformador aguas abajo del equipo también se ve distorsionada y teniendo en cuenta que este alimenta distintas cargas el fenómeno se manifestará visualmente como una variación en el brillo de las luminarias, el parpadeo ocasionado por el horno de arco eléctrico esta representado en la Figura 4.19, como comentario adicional se puede mencionar que ante

la ocurrencia de este fenómeno prevalecen los armónicos impares pero eso no quita la existencia de componentes pares.

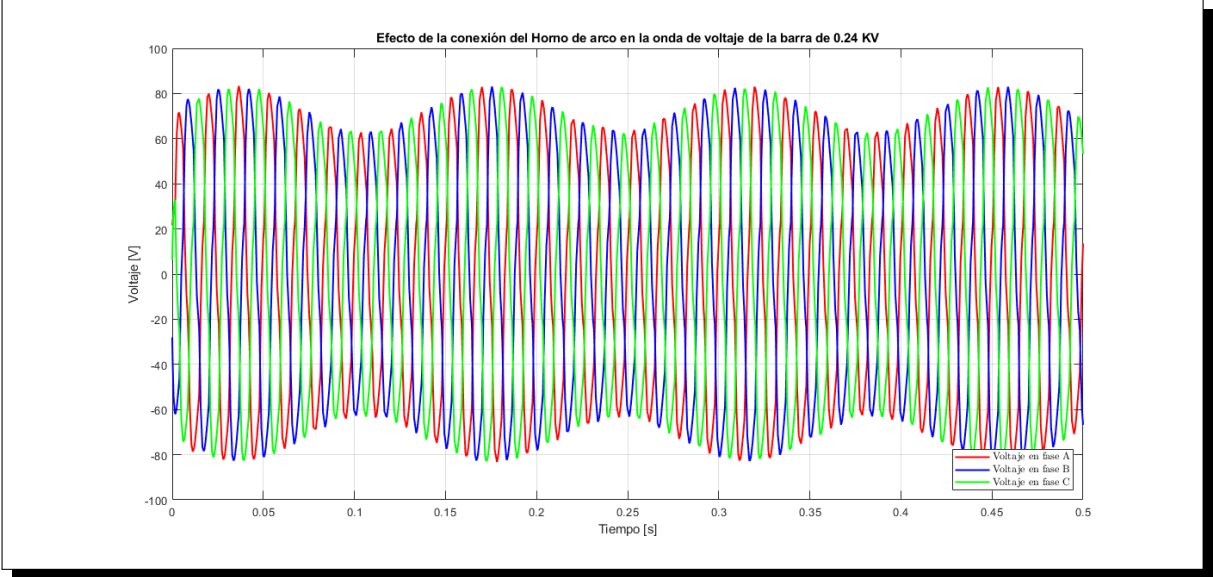


Figura 4.19: Efecto del parpadeo en la onda de 0.24 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- Se abordó el tema de la calidad de energía eléctrica bajo una mirada pluralista, porque por un lado se revisó las normativas vigentes tanto en el país como en el extranjero, de tal forma que se consolidó un cuerpo conceptual básico de revisión para cualquier interesado en la temática, pero también se representó algunos eventos encontrados en los sistemas eléctricos de potencia, para esto se analizó formulas, se simularon modelos, se graficaron curvas, se consolidaron tablas que se utilizó para la discusión en cuestión.
- La normativa ecuatoriana en comparación a las de los países analizados no difiere en gran manera en cuanto a los límites de las perturbaciones que interfieren en la calidad de una red eléctrica, en el caso de la distorsión armónica de voltaje, los resultados tienen valores similares a los que indica la norma IEEE 519-1992, la cual se toma como referencia en los países que fueron analizados.
- Respecto a la región, Ecuador es un país con unas regulaciones de nivel intermedio de exigencia, en cuanto a perturbaciones del sistema eléctrico se refiere. Esto se debe a que obvia algunas de los índices que tienen otros países y que son relevantes como la variación de frecuencia, que en Brasil se especifica de gran manera dependiendo del estado del sistema, ya sea este en operación normal, con

perturbaciones y condiciones extremas. En cuanto a interrupciones los países comparados con Ecuador hay tres excepciones con los tiempos para que se considere así, 3 minutos, solo Venezuela y Colombia tienen un valor diferente que es un minuto y cinco minutos respectivamente, esto indica que Ecuador está, en este índice, dentro de un rango aceptable ya que al país que se considera como modelo que es Brasil tiene el mismo valor.

- De lo mencionado anteriormente, fue posible obtener distintos desarrollos y análisis que sirvieron para comprender los fenómenos de mayor relevancia que pueden presentarse en la red, no obstante, surgió la necesidad imperiosa de tener conocimientos previos. Para el modelo de distorsión armónica, se partió del modelo de un rectificador monofásico de media onda, para ello se utilizó la herramienta computacional Matlab. El interés por este modelo fue principalmente debido a la existencia de cargas no lineales cada vez más frecuente en las redes eléctricas, esta distorsión armónica puede provocar innumerables interferencias indeseadas que desencadenan necesariamente en un efecto económico tanto para las empresas que venden como para los consumidores.
- Un segundo modelamiento hecho en el presente trabajo fue la ocurrencia de una falla fase a tierra y sus implicaciones en la calidad del producto. Esta simulación permitió visualizar el comportamiento de una caída de voltaje súbita, aunque no se tomó en cuenta que dicho fenómeno no fuera de naturaleza impulsiva sino temporal, es decir prolongada más de 0.2 segundos. No obstante, el modelo básico representa una aproximación, es decir que se tiene que tener en consideración la posibilidad que la prolongación de estas caídas de tensión en una red puedan contribuir a una falla permanente en el sistema, dado que las elevaciones térmicas resultantes suelen afectar la vida útil de los dispositivos cerca de la ubicación de la anomalía. Además, se verificó la incidencia de un cambio en la impedancia de tierra para la incidencia de perturbaciones.
- Otra simulación de gran preocupación fue el asunto de los parpadeos producidos por los hornos de arco eléctrico, de esta manera Matlab se consolidó para el presente proyecto como una base de datos que permite verificar un funcionamiento adecuado en determinados equipos, sin embargo, los modelos hasta aquí mencio-

nados fueron simplificados, pero manteniendo las especificaciones reales de las operaciones realizadas, de tal manera que sirvieron para la discusión de la teoría abordada. Esto garantizó la comprobación del efecto parpadeo en la onda de tensión, y como "aguas arriba" este efecto perdura y de igual manera "aguas abajo" del horno las cargas conectadas también se ven afectadas por la anomalía descrita.

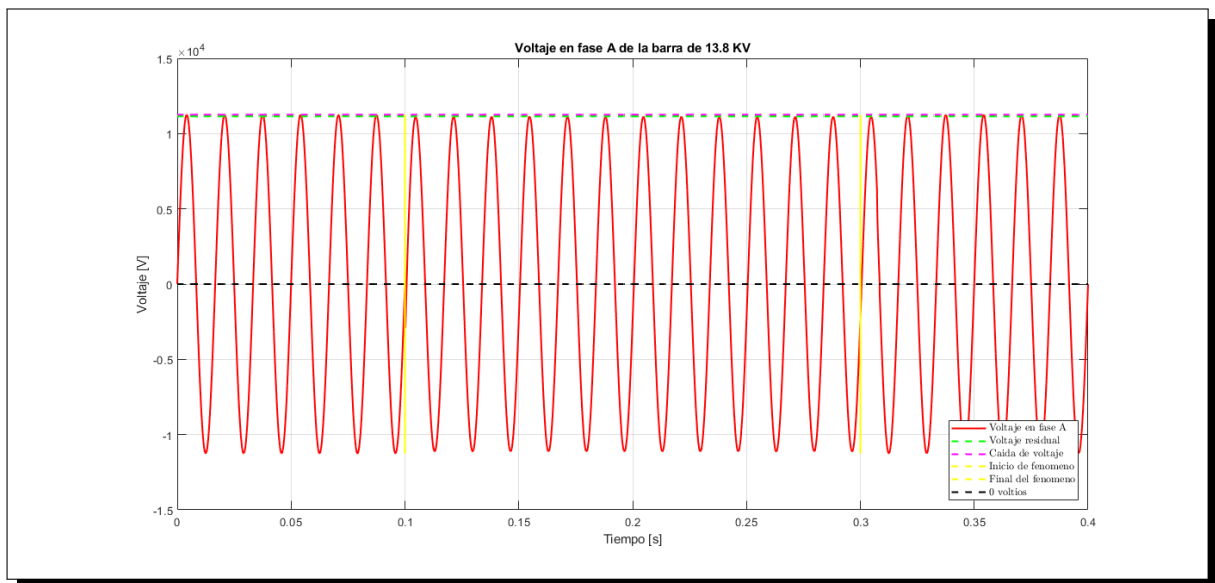
5.2. Recomendaciones y trabajos futuros

- Los índices y límites que se establecen en un país por medio de su ente regulador son muy importantes para llevar un control dentro de lo que puede hacer el consumidor y también la responsabilidad de la empresa distribuidora de energía eléctrica. Gracias a estos controles, las personas pueden obtener un servicio de energía eléctrica de calidad y con todos los estándares de acuerdo a lo que se alinee el ente regulador. Es por esto que se deberían analizar en un futuro los demás índices que influyen en las redes eléctricas, como la calidad del servicio y demás, lo que se espera con estos análisis a futuro es poder tener el conocimiento de si lo que se encuentra vigente en el país va de acuerdo a como lleva la región en sus normas y controles.
- Ecuador debería tener una regulación donde se incluyan índices como las variaciones de frecuencia, ya que este es de suma importancia cuando las redes eléctricas se encuentran en perturbación, entonces debe regularizarse por temas de equilibrio carga-generación ya que se puede perder el mismo, y esto conlleva a grandes oscilaciones que afecten al sistema.
- Es necesario considerar para futuros trabajos la implementación dentro de las simulaciones y el estudio puntual de las diversas soluciones que existen para mitigar los fenómenos mostrados en el desarrollo de la tesis, es más dado que el estudio realizado se lo direccionó en un análisis simulado teórico, sería interesante que posteriormente la recepción de dichas anomalías estudiadas sea con datos reales y en lo que cabe se tomen en cuenta intervalos de tiempos más prolongados.
- Plantearse una ampliación en los sistemas de potencia desarrollados en las simulaciones, entiéndase como un modelamiento aproximado más a la realidad, donde se

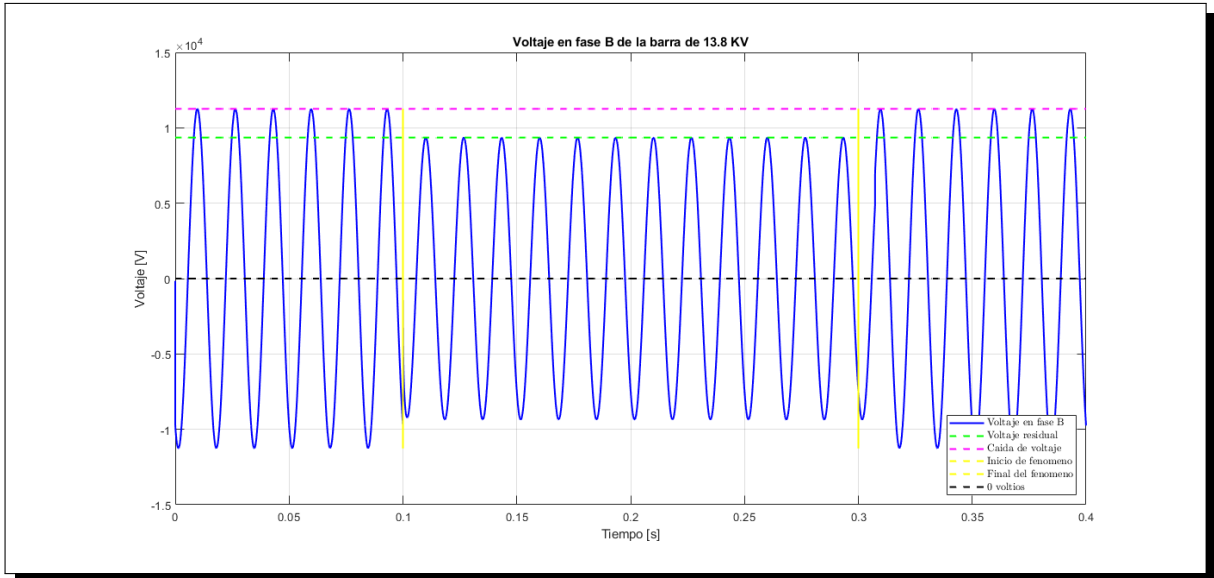
consideren las diversas caídas de tensión que pueden existir debido a las impedancias de las líneas y reactancias de los transformadores y generadores dispuestos en el sistema, sería un gran aporte para el trabajo conseguir dicha información de una red local.

APÉNDICES

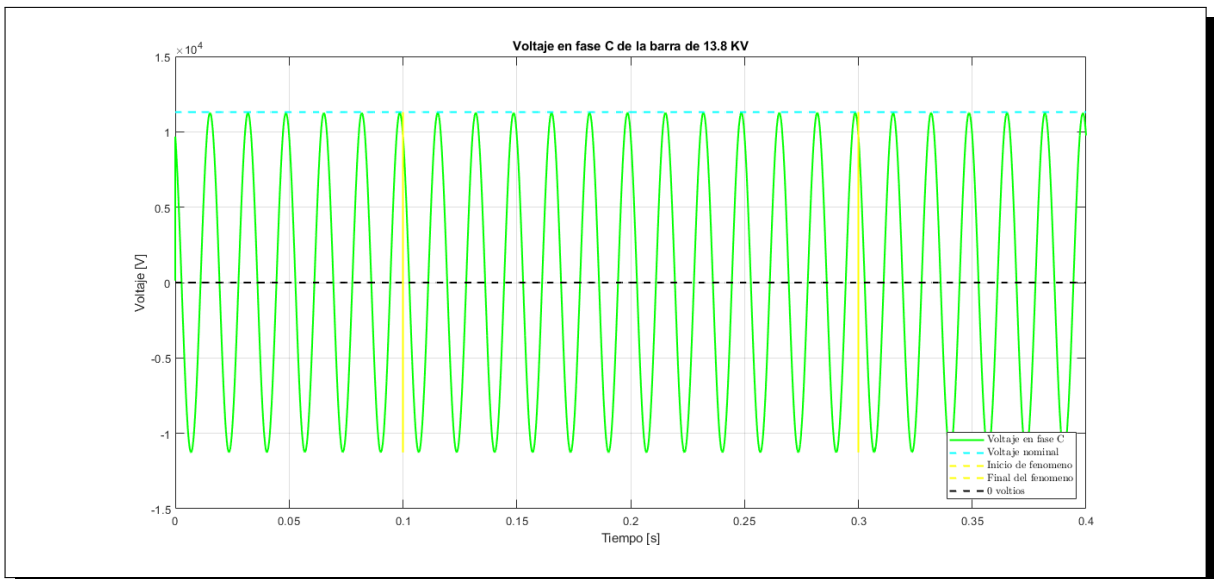
Podemos observar en las siguientes imágenes como se ve afectada la onda de voltaje en cada una de las fases debido a una falla de dos líneas a tierra. Se debe tener en cuenta que cada una de las cotas dispuestas señala distintos parámetros como el voltaje residual debido a una disminución o subida de voltaje así como también cuanto es lo máximo que sube o baja la tensión.



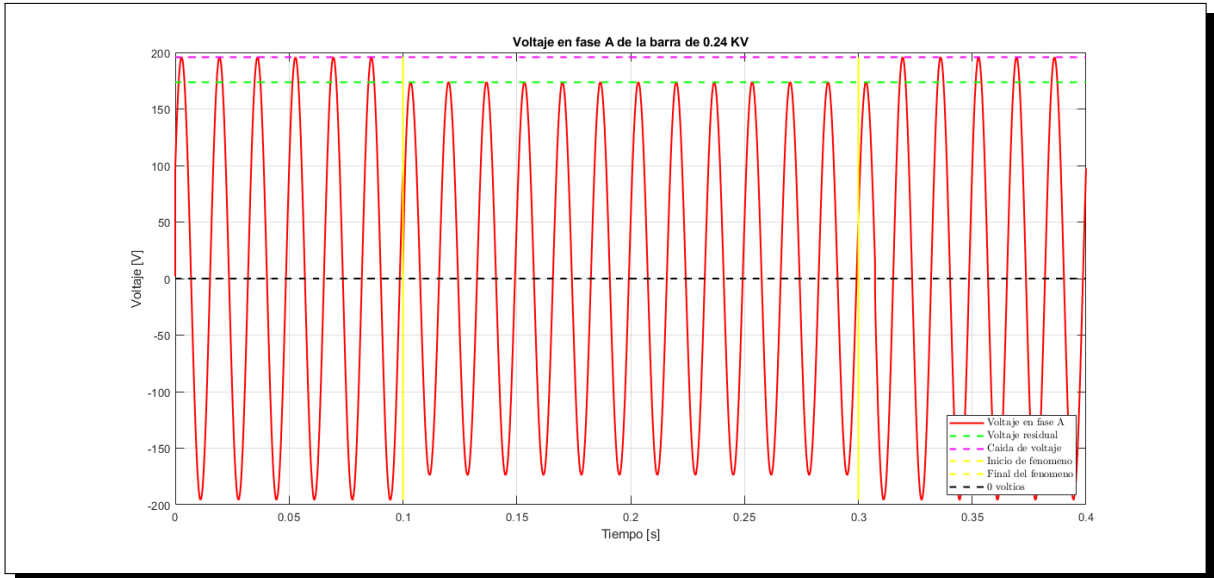
Variación de voltaje en fase A en nivel de 13.8 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)



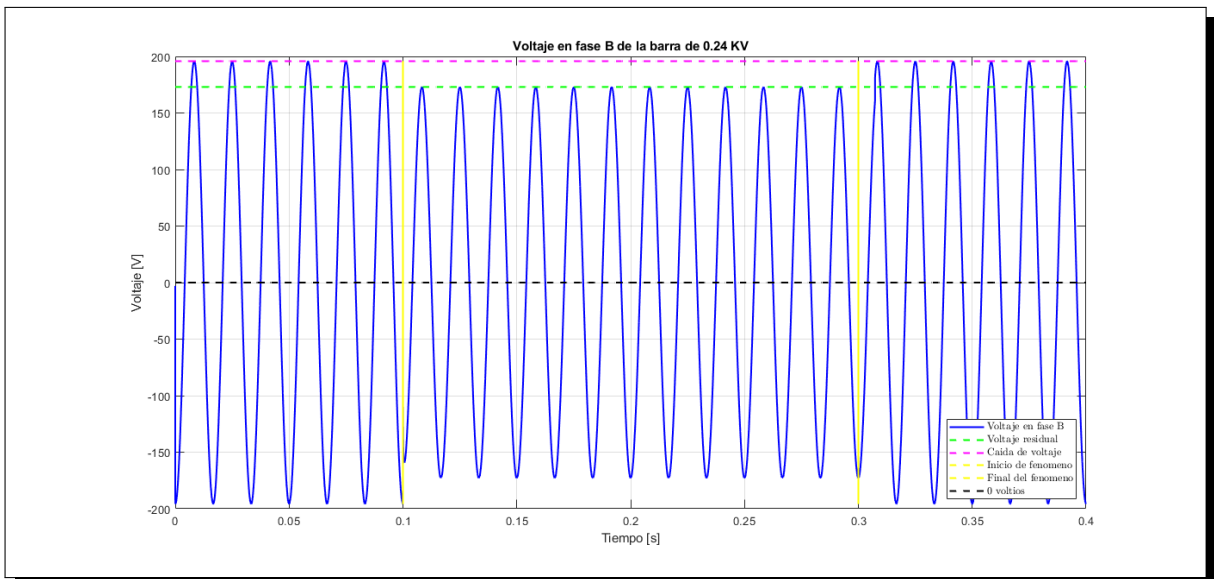
Variación de voltaje en fase B en nivel de 13.8 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)



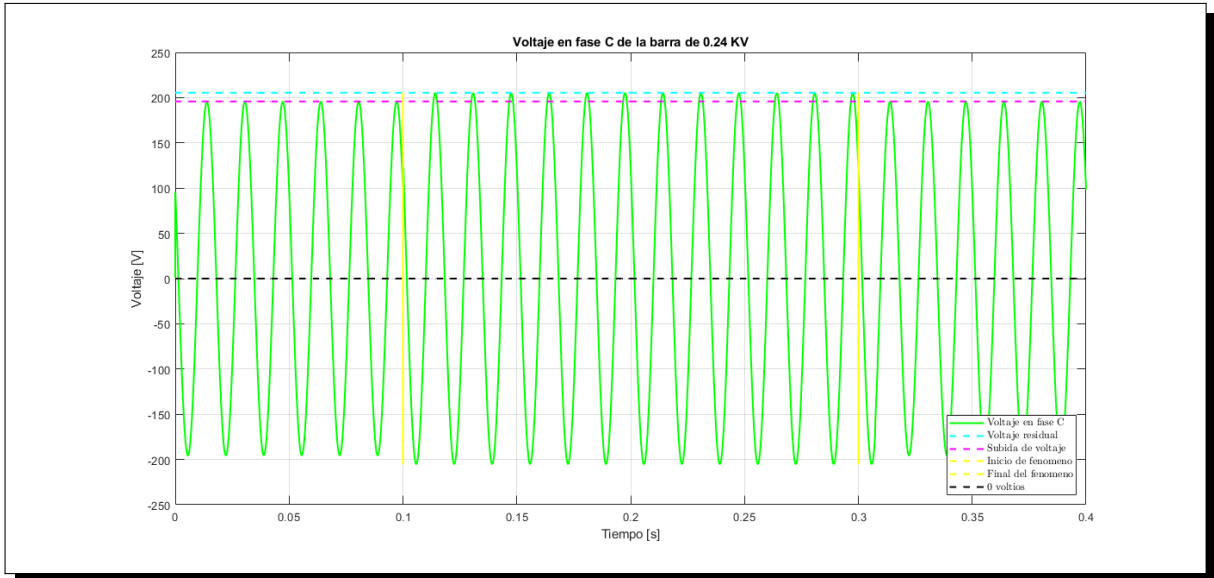
Variación de voltaje en fase C en nivel de 13.8 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)



Variación de voltaje en fase A en nivel de 0.24 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

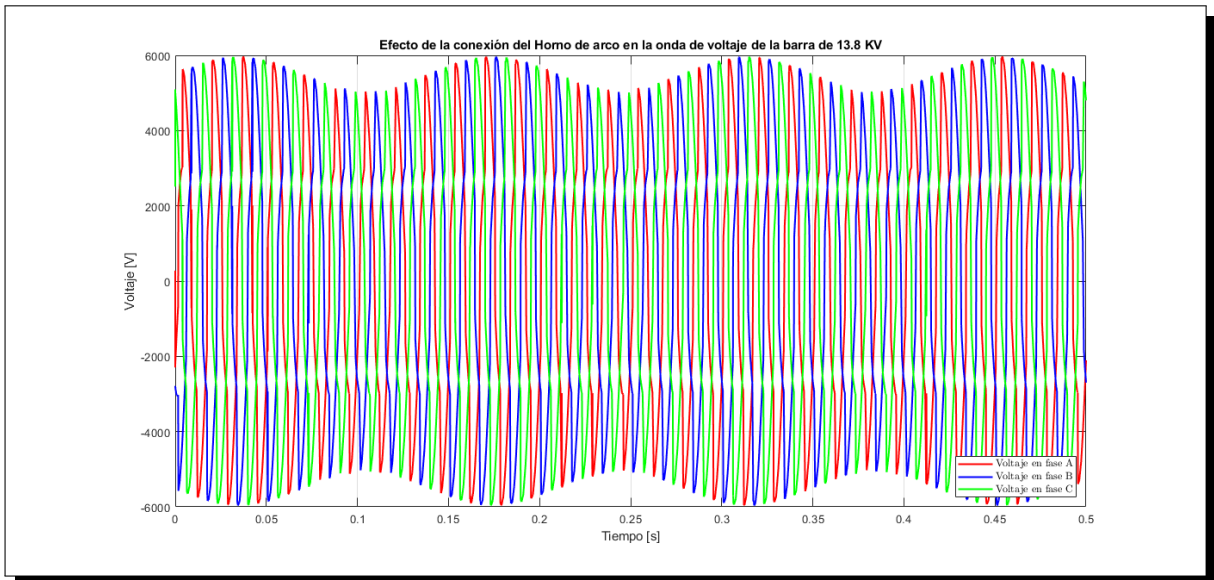


Variación de voltaje en fase B en nivel de 0.24 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)



Variación de voltaje en fase C en nivel de 0.24 KV debido a falla de 2 fases a tierra
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

En la imagen adjunta se puede ver el nivel de repercusión que tiene un horno de arco eléctrico incluso aguas arriba, pasando por el transformador conectado en el sistema.



Efecto del parpadeo en la onda de 13.8 KV
Fuente: Elaboración de los autores (2021)

Bibliografía

- [1] S. Ramírez Castaño and E. A. Cano Plata, “Calidad del servicio de energía eléctrica,” *Ingeniería Eléctrica*, 2006.
- [2] Q. C. A. de Energia Elétrica, “Agência nacional de energia elétrica-aneel,” *Abril de*, 2005.
- [3] J. L. Razo Taco, “Estudio de los índices de confiabilidad ttik y fmik de la empresa elepco sa en la provincia de cotopaxi en el año 2020,” B.S. thesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), 2021.
- [4] E. J. Vargas Avendaño, “Análisis de los índices de calidad de suministros en empresa distribuidora eléctrica del norte chico,” 2003.
- [5] P. DE, E. E. L. M. DE COMERCIALIZACIÓN, P. DEFINICIÓN, P. L. DE CRITERIOS, and D. E. DE PÉRDIDAS, “Comisión de regulación de energía y gas,” 2010.
- [6] A. Pardo and G. Monti, “Quality of electricity supply in uruguay: Voltage quality overall regulation and its control experience,” 2013.
- [7] C. Dimenna and G. Bacino, “Estudio de las curvas de perceptibilidad de flicker,” in *Proc. 2003, 5º Congreso Latinoamericano de Generación y Transmisión de la Energía Eléctrica*, 2008.
- [8] H. A. A. Cáceres and S. d. Caracas, “Estudio de la implementación de la ley orgánica del servicio eléctrico (lose) en venezuela.”
- [9] I. Definitivo, “Análisis especializado anexo técnico sistemas de medición, monitoreo y control norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución (2017 chile).” Ph.D. dissertation, Universidad de Chile, 2018.

- [10] G. de Bolivia, "Ley de electricidad n 1604 de 21 de diciembre de 1994," *Reglamentos aprobados por DS*, no. 24043, 1994.
- [11] D. Frugier and P. Ladoux, "Voltage disturbances on 25kv-50 hz railway lines—modelling method and analysis," in *SPEEDAM 2010*. IEEE, 2010, pp. 1080–1085.
- [12] R. H. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and H. Rodney, "A comprehensive modeling and simulation of power quality disturbances using matlab/simulink," *Power quality issues in distributed generation. InTech, Rijeka*, pp. 83–107, 2015.
- [13] E. d. Segovia Vicente, "Cálculo y diseño de una línea aérea de media tensión 15 kv," 2019.
- [14] J. Caicedo, F. Navarro, E. Rivas, and F. Santamaría, "Voltage sag characterization with matlab/simulink," in *2012 Workshop on Engineering Applications*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [15] W. Adil, A. P. Memon, M. U. Keerio, and A. Zafar, "Simulation of power system transient disturbances in matlab," *International Journal of Emerging, Science & Engineering (IJESE, Impact Factor 1.002, Global IF 0.412, ISSN-2319, 6378, ISO 9001: 2008)*, www.ijese.org, vol. 2, no. 3, pp. 53–58, 2014.
- [16] M. Banejad, R.-A. Hooshmand, and M. T. Esfahani, "Exponential-hyperbolic model for actual operating conditions of three phase arc furnaces," *American journal of applied sciences*, vol. 6, no. 8, p. 1539, 2009.