



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONTROL AUTOMÁTICO DE DESBALANCES EN REDES CON GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

FELIPE ANDRÉS SALVADOR MORONI REY

PROFESOR GUÍA:
DR. RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALFREDO MUÑOZ RAMOS
DR. LUIS VARGAS DÍAZ
DR. RUBEN PEÑA GUIÑEZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por los proyectos
FONDECYT #1151438 y CONICYT/FONDAP/15110019

SANTIAGO DE CHILE
2016

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE:
Magíster en ciencias de la ingeniería, mención eléctrica y al
título de ingeniero civil electricista
POR: Felipe Andrés Salvador Moroni Rey
FECHA: 20 de abril de 2016
PROFESOR GUÍA: Dr. Rodrigo Palma Behnke

**“CONTROL AUTOMÁTICO DE DESBALANCES EN REDES CON GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA”**

En los últimos años, los problemas climáticos asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), han aumentado significativamente el interés por diversificar las fuentes primarias para la generación de energía eléctrica. De hecho, las tecnologías de generación como la fotovoltaica han reducido considerablemente sus precios, llegando incluso a que en ciertos lugares la energía solar fotovoltaica sea más económica que conectarse a la red, aumentando su incorporación a los sistemas eléctricos en general. Es factible pensar que en un futuro no muy lejano los consumidores residenciales o pequeñas industrias opten por aprovechar las bondades de este tipo de energía para satisfacer sus requerimientos de electricidad, lo que ocasionará un aumento significativo de generación en los puntos de consumo. Lo anterior se traduce en desafíos técnico-operacionales para la operación de las redes de distribución.

Dentro de las problemáticas que se producirán, está el aumento del desbalance en las redes, dado que ya no bastará con estudios estadísticos de demanda, sino que también entrarán a regir factores climáticos y de mantenimiento de los generadores en la operación, dificultando la tarea de despacho para una operación segura de la red. Estos desbalances tanto de carga como de tensión pueden ser atenuados si se utilizan tecnologías de control de flujo para redes de transmisión y aplicando estrategias de control adecuadas. Consecuentemente, desde el punto de vista del operador de la red de distribución, es factible operar una red balanceada que cumple con los criterios de la norma técnica.

Se propone el diseño de un D-Statcom con capacidad de almacenamiento, basado en un convertidor tipo VSC de 3 piernas. Su sistema de control está constituido por el módulo sintetizador de tensión, que tiene como función calcular y generar las señales de encendido y apagado de los interruptores de potencia; El módulo sincronizador, que mediante un PLL (del inglés *Phase Locked Loop*) permite que las tensiones generadas por el conversor y las de la red estén en sincronía; El módulo de control de corriente, el cual por medio de controles PI genera referencias de tensión para el bloque sintetizador de tensión y así se inyecten las corrientes de referencia al sistema en el punto de conexión; Por último, el módulo de cálculo de referencias de control, el cual se encarga de generar las referencias de corriente para el resto del equipo. Lo anterior se implementa mediante el uso de MATLAB™/Simulink™ y el módulo PowerSystem.

Los resultados de los casos de estudios simulados revelan la factibilidad y funcionalidad esperada del equipo diseñado en diversas situaciones. Con el control propuesto, y a partir de las simulaciones realizadas, se pudo disminuir un desbalance de tensión de un 3.29% a sólo un 0,53%, es decir un 84% de mejora con el alimentador normal, en cambio con la red más débil se logró compensar de un 4.60% a sólo un 1,99%, o sea, un 57% de mejora del indicador. En los casos estudiados, el incluir la operación de este equipo compensador y su control mejora el indicador de desbalance a lo menos un 77%, salvo en el escenario más complejo que se obtienen mejoras en torno a un 56%.

Dada la efectividad del equipo de compensación y su control, se propone finalmente extender el trabajo a otras fuentes de generación distribuida, pues al ser una solución modal, será de gran ayuda en la introducción masiva de nuevas fuentes de energía en las futuras Smart grid que se instalen en el mundo.

*A mi amada esposa y compañera de vida, Eli...
y a todos quienes luchamos por lograr nuestros sueños*

Agradecimientos.

Quiero comenzar agradeciendo a todas las personas que fueron parte de este largo, entretenido y bello proceso de la vida que es el estudiar en la universidad, no podré nombrar a todos pero sepan que no hubiese sido lo mismo sin ustedes.

A mis suegros, Jorge y Susana, por hacerme parte de su familia, tratarme como a un hijo, aconsejarme, empujarme y guiarme cuando los caminos se veían difusos.

A mi amada esposa Eli, agradezco enormemente tu paciencia e infinito amor, eres mi pilar y la razón principal de que este paso haya culminado. Gracias por ser mi inspiración para ser cada día una mejor persona.

Agradezco a mis padres por darme la oportunidad de estudiar y a Aida por su preocupación y cobijo.

A todos los profesores que me entregaron su tiempo y conocimiento en estos años, sin los cuales nada de esto habría llegado a término. En especial quiero agradecer a Rodrigo por su apoyo en los momentos complicados, sus consejos y su tiempo para responder mis inquietudes, a Rubén por sus certeros comentarios que hicieron de este trabajo un real aporte y a Alfredo, por su amistad, infinitas charlas sobre la vida y su confianza en mi persona.

Se agradece el apoyo de los proyectos FONDECYT #1151438 y CONICYT/FONDAP/15110019.

A los funcionarios del DIE, quienes me apoyaron en todas las instancias cuando su servidor los necesitó, por el cariño con el que me saludan cuando me ven pasar y su valioso trabajo. Lily, Paola, Eliana, Milena, Vladimir, Emilio, don Luis, don Villa y todos los demás: gracias por su profesionalismo.

A mis socios, compañeros y amigos, sin los cuales la vida universitaria no hubiese sido plena. A Diego, Pepe, Iván, Inés, Roberto, Cesar, Mauricio, David, Francisco, Ricardo, Alejandro, Rodrigo, Paz, Oscar, Claudio, Patricio, Eddy, Jorge, Axel y Rafael sin los cuales todos los proyectos, congresos, campañas y aventuras que tuvimos no hubiesen existido. Muchísimas gracias por su amistad, calidad humana y energía permanente para hacer grandes cosas.

A todos ellos quienes han sido parte de esto, muchas gracias...

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN E HIPÓTESIS	2
1.2. OBJETIVOS	3
1.2.1. <i>Objetivos Generales</i>	3
1.2.2. <i>Objetivos Específicos</i>	3
1.3. ALCANCES	3
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	5
2. EVOLUCIÓN Y TENDENCIAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	6
2.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	6
2.2. SMART GRID Y MICRO-REDES.....	8
2.2.1. <i>Smart grid</i>	8
2.2.2. <i>Características principales de una Smart grid</i>	9
2.2.3. <i>Tecnologías claves de una Smart grid</i>	11
2.2.4. <i>Micro-redes</i>	15
2.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18
2.3.1. <i>Concepto de Generación Distribuida</i>	18
2.3.2. <i>Beneficios y Problemas asociados al uso de Generación Distribuida</i>	19
2.3.3. <i>Tecnologías aplicables a Generación Distribuida</i>	21
2.3.4. <i>Generación Solar Fotovoltaica Distribuida</i>	30
3. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	38
3.1. PROBLEMAS TÍPICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	38
3.1.1. <i>Transitorios</i>	39
3.1.2. <i>Variaciones de Corta Duración</i>	42
3.1.3. <i>Variaciones de larga duración</i>	47
3.1.4. <i>Desbalance de Tensión</i>	50
3.1.5. <i>Distorsión en la forma de Onda</i>	53
3.1.6. <i>Fluctuaciones de Tensión</i>	63
3.1.7. <i>Variaciones de Frecuencia</i>	63
3.1.8. <i>Desviación de Tensión vs Duración del problema</i>	64
3.2. EQUIPOS FACTS	65
3.2.1. SVC.....	66
3.2.2. STATCOM	67
3.2.3. <i>Energy Storage System (ESS)</i>	67
3.2.4. <i>Equipos FACTS + BESS</i>	69
3.3. TÉCNICAS DE CONTROL DE DISTORSIONES	70
3.3.1. <i>Controlando los problemas en un ambiente GD</i>	70
3.3.2. <i>Métodos de Control de Filtros Activos de Potencia</i>	72
3.3.3. <i>Métodos basados en el tiempo vs Sistemas desbalanceados</i>	79
4. PROPUESTA DE ESQUEMA DE CONTROL DE DESBALANCE	91
4.1. PROPUESTA GENERAL DE ESQUEMA DE CONTROL.....	92
4.2. DESCRIPCIÓN DE MÓDULOS.....	93
4.2.1. <i>Módulo Sintetizador de tensión</i>	93
4.2.2. <i>Módulo Sincronizador</i>	94
4.2.3. <i>Módulo de control de corriente</i>	96
4.2.4. <i>Módulo de referencias de control</i>	96
4.3. IMPLEMENTACIÓN	98
4.3.1. <i>Red Externa</i>	100
4.3.2. <i>Generación fotovoltaica distribuida</i>	100

4.3.3.	<i>Cargas balanceadas y desbalanceadas</i>	102
4.3.4.	<i>Equipo compensador</i>	104
4.3.5.	<i>Conductores</i>	110
5.	CASOS DE ESTUDIO	112
5.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	112
5.2.	CASO 1: CARGA DESBALANCEADA SIN GD	112
5.2.1.	<i>Descripción del caso</i>	112
5.2.2.	<i>Resultados</i>	113
5.2.3.	<i>Análisis de resultados</i>	134
5.3.	CASO 2: GD DESBALANCEADA, CONSUMO BALANCEADO	136
5.3.1.	<i>Descripción del caso</i>	136
5.3.2.	<i>Resultados</i>	137
5.3.3.	<i>Análisis de resultados</i>	158
5.4.	CASO 3: CARGA + GD DESBALANCEADA	160
5.4.1.	<i>Descripción del caso</i>	160
5.4.2.	<i>Resultados</i>	160
5.4.3.	<i>Análisis de resultados</i>	181
6.	CONCLUSIONES	184
6.1.	CONCLUSIONES GENERALES	184
6.2.	TRABAJO FUTURO	186
I.	GLOSARIO	187
II.	BIBLIOGRAFÍA	188
III.	ANEXOS	193
	ANEXO A: CÓDIGO EN MATLAB™ PARA VISUALIZAR DISTINTOS ESTADOS DE UNA RED BAJO 3 SISTEMAS DE REFERENCIA, SUS COMPONENTES SIMÉTRICAS Y SU NIVEL DE DESBALANCE.	193

Índice de tablas

Tabla 2.1: Nivel de madurez y velocidad de desarrollo de tecnologías para Smart grid [16]	15
Tabla 2.2: Tecnologías de generación distribuida por sector	25
Tabla 2.3: Energía solar fotovoltaica instalada en Alemania	29
Tabla 3.1: Comparación entre Filtros Activos y Pasivos.....	62
Tabla 3.2: Comparación de algoritmos de cálculo de referencia de compensación	79
Tabla 5.1: Resumen indicadores relevantes para Caso 1	136
Tabla 5.2: Resumen indicadores relevantes para Caso 2	159
Tabla 5.3: Resumen indicadores relevantes para Caso 3.....	182
Tabla 6.1: Resumen indicadores desbalances de tensión Casos 1 a 3	185

Índice de figuras

Figura 2.1: Componentes de un sistema eléctrico de potencia tradicional.....	7
Figura 2.2: Evolución hacia una red eléctrica inteligente [16].....	9
Figura 2.3: El sistema eléctrico del futuro: inteligente e integrado [17]	12
Figura 2.4: Áreas tecnológicas dentro de una Smart grid [16].....	14
Figura 2.5: Esquema de una Microred [18]	16
Figura 2.6: Microred y tecnologías que interactúan con ella [19]	17
Figura 2.7: Clasificación de tecnologías de generación distribuida	23
Figura 2.8: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía.....	24
Figura 2.9: Costos de instalación de tecnologías GD.....	26
Figura 2.10: Costos fijos de operación y mantención de tecnologías GD	26
Figura 2.11: Evolución del precio de mercado de la electricidad y costos de electricidad fotovoltaica (PV LCOE) en Copiapó, Chile.....	27
Figura 2.12: Proyección de la capacidad instalada de GD en el sector residencial y comercial en [GW].....	28
Figura 2.13: Proyección de capacidad adicional de GD sectores residencial y comercial para 10 casos entre 2011 a 2040 en [GW].....	28
Figura 2.14: Proyección de generación en el sector residencial y comercial, rangos 2012 y 2040 en [TWh].	29
Figura 2.15: Estructura de un panel solar.....	31
Figura 2.16: Panel solar con celdas de silicio monocristalino (izq) y policristalino (der). 32	
Figura 2.17: Diagrama de bloques de un inversor.....	33
Figura 2.18: Instalación típica de un sistema fotovoltaico residencial.	34
Figura 2.19: Costos proyectados de Instalación de un sistema fotovoltaico (2010 a 2020).	35
Figura 2.20: Respuesta espectral de celdas fotovoltaicas convencionales (izq) y transparentes (der).....	36
Figura 2.21: Instalación de vidrio fotovoltaico transparente en Edificio Lucía, Valladolid.	37
Figura 2.22: La gasa de dióxido de titanio permite que el aire entre a la batería mientras las barras recogen la luz.	37
Figura 3.1: Corriente de impacto de rayo, que puede provocar un impulso transiente en el sistema de potencia.....	40
Figura 3.2: Transiente oscilatorio de baja frecuencia causado por la energización de un banco de condensadores	40
Figura 3.3: Transiente oscilatorio de baja frecuencia causado por ferresonancia de un transformador sin carga.....	41
Figura 3.4: Voltage Surges: Transiente producto de un rayo (izq) y otro por conexión de capacitores (der)	42
Figura 3.5: Interrupción momentánea de voltaje RMS (arriba) y alterno (abajo)	43
Figura 3.6: Sag y Swells de Voltaje	46
Figura 3.7: Variación de voltaje de larga duración RMS (arriba) y alterno (abajo)	48
Figura 3.8: Tendencia de desequilibrio de un alimentador residencial	51
Figura 3.9: Desplazamiento de forma de onda por CC	54
Figura 3.10: Onda de Voltaje de 50 Hz (arriba), Segunda armónica de Voltaje de amplitud 0,5 p.u. (medio) y suma de ambas con picos de más del 30% sobre el nominal (abajo).	57

Figura 3.11: Forma de onda de corriente y espectro armónico para la corriente de entrada de un ASD.....	58
Figura 3.12: Ejemplo de “notching” de tensión causado por la operación de un convertidor	58
Figura 3.13: Compensación pasiva de armónicos y de Potencia Reactiva.	61
Figura 3.14: Curva CBEMA, para cuantificación de la calidad de la energía [52]	64
Figura 3.15: Estructura de un SVC y su característica de corriente	66
Figura 3.16: Estructura de un STATCOM y su característica de corriente	67
Figura 3.17: Requerimientos de Almacenamiento de Potencia para aplicaciones en Sistemas Eléctricos de Potencia.	68
Figura 3.18: Estructura de un STATCOM con capacidad de almacenar energía.....	69
Figura 3.19: Esquema general de control para filtro Activo.....	72
Figura 3.20: Cálculo de referencias de compensación basado en Teoría de potencia instantánea.....	76
Figura 3.21: Representación gráfica de ejes dq en el plano de referencia.....	78
Figura 3.22: Cálculo de referencia basado en eje de referencia sincrónico d-q.....	78
Figura 3.23: Representación gráfica de las componentes simétricas	81
Figura 3.24: Descomposición vectorial de las componentes simétricas.....	81
Figura 3.25: Escenario 1, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	82
Figura 3.26: Escenario 2, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	83
Figura 3.27: Escenario 3, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	85
Figura 3.28: Escenario 4 representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	86
Figura 3.29: Escenario 5, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	87
Figura 3.30: Escenario 6, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances	88
Figura 4.1: Esquema general de control para equipo compensador	93
Figura 4.2: Esquema del VSC de 6 transistores y su modelo de interruptores	94
Figura 4.3: Esquema PLL basado en ejes d-q	95
Figura 4.4: Esquema de control de corriente convertidor	96
Figura 4.5: Esquema de Control Equipo de Compensación.....	97
Figura 4.6: Esquema de la lógica del módulo de cálculo de referencias de Control	98
Figura 4.7: Alimentador de Pruebas en Matlab/Simulink.....	99
Figura 4.8: Red Externa en Matlab/Simulink	100
Figura 4.9: Generación Fotovoltaica Distribuida en Matlab/Simulink	101
Figura 4.10: Cargas balanceadas y desbalanceadas en Matlab/Simulink.....	103
Figura 4.11: Equipo compensador de desbalances y su controlador en Matlab/Simulink	104
Figura 4.12: Esquema de Control Equipo de Compensación en Matlab/Simulink.....	105
Figura 4.13: Bloque PLL en Matlab/Simulink.....	106
Figura 4.14: Parámetros de configuración del bloque PLL en Matlab/Simulink.....	106
Figura 4.15: Transformada de Park directa en Matlab/Simulink.....	107
Figura 4.16: Descripción del bloque Transformada de Park directa y sus cálculos en Matlab/Simulink	107

