



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADOS E
INVESTIGACIÓN

METODOLOGÍA PARA ANALIZAR EL IMPACTO DE LOS
ARMÓNICOS GENERADOS POR LAS CENTRALES
EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS EN LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

*MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA*

PRESENTA

MIGUEL BLAS PÉREZ

México D. F. 2015





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 1º del mes de Junio del 2015 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.SI.M.E-Zacatenco para examinar la tesis titulada:

Metodología para Analizar el Impacto de los Armónicos Generados por las Centrales Eólicas y Fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Presentada por el alumno:

BLAS

PÉREZ

MIGUEL

Apellido paterno

Apellido materno

Nombre(s)

Con registro:

A	1	3	0	4	3	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

M. en C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. HUGO AMBRÍZ PÉREZ

Tercer Vocal

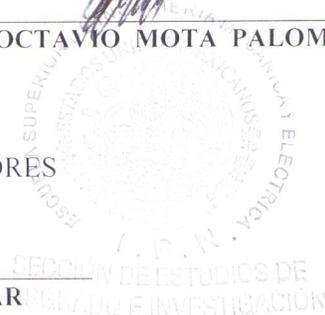
DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 29 del mes de junio del año 2015, el que suscribe Miguel Blas Pérez, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro A130437, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo titulado Metodología para analizar el impacto de los armónicos generados por las centrales eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones **m.blas_89@hotmail.com**, **gilberto.enriquez@cfe.gob.mx**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.



Miguel Blas Pérez

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer profundamente a Dios por haberme permitido realizar este trabajo, por brindarme su bendición y brindarme la oportunidad de ser parte de esta sección.

Mi más grande agradecimiento a mis padres Miguel y Adriana por brindarme su apoyo, cariño, consejos y amor, el cual forman parte de este proyecto y que es dedicado a ellos.

Asimismo a mis hermanos Nikol y Adrián, por ser parte de mi vida y alegrarme los días, “mis niños los amo mucho ¡sigan adelante!”.

Un agradecimiento especial al maestro Harper por su calidad y calidez humana, así por el apoyo brindado en mis estudios.

Gracias al Ingeniero Carlos Gallardo por brindarme algo de su tiempo y consejos para este proyecto y por cambiarme el panorama de la ingeniería.

A los miembros del jurado: Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Jaime Robles García, Dr. Hugo Ambríz Pérez, por hacer que este trabajo quedara de la mejor forma.

A los maestros de los cursos de maestría: Dr. David Romero Romero, Dr. David Sebastián Baltazar, Dr. Daniel Ruiz Vega y al maestro Arturo Galán (Q.E.P.D.).

En memoria de:

Iván Pérez Blas y Arturo García Blas

RESUMEN

En los últimos años se ha incrementado la generación de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables como la eólica y fotovoltaica a grandes escalas de generación.

En este trabajo se implementa una metodología donde se llevan procedimientos necesarios para el análisis de problemas de armónicos en los sistemas de generación por fuentes eólicas y fotovoltaicas.

A fin de verificar el impacto de los armónicos ocasionados por las fuentes eólicas y fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia, se hacen simulaciones considerando las características del sistema de potencia y la central generadora.

Para verificar el impacto de las armónicas ocasionadas por las centrales eólicas y fotovoltaicas hacia el sistema de potencia, las simulaciones a contemplar son: barridos de impedancia y propagación de armónicos.

Con el fin de verificar la existencia de violaciones de armónicos en el punto de interconexión se tomaron como referencia las normas internacionales IEEE-512-1998 y EN-50160.

Se lleva a cabo la aplicación de la metodología en dos plantas generadoras: un parque eólico con capacidad de generación de 100 MW en el Sureste del sistema eléctrico mexicano y una central fotovoltaica con capacidad de generación de 30 MW en Baja California Sur.

Las simulaciones se hicieron con el software DIgSILENT Power Factory versión 14.1.7.

ABSTRACT

In recent years the generation of electricity from renewable sources such as wind and photovoltaic generation has increased on large scales.

This thesis presents a methodology where necessary procedures are carried to harmonic analysis problems in renewable generation power systems by photovoltaic and wind turbines.

In order to verify the impact of harmonics caused by wind and photovoltaic in the power system sources, simulations considered are: impedance sweeps and harmonic propagation.

In order to verify the existence of harmonics violations at the common point connection, international standards like IEEE-512-1998 and EN-50160 were taken as reference.

The methodology is used to study two power plants: a 100 MW wind turbine farm located in Baja California Sur and a 30 MW photovoltaic plant located in the Mexican power system southeast.

The simulations were made with the software DIgSILENT Power Factory v.14.1.7.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	iii
ABSTRACT	v
CONTENIDO	vii
CONTENIDO DE FIGURAS	xi
CONTENIDO DE TABLAS	xv
NOMENCLATURA	xvii
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 ANTECEDENTES	2
1.5 TRABAJOS ANTERIORES	4
1.6 APORTACIONES DE LA TESIS	4
1.7 LIMITACIONES Y ALCANCES	5
1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS	5
CAPÍTULO 2. DISTORSIÓN ARMÓNICA	7
2.1 INTRODUCCIÓN.	7
2.2 ARMÓNICOS.	7
2.3 DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (THD).	10
2.4 DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL (TDD).....	10
2.5 INTERARMÓNICOS.	11
2.6 RESONANCIA.....	11
2.6.1 Resonancia en paralelo.....	11
2.6.2 Resonancia serie.....	13
2.7 EFECTOS DE LA RESISTENCIA Y LA CARGA RESISTIVA EN EL SISTEMA DE POTENCIA.....	14
2.8 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA.	15
2.8.1 Capacitores.	15
2.8.2 Motores.	15
2.8.3 Transformadores.	15

2.8.4 Cables	16
2.8.5 Sistemas de protección	16
2.9 FILTRO PARA DISIPACIÓN DE ARMÓNICOS	16
2.9.1 Filtros pasivos	16
2.9.2 Filtros activos	20

CAPÍTULO 3. COMPONENTES DE FUENTES EÓLICAS Y FOTVOLTAICAS..... 21

3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	21
3.2 ELECTRÓNICA DE POTENCIA.....	22
3.2.1 Convertidor CA/CD.	22
3.2.2 Convertidor CD/CD.	22
3.2.3 Inversor CD/CA.....	23
3.2.4 Convertidor CA/CA.....	23
3.2.5 PWM.....	23
3.2.6 Convertidores trifásicos	24
3.3 Centrales eólicas	25
3.4 TIPOS DE AEROGENERADORES	25
3.4.1 Turbinas de Velocidad fija.....	25
3.4.2 Turbinas de velocidad variable.....	26
3.5 CONFIGURACIÓN DE AEROGENERADORES.....	27
3.5.1 Jaula de ardilla.....	27
3.5.2 Rotor devanado con resistencia variable.....	28
3.5.3 Rotor devanado doblemente alimentado.....	28
3.5.4 Desacoplados por electrónica de potencia	29
3.5.5 Modelado de aerogeneradores en función de la frecuencia.	29
3.6 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE EÓLICO	30
3.7 CENTRALES FOTVOLTAICAS.....	31
3.7.1 Componentes de un sistema fotovoltaico.....	31
3.8 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE FOTVOLTAICO.....	33

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A DISTORSIÓN ARMÓNICA OCASIONADA POR FUENTES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS.....	35
4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA.....	35
4.1.1 Características de la red externa	36
4.1.2 Modelado de la red externa	37
4.1.3 Características de la central generadora.....	37
4.1.4 Modelado de la central generadora.....	38
4.1.5 Simulación de propagación de armónicos.....	38
4.1.6 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables.....	39
4.1.7 Propuesta de soluciones	39
4.2 METODOLOGÍA APLICADA A SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA	40
4.2.1 Características de la red Externa.....	41
4.2.2 Modelado de la red externa	42
4.2.3 Característica de la central generadora.....	45
4.2.4 Modelado de la central generadora.....	46
4.2.5 Simulación de propagación de armónicos.....	49
4.2.1 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables.....	58
4.2.2 Propuesta de solución.	65
4.3 METODOLOGÍA APLICADA PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	69
4.3.1 Características de la red Externa.....	70
4.3.2 Modelado de la red externa	70
4.3.3 Característica de la central generadora.....	70
4.3.4 Modelado de la central generadora.....	71
4.3.5 Simulación de propagación de armónicos.....	72
4.3.6 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables.....	81
4.3.7 Propuesta de solución.	90

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	95
5.1 CONCLUSIONES GENERALES.....	95
5.2 CONTRIBUCIONES.....	96
5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	96
REFERENCIAS.....	99
APÉNDICE A. ANÁLISIS DE CIRCUITOS BAJO CONDICIONES NO SINUSOIDALES.....	103
A.1. SISTEMAS TRIFÁSICOS SINUSOIDALES.....	103
A.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS LINEALES.....	105
APÉNDICE B. NORMAS INTERNACIONALES APLICADOS A LA LIMITACIÓN DE ARMÓNICOS EN UN SISTEMA DE POTENCIA	109
B.1. EN 50160 CARACTERÍSTICAS DEL VOLTAJE SUMINISTRADO POR REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN	109
<i>B.1.1. Voltaje armónico</i>	<i>109</i>
B.2. EVALUACIÓN DE LOS LÍMITES DE EMISIÓN DE DISTORSIÓN PARA INSTALACIONES DE MEDIO, ALTO Y EXTRA ALTO VOLTAJE IEC 61000_3_6 (EMC).....	110
B.3 IEEE STD 519-1992 REQUERIMIENTOS PARA EL CONTROL DE ARMÓNICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	110
APÉNDICE C PARÁMETROS UTILIZADOS Y CREACIÓN DE UN PROYECTO EN DIGSILENT.	113
C.1. Planta eólica.....	113
C.2. Planta fotovoltaica	116
C.3. Creación de un proyecto en DlgSILENT.....	119

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 2.1. Señales sinusoidales a diferentes frecuencias.....	9
Figura 2.2. Resultado de la suma de señales sinusoidales.....	9
Figura 2.3. Resonancia en paralelo.....	12
Figura 2.4. Resonancia serie.....	13
Figura 2.5. Barrido de impedancia presentando una resonancia serie y paralelo.....	14
Figura 2.6. Efecto de las cargas resistivas cuando se presenta una resonancia en paralelo.....	14
Figura 2.7. Clasificación de filtros: a) Filtro sintonización sencilla con factor de calidad; b) Filtro pasa altos; c) Filtro tipo C.....	17
Figura 2.9. Barrido de impedancia a) Filtro; b) Conexión del filtro al sistema de potencia.....	18
Figura 3.1. Rectificador CA/CD. [34].....	22
Figura 3.2. Convertidor CD/CD. [34].....	22
Figura 3.3. Inversor CD/CA. [34].....	23
Figura 3.4. Convertidor CA/CA. [34].....	23
Figura 3.5. Señal obtenida por PWM.....	24
Figura 3.6. Señal obtenida por el convertidor trifásico y su espectro armónico.....	24
Figura 3.7. Señal obtenida por PWM conectada a un variador de velocidad con su espectro armónico.....	24
Figura 3.8. Turbina tipo 1 utilizando un generador de inducción jaula de ardilla.....	27
Figura 3.9. Turbina tipo 2 conectada con una resistencia variable en el rotor, usando un generador de inducción de rotor devanado.....	28
Figura 3.10. Turbina tipo 3 usando un generador de inducción de rotor devanado.....	28
Figura 3.11. Generador síncrono de imanes permanentes.....	29
Figura 3.12. Representación de un parque eólico conectado a la red.....	30
Figura 3.13. Central fotovoltaica.....	31
Figura 3.14. Modelo del panel fotovoltaico. [10].....	32
Figura 3.15. Diagrama de conexión de un panel solar a la red. [33].....	33
Figura 3.16. Representación de un parque fotovoltaico conectado a la red.....	33
Figura 4.1. Diagrama de flujo para la metodología para la solución de armónicos en el sistema de generación.....	35
Figura 4.2. Red eléctrica de Oaxaca.....	40
Figura 4.3. Diagrama unifilar de la central eólica.....	41
Figura 4.4. Modelo pi de parámetros distribuidos de líneas de transmisión en el dominio de la frecuencia.....	43
Figura 4.5. Modelo para red externa equivalente.....	44
Figura 4.6. Diagrama unifilar del parque eólico.....	45
Figura 4.7. Modelo del transformador para estudio de armónicos en secuencia positiva y negativa.....	46
Figura 4.8. Modelo del aerogenerador.....	47
Figura 4.9. Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación, con los resultados de flujos de potencia.....	49
Figura 4.10. Barrido de impedancia de la red externa.....	50

Figura 4.11. Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación conectado con el bus B3 con longitud de 1 km, con los resultados de flujos de potencia.	51
Figura 4.12. Barrido de impedancia de la red externa del sistema conectada con el bus B3.	52
Figura 4.13. Diagrama unifilar equivalente de la central eólica de 100 MW sin alimentadores conectados.	53
Figura 4.14. Barrido de impedancia del sistema de generación sin alimentadores conectados en Ohms.	54
Figura 4.15. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación sin aerogeneradores conectados.	55
Figura 4.16. Diagrama unifilar del sistema de generación sin aerogeneradores conectados.	56
Figura 4.17. Barrido de impedancia del sistema de generación sin aerogeneradores conectados.	57
Figura 4.18. Diagrama unifilar equivalente con 2 líneas activas para el análisis de flujos de potencia.	58
Figura 4.19. Diagrama unifilar general de la central generadora eólica de 100 MW con 34 aerogeneradores.	59
Figura 4.20. Barrido de impedancia de la central eólica con 2 líneas activas en Ohms.	60
Figura 4.21. Espectro armónico obtenido a partir de mediciones de un aerogenerador doblemente alimentado. [46]	60
Figura 4.22. Espectro armónico de corriente de la central eólica en % de distorsión en la línea de interconexión L3.	61
Figura 4.23. Diagrama unifilar equivalente de 34 aerogeneradores con una línea activa para el análisis de flujos de potencia.	62
Figura 4.24. Barrido de impedancia de la central eólica con una línea activa entre el bus B1 y B2 en Ohms.	63
Figura 4.25. Espectro armónico de voltaje en el bus de interconexión B2 en % de distorsión, con contingencia en la línea L1.	64
Figura 4.26. Diagrama equivalente de la central generadora eólica de 100 MW con contingencia en la línea L2-230 kV.	65
Figura 4.27. Diagrama general de la central eólica de 100 MW con contingencia en la línea L2-230 kV.	66
Figura 4.28. Barrido de impedancia presentando el efecto del filtro de sintonización sencilla conectado.	67
Figura 4.29. Espectro armónico de voltaje en el bus de Interconexión (B2-115 kV).	68
Figura 4.30. Espectro armónico del filtro.	68
Figura 4.31. Red eléctrica de la zona Baja California Sur.	69
Figura 4.32. Diagrama unifilar simplificado de la central fotovoltaica.	69
Figura 4.33. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaica, con los resultados de flujos de potencia.	72
Figura 4.34. Barrido de impedancia de la red externa conformada solamente con los buses B1 y B2.	73

Figura 4.35.	Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación fotovoltaica conectado con el bus B3 con longitud de 2.95 km, con los resultados de flujos de potencia.	74
Figura 4.36.	Barrido de impedancia de la red externa conectada con el bus B3 a través de una línea de 2.95 km de longitud.....	75
Figura 4.37.	Diagrama unifilar equivalente de la central fotovoltaica de 30 MW sin alimentadores de media tensión conectados.....	76
Figura 4.38.	Barrido de impedancia del sistema de generación fotovoltaica en los buses B1, B2, B3 y B4 sin alimentadores conectados.....	77
Figura 4.39.	Diagrama unifilar equivalente sin paneles fotovoltaicos conectados.....	78
Figura 4.40.	Diagrama unifilar del sistema de generación sin paneles fotovoltaicos conectados.	79
Figura 4.41.	Barrido de impedancia del sistema de generación sin paneles fotovoltaicos conectados.	80
Figura 4.42.	Diagrama unifilar equivalente con paneles fotovoltaicos conectados.	81
Figura 4.43.	Diagrama unifilar general del sistema de generación con paneles fotovoltaicos conectados.	82
Figura 4.44.	Espectro armónico utilizado para la simulación de propagación de armónicos.	83
Figura 4.45.	Barrido de impedancia de la central generadora fotovoltaica con dos líneas activas.	83
Figura 4.46.	Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV.....	84
Figura 4.47.	Espectro armónico de corriente.....	85
Figura 4.48.	Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaico con dos líneas activas para el análisis de flujos de potencia.	86
Figura 4.49.	Diagrama unifilar general de la central generadora fotovoltaica de 30 MW con 39 paneles fotovoltaicos con contingencia en la línea L2.	87
Figura 4.50.	Barrido de impedancia considerando los paneles fotovoltaicos conectados.	88
Figura 4.51.	Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV con contingencia en la línea L2-115 kV.....	89
Figura 4.52.	Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV con contingencia en la línea L2-115 kV.....	89
Figura 4.53.	Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaica con dos líneas activas para el análisis de flujos de potencia.	90
Figura 4.54.	Diagrama unifilar general de la central generadora fotovoltaica de 30 MW con 39 paneles fotovoltaicos y 39 filtros conectados en las terminales de los inversores.....	91
Figura 4.55.	Barrido de impedancia de la central generadora fotovoltaica con dos líneas activas.....	92
Figura 4.56.	Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV.....	93
Figura 4.57.	Espectro armónico de corriente del filtro en Ampers.....	93
Figura A.1.	Circuito RLC resonante.	107
Figura A.2.	Barrido de impedancia del circuito RLC.	108
Figura C.1.	Selección de la barra.	119

Figura C.2. Modificación de las características de la barra.....	119
Figura C.3. Instalación de un generador eólico y red equivalente externa.....	120
Figura C.4. Ventana principal del elemento seleccionado.	120
Figura C.5. Ventana del elemento seleccionado para armónicos.	121
Figura C.6. Ventana para insertar los valores de las mediciones de espectro armónico.	121
Figura C.7. Menú para simulaciones de armónicos.	122
Figura C.8. Ventana previa para simulación de barrido de impedancia.....	122
Figura C.9. Ventana previa para simulación de propagación de armónicos.	122

Contenido de tablas

Tabla B-1. Valores en % de distorsión armónica de voltaje con respecto al valor del voltaje fundamental.	109
Tabla B-2. Niveles de distorsión armónica individual en baja y media tensión en % con respecto al voltaje fundamental.	110
Tabla B-3. Niveles de distorsión armónica individual en baja y media tensión en % con respecto al voltaje fundamental.	111
Tabla B-4. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución (120 V a 69000 V).	111
Tabla B-5. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución (69 001 V a 161000 V).	111
Tabla B-6. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución mayor a 161000 V.	112
Tabla C-1. Datos de líneas de transmisión.	113
Tabla C-2. Datos de generadores eólicos.	114
Tabla C-3. Datos de transformadores.	115
Tabla C-4. Datos de líneas de transmisión.	116
Tabla C-5. Datos de generadores fotovoltaicos.	116
Tabla C-6. Datos de transformadores de dos devanados.	117
Tabla C-7. Datos de transformadores de tres devanados.	118

NOMENCLATURA

THD	Distorsión total armónica
TDD	Distorsión de demanda total
f_p	Frecuencia de resonancia paralela
h_r	Armónica resonante
X_C	Reactancia capacitiva
X_L	Reactancia inductiva
MVA_{SC}	Potencia de corto circuito
MVA_{cap}	Capacidad del banco de capacitores
P_T	Pérdidas totales
P_C	Pérdidas del núcleo
P_{LL}	Pérdidas de carga
f_0	Frecuencia de resonancia
L	Inductancia
C	capacitancia
Z	Impedancia
Q	Factor de calidad
X_{Lh}	Reactancia inductiva armónica
X_{Ch}	Reactancia capacitiva armónica
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
$Z_{nominal}$	Impedancia nominal
$Y_{nominal}$	Admitancia nominal
α	Constante de propagación
B	Susceptancia
h	Armónica
R_{st}	Resistencia del estator
X''	Reactancia subtransitoria
f_h	Frecuencia armónica
f_1	Frecuencia fundamental
Z_{ag}	Impedancia del generador de inducción

I_h	Corriente armónica
V_h	Voltaje armónico
p.u.	Por unidad
P-I	Punto de interconexión
θ_h	Angulo de fase de la fuente de corriente armónica

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El rápido desarrollo de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables ha permitido la aplicación de este tipo de generación en grandes magnitudes alrededor del mundo. Este tipo de tecnología en su mayoría asíncrona, permite abrir nuevos campos en la investigación y estudios para garantizar su incorporación a los sistemas eléctricos de potencia.

Uno de los problemas que actualmente se tiene con generadores eólicos y fotovoltaicos conectados a las redes eléctricas es la influencia de intermitencia de la inyección de potencia a la red por la dependencia de viento y luz solar, y por otra parte, la inyección de corrientes armónicas a la red debido al uso de electrónica de potencia para su conexión.

Actualmente hay proyectos en proceso y a futuro de nuevas instalaciones para la generación de energía eléctrica por fuentes renovables alrededor del mundo, por lo que esto implica mayores inyecciones de corriente armónica provocadas por el sistema de generación hacia la red eléctrica debido a la naturaleza de conversión de energía es decir por dispositivos electrónicos.

Generalmente la presencia de armónicos genera diversos problemas de deterioro para el sistema de potencia ya sea a toda la red o a cada uno de los elementos o equipos que la componen según sea el diseño. Por medio de medidores de calidad de la energía se puede analizar y cuantificar las corrientes y voltajes armónicos en el sistema, y posteriormente compara con los estándares aplicables armónicos, el cual proporciona los valores limitantes para cada armónica, esto dependiendo de los niveles de voltaje en donde en el punto de análisis.

En este trabajo se desarrolla una metodología preventiva para analizar los problemas de las distorsiones armónicas y la sustitución de energía convencional a energía eólica y fotovoltaica el cual, es un esfuerzo de difusión del conocimiento acerca de una posibilidad de abastecimiento energético con la misma calidad que la proviene de fuentes "convencionales" de energía: quemando combustibles

fósiles, pero con la característica adicional e importante que hoy va convirtiéndose en indispensable, como es el respeto al medio ambiente.

1.2 OBJETIVO

Desarrollar e implementar una metodología que permita evaluar el impacto de las armónicas generadas por las centrales eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de potencia y garantizar su incorporación sin violar los límites solicitados por estándares internacionales aplicables a los índices de distorsión armónica a evaluarse en los puntos de interconexión.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Las centrales eólicas y fotovoltaicas utilizan convertidores de potencia para transformar la energía recibida por el recurso natural o renovable en energía eléctrica. Por la frecuencia operativa (mayor a 1kHz), estos convertidores ocasionan distorsiones a las formas de onda de corriente (armónicos de corriente), las cuales dependiendo de la robustez y de las características eléctricas del punto de interconexión pueden ocasionar distorsiones a la forma de onda de tensión (armónicos de tensión) que degraden la calidad de la energía.

Con el objetivo de garantizar la calidad de energía en el suministro de energía eléctrica a los usuarios, las empresas operadoras de las redes eléctricas disponen de normas aplicables a los niveles de armónicos permisibles.

El alto nivel de incorporación de centrales eólicas y fotovoltaicas hace indispensable el analizar de manera sistematizada el impacto sobre los sistemas eléctricos y garantizar su incorporación sin violar los niveles de armónicos permisibles.

1.4 ANTECEDENTES

La historia de la humanidad transcurre paralela a la de la energía. Los importantes cambios ocurridos al paso del tiempo están ligados a múltiples maneras en las

cuales el hombre ha logrado producir, transformar, y distribuir la energía de la naturaleza. Hasta la actualidad, gran parte de la generación de energía eléctrica es a base de procesos de combustión (carbón, gas y petróleo). [1]

En 1839 Bequerel descubrió el efecto fotovoltaico cuando se iluminaban dos electrodos metálicos sumergidos en una solución electrolítica [2], a pesar de este acontecimiento, todavía no era aplicable para aplicaciones mayores. Fue hasta 1954 donde Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson pudieron desarrollar una celda solar como una pequeña fuente usando semiconductor de silicio dopado [3] [4]. En 1958 los laboratorios Bell en Estados Unidos de Norteamérica introdujo la primera planta fotovoltaica para aplicaciones científicas y comerciales a pequeña escala [4].

El primer aerogenerador utilizado a pequeña escala para abastecer de energía eléctrica a una vivienda, fue desarrollado por Charles Brush en Cleveland Ohio, este aerogenerador estuvo en operación por doce años de 1888 a 1900. A partir de 1900 la pequeña planta dejó de operar debido a los costos del mantenimiento.

En el año de 1940 se instala el primer parque eólico en Vermont con una capacidad de generación de 1.25 MW, suministrando energía eléctrica a las localidades cercanas de la planta.

Debido a la crisis energética (escasez de petróleo) en la década de los setentas, se pronosticó por primera vez el posible agotamiento de los recursos energéticos en la Tierra, por lo que fue necesario el desarrollo de tecnologías de generación de energía por fuentes renovables [4].

Desde años anteriores, México ha tomado conciencia para el cuidado del medio ambiente y deterioro de los subsuelos por la extracción de petróleo y carbón, por lo que de acuerdo con los datos del año 2000 se tenían instalados 2 MW por medio de generación eólica. El desarrollo de esta tecnología ha contribuido para que haya tenido un crecimiento considerable en los últimos 10 años incrementando un 71 % es decir, se tienen actualmente instalados 477 MW. [5] [6]

Una tendencia importante que se tiene a largo plazo en generación eólica es llegar a una capacidad de 12 GW es decir, un 15% de la capacidad total instalada con todos los recursos incluyendo combustibles fósiles.

La tecnología fotovoltaica ha tenido un grande crecimiento la última década y así mismo se ha convertido una principal fuente de generación de energía eléctrica. En el año 2012 fueron instalados más de 100 GW en generación fotovoltaica en el mundo. Europa sigue encabezando en plantas fotovoltaicas instaladas al igual que la generación eólica, teniendo registrado arriba de 70 GW totales instalados por lo tanto representa el 70% de aportación en el mundo. [7]

Por medio de los gobiernos e inversionistas del mundo se han hechos diversos estudios y propuestas a nivel negocios y política y así tener una visión de la capacidad instalada posible a un largo plazo en 2017. [7] [8]

1.5 TRABAJOS ANTERIORES

En la SEPI ESIME IPN se han desarrollado trabajos en el campo de las energías renovables donde se hace el estudio del impacto de la generación eólica y solar en el sistema de Baja California Norte [9] en el año 2010 y en el año 2015 se elaboró la aplicación de criterios de operación de plantas fotovoltaicas en un sistema de potencia aislado [10].

En cuanto a trabajos de armónicos se desarrolló la identificación de fuentes armónicas por métodos de estimación en sistemas eléctricos de potencia en el año 2012 [11]; en el año 2009 se elaboró una metodología para el análisis de las perturbaciones armónicas en sistemas industriales de baja tensión [12] y en el 2010 se realizó la aplicación de un filtro activo de corriente en la reducción de armónicos en sistemas eléctricos industriales [13].

1.6 APORTACIONES DE LA TESIS

Se propone una metodología que permite evaluar el impacto de armónicos en el punto de interconexión ocasionado por fuentes eólicas y fotovoltaicas.

La evaluación deriva en una crítica sobre cumplimiento o no cumplimiento a los estándares aplicables a distorsiones armónicas.

Los casos de incumplimiento se resuelven mediante la incorporación de filtros de armónicos pasivos.

Finalmente los casos de éxito corresponderán para aquellos que no ocasionen violaciones a los límites solicitados por los estándares aplicables a distorsiones armónicas.

1.7 LIMITACIONES Y ALCANCES

Limitaciones:

Las simulaciones se realizan en condiciones de estado estable bajo condiciones balanceadas, y con una frecuencia máxima de 1500 Hz (armónica del orden 25). El modelado de la red de sistema de transmisión se realiza hasta dos subestaciones más allá del punto de interconexión.

Alcances:

Con el desarrollo de esta metodología, se obtiene las soluciones para los dos sistemas de generación eólica y fotovoltaica con referencia a la norma EN-50160 para el caso de la central eólica, el cual hace énfasis a valores en porciento de distorsión de voltaje; y la norma IEEE 519-1998 para el caso de la central fotovoltaica dónde se hace referencia a los valores de distorsión de corriente en por ciento a su respectivo nivel de voltaje.

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el capítulo 2 se presenta teoría de armónicos. También se menciona algunos de los efectos de armónicos de los elementos del sistema y el método de mitigación de armónicas por filtros.

En el capítulo 3 se presentan los componentes principales para las centrales generadoras eólicas y fotovoltaicas, así como sus respectivos diagramas de conexión.

En el capítulo 4 se muestra la metodología implementada para este trabajo, llevando a cabo las simulaciones correspondientes para verificar el índice de violación de corriente y voltaje armónico de dos plantas generadoras de energía por fuente renovables; la eólica de 100 MW y la fotovoltaica de 30 MW.

En el capítulo 5 se mencionan las conclusiones de este trabajo, así como las contribuciones de esta tesis y recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2. DISTORSIÓN ARMÓNICA

2.1 INTRODUCCIÓN.

Para el entendimiento de las armónicas se requiere conocer algunos conceptos matemáticos, mismos que ayudan a entender mejor cómo la distorsión de la señal de onda sinusoidal resultante es deformada debido a que se presentan otras señales sinusoidales a diferentes frecuencias. A razón de que no todos los elementos que componen el sistema de generación por renovables son lineales, los no lineales influyen para la generación de corrientes armónicas.

2.2 ARMÓNICOS.

Los armónicos son señales de que contaminan a la onda sinusoidal pura, es decir, las ondas de voltaje y corriente presentan frecuencias superiores a la fundamental (60 Hz) y se suman para dar una señal distorsionada. Estas distorsiones son causadas por cargas no lineales y/o elementos conectados al sistema eléctrico de potencia que utilicen electrónica de potencia en su funcionamiento de modo que se tienen frecuencias mayores a la frecuencia fundamental.

La suma de señales sinusoidales es también conocida como la serie de Fourier y esta se aplica para el análisis de los problemas de armónicos. Con la serie de Fourier como se muestra en la ecuación (2.1), el sistema se puede analizar separando cada armónico encontrando su respuesta de distorsión de la señal. [14]

$$f(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos(k\omega_0 t) + b_k \sin(k\omega_0 t)) \quad (2.1)$$

Donde:

$$\omega_0 = 2\pi f$$

Los coeficientes de los armónicos en términos de la función $f(t)$ obtenidos de la ecuación (2.1) están determinados como:

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cos kt \, dt, \quad (k = 1, 2, 3 \dots, n) \quad (2.2)$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \sen kt \, dt, \quad (k = 1, 2, 3 \dots, n) \quad (2.3)$$

Los coeficientes representan los valores pico de la frecuencia armónica individual en términos de periodos no lineales representado por $f(t)$.

Las funciones de voltaje y corriente que dependen del tiempo se representan mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Voltaje, } v(t) = V \sen(\omega t) \quad (2.4)$$

$$\text{Corriente, } i(t) = I \sen(\omega t \pm \theta) \quad (2.5)$$

$$\omega = 2 \pi f \quad (2.6)$$

Dónde ω es la velocidad angular de la señal periódica y θ es el desfase entre el voltaje y la corriente. Si el signo del ángulo es positivo entonces la corriente adelanta al voltaje y si es negativo atrasa al voltaje.

Para funciones periódicas sinusoidales, se muestra una expresión en la ecuación (2.7) simplificada de Fourier dónde esta función es infinita y el voltaje V_0 se mantiene constante

$$v(t) = V_0 + V_1 \sen(\omega t) + V_2 \sen(2\omega t) + V_3 \sen(3\omega t) + \dots + V_n \sen(n\omega t) \quad (2.7)$$

Así también los valores de $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$ son los valores de voltaje sucesivos de la serie por lo que también se les conoce como armónicos de una forma de onda periódica. [15]. La Figura 2.1 muestra la onda sinusoidal fundamental y respectivamente las ondas sinusoidales a frecuencias superiores con respecto a la fundamental.

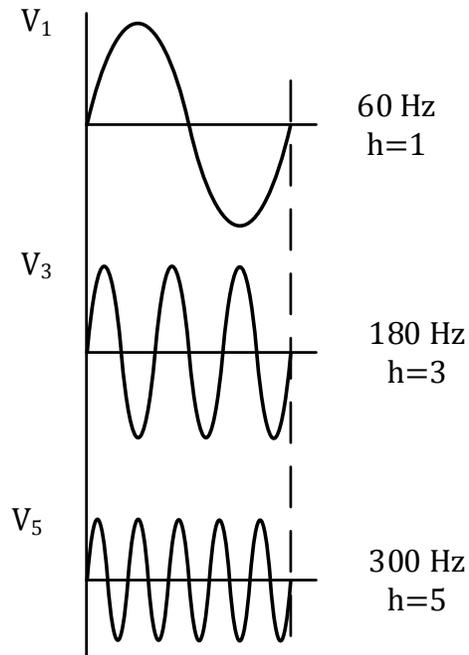


Figura 2.1. Señales sinusoidales a diferentes frecuencias. [16]

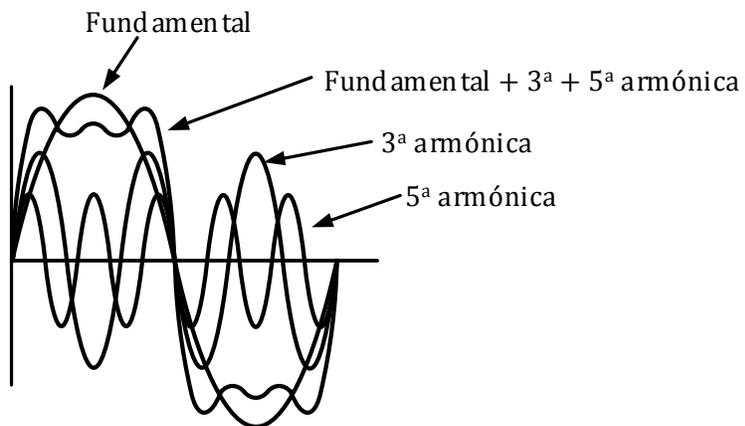


Figura 2.2. Resultado de la suma de señales sinusoidales. [17]

La Figura 2.2 muestra la sumatoria de las ondas sinusoidales de la frecuencia fundamental y las frecuencias superiores de 180 Hz y 300 Hz, por lo que dará una señal deformada.

2.3 DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (THD).

La distorsión armónica total evalúa la cantidad total de armónicos que se encuentran en el sistema de potencia o alguna instalación [16]. Este valor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{max}} M_h^2}}{M_1} \quad (2.8)$$

Dónde:

THD = Distorsión armónica total

M_h = Valor armónico RMS para voltaje o corriente

h = Componente armónica

M = Valor para voltaje o corriente

El voltaje de distorsión generalmente es el resultado de la corriente distorsionada que reacciona con la impedancia del sistema. [17]

El valor RMS cuantifica la naturaleza de la forma de onda, se formula en la ecuación 2.9 para estos valores donde aplica para voltaje y corriente. [18]

$$RMS = \sqrt{\sum_{h>1}^{h_{max}} M_h^2} \quad (2.9)$$

Dónde

RMS = Raíz cuadrada de la suma de los cuadrados

M_h = Valor armónico RMS para voltaje o corriente

h = Componente armónica

2.4 DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL (TDD).

Esta se aplica para el análisis de distorsión de corriente debido a las corrientes armónicas que fluyen en el sistema, es utilizado para verificar con los límites de distorsión de corriente y se determina con la siguiente ecuación:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_L} \quad (2.10)$$

Donde:

TDD = Distorsión de demanda total

I_h = Corriente armónica RMS

I_L = Valor máximo de corriente de demanda máxima

Este valor se refiere a la demanda en un punto dentro de un intervalo de tiempo y es primordial para establecer cuáles son los valores de distorsión permisibles en el sistema de potencia. [19]

2.5 INTERARMÓNICOS.

Se conoce como Interarmónicos a la suma de señales sinusoidales de diferente amplitud donde la frecuencia de cada señal no es un múltiplo entero respecto a la señal fundamental, es decir el resultado de estos valores de frecuencia se encontraran entre los valores de frecuencia de múltiplo entero. [20]

Una de las principales fuentes generadoras de Interarmónicos son los convertidores de potencia debido a que propagan a diversos valores de frecuencia, por ejemplo PWM aplicados a UPS, variadores de velocidad, etc.

2.6 RESONANCIA.

La resonancia se presenta cuando la reactancia capacitiva de un circuito se iguala con la reactancia inductiva dejando un pequeño valor resistivo de los elementos del sistema. Dependiendo de cómo están dispersos los elementos reactivos en el sistema, la resonancia se puede presentar del tipo serie o paralelo [21]. El resultado de las resonancias serie y paralelo en el sistema se puede observar en la Figura 2.5.

2.6.1 Resonancia en paralelo.

Para el caso de la resonancia en paralelo se presenta cuando a una determinada frecuencia, los valores de reactancia en capacitores conectados en paralelo se igualan con la reactancia inductiva del sistema y transformador. La impedancia tenderá a incrementarse provocando una obstrucción del paso de la corriente provocada a dicha frecuencia. La ecuación 2.11 representa este efecto:

$$f_p = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{eq}C} - \frac{R^2}{4L_{eq}^2}} \approx \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{eq}C}} \quad (2.11)$$

Donde:

f_p = Frecuencia de resonancia en paralelo

R = Resistencia equivalente entre el transformador y el sistema

L_{eq} = Inductancia equivalente entre el transformador y el sistema

C = Capacitancia

La Figura 2.3 muestra un ejemplo de cómo se presenta la resonancia en paralelo en el sistema. Se puede observar que el capacitor para la corrección del factor de potencia está en paralelo con la inductancia equivalente entre el transformador y el sistema de generación. [18]

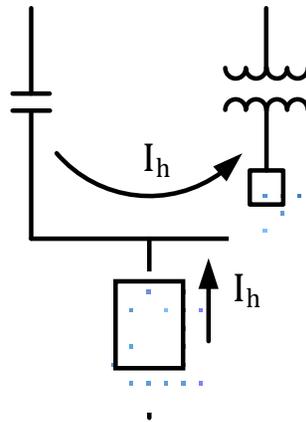


Figura 2.3. Resonancia en paralelo. [18]

Para el cálculo de la armónica resonante se utiliza la ecuación (2.12) debido a que no siempre se tienen los valores de L y C al alcance. La armónica resonante es calculada mediante los valores de impedancia basados en la frecuencia fundamental por lo que se tiene:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_{SC}}} = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{Mvar_{cap}}} \approx \sqrt{\frac{kVA_{tx} * 100}{kvar_{cap} * Z_{tx}(\%)}} \quad (2.12)$$

Donde:

- h_r = Armónica resonante
- X_C = Reactancia capacitiva
- X_{SC} = Reactancia de corto circuito
- MVA_{SC} = Potencia de corto circuito en MVA
- MVA_{cap} = Capacidad del banco de capacitores en Mvar
- kVA_{tx} = Capacidad del transformador reductor en kVA
- kVA_{tx} = Capacidad del transformador reductor en kVA
- Z_{tx} = Impedancia del transformador
- $Kvar_{cap}$ = Capacidad del banco de capacitores

2.6.2 Resonancia serie.

Cuando la reactancia capacitiva junto con la reactancia inductiva se anula, se presentará la resonancia por lo que el circuito será puramente resistivo. A medida que la frecuencia de resonancia coincida con los armónicos del sistema, la corriente incrementará su valor debido a que el circuito será puramente resistivo. Este caso es mostrado en la Figura 2.4

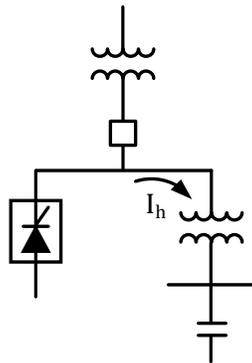


Figura 2.4. Resonancia serie. [18]

La ecuación 2.13 muestra el voltaje en los extremos del banco de capacitores para la corrección de factor de potencia, este valor es muy importante en el análisis pues es un voltaje con muy alta distorsión armónica. [18]

$$V_s = \frac{X_c}{X_T + X_C + R} V_h \approx \frac{X_c}{R} V_h \quad (2.13)$$

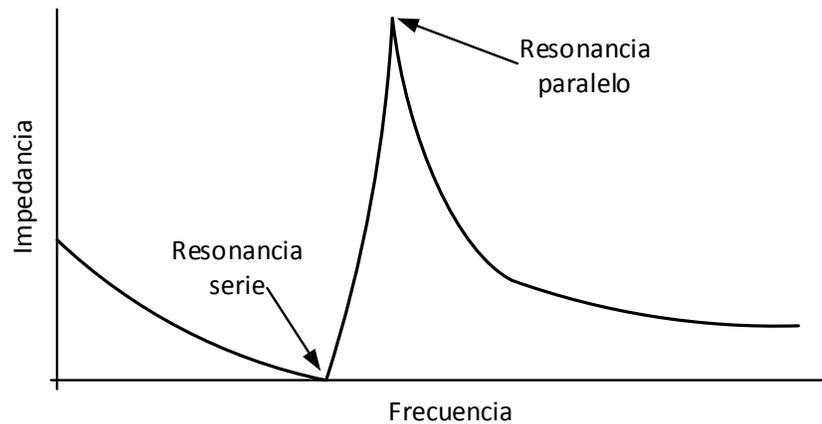


Figura 2.5. Barrido de impedancia presentando una resonancia serie y paralelo. [17]

2.7 EFECTOS DE LA RESISTENCIA Y LA CARGA RESISTIVA EN EL SISTEMA DE POTENCIA.

La resistencia es un elemento muy importante en el sistema de potencia debido a que es capaz de amortiguar valores extremos de voltajes y corrientes. Figura 2.6 muestra la característica de resonancia en paralelo del sistema, el valor de 10% de elementos resistivos puede ser benéfico para la impedancia pico en un punto del sistema. [18]

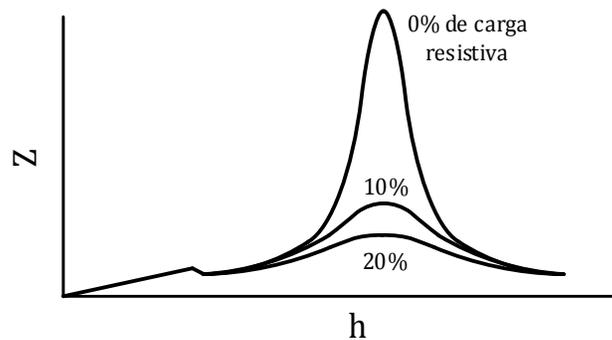


Figura 2.6. Efecto de las cargas resistivas cuando se presenta una resonancia en paralelo. [20]

Una resonancia será amortiguada si existe una longitud de línea considerable o el bus de los bancos de capacitores se encuentran cercanos al transformador.

2.8 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA.

Como se ha mencionado anteriormente las corrientes armónicas se producen por cargas no lineales o elementos electrónicos utilizados en el sistema eléctrico de potencia. Las formas de onda distorsionadas contribuyen a que equipos como bancos de capacitores, transformadores etc., se vean afectados ya sea en su funcionamiento e incluso en su reducción de años de vida útil. Armónicos de altas frecuencias ocasionan interferencias en las telecomunicaciones. A continuación se da un breve listado de los componentes más importantes que puede afectar la distorsión armónica.

2.8.1 Capacitores.

Los capacitores están diseñados para operar a un máximo de 110 % con respecto al voltaje nominal y 135 % del valor de potencia reactiva (kVAR) [15]. Presentándose los problemas de armónicos en el sistema de potencia, se tienen valores excesivos de corrientes y voltajes armónicos a través de los bancos de capacitores y por ende presenta fallas.

Debido a que la reactancia es inversamente proporcional a la frecuencia, las corrientes armónicas que se encuentren en el sistema de potencia, serán absorbidos a través del banco de capacitores, por lo que actuarán como disipadores y estos se sobrecargan afectando el funcionamiento del banco provocando una reducción del 30 al 50 % de su capacidad. [22]

2.8.2 Motores.

Las principales manifestaciones son el calentamiento excesivo y ruido [23], dónde el rotor es donde sufre principalmente el problema de sobrecalentamiento debido a la distorsión en el voltaje que se tiene en el sistema, por lo que el tiempo de utilidad del motor se reduce.

2.8.3 Transformadores.

El incremento a la temperatura debido a la presencia de armónicos en el transformador puede afectar los devanados y a las conexiones internas. Asimismo las propiedades de los elementos aislantes como el aceite aislante se ven afectados para el correcto funcionamiento del transformador [24].

Las partes como terminales, cambiador de derivaciones y bushings son sometidas a altos niveles de estrés armónico por lo que se ven afectados a tal grado que sobrepasan los límites conforme al diseño [24].

En cuanto a la parte eléctrica los armónicos en el transformador genera pérdidas P_R el cual modifica la eficiencia del transformador y por lo tanto se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$P_T = P_C + P_{LL} \quad (2.14)$$

Donde

P_T = Pérdidas totales en Watts

P_C = Pérdidas en el núcleo en Watts

P_{LL} = Pérdida de carga en Watts

2.8.4 Cables.

Cuando en el sistema trifásico se presentan problemas de corriente tercera armónica, las corrientes se acumulan y por lo tanto viajarán por el neutro. En el neutro tenderán a incrementarse las corrientes de tercera armónica y por consecuencia el conductor presentará un calentamiento excesivo [25].

Debido al calentamiento excesivo por corrientes se presentará caídas de voltaje en el sistema, y esto tendrá más efecto en líneas largas. [25]

2.8.5 Sistemas de protección.

La presencia de armónicos, los valores rms de corriente pueden ser tan altos que en comparación a cuando no se tienen armónicos en el sistema a la misma potencia [26]. Entonces los sistemas de protección pueden actuar cuando se presenta una corriente armónica alta en vez de actúen cuando se presente una verdadera falla.

2.9 FILTRO PARA DISIPACIÓN DE ARMÓNICOS.

Los filtros son elementos que permiten la mitigación de corrientes armónicas determinadas.

2.9.1 Filtros pasivos

Los filtros pasivos son utilizados más comúnmente en la industria para la corrección de armónicos en el sistema de potencia debido a su bajo costo y diseños simples; su funcionamiento es drenar las corrientes excedentes para una determinada frecuencia. La Figura 2.7 muestra los tipos de filtros pasivos. [20]

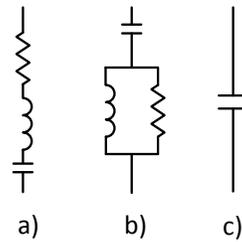


Figura 2.7. Clasificación de filtros: a) Filtro sintonización sencilla con factor de calidad; b) Filtro pasa altos; c) Filtro tipo C. [27]

2.9.1.1 Filtro Sintonizado a una frecuencia.

Este filtro actúa como una baja impedancia por lo que absorbe la corriente a la cual está sintonizada. Para la aplicación de este tipo de filtro se debe tomar en cuenta la ampliación de las fuentes de corriente armónicas o del mismo sistema de potencia para evitar que el filtro sufra de daños como el sobrecalentamiento.

La ventaja de usar filtros pasivos es que tienen doble propósito de aplicación, como la corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos. [28]

La frecuencia resonante para este filtro se expresa de la siguiente forma así como en la Figura 2.8 muestra el comportamiento de la impedancia del filtro con respecto a la frecuencia:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.15)$$

Donde:

f_0 = Frecuencia de resonancia en Hz

L = Inductancia del filtro en H

C = Capacitancia del filtro en F

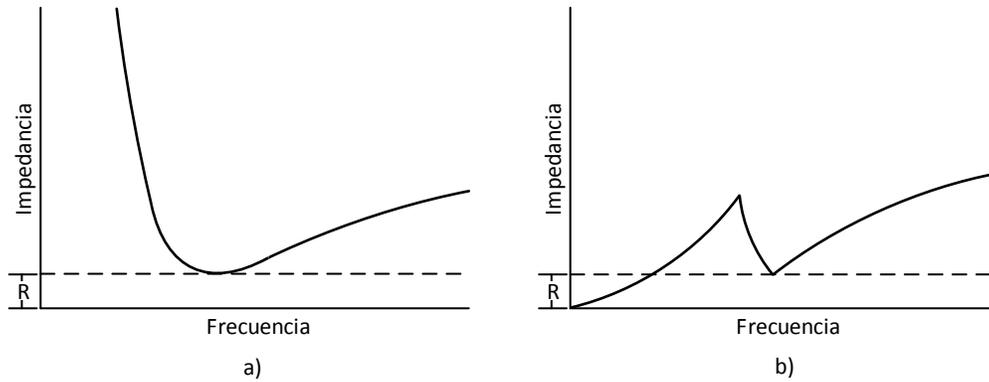


Figura 2.8. Barrido de impedancia a) Filtro; b) Conexión del filtro al sistema de potencia. [20]

Para aplicación del diseño del filtro de sintonización sencilla se aplica la siguiente ecuación:

$$Z = R + j \left[\omega L - \frac{1}{\omega C} \right] \quad (2.16)$$

Donde

R = Resistencia del filtro

L = Inductancia del filtro en H

C = Capacitancia del filtro en F

ω = Frecuencia angular

Se presenta una resonancia en serie cuando la impedancia en la parte imaginaria es igual a cero, por lo que el valor total de la impedancia será puramente resistiva. [20]

2.9.1.1.1 Ecuaciones para el diseño de filtros de sintonización sencilla.

La expresión de la impedancia es la siguiente:

$$Z = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right) \quad (2.18)$$

Dónde R , L , y C son la resistencia, inductancia y capacitancia de los elementos del filtro y ω es la frecuencia angular del sistema de potencia.

La frecuencia a la que el filtro está sintonizado se define mediante el valor de ω lo que hace que la reactancia inductiva y capacitiva se cancele en la ecuación 2.18.

Relacionando h entre la armónica y la frecuencia fundamental del sistema, la reactancia inductiva y capacitiva a la frecuencia armónica se expresa:

$$X_{Lh} = h\omega_L \quad (2.19)$$

$$X_{Ch} = \frac{1}{(h\omega_C)} \quad (2.20)$$

2.9.1.1.2 Factor de calidad

El factor de calidad es la relación entre la reactancia inductiva y capacitiva bajo condiciones de resonancia y el valor de la resistencia.

Con respecto a los filtros de sintonización sencilla, el factor de calidad se refiere a la capacidad de disipar la energía absorbida a una determinada frecuencia de sintonización. [20]

En un circuito RLC serie, el factor de calidad se define como:

$$Q = \frac{1}{R} \left(\sqrt{\frac{L}{C}} \right) = \frac{X_{Lh}}{R} = \frac{X_{Ch}}{R} \quad (2.17)$$

Dónde:

X_{Lh} = Reactancia inductiva a la frecuencia de resonancia

X_{Ch} = Reactancia capacitiva a la frecuencia de resonancia

2.9.1.2 Filtro pasa altos

El filtro pasa altos como se muestra en la Figura 2.7 b), consiste de un capacitor en serie con la una binación de resistor e inductor en paralelo. Comúnmente se usa para eliminar armónicas de alto orden (a partir de la décimo séptima armónica). Proporciona una baja impedancia en un rango de frecuencia, para la disipación de armónicos.

2.9.1.3 Filtro tipo C

El filtro tipo C de la Figura 2.7 c) desvía las corrientes armónicas a tierra teniendo una baja impedancia. El filtro proporciona potencia reactiva hacia el sistema de

potencia a la frecuencia fundamental, donde es requerida para evitar caídas de voltaje cuando el sistema presenta alto índice de cargas. [29]

2.9.2 Filtros activos

Los filtros activos se utilizan mediante el monitoreo del sistema en tiempo real la cual permite la mitigación de corrientes armónicas en el momento en el que se presente el problema. [30] [27]. Estos filtros incluyen inversores PWM fuente de corriente y fuente de voltaje para su operación [13].

Dependiendo de cómo se conecta el filtro con respecto a la carga, se pueden clasificar en dos tipos: serie y paralelo.

Los filtros en paralelo actúan como una fuente de corriente neutralizando las corrientes armónicas, generados por la carga de manera que la sumatoria de corrientes de la red con carga sean sinusoidales. [31]

Los filtros en serie se comportan como una fuente de voltaje, este filtro provoca que el voltaje en la carga sea sinusoidal. [31]

CAPÍTULO 3. COMPONENTES DE FUENTES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS.

3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

Uno de los propósitos de las energías renovables es coadyuvar al medio ambiente y aprovechar los recursos naturales para generar energía eléctrica, pero también hacen todavía falta muchos métodos, técnicas y recursos para generar a grandes magnitudes y al mismo tiempo con calidad de energía al suministro eléctrico [32]. Mencionaremos unas ventajas y desventajas de la generación por renovables:

Eólicos

Ventajas

- Obtención de energía limpia y es libre de emisiones
- Autoabastecimiento
- Instalaciones en zonas aisladas

Desventajas

- Puede afectar zonas rurales y ecología.
- Requiere de amplias zonas para la instalación.
- Aplicación sólo en zonas adecuadas de velocidad y densidad de viento.
- Afectación a la calidad de energía inestable (Armónicos, inestabilidad).
- El ruido que produce el aerogenerador en forma de zumbido puede ser molesto para el ser humano y los animales.

Fotovoltaicos

Ventajas

- Obtención de energía limpia.
- Instalación en zonas aisladas (remotas).
- Autoabastecimiento.

Desventajas

- Costos de la tecnología muy altos.
- Instalación solamente en zonas específicas de acuerdo a la latitud.

- Generación de energía solamente en horas específicas de acuerdo a la hora.
- Variación de energía a causa de nubosidades.

3.2 ELECTRÓNICA DE POTENCIA

La electrónica de potencia se utiliza para diferenciar el tipo de aplicación que se le da a dispositivos electrónicos, en este caso para transformar y controlar voltajes y corrientes de niveles significativos. [33]

3.2.1 Convertidor CA/CD.

La Figura 3.1 muestra al rectificador CA/CD el cual convierte la corriente alterna en corriente directa. Este convertidor proporciona una señal de salida rectificada.

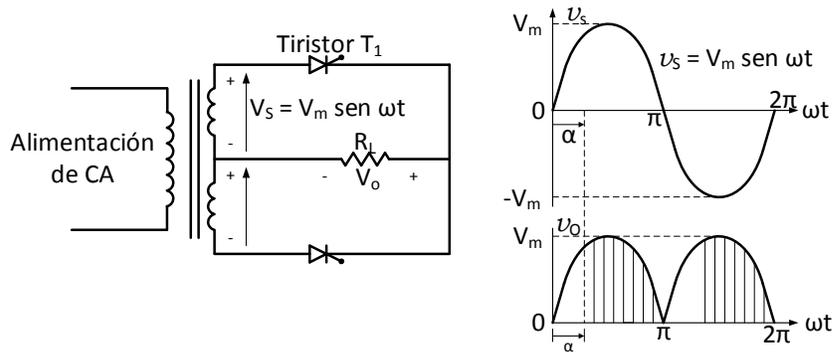


Figura 3.1. Rectificador CA/CD. [34]

3.2.2 Convertidor CD/CD.

Convierte una fuente de poder de corriente directa de voltaje fijo a una fuente de corriente directa de voltaje variable como se muestra en la Figura 3.2. Este tipo de convertidor se puede considerar como el equivalente a un transformador de CA, por lo que puede ser utilizada como una fuente elevadora o reductora de voltaje.

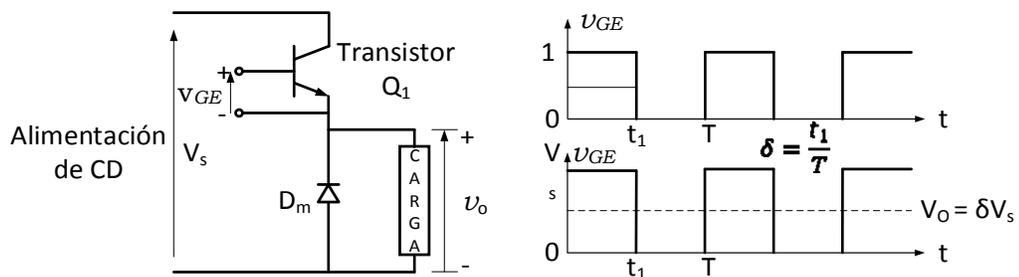


Figura 3.2. Convertidor CD/CD. [34]

3.2.3 Inversor CD/CA

La función de este inversor es convertir el voltaje de entrada en corriente directa a un voltaje simétrico de salida en CA. La Figura 3.3 muestra la topología de este convertidor.

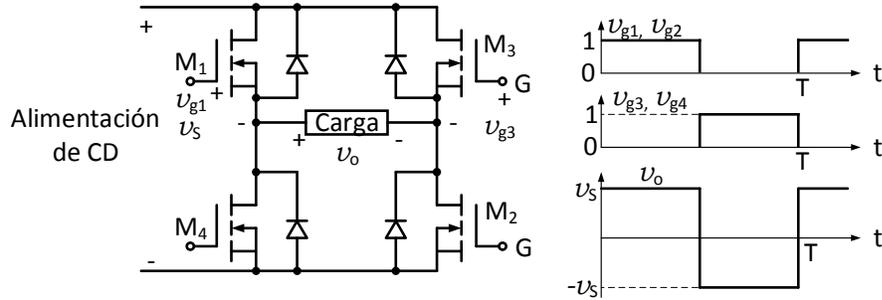


Figura 3.3. Inversor CD/CA. [34]

3.2.4 Convertidor CA/CA

El convertidor mostrado en la Figura 3.4 muestra que a partir de un voltaje alterna de entrada, produce un voltaje alterna de salida pero de características distintas ya sea en el valor eficaz o frecuencia. [34]

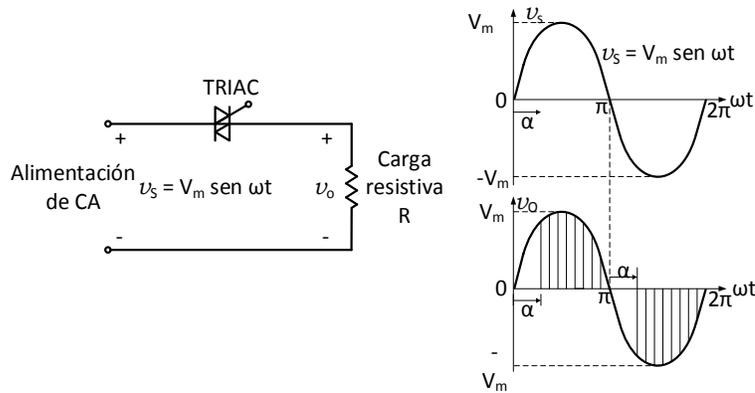


Figura 3.4. Convertidor CA/CA. [34]

3.2.5 PWM

En el mando del inversor PWM, el voltaje del circuito no está controlado pues está derivado de un circuito de diodos simple. Con las técnicas del PWM, el voltaje puede ser controlado por lo que los transistores pueden activarse o desactivarse las veces se desee dentro del medio ciclo para generar un voltaje variable como

se muestra en la Figura 3.5. Esta técnica normalmente genera pocos armónicos. [35]

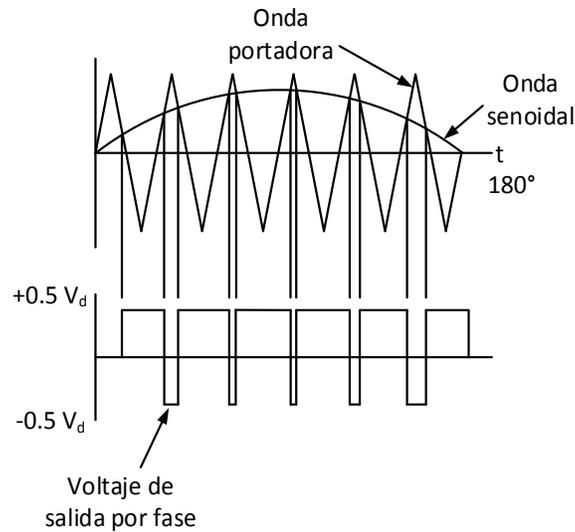


Figura 3.5. Señal obtenida por PWM.

3.2.6 Convertidores trifásicos

Una característica principal de los convertidores trifásicos es que no genera corriente de tercera armónica, pero aun así es una gran fuente de corrientes armónicas para el sistema. En la Figura 3.6 muestra la señal distorsionada por un convertidor trifásico así como su espectro armónico [18].

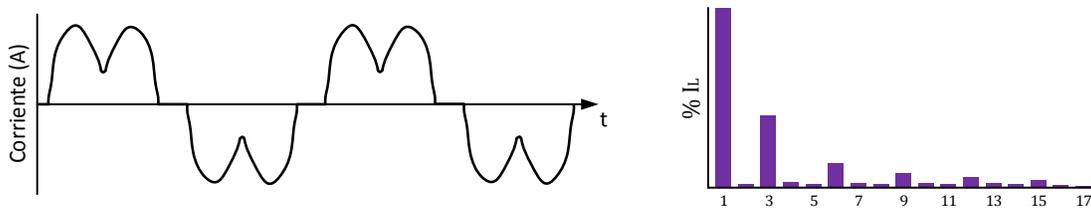


Figura 3.6. Señal obtenida por el convertidor trifásico y su espectro armónico.

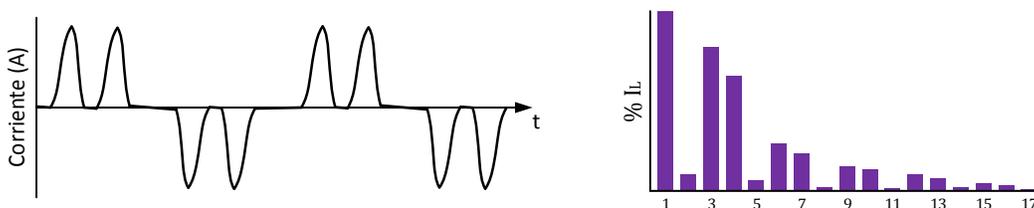


Figura 3.7. Señal obtenida por PWM conectada a un variador de velocidad con su espectro armónico.

La modulación por ancho de pulso es usado comúnmente en aplicaciones industriales y en el sistema de potencia, pues este dispositivo controla el voltaje de salida de un inversor. Una desventaja es la alta generación de corrientes armónicas, la Figura 3.7 muestra la señal distorsionada por la corriente del PWM conectada a un variador de velocidad y así también el espectro armónico. [18]

3.3 Centrales eólicas

Los componentes principales de los sistemas de generación eólica son:

- Turbina
- Caja de engranaje
- Generador
- Sistema de conversión y control
- Transformador
- Líneas de transmisión

3.4 TIPOS DE AEROGENERADORES

3.4.1 Turbinas de Velocidad fija

Este tipo de turbina depende de la velocidad del viento para la generación de energía eléctrica, pues la variación de velocidad del viento es reflejada en el generador debido a que no tiene un control de velocidad es decir, el par no es constante por lo que existe altas fluctuaciones de potencia en la red que dependen de estos generadores.

Comúnmente las turbinas de velocidad fija funcionan con generadores de inducción y está directamente conectado a la red con un arrancador suave y bancos de capacitores para reducir la compensación de la potencia reactiva. Estos son diseñados para aprovechar la máxima eficiencia a una velocidad fija. Para aumentar la producción de energía en algunos generadores de turbinas de velocidad fija tienen dos grupos de bobinas: uno es usado en baja velocidad de viento (típicamente 8 polos) y el otro de media a alta velocidad de viento (típicamente 4-6 polos). [36]

Sus ventajas son:

- De simple construcción
- Robustos y seguros
- Bien aprobado

Sus desventajas son:

- Consumo de potencia reactiva incontrolable
- Estrés mecánico
- Control de calidad de energía limitados

Los cambios en la velocidad del viento también se transmiten como variaciones en el par mecánico y después se refleja en la variación en la potencia eléctrica de la red, esto debido a su operación de velocidad fija. En cuanto a las redes pequeñas esta variación de energía se reflejara en las variaciones de voltaje, por lo que presentará pérdidas significantes en la línea.

3.4.2 Turbinas de velocidad variable

Actualmente son las más usadas en parques eólicos y por lo consiguiente dominan los mercados.

Es uso de estas turbinas son diseñadas para aprovechar la máxima eficiencia aerodinámica, por lo que es más fácil que se adapte en cuanto a las variaciones de la velocidad del viento ya sea en acelerar o desacelerar.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (3.1)$$

Donde

λ = *relación de velocidad punta*

ω = *velocidad rotacional de la turbina*

R = *radio del rotor*

v = *velocidad del viento*

Este valor de la relación de velocidad punta se mantiene constante a un valor predefinido que corresponde al coeficiente máximo de potencia. [36]

Contrario al sistema de velocidad fija, el sistema de velocidad variable mantiene el par del generador constante y las variaciones en el viento son absorbidos por cambios en la velocidad del generador.

El sistema eléctrico de la turbina de velocidad variable es más complejo que el de la turbina de velocidad fija, esto debido a que está equipado con un generador de inducción o síncrono conectado a la red a través del convertidor de potencia.

El convertidor de potencia controla la velocidad del generador, es decir, las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones del viento son absorbidos principalmente por cambios en la velocidad del rotor del generador y por consecuencia en la velocidad de la turbina del rotor.

Sus ventajas son:

- Captura incremental de energía.
- Mejoramiento en la calidad de energía.
- Reducción de stress mecánico en la turbina.

Sus desventajas son:

- Perdidas en la electrónica de potencia.
- Se requiere de muchas componentes de electrónica de potencia por lo que incrementa el costo.
- Alto índice de corrientes armónicos emitidos al sistema de potencia debido al uso de convertidores de potencia.

3.5 CONFIGURACIÓN DE AEROGENERADORES

3.5.1 Jaula de ardilla

Este tipo de aerogenerador utiliza un generador de inducción tipo jaula de ardilla y solamente puede operar dentro de un rango de velocidad es muy estrecho por encima de la velocidad síncrona, el cual la velocidad rotatoria de las palas del aerogenerador debe ser constante. Este tipo de generador de la Figura 3.8 está interconectado directamente a la red. [36]

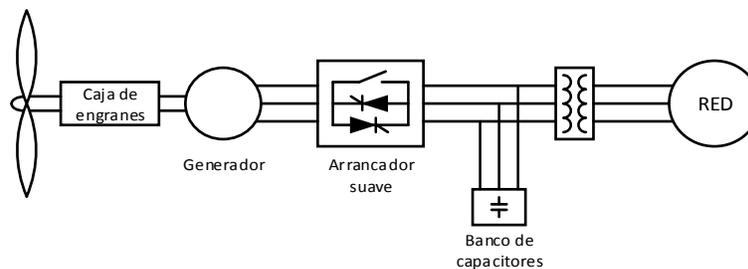


Figura 3.8. Turbina tipo 1 utilizando un generador de inducción jaula de ardilla [33]

3.5.2 Rotor devanado con resistencia variable

Este tipo de aerogenerador mostrado en la Figura 3.9 opera con un generador de inducción de rotor devanado con una resistencia variable el cual es conectado en serie con el devanado del rotor.

El rendimiento es similar al de la turbina tipo 1. Un problema importante de esta turbina es la presencia de niveles altos de flickers principalmente cuando se conectan a sistemas de potencia débiles. [36]

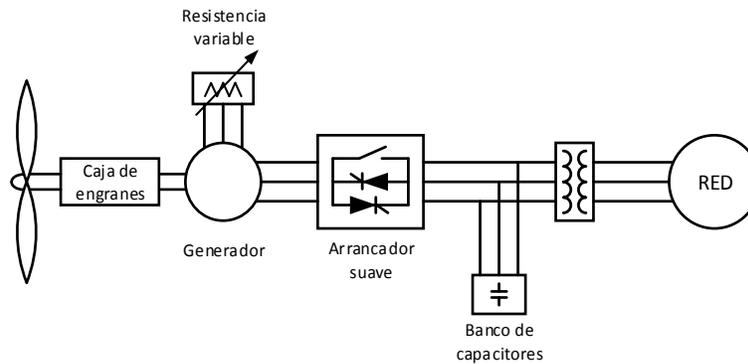


Figura 3.9. Turbina tipo 2 conectada con una resistencia variable en el rotor, usando un generador de inducción de rotor devanado. [33]

3.5.3 Rotor devanado doblemente alimentado

Este tipo de aerogenerador como se muestra en la Figura 3.10 es conocido como generador de inducción doblemente alimentado. Las turbinas tienen una conexión entre los devanados del rotor de la máquina y el sistema de potencia a través del convertidor de voltaje back-to-back. También tiene la capacidad de generar y consumir potencia activa y reactiva a través del estator de la máquina. Este tipo de generador utiliza PWM. [36] [37]

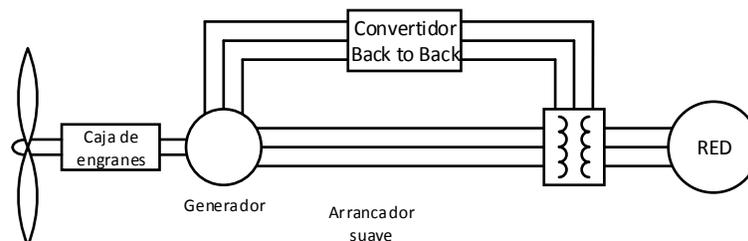


Figura 3.10. Turbina tipo 3 usando un generador de inducción de rotor devanado. [33]

3.5.4 Desacoplados por electrónica de potencia

Una ventaja de este aerogenerador es que el sistema de potencia y el generador son completamente desacoplados, a diferencia del tipo 3, donde hay una pérdida de acoplamiento entre el generador y la red a través del devanado del estator la Figura 3.11 muestra este generador [37]. El control de la potencia activa y reactiva es completamente determinado por el convertidor. Este tipo de generador utiliza PWM. [36]

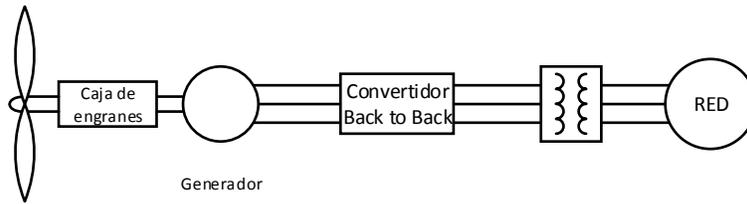


Figura 3.11. Generador síncrono de imanes permanentes. [33]

3.5.5 Modelado de aerogeneradores en función de la frecuencia.

Actualmente los aerogeneradores más utilizados corresponden a aquellos que incorporan electrónica de potencia parcial o totalmente entre la turbina y el sistema eléctrico. Este tipo de dispositivos son considerados como fuentes principales de armónicos, por lo que se ha implementado el siguiente modelado:

Este modelo se aplica como una fuente de corriente de armónicos para la electrónica de potencia, por lo que sus procedimientos más adecuados para llevar a cabo este modelado son:

- La carga de la electrónica de potencia se toma como carga PQ a la frecuencia fundamental.
- El valor de la fuente de corriente de armónicos se puede calcular mediante:

$$I_h = I_1 \frac{I_{h-espectro}}{I_{1-espectro}} \quad (3.2)$$

Donde

I_h = Magnitud de la corriente armónica

I_1 = Corriente a la frecuencia fundamental

$I_{h-espectro} = \text{Corriente armónica espectral}$

$I_{1-espectro} = \text{Corriente fundamental espectral}$

- El ángulo de fase de la fuente de corriente de armónicos se presenta como:

$$\theta_h = \theta_{h-espectro} + h(\theta_1 - \theta_{1-espectro}) \quad (3.3)$$

Dónde los datos espectrales pueden ser obtenidos por el fabricante o por mediciones.

3.6 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

La Figura 3.12 representa un parque eólico con distintos aerogeneradores conectados a la red de potencia, el cual está conformado por m columnas conteniendo n aerogeneradores.

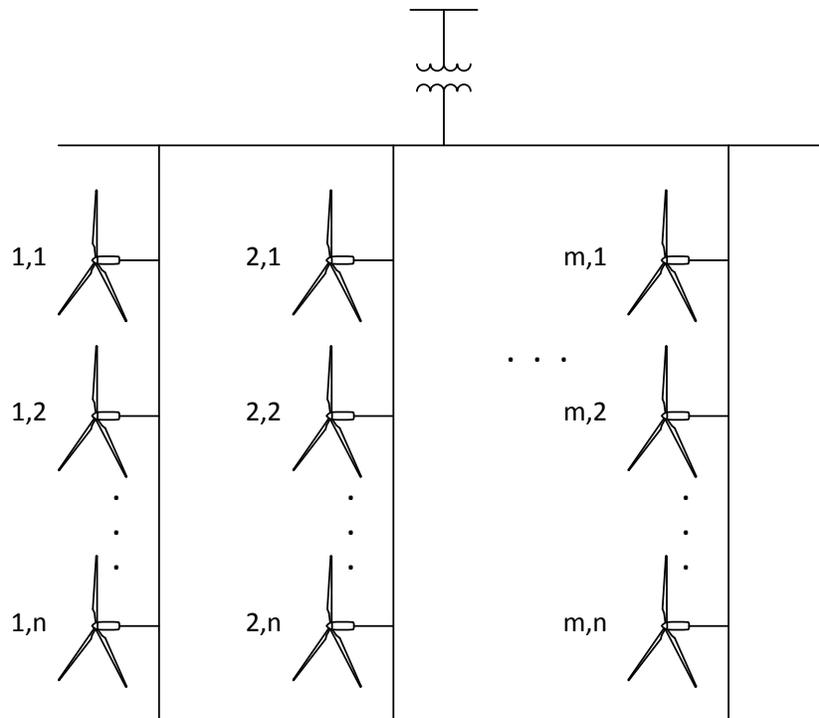


Figura 3.12. Representación de un parque eólico conectado a la red

3.7 CENTRALES FOTOVOLTAICAS

3.7.1 Componentes de un sistema fotovoltaico

3.7.1.1 Panel fotovoltaico

Este es el elemento por el cual se convierte la energía solar en energía eléctrica, el cual está compuesto por varios números de celdas solares y éstas en conjunto componen al panel fotovoltaico.

Las celdas solares se encargan de convertir la energía solar a energía eléctrica mediante capas delgadas de material semiconductor (normalmente silicio dopado). En las capas superiores se encuentran los contactos de metales frontales con una capa de antireflexión, es por eso que la celda tiene el color azul en sus superficie.

Las celdas en conjunto forman al panel fotovoltaico, y para conseguir el voltaje deseado, las celdas solares tendrán conexiones en serie y paralelo.



Figura 3.13. Central fotovoltaica.

Asimismo los paneles fotovoltaicos se configurarán de manera que se pueda conseguir el voltaje adecuado para la aplicación de generación deseada así como se muestra en Figura 3.13.

La Figura 3.14 muestra el modelo del panel fotovoltaico, donde se adecua para generar un cierto nivel de tensión. [10]

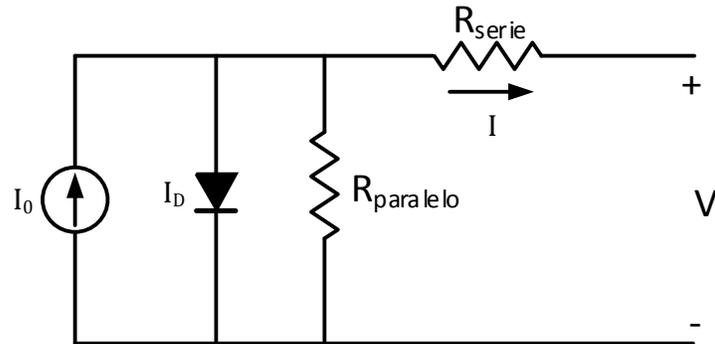


Figura 3.14. Modelo del panel fotovoltaico. [10]

3.7.1.2 Baterías

Es necesario tener en la instalación las baterías para la acumulación de energía cuando hay horas de autonomía (noches, y días nublados). [2]

3.7.1.3 Reguladores de carga

Este equipo se encarga de gestionar el consumo directo de las placas, las baterías y la carga de estas evitando sobrecargas o descargas profundas, alargando su vida útil. [2]

3.7.1.4 Convertidores e inversores

Los convertidores CD/CD son elementos que sirven para obtener un voltaje estable y se usa cuando las tensiones proporcionadas por el acumulador con la demanda no coinciden. En la sección 3.2 se hace énfasis a la electrónica de potencia.

Los inversores son convertidores CD/CA que permiten transformar la corriente continua de 12, 24 o 48 volts que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 125 o 220 V.

La cantidad de pulsos de corriente del lado de CD en el convertidor depende del número de fases en el lado de CA. [38]

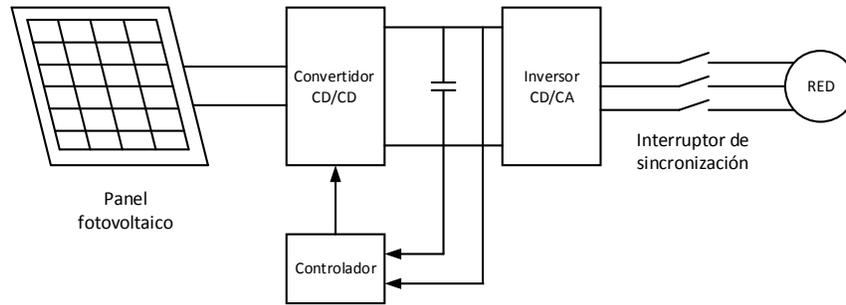


Figura 3.15. Diagrama de conexión de un panel solar a la red. [3]

Para la conexión del panel fotovoltaico a la red es necesario la conversión de la energía, es decir de corriente alterna a corriente directa como se muestra en la Figura 3.15.

3.8 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO

En el caso de la generación por medio de paneles fotovoltaicos como es mostrado en la Figura 3.16, también se compone de diversas m columnas o circuitos con n paneles que en conjunto pueden generar una cantidad de potencia considerable para la conexión a la red de potencia.

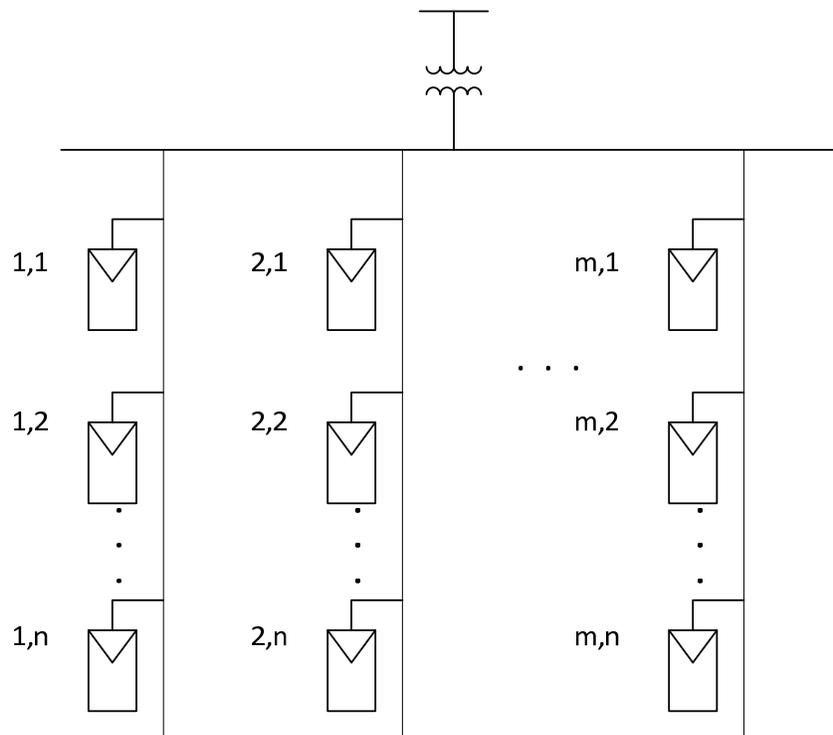


Figura 3.16. Representación de un parque fotovoltaico conectado a la red.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A DISTORSIÓN ARMÓNICA OCASIONADA POR FUENTES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS

4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

La metodología presentada en esta tesis muestra los pasos a seguir para evaluar problemas de distorsiones armónicas ocasionados por sistemas de generación eólicos y fotovoltaicos con el fin de garantizar el cumplimiento a los estándares internacionales. La Figura 4.1 esquematiza ésta metodología.

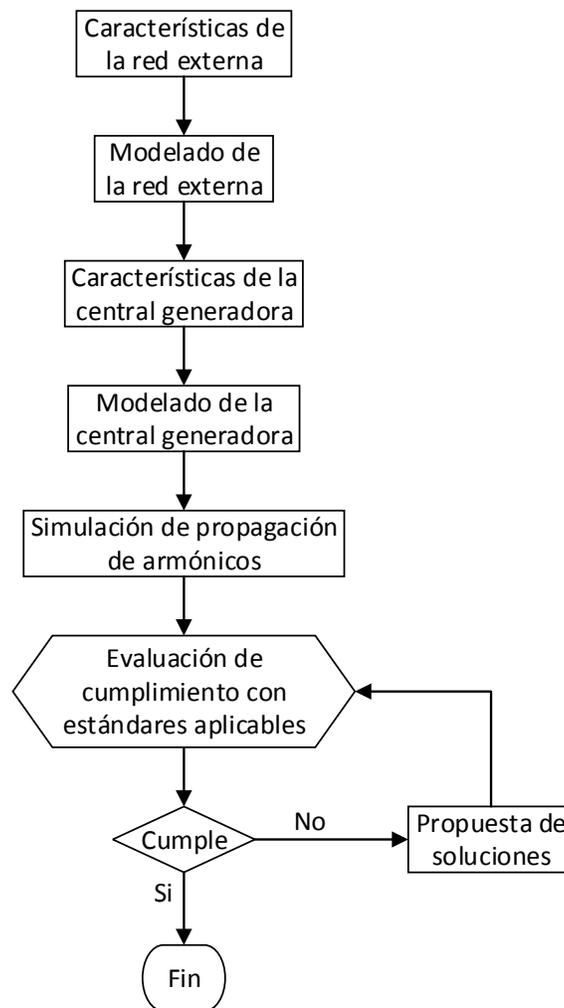


Figura 4.1. Diagrama de flujo para la metodología para la solución de armónicos en el sistema de generación

4.1.1 Características de la red externa

Este primer paso tiene como objetivo el delimitar el alcance de los elementos a incorporar en el estudio. Básicamente los sistemas eléctricos de potencia están conformados por elementos de comportamiento inductivo, capacitivo y resistivo. La combinación de estos comportamientos modifica la respuesta del sistema ante distintas frecuencias.

A lo largo de los años, el análisis a los sistemas eléctricos de potencia ha utilizado como punto de partida el nivel de corto circuito del punto bajo análisis, sin embargo, en estudios de propagación de armónicos no es suficiente el incluir únicamente el nivel de corto circuito.

En este trabajo se critican centrales eólicas o fotovoltaicas de gran escala, las cuales se conectan en niveles de alta y extra alta tensión. En estos niveles de tensión se disponen de elementos como capacitores en derivación, capacitores serie, reactores de potencia, compensadores estáticos de VARS, cargas de alto consumo no lineales, etc.

Adicionalmente, hoy en día las energías renovables obtienen el beneficio de ser subsidiadas de una u otra manera, por ello la posibilidad de tener conectadas más de una central renovable en una misma región resulta ser común. Por esto es indispensable el considerar centrales de energía renovables que se encuentren eléctricamente cercanas al punto bajo análisis.

No existe una regla para determinar el nivel de detalle que debe utilizarse en las simulaciones más allá del punto de interconexión, sin embargo la recomendación es incluir mínimamente de dos a tres subestaciones después del punto bajo análisis. No obstante a lo anterior, lo ideal es incluir elementos y detenerse hasta encontrar variaciones pequeñas respecto del resultado previo.

4.1.2 Modelado de la red externa

Se modelan los elementos que pudiera tener un relativo impacto en el comportamiento de la impedancia en función de la frecuencia.

Los principales elementos a modelarse son: capacitores en derivación, capacitores serie, reactores de potencia, compensadores estáticos de VARS, cargas de alto consumo no lineales, generadores síncronos, generadores asíncronos, cables de potencia, líneas de transmisión, transformadores de potencia y esquemas remediales.

Para el caso de elementos pasivos y generadores síncronos, el modelado debe considerar el comportamiento de la impedancia en función de la frecuencia. Los activos pueden ser considerados como fuentes de corrientes armónicas, sin embargo, es necesario incorporar la máxima aportación a cada armónica.

4.1.3 Características de la central generadora.

Las características de la central generadora hace referencia a los elementos que se tienen en el lado de generación tales como, generadores síncronos o asíncronos, bancos de capacitores, filtros, compensador estático de VARS, conductores, transformadores de potencia, transformadores de unidad de generación, líneas de transmisión, distancias de líneas de transmisión así como la topología de la central generadora, capacidades de voltaje y potencia que se manejan en el sistema de generación.

Particularmente las centrales eólicas y centrales fotovoltaicas a gran escala se construyen en extensiones de tierra muy grandes por lo cual utiliza cables de potencia para formar la red colectora, que en su totalidad puede resultar en longitudes de cable mayores a 2 km por alimentador.

Adicionalmente los códigos de red solicitan el cumplimiento a factores de potencia en los puntos de interconexión, lo que obliga en algunos casos a utilizar sistemas de compensación pasivos como reactores y capacitores o dinámicos como CEV's o STATCOM's.

Para cumplir los límites de distorsión armónica impuestos en los códigos de red, diversas centrales deciden instalar filtros de armónicos. La capacidad, la sintonización de estos filtros es información indispensable para la realización de estudios de propagación de armónicos.

Las centrales eólicas y centrales fotovoltaicas se conforman de varios aerogeneradores o inversores según sea el caso. Comúnmente estos cada uno de estos elementos se conecta al sistema colector a través del transformador de unidad. Estos transformadores pueden ser de dos o tres devanados. La conexión de estos transformadores tendrá un impacto significativo en el estudio de propagación de armónicos.

La subestación colectora también se conecta a través de cables de potencia y transformadores de potencia de media y alta tensión, así también se conectan filtros y elementos de compensación. Esta es una zona importante dentro de la generación pues la subestación colectora interactúa entre las unidades de generación mediante los transformadores de unidad y la línea de interconexión a través del transformador de potencia elevador de voltaje.

Finalmente la línea de transmisión se encuentra entre el transformador de potencia de la subestación colectora hasta el punto de interconexión. El comportamiento de la impedancia con respecto a la frecuencia variará conforme a las características del conductor, longitud y sus parámetros eléctricos.

4.1.4 Modelado de la central generadora

En este paso para el modelado de la central generadora se involucrará los elementos mencionados en las características del sistema de generación mediante los circuitos equivalentes para el estudio de armónicos. La respuesta de impedancia tendrá valores diferentes conforme al dominio de la frecuencia y a la interacción de los elementos que se conecten en el sistema.

4.1.5 Simulación de propagación de armónicos

Con el propósito de determinar el índice de armónicos en los sistemas de generación, se lleva a cabo la simulación de propagación de armónicos, misma que ayudará a estipular si los valores en voltajes o corrientes armónicos violen los límites de las normas, por lo es importante analizar detenidamente cada sección del sistema de generación, es decir, desde el punto de interconexión hasta el punto de generación (generadores fotovoltaicos y eólicos).

Con la ayuda del software DIGSILENT se obtienen los análisis de barrido de impedancia y espectro armónico en cada uno de los puntos seleccionados o puntos importantes de conexión ya sea buses o líneas.

Barridos de frecuencia

Comúnmente para el estudio de armónicos se lleva a cabo el análisis de barrido de frecuencia la cual determina la impedancia del sistema conforme al dominio de la frecuencia en el punto bajo análisis [39] [40]. Los resultados de barridos de frecuencia proporcionan a qué frecuencia o armónica se presenta una resonancia serie o paralelo.

Simulación de propagación de armónicos

Los valores obtenidos por el espectro armónico se utilizan para criticar la existencia de distorsión armónica por medio de valores excedentes con referencia a las normas aplicables.

4.1.6 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables

Con base a los espectros armónicos obtenidos a los distintos casos, se evalúa la existencia de violación de voltaje y/o corriente para cada armónica en base a las normas internacionales correspondientes para problemas de armónicos, es decir si el valor encontrado en los resultados de las simulaciones supera al límite solicitado por las normas aplicables, este es catalogado como un incumplimiento.

4.1.7 Propuesta de soluciones

En caso de existir violaciones en base a las normas internacionales, se procede a proponer soluciones para disipar los armónicos que se presenten.

Dependiendo el tamaño del problema, se proponen soluciones óptimas para la corrección de armónicos en el sistema de generación. No se puede proponer una solución para todos los problemas de violación de armónicos, pues cada problema se manifiesta de manera diferente y por consiguiente se encuentran diversas maneras para solucionar este tipo de problemas.

Las soluciones más factibles para la disipación de armónicos es la instalación de filtros sintonizados a una o varias frecuencias en específicas, el cambio de las

conexiones de los transformadores, y cambio o reconfiguración de los elementos del sistema de generación.

4.2 METODOLOGÍA APLICADA A SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA

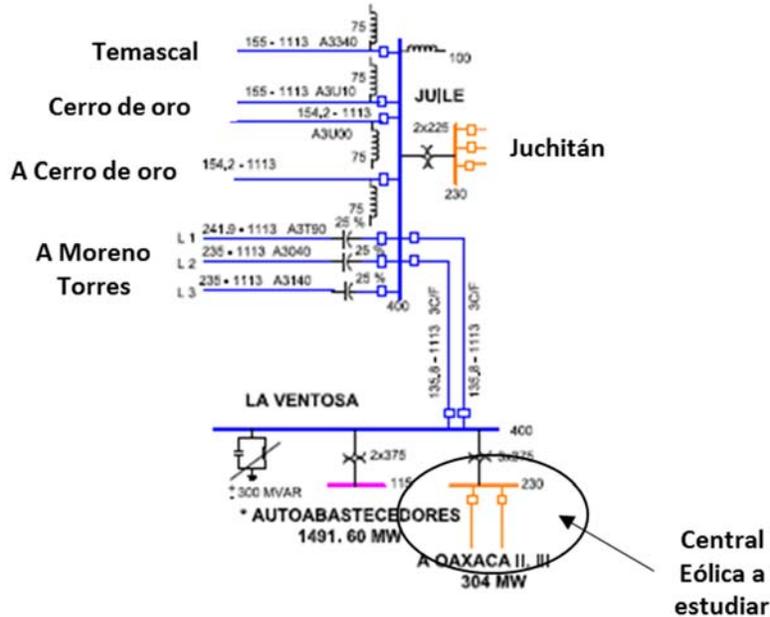


Figura 4.2. Red eléctrica de Oaxaca.

Como primer caso de aplicación se utiliza una central eólica de 100 MW de capacidad. En la Figura 4.2 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la conexión de la central eólica con la red externa.

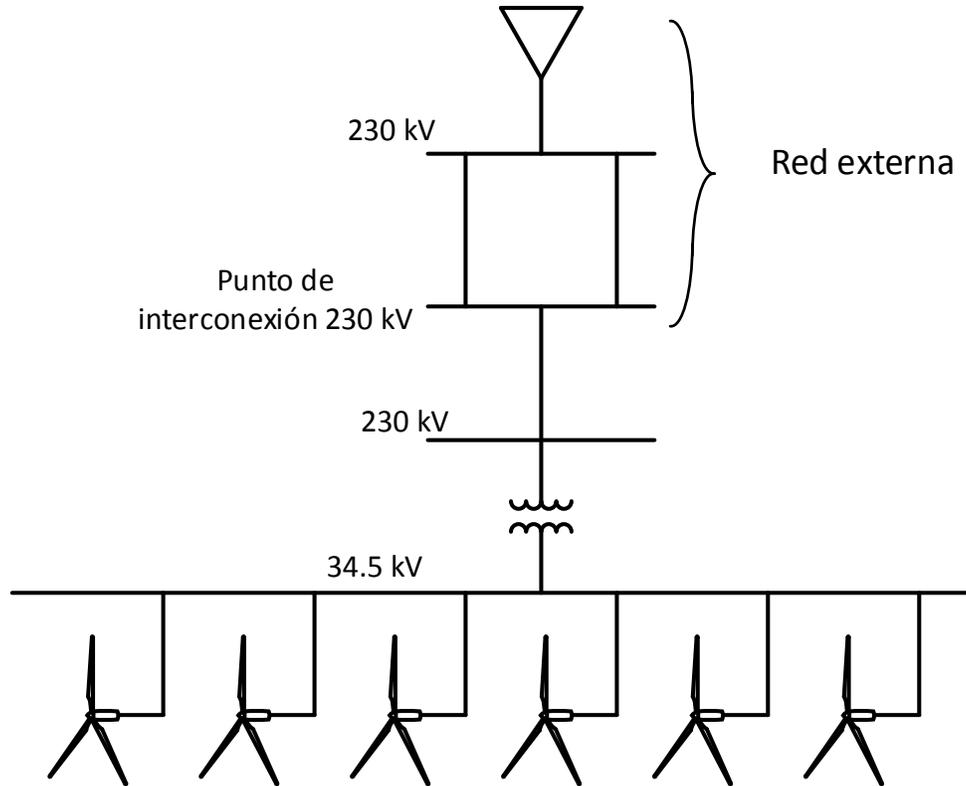


Figura 4.3. Diagrama unifilar de la central eólica.

4.2.1 Características de la red Externa

La central eólica bajo análisis se encuentra ubicada en el sureste del Sistema Eléctrico. Esta región se caracteriza por su alta generación hidroeléctrica, la cual es transmitida al centro del país mediante líneas de extra alta tensión de 400 kV, algunas de ellas compensadas en serie.

El punto de interconexión concentra la generación proveniente de otras centrales eólicas.

El punto de interconexión tiene como características:

$$\text{Voltaje} = 230 \text{ kV}$$

$$S_{cc} = 5672.813 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = 14.24 \text{ kA}$$

El punto de interconexión se deriva del sistema eléctrico mediante dos líneas de transmisión aisladas y operadas en 230 kV. Cada línea tiene una longitud

aproximada de 50 km. El calibre utilizado es de 1113 ACSR de un conductor por fase.

Por las restricciones de acceso a la información pública sólo se incluirá en las simulaciones una subestación más allá del punto de interconexión. No está demás el comentar que en caso de disponer de toda la información ésta debería ser incluida considerando las recomendaciones de un estudio de propagación de armónicos.

4.2.2 Modelado de la red externa

4.2.2.1 Líneas de transmisión

A medida de que la longitud de los conductores sean de tramos largos, el valor capacitivo aumenta por lo que es importante aplicar un estudio de resonancias armónicas antes de hacer una instalación en líneas de transmisión. [41]

Para las líneas de transmisión normalmente se presentan resonancias a bajas frecuencias por ejemplo para las armónicas 5, 7, 11 y 13, en algunos casos la resonancia de tercera armónica también puede aparecer.

Se modela mediante el circuito de parámetros distribuidos, en serie se incorpora la R y la reactancia inductiva estos dos elementos representan la caída de voltaje, y en paralelo se incorpora la reactancia capacitiva, el cual permite mostrar la compensación a la caída de voltaje ocasionada por el elemento serie (particularmente para longitudes largas). Para obtener los valores de los parámetros es necesario calcularlos de acuerdo con las propiedades físicas de los conductores al valor de la frecuencia fundamental del sistema. En la siguiente figura se presenta el modelo pi exacto para el análisis de armónicos en las líneas de transmisión. [42]

$$Z_{nominal} = (R_0 + jhX_0)l \quad (4.1)$$

$$Y_{nominal} = jhB_0l/2 \quad (4.2)$$

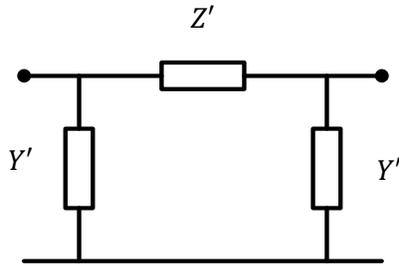


Figura 4.4. Modelo pi de parámetros distribuidos de líneas de transmisión en el dominio de la frecuencia. [42]

$$\alpha = \sqrt{(r + j\omega l)j\omega c} \quad (4.3)$$

$$Z_{exacta} = Z_{nominal} \frac{\sinh(\alpha L)}{\alpha L} \quad (4.4)$$

$$Y_{exacta} = 2Y_{nominal} \frac{\tanh\left(\frac{\alpha L}{2}\right)}{\alpha L} \quad (4.5)$$

Donde

α = Constante de propagación

$Z_{nominal}$ = Impedancia nominal

$Y_{nominal}$ = Admitancia nominal

R_0 = Resistencia característica

X_0 = Reactancia característica

B_0 = Susceptancia característica

l = Longitud de la inductancia serie

h = Número de armónica

Z_{exacta} = Impedancia serie equivalente

Y_{exacta} = Admitancia paralelo equivalente

L = Longitud de la línea

La relación entre los valores de voltaje y corriente con respecto a la entrada y salida se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_E \\ I_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Para estos valores correspondientes se tienen las siguientes expresiones

$$A = \cosh(\alpha l) = \cosh(\sqrt{ZY}) \quad (4.7)$$

$$B = Z_c \sinh(\alpha l) = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \sinh(\sqrt{ZY}) \quad (4.8)$$

$$C = \frac{1}{Z_c} \sinh(\sqrt{ZY}) \quad (4.9)$$

4.2.2.2 Red externa equivalente

El efecto de la red externa equivalente se realiza a través del uso del equivalente de Thevenin, en la Figura 4.5 se muestra este equivalente.

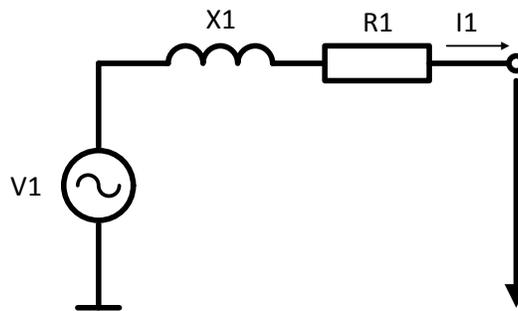


Figura 4.5. Modelo para red externa equivalente. [39]

4.2.3 Característica de la central generadora

Se analiza una central con capacidad de 100 MW de generación, esta central maneja capacidades de transmisión de 34.5 kV y 230 kV.

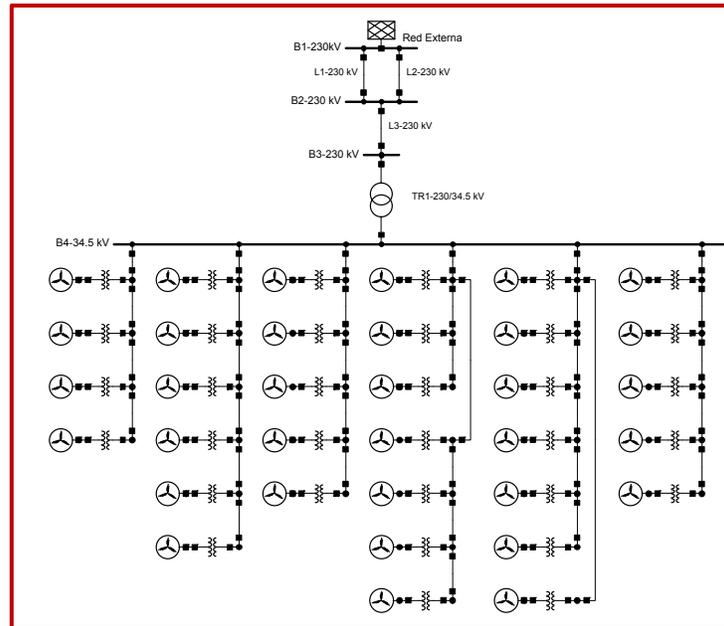


Figura 4.6. Diagrama unifilar del parque eólico.

Para tener la capacidad de 100 MW de generación, se conectan 34 aerogeneradores doblemente alimentados de 3.4 MW a 1 kV cada uno, asimismo se divide entre 6 ramales que juntos se conectan al bus colector B4 a 34.5 kV. La configuración de los ramales es:

- Circuito A: 4 aerogeneradores.
- Circuito B: 6 aerogeneradores.
- Circuito C: 5 aerogeneradores.
- Circuito D: 7 aerogeneradores.
- Circuito E: 7 aerogeneradores.
- Circuito F: 5 aerogeneradores.

Como se muestra en la Figura 4.6 el número total de transformadores de la configuración del sistema de generación es de 35 transformadores el cual 34 transformadores con una capacidad de 3.4 MVA son elevadores de voltaje y están conectados con los aerogeneradores por lo que su relación de voltaje es de 1 kV/34.5 kV y relación X/R de 6%. El transformador elevador localizado entre los

buses B3 y B4 tiene una capacidad de 133 MVA con relación de transformación de voltaje de 34.5 kV/230 kV y relación X/R de 12%.

La central tiene un total de 72 buses el cual, 34 buses están asignados para bajo voltaje es decir con capacidad de operación de 1 kV, asimismo 35 buses que operan con 34.5 kV la cual uno de estos buses (B4) funciona como colector de los 6 circuitos dónde se encuentran los aerogeneradores. Los tres buses restantes que son el B1, B2 y B3 operan a un voltaje de 230 kV.

Las líneas que se encuentran en el sistema de generación se componen de un total de 38 líneas de las cuales se presentan los calibres: 1000 kcmil, 750 kcmil, 500 kcmil y 250 kcmil. Todos estos calibres de las líneas funcionan a distintos valores de voltajes, por lo que no se define el calibre para un voltaje en específico.

4.2.4 Modelado de la central generadora

4.2.4.1 Transformadores de dos devanados

Son considerados como elementos lineales dónde su impedancia armónica es similar a un elemento pasivo, la ecuación (4.10) presenta la expresión para este modelado.

Para el modelado del transformador se puede hacer mediante su valor de impedancia del corto circuito. En la Figura 4.7 La inductancia y la resistencia dependen de la frecuencia, esto es por los devanados internos del transformador y en cuanto a la capacitancia solamente se verá afectada a frecuencias superiores a 4 kHz, por lo cual este último efecto no se modela para análisis de armónicos convencionales. [43]

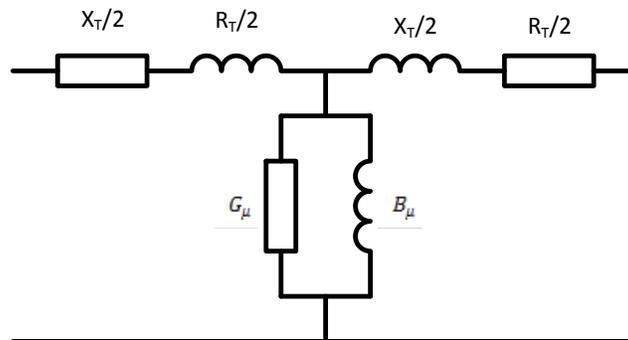


Figura 4.7. Modelo del transformador para estudio de armónicos en secuencia positiva y negativa. [39]

$$Z_t = R\sqrt{h} + jX_t h \quad (4.10)$$

Donde

R = Resistencia considerada a partir de las pérdidas del transformador

X_t = Reactancia de corto circuito del transformador

Se debe tomar en cuenta la conexión del transformador cuando se presenten las armónicas en secuencia cero en el sistema. El efecto de saturación del transformador puede ser representado como una fuente que inyecta corrientes armónicas. [44]

4.2.4.2 Aerogeneradores

Los aerogeneradores doblemente alimentados utilizan electrónica de potencia parcialmente para conectarse a la red colectora, por ello se utilizará el modelado de fuente de corriente armónica indicado en la sección 3.5.5. [45]. En la figura muestra el modelo del aerogenerador Figura 4.8

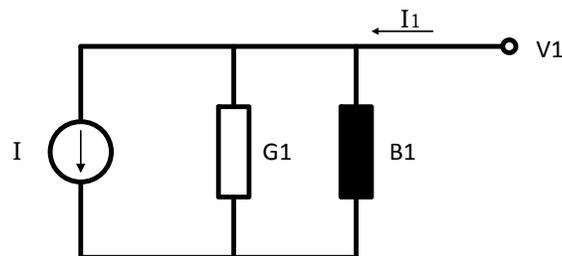


Figura 4.8. Modelo del aerogenerador. [39]

4.2.4.3 Cables de potencia

Cuando las líneas presentan una longitud larga de hasta 240 km aproximadamente, se recomienda usar el modelo de parámetros distribuidos, sin embargo esta distancia se reduce al presentarse frecuencias superiores a la fundamental por lo que es necesario usar el modelo de parámetros distribuidos para condiciones de armónicas. En cualquiera de los casos se representa mediante el modelo π de parámetros distribuidos como se mostró en la Figura 4.4.

4.2.4.4 Capacitores y reactores

Para los valores de impedancia en condiciones de armónicas de capacitores y reactores se muestran en las siguientes ecuaciones:

$$X_L = 2\pi h f L \quad (4.11)$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi h f C} \quad (4.12)$$

Donde h es el orden de la armónica.

En el modelado del capacitor se usara la ecuación (4.11) y para el inductor la ecuación (4.12).

4.2.5 Simulación de propagación de armónicos

4.2.5.1 Simulación contemplando la red externa considerando líneas de transmisión.

Como caso base se analizará el sistema externo, el resultado de los flujos de potencia se observa en la Figura 4.9, dónde también nos muestra el diagrama unifilar equivalente para este estudio.

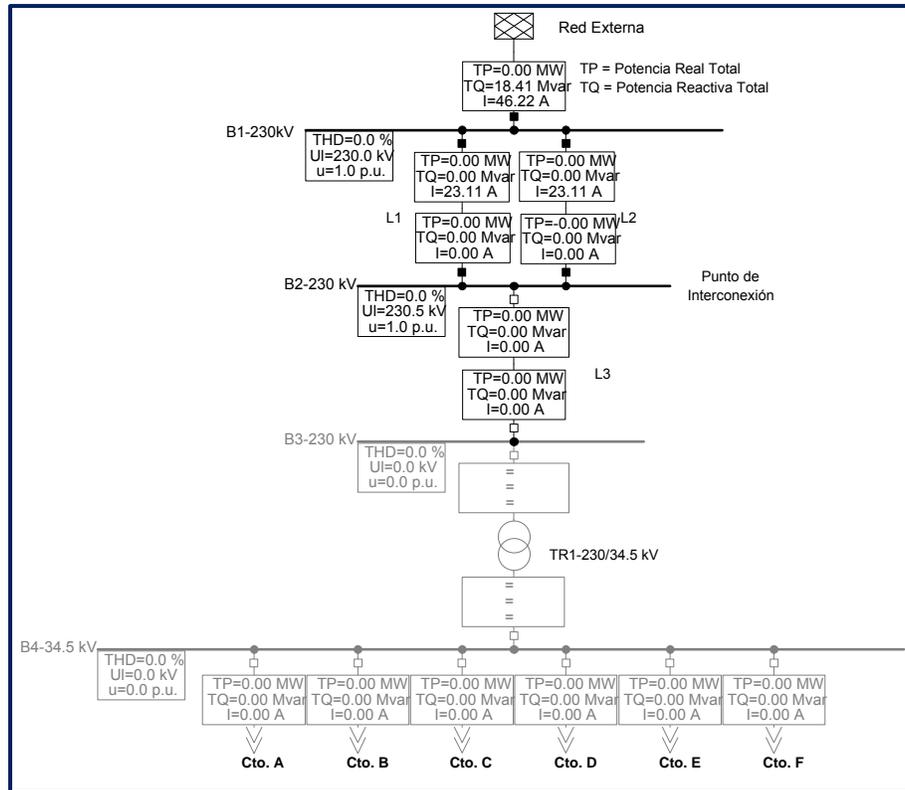


Figura 4.9. Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación, con los resultados de flujos de potencia.

La configuración para este estudio se conforma de los buses B1 y B2 (punto de interconexión) conectados con dos líneas en paralelo de 50 km cada uno. El resultado del flujo de potencia muestra el valor de 18.4 MVAR y 46 A, asimismo las líneas L1 y L2 conectadas entre estos mismos buses presentan un valor de potencia reactiva de 9.2 MVAR en el lado de B1-230 kV.

La solución del barrido de impedancia en función de la frecuencia del estudio de la red externa se presenta en la Figura 4.10.

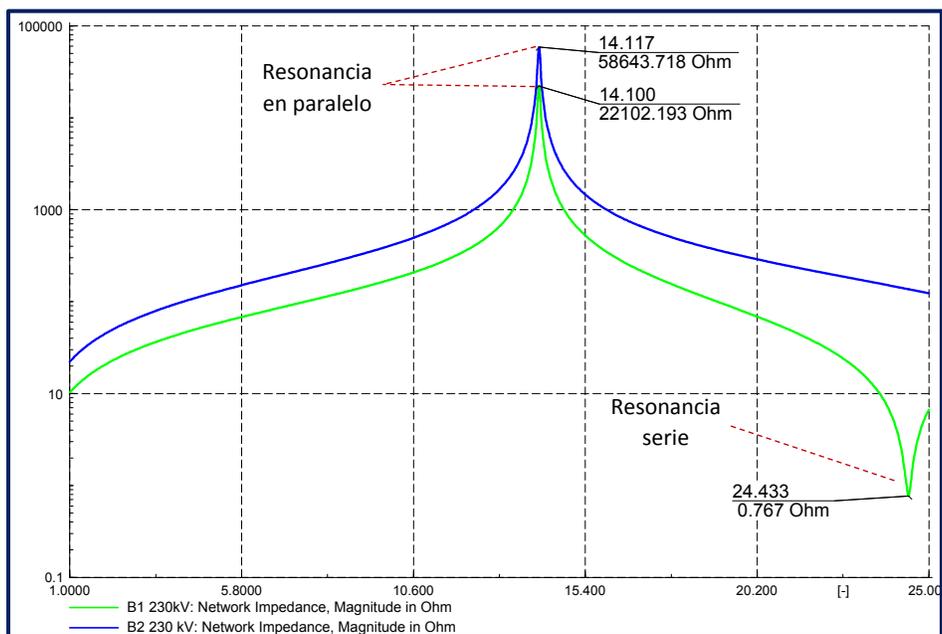


Figura 4.10. Barrido de impedancia de la red externa.

Como se puede observar, en el bus B1 y B2 ambos de 230 kV resuenan en la armónica de orden 14 esto es a 840 Hz con valores de impedancia de 22102 Ohms para el bus B1 y 58643 Ohms para el bus B2.

Este caso detalla el comportamiento natural del sistema externo, los parámetros de las líneas de transmisión contienen valores de resistencia, inductancias y capacitancias las cuales a cierta frecuencia los valores de la impedancia tienden a ser infinitos o cero y se podrá determinar si se presenta una resonancia serie o paralelo.

4.2.5.2 Simulación considerando la línea de interconexión.

En este caso se estudiará la red externa conectada con el bus B3 a través de una línea de 1 km de longitud.

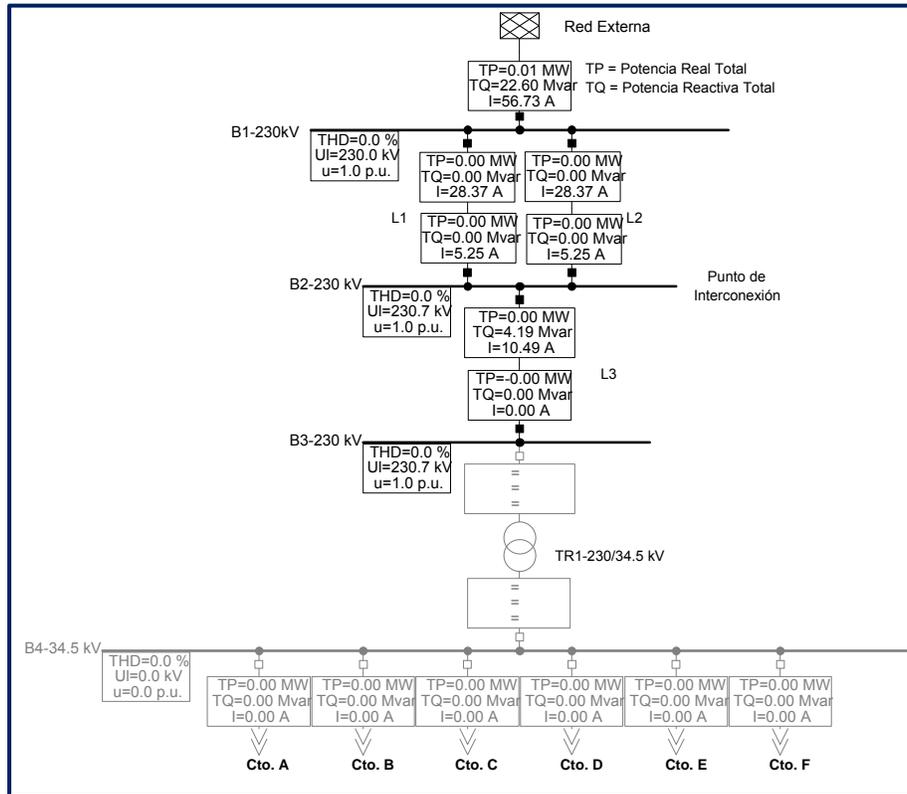


Figura 4.11. Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación conectado con el bus B3 con longitud de 1 km, con los resultados de flujos de potencia.

Los resultados obtenidos de la Figura 4.11 varían con respecto al caso (4.2.5.1), como se especificó al principio de este caso se incorpora la línea de transmisión L3-230 kV (línea de interconexión) con longitud de 1 km, por lo que se refleja el valor de 22.6 MVAR en contra con 18.4 MVAR del caso de la simulación anterior.

La Figura 4.12 muestra el barrido de impedancia para este caso.

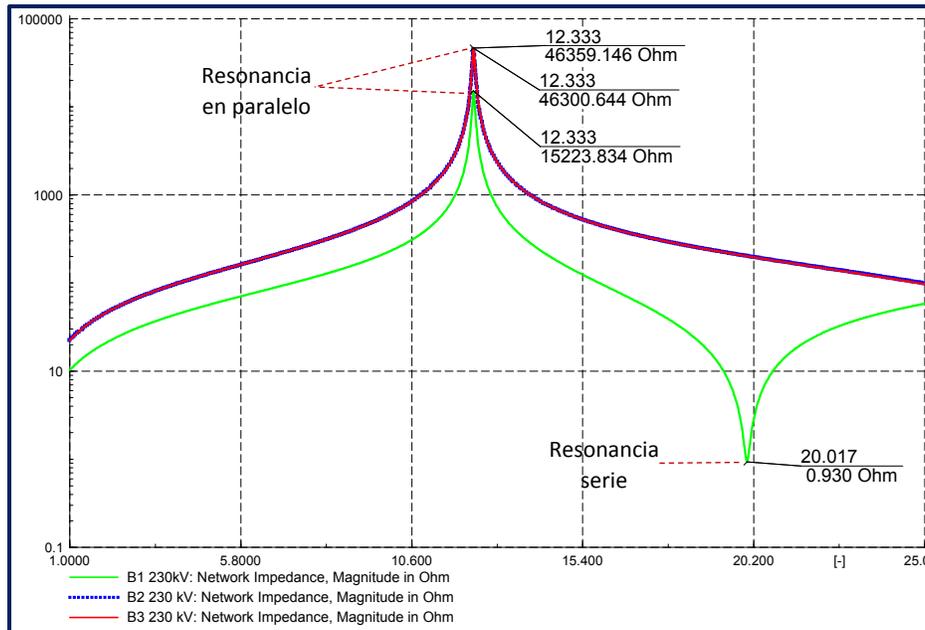


Figura 4.12. Barrido de impedancia de la red externa del sistema conectada con el bus B3.

Al igual que los resultados de los flujos de potencia, los barridos de impedancia de la Figura 4.12 también varían con respecto al caso de la sección (4.2.5.1). En el bus B1 con 15223 Ohms, el punto de interconexión (B2) y B3 con valores de 46300 Ohms, la cual todos estos valores de impedancia se presentan a una resonancia de a la frecuencia de 740 Hz (armónica del orden 12 aproximadamente).

Como se puede observar, los resultados del barrido de impedancia entre el bus B2 y B3 no varían significativamente, pues la longitud de la línea entre los buses no es tan considerable para una alteración de valores de impedancia.

4.2.5.3 Simulación considerando el transformador de potencia.

Se analizará el sistema de generación sin alimentadores conectados, la Figura 4.13 muestra el resultado de los flujos de potencia.

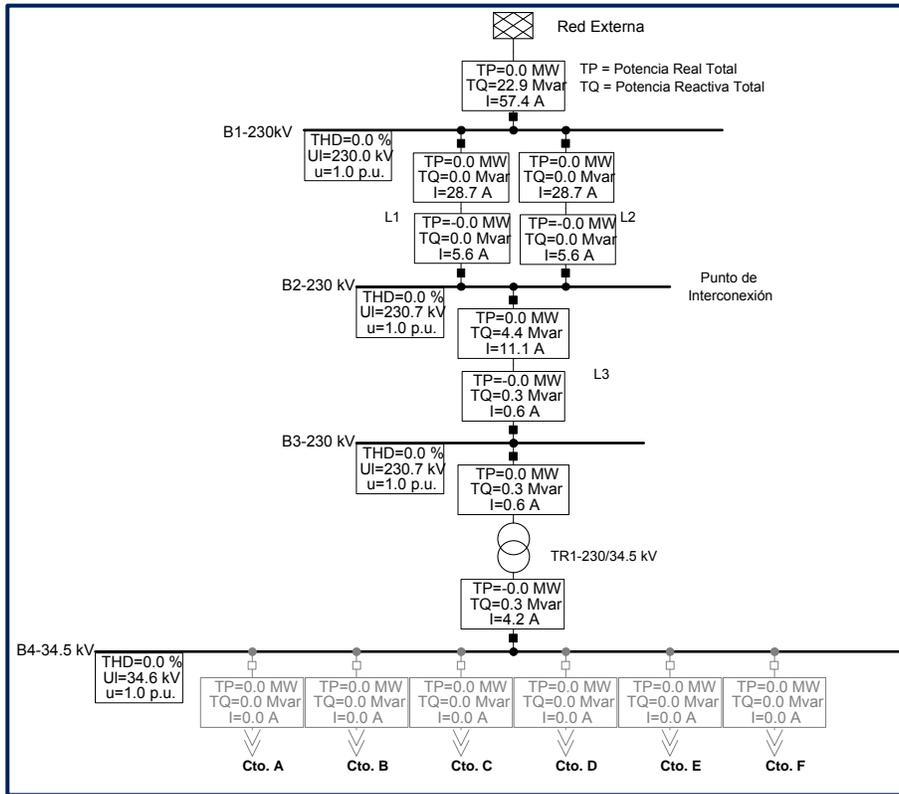


Figura 4.13. Diagrama unifilar equivalente de la central eólica de 100 MW sin alimentadores conectados.

El resultado de los flujos de potencia armónicos muestra el efecto capacitivo en la red externa de 22.9 MVAR. Se puede observar que en la línea de punto de interconexión L3 conectada al bus de interconexión B2 da un valor de 4.4 MVAR, mismos que se divide entre dos es decir 2.1 MVAR ya que están conectados las dos líneas L1 y L2 con la misma longitud en paralelo entre el bus B1 y B2.

Los valores actuales de los barridos de impedancia se muestran en la Figura 4.14, dónde se analizan los resultados de los buses B1 y B2, B3 y B4.

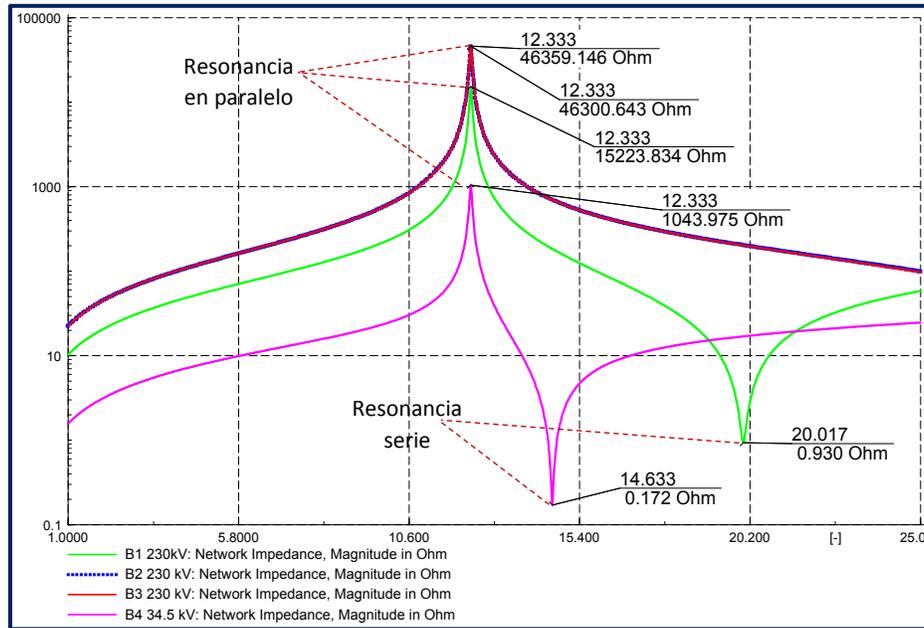


Figura 4.14. Barrido de impedancia del sistema de generación sin alimentadores conectados en Ohms.

La impedancia que se presenta en el bus B1 contra en bus B4 no generan un desplazamiento en cuanto a la resonancia pero si en cuanto a sus valores de impedancia que generan una diferencia de 141780 Ohms aproximadamente.

4.2.5.4 Simulación considerando los alimentadores de media tensión.

Para este caso se tiene el sistema de generación con los alimentadores conectados pero sin aerogeneradores activos; el objetivo para este caso es de observar el comportamiento del sistema de generación completo, con los elementos estáticos considerando todos los parámetros correspondientes para cada elemento del sistema.

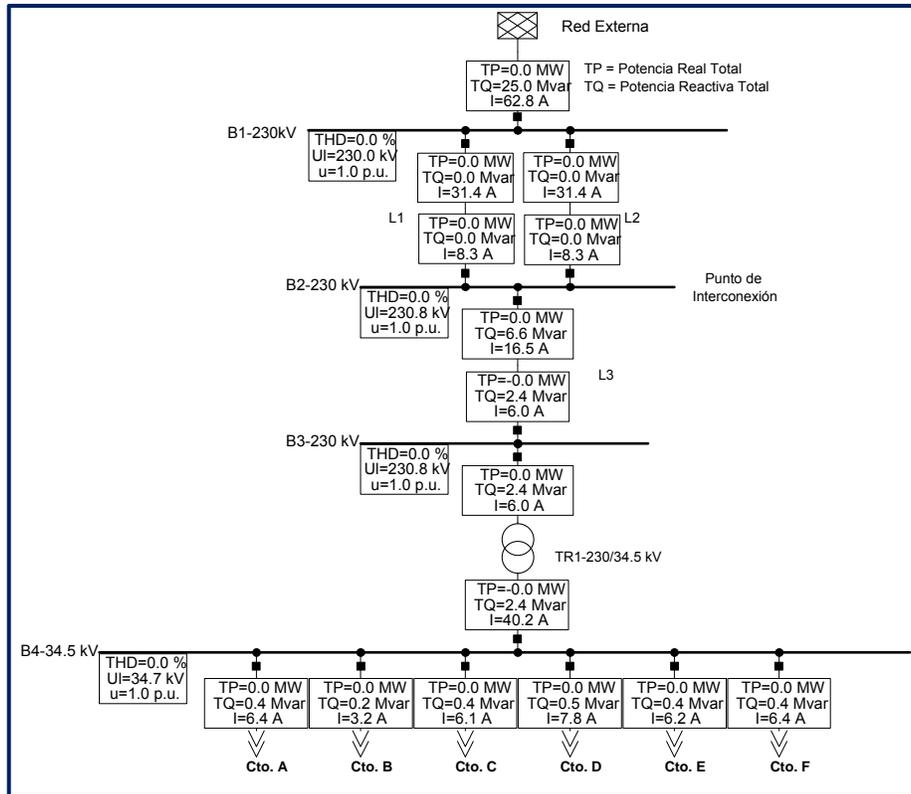


Figura 4.15. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación sin aerogeneradores conectados

El resultado de los flujos de potencia armónicos de la Figura 4.15 refleja una potencia reactiva en la red externa de 25 MVAR. Las líneas de transmisión en paralelo L1 y L2 presentan los mismos valores de potencia reactiva debido a que su longitud y parámetros son de las mismas características; sus valores reactivos en el lado del bus B1 son de 12.4 MVAR y en el lado del punto de interconexión B2 de 3.2 MVAR. La línea de interconexión transmisión L3 tiene su valor de potencia reactiva de 6.4 MVAR en el bus de interconexión B2 y 2.2 MVAR en el bus B3.

El transformador reporta un valor de potencia reactiva de 2.2 MVAR en sus dos terminales de alta y mediana tensión.

En la Figura 4.16 se encuentra el sistema sin aerogeneradores conectados.

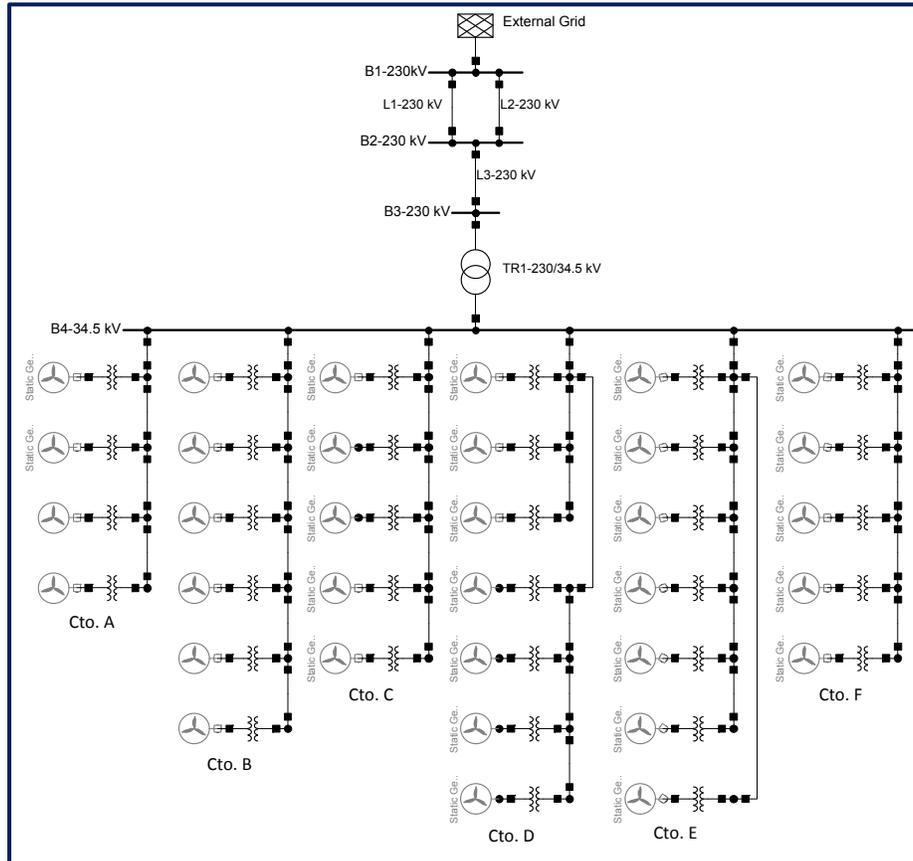


Figura 4.16. Diagrama unifilar del sistema de generación sin aerogeneradores conectados

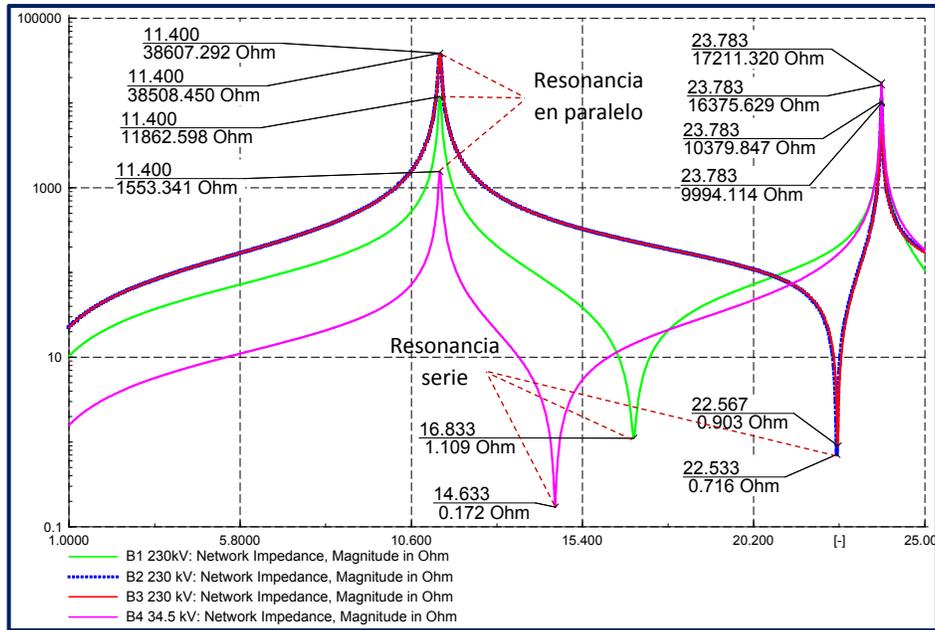


Figura 4.17. Barrido de impedancia del sistema de generación sin aerogeneradores conectados.

Los resultados de barrido de impedancia de la Figura 4.17 muestra que los buses B1 a B4 las resonancias paralelas se presentan a la frecuencia de 660 Hz (armónica vigésima) y vuelve a resonar a la frecuencia de 1380 Hz (armónica del orden 23), en ambos casos se obtiene una resonancia en paralelo.

4.2.1 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables.

4.2.1.1 Simulación considerando la conexión de aerogeneradores.

Nuevamente se hace el estudio de flujos de potencia armónicos del sistema para verificar que de acuerdo con la compañía suministradora, no esté por debajo o viole los valores de voltaje en por unidad en los buses, es decir de 0.95 a 1.05 p.u., desde la generación hasta el punto de conexión común, como se presenta en Figura 4.18.

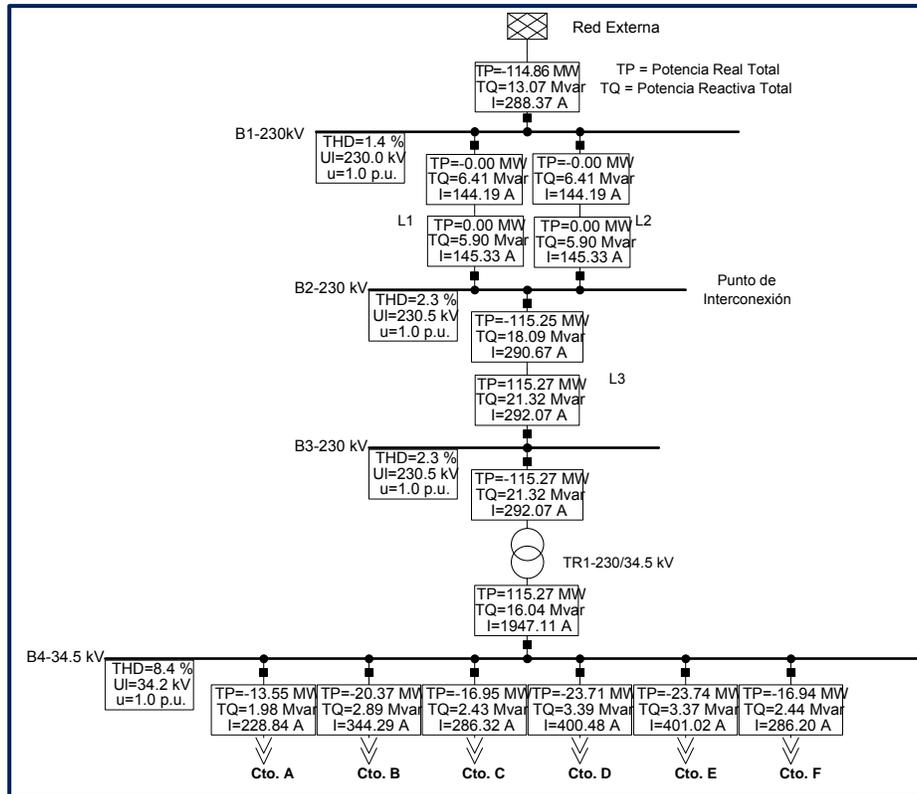


Figura 4.18. Diagrama unifilar equivalente con 2 líneas activas para el análisis de flujos de potencia.

La solución de flujos de potencia armónicos, muestra un valor de potencia reactiva en el bus colector B4 acumulada por los seis circuitos de generación de 16.4 MVAR, el cual se amplifica este valor a 21.3 MVAR en el bus B3 debido al transformador, asimismo en la línea de interconexión L3 disminuye el valor de potencia reactiva en la terminal del bus de interconexión B2 a 18 MVAR. Finalmente en la red equivalente cuenta con 13 MVAR.

La Figura 4.19 muestra el diagrama unifilar general de la central eólica con 34 aerogeneradores conectados.

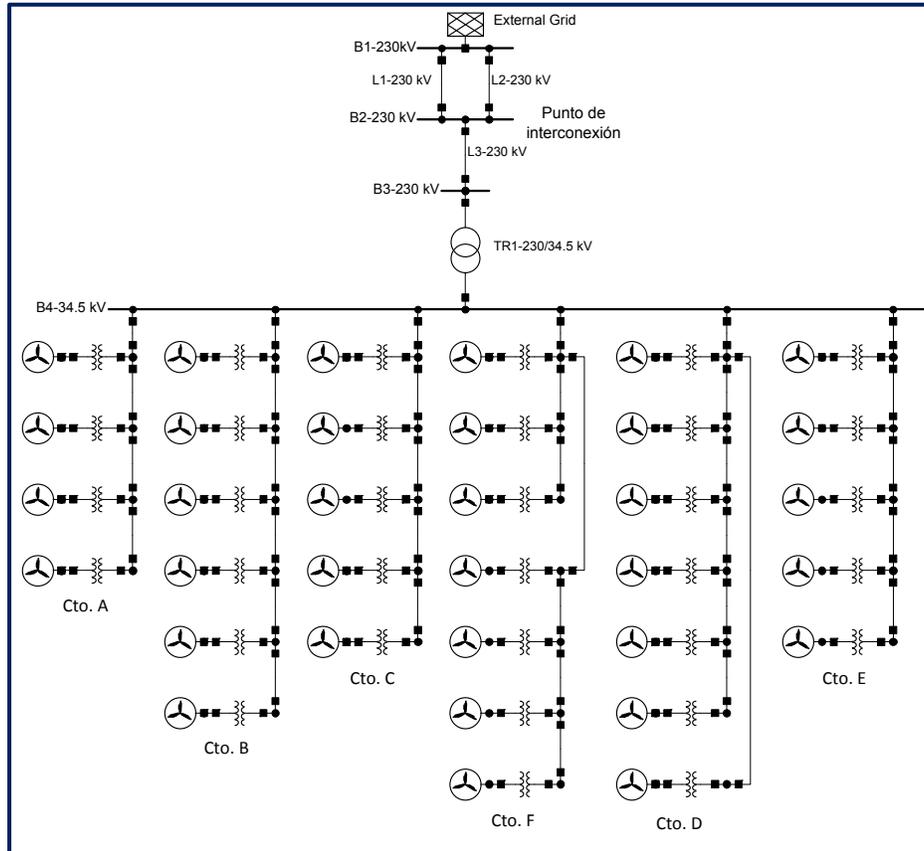


Figura 4.19. Diagrama unifilar general de la central generadora eólica de 100 MW con 34 aerogeneradores

Se procede a examinar el barrido de impedancia para la evaluación del sistema. La Figura 4.20 presenta el resultado de barrido de impedancia donde las resonancias paralelo se efectúan a las frecuencias de 660 Hz y 1420 Hz aproximadamente, mientras que la resonancia serie se presenta a diferentes frecuencias, es decir, para el bus B2 y B3 se efectúan una frecuencia aproximada de 1350 Hz, el bus B1 a la frecuencia de 1000 Hz, y por último el bus B4 a una frecuencia aproximada de 870 Hz.

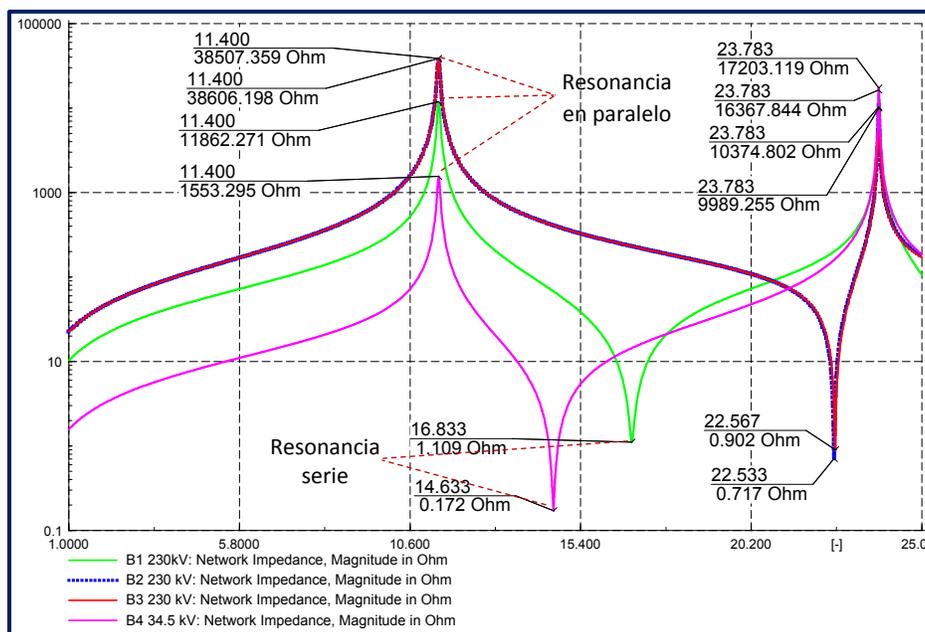


Figura 4.20. Barrido de impedancia de la central eólica con 2 líneas activas en Ohms.

El espectro armónico utilizado para este caso se obtuvo de los resultados de las mediciones de los aerogeneradores doblemente alimentados con capacidad de 3.4 MW [46], donde menciona que se hicieron las mediciones conforme a los lineamientos internacionales. En la Figura 4.21 se observa el espectro armónico de los aerogeneradores a usar en la configuración de los aerogeneradores en el programa DigSILENT para los resultados de las simulaciones.

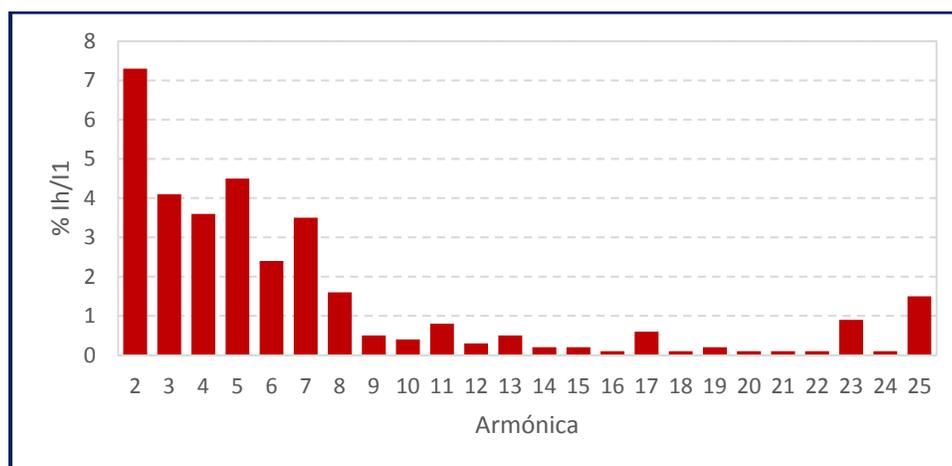


Figura 4.21. Espectro armónico obtenido a partir de mediciones de un aerogenerador doblemente alimentado. [46]

Para obtener estos resultados, se llevaron a cabo mediciones por un periodo de 8 a 13 días dónde se obtenían cada 10 minutos.

El funcionamiento del sistema de generación con dos líneas, no generan gran problema de distorsión armónica de voltaje puesto que en el resultado del espectro armónico no rebasa los límites normas conforme a la norma EN-50160.

Para la evaluación de cumplimiento con estándares aplicables en La Figura 4.22 presenta el espectro armónico de corriente emitido de la central eólica, y está basado conforme a la norma IEEE-std-519-1992 con valor de corriente de corto circuito mayor de 50 A, para voltajes mayores a 161 kV.

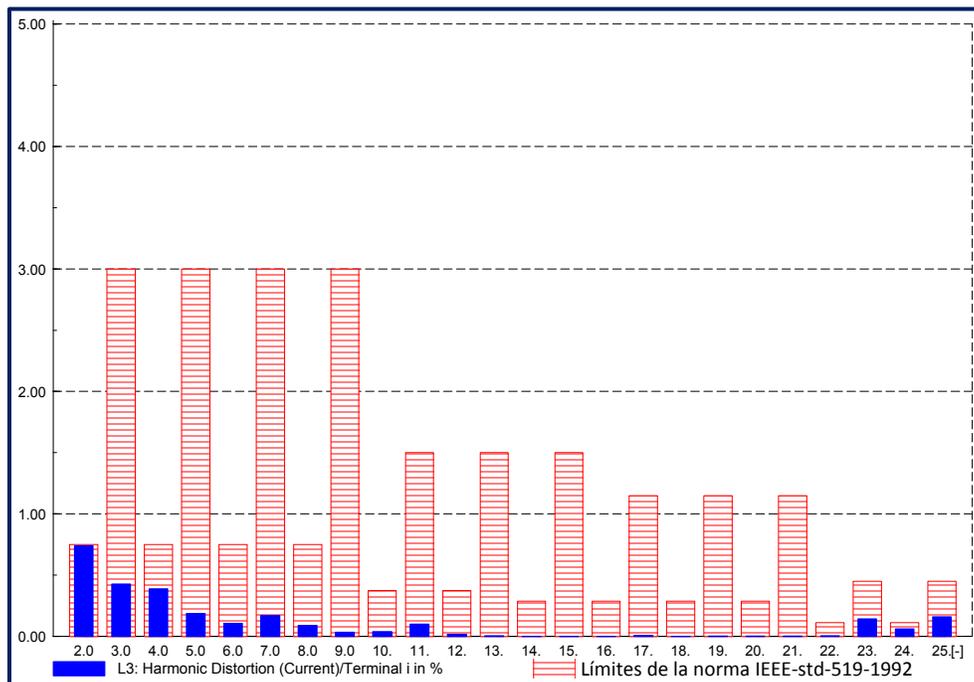


Figura 4.22. Espectro armónico de corriente de la central eólica en % de distorsión en la línea de interconexión L3.

El resultado muestra que no hay problemas de violación de corrientes armónicas en el punto de conexión [47]. La configuración del sistema para este caso tendrá una óptima operación.

4.2.1.2 Simulación bajo contingencia.

Para la presentación de este caso se requerirá que el sistema desconecte una línea que está en paralelo entre el bus B1 y B2 (P-I), esto es para ver los cambios del comportamiento del sistema entre el caso de la sección (4.2.1.1) y este caso y así ver los efectos que puedan alterar al comportamiento del sistema. La Figura 4.23 ilustra la solución de flujos de potencia.

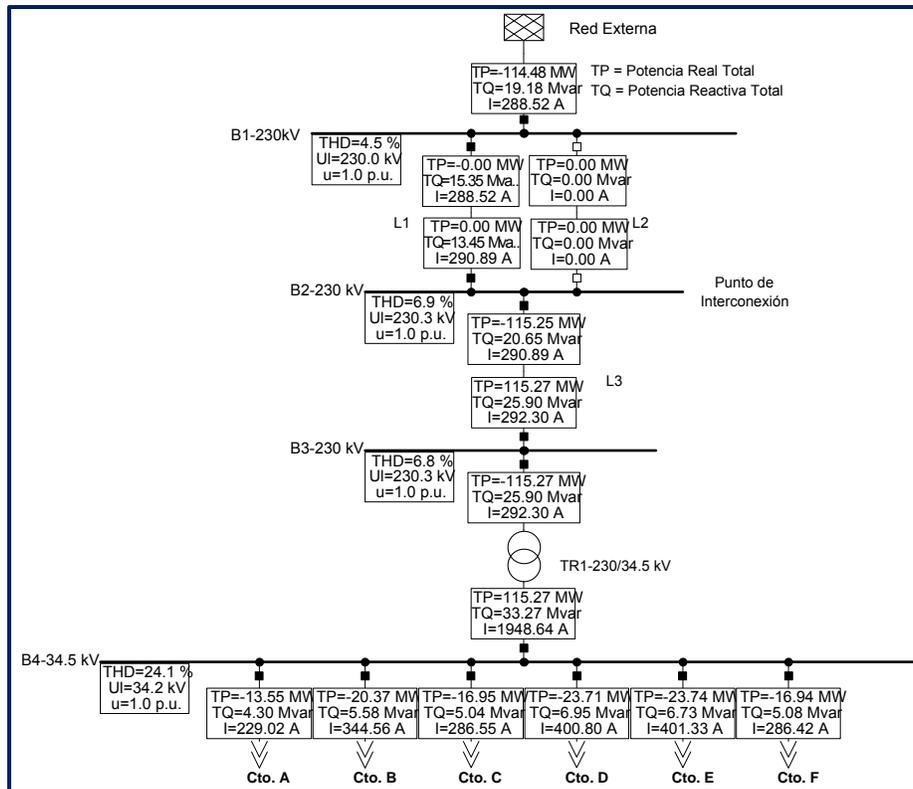


Figura 4.23. Diagrama unifilar equivalente de 34 aerogeneradores con una línea activa para el análisis de flujos de potencia.

La solución de los flujos de potencia de este caso no detecta problema alguno puesto que no se presentan caídas de voltajes desde la generación hasta la red externa, por lo que cumple los requisitos para la transmisión. En cuanto a los valores de potencia reactiva en la red externa cambia de 13 MVAR del caso de la sección (4.2.1.1) a 19 MVAR para este caso.

El comportamiento de la impedancia en función de la frecuencia para esta configuración se observará en la figura siguiente con el barrido de impedancia.

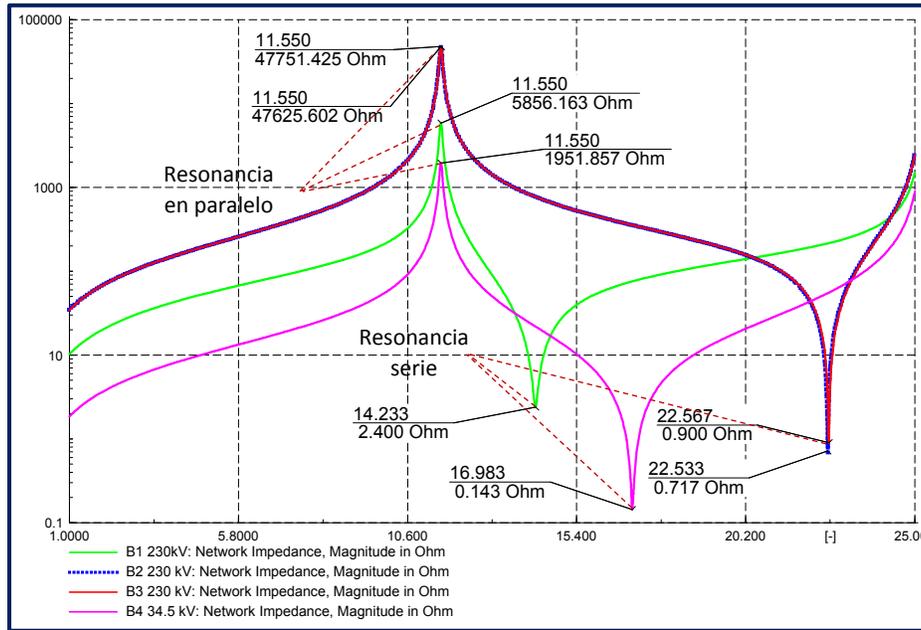


Figura 4.24. Barrido de impedancia de la central eólica con una línea activa entre el bus B1 y B2 en Ohms.

El barrido de impedancia presenta las resonancias en los buses B1 a B4 en la armónica de orden 11 las cuales los buses B2 (P-I) y B3 contienen mayor valor de impedancia de 47451 Ohms.

La resonancia serie se hace presente en el bus B1-230 kV con 2.4 Ohms a la frecuencia 14, el bus B2 y B3 a la misma armónica de 22 con 0.7 y 0.9 Ohms, y por último el bus B4 a la armónica de orden 17 con cero Ohms.

El último paso para este caso es examinar el resultado de la simulación de propagación de armónicos de la configuración del sistema. La Figura 4.25 proporciona los valores de distorsión armónica.

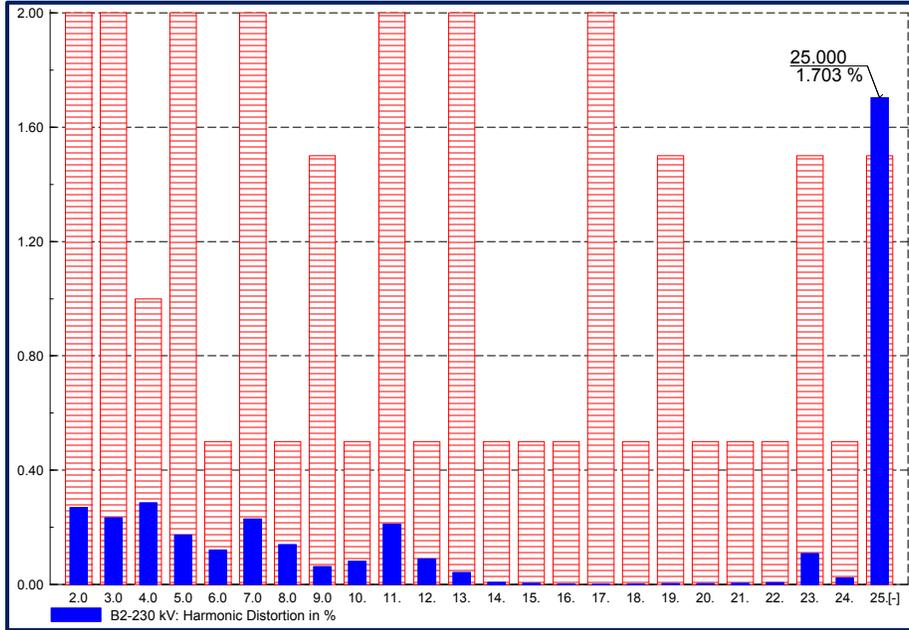


Figura 4.25. Espectro armónico de voltaje en el bus de interconexión B2 en % de distorsión, con contingencia en la línea L1.

4.2.2 Propuesta de solución.

4.2.2.1 Solución para el cumplimiento de la norma EN-50160.

Para el análisis anterior se pudo observar que la contingencia provoca una alteración en los valores de voltaje y corriente a la frecuencia correspondiente de la armónica de orden 25 (1500 Hz), por lo que se opta a instalar un filtro que permita disipar la dicha corriente armónica. La Figura 4.26 muestra nuevamente el análisis de flujos de potencia incluyendo el filtro que se tiene instalado en el bus B4-34.5 kV

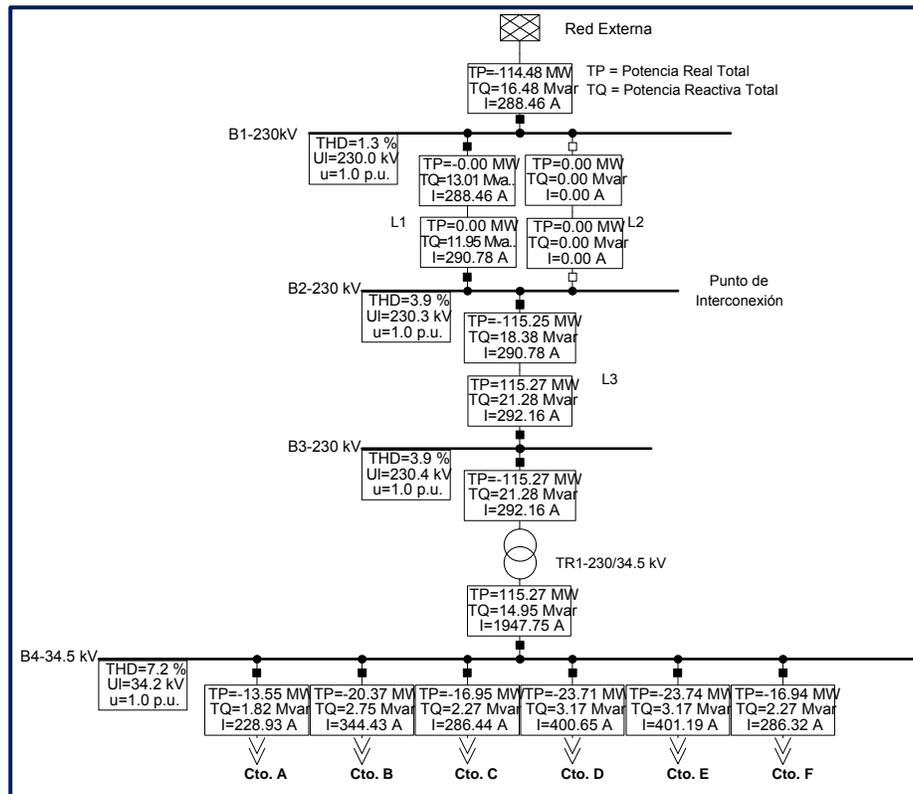


Figura 4.26. Diagrama equivalente de la central generadora eólica de 100 MW con contingencia en la línea L2-230 kV.

En la red externa se presenta un valor de potencia activa de 114.5 MW y 16.5 MVAR de potencia reactiva, en cuanto al voltaje se tiene 0.99 p. u. en el bus colector B4 y 1 p. u. en bus B1, por lo que mantiene una condición óptima para la transmisión de voltaje ya que se encuentra dentro de los rangos permisibles.

Por consiguiente la Figura 4.27 muestra la configuración dónde se muestran los generadores así como el filtro antes mencionado para la solución del problema de armónicas.

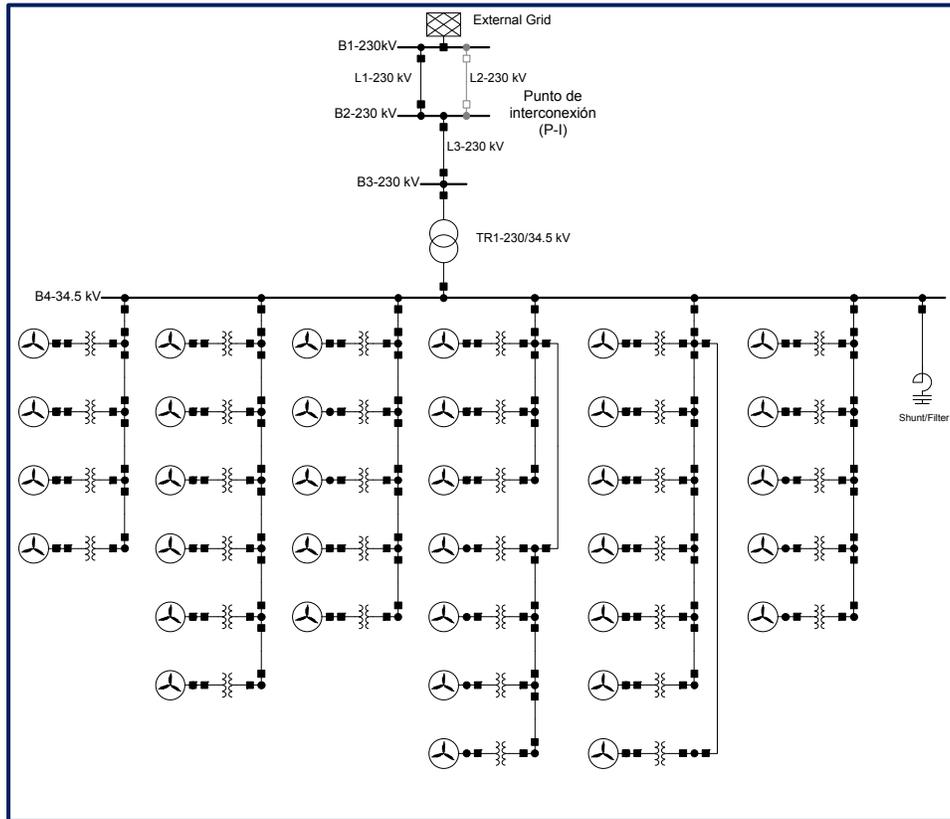


Figura 4.27. Diagrama general de la central eólica de 100 MW con contingencia en la línea L2.

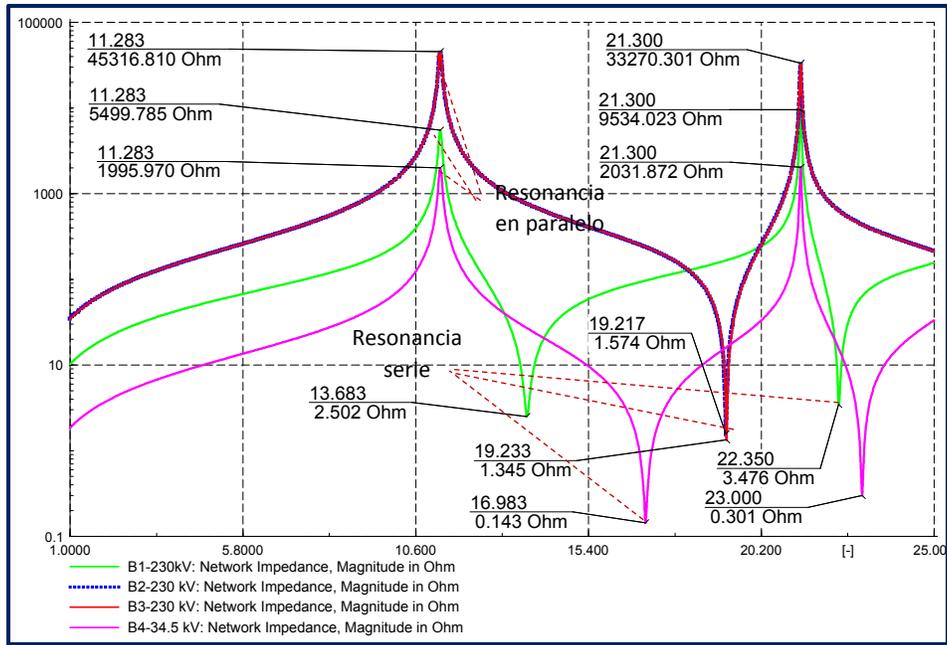


Figura 4.28. Barrido de impedancia presentando el efecto del filtro de sintonización sencilla conectado.

Como se mencionó anteriormente, para esta solución se utilizó un filtro R-L-C con una potencia de 250 kVAR sintonizado para la frecuencia de 1500 Hz es decir a la armónica de orden 25, así como un valor de factor de calidad de 30. Este factor permite que haya una resistencia de amortiguamiento para que la impedancia de la resonancia serie no llegue a un valor de cero. En la Figura 4.30 muestra la corriente absorbida por el filtro para la armónica de orden 25.

La Figura 4.29 muestra que el voltaje armónico ha disminuido debido a la aplicación del filtro R-L-C.

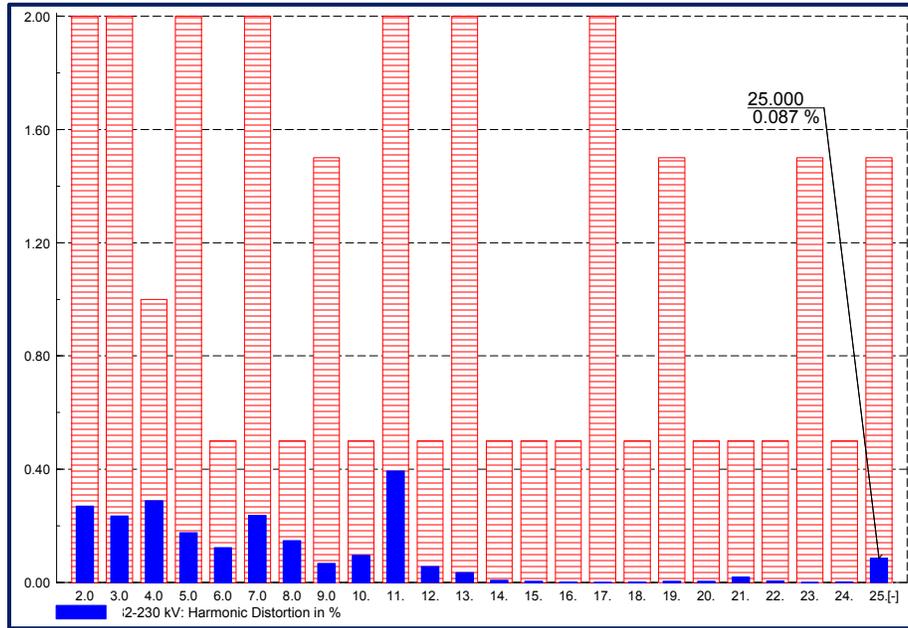


Figura 4.29. Espectro armónico de voltaje en el bus de Interconexión (B2-115 kV).

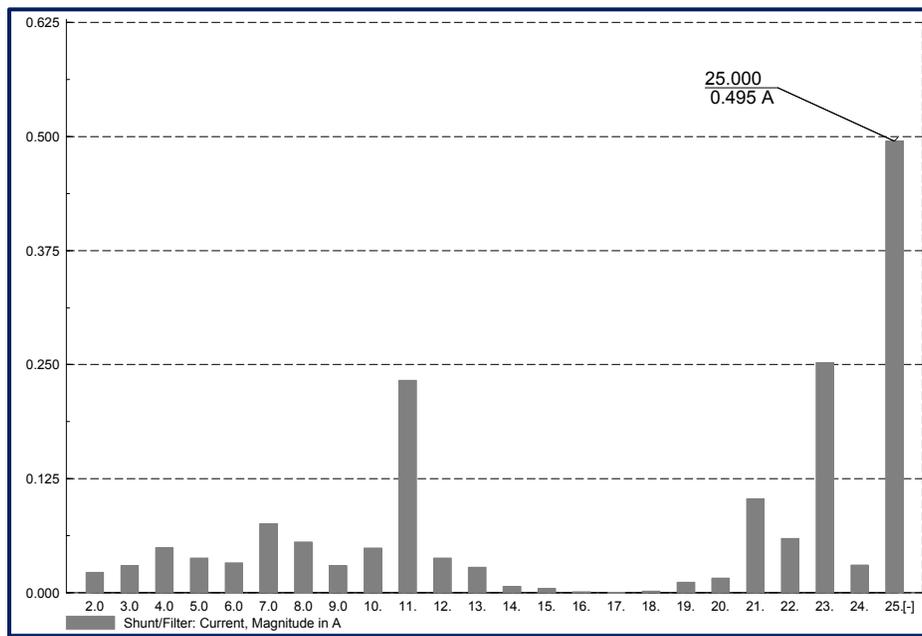


Figura 4.30. Espectro armónico del filtro.

4.3 METODOLOGÍA APLICADA PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

El sistema de generación a estudiar se encuentra en la zona de Baja California Sur como se muestra en la Figura 4.31.

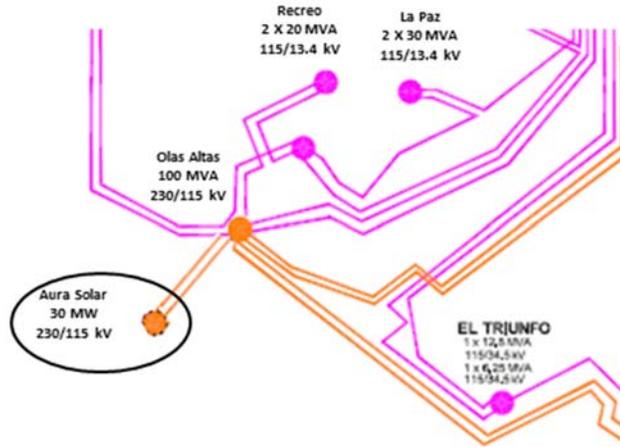


Figura 4.31. Red eléctrica de la zona Baja California Sur.

La Figura 4.32 muestra el diagrama unifilar simplificado de central generadora fotovoltaica de 30 MW conectado a la red externa

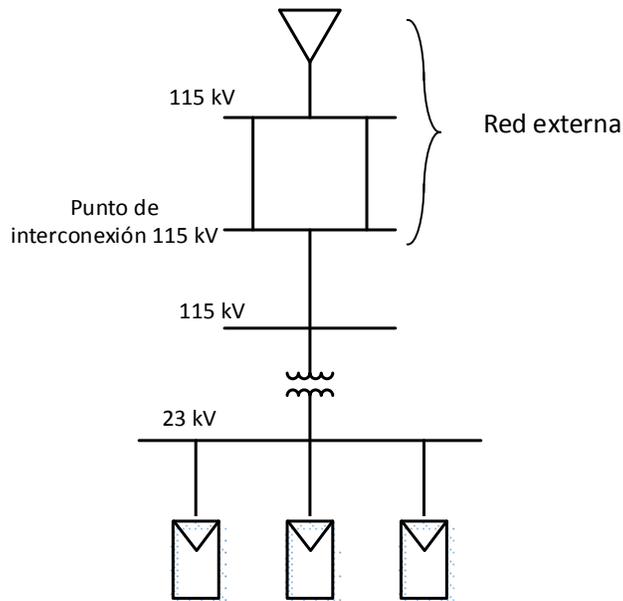


Figura 4.32. Diagrama unifilar simplificado de la central fotovoltaica.

4.3.1 Características de la red Externa

La central fotovoltaica bajo análisis se encuentra ubicada en Baja California Sur. Esta región se caracteriza por ser un sistema pequeño a comparación del sistema interconectado mexicano

El punto de interconexión transmite generación principalmente de ciclo combinado

El punto de interconexión tiene como características:

$$V_{taje} = 115 \text{ kV}$$

$$S_{cc} = 1000 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = 5.16 \text{ kA}$$

El punto de interconexión se deriva del sistema eléctrico mediante dos líneas de transmisión aisladas y operadas en 115 kV. Cada línea tiene una longitud aproximada de 15 km. El calibre utilizado es de 1113 ACSR de un conductor por fase.

Por las restricciones de acceso a la información pública sólo se incluirá en las simulaciones una subestación más allá del punto de interconexión. No está demás el comentar que en caso de disponer de toda la información ésta debería ser incluida considerando las recomendaciones de un estudio de propagación de armónicos.

4.3.2 Modelado de la red externa

Líneas de transmisión

Para este modelado se aplica el modelo π de parámetros distribuidos como se mostró en la sección 4.2.2.

Red externa equivalente

Así mismo como se mostró en la sección 4.2.2. se usará el equivalente de Thevenin para representar la red externa equivalente.

4.3.3 Característica de la central generadora

La central generadora fotovoltaica tiene como capacidad de generación de 30 MW, con capacidades de transmisión de 23 kV y 115 kV.

Se tiene un total de 39 paneles fotovoltaicos conectados de 800 kW a 345 v cada uno. En el bus colector B4 se reparten tres circuitos en donde se encuentran los paneles fotovoltaicos, por lo que su configuración es:

- Circuito A: 7 paneles fotovoltaicos.
- Circuito B: 16 paneles fotovoltaicos.
- Circuito C: 16 paneles fotovoltaicos.

El número total de transformadores de la central generadora es de 21 transformadores la cual 19 transformadores son de tres devanados con una capacidad de 880 kVA de lado de media y bajo voltaje y 1.75 MVA del lado de alto voltaje cuya relación de voltaje es de 345 V/23 kV, estos transformadores son elevadores de voltaje y están conectados a los paneles fotovoltaicos. También se tiene un transformador conectado a un panel fotovoltaico de 1 MVA con relación de voltaje de 345 V/23 kV, y relación X/R de 6%. El transformador elevador que se localiza entre el bus B3 y B4 presenta una capacidad de 35 MVA con relación de voltaje de 23 kV/ 115 kV y relación X/R en el lado de bajo y medio voltaje de 6% y 3% en alto voltaje.

La central cuenta con un total de 63 buses en donde 39 buses están en el lado de bajo voltaje es decir conectados con los paneles fotovoltaicos con capacidad de operación de 345 V, asimismo 21 buses están en mediano voltaje que operan con 23 kV la cual uno de ellos tiene como función colector los tres circuitos donde se encuentran los paneles fotovoltaicos. Los tres buses restantes operan en alto voltaje de 115 kV.

4.3.4 Modelado de la central generadora

En la sección 4.2.4 se mostraron el modelado de los elementos que también aplican para la central fotovoltaica, tales como el transformador, líneas, capacitores, reactores y líneas. Adicionalmente para esta central fotovoltaica se usa el transformador de tres devanados y paneles fotovoltaicos.

4.3.4.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos utilizan un inversor para conectarse a la red colectora, por ello se utilizará el modelado de fuente de corriente armónica indicado en la sección 3.5.5. [40] [48]

4.3.5 Simulación de propagación de armónicos

4.3.5.1 Simulación de la red externa considerando líneas de transmisión.

Para este primer caso se analizará el sistema externo como se presenta en la Figura 4.33 donde muestra los resultados de flujos de potencia armónicos así como el diagrama equivalente del sistema de generación fotovoltaica.

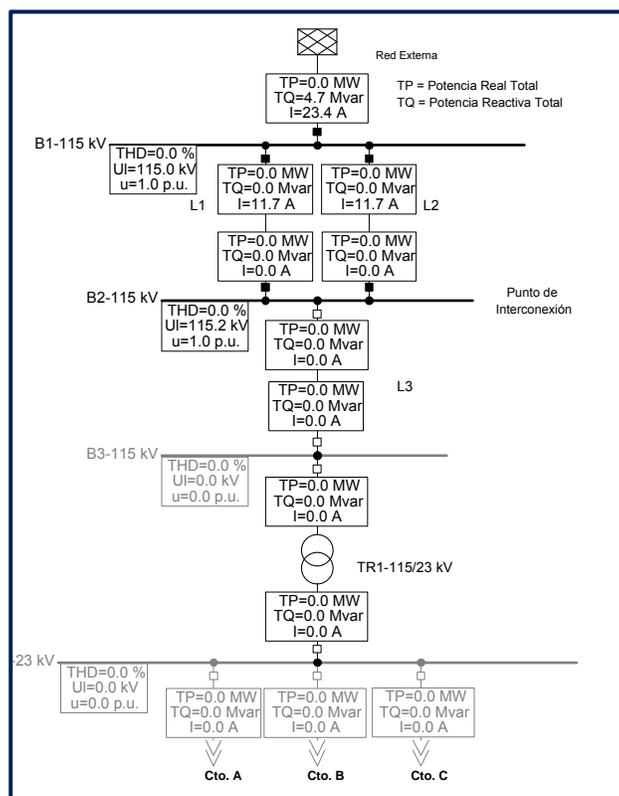


Figura 4.33. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaica, con los resultados de flujos de potencia.

La configuración del sistema para este estudio está compuesto por los buses B1 y B2 (P-I) de 115 kV, ambos conectados con dos líneas en paralelo con longitud de 50 km. Se muestra un resultado en la red externa de 4.7 MVAR y 23 Amperes generados, por lo que en las líneas L1 y L2 en el lado de B1-115 kV muestran un resultado de 2.3 MVAR.

La Figura 4.34 muestra el resultado del barrido de impedancia en función de la frecuencia de la red externa.

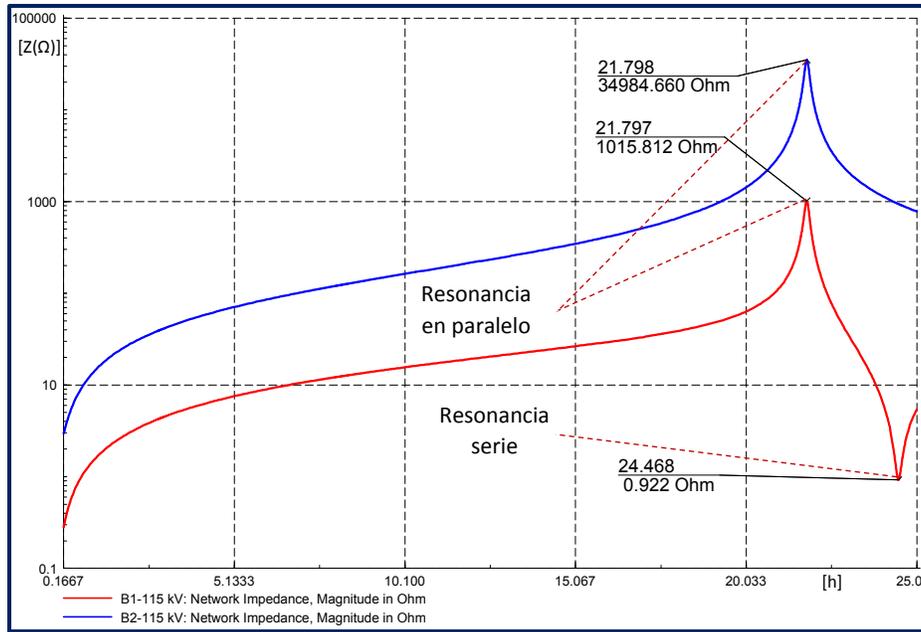


Figura 4.34. Barrido de impedancia de la red externa conformada solamente con los buses B1 y B2.

El resultado muestra que en el bus B1-115 kV presenta una resonancia serie y paralelo. Para la resonancia paralelo se presenta cerca de la armónica de orden 22 es decir a 1320 Hz aproximadamente con un valor de 1015 Ohms, el resultado para la resonancia serie se presenta en la armónica de orden 24 (1440 Hz aproximadamente) con un valor de 1 Ohm.

Para el caso del bus B2 (P-I) solamente presenta una resonancia en paralelo a la misma armónica del bus B1 con un valor de 34984 Ohms, por lo que es mucho mayor en comparación con el bus B1.

4.3.5.2 Simulación considerando la línea de interconexión.

En este caso se estudiará la red externa conectada con el bus B3-115 kV conectada con una línea de 2.95 km de longitud.

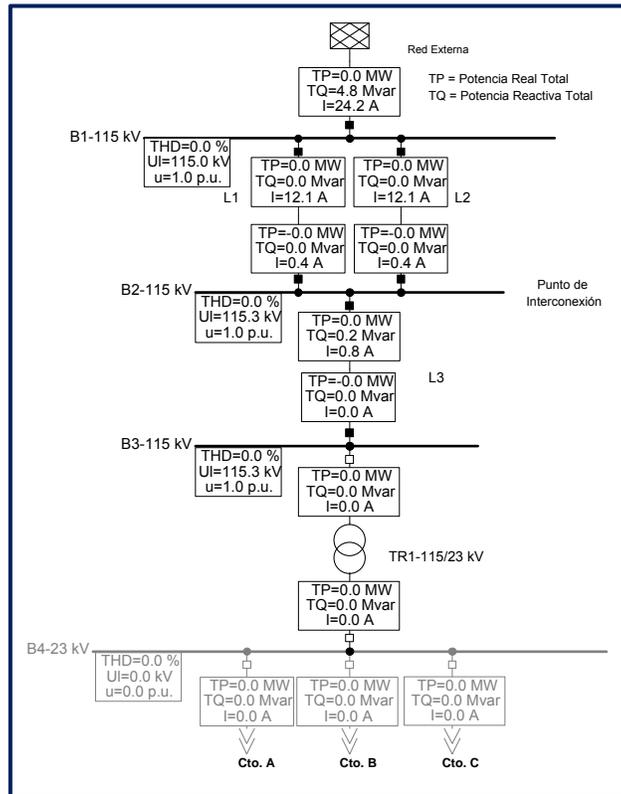


Figura 4.35. Diagrama unifilar equivalente de la red externa del sistema de generación fotovoltaica conectado con el bus B3 con longitud de 2.95 km, con los resultados de flujos de potencia.

Los resultados obtenidos de la Figura 4.35 muestran una potencia reactiva en la red externa de 4.8 MVAR, dónde la línea L3 presenta un valor de 2 kVAR y posteriormente las líneas L1 y L2 tiene un valor de 2.4 MVAR respectivamente.

Los resultados de los barridos de impedancia se presentan en la Figura 4.36

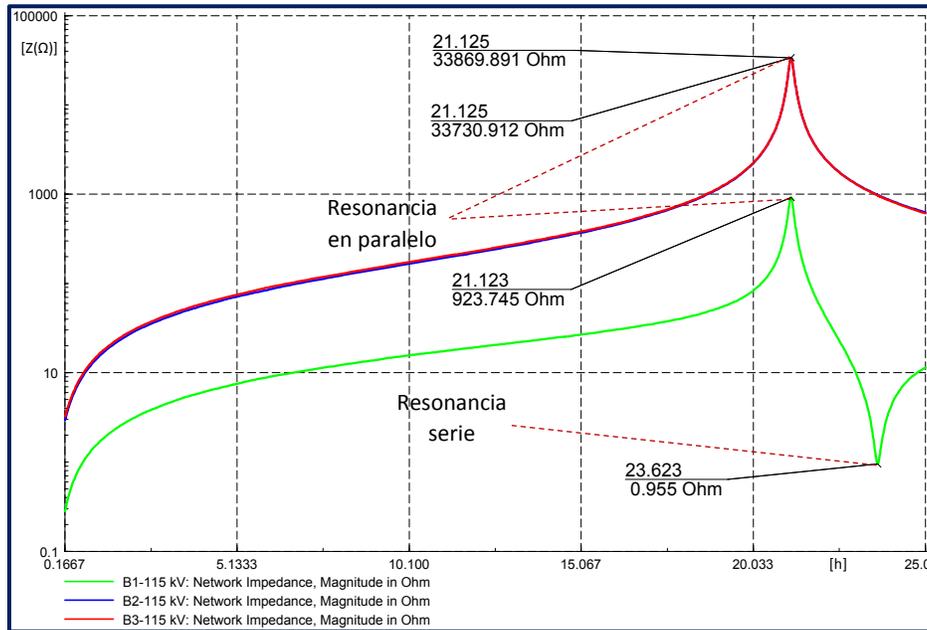


Figura 4.36. Barrido de impedancia de la red externa conectada con el bus B3 a través de una línea de 2.95 km de longitud.

Los puntos de resonancia en paralelo no difieren mucho con respecto al caso de la sección (4.3.5.1) pues se presentan a una frecuencia similar de 1260 Hz, al igual en los valores de impedancia entre el bus B1 y B2 presentan valores de 923 Ohms para el bus B1-115 kV y B2-15 kV con 33730 Ohms. En el bus B3 también presenta una resonancia en paralelo en la armónica de orden 21 (1260 Hz) con un valor de impedancia de 33730 Ohms.

El bus B1 sigue mostrando una resonancia serie con un valor similar al caso de la sección (4.3.5.1) de 1 Ohm en la armónica 23.

4.3.5.3 Simulación considerando el transformador de potencia.

Los resultados de flujos de potencia se muestran en la Figura 4.37, donde se hace el estudio del sistema de generación sin alimentadores conectados en el bus B4-23 kV.

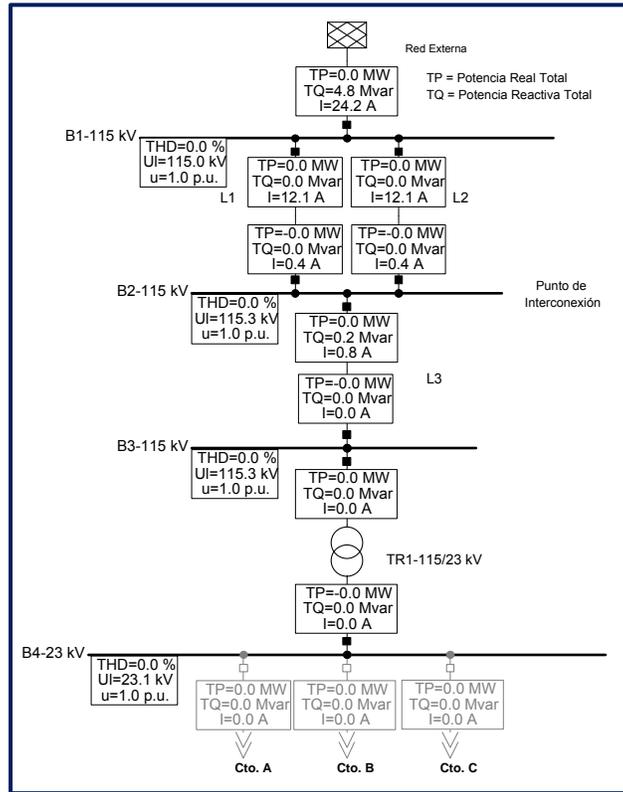


Figura 4.37. Diagrama unifilar equivalente de la central fotovoltaica de 30 MW sin alimentadores de media tensión conectados.

La solución del análisis de flujos de potencia no muestra cambios en los valores de potencia reactiva en la red externa del sistema con respecto a los casos anteriores. Sigue mostrando un valor de 4.8 MVAR en la red externa y 2.4 MVAR en las líneas L1 y L2.

Los resultados del análisis de los barridos de impedancia para los buses B1, B2, B3 y B4 se presentan en la Figura 4.38.

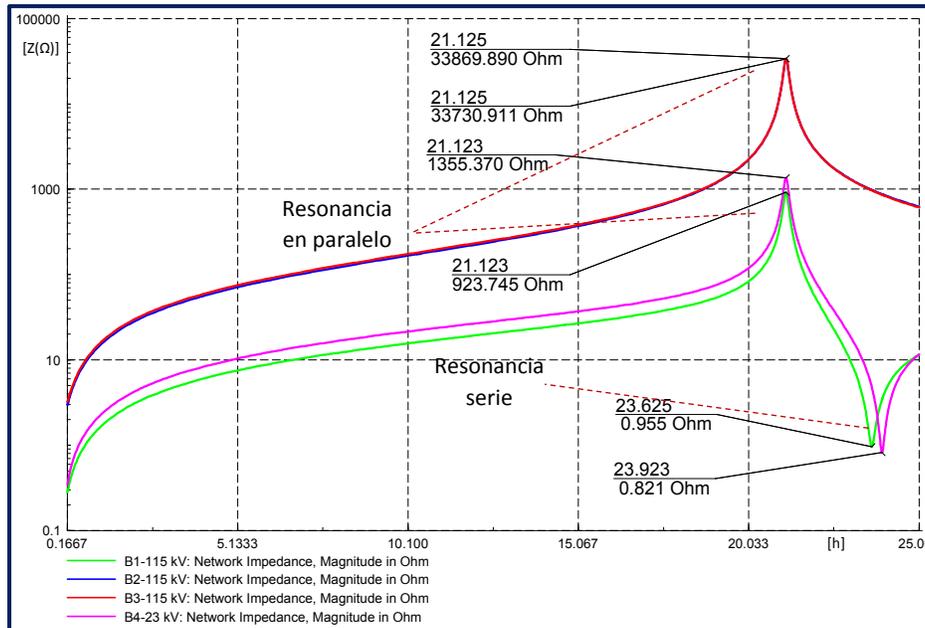


Figura 4.38. Barrido de impedancia del sistema de generación fotovoltaica en los buses B1, B2, B3 y B4 sin alimentadores conectados.

El resultado para los buses B1, B2, B3 y B4 muestran una resonancia en paralelo en la misma armónica de orden 21 (1260 Hz), los buses B2 y B3 siguen mostrando una impedancia de 33800 Ohms aproximadamente, el bus B1 tiene 923 Ohms de impedancia y en el bus B4 genera una impedancia de 1355 Ohms.

Cabe mencionar que nuevamente en el bus B1 y B4 presentan una resonancia serie ubicado entre la armónica de orden 23 y 24, donde el bus B1 sigue manteniendo su valor de casi 1 Ohm y el bus B4 tiene 0.8 Ohms.

4.3.5.4 Simulación considerando los alimentadores de media tensión.

En este caso se tiene el sistema de generación con los alimentadores conectados y paneles fotovoltaicos desconectados. Es primordial hacer este estudio debido a que se puede observar el comportamiento del sistema sin los generadores de energía, tomando en cuenta que contienen todos los parámetros reales de los elementos del sistema de generación. La Figura 4.39 muestra el resultado de los flujos de potencia.

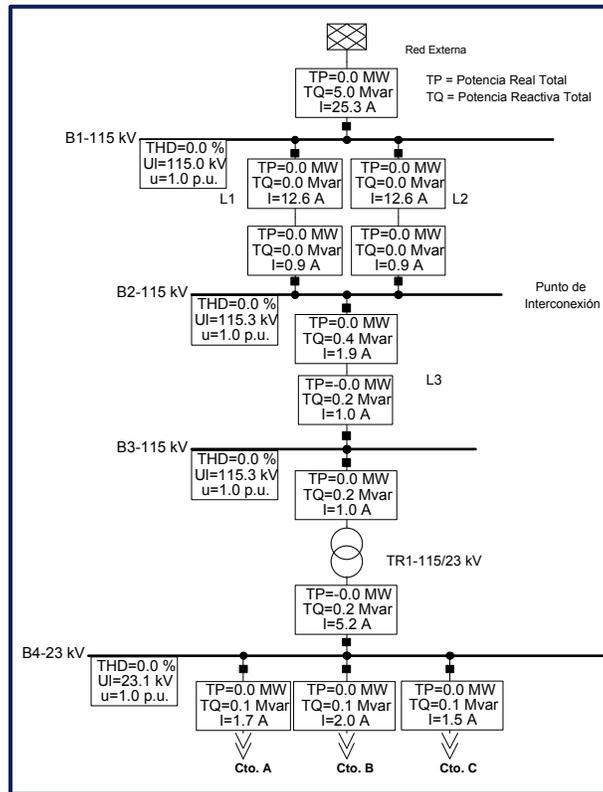


Figura 4.39. Diagrama unifilar equivalente sin paneles fotovoltaicos conectados.

En el resultado del análisis de flujos de potencia se observa que en cada uno de los alimentadores del bus colector B4 se tiene una generación de potencia reactiva de 100 kVAR, dónde en la red externa acumula un total de 5 MVAR.

La Figura 4.40 muestra el sistema completo sin paneles fotovoltaicos conectados, así como en la Figura 4.41 se tiene el resultado del barrido de impedancia del sistema.

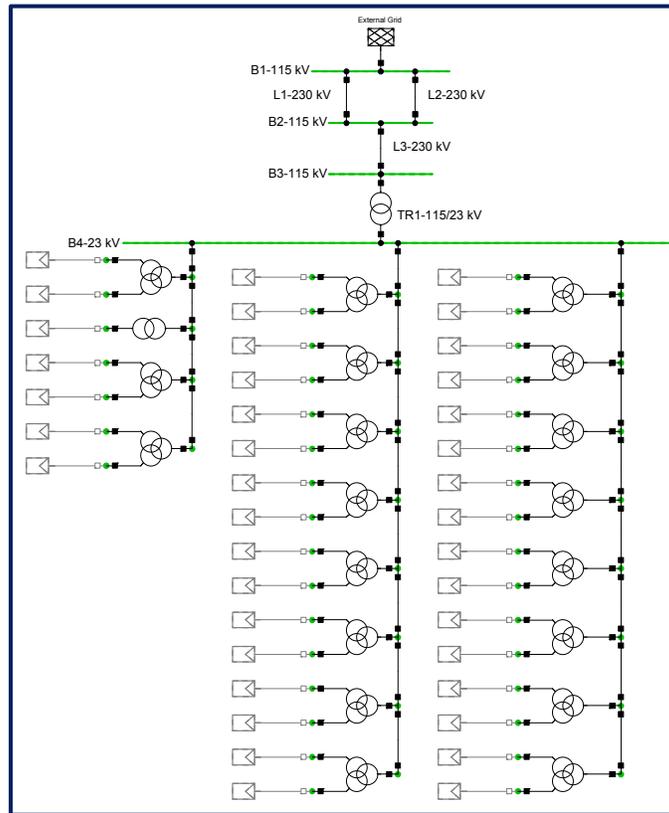


Figura 4.40. Diagrama unifilar del sistema de generación sin paneles fotovoltaicos conectados.

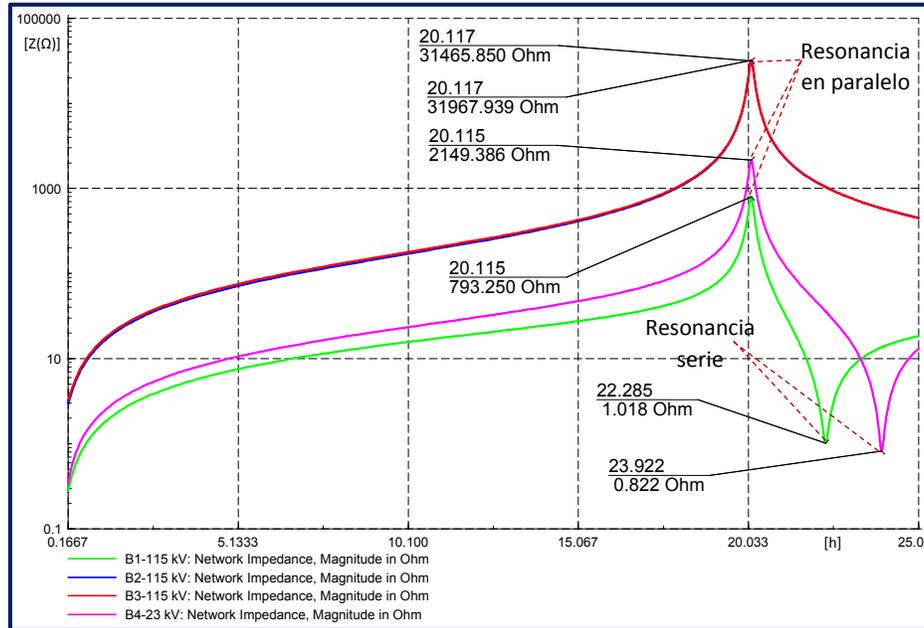


Figura 4.41. Barrido de impedancia del sistema de generación sin paneles fotovoltaicos conectados.

Para los buses B1, B2; B3 y B4 presentan la misma resonancia en paralelo, sólo que se ha tenido un ligero desplazamiento a la armónica vigésima es decir a 1200 Hz aproximadamente, dónde el bus B2 y B3 tienen un valor aproximado de 32000 Ohms, el bus B1 con casi 800 Ohms y el bus B4 con 2150 Ohms.

Asimismo para la resonancia serie en los buses B1 y B4 tienen un valor de 1 Ohm aproximadamente.

4.3.6 Evaluación de cumplimiento con estándares aplicables

4.3.6.1 Simulación considerando la conexión de paneles fotovoltaicos.

Para el estudio de este caso nuevamente es necesario analizar los flujos de potencia de todo el sistema, desde la generación hasta el punto de conexión común, para verificar que los valores de voltaje en p.u. no se violen que es desde 0.95 a 1.05 p. u. La Figura 4.42 muestra el sistema para este caso.

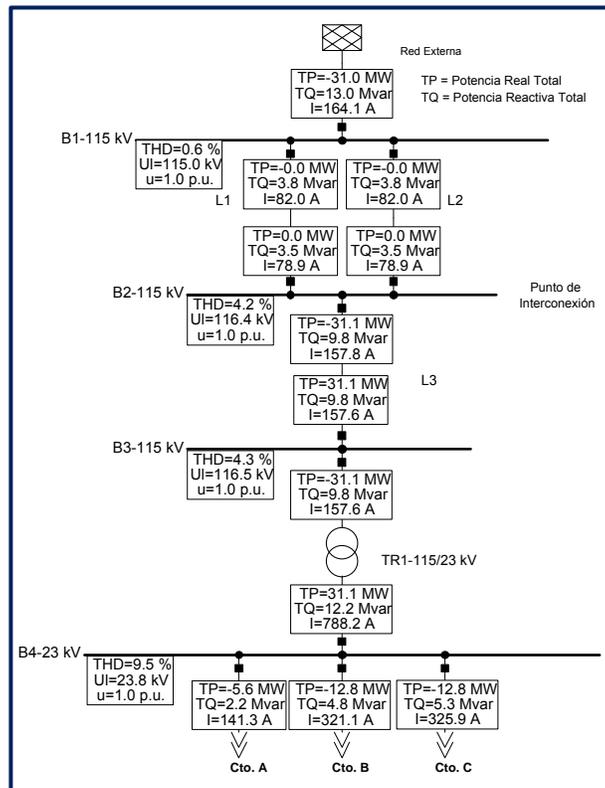


Figura 4.42. Diagrama unifilar equivalente con paneles fotovoltaicos conectados.

El resultado de los flujos de potencia proporciona el valor de potencia reactiva acumulada en el bus B4-115 kV por los tres circuitos de generación de 12.2 MVAR, amplificando su valor después del transformador del lado del bus B3 con 9.8 MVAR por lo que se divide entre dos por las líneas en paralelo L1 y L2 con las mismas longitudes y características disminuyendo sus valores de potencia reactiva a 3.8 MVAR y así en la red externa se tiene un total de 13 MVAR.

La Figura 4.43 muestra el diagrama unifilar general de la central fotovoltaica con 39 paneles fotovoltaicos conectados.

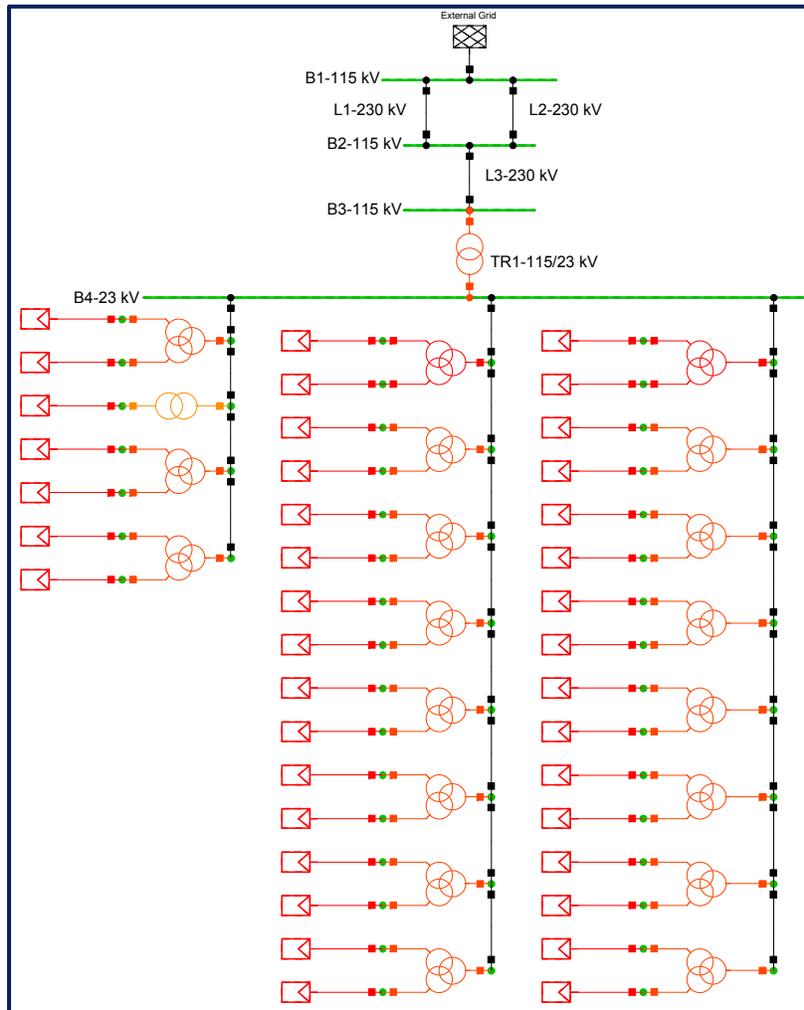


Figura 4.43. Diagrama unifilar general del sistema de generación con paneles fotovoltaicos conectados.

El espectro armónico utilizado para este sistema se obtuvo de las mediciones de campo de la central fotovoltaica como se muestra en la Figura 4.44. Espectro armónico utilizado para la simulación de propagación de armónicos.. [49]

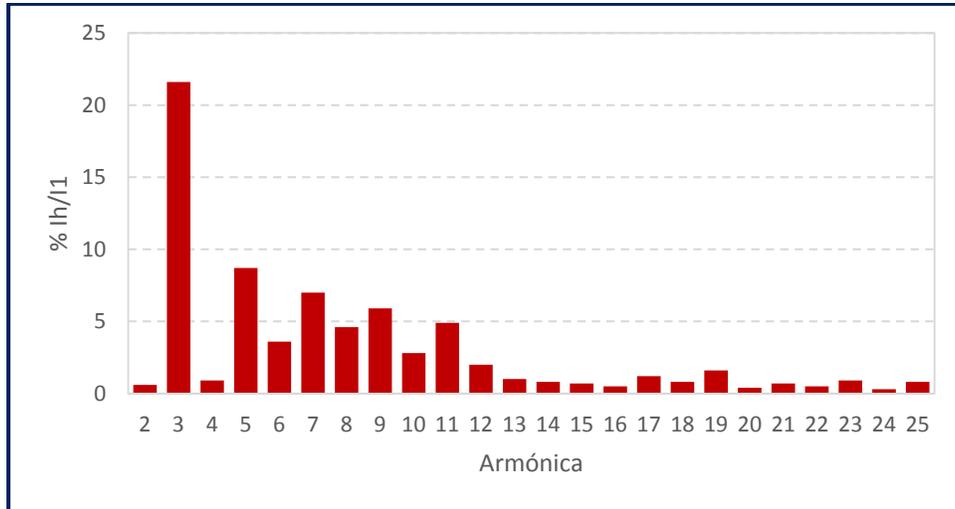


Figura 4.44. Espectro armónico utilizado para la simulación de propagación de armónicos.
[49]

El resultado del barrido de impedancia se muestra en la Figura 4.45, dónde es examinado a plena generación con las dos líneas L1 y L2 en paralelo activas.

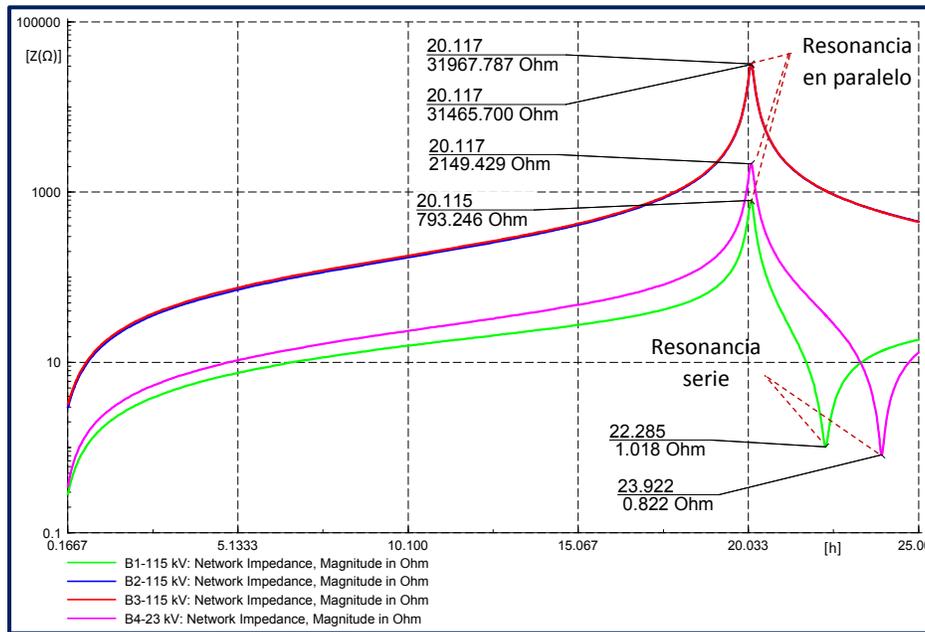


Figura 4.45. Barrido de impedancia de la central generadora fotovoltaica con dos líneas activas.

Para las resonancias en paralelo se presentan en la armónica vigésima (1200 Hz) como se mostró en el caso de la sección (4.3.5.4), por lo que también los valores de impedancia son idénticos.

En cuanto a la resonancia serie también coinciden en los valores de frecuencia y las impedancias con respecto al caso de la sección (4.3.5.4).

El espectro armónico mostrado en la Figura 4.46 presenta el resultado

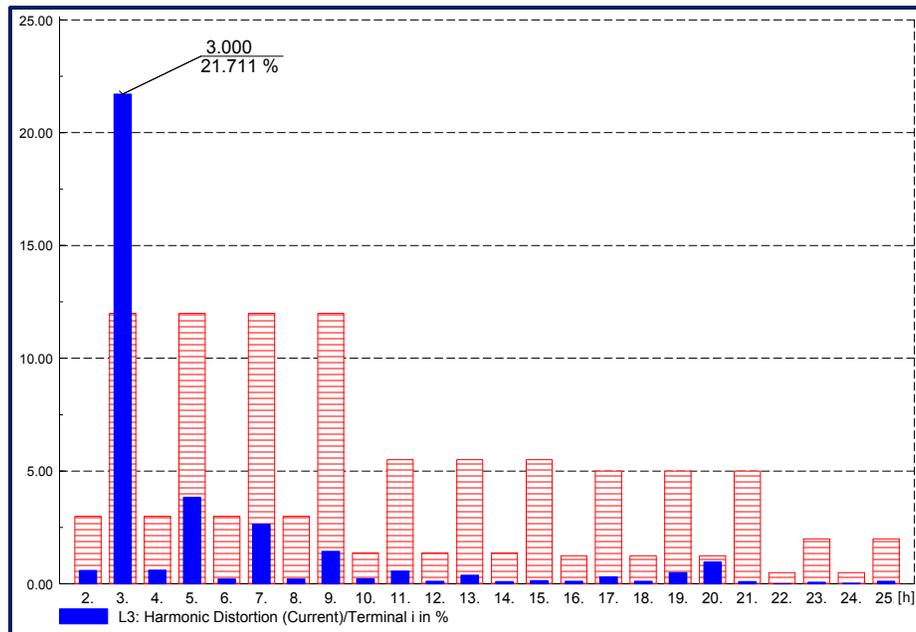


Figura 4.46. Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV.

El espectro armónico presentado en la Figura 4.46 contiene un problema de violación con respecto a la norma IEEE Std. 519-1992 debido a que para la tercera armónica (180 Hz) excede hasta casi 22% de distorsión de corriente en contra de los 12% que marca la norma limitante.

La Figura 4.47 corresponde al mismo valor limitante en Amperes, dónde el valor excedente de 27.711% tiene como valor de corriente de 34.131 Amperes.

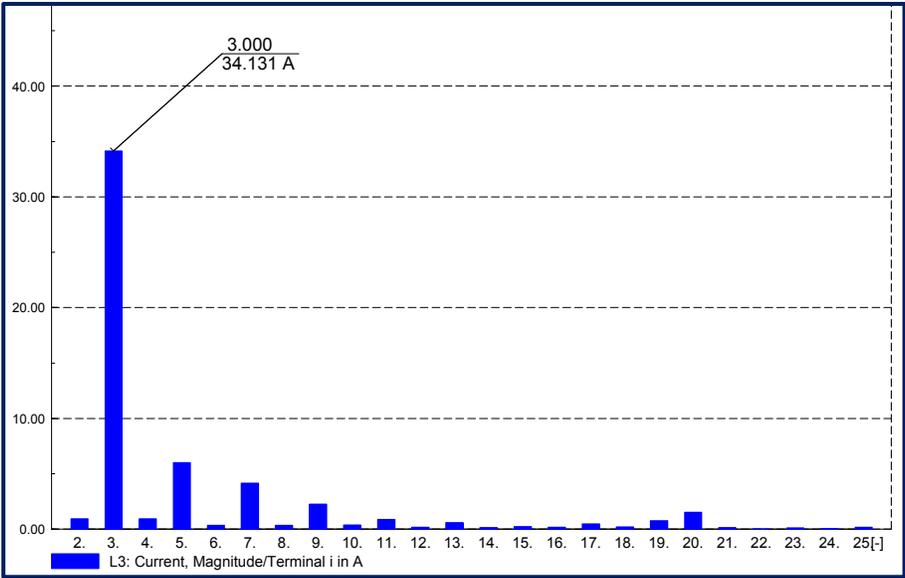


Figura 4.47. Espectro armónico de corriente.

4.3.6.2 Simulación bajo contingencia.

En este caso se mostrará el comportamiento del sistema ante una contingencia en la línea L2 como se muestra en la Figura 4.48.

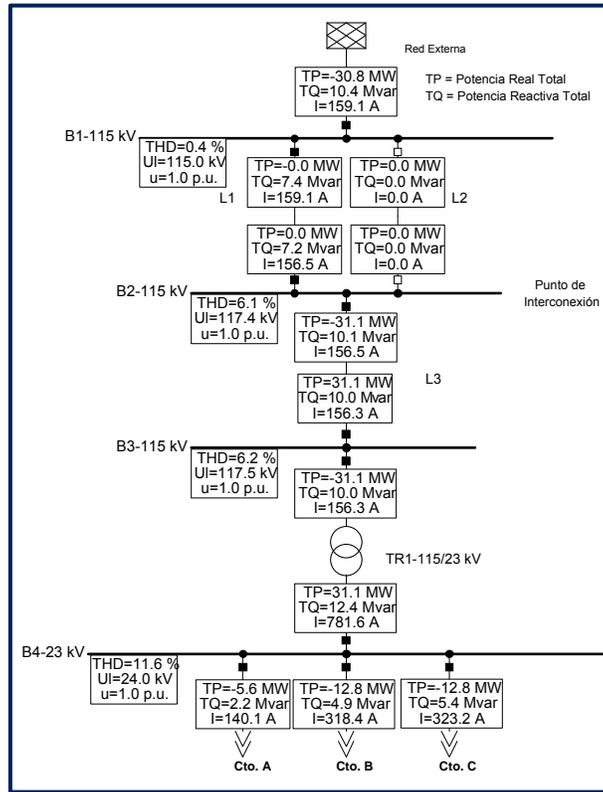


Figura 4.48. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaico con dos líneas activas para el análisis de flujos de potencia.

Analizando los resultados de flujos de potencia armónicos, se puede observar que la contingencia no presenta problema alguno para la transmisión de voltaje desde la generación hasta el punto de conexión común. Para esta contingencia se tiene un valor de potencia reactiva de 10.4 MVAR en la red externa en contra del caso de la sección (4.3.6.1) donde se presenta un valor de 13 MVAR.

La Figura 4.49 corresponde al caso presente dónde se observa la contingencia en la línea L2

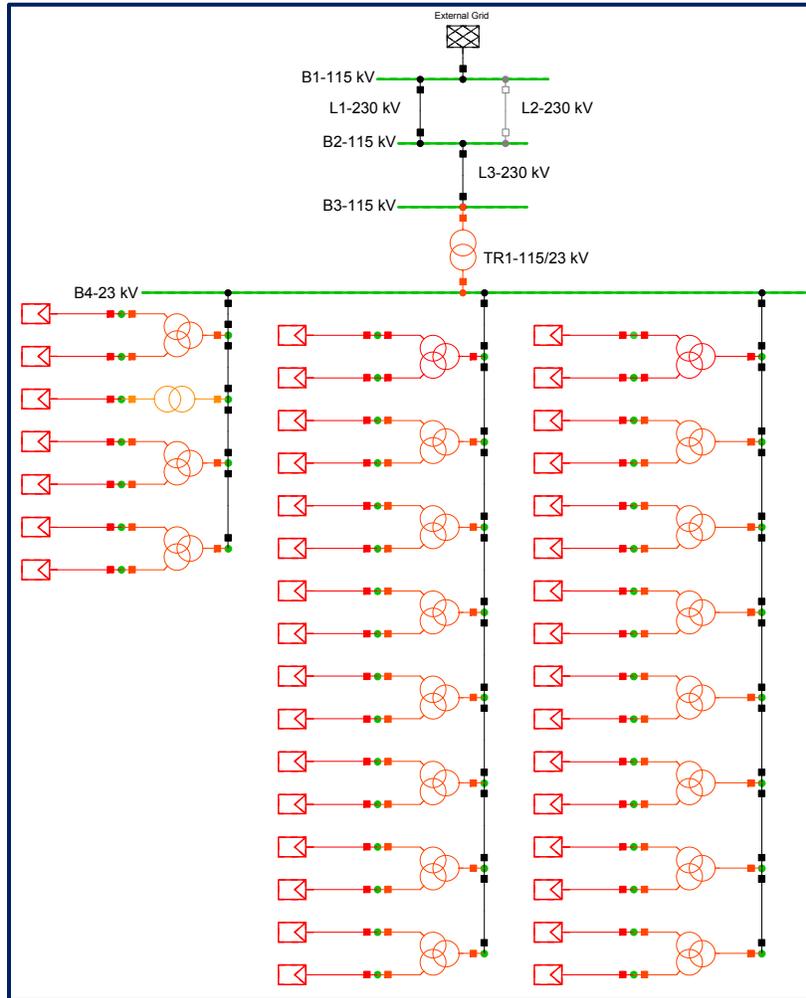


Figura 4.49. Diagrama unifilar general de la central generadora fotovoltaica de 30 MW con 39 paneles fotovoltaicos con contingencia en la línea L2.

El análisis del barrido de impedancia de la Figura 4.50 demuestra que aun con la contingencia permanecen los mismos valores de resonancia con respecto al caso de la sección (4.3.6.1).

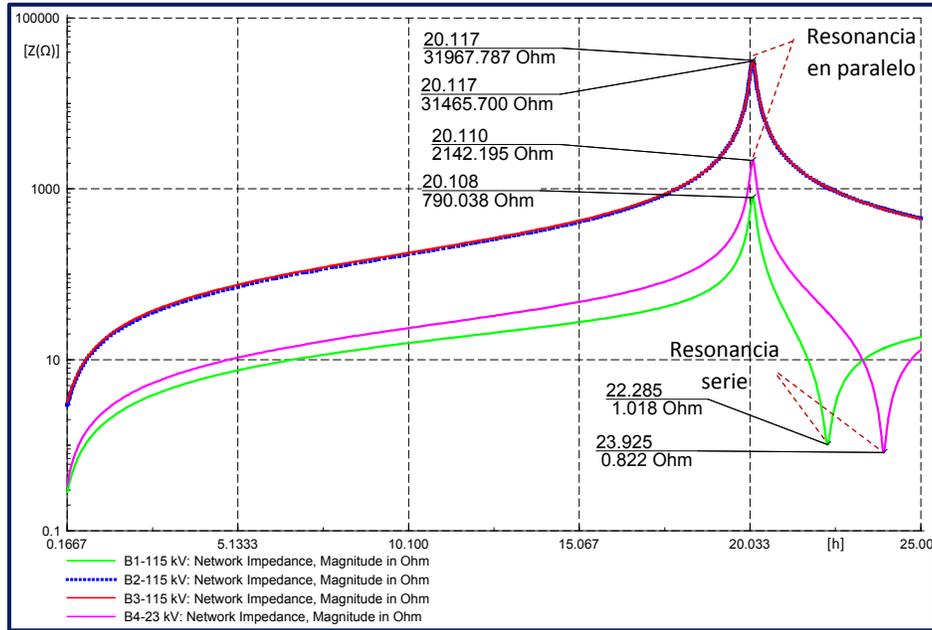


Figura 4.50. Barrido de impedancia considerando los paneles fotovoltaicos conectados.

Como se mencionó antes, los valores de impedancia siguen siendo idénticos al caso de la sección (4.3.6.1) mostrando su resonancia en paralelo a la frecuencia de 1200 Hz (armónica vigésima), para la resonancia serie en el bus B1 y B4 también se presentan a las mismas frecuencias.

Los resultados de la propagación de armónicos emana el valor de 21.763% de distorsión de corriente en la tercera armónica (resultado idéntico al caso de la sección (4.3.6.1)), en la cual también el valor de corriente en Amperes corresponderá de 34.235 Amperes como se muestra en la Figura 4.51.

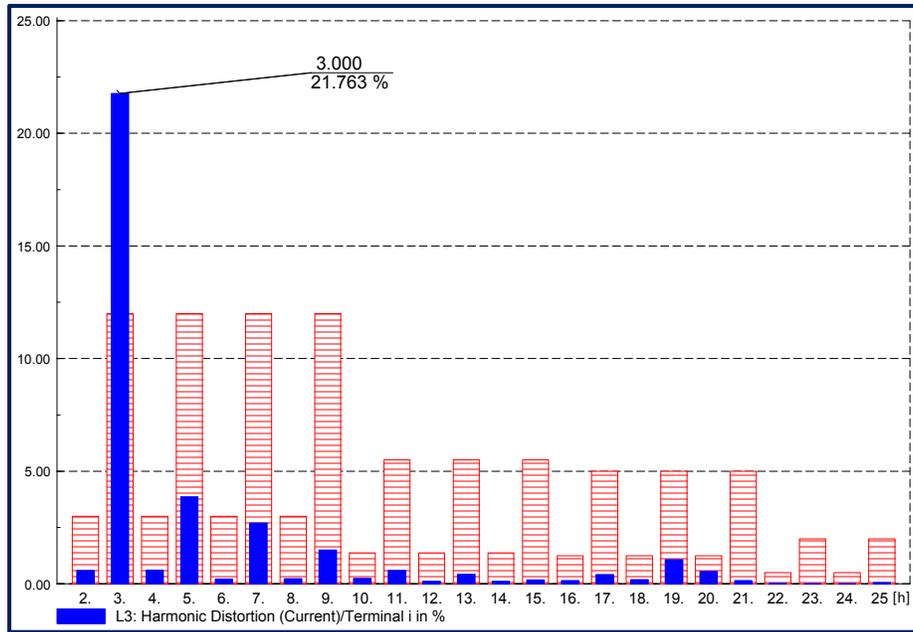


Figura 4.51. Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV con contingencia en la línea L2-115 kV.

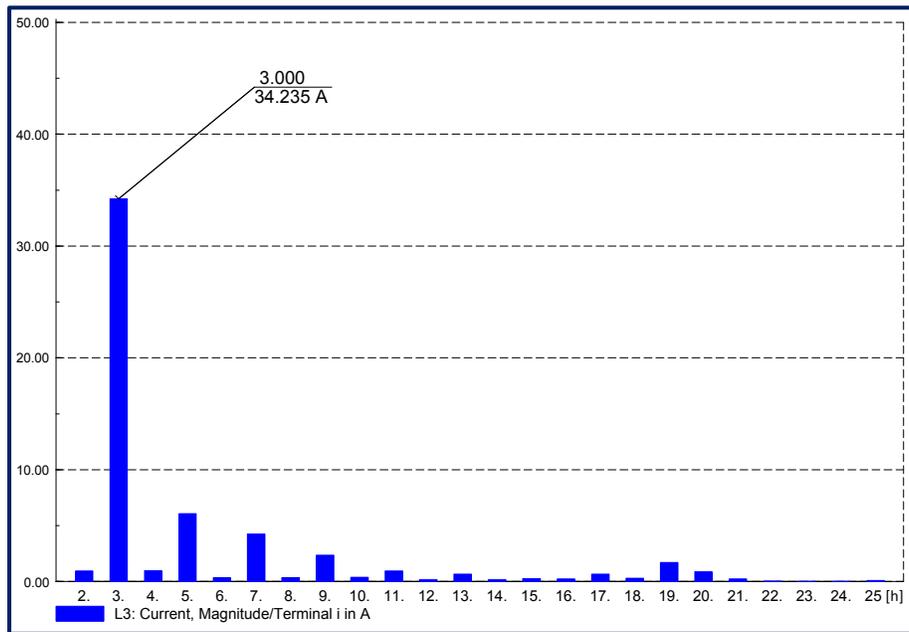


Figura 4.52. Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV con contingencia en la línea L2-115 kV.

4.3.7 Propuesta de solución.

4.3.7.1 Solución para el cumplimiento de la norma IEEE-512

Para la solución se tienen el diagrama de la Figura 4.53, dónde los flujos de potencia no tienen gran alteración ya sea de alto o bajo voltaje dentro de los valores estándares que se requieren para la transmisión de energía eléctrica.

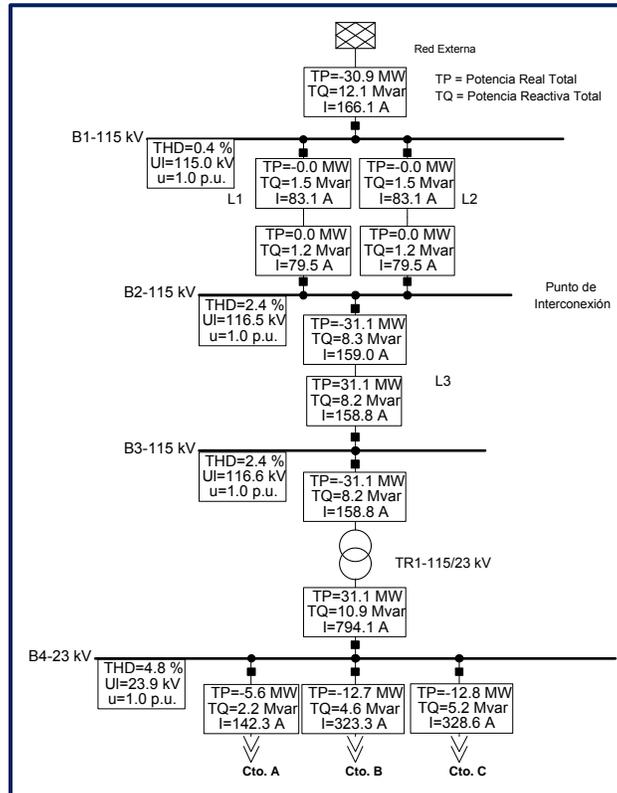


Figura 4.53. Diagrama unifilar equivalente del sistema de generación fotovoltaica con dos líneas activas para el análisis de flujos de potencia.

El resultado de flujos de potencia armónicos muestra un valor de potencia reactiva en la red externa de 12.1 MVAR.

Se puede observar que en la Figura 4.54 se conectan filtros R-L-C para la eliminación de corrientes armónicas, por este motivo se utilizan para la sintonización a la tercera armónica, asimismo los resultados de la Figura 4.53 no se ve afectado el valor de voltaje en p.u. del sistema.

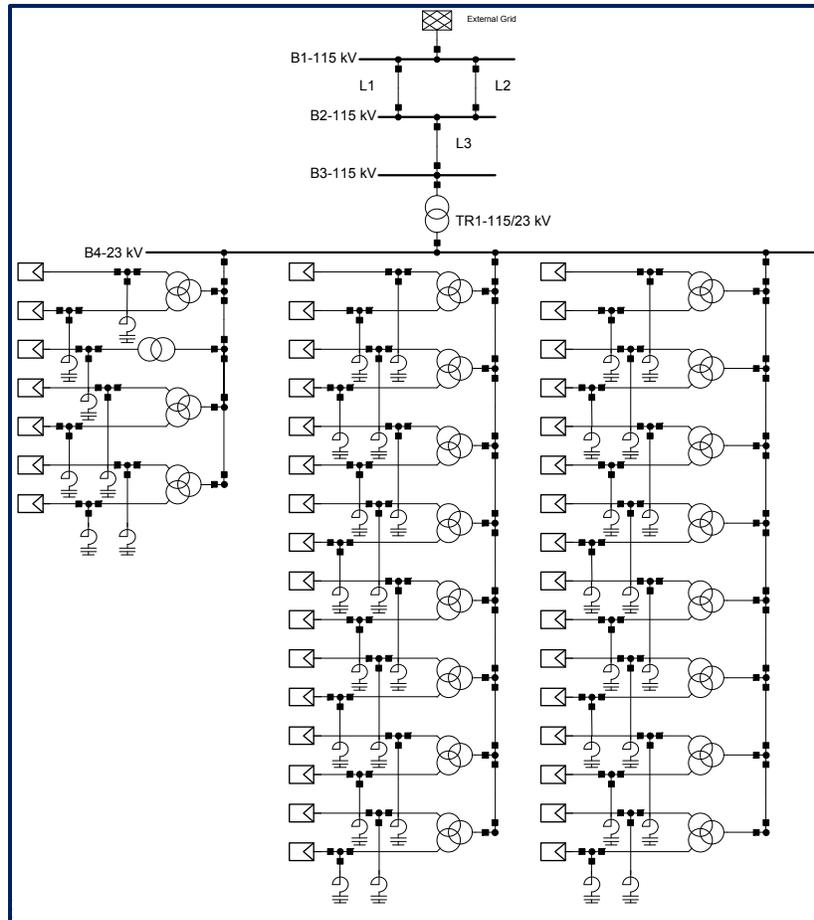


Figura 4.54. Diagrama unifilar general de la central generadora fotovoltaica de 30 MW con 39 paneles fotovoltaicos y 39 filtros conectados en las terminales de los inversores.

Los filtros se conectan en cada uno de los inversores, lo que lleva a cabo la disipación de corrientes armónicas emanadas por los inversores para evitar a que lleguen al punto de conexión.

La aplicación de filtros para la disipación de corrientes armónicas, tienen como consecuencia la aparición de frecuencias resonantes cercanas a la frecuencia de sintonización. En este caso fue a una frecuencia de 180 Hz con capacidad de 30 kVAR, factor de calidad de 70 y voltaje de operación de 345 V.

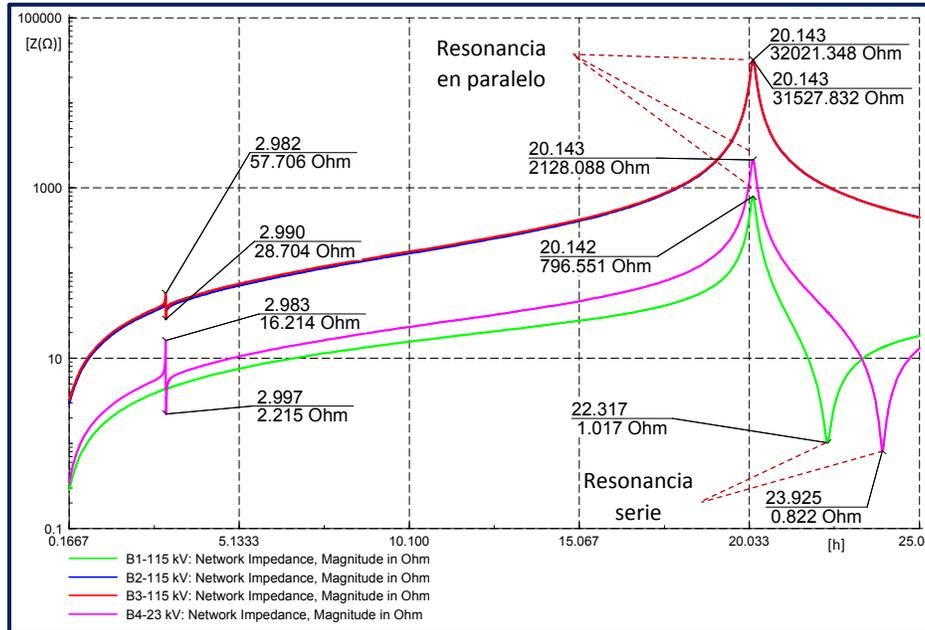


Figura 4.55. Barrido de impedancia de la central generadora fotovoltaica con dos líneas activas.

Se puede observar en la Figura 4.55, la armónica de orden 3 presenta una resonancia en paralelo y serie, el cual es donde se sintonizó el filtro, teniendo un valor de 58 Ohms para el bus B2 y B3. El bus B4 es el que presenta un mayor efecto resonante mientras que en el bus B1 no tiene una gran alteración de frecuencia resonante.

Como se puede observar en la Figura 4.56, el valor de distorsión de corriente cumple con la limitante IEEE 519-1998, por lo que los valores del filtro funcionan óptimamente. La Figura 4.57 representa el valor de corriente disipada por el filtro.

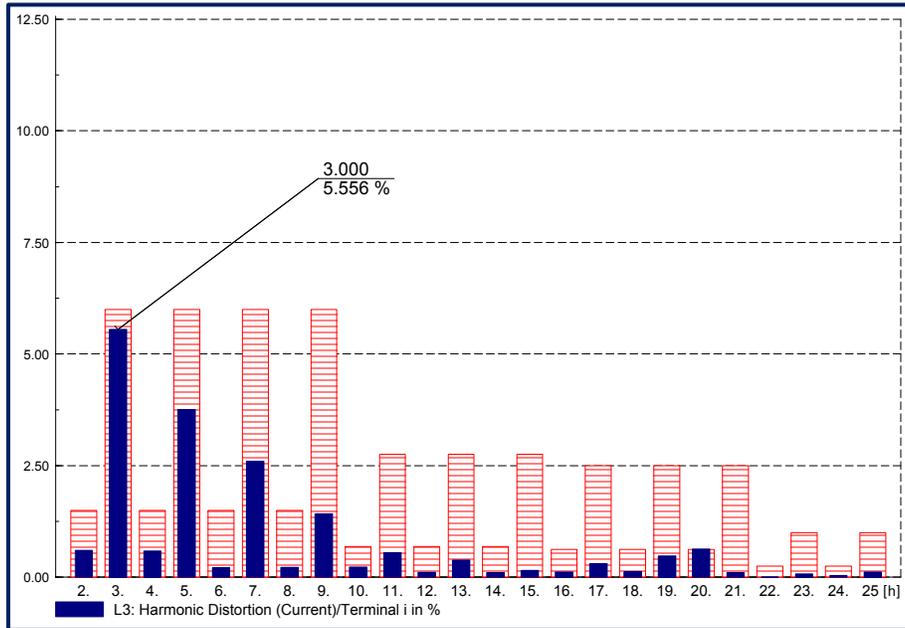


Figura 4.56. Espectro armónico de corriente en % en la línea L3 del lado del bus B2-115 kV.

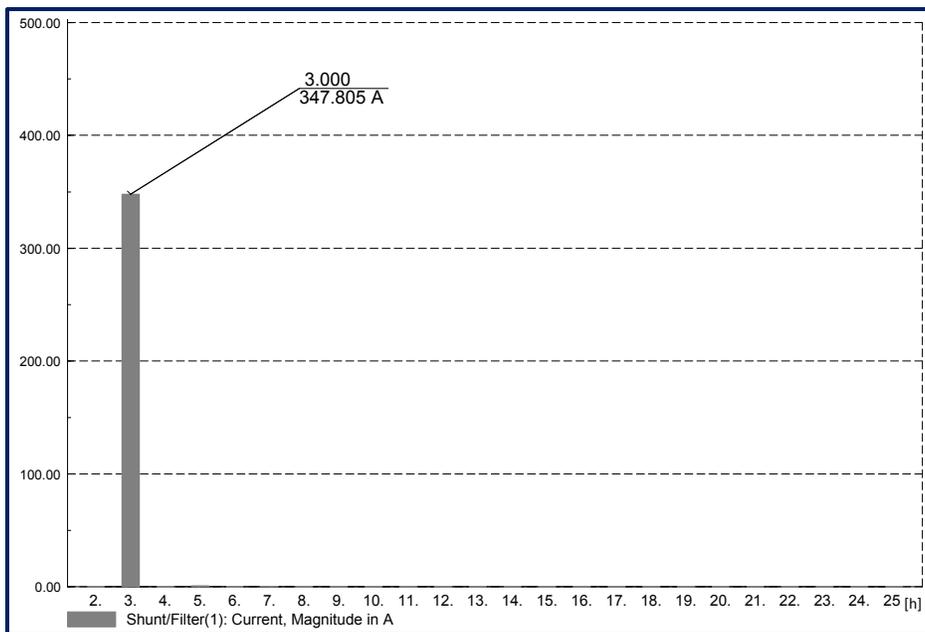


Figura 4.57. Espectro armónico de corriente del filtro en Ampers.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES GENERALES

La interacción entre fuentes armónicas (aerogeneradores y fotovoltaicos) con las redes de transmisión puede ocasionar amplificaciones de corrientes armónicas.

Las normas aplicables a niveles máximos permisibles de distorsión armónica en las redes de transmisión proporcionan un factor de seguridad para la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Para identificar los problemas ocasionados por los aerogeneradores y fotovoltaicos sobre los niveles de armónicos es indispensable realizar simulaciones de propagación de armónicos, esto a partir de las mediciones obtenidas en campo, como se recomienda en la norma IEC 6100-3-6, o bien de las mediciones realizadas en los centros de producción.

Para obtener resultados más precisos y así poder implementar soluciones efectivas es importante tener los parámetros característicos tanto de la central generadora como del sistema de transmisión para la simulación, ya que al emplear el barrido de impedancia del sistema se podrá predecir a que frecuencia se tendrá una amplificación de voltaje y corriente.

Como se pudo ver en el trabajo, las dos principales simulaciones que se implementaron fueron el barrido de impedancia y propagación de armónicos. El resultado del barrido de impedancia puede diagnosticar en qué armónica pudiera presentarse una violación de límites, es decir, con las respectivas condiciones resonantes (serie o paralelo).

En caso de existir violación a las normas aplicables se deben diseñar los equipos adecuados o acciones necesarios para permanecer dentro de la tolerancia permitida en dichos estándares.

La implementación de los filtros de ambas centrales generadoras para la solución de armónicos fue óptima puesto que se disiparon los armónicos correspondientes para el cumplimiento de las normas.

El comportamiento de la impedancia en función de la frecuencia depende de la combinación del comportamiento inductivo y capacitivo de los elementos conectados al sistema eléctrico de potencia. Los efectos que estas combinaciones pudieran causar dependerán en gran medida del amortiguamiento proporcionado por la resistencia.

La efectividad de los esquemas de solución (filtros armónicos) estará en función de la diversidad de casos analizada y de la confiabilidad sobre los datos utilizados en las simulaciones, que en el peor de los casos pudiera solucionar el problema original y ocasionar un nuevo problema.

El límite permisible de la distorsión total armónica (THD) en alta tensión es de 3% de acuerdo con las reglas generales de interconexión decretado por la Secretaría de energía [50], por lo que cuando se presenta la contingencia en el parque eólico de la sección (4.2.1.2) excede hasta 4.5%. Cuando se instala el filtro para la propagación de armónicos el valor de la THD baja hasta 1.3 %.

Para baja tensión la THD límite es de 8% mientras que para media tensión es del 6.5%. [50]

5.2 CONTRIBUCIONES

Este trabajo muestra los efectos de armónicos en los sistemas de generación conectados a las redes de potencia, por lo que es importante tener en cuenta que las fuentes eólicas y fotovoltaicas generan este efecto debido a sus componentes.

Una contribución importante es que este trabajo se hace uso de una metodología para el análisis de los armónicos en los sistemas de generación renovable y se podrá ser uso para los futuros proyectos de generación por fuentes renovables.

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

Las simulaciones incorporadas en este trabajo consideraron hasta una subestación después del punto de interconexión, sin embargo, la incorporación de más elementos y/o subestaciones podría modificar los resultados de un estudio de propagación de armónicos, por lo cual se recomienda el analizar en trabajos futuros los criterios para definir el alcance del modelado.

Las opciones analizadas como solución ante altas distorsiones armónicas correspondieron a la incorporación de filtros de armónicos de sintonización sencilla con factor de calidad, por lo cual se recomienda el analizar en trabajos futuros la incorporación de filtros pasivos de segundo orden o bien filtros activos.

Los estándares utilizados en este trabajo correspondieron a normas internacionales, sin embargo, el efecto que ocasionan las armónicas sobre los sistemas está en función de las características del propio sistema, por lo cual se recomienda que en trabajos futuros se analice la conveniencia de desarrollar una norma aplicable al sistema eléctrico mexicano.

REFERENCIAS

- [1] O. G. Solís, Energías Renovables: Una perspectiva ingenieril, Trillas, 2004.
- [2] O. V. Galán, L. Hernández, García y G. S. Rodríguez, Fotovoltaicos: fundamentos y aplicaciones, Instituto Politécnico Nacional, 2011.
- [3] J. Twidell y T. Weir, Renewable Energy Resources, Taylor & Francis, 2006.
- [4] J. Perlin, «The silicon solar cell turns 50,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2004.
- [5] SENER, «Iniciativa para el desarrollo de las energías renovables en México,» 2012.
- [6] SECRETARÍA DE ECONOMÍA, «PROMÉXICO Energías Renovables,» 2013.
- [7] European photovoltaic industry association, «Global market outlook for photovoltaics 2013-2017,» 2013.
- [8] World Wind Energy Association, «2013 - Half year report,» 2013.
- [9] P. Suárez Velázquez, «Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema de Baja California Norte». México D.F. SEPI ESIME IPN 2010.
- [10] J. M. Mariscal Mariscal, «Criterios de Operación de Plantas Fotovoltaicas en un Sistema de Potencia Aislado». México D. F. SEPI ESIME IPN 2015.
- [11] L. A. Hernández Armenta, «Identificación de Fuentes Armónicas por Métodos de Estimación en Sistemas Eléctricos de Potencia». México D. F. SEPI ESIME IPN 2012.
- [12] L. E. Luna Valdés , «Metodología Para el Análisis de las Perturbaciones Armónicas en Sistemas Industriales de Baja Tensión». México D. F. SEPI ESIME IPN 2009.
- [13] E. Reyes Trujillo, «Aplicación de un Filtro Activo de Corriente en la Reducción de Armónicos en Sistemas Eléctricos Industriales». México D.F. SEPI ESIME IPN 2010.
- [14] S. Barcón, R. Guerrero y I. Martínez, Calidad de la energía, factor de potencia y filtrado de armónicas, Mc Graw Hill.
- [15] C. Sankaran, Power Quality, CRC Press, 2001.
- [16] G. Enríquez Harper, La calidad de la energía en los sistemas eléctricos, LIMUSA, 2006.
- [17] DRANETZ, Handbook of power signatures, DRANETZ BMI, 2008.
- [18] M. F. M. S. S. H. W. B. Roger C. Dugan, Electrical Power Systems Quality, Mc Graw Hill, 2012.

- [19] T. A. Short, *Distribution reliability and power quality*, CRC Press, 2006.
- [20] F. C. D. L. Rosa, *Harmonics and Power Systems*, CRC Press, 2006.
- [21] E. Fuchs y M. A. S., *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, Academic Press, 2008.
- [22] T.-Y. Hsieh, T.-H. Chen y V.-T. Tran, «Assessment of effects of capacitor banks on harmonic distortion by a direct- Z bus power flow,» *IPEC, 2012 Conference on Power & Energy*, 2012.
- [23] V. E. W. Chairman, «Effects of harmonics on equipment,» *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 1993.
- [24] N. R. Jayasinghe, J. R. Lucas y K. B. I. M. Perera, «Power System Harmonic Effects on Distribution Transformers and New Design Considerations for k Factor Transformers,» *IEEE Sri Lanka annual sessions 2003*, 2003.
- [25] Mr Coates ERA Technology Ltd, «Effect of harmonics on current ratings and voltage drop,» *IEE Wiring Matters*, 2007.
- [26] SIEMENS, «Harmonics in power systems, causes effects and control,» *Design engineering low-voltages drives*, 2013.
- [27] Z. Ahmed Memon, M. Uquaili Aslam y M. Unar Ali, «Harmonics mitigation of industrial power system using passive filters,» *Mehran University Research Journal of Engineering & Technology*, 2012.
- [28] M. H. S. Wilson E. Kazibwe, *Electrical Power Quality Control Techniques*, Springer, 1993.
- [29] S. Vedam y S. Mulukutla , *Power Quality: VAR Compensation in Power Systems*, CRC Press, 2008.
- [30] N. R. W. Jos Arrillaga, *Power System Harmonics*, Wiley, 2003.
- [31] M. Lanich, «Filtros activos de potencia,» *Universidad Politécnica de Catalunya*, 2009.
- [32] G. E. Harper, *Tecnologías de generación de energía eléctrica*, LIMUSA, 2011.
- [33] H. Y. Fang Lin Luo, *Renewable Energy Systems: Advanced Conversion Technologies and Applications (Industrial Electronics)*, CRC Press, 2012.
- [34] M. H. Rashid, *ELECTRONICA DE POTENCIA: CIRCUITOS, DISPOSITIVOS Y APLICACIONES*, Prentice Hall, 2005.
- [35] B. Drury, *The control techniques drives and controls handbook*, The Institution of Engineering and Technology, 2009.

-
- [36] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Wiley, 2012.
- [37] V. Vittal y R. Ayyanar, *Grid Interaction and Dynamic Impact of Wind Energy*, Springer, 2013.
- [38] H. F. G. Gwyther, *Potencia eléctrica y electrónica de potencia*, Alfaomega, 1993.
- [39] DlgSILENT Power Factory Version 15.1, User's Manual.
- [40] DlgSILENT Power Factory, «User Manual,» 2013.
- [41] M. H. J. Bollen, S. Mousari Gagari y S. Bahramirad, «Harmonic resonances due to transmission system cables,» *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2014.
- [42] W. Xu, «Component Modeling Issues for Power Quality Assesment,» *IEEE Power Engineering Review*, 2001.
- [43] J. Wasilewski, W. Wiechowski y C. Leth Bak, «Harmonic domain modeling of a distribution system using the DlgSILENT Power Factory software,» *International Conference on Future Power Systems*, 2005.
- [44] E. Acha y M. Madrigal, *POWER SYSTEM HARMONICS Computer modelling and analysis*, Wiley, 2001.
- [45] S. C. K. Yang, «Harmonic emission study of individual wind turbines and wind park,» *International Conference on renewable energies and power quality*, 2013.
- [46] Comisión Federal de Electricidad, «Mediciones de aerogeneradores doblemente alimentado,» 2013.
- [47] M. Bradt, B. Badrzadeh, E. Camm, D. Mueller, J. Schoene, T. Siebert, T. Smith, M. Starke y R. Walling, «Harmonics and resonance issues in wind power plants,» *IEEE PES wind plant collectors system design working group*, 2010.
- [48] A. Ahsan Latheef, «Harmonic impact of photovoltaic inverter systems on low and medium voltage distribution systems». University of Wollongong thesis collection 2006.
- [49] CFE, «Mediciones de campo en la central Generadora Aura Solar Baja California Sur.».
- [50] Secretaría de Energía (SENER), «Reglas Generales de Interconexión,» 2012.
- [51] P. Tenti, J. Willems, P. Mattaveli y E. Tedeschi, «Generalized Symetrical Components for Periodic Non Sinusoidal Three-Phase Signals,» *Electrical Power Quality and Utilization, Journal*, vol. XIII, 2007.
- [52] «Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks,» BSi British standards, 2007.
- [53] IEC, «IEC 61000_3_6 Electromagnetic compatibility: (EMC) Part 3-6: Limits - Assessment of

emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems,» 2008.

- [54] E. C. Aprilia, Modelling of Photovoltaic (PV) Inverter for Power Quality Studies Tesis, Technische Universiteit Eindhoven , 2012.
- [55] D. Nhut Quang, «Harmonic Domain Modelling of direct connected generator and HVDC convertor units». Nueva Zelanda 1998.

APÉNDICE A. ANÁLISIS DE CIRCUITOS BAJO CONDICIONES NO SINUSOIDALES

A.1. SISTEMAS TRIFÁSICOS SINUSOIDALES.

Un sistema balanceado se puede representar en valores fasoriales como:

$$\begin{aligned} i_a &= I \angle 0^\circ \\ i_b &= I \angle -120^\circ \\ i_c &= I \angle 120^\circ \end{aligned} \quad (A.1)$$

Y representado de la forma sinusoidal:

$$\begin{aligned} i_a(t) &= I \cos \omega_0 t \\ i_b(t) &= I \cos(\omega_0 t - 120^\circ) \\ i_c(t) &= I \cos(\omega_0 t + 120^\circ) \end{aligned} \quad (A.2)$$

Una forma más fácil de representar las componentes simétricas se muestra en la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I \\ 0 \end{bmatrix} \quad (A.3)$$

En los sistemas desbalanceados, los valores de secuencia negativa y cero pueden ser diferentes al valor de cero dependiendo el desbalanceo en un circuito.

En una conexión delta y estrella flotante, las sumas de las corrientes a , b y c , darán un valor de cero como se muestra en la ecuación A.4, lo que significa que no existe una secuencia cero para este tipo de conexión trifásica. Sin embargo, en una conexión estrella aterrizado las sumas de las corrientes a , b y c , darán un valor diferente a cero en caso de que se presente valores desbalanceados como se muestra en la ecuación A.5 [51]. Esto debido a que el valor de la corriente I_n regresa a través del neutro.

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (A.4)$$

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (A.5)$$

Las siguientes expresiones muestran las corrientes balanceadas no sinusoidales en un sistema trifásico

$$\begin{aligned} i_a(t) &= I \cos \omega_0 t + I_h \cos(h\omega_0 t + \phi_h) \\ i_b(t) &= I \cos(\omega_0 t - 120^\circ) + I_h \cos(h(\omega_0 t - 120^\circ) + \phi_h) \\ i_c(t) &= I \cos(\omega_0 t + 120^\circ) + I_h \cos(h(\omega_0 t + 120^\circ) + \phi_h) \end{aligned} \quad (A.6)$$

Su representación en componentes simétricas es:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_h \angle \phi_h \\ I_h \angle (-h120^\circ + \phi_h) \\ I_h \angle (h120^\circ + \phi_h) \end{bmatrix} \quad (A.7)$$

Se presentan diferentes condiciones para las secuencias positiva, negativa y cero armónicos.

Para la secuencia positiva se tiene que las armónicas:

$$h = 3n + 1 \quad (A.8)$$

Dónde n es entero por lo tanto las armónicas tendrán un valor de:

$$h = 4, 7, 10, \dots$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_h \angle \phi_h \\ 0 \end{bmatrix} \quad (A.9)$$

Para la secuencia negativa se tiene que las armónicas:

$$h = 3n$$

Dónde n es entero por lo tanto las armónicas tendrán un valor de:

$$h = 3, 6, 9, \dots$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_h \angle \phi_h \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (A.10)$$

Para la secuencia cero se tienen que las armónicas:

$$h = 3n - 1$$

Dónde n es entero por lo tanto las armónicas tendrán un valor de:

$$h = 2, 5, 8, \dots$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_h \angle \phi_h \end{bmatrix} \quad (A.11)$$

De la misma manera para la conexión delta y estrella flotante en secuencia cero aplicado para armónicos, la sumatoria de las corrientes armónicas como se muestra en la ecuación A.12 de las tres líneas dará como resultado cero, siempre y cuando esté en condiciones de balanceo. Cabe mencionar que en condiciones de balanceo en un circuito delta, no existen las armónicas 3, 6 y 9. [44] [52]

Cuando se tiene conectado un circuito en delta, pero la fase C está abierta, los fasores armónicos quedan:

$$\begin{aligned} i_{a_h} &= I_h \angle \phi_h \\ i_{b_h} &= I_h \angle (180^\circ + \phi_h) \\ i_{c_h} &= 0 \end{aligned} \quad (A.12)$$

En su forma fasorial:

$$\begin{aligned} i_0 &= 0 \\ i_1 &= \frac{I_h}{\sqrt{3}} \angle (-30^\circ + \phi_h) \\ i_2 &= \frac{I_h}{\sqrt{3}} \angle (30^\circ + \phi_h) \end{aligned} \quad (A.13)$$

Este criterio también se aplica para la conexión en estrella flotante.

A.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS LINEALES.

Este análisis se puede llevar a cabo para circuitos bajo condiciones operativas sinusoidales o no sinusoidales en estado estable, en el caso del no sinusoidal se

resuelve a la frecuencia que se desee analizar. El valor de las reactancias capacitiva e inductiva dependerá de la frecuencia armónica el cual la resistencia permanecerá con su valor constante.

La ecuación A.14 representa el sistema lineal para el análisis de circuitos bajo condiciones no sinusoidales.

$$I_h = Y_h V_h \quad (A.14)$$

En forma expandida se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_h^1 \\ I_h^2 \\ \vdots \\ I_h^j \\ \vdots \\ I_h^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_h^{1,1} & Y_h^{1,2} & \dots & Y_h^{1,j} & \dots & Y_h^{1,N} \\ Y_h^{2,1} & Y_h^{2,2} & \dots & Y_h^{2,j} & \dots & Y_h^{2,N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_h^{j,1} & Y_h^{j,2} & \dots & Y_h^{j,j} & \dots & Y_h^{j,N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_h^{N,1} & Y_h^{N,2} & \dots & Y_h^{N,j} & \dots & Y_h^{N,N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_h^1 \\ V_h^2 \\ \vdots \\ V_h^j \\ \vdots \\ V_h^N \end{bmatrix} \quad (A.15)$$

Dónde

- I_h^j = Corriente fasorial a la armónica h inyectada en el nodo j
- V_h^j = Voltaje fasorial a la armónica h inyectada en el nodo j
- $Y_h^{i,j}$ = Admitancia a la frecuencia h entre el nodo $i-j$

Por lo que la inversa de la admitancia armónica dará la impedancia armónica, dónde la impedancia en forma matricial se muestra en la ecuación A.16

$$Z_h = \begin{bmatrix} Z_h^{1,1} & Z_h^{1,2} & \dots & Z_h^{1,j} & \dots & Z_h^{1,N} \\ Z_h^{2,1} & Z_h^{2,2} & \dots & Z_h^{2,j} & \dots & Z_h^{2,N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_h^{j,1} & Z_h^{j,2} & \dots & Z_h^{j,j} & \dots & Z_h^{j,N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_h^{N,1} & Z_h^{N,2} & \dots & Z_h^{N,j} & \dots & Z_h^{N,N} \end{bmatrix} \quad (A.16)$$

A.3. Aplicación del análisis de circuitos bajo condiciones no sinusoidales

Del siguiente circuito se obtendrá los barridos de frecuencia para cada nodo del circuito de la figura A.1 con los siguientes datos:

Tabla A-1. Datos del circuito RLC

$R_1=0.1$	$R_2=0.2$	$L_3=2\text{ mH}$
$L_1=20\text{ mH}$	$L_2=11.3\text{ mH}$	$C_3=300\text{ }\mu\text{F}$
$C_1=100\text{ }\mu\text{F}$	$C_2=200\text{ }\mu$	$L_4=0.69\text{ mH}$

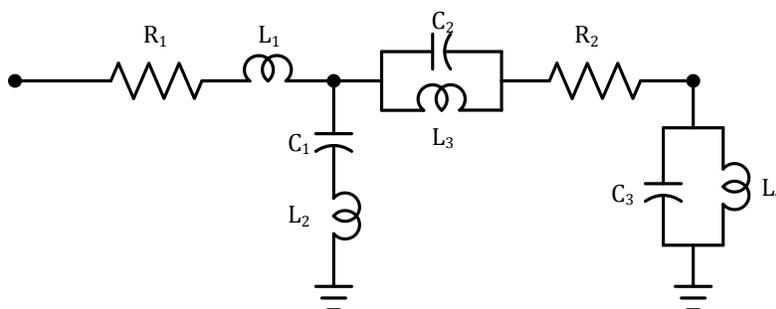


Figura C.1. Circuito RLC resonante. [44]

Analizando el circuito por medio de nodos, las ecuaciones para las admitancias quedan:

$$y_{12} = \frac{1}{R_1 + jhX_{L_1}} \quad (\text{A.17})$$

$$y_{20} = \frac{1}{jhX_{L_2} - jhX_{C_1}} \quad (\text{A.18})$$

$$y_{23} = \frac{1}{R_2 + \frac{(-jhX_{C_2})(jhX_{L_3})}{(-jhX_{C_2}) + (jhX_{L_3})}} \quad (\text{A.19})$$

$$y_{30} = \frac{1}{\frac{(-jhX_{C_3})(jhX_{L_4})}{(-jhX_{C_3}) + (jhX_{L_4})}} \quad (\text{A.20})$$

De acuerdo con la configuración del circuito, se tiene la siguiente matriz de admitancia de los nodos:

$$Y(jh\omega_0) = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 \\ y_{12} & -y_{12} - y_{23} - y_{20} & y_{23} \\ 0 & y_{23} & -y_{23} - y_{30} \end{bmatrix} \quad (A.21)$$

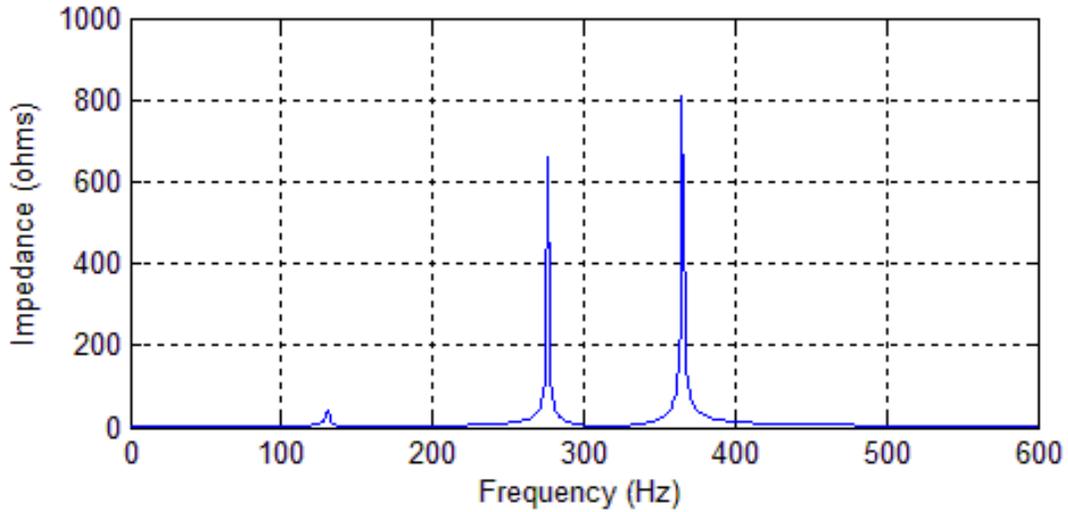


Figura A.2. Barrido de impedancia del circuito RLC.

La respuesta de barrido de impedancia mostrado en la Figura A.2, demuestra que se tiene una resonancia para las armónicas 3, 4 y 5.

APÉNDICE B. NORMAS INTERNACIONALES APLICADOS A LA LIMITACIÓN DE ARMÓNICOS EN UN SISTEMA DE POTENCIA

B.1. EN 50160 CARACTERÍSTICAS DEL VOLTAJE SUMINISTRADO POR REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Esta norma europea establece las características principales de los voltajes en las terminales de la red de suministro aplicado a bajo y medio voltaje en condiciones normales de operación.

B.1.1. Voltaje armónico.

De acuerdo con la norma se deben de tomar muestreos de valores rms de voltaje individuales en determinados periodos por una semana, por lo que el 95% de 10 minutos de esas mediciones deben tener valores menores o iguales al de los mostrados en la tabla 2-1. Asimismo el THD de voltaje de suministro debe ser igual o menor que 8%. [52]

Tabla B-1. Valores en % de distorsión armónica de voltaje con respecto al valor del voltaje fundamental.

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Orden h	Voltaje relativo (Un)	Orden h	Voltaje relativo (Un)	Orden h	Voltaje relativo (Un)
5	6.0 %	3	5.0 %	2	2.0 %
7	5.0 %	9	1.5 %	4	1.0 %
11	3.5 %	15	0.5 %	6 ... 24	0.5 %
13	3.0 %	21	0.5 %		
17	2.0 %				
19	1.5 %				
23	1.5 %				
25	1.5 %				

Voltaje Interarmónico

Los Interarmónicos van en crecimiento debido a elementos de control y convertidores de frecuencia, los cuales pueden dar origen a otros problemas como

el parpadeo e interferencia en la onda del sistema de control. Los niveles están bajo estudio, en espera de más experiencia. [52]

B.2. EVALUACIÓN DE LOS LÍMITES DE EMISIÓN DE DISTORSIÓN PARA INSTALACIONES DE MEDIO, ALTO Y EXTRA ALTO VOLTAJE IEC 61000_3_6 (EMC).

Esta norma establece los requerimientos para las conexiones de instalaciones que provocan distorsiones en el sistema. Está enfocado a medio, alto y extra alto voltaje, además establece los límites permisibles de armónicos e interarmónicos que se generan en el sistema. [53]

Tabla B-2. Niveles de distorsión armónica individual en baja y media tensión en % con respecto al voltaje fundamental.

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Orden h	Voltaje relativo (Un)	Orden h	Voltaje relativo (Un)	Orden h	Voltaje relativo (Un)
5	6.0 %	3	5.0 %	2	2.0 %
7	5.0 %	9	1.5 %	4	1.0 %
11	3.5 %	15	0.5 %	6 ... 24	0.5 %
13	3.0 %	21	0.5 %		
17	2.0 %				
19	1.5 %				
23	1.5 %				
25	1.5 %				

Nota. La distorsión armónica total no debe exceder arriba del 8%

B.3 IEEE STD 519-1992 REQUERIMIENTOS PARA EL CONTROL DE ARMÓNICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

El estándar establece los límites de distorsión armónica que se inyecta por parte de los usuarios y asimismo las distorsiones de voltaje armónico que se suministra por parte de las compañías generadoras, también hace referencia a las limitaciones de distorsiones de corriente en los valores de voltaje correspondiente. [55]

Tabla B-3. Niveles de distorsión armónica individual en baja y media tensión en % con respecto al voltaje fundamental.

Voltaje del bus en el PCC	Distorsión individual de voltaje (%)	Distorsión total de voltaje THD (%)
Menor a 69 kV	3.0	5.0
69 001 kV a 161 kV	1.5	2.5
Mayor a 161 001 kV	1	1.5

Tabla B-4. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución (120 V a 69 000 V).

Máxima distorsión de corriente armónica en (%) de I_L						
Armónicas individuales (armónicas Impares)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla B-5. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución (69 001 V a 161 000 V).

Máxima distorsión de corriente armónica en (%) de I_L						
Armónicas individuales (armónicas Impares)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla B-6. Límites de distorsión armónica para sistemas generales de distribución mayor a 161 000 V.

Máxima distorsion de corriente armonica en (%) de I_L						
Armónicas individuales (armónicas Impares)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

APÉNDICE C PARÁMETROS UTILIZADOS Y CREACIÓN DE UN PROYECTO EN DIGSILENT.

C.1. Planta eólica

Tabla C-1. Datos de líneas de transmisión.

Línea	Voltaje kV	R	X
tlne_MV WT10_MV WT11_1	34.5	0.07084	0.03556
tlne_MV WT12_MV WT13_1	34.5	0.04056	0.05512
tlne_MV WT13_MV WT14_1	34.5	0.01952	0.03264
tlne_MV WT14_MV WT34_1	34.5	0.08602	0.04318
tlne_MV WT15_MV WT11_1	34.5	0.08424	0.11448
tlne_MV WT15_MV WT16_1	34.5	0.03875	0.0353399
tlne_MV WT16_MV WT17_1	34.5	0.0759	0.0381
tlne_MV WT17_MV WT18_1	34.5	0.1012	0.0508
tlne_MV WT20_MV WT21_1	34.5	0.03315	0.04505
tlne_MV WT21_MV WT22_1	34.5	0.03875	0.0353399
tlne_MV WT22_MV WT23_1	34.5	0.074635	0.037465
tlne_MV WT23_MV WT24_1	34.5	0.112585	0.056515
tlne_MV WT25_MV WT29_1	34.5	0.02262	0.03074
tlne_MV WT26_MV WT27_1	34.5	0.08349	0.04191
tlne_MV WT27_MV WT28_1	34.5	0.094875	0.047625
tlne_MV WT29_MV WT26_1	34.5	0.09375	0.0854999
tlne_MV WT2_MV WT1_1	34.5	0.08855	0.04445
tlne_MV WT2_MV WT3_1	34.5	0.08349	0.04191
tlne_MV WT30_MV WT31_1	34.5	0.0475	0.04332
tlne_MV WT32_MV WT31_1	34.5	0.1012	0.0508
tlne_MV WT32_MV WT33_1	34.5	0.08096	0.04064
tlne_MV WT3_MV WT4_1	34.5	0.07843	0.03937
tlne_MV WT4_MV WT5_1	34.5	0.0234	0.0318
tlne_MV WT6_MV WT12_1	34.5	0.128751	0.11742
tlne_MV WT6_MV WT7_1	34.5	0.089815	0.045085
tlne_MV WT7_MV WT8_1	34.5	0.09361	0.04699
tlne_MV WT9_MV WT10_1	34.5	0.082225	0.041275
tlne_SE I_SSUR 1HV_1	230	0.077298	0.105046
tlne_SSU 1MV_MV WT11_1	34.5	0.14335	0.2397
tlne_SSU 1MV_MV WT14_1	34.5	0.07442	0.124439
tlne_SSU 1MV_MV WT19_1	34.5	0.0228751	0.03825
tlne_SSU 1MV_MV WT25_1	34.5	0.130539	0.21828
tlne_SSU 1MV_MV WT30_1	34.5	0.248821	0.33814
tlne_SSU 1MV_MV WT5_1	34.5	0.1647	0.2754

Tabla C-2. Datos de generadores eólicos.

Generador	Potencia MVA	Voltaje kV	F. P.	Conexión
tsym_LV WT10_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT11_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT12_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT13_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT14_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT15_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT16_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT17_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT18_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT19_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT1_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT20_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT21_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT22_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT23_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT24_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT25_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT26_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT27_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT28_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT29_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT2_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT30_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT31_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT32_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT33_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT34_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT3_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT4_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT5_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT6_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT7_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT8_1	100	1	1	YN
tsym_LV WT9_1	100	1	1	YN
tsym_SE I_1	100	230	1	YN

Tabla C-3. Datos de transformadores.

Transformador	Potencia MVA	Voltaje Alta kV	Voltaje baja kV	uk %	uk0 %
ttrf_MV WT10_LV WT10_1	3.4	34.5003	1	6	3
ttrf_MV WT11_LV WT11_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT12_LV WT12_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT13_LV WT13_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT14_LV WT14_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT15_LV WT15_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT16_LV WT16_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT17_LV WT17_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT18_LV WT18_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT19_LV WT19_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT1_LV WT1_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT20_LV WT20_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT21_LV WT21_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT22_LV WT22_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT23_LV WT23_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT24_LV WT24_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT25_LV WT25_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT26_LV WT26_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT27_LV WT27_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT28_LV WT28_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT29_LV WT29_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT2_LV WT2_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT30_LV WT30_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT31_LV WT31_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT32_LV WT32_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT33_LV WT33_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT34_LV WT34_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT3_LV WT3_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT4_LV WT4_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT5_LV WT5_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT6_LV WT6_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT7_LV WT7_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT8_LV WT8_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_MV WT9_LV WT9_1	3.4	34.5	1	6	3
ttrf_SSU1HV_SSU 1MV_1	133	230	34.5	6	3

C.2. Planta fotovoltaica

Tabla C-4. Datos de líneas de transmisión.

Línea	Voltaje kV	Corriente kA	R	X
tline_OLA_AURA-115_1	115	0.903679	0.0860002	0.248
Line Type(2)	115	1	3.69	23.44
Line Type(3)	115	1	3.69	23.44
tline_AUR-TR-BT10_AUR-TR-BT11_1	23	2.51022	0.010112	0.0107124
tline_AUR-TR-BT10_AUR-TR-BT12_1	23	2.51022	0.01536	0.016272
tline_AUR-TR-BT11_AURA-23_1	23	2.51022	0.00012467	0.00013207
tline_AUR-TR-BT12_AUR-TR-BT9_1	23	2.51022	0.01792	0.018984
tline_AUR-TR-BT13_AUR-TR-BT8_1	23	2.51022	0.015232	0.0161364
tline_AUR-TR-BT14_AUR-TR-BT15_1	23	2.51022	0.00844802	0.00894962
tline_AUR-TR-BT14_AUR-TR-BT16_1	23	2.51022	0.019328	0.0204756
tline_AUR-TR-BT15_AUR-TR-BT13_1	23	2.51022	0.017664	0.0187128
tline_AUR-TR-BT16_AURA-23_1	23	2.51022	0.122368	0.129634
tline_AUR-TR-BT17_AURA-23_1	23	2.51022	0.067712	0.081995
tline_AUR-TR-BT18_AUR-TR-BT17_1	23	2.51022	0.011648	0.01234
tline_AUR-TR-BT18_AUR-TR-BT19_1	23	2.51022	0.083456	0.088411
tline_AUR-TR-BT19_AUR-TR-BT20_1	23	2.51022	0.019584	0.020747
tline_AUR-TR-BT2_AUR-TR-BT3_1	23	2.51022	0.015488	0.0164076
tline_AUR-TR-BT3_AUR-TR-BT1_1	23	2.51022	0.01024	0.010848
tline_AUR-TR-BT4_AUR-TR-BT2_1	23	2.51022	0.016128	0.0170856
tline_AUR-TR-BT6_AUR-TR-BT7_1	23	2.51022	0.013184	0.0139668
tline_AUR-TR-BT7_AUR-TR-BT5_1	23	2.51022	0.01408	0.014916
tline_AUR-TR-BT8_AUR-TR-BT6_1	23	2.51022	0.017408	0.0184416
tline_AUR-TR-BT9_AUR-TR-BT4_1	23	2.51022	0.015872	0.0168144

Tabla C-5. Datos de generadores fotovoltaicos.

Generador	Terminal	Potencia MVA	F. P.
Panel	INV 1_2	0.8	0.9
Panel(1)	INV 1_1	0.8	0.9
Panel(10)	INV 12_1	0.8	0.9
Panel(11)	INV 12_2	0.8	0.9
Panel(12)	INV 10_1	0.8	0.9
Panel(13)	INV 10_2	0.8	0.9
Panel(14)	INV 11_1	0.8	0.9
Panel(15)	INV 11_2	0.8	0.9
Panel(16)	INV 5_2	0.8	0.9

Panel(17)	INV 5_1	0.8	0.9
Panel(18)	INV 7_2	0.8	0.9
Panel(19)	INV 7_1	0.8	0.9
Panel(2)	INV 3_1	0.8	0.9
Panel(20)	INV 6_2	0.8	0.9
Panel(21)	INV 6_1	0.8	0.9
Panel(22)	INV 8_2	0.8	0.9
Panel(23)	INV 8_1	0.8	0.9
Panel(24)	INV 13_2	0.8	0.9
Panel(25)	INV 13_1	0.8	0.9
Panel(26)	INV 15_2	0.8	0.9
Panel(27)	INV 15_1	0.8	0.9
Panel(28)	INV 14_2	0.8	0.9
Panel(29)	INV 14_1	0.8	0.9
Panel(3)	INV 3_2	0.8	0.9
Panel(30)	INV 16_1	0.8	0.9
Panel(31)	INV 16_2	0.8	0.9
Panel(32)	INV 20_2	0.8	0.9
Panel(33)	INV 20_1	0.8	0.9
Panel(34)	INV 19_2	0.8	0.9
Panel(35)	INV 19_1	0.8	0.9
Panel(36)	INV 18_2	0.8	0.9
Panel(37)	INV 18_1	0.8	0.9
Panel(38)	INV 17_1	0.8	0.9
Panel(4)	INV 2_1	0.8	0.9
Panel(5)	INV 2_1_1	0.8	0.9
Panel(6)	INV 4_1	0.8	0.9
Panel(7)	INV 4_2	0.8	0.9
Panel(8)	INV 9_2	0.8	0.9
Panel(9)	INV 9_1	0.8	0.9

Tabla C-6. Datos de transformadores de dos devanados.

Transformador	Potencia MVA	Voltaje Alta kV	Voltaje baja kV	Uk %	uk0 %
trf_TR-BT18_INV 17_1_1	1	23	0.345	6	3
trf_115_23_1	35	115	23	9.53	3

Tabla C-7. Datos de transformadores de tres devanados.

Tranformador	Potencia lado alta MVA	Potencia lado baja MVA	Potencia lado media MVA	Voltaje lado Alta kV	Voltaje lado Media kV	Voltaje lado baja kV	Uk %			uk0 %		
							AV-MV	MV-BV	BV-AV	AV-MV	MV-BV	BV-AV
tr3_TR-BT10_INV 10_1_INV 10_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT11_INV 11_1_INV 11_2_1	1.25	0.62	0.62	23	0.275	0.275	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT12_INV 12_1_INV 12_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT13_INV 13_1_INV 13_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT14_INV 14_1_INV 14_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT15_INV 15_1_INV 15_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT16_INV 16_1_INV 16_2_1	1.25	0.62	0.62	23	0.275	0.275	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT17_INV 18_1_INV 18_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT19_INV 19_1_INV 19_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT1_INV 1_1_INV 1_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT20_INV 20_1_INV 20_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT2_INV 2_1_INV 2_1_1_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT3_INV 3_1_INV 3_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT4_INV 4_1_INV 4_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT5_INV 5_1_INV 5_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT6_INV 6_1_INV 6_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT7_INV 7_1_INV 7_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT8_INV 8_1_INV 8_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3
tr3_TR-BT9_INV 9_1_INV 9_2_1	1.75	0.88	0.88	23	0.345	0.345	3.01715	6	6	3	3	3

C.3. Creación de un proyecto en DlgSILENT.

Para la creación de un circuito en DlgSILENT para estudios de armónicos, como primer paso se debe colocar una barra o bus como se señala en la Figura C.1.

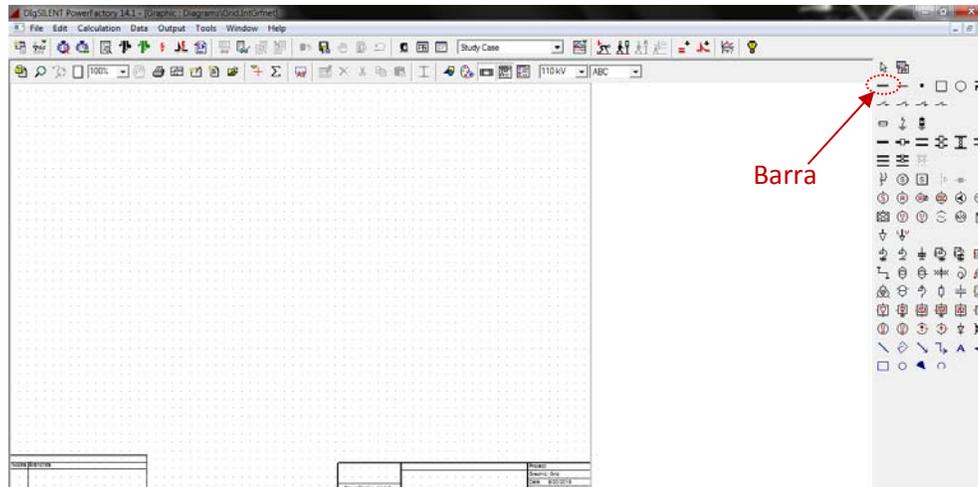


Figura C.1. Selección de la barra.

Haciendo doble click en la barra instalada en el circuito se podrá modificar las características de la barra como se muestra en la Figura C.2.

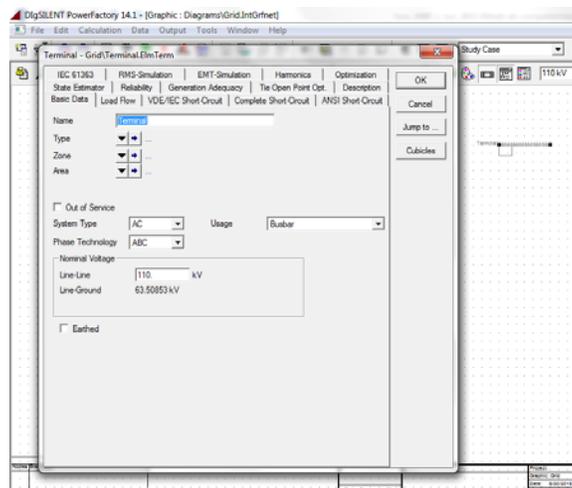


Figura C.2. Modificación de las características de la barra.

Teniendo la barra instalada se procede a instalar el generador eólico y la equivalente de una red externa señalada en la Figura C.3

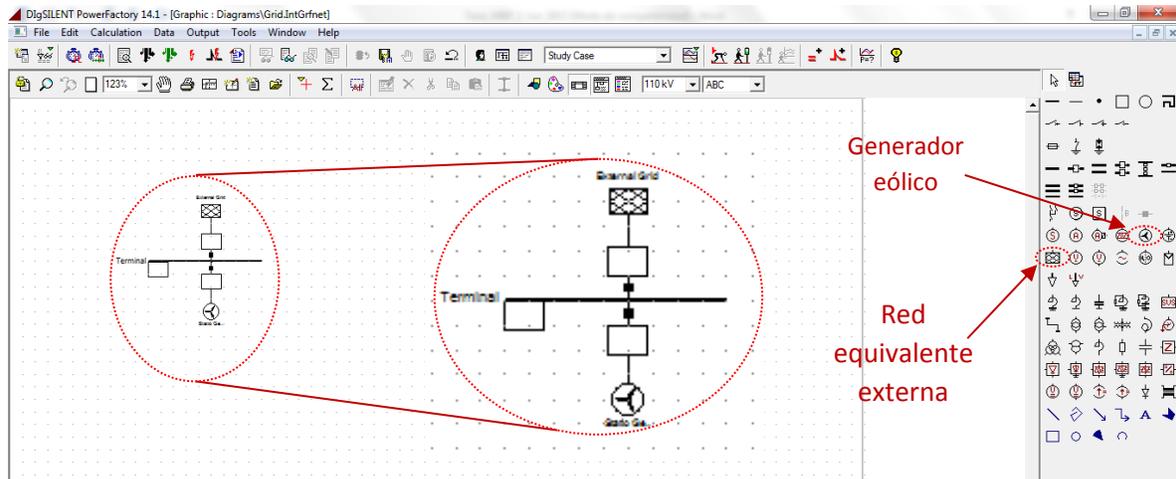


Figura C.3. Instalación de un generador eólico y red equivalente externa.

Para la modificación de los valores de los aerogeneradores se da doble click en el elemento del aerogenerador y saldrá una ventana, con la pestaña principal “Basic Data” como se muestra en la Figura C.4.

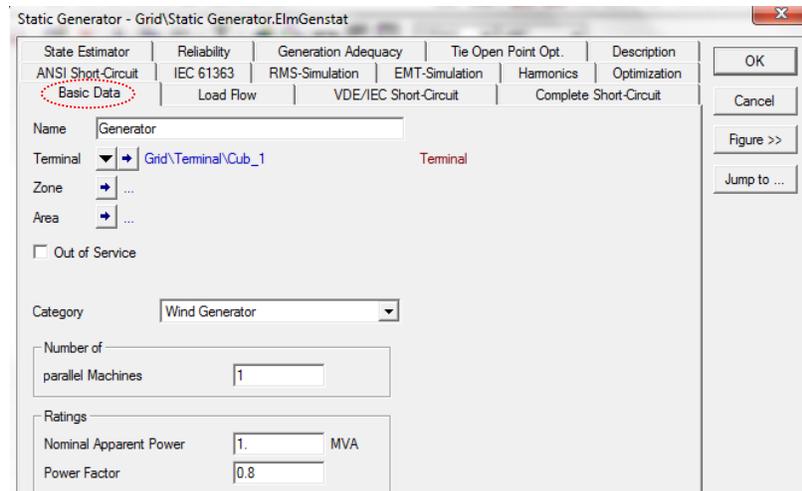


Figura C.4. Ventana principal del elemento seleccionado.

Las mediciones obtenidas en campo se insertan en la pestaña “Harmonics”. Puesto que es un nuevo proyecto se selecciona “New Project Type” como se muestra en la Figura C.5, asimismo se insertan las mediciones del espectro armónico obtenido en campo el cuál sean las corrientes armónicas con respecto a la corriente fundamental como se muestra en la Figura C.6.

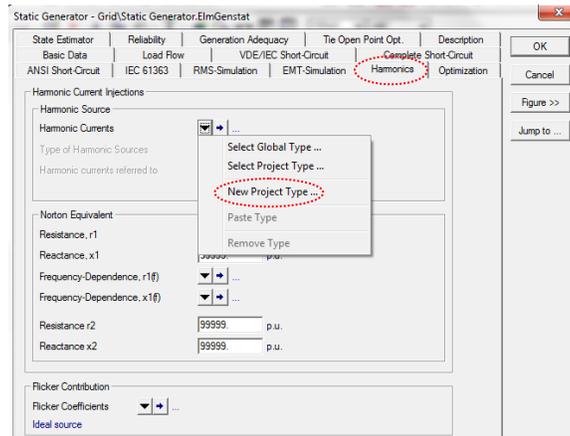


Figura C.5. Ventana del elemento seleccionado para armónicos.

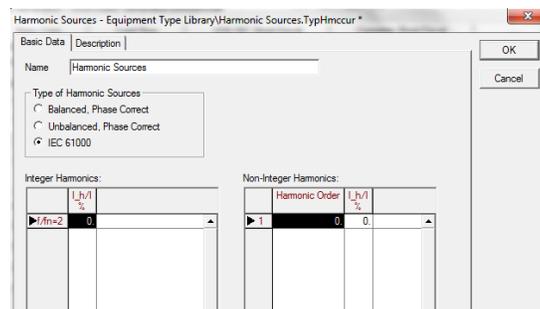


Figura C.6. Ventana para insertar los valores de las mediciones de espectro armónico.

Para la simulación del barrido de impedancia se requiere seguir la ruta que se muestra en la Figura C.7 donde se selecciona “Impedance Frequency Characteristics”. Para la obtención de espectro armónico se selecciona “Harmonic Load Flow” como se muestra en la Figura C.8, entonces para las dos opciones se pondrá ejecutar como se muestran en la Figura C.9.

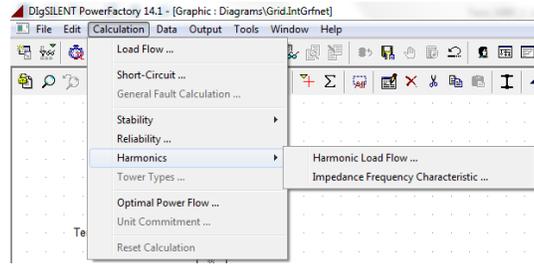


Figura C.7. Menú para simulaciones de armónicos.

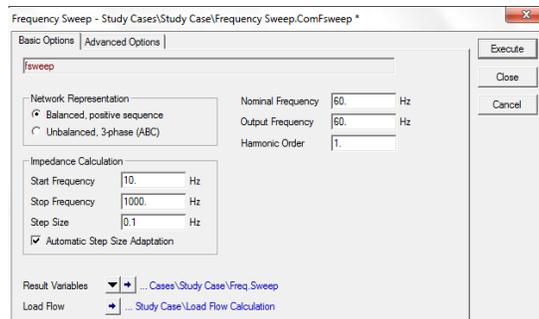


Figura C.8. Ventana previa para simulación de barrido de impedancia.

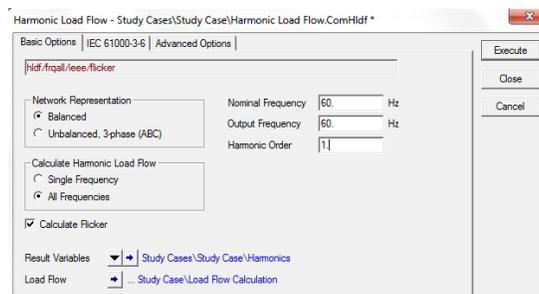


Figura C.9. Ventana previa para simulación de propagación de armónicos.