Figura 4.17: Transformada de Park inversa en Matlab/Simulink.....	108
Figura 4.18: Descripción del bloque Transformada de Park inversa y sus cálculos en Matlab/Simulink.....	108
Figura 4.19: Calculadores de valor medio ejes d y q en Matlab/Simulink.....	109
Figura 4.20: Bloques para cálculo de corrientes de referencia ejes dq0 en Matlab/Simulink.....	109
Figura 4.21: Esquema del VSC de 6 transistores.....	110
Figura 4.22: Detalle del bloque equipo compensación en Matlab/Simulink.....	110
Figura 4.23: Conductores y barras de medida en Matlab/Simulink.....	111
Figura 5.1: Caso 1.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	113
Figura 5.2: Caso 1.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	114
Figura 5.3: Caso 1.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	115
Figura 5.4: Caso 1.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	115
Figura 5.5: Caso 1.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	116
Figura 5.6: Caso 1.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	117
Figura 5.7: Caso 1.1- Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	118
Figura 5.8: Caso 1.1- Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	119
Figura 5.9: Caso 1.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	120
Figura 5.10: Caso 1.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	121
Figura 5.11: Caso 1.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	121
Figura 5.12: Caso 1.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	122
Figura 5.13: Caso 1.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	123
Figura 5.14: Caso 1.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	124
Figura 5.15: Caso 1.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	124
Figura 5.16: Caso 1.2- Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	125
Figura 5.17: Caso 1.2- Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	126
Figura 5.18: Caso 1.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	127
Figura 5.19: Caso 1.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	128

Figura 5.20: Caso 1.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	128
Figura 5.21: Caso 1.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	129
Figura 5.22: Caso 1.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	130
Figura 5.23: Caso 1.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	131
Figura 5.24: Caso 1.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	131
Figura 5.25: Caso 1.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	132
Figura 5.26: Caso 1.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	133
Figura 5.27: Caso 1.3 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	134
Figura 5.28: Caso 2.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	137
Figura 5.29: Caso 2.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	138
Figura 5.30: Caso 2.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	139
Figura 5.31: Caso 2.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	139
Figura 5.32: Caso 2.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	140
Figura 5.33: Caso 2.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	141
Figura 5.34: Caso 2.1– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	142
Figura 5.35: Caso 2.1– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	143
Figura 5.36: Caso 2.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	144
Figura 5.37: Caso 2.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	145
Figura 5.38: Caso 2.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	145
Figura 5.39: Caso 2.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	146
Figura 5.40: Caso 2.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	147
Figura 5.41: Caso 2.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	148
Figura 5.42: Caso 2.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	148
Figura 5.43: Caso 2.2– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	149

Figura 5.44: Caso 2.2– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	150
Figura 5.45: Caso 2.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	151
Figura 5.46: Caso 2.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	152
Figura 5.47: Caso 2.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	152
Figura 5.48: Caso 2.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	153
Figura 5.49: Caso 2.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	154
Figura 5.50: Caso 2.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	155
Figura 5.51: Caso 2.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	155
Figura 5.52: Caso 2.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	156
Figura 5.53: Caso 2.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	157
Figura 5.54: Caso 1.3 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	158
Figura 5.55: Caso 3.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	161
Figura 5.56: Caso 3.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	161
Figura 5.57: Caso 3.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	162
Figura 5.58: Caso 3.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	163
Figura 5.59: Caso 3.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	164
Figura 5.60: Caso 3.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	164
Figura 5.61: Caso 3.1– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	165
Figura 5.62: Caso 3.1– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	166
Figura 5.63: Caso 3.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	167
Figura 5.64: Caso 3.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	168
Figura 5.65: Caso 3.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	168
Figura 5.66: Caso 3.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	169
Figura 5.67: Caso 3.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	170

Figura 5.68: Caso 3.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	171
Figura 5.69: Caso 3.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	171
Figura 5.70: Caso 3.2– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	172
Figura 5.71: Caso 3.2– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	173
Figura 5.72: Caso 3.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	174
Figura 5.73: Caso 3.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	175
Figura 5.74: Caso 3.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	175
Figura 5.75: Caso 3.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	176
Figura 5.76: Caso 3.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	177
Figura 5.77: Caso 3.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	178
Figura 5.78: Caso 3.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	178
Figura 5.79: Caso 3.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	179
Figura 5.80: Caso 3.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	180
Figura 5.81: Caso 3.3 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador.....	181

1. Introducción

La creciente preocupación por aumentar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico han generado un cambio de visión en los mercados y sistemas eléctricos en los últimos años, flexibilizando la instalación de sistemas centralizados con grandes unidades de generación, por lo general lejos de los grandes consumos y operando a través de sistemas interconectados de grandes dimensiones, y dejando espacio para la incorporación de pequeñas y medianas unidades generadoras en las cercanías de los puntos de consumo.

La incorporación de generadores en las redes de distribución permite utilizar recursos energéticos de carácter local, aumentando la potencia disponible para los consumos y, de esta forma descongestionar en parte las redes de transmisión y disminuyendo las pérdidas de transmisión. Por el lado negativo, el incluir Generación Distribuida en las redes, crea problemas técnicos relacionados con la coordinación de protecciones [1], control de voltaje bajo situaciones de desbalance en las cargas, generadores y consumos monofásicos [2], inestabilidad de tensión, torque y frecuencia, cambios en la contaminación armónica de las redes de distribución, efectos sobre las corrientes de cortocircuito, junto al potencial desconocimiento del estado de operación de cada generador distribuido [3] [4] [5] [6] [7].

Algunos de estos problemas de coordinación entre generadores están siendo estudiados bajo pequeños sistemas de tipo SCADA apoyados por las tecnologías de internet, de forma de coordinar el despacho de cada una de las unidades de generación de forma controlada. Conceptualmente este tipo de coordinación se conoce como “Redes Inteligentes”, “Smart grids” o “Generador virtual”, lo que requiere de un nivel de interactividad sofisticado [8] [9] [10] [11].

Por otra parte, la baja inercia presente en la mayoría de los generadores distribuidos, los que incluso pueden actuar mediante interfaces libres de inercia [5], incrementa la incertidumbre frente a la respuesta transitoria de estos sistemas. Frente a estos nuevos requerimientos la incorporación de equipos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) parecen ser una solución adecuada a este problema. Un tipo de equipo FACTS, llamado BESS (Battery Energy Storage System), posee tanto la capacidad de controlar tensión en varios niveles de operación como de balancear potencia reactiva y activa en las redes, lo que permite agregar un nuevo nivel de flexibilidad y seguridad a la operación [11] [12] [13] [14].

Lograr la implementación de este tipo de sistemas en el país en forma comercial puede tomar años, dado el actual estado experimental que tiene la tecnología y el elevado precio para nuestra realidad local de la totalidad de los equipos, por lo que resulta interesante estudiar una solución de complejidad intermedia.

La solución propuesta en la tesis, consiste en utilizar un equipo D-Statcom con capacidad de almacenamiento y una lógica de control conveniente, para entregarle una mayor flexibilidad de operación a los pequeños generadores. Creando, en un alimentador de una red de distribución, una zona con capacidad de "auto-curación instantánea" en donde el cambio repentino en los consumos, ya sean balanceados o desbalanceados, no afecten la calidad ni la estabilidad del suministro eléctrico y de los pequeños generadores conectados a la misma. De esta forma, los generadores distribuidos operarán con curvas de carga estables y conocidas, maximizando el factor de planta (al no tener que desconectar parte de los generadores frente a algunas de las contingencias o perturbaciones potenciales del sistema). Por consiguiente, se garantiza la energía entregada por cada generador al sistema, sin la necesidad de un sistema SCADA de por medio.

1.1. Motivación e Hipótesis

En los últimos años, el interés por diversificar las fuentes primarias de energía ha aumentado significativamente, llevando a tecnologías de generación como la fotovoltaica y la eólica a reducir considerablemente sus precios y a aumentar su incorporación a los sistemas eléctricos en general. Tanto ha sido la evolución, que en algunas partes es incluso más rentable autogenerar energía a partir de paneles fotovoltaicos que conectarse a la red [15]. Lo anterior es una tendencia al alza dados los niveles de eficiencia que mejoran con el pasar del tiempo, de modo tal que, es posible pensar que en un futuro no muy lejano los consumidores residenciales o pequeñas industrias opten por aprovechar las bondades de la energía solar para satisfacer sus requerimientos de electricidad, lo que provocará un aumento significativo de generación en los puntos de consumo, provocando desafíos técnico-operacionales en una gran parte de nuestras actuales redes de distribución, las cuales operan habitualmente en forma radial.

Dentro de los fenómenos que se producirán, está el aumento del desequilibrio de tensión en las redes, dado que ya no bastará con estudios estadísticos de demanda, sino que también entrarán a regir factores climáticos en la operación, complejizando la tarea del despacho para una operación segura de la red.

En este contexto, para esta investigación se plantea como hipótesis que los desbalances de tensión entre fases pueden ser atenuados eficientemente utilizando tecnologías de control de flujo para redes de transmisión aplicando estrategias de control adecuadas. Consecuentemente, desde el punto de vista del operador de la red de distribución, es factible operar una red balanceada que cumple con los criterios de la norma técnica.

1.2. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos generales y específicos de este trabajo de investigación, en coherencia con la justificación e hipótesis planteada.

1.2.1. Objetivos Generales

- Conocer los efectos de aplicar una compensación automática de desbalance en una red de distribución con alta presencia de generación fotovoltaica.
- Reducir las variaciones de voltaje asociadas a la incorporación de generadores distribuidos (GD) en un alimentador radial de un sistema de distribución, enfrentado a perturbaciones, particularmente aquellas provocadas por la conexión de cargas transitorias o permanentemente desbalanceadas, lo anterior, a través del uso de técnicas de control adecuadas.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Conocer el estado del arte del control automático, a través de corrientes, de desbalances en redes de distribución.
- Conocer el estado del arte de la GD, en particular de la generación fotovoltaica a escala residencial.
- Simular, en régimen transitorio y permanente, el sistema diseñado en una red de distribución con GD.
- Disponer de una plataforma para simular el impacto de consignas de control de inversores en redes con presencia de GD.
- Proponer, a nivel de simulación, alternativas de control por corriente de un compensador tipo D-Statcom con capacidad de almacenamiento para enfrentar perturbaciones provocadas por la conexión de cargas transitorias o permanentemente desbalanceadas, manteniendo los niveles de tensión en el alimentador dentro de norma.

1.3. Alcances

Luego de revisar el concepto de Smart grid, discutir los diferentes aspectos involucrados en la incorporación de generación distribuida y los potenciales problemas y tecnologías

con las que se puede interactuar en las redes de distribución, se observa que el problema a plantear en este trabajo posee múltiples aristas, por lo que una definición adecuada del alcance del mismo garantiza el éxito de la propuesta.

El concepto Smart grid, a ciencia cierta, cuando sea 100% funcional y operacional, traerá bastantes beneficios a las redes eléctricas modernas, pero no hay que perder de vista que su implementación comercial dista bastantes años de ser una realidad, estando aún las tecnologías necesarios en investigación o en fases de prueba.

Dentro de estas últimas, las de mayor relevancia para esta tesis corresponden a la integración con generación distribuida, la gestión de las redes de distribución y la infraestructura para carga de vehículos eléctricos, pues tienen directa relación con la calidad de suministro en las redes de distribución, mientras las demás tienen el foco en el intercambio de información y monitoreo constante para mejoras del control y optimización de infraestructura y recursos.

Desde el punto de vista de la generación distribuida, se desprende principalmente que al incluirla en las redes de distribución, se presentan problemas que tienen impacto en la calidad de suministro, principalmente en la estabilidad, afectando tanto la regulación de tensión como de frecuencia, efecto que se vuelve bastante más relevante al operar la red en modo isla, es decir, aislada de fuentes externas de la red, por lo que tener control entre la energía suministrada y consumida es un asunto fundamental para mantener los parámetros operacionales dentro de niveles aceptables.

Además, en el futuro, los usuarios además de consumir, podrán tener microcentrales en sus residencias, por lo que es muy probable que la generación no siempre sea trifásica, teniendo la red que soportar inyecciones monofásicas de potencia, modificando los niveles de desbalance de la red, por lo que se hace relevante el monitoreo y corrección de este en forma permanente.

Las Smart grids, son un concepto ambicioso, que tomará varios años en estar lo suficientemente maduro para su operación comercial a gran escala, por lo que sumado a lo anterior, y tomando en consideración los avances y beneficios de la tecnología de almacenamiento de energía y equipos FACTS, es que en esta tesis se buscará dar solución a algunos de los problemas descritos anteriormente, específicamente al desbalance y la regulación de tensión en redes de distribución con generación distribuida, con miras de generar una primera etapa, que sirva como una base sólida para una implementación exitosa de la generación distribuida en las redes actuales, mientras maduran las tecnologías complementarias para ver la llegada oficial de las Smart grids a las redes eléctricas del mundo.

Otros problemas como el aumento del nivel de contaminación armónica o los inconvenientes producto de los flujos bidireccionales y cambios en las corrientes de cortocircuito no serán analizados en profundidad en esta tesis, ya que para su corrección

se utilizan filtros activos, sistemas de detección y novedosos diseños de protecciones respectivamente, los que se escapan de los alcances de este trabajo.

1.4. Estructura del documento

Esta tesis se desarrolla de la siguiente manera: el capítulo 2 comprende la revisión de antecedentes, en particular los relacionados con los sistemas de generación, su evolución, conceptos de Smart grid, micro-redes y generación distribuida, poniendo énfasis respecto a la generación fotovoltaica.

El capítulo 3 está orientado a la calidad de suministro, estudiando los problemas típicos de calidad en las redes de distribución, sus causas y efectos, junto con las técnicas tanto clásicas como más actuales de corrección. Además contempla una descripción de los sistemas FACTS y de las técnicas de control de filtros activos, con un enfoque al control de desbalances de tensión.

El capítulo 4 se dedica al planteamiento formal del problema, descripción de los módulos utilizados y de los supuestos adoptados para su tratamiento.

En el capítulo 5 se describen los casos a simular y se presentan los resultados obtenidos, además del análisis respectivo a cada escenario.

Finalmente en el capítulo 6 se muestran las conclusiones obtenidas a partir de los casos analizados y se realiza una discusión sobre el trabajo futuro.

2. Evolución y tendencias de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Para comprender el contexto en el cual se desarrolla la tesis, es necesario comenzar recordando conceptos básicos para el lector, tales como lo que es un sistema o red de distribución eléctrica, para luego introducir los conceptos de Smart grid y Generación Distribuida, tanto con sus beneficios y desafíos asociados.

2.1. El Sistema Eléctrico de Potencia

Las sociedades modernas para realizar sus actividades cotidianas dependen cada día más de la energía eléctrica, la que no siempre es generada cerca del lugar de consumo. Por lo que es necesario transportarla, por lo general, grandes distancias a través de un sistema de transmisión eléctrico.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), por lo general, está separado en tres partes: Generación, Transmisión y Distribución.

La **Generación** corresponde a la etapa del sistema donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que a partir de una fuente primaria de energía entregan electricidad al sistema. Según la fuente primaria utilizada las centrales se pueden clasificar, a grandes rasgos, en Hidráulicas, Térmicas y a base de Energías Renovables no Convencionales (ERNC).

En un Sistema Interconectado, bajo operación normal, la frecuencia de la corriente y tensión generada debe estar en sincronismo entre todos los equipos del sistema, para lo cual existen mecanismos de control de frecuencia en cada máquina generadora en operación. En los sistemas eléctricos de Chile, la frecuencia de referencia es 50 [Hz].

El sector de **Transmisión**, está compuesto por el conjunto de líneas, conductores, subestaciones y equipos destinados para transmitir la energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo o de distribución. Para una mayor eficiencia del sistema de transmisión, se utilizan altos voltajes para disminuir las pérdidas asociadas, los que van desde los 23 kV hasta los 500 kV en los sistemas de transmisión chilenos.

Los sistemas de **Distribución** están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales.

El nivel de tensión utilizado en distribución es de 12 kV hasta los 23 kV para distribución en media tensión y en baja tensión se utilizan 380 V entre fases y 220 V fase-neutro.

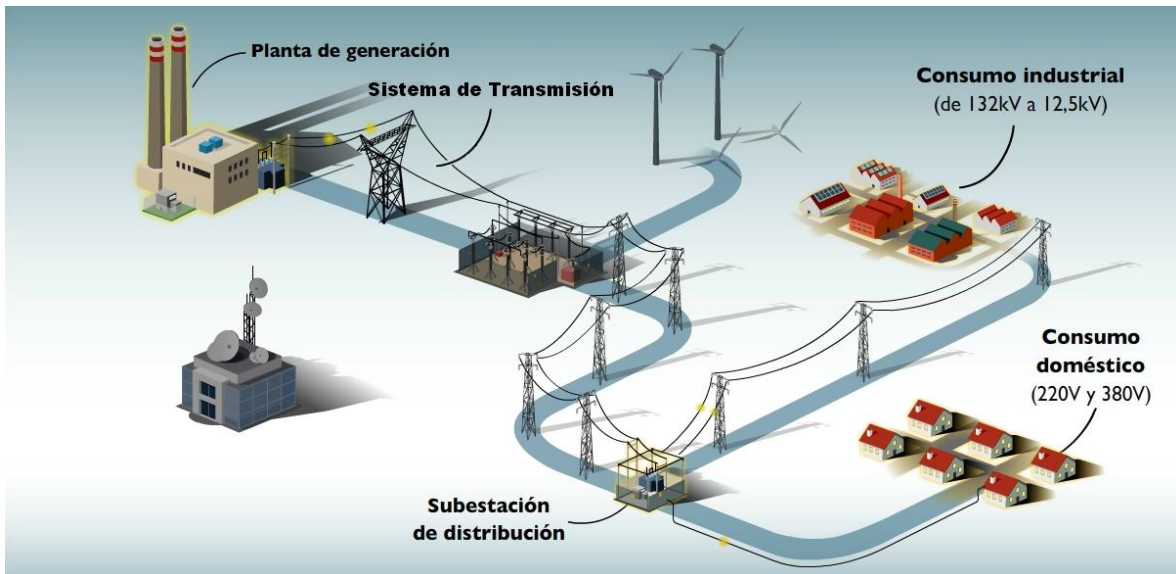


Figura 2.1: Componentes de un sistema eléctrico de potencia tradicional

Al existir muchos actores conviviendo en un sistema, es necesario la existencia de un ente técnico que gobierne al mismo, en el caso chileno es el Centro de Despacho de Carga (CDEC), quien coordina la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión con el fin de obtener un sistema eléctrico seguro, estable y lo más económico posible.

A nivel de distribución, la cantidad de actores crece exponencialmente, por lo que coordinarlos se vuelve prácticamente imposible, lo que se ve reflejado en curvas de consumo impredecibles y variables en el tiempo, lo que hace necesario utilizar sistemas de control distintos a los empleados en transmisión y generación junto a sistemas de protección de la red en caso de fallas o problemas mayores.

Además, en las redes de distribución, se da que un problema en las instalaciones de un consumidor puede provocar a nivel de la red una baja en la calidad del suministro que genera potenciales inconvenientes al resto de los clientes conectados.

Por otro lado, las necesidades energéticas de cada usuario son distintas, algunos necesitan disponibilidad de energía el 100% del tiempo, es el caso de industrias productivas para las cuales quedarse sin energía repercute directamente en su producción y por tanto en su rentabilidad, y en cambio a otros usuarios, cortes de suministro momentáneos o de corta duración en horarios donde no demanden o usen la energía les es un tanto indiferente, pues su costo de oportunidad es bajo.

Además de la disponibilidad de energía, la calidad de suministro, lo que se refiere a regulación y desbalances de tensión y armónicos principalmente, son otra preocupación que afecta a algunos usuarios más que a otros, pues muchos no notan las distorsiones

pues ven que sus equipos funcionan en forma normal, siendo que posiblemente la vida útil de los mismos se esté viendo afectada, por lo que existen ciertas normas y reglamentos para asegurar y obligar a los suministradores de energía a estar dentro de rangos aceptables para la gran mayoría de los consumidores.

2.2. Smart grid y micro-redes

2.2.1. Smart grid

Una Smart grid (o red inteligente) corresponde a un concepto emergente en la literatura técnica, en donde se busca otorgar mayores capacidades a las redes eléctricas, a través de la incorporación de sistemas digitales de control y comunicación, para monitorear y administrar el transporte de electricidad desde todas las fuentes de generación, tanto centralizadas como distribuidas, hasta los consumos, controlando además la calidad demandada por los usuarios finales.

Una Smart grid debe ser capaz de coordinar todas las necesidades y capacidades de todos los generadores, los consumidores, el mercado eléctrico y su operación debe realizarse en coordinación con el resto de las partes del sistema, como lo son la transmisión y distribución.

Lo anterior debe ser realizado lo más eficiente posible, minimizando los costos e impactos ambientales, mientras se maximiza la fiabilidad, resiliencia y estabilidad del sistema como un todo.

El concepto de Smart grid no es exclusivo para sistemas eléctricos, más bien, tiene un amplio rango de aplicación en donde se puede incluir redes hídricas, de gas, de hidrógeno hasta de flujos térmicos. Sin embargo para esta tesis se utilizará el enfoque en los sistemas de distribución de electricidad mayoritariamente.

Muchas regiones ya han comenzado a darle más “inteligencia” a sus redes eléctricas, las que requerirán de nueva planificación y de una significativa investigación adicional para lograr una Smart grid 100% funcional.

El proceso incluye el desarrollo de un conjunto de tecnologías, las que se incorporan a ritmos diferentes dentro de la red, dependiendo de los mercados en donde están insertos, la compatibilidad con la tecnología actual, los sistemas regulatorios y los marcos de inversión.

En la Figura 2.2 se ve el carácter evolutivo de las redes inteligentes, en donde queda implícito que la incorporación de tecnología es un proceso gradual.

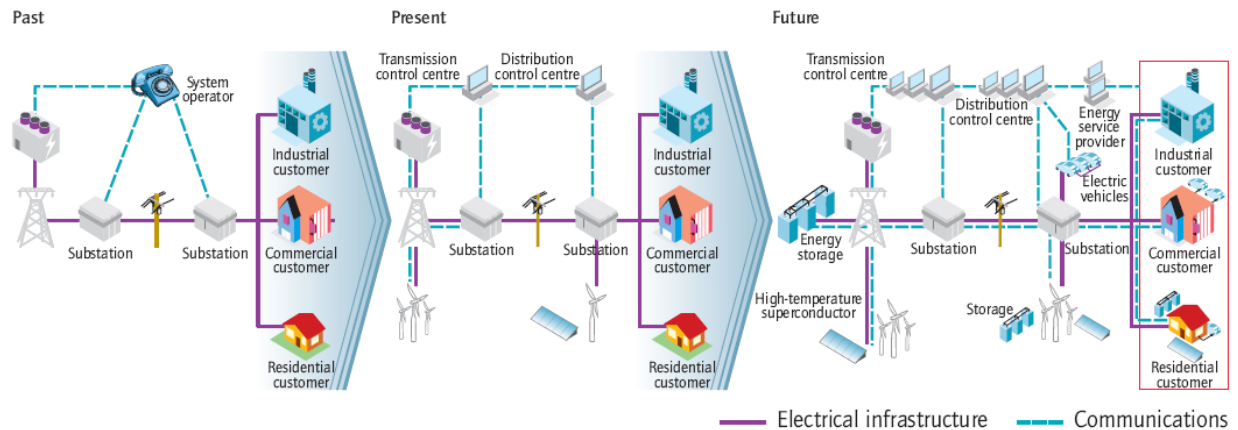


Figura 2.2: Evolución hacia una red eléctrica inteligente [16]

La sola naturaleza de las Smart grids requiere de una significativa colaboración entre variadas áreas tecnológicas que la involucran, desde los generadores, redes de transmisión y distribución, hasta los crecientes transportes eléctricos, los sistemas de almacenamiento energético y los consumidores finales.

2.2.2. Características principales de una Smart grid

a. Permite la participación informada de clientes

En las Smart grid, los consumidores tienen acceso a información del estado de la red, por lo que ayudan a equilibrar la oferta y la demanda, garantizando la confiabilidad de la red mediante la modificación de sus hábitos y la forma de utilizar y comprar electricidad.

Dichas modificaciones están asociadas a que los consumidores tienen opciones que motivan diferentes patrones de compra y comportamiento. Las opciones implican la utilización de nuevas tecnologías, disponibilidad de información sobre su uso de electricidad, y nuevas formas de definir precios de la electricidad y los incentivos.

b. Posee capacidad para alojar todas las tecnologías de generación y almacenamiento

Las Smart grid pueden ser energizadas tanto por grandes plantas generadoras centralizadas, como por todo tipo de centrales distribuidas. La capacidad para incluir fuentes de energías renovables, microcentrales, fuentes combinadas de calor y electricidad y sistemas de almacenamiento permiten aumentar el valor de la red e

impulsar un sistema eléctrico más limpio y amigable con el medioambiente, lo que favorece tanto a proveedores y vendedores como a los clientes.

c. Permite nuevos productos, servicios y mercados

Una Smart grid podría permitir la existencia paralela de distintos tipos de servicios en una misma red, lo que permitiría que los consumidores pueden optar por distintos tipos de contratos y servicios adaptándose al que mejor cumpla sus necesidades de suministro. Algunas características del suministro eléctrico que pueden ser ofertadas independientemente son la energía, potencia disponible, horario de consumo, tiempo de respuesta y la calidad.

Lo anterior necesita necesariamente de cambios en la regulación y tecnología, pero entregaría gran flexibilidad a los reguladores, los operadores y los consumidores y así adaptar la red a condiciones tanto operativas como de mercado.

d. Permite entregar una amplia gama de calidades de suministro según se necesite

Es un hecho que no todos los consumidores de energía requieren de una misma calidad de suministro. Un consumidor industrial es muy distinto a uno residencial. Una red inteligente puede ofrecer diversas calidades (y precios) de suministro eléctrico. El costo de un suministro Premium puede ser incluido en un servicio de suministro eléctrico, el cual incluirá avanzados métodos de control y monitoreo de componentes esenciales de la red, permitiendo diagnósticos y soluciones rápidas frente a problemas que puedan afectar la calidad de la energía entregada, tales como rayos, sobretensiones, fallas y fuentes de armónicas.

e. Optimiza la utilización de las instalaciones y aumenta la eficiencia operativa.

Una Smart grid utiliza lo último en tecnología para optimizar el uso de sus activos. Por ejemplo, permite que los equipos se utilicen cerca de sus límites, disminuyendo márgenes de seguridad, pues se mantiene un control de la red y se intercambia el estado de ella con todas sus partes. Además permite obtener en línea el estado de operación de cada equipo, posibilitando la opción de identificar, en función de sus parámetros operacionales, en formas más precisa el momento justo para un detenimiento para mantenimiento. Por otra parte, las redes de distribución pueden ser optimizadas, reduciendo pérdidas y zonas congestionadas, junto con disminuir los costos operacionales, permitiendo el despacho selectivo de las unidades de generación según sea necesario.

f. Proporciona resiliencia a perturbaciones, ataques y desastres naturales.

La resiliencia se refiere a la capacidad de un sistema de reaccionar frente a eventos inesperados, aislando los elementos problemáticos, mientras que el resto del sistema se restablece a su funcionamiento normal. Esta capacidad de auto-sanación reduce la cantidad y duración de las interrupciones, como a su vez permite gestionar de mejor forma la infraestructura de red existente.

2.2.3. Tecnologías claves de una Smart grid

En una Smart grid conviven muchas tecnologías simultáneamente, algunas en constante desarrollo y consideradas ya maduras para su utilización a gran escala, mientras otras aún se mantienen en etapas de demostración e investigación y requieren de más tiempo para su uso masivo. Sin embargo, no se requiere que todas las tecnologías se instalen al mismo tiempo para considerarse una Smart grid, sino que pueden ir incorporándose por etapas.

Los componentes y tecnologías claves de una red inteligente se exponen a continuación:

a. Monitoreo y control de grandes zonas.

El monitoreo y control en tiempo real de los componentes de la red en grandes zonas, ayuda a los operadores del sistema a entender y optimizar la operación de los elementos del sistema eléctrico.

Un amplio conocimiento de lo que está sucediendo en la red disminuye la probabilidad de blackouts y facilita la integración de energías no convencionales, además, la adquisición y análisis de datos de la red, permitiría tomar decisiones informadas, atenuar perturbaciones que abarcan una gran área y mejorar las capacidades y fiabilidad de los sistemas de transmisión.

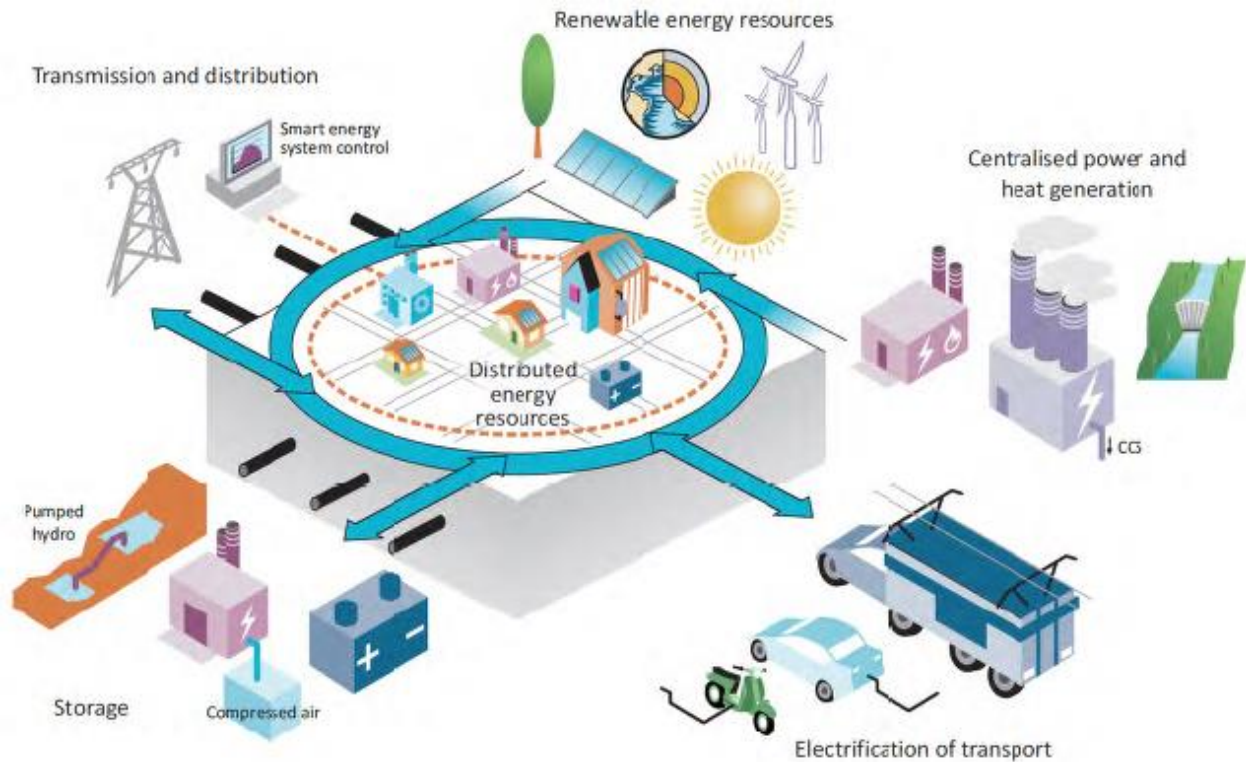


Figura 2.3: El sistema eléctrico del futuro: inteligente e integrado [17]

b. Integración con tecnologías de información y comunicación.

La infraestructura de comunicaciones en una red inteligente, ya sea basada tanto en estructura privada o exclusiva (redes de medición de medidores o sistemas de radio) como en infraestructura de uso público (internet, red de celulares, teléfono), debe soportar transmisión de datos bidireccional en operación diferida, en tiempo real y durante interrupciones del servicio, permitiendo el uso más eficiente de la red eléctrica.

c. Integración con generación distribuida y energías renovables.

La integración de recursos energéticos renovables y distribuidos, ya sea a nivel de transmisión, distribución o en pequeña escala en edificios comerciales y residenciales, presentan desafíos tanto en el despacho como en el control en los sistemas eléctricos de potencia. Los sistemas de almacenamiento de energía, pueden aliviar en parte estos problemas, permitiendo desacoplar la generación del despacho de la energía.

Las Smart grids pueden ayudar, a través de la automatización del control de generación y demanda, garantizar el balance entre la oferta y demanda energética.

d. Aplicaciones para mejoras de la transmisión.

Hay una serie de tecnologías que permiten mejorar la transmisión. Los llamados FACTS (Flexible AC Transmission Systems) se utilizan para mejorar la controlabilidad de las redes de transmisión y maximizar la transferencia de energía. La utilización de este tipo de tecnologías permite aumentar la eficiencia y retrasar la necesidad de nuevas inversiones. Además, los sistemas HVDC son utilizados para conectar generadores eólicos, granjas solares y centrales alejadas de las grandes zonas de consumo, con menores pérdidas y con mayor capacidad de control, aumentando la eficiencia en la utilización de fuentes alejadas de los centros de consumo.

e. Gestión de las redes de distribución.

El monitoreo y automatización de las subestaciones y las redes de distribución, pueden reducir apagones y los tiempos de reparación, mantener los niveles de tensión y mejorar la utilización de los activos de la red. Obtener información en tiempo real de sensores para la localización de fallas, permite reconfigurar automáticamente los alimentadores, mejorar el control de tensión y potencia reactiva en la red y/o controlar generación distribuida.

Las mejoras en tecnologías de detección permitirán una mejor operación de las redes de distribución existentes.

f. Infraestructura de medición avanzada.

Una infraestructura de medición avanzada involucra el desarrollo y utilización de sistemas de medición inteligentes, que permitan el intercambio de información bidireccional, permitiendo tanto a consumidores como operadores, conocer el precio instantáneo de la electricidad, el estado de la red y las estadísticas de tiempos y cantidades consumidas. Una instalación como la señalada permitirá en un futuro tener un mayor conocimiento de las curvas de carga individuales por consumidor, mejor control de los tiempos sin energía en un punto, conexión y desconexión remota y detección de pérdidas y robos entre otras cosas.

g. Infraestructura para carga de vehículos eléctricos.

La infraestructura para cargar los vehículos eléctricos del futuro deberá encargarse, junto con la carga propiamente tal, de la facturación, programación y otras funciones para la carga inteligente de los vehículos durante las horas de baja demanda. A largo plazo, estas instalaciones deberán además entregar servicios complementarios a las redes donde estén conectadas, servicios como capacidad de reserva, recorte de picos de curvas de carga y regulación de carga máxima de los vehículos a la red. Lo que tendrá que interactuar tanto con los sistemas de medición avanzada como con los sistemas de los consumidores.

h. Sistemas de los consumidores.

Los sistemas de los consumidores, los cuales se utilizan para administrar el consumo de electricidad tanto en industrias, servicios como usuarios residenciales, incluyen tanto sus sistemas de gestión de energía, los dispositivos de almacenamiento, equipos inteligentes y la generación distribuida.

Mejoras en el uso eficiente de energía y reducción de los peaks de demanda, se pueden lograr a través de sistemas informativos y equipos programados para funcionar bajo ciertos patrones entregados por la propia red o el operador del sistema, con lo que el consumidor podrá realizar una mejor gestión de sus consumos en función del precio instantáneo de la energía y de sus necesidades.

Dentro del panorama de las tecnologías presentes en las Smart grids, ya sean estas basadas en hardware, software o en tecnologías de comunicaciones, todas se encuentran en distintos niveles de madurez. Algunas tecnologías ya se muestran maduras por si solas, mientras otras aún siguen en desarrollo, pero lo más importante es que aún no existen o se han demostrado operativas aplicadas en Smart grids a gran escala.

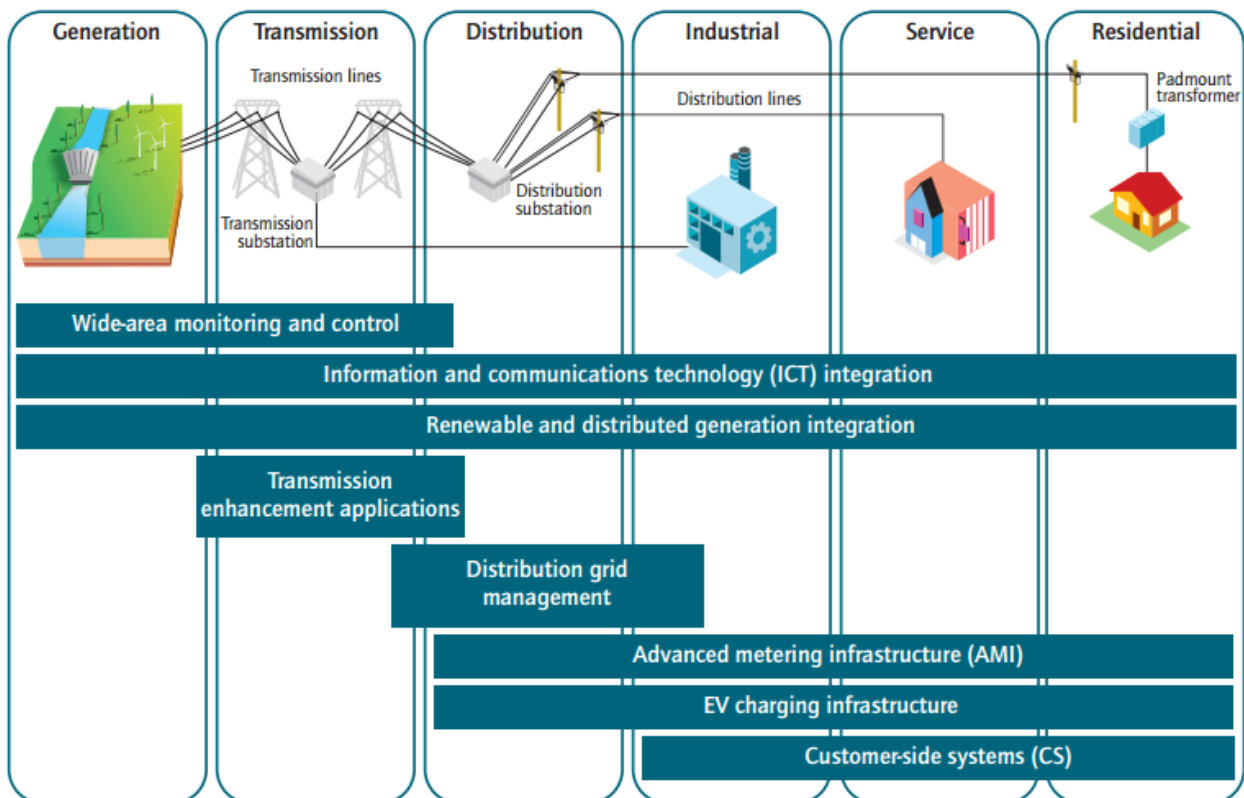


Figura 2.4: Áreas tecnológicas dentro de una Smart grid [16]

Tabla 2.1: Nivel de madurez y velocidad de desarrollo de tecnologías para Smart grid [16]

Área Tecnológica	Nivel de Madurez	Velocidad de desarrollo
Monitoreo y control de grandes zonas	En desarrollo	Rápido
Integración con tecnologías de información y comunicación	Maduro	Rápido
Integración con generación distribuida y energías renovables *	En desarrollo	Rápido
Aplicaciones para mejoras de la transmisión **	Maduro	Moderado
Gestión de las redes de distribución	En desarrollo	Moderado
Infraestructura de medición avanzada	Maduro	Rápido
Infraestructura para carga de vehículos eléctricos	En desarrollo	Rápido
Sistemas de los consumidores	En desarrollo	Rápido

* Tecnologías de almacenamiento con baterías está menos madura que otras tecnologías de energía distribuida.

** Tecnología de superconductividad a altas temperatura está aún en etapa de desarrollo

2.2.4. Micro-redes

El concepto de Smart grid en la literatura muchas veces está entremezclado con los conceptos de micro-redes y centrales virtuales, pues estos últimos hacen referencia al control de una cierta área o red local, la que es controlada y visualizada por el sistema eléctrico externo como un solo ente.

Obviamente estos conceptos están alineados con la visión que se tiene de las Smart grids, pero a diferencia de las Smart grids, las micro-redes y centrales virtuales tienen un enfoque local, mientras que las Smart grids, son un concepto más amplio que no se limita únicamente a los componentes de la distribución, sino más bien visualiza al sistema eléctrico por completo.

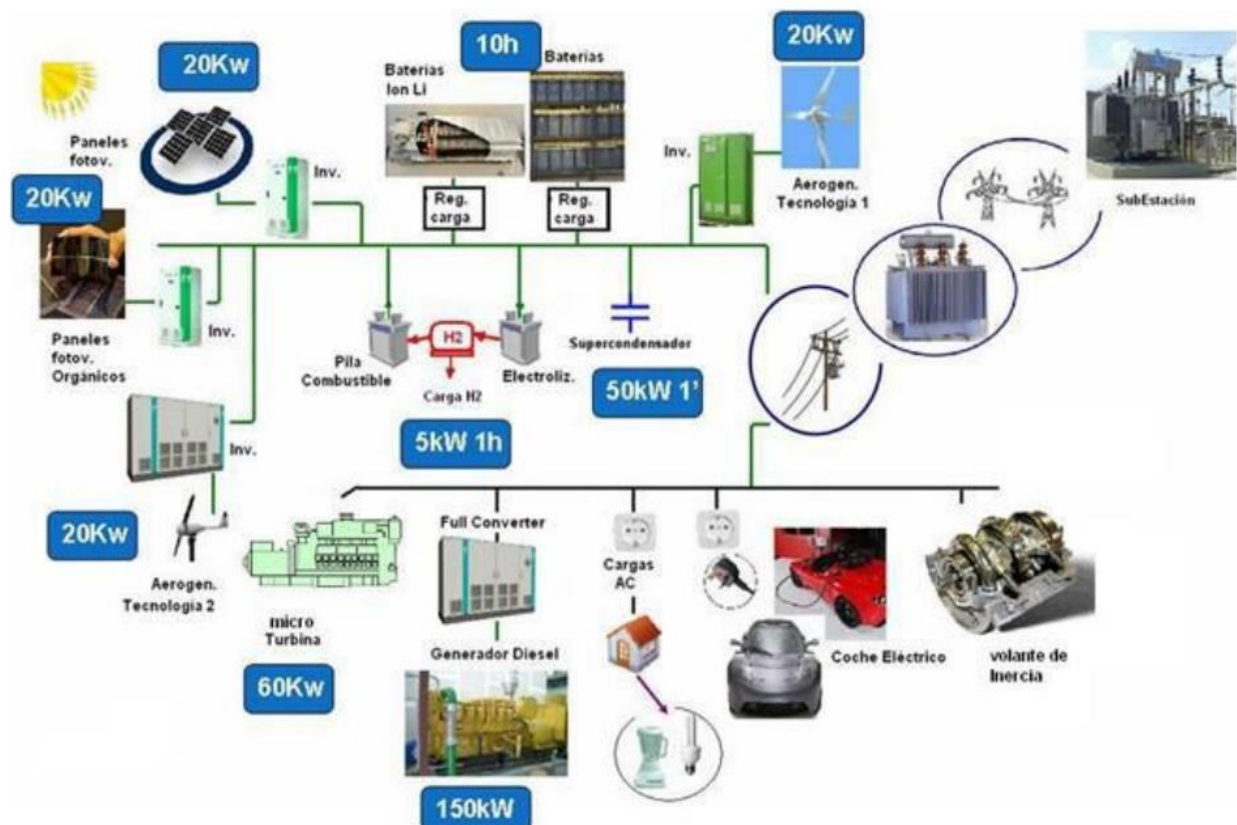


Figura 2.5: Esquema de una Microred [18]

Las micro-redes constan de una red de distribución gracias a la cual se integran cargas, elementos de almacenamiento de energía, y fuentes de potencia locales. Las que operadas bajo un control inteligentemente diseñado, les permite operar tanto conectadas como desconectadas a una red principal de energía eléctrica.

Algunas características de las Micro-redes son las siguientes:

- Pueden ser controladas independientemente
- Tienen sus propias cargas.
- Tienen su propia red de distribución de energía eléctrica.
- Tienen fuentes de potencia propia.
- Tienen elementos de almacenamiento de energía eléctrica.
- Usualmente incorporan circuitos de electrónica de potencia para integrar todos estos componentes.
- Los elementos de almacenamiento de energía pueden ser ubicados:
 - Conectados directamente a la red de distribución de la micro-red y sin estar asociados a ninguna fuente de potencia en particular.
 - Asociados a una fuentes de potencia específicas.

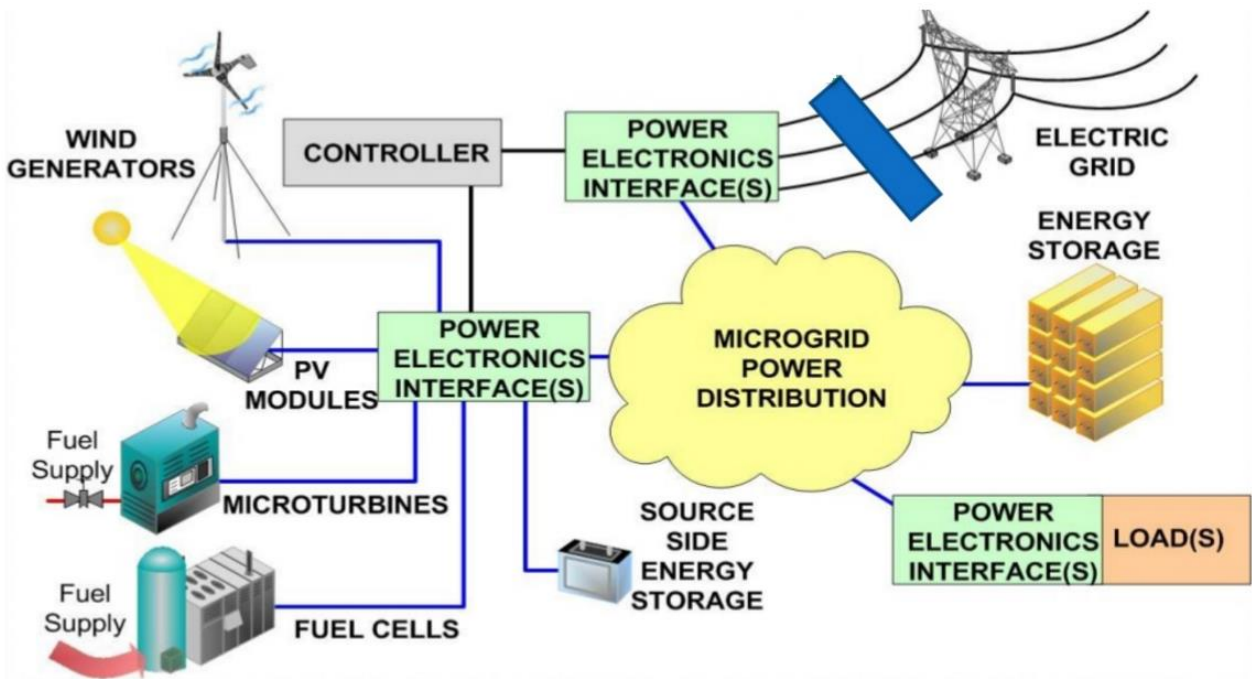


Figura 2.6: Microred y tecnologías que interactúan con ella [19]

2.3. Generación Distribuida

2.3.1. Concepto de Generación Distribuida

La idea detrás de la Generación Distribuida (GD) no es algo nuevo, sino más bien, viene de los primeros sistemas eléctricos del mundo, los cuales eran en Corriente Continua y los puntos de generación estaban en el mismo vecindario de los puntos de consumo (limitados en gran parte por las pérdidas de transmisión), el control de tensión era limitado y el balance entre demanda y suministro era apoyado mediante baterías o almacenamiento local, luego con la evolución de los sistemas en corriente alterna, se pudo transportar la energía a mayores distancias con menos pérdidas, por lo que la tendencia de grandes centrales con un menor costo unitario de operación se hizo la regla para los mercados, entregando mayor seguridad y capacidades de regulación de tensión al interconectar los sistemas.

En la última década, las innovaciones tecnológicas y los cambios en la economía y la preocupación medioambiental traen como resultado un nuevo interés en la utilización del concepto de Generación Distribuida.

Generación distribuida se refiere a un concepto emergente en la evolución de los sistemas eléctricos de potencia, en el que todas las tecnologías de generación disponibles en una determinada zona, ya sean centralizadas o descentralizadas, están integradas al sistema de acuerdo a la disponibilidad de sus respectivos recursos.

Al parecer no hay un consenso acerca de una definición precisa para el concepto de GD el cual abarca muchas tecnologías y aplicaciones [4]. Cuando se hace referencia a generación en pequeña escala es, obviamente, entendida como un conjunto de pequeñas unidades de generación, pero cuando se hace referencia a generación a gran escala se suele entender como una generación que incluye una gran cantidad de unidades de generación distribuidas o descentralizadas independientes del tamaño, que por lo general se le asocia a centrales de generación que utilizan recursos renovables tales como viento, energía fotovoltaica, entre otras.

Una buena definición, la cual no se define por conceptos como tamaño, tecnología, aplicación o propiedad de la central generadora se puede encontrar en [20] y corresponde a la siguiente:

“Generación Distribuida es producción de electricidad local o cerca de los centros de consumo y está conectada al sistema de distribución”

La cual es lo suficientemente flexible para adaptarla a las necesidades y tecnologías futuras, como a su vez a los distintos tipos de mercados eléctricos existentes.

2.3.2. Beneficios y Problemas asociados al uso de Generación Distribuida

El creciente interés en la Generación Distribuida de los últimos años está ligado a cambios en la regulación medioambiental y en los modelos de negocio de los mercados eléctricos principalmente.

El uso de Generación Distribuida está actualmente ligado por lo general al uso de recursos energéticos medioambientalmente amigables, los cuales en los modelos clásicos no se han masificado de gran forma, pues se ha favorecido el beneficio económico dado por los beneficios en las economías de escala que entregan las grandes centrales. Lo anterior, junto al aumento en la conciencia por el cuidado del medio ambiente ha traído de vuelta la idea de utilizar los recursos medioambientalmente neutros locales que de no ser por la evolución de las tecnologías aplicadas a generación distribuida no se podrían utilizar.

Por el lado de los mercados, la inclusión de pequeños generadores abre las puertas para que nuevos actores puedan participar de estos. Los tiempos de construcción e implementación de estos sistemas es significativamente menor que las grandes centrales tradicionales, lo que trae grados extras de flexibilidad para incorporar más potencia y energía a los sistemas. Lo anterior puede conducir a reducir los costos marginales de operación, dado que la inclusión de estos generadores evitaría el necesario despacho de centrales de mayores costos operacionales.

La incorporación de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia no sólo tiene aspectos positivos, sino que, por el contrario, crea ciertos problemas técnicos relacionados con el cambio en la topología de los sistemas y las capacidades de controlarlos en condiciones normales y de emergencia.

Los principales cambios en los sistemas eléctricos de potencia causados por la incorporación de generación distribuida son los siguientes [4] [3] [21]:

- La incorporación de generación distribuida libera de carga tanto la red de transmisión como la de distribución, lo que disminuye las pérdidas de transporte, mejora la fiabilidad y aumenta la estabilidad del sistema, como a su vez retrasa potenciales inversiones en redes de transmisión dada la generación local. Según

la IEA¹ [22] la generación local puede aportar en un 30% al ahorro de costos en transmisión y distribución.

- La generación distribuida incorpora nuevos elementos a las redes eléctricas, con nuevas características dinámicas y capacidades de control. Por ejemplo, turbinas eléctricas operan en forma intermitente lo que podría generar problemas en regulación de frecuencia, pequeñas turbinas a gas poseen menor inercia comparadas con equipos térmicos e hidráulicos convencionales lo que afecta la estabilidad y necesita sistemas de regulación distintos.
- La generación distribuida tiene impacto en la calidad de potencia, por un lado incorpora la opción de regulación de tensión en forma local ya que se cuenta con la posibilidad de generar potencia reactiva variable, cosa que en un sistema de distribución radial convencional a mayor distancia mayor es la caída de tensión. Por otra parte, la presencia de equipos de generación, en particular de los asíncronos, pueden provocar rápidas fluctuaciones de tensión en el punto de conexión.
- Existe un impacto en la generación de armónicos en el sistema, dado la utilización de equipos convertidores DC-AC como interfaz de conexión para ciertas tecnologías de generación distribuida, como es el caso de los paneles fotovoltaicos y algunos sistemas eólicos pequeños.
- La conexión de equipos de generación en las redes de distribución aumentan las corrientes de corto circuito, lo que requiere cambios de intercambiadores, reconectores y en general de todo el sistema de protecciones.
- La generación distribuida complica el control del despacho en los sistemas eléctricos, pues al haber generación en las redes de distribución con condiciones inciertas de operación se pueden generar desbalances entre generación y consumo provocando problemas de estabilidad en partes de la red. Este problema está siendo abordado actualmente bajo el concepto de “Generador Virtual”, en el cual se busca coordinar a los generadores distribuidos de una zona mediante sistemas de control comunicados vía internet, logrando que para el sistema aguas arriba, la zona completa se vea como si fuese un solo gran generador.
- Al incorporar generación a las redes de distribución, se está entregando nuevas capacidades a la red de distribución, lo que además trae las complejidades de un sistema tradicional en temas de regulación de tensión y frecuencia, fenómeno que se ve incrementado al momento de que la red externa tenga algún problema y se deba desconectar, quedando la red de distribución operando aisladamente, fenómeno que se conoce como “operación en isla”, por lo que si la capacidad de generación no es suficiente para la carga de la red es necesario incluir metodologías para desconectar cargas no esenciales y crear sistemas de operación y control para este estado en específico.

¹ International Energy Agency, <http://www.iea.org/>

- Un aumento en la generación en las redes de distribución puede provocar que el flujo de potencia cambie de dirección, por lo cual ya no se tendrá un flujo tradicional desde el sistema de transmisión al de distribución, sino que será a la inversa desde la baja tensión a la media tensión, generando la necesidad de tener sistemas de protección bidireccionales.

Lo anterior son algunos de los cambios que hay que tener en cuenta al hablar de generación distribuida, pues como toda nueva tecnología al incorporarla a un sistema pre-existente trae tanto beneficios como problemas, los que de resolverse adecuadamente atraerán más inversionistas y acelerará la incorporación de los recursos energéticos locales a nuestras redes eléctricas. [23]

2.3.3. Tecnologías aplicables a Generación Distribuida

Como se ha mencionado en las secciones anteriores, la generación distribuida contribuye a la masificación de la utilización de fuentes de energía no convencionales, mediante tecnologías que permiten el uso de los recursos distribuidos que la generación tradicional o centralizada no aprovecha normalmente.

Entre las tecnologías que tienen como fin la generación de electricidad se encuentran tanto convencionales como no convencionales. Entre las primeras se encuentran las turbinas a gas, generadores de combustión interna y microturbinas, en cambio en el segundo grupo se encuentran las minihidráulicas, geotérmicas, biomasa, eólicas, celdas fotovoltaicas y celdas de combustible. Por otra parte, también se pueden utilizar tecnologías que permiten almacenar energía entre las que destacan las baterías, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y el almacenamiento a base de hidrógeno entre otras.

Muchas de las tecnologías mencionadas operan con los mismos principios de las centrales tradicionales, pero obviamente a menor escala, por lo que algunas características y parámetros de las máquinas varían, como la inercia, que repercuten finalmente en la capacidad de respuesta frente a transitorios y variaciones de tensión y frecuencia de la red. Incluso algunas tecnologías carecen de elementos rotatorios, por lo que no tienen inercia mecánica generando respuestas totalmente distintas a los sistemas clásicos.

2.3.3.1. Descripción de sistemas de Generación Distribuida

Algunas descripciones de tecnologías de generación se presentan a continuación:

Cogeneración (o CHP²): Más que una tecnología, por cogeneración se entiende una forma de operación en que se generan tanto energía eléctrica como térmica, donde esta última es útil en procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%. Sus capacidades son muy amplias, debido al hecho de que se pueden utilizar casi todas las tecnologías de generación junto a ella.

Turbina de gas: Como su nombre lo sugiere, su combustible suele ser gas natural, pero puede emplearse también en algunos modelos gas licuado de petróleo (GLP) o diesel. Sus capacidades van desde los 265 kW a 50 MW con eficiencias eléctricas cercanas al 30% y eficiencias térmicas del 55%; Entre sus ventajas es que ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión, cortos tiempos de arranque (10 minutos) y requieren un mínimo de espacio físico.

Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.

Máquina de combustión interna: Utilizan diesel, bencina o gas natural; existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20 MW. Alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; Entre sus ventajas se observa el tener un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular.

Microturbinas (a combustible): Estas constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando a algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización total.

Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad, mantenimiento mínimo, utilización de muy poco espacio, son ligeras, operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido, operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, kerosene, gasolina, etanol, diesel, propano, y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes: 9 partes por millón (ppm) de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

Minihidráulicas: La energía minihidráulica consiste en la generación de electricidad mediante un caudal líquido para hacer girar una turbina, de forma similar a los sistemas hidráulicos tradicionales, con la diferencia de que no es necesario inundar grandes zonas para su funcionamiento, sino que más bien se utilizan sistemas de pasada o pequeñas represas para poder tener un mínimo control del caudal que acciona la turbina. Existen varios tipos de turbinas las que se eligen según las características del caudal y la capacidad de generación, la que puede ser desde unos pocos watts hasta 20 MW de potencia (según la legislación chilena). [24]

Turbinas eólicas: Este tipo de generación funciona transmitiendo la energía cinética del viento mediante aspas a una turbina. Dada la naturaleza del viento, este tipo de

² del inglés Combined Heat and Power

generación tiene el inconveniente de poseer funcionamiento intermitente y poco predecible, poseyendo un bajo factor de planta, pero en cambio no emite directamente CO₂ al ambiente. Las capacidades típicas van entre 200 W y 3 MW.

Fotovoltaica: La generación en este tipo de tecnología se realiza en corriente continua, por lo que necesariamente para su inyección a la red y utilización con equipos eléctricos tradicionales se requiere de un inversor, lo que proporciona a este tipo de tecnología la característica de poseer constante de inercia equivalente nula. Esta tecnología tiene la ventaja de ser de fácil instalación, modular y de bajo mantenimiento, en cambio, dado la necesidad de presencia de luz solar para su funcionamiento, por las noches no genera energía y durante el día depende de las condiciones climáticas existentes, lo que repercute en un factor de planta bajo y dificultad en predecir su rendimiento. Las capacidades de generación son variadas dado su carácter modular, pero para Generación Distribuida un rango entre 1 y 20 kW es una referencia aceptable.

Celdas de Combustible: Genera electricidad combinando hidrógeno y oxígeno electroquímicamente, sin realizar un proceso de combustión, evitando la generación de emisiones nocivas para el medio ambiente.

A diferencia de las baterías, una celda de combustible no se agota ni requiere recarga. Producirá energía en forma de electricidad y calor, mientras se le provea de combustible. En la actualidad existen pocos modelos comerciales, y las capacidades van desde unos pocos kW hasta un par de MW. Al igual que las celdas solares, generan en tensión continua y poseen inercia nula desde el punto de vista de la red eléctrica.

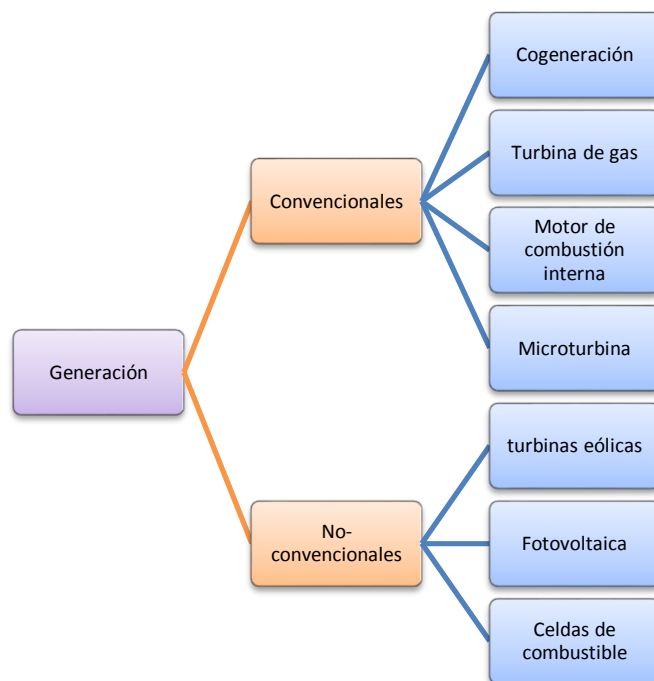


Figura 2.7: Clasificación de tecnologías de generación distribuida

Algunas características de los sistemas acumuladores se exponen a continuación:

Baterías: Son, entre otros, los acumuladores convencionales de plomo – ácido y las de Níquel – Cadmio, que presentan una densidad de energía almacenada del orden de 30 Wh/kg. Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las de Sodio - Azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg; las de Zinc – Aire con valores de 80 a 100 Wh/kg; y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de Zinc – Bromo – Cloro y las de Bromuro de Sodio – Polisulfuro de Sodio.

Volantes de inercia: Existen volantes de baja velocidad (7.000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50.000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.

Bobinas superconductoras: Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4°K, o de alta temperatura, 77°K.

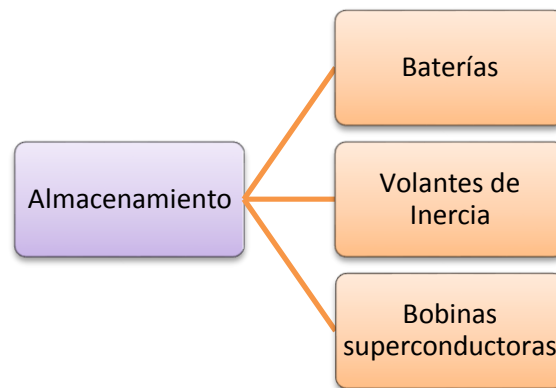


Figura 2.8: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía

Por otra parte, debido a su complejidad y tamaños, las tecnologías de generación distribuida se pueden subdividir en las enfocadas al sector residencial y al comercial, como se expone en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Tecnologías de generación distribuida por sector

	Residential	Commercial
Renewable	<ul style="list-style-type: none"> • Solar photovoltaic • Wind 	<ul style="list-style-type: none"> • Solar photovoltaic • Wind • Hydroelectric* • Wood* • Municipal solid waste*
Non-renewable	<ul style="list-style-type: none"> • Natural gas-fired fuel cells 	<ul style="list-style-type: none"> • Natural gas-fired fuel cells • Natural gas-fired reciprocating engines • Natural gas-fired turbines • Natural gas-fired microturbines • Diesel reciprocating engines • Coal*

* Due to limited data availability and dispersed nature, hydroelectric, wood, municipal solid waste, and coal are aggregated into “other” DG technologies and are not explicitly characterized in this report.

Fuente: [25]

2.3.3.2. Proyecciones del mercado para tecnologías de Generación Distribuida

Las distintas tecnologías disponibles para generación distribuida, tienen costos de capital y mantención que con el tiempo se han vuelto más competitivos y se proyecta que esta tendencia siga, e incluso se acelere a medida que vayan madurando cada una de las tecnologías.

Actualmente el costo por kW instalado varía bastante dependiendo del tipo de tecnología, teniendo algunas de estas una importante variación dentro de su misma categoría, tal es el caso de las pequeñas turbinas eólicas (<100 kW), llegando a variar sus costos de instalación en hasta un 35% aproximadamente según cifras de NREL [26].

A continuación se muestran los costos de instalación y operación de las principales tecnologías de generación distribuida, recopilados por NREL:

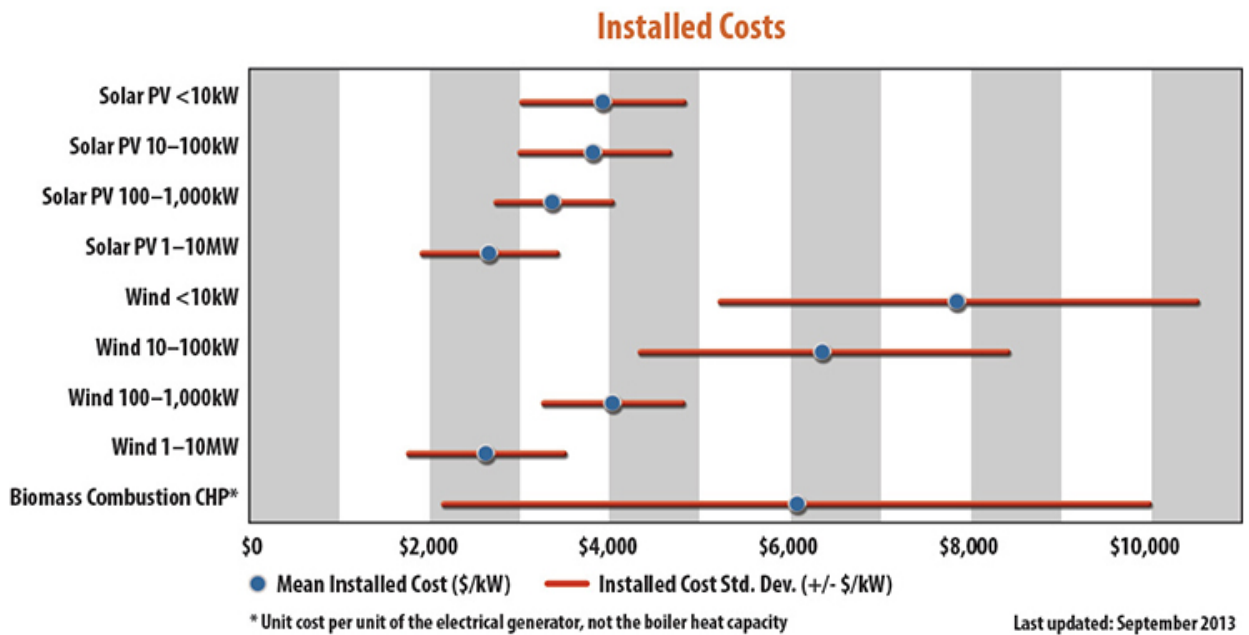


Figura 2.9: Costos de instalación de tecnologías GD
Fuente: NREL [26]

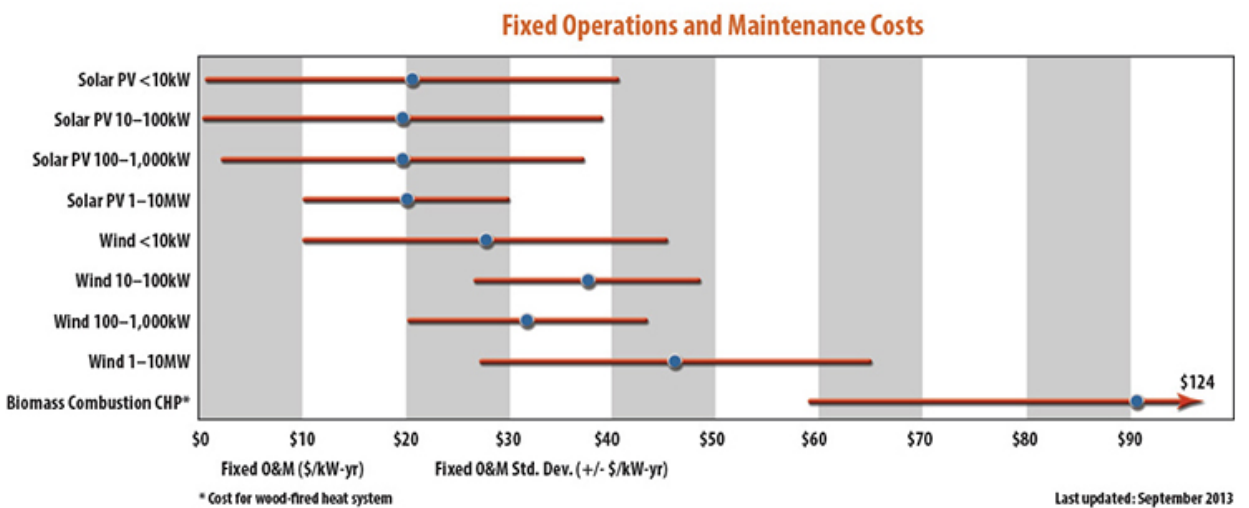


Figura 2.10: Costos fijos de operación y mantenimiento de tecnologías GD
Fuente: NREL [27]

Hay que notar que los costos actuales de instalación por kW de las tecnologías solares fotovoltaicas son los más competitivos dentro de las presentadas, teniendo además costos operacionales y de mantenimiento del mismo orden que las eólicas, lo que la ha llevado a tener un gran crecimiento de su capacidad a nivel mundial.

De hecho, hay estudios en donde ya se proyecta que la autogeneración con energía solar fotovoltaica en el sector residencial es más rentable que abastecerse de la red de distribución. En la segunda edición del estudio “Eclareon PV Grid Parity Monitor” para el sector residencial [28], se da cuenta de este hecho en 19 ciudades del mundo. En el caso

particular de Chile, la ciudad de Copiapó muestra un alto nivel de paridad de red³, pues los costos promedios por kW de generación solar fotovoltaica en dicha zona son menores que la tarifa de suministro, principalmente gracias a la disminución de los costos de instalación, lo que se aprecia con mayor detalle en la Figura 2.11 a continuación:

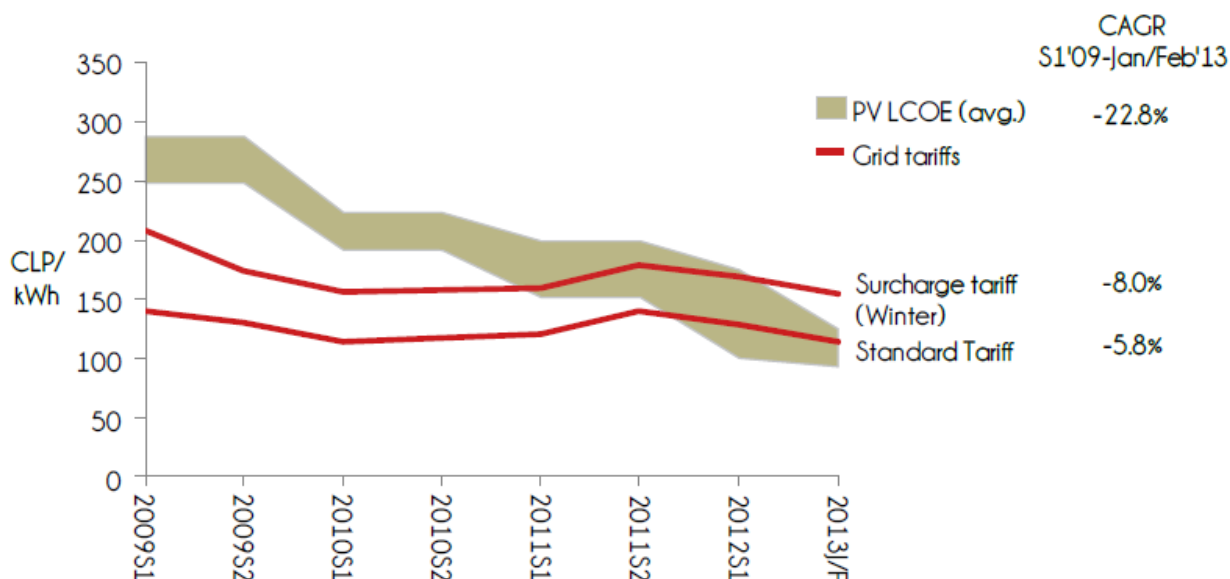


Figura 2.11: Evolución del precio de mercado de la electricidad y costos de electricidad fotovoltaica (PV LCOE) en Copiapó, Chile
 Fuente: [28]

En la Figura 2.11 se observa que a partir del año, el costo normalizado de la electricidad (LCOE⁴) es menor que la tarifa residencial de la energía con recargo de invierno, llegando incluso a fines del mismo año a estar bajo la tarifa normal en la zona.

El departamento de Energía de E.E.U.U., realizó un modelo para proyectar como la generación distribuida evolucionaría en los próximos años [25], en donde se observa que la capacidad instalada proyectada de la energía solar fotovoltaica en el sector residencial y comercial tiene el mayor crecimiento entre las tecnologías analizadas, principalmente por la disminución sostenida en los precios de dicha tecnología.

³ momento en que el costo de generar electricidad solar es igual al de la electricidad de la red, asumiendo que el 100 % de la electricidad FV se autoconsume instantáneamente.

⁴ del inglés *Levelized Cost of Electricity*

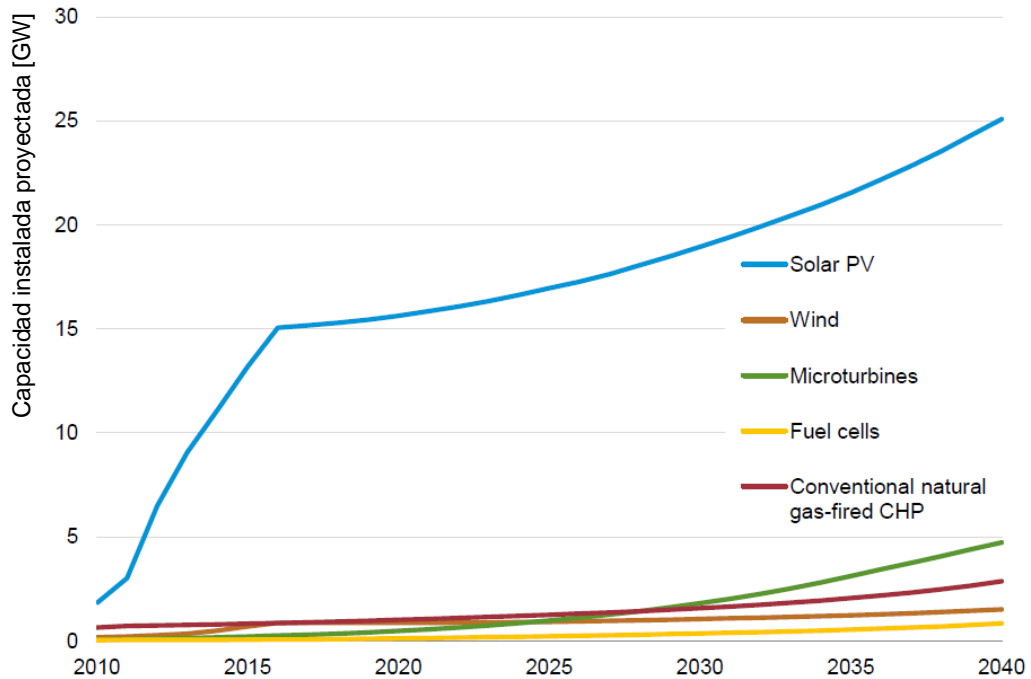


Figura 2.12: Proyección de la capacidad instalada de GD en el sector residencial y comercial en [GW]. Fuente [25]

En el reporte mencionado, se realiza un análisis de sensibilidad con 10 escenarios distintos, diferenciados principalmente por costos de adopción de cada tecnología, por ejemplo el escenario “2012 Technology” asume que la tecnología a partir del año 2012 no evoluciona más en eficiencia ni varía sus costos, en cambio el “High Technology” incorpora el factor de mejoras de eficiencia en el tiempo. En otros se reflejan cambios en los incentivos tributarios y en otros se usa el precio del petróleo como principal incentivo. Como conclusión de las simulaciones, se vuelve a observar que la mayor potencial capacidad instalada entre las tecnologías de generación distribuida analizadas lo presenta la energía solar fotovoltaica:

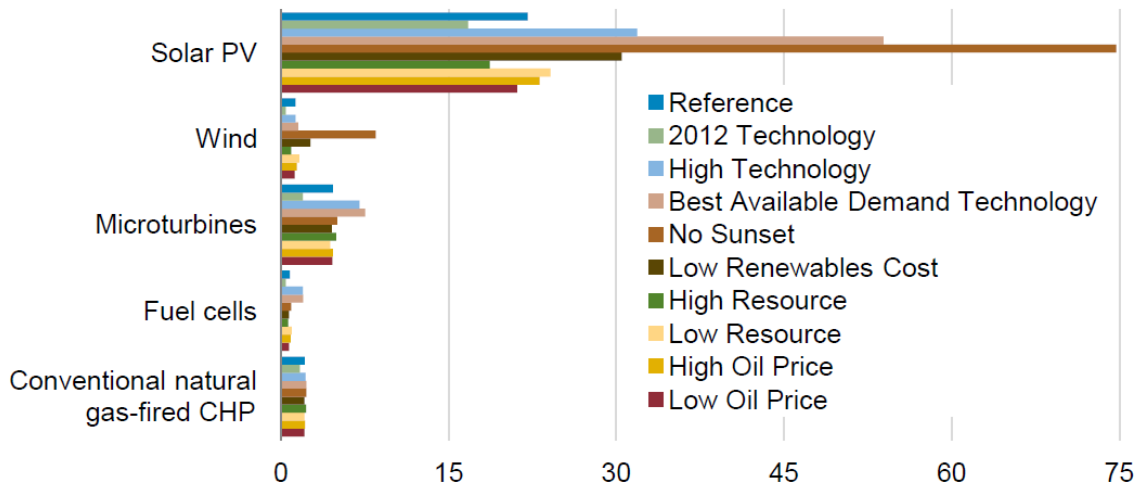


Figura 2.13: Proyección de capacidad adicional de GD sectores residencial y comercial para 10 casos entre 2011 a 2040 en [GW] Fuente [25]

Sin embargo, una gran capacidad instalada no necesariamente se refleja en la tecnología que más energía aportará al sistema durante el período analizado (2012-2040). Dada la naturaleza intermitente de la energía solar fotovoltaica, esta se encuentra en segunda posición, superada por las microturbinas gracias a su capacidad de poder generar 24 hrs al día siempre que tenga combustible, lo que le entrega un mayor factor de planta.

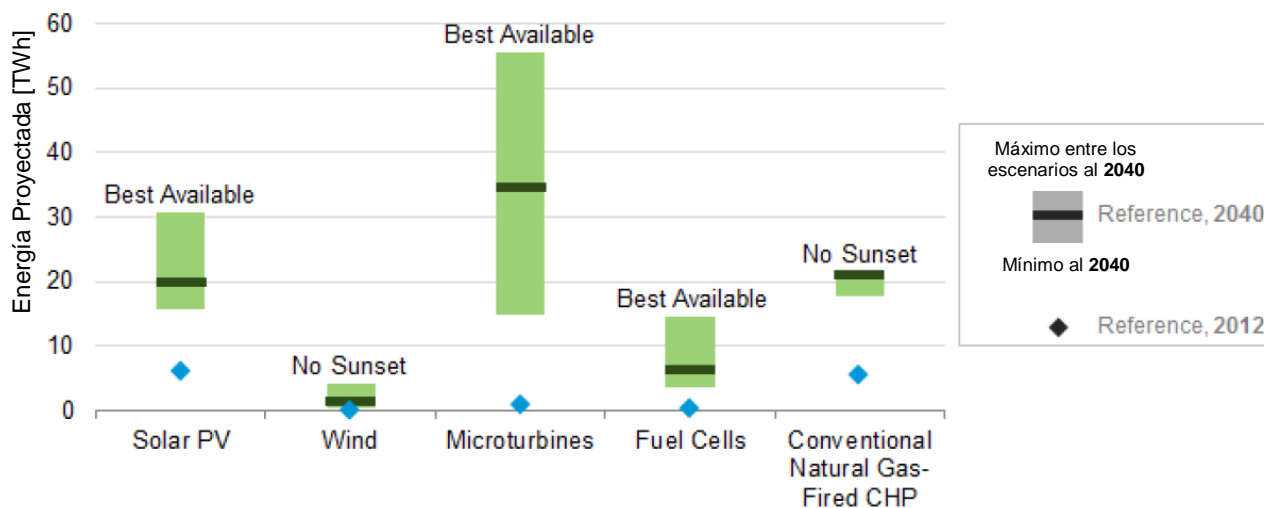


Figura 2.14: Proyección de generación en el sector residencial y comercial, rangos 2012 y 2040 en [TWh]. Fuente [25]

Por otra parte, si se observa información de la penetración de energía renovables en Alemania [29] y el nivel de tensión en donde presentan mayor penetración, se puede predecir que gran parte de esta energía estará en niveles de baja tensión, es decir, directamente en los lugares de consumo, lo que implicaría una gran cantidad de equipos, no necesariamente coordinados entre sí, entregando energía a las redes en función de la capacidad de cada instalación.

En Alemania hay alrededor de 33 [GW] instalados en energía solar fotovoltaica, los que se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 2.3: Energía solar fotovoltaica instalada en Alemania

Nivel de Tensión	Participación	Capacidad [GW]	Tensión
Baja	Aprox. 65%	21,5	230 / 400 [V]
Media	Aprox 35%	11	11 - 60 [kV]
Alta	Alguna plantas	0,5	110 [kV]

Fuente: [29]

Lo anterior hace presumir, que en el futuro la cantidad de instalaciones de energía solar fotovoltaica aumentará significativamente respecto a los números actuales, lo que hace interesante estudiar el impacto que esto tendrá en las redes en los próximos años.

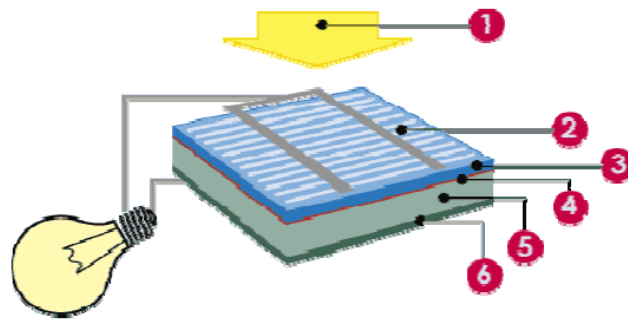
2.3.4. Generación Solar Fotovoltaica Distribuida

En vista de que la generación solar fotovoltaica presenta un gran potencial para su incorporación a las redes de distribución, a continuación se profundizará en poco en sus principios de operación, los componentes típicos para su instalación y se revisarán las tendencias para el futuro de esta tecnología de generación.

2.3.4.1. Principios de operación

Una celda solar es un dispositivo que convierte la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión. Esto es posible gracias al efecto fotoeléctrico, descubierto por Heinrich Hertz en 1887 y descrito teóricamente en 1905 por Albert Einstein lo que le valió el Premio Nobel de Física en 1921 a este último [30].

El efecto fotoeléctrico es básicamente el fenómeno que se produce cuando la luz incide sobre ciertos materiales conductores y los electrones en la banda de valencia absorben la energía de los fotones y pasan a la banda de conducción. Cuando se usan juntos dos materiales semiconductores fotosensibles complementarios, los electrones liberados pueden ser inducidos a fluir de un material a otro y crear una corriente eléctrica. Para que los electrones y huecos generados por la luz solar no se recombinen dentro del semiconductor se debe contar con un campo eléctrico interno, en cuyo sentido se moverán los electrones. Este campo eléctrico es producido en general por una juntura similar a la del diodo semiconductor. Esta es la base de cómo funciona una celda solar.



- | | |
|---------------------|-----------------------|
| 1. luz (fotones) | 4. capa de desviación |
| 2. contacto frontal | 5. capa positiva |
| 3. capa negativa | 6. contacto posterior |

Figura 2.15: Estructura de un panel solar.

Un panel solar está compuesto por varias celdas solares, compuestas a su vez por semiconductores, las que dependiendo de su estructura atómica se pueden clasificar en monocristalino o policristalino amorfo

La estructura de cristal simple o monocristalina se caracteriza por un ordenamiento periódico de sus átomos, formando una estructura cristalina tipo paralelepípedo. El silicio es el elemento más conocido en paneles de este tipo.

En cambio, un material policristalino está compuesto de varias subsecciones, cada una de ellas con forma cristalina. Estas subsecciones se orientan en forma independiente y normalmente en sus uniones se generan discontinuidades.

En la actualidad, las celdas solares más utilizadas son fabricadas con materiales policristalinos, pues son menos costosas de construir por unidad de área, que las celdas solares de cristal simple; Los más utilizados son las construidas con 60 celdas (potencias de 240 a 260 W) y de las de 72 celdas (potencia de entre 290 y 320 W).

Sin embargo, las mejores eficiencias se logran con las monocristalinas, pues son menos sensibles a los cambios en las condiciones ambientales. [31] [32]

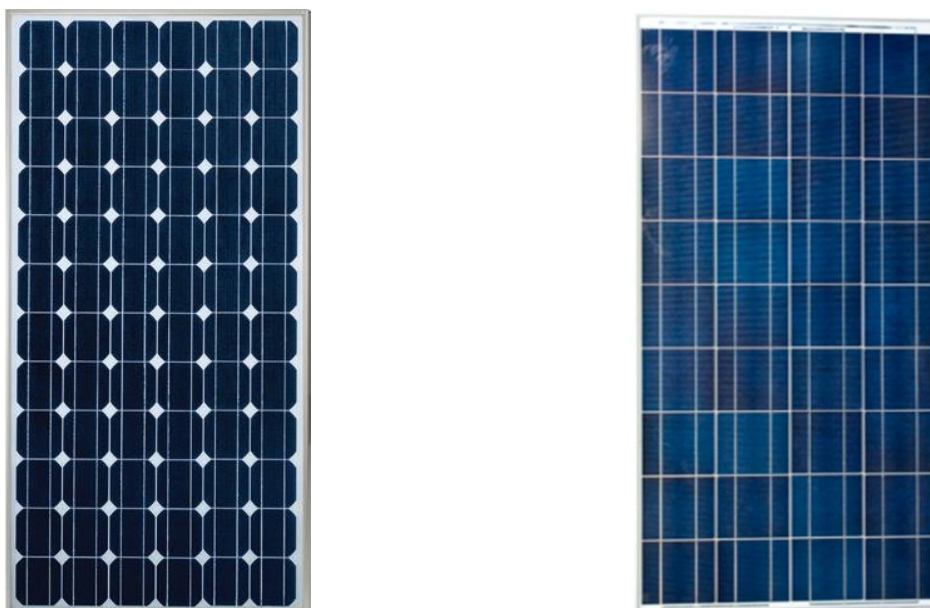


Figura 2.16: Panel solar con celdas de silicio monocristalino (izq) y policristalino (der).

2.3.4.2. Componentes típicos de una instalación Fotovoltaica Distribuida

Un sistema fotovoltaico destinado a ser usado dentro de la red de distribución, ya sea para uso exclusivo de autoabastecimiento o entregando los excedentes de generación a la red, difiere de uno instalado en una red convencional, dado típicamente por su menor escala y principalmente por la inclusión de un medidor de consumo que permita flujos bidireccionales.

Los principales componentes de un sistema fotovoltaico residencial o distribuido son los siguientes: Paneles o módulos fotovoltaicos; inversor; cables, conductores y protecciones; sistema de respaldo o batería; y medidor bidireccional. [31] [32]

Panel o Módulo Fotovoltaico: Son los generadores de la electricidad disponible para inyectar en la red. Actualmente las celdas se fabrican en base a silicio, pero existen también las llamadas celdas de capa fina, construidas con otros materiales.

Los distintos paneles pueden ser configurados en serie-paralelo según sea los requerimientos y características de las celdas empleadas.

Inversor: Es el equipo que transforma la corriente continua en corriente alterna, tanto para inyectar la energía a la red como para el autoconsumo. Sus principales parámetros son: la potencia nominal, las tensiones, corrientes y frecuencia de operación:

- La potencia nominal es la potencia que entrega el inversor a la salida y que es inyectada a la red. Determina el tamaño físico que tendrá.
- La tensión de entrada es la tensión máxima que el inversor puede recibir del generador FV y es la tensión que entrega a los equipos o a la red eléctrica. En Chile este valor es de 220 V para inversores monofásicos y 380 V para trifásicos.
- La corriente de operación es el valor máximo de intensidad de corriente que el inversor puede recibir desde el generador y que puede entregar.
- La frecuencia de trabajo debe ser equivalente a la de la red eléctrica, que en Chile corresponde a 50 Hz.

Por lo general, un inversor consiste en un sintetizador que controla un conjunto de interruptores electrónicos, que mediante encendidos y apagados controlados transforman un suministro DC en un tren de pulsos modulados, los que luego mediante un filtro se suavizan y se obtiene una señal sinusoidal.

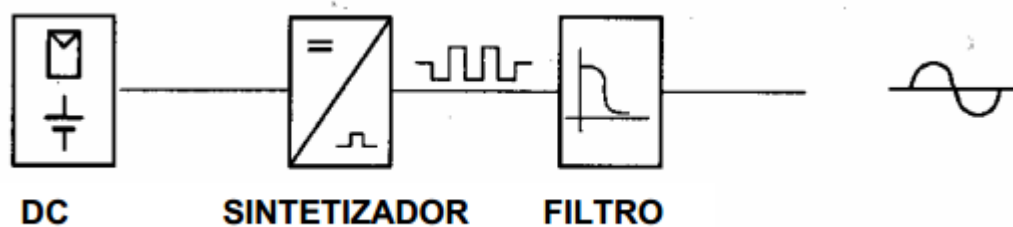


Figura 2.17: Diagrama de bloques de un inversor.
Fuente [31]

Cables, conductores y protecciones.

Los cables y conductores tienen como función transportar la energía a lo largo de toda la instalación. Su correcto dimensionado permite reducir las pérdidas, contribuyendo al buen rendimiento del sistema, reduciendo la caída de tensión y calentamiento.

Las protecciones del sistema, resguardan al equipo de problemas en la red, son los fusibles y los seccionadores de corriente continua; disyuntores, diferenciales y tomas de tierra para corriente alterna.



Figura 2.18: Instalación típica de un sistema fotovoltaico residencial.
Fuente [31]

El sistema de respaldo, está compuesto por acumuladores o baterías conectados tanto en serie como paralelo, los cuales permiten agregar un grado de libertad adicional al sistema. En sistemas aislados de la red, los acumuladores de energía permiten entregar continuidad al sistema cuando la radiación solar es insuficiente para soportar los consumos actuales.

La relación entre costo y seguridad en una instalación típica fotovoltaica lleva a elegir baterías con capacidades de 3 a 8 veces la energía diaria que consume la carga. [32]

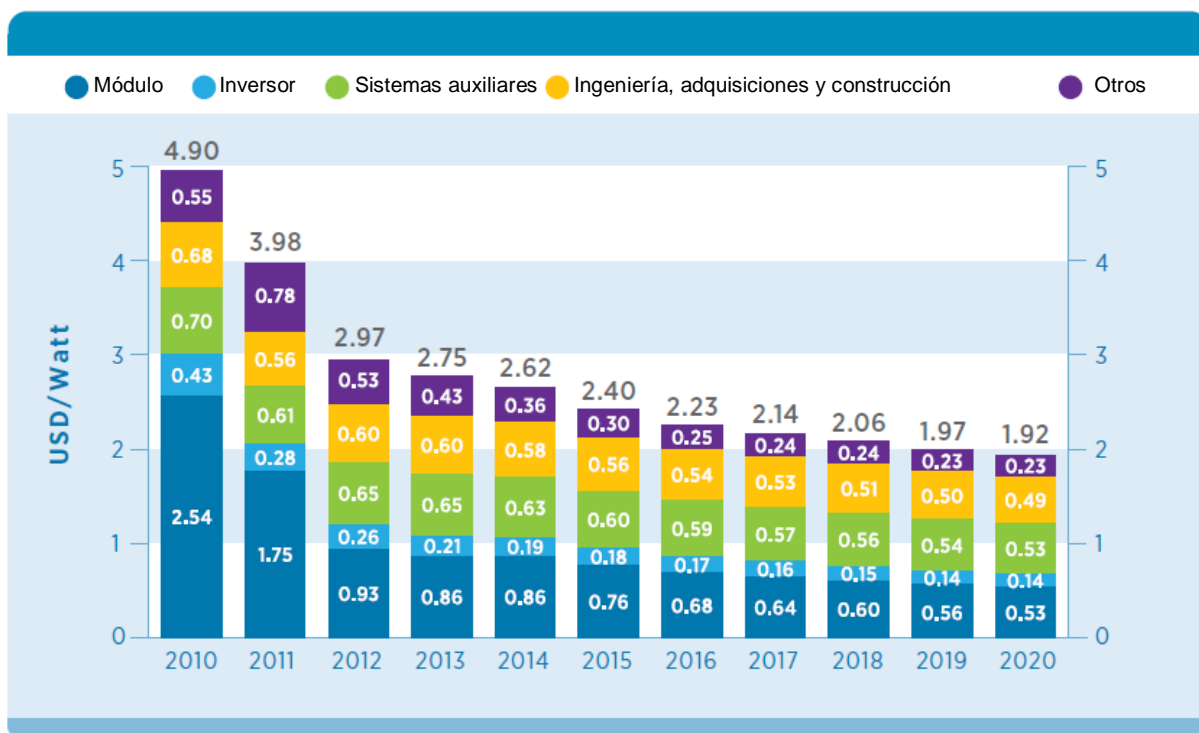
Medidor bidireccional, como su nombre lo indica, es el equipo encargado de medir cuánto se consume y cuanto se entrega a la red. Por lo general, tiene sensores independientes y con registros horarios, pues generalmente, los precios de compra y venta de la energía varían durante el día, agrupados por lo general en horario valle, punta y nocturno. Siendo el horario punta el con precio mayor, lo que genera una oportunidad de negocios para los sistemas con gran capacidad de acumulación de energía, cosa de poder entregar a la red la energía acumulada en todo el día en un horario específico, aumentando los ingresos por ventas.

2.3.4.3. Tendencias futuras en generación solar

La generación solar, como ya se ha comentado, en los últimos años ha tenido una dramática disminución en los costos de instalación, siendo cada día más competitiva con respecto a los sistemas tradicionales de obtención de electricidad.

Estudios como el de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) [33], predicen que esta tendencia seguirá en el futuro, principalmente por el aumento en sus eficiencias, las economías de escala y la optimización de las plantas de producción de los módulos.

En la Figura 2.19, se puede observar la relevancia en el costo proyectada de cada elemento del sistema a futuro, siendo el principal generador del costo los módulos e inversores, los que a medida que se vayan mejorando los procesos disminuirían su impacto en el precio final de los sistemas fotovoltaicos.



Source: IRENA (2014c)

Figura 2.19: Costos proyectados de Instalación de un sistema fotovoltaico (2010 a 2020).
Fuente [33]

Por otra parte, es importante mencionar que además de las mejoras en eficiencias y economías de escala en la confección de módulos FV, se están realizando esfuerzos para hacer de esta tecnología algo mucho más integrada y expandida en el diario vivir de

las personas, no todas las personas viven en casas que puedan alojar paneles solares en sus tejados, por lo que a continuación se mencionarán un par de novedades que se proyectan e investigan para la masificación de esta tecnología en todos los hogares, y de esta forma, disminuir la dependencia de centrales con combustibles fósiles.

Lo primero es mencionar que se han realizado importantes avances en la confección de “vidrios fotovoltaicos”, es decir, celdas fotovoltaicas transparentes, con lo cual se permite observar a través de ellos y a la vez generar electricidad. Esta tecnología podría instalarse en casi todos los equipos móviles y ventanas, convirtiendo una gran cantidad de superficie en sistemas de recolección de energía de bajo costo [34]. Para lograr esto, los investigadores del MIT, Vladimir Bulovic, Miles Barr y Richard Lunt, están desarrollando novedosas celdas solares que absorben sólo luz infrarroja y ultravioleta, por lo que la luz visible pasa a través del material, por lo que el ojo humano no detecta su presencia.

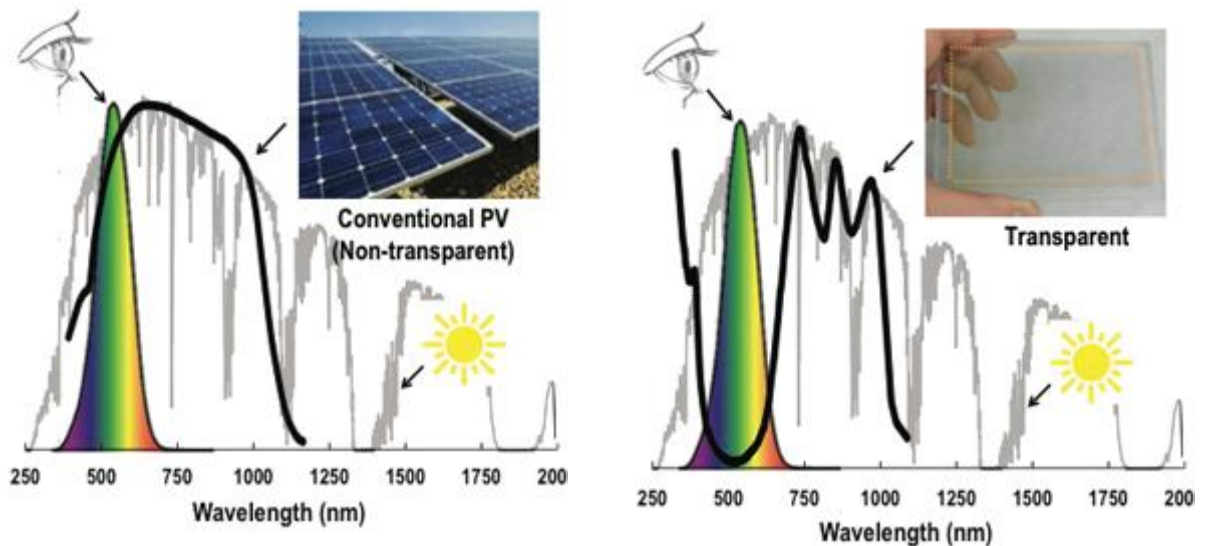


Figura 2.20: Respuesta espectral de celdas fotovoltaicas convencionales (izq) y transparentes (der). Fuente [34]

Esta ventaja tiene su lado negativo, ya que al no capturar todo el espectro, ie, la energía incidente, la eficiencia se ve disminuida. En la fecha de la publicación, la eficiencia declarada para estas celdas era en torno a un 2%, pero según sus cálculos teóricos podrían llegar a un 12%, similar a los paneles convencionales de la actualidad.

Junto con el desarrollo del MIT, existen algunas empresas que ya comercializan soluciones fotovoltaicas semi-transparentes, por citar un ejemplo, la empresa ONIX Solar⁵, quienes en su catálogo de productos ofrecen “vidrios fotovoltaicos 100% personalizables”, en donde se puede seleccionar color, patrón, nivel de transparencia, grosor y tamaño. Este sistema funciona dado que entre los paneles de vidrio templado, se instalan finas capas de silicio amorfo, en las que mediante láser se consigue diseñar

⁵ <http://www.onyx solar.com>

e interconectar las células que componen cada unidad, por lo que parte de la luz es capturada, generando energía y el resto de la luminosidad sigue su camino, por eso no pueden ser totalmente transparentes.



Figura 2.21: Instalación de vidrio fotovoltaico transparente en Edificio Lucía, Valladolid.
Fuente: Onix solar [35]

Otra investigación en esta materia, tiene relación con el desarrollo de la primera batería solar [36], un dispositivo que puede tanto generar como almacenar energía. Este desarrollo, llevado a cabo por el Profesor Yiyang Wu de la Universidad estatal de Ohio y su equipo, se basa en una nueva batería de litio-oxígeno recargable no acuosa, que se carga mediante la oxidación de peróxido de litio con la iluminación. Esto reduce en gran medida el problema de almacenamiento de las baterías, lo que se traduce en un aumento de la eficiencia global del sistema. En otras palabras, este dispositivo puede ser pensado como un híbrido entre una celda solar y una batería que es recargable con el aire y la luz.

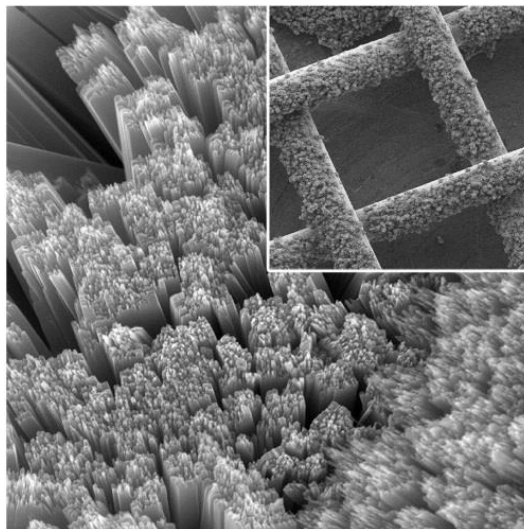


Figura 2.22: La gasa de dióxido de titanio permite que el aire entre a la batería mientras las barras recogen la luz.

A pesar de que la idea de baterías de aire-litio fue propuesta en la década de los 1970s, no hubo mucho avance hasta mediados de la década de 1990s, cuando el desarrollo de nuevos materiales avanzados logró que estas baterías fueran posibles [37].

3. Calidad de Suministro Eléctrico

En esta sección se revisará el concepto de Calidad de Suministro Eléctrico, los problemas existentes en las redes, algunas soluciones tecnológicas en base de electrónica de potencia que pueden ser aplicadas para solucionar algunos de los problemas descritos y luego algunas técnicas para controlar distorsiones.

3.1. Problemas Típicos en Redes de Distribución

Muchos problemas en el suministro se originan en la red de transmisión, con sus cientos de kilómetros de líneas y conductores sometidos a condiciones climáticas adversas como tormentas de rayos, nieve, hielo, vientos extremos, terremotos e inundaciones, junto con fallas de los equipos, accidentes de tráfico y grandes operaciones de conexión. Asimismo, los problemas en el suministro que afectan a los equipos tecnológicos actuales, frecuentemente se generan en forma local dentro de una instalación por diversas situaciones, como partida de grandes cargas, componentes defectuosos en red de distribución e incluso el ruido eléctrico generado por otros equipos electrónicos conectados a la red.

La calidad del suministro, o más específicamente, una perturbación de la calidad de suministro se define en general como cualquier cambio en el suministro (tensión, corriente o frecuencia) que interfiere con el funcionamiento normal de un equipo eléctrico.

En la literatura que trata sobre problemas de calidad de suministro, se encuentran muchas definiciones y terminología diferentes para describir muchas de las perturbaciones energéticas existentes, por lo que el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ha abordado el tema creando estándares (IEEE Std 1100 y Std 1159) [38] [39] para definir estas perturbaciones eléctricas y así evitar confusiones al nombrar una misma situación con distintos nombres.

A continuación se verán los principales problemas eléctricos que pueden ocurrir en una red de distribución que afecten la calidad esperada por los consumidores, de forma de tener una clara definición de conceptos para el entendimiento del problema abordado en la presente tesis.

Los fenómenos descritos son los siguientes:

- Transitorios

- Variaciones de corta duración
- Variaciones de larga duración
- Desbalances de tensión
- Distorsión de la forma de Onda
- Fluctuaciones de tensión
- Variaciones de Frecuencia

3.1.1. Transitorios

Los transitorios, que también se conocen como “Voltage Surge” se refiere a variaciones muy rápidas en la tensión o corriente, como picos u otro cambio muy rápido, que no duran por más de 1 o 2 ciclos. Son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial, y se pueden dividir en 2 categorías: Impulsivos y Oscilatorios.

3.1.1.1. Impulsivos

Los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o la corriente en dirección positiva o negativa. Estos eventos se pueden clasificar según la velocidad a la que ocurren (rápida, media y lenta).

La causa más común de los transitorios impulsivos son las descargas atmosféricas, dada las altas frecuencias envueltas en el fenómeno, son amortiguados rápidamente por los componentes resistivos del circuito y sus efectos no se detectan lejos de la fuente. Sin embargo, un transitorio impulsivo puede excitar un circuito resonante y producir un fenómeno transitorio oscilatorio.

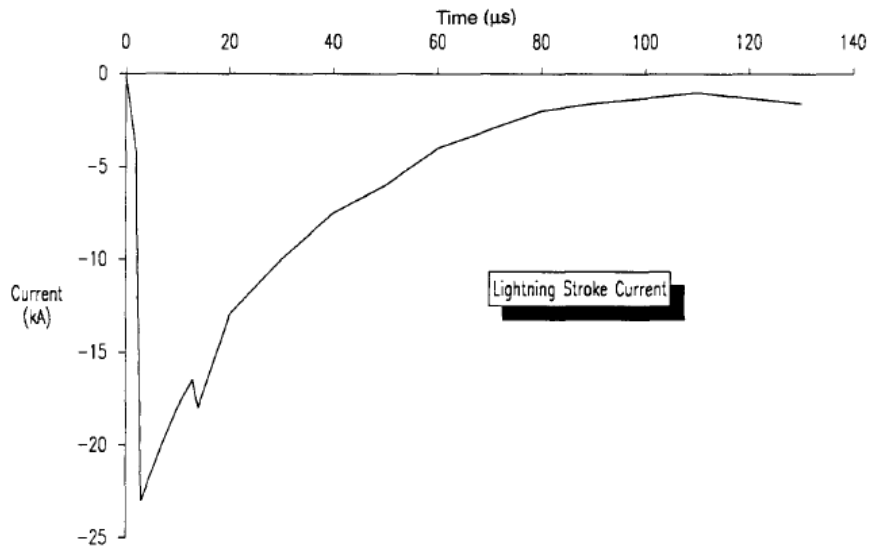


Figura 3.1: Corriente de impacto de rayo, que puede provocar un impulso transiente en el sistema de potencia

3.1.1.2. Oscilatorios

Un transitorio oscilatorio consiste en una tensión o corriente cuyo valor instantáneo cambia rápidamente de polaridad. En términos simples, el transitorio hace que la señal de suministro produzca un aumento de tensión y luego una bajada de tensión en forma alternada y muy rápida. Los transitorios oscilatorios suelen bajar a cero dentro de un ciclo (oscilación descendente).

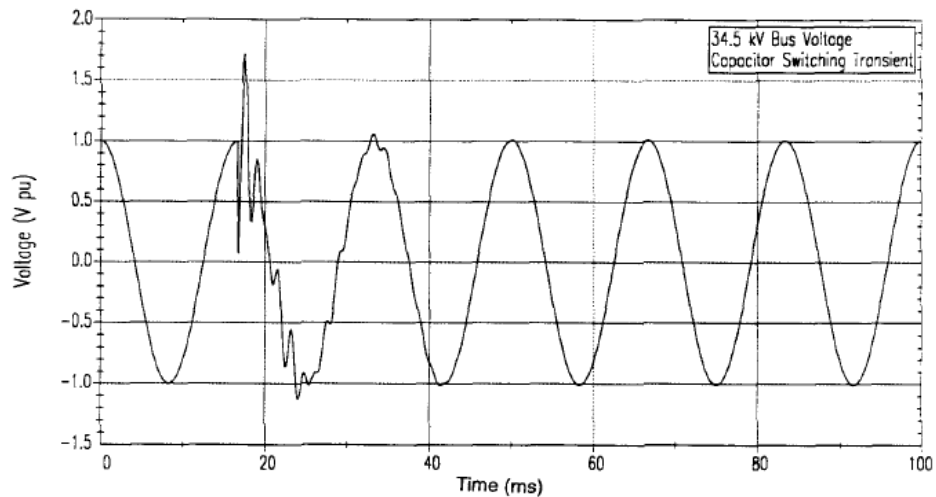


Figura 3.2: Transiente oscilatorio de baja frecuencia causado por la energización de un banco de condensadores

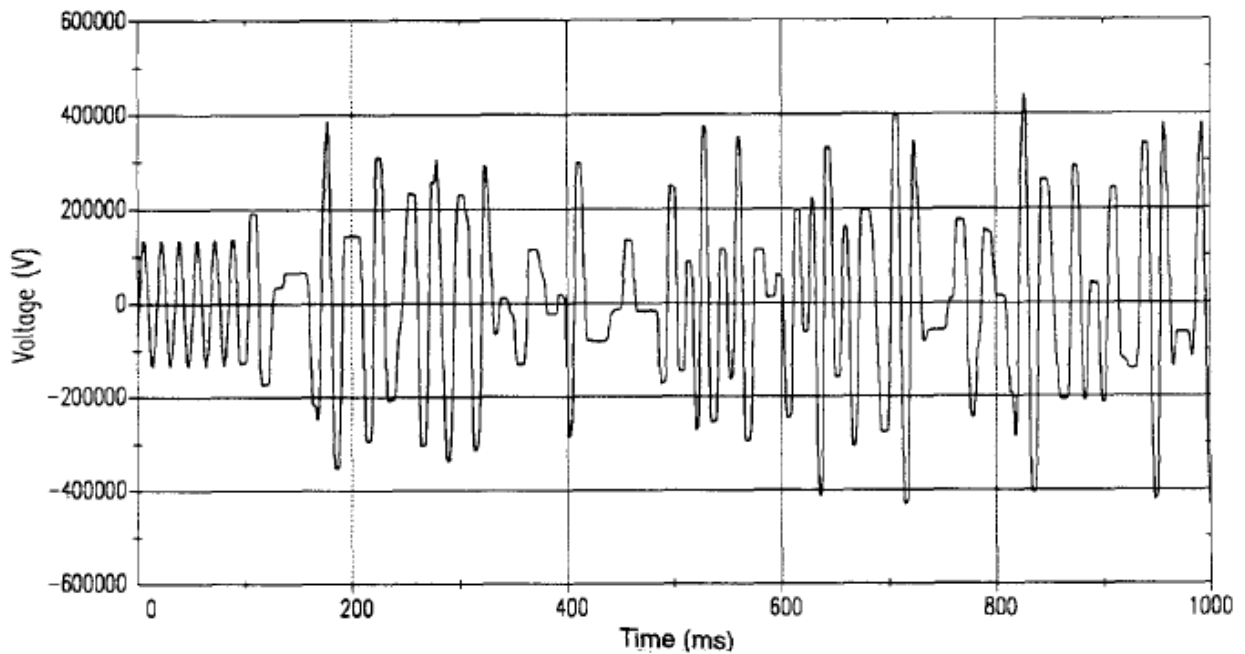


Figura 3.3: Transiente oscilatorio de baja frecuencia causado por ferroresonancia de un transformador sin carga

3.1.1.3. Causas de Transitorios

La mayor fuente de transitorios, desde el punto de vista de los consumidores, son producto de conexiones y desconexiones de sus propios equipos. En general, conexiones de motores pueden ocasionar picos de voltaje que se propagan localmente en las redes residenciales, comerciales e industriales, en especial si las conexiones a tierra son defectuosas. Un estudio indica que al menos el 2,5% de los clientes de E.E.U.U. ve transitorios de tensión sobre 10 p.u. producto de sus electrodomésticos o equipos. [40]

Es normal que los problemas de transitorios ocasionados en las instalaciones de los consumidores no repercutan en el sistema, sino que permanecen en su red interna, en cambio lo ocurridos a nivel de distribución suelen llegarles a los consumidores a través de los transformadores y circuitos secundarios. Para que un transitorio ocasionado por un consumidor tenga consecuencias a nivel de distribución, la potencia debe ser tal que las instalaciones donde ocurrió quedarían estropeadas.

Las descargas atmosféricas causan picos de tensión del orden de 20 p.u. o más, mundialmente son las responsables del mayor daño por sobretensión en los equipos. Si no consideramos las causas naturales, la conmutación de bancos de condensadores es la principal causa de transitorios oscilatorios de voltaje, que llegan sin mayores problemas a las instalaciones de los consumidores.

En la Figura 3.4 a continuación se muestran 2 de los más típicos, el producido por una descarga atmosférica que comúnmente causa daño en equipos y el rizado producto de la conexión de un banco de condensadores.

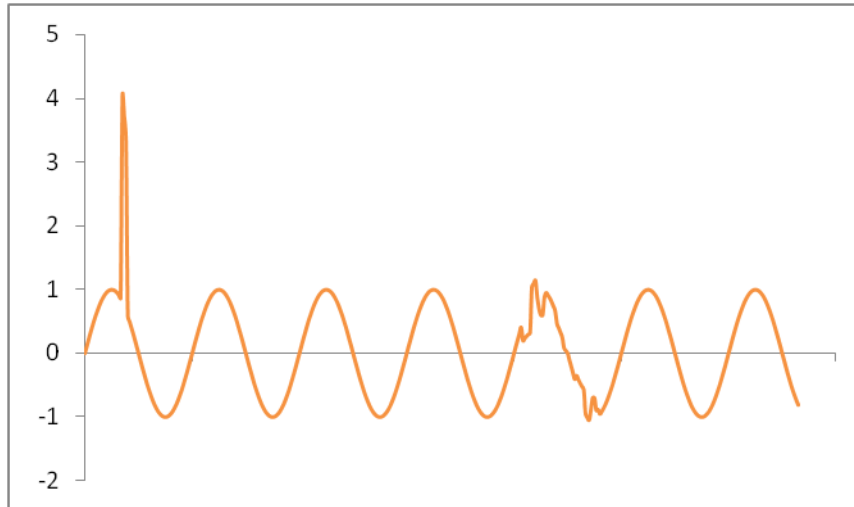


Figura 3.4: Voltage Surges: Transiente producto de un rayo (izq) y otro por conexión de capacitores (der)

3.1.2. Variaciones de Corta Duración

Entre los problemas clasificados como variaciones de corta duración se encuentran las interrupciones, la subtensión (sags) y la sobretensión (swell), las que se pueden además designar según su duración como situaciones instantáneas (0,5 a 30 ciclos), momentáneas (hasta 3 [s]) y temporales (3 [s] a 1 [min]).

Las variaciones de corta duración son casi siempre causadas por fallas, la conexión de grandes cargas o desconexiones intermitentes por conductores sueltos. Dependiendo de la ubicación de la falla y el estado del sistema, la falla puede provocar temporalmente tanto bajas como aumentos o incluso pérdida completa de la tensión (interrupción). La definición para variaciones de corta duración también es aplicable a corrientes.

3.1.2.1. Interrupciones

Una Interrupción ocurre cuando la tensión o corriente disminuyen a menos que 0,1 pu por un período de tiempo menos a 1 minuto.

Una Interrupción es un cese momentáneo del servicio eléctrico, provocado generalmente por algún tipo de daño provocado por caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas, falla de equipos o disparo de protecciones. La red de suministro está diseñada para sopesar muchos de estos problemas, pero no es infalible.

La figura siguiente muestra una interrupción momentánea en la cual el voltaje cae por cerca de 2.3 [s]. Es interesante notar que el gráfico de la forma de onda de la caída de tensión no descende a cero inmediatamente luego de la interrupción de la fuente, debido al efecto residual de los motores de inducción conectados al circuito.

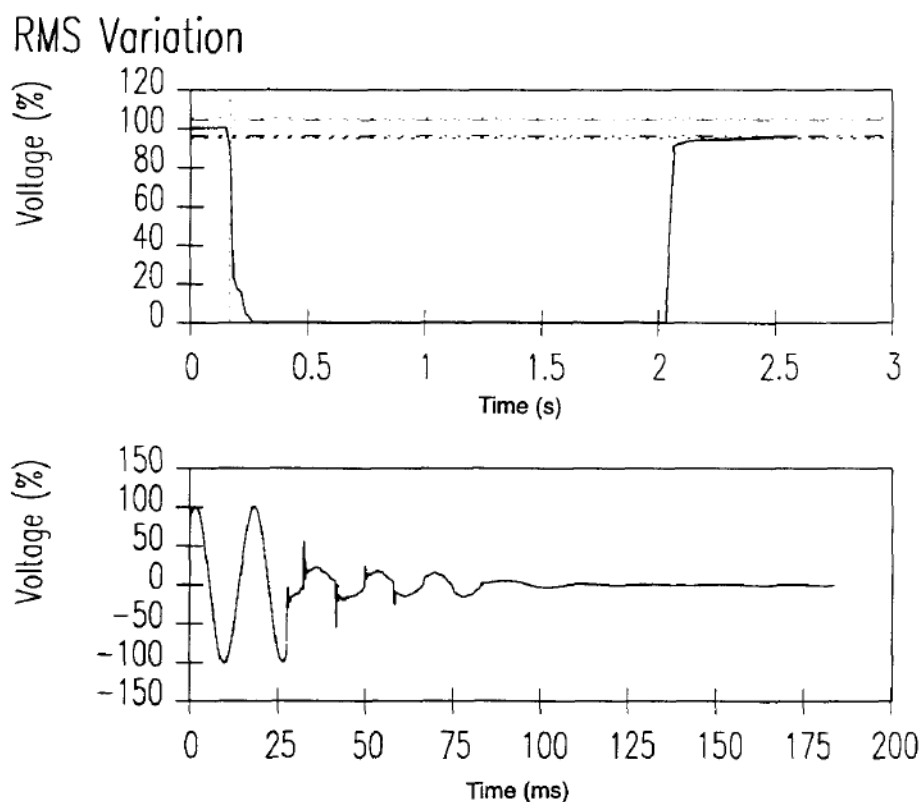


Figura 3.5: Interrupción momentánea de voltaje RMS (arriba) y alterno (abajo)

3.1.2.1.1. Duración y problemas producto de las Interrupciones

La duración de la interrupción está determinada principalmente por el tiempo de respuesta de los reconectores automáticos de los sistemas de protección de la red. Los reconectores son dispositivos que al detectar un aumento de la corriente proveniente de un cortocircuito en la infraestructura de la red eléctrica, desconectan el suministro. Luego de un tiempo fijo, el reconector devuelve el suministro, en un intento de eliminar el material que crea el cortocircuito, el cual puede ser una rama de un árbol o un pequeño animal atrapado entre las líneas.

3.1.2.1.2. Interrupciones mono, dúo o trifásicas

La mayoría de los equipos de sistemas de potencia, alimentadores y líneas son trifásicos, con líneas aéreas y subterráneas de 3 o 4 conductores dependiendo si están conectados en delta o estrella respectivamente. Muchas interrupciones no involucran a los 3 o 4 conductores, por lo que uno puede obtener una combinación de fases en línea y otras fuera de servicio. Muchas veces estos problemas terminan en interrupciones y problemas de voltaje.

Cuando sólo una de las tres fases falla (quizás por ejemplo una rama de un árbol haciendo tierra) las otras 2 permanecen en funcionamiento. Consumos residenciales o pequeños comercios alimentados por esa fase, pueden quedar sin energía, mientras que los vecinos conectados a las otras 2 fases mantendrán un servicio aceptable, lo que puede provocar algo de confusión entre los consumidores del mismo vecindario.

Consumos comerciales más grandes e industriales podrían presentar un servicio parcial, por ejemplo se podría dar el caso de que un sector de la planta esté alimentado por la fase R, otro sector por la fase S, otro por la T y quizás algún equipo de mayor potencia conectado a las 3, una falla en una o dos de las fases provocaría dejar parte de los equipos de la planta sin energía, pero el resto de ellos aún operativos.

Por otra parte, en otras instalaciones con conexión en delta, la pérdida de una o dos fases puede resultar en voltajes inusuales. Algo similar sucede con la pérdida del neutro en una conexión estrella, sea junto o no a la pérdida de una de las fases, provocando voltajes inusuales en el lado del consumo. Por lo tanto, el voltaje resultante, luego de la falla depende del tipo de evento ocurrido, si la falla fue de un conductor fallido con alta impedancia a tierra, y la falla no logró ser despejada, el voltaje será muy diferente al producido por una apertura de la línea. Por lo tanto, algunas interrupciones son vistas desde el punto de visto del consumidor como si se tratara de un problema en la calidad en la tensión debido a su corta duración.

Los problemas efecto de una interrupción de suministro, pueden variar desde un simple período molesto para un usuario residencial hasta pérdidas importantes de la producción en una fábrica. A nivel residencial el problema puede ser por ejemplo estar sin iluminación o perder un trabajo sin guardar en el computador, en cambio a nivel industrial, una breve interrupción puede provocar que se dañen equipos o destrucción del producto en la línea de producción, así como el costo asociado por el tiempo de inactividad, limpieza y nueva puesta en marcha.

3.1.2.1.3. Soluciones Típicas para Interrupciones

Las soluciones típicas para evitar las interrupciones varían tanto en eficiencia como en costo. Lógicamente lo primero que habría que asegurar es disminuir la probabilidad de que surja algún potencial problema, a través de un buen diseño y un plan de mantención preventivo.

Ya realizando lo anterior, las soluciones típicas son la instalación de equipos que sean capaces de resistir los problemas de suministro que ocasionan las interrupciones o que se reinicien después (y durante) interrupciones inevitables, de forma de que los consumos no alcancen a detectar el problema. Algunos de los equipos que permite soportar o sobrellevar una interrupción son los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), los grupos electrógenos, y el uso de técnicas redundantes en las redes junto al almacenamiento de energía.

3.1.2.2. Bajada (Sag) y Aumento (Swell) de Tensión

Sags y swells son un fenómeno eléctrico en que el voltaje excede (swells) o permanece bajo (sags) la tensión nominal durante pequeños períodos. La duración de estos puede ser desde medio ciclo hasta 1 minuto. Aunque la baja o subida de tensión de por sí es un problema, en este caso causan más molestia los cambios rápidos en esta. Aunque los swells pueden dañar equipos y los sags pueden causar fallas en equipos y dañarlos lentamente, generalmente los usuarios se quejan de ellos porque algunas veces causan interrupciones en el servicio. Muchos aparatos y maquinaria eléctrica, equipos de control digital y motores síncronos muy cargados no pueden tolerar voltajes bajos por pocos ciclos, por lo que se desconectan de la línea. Más allá de lo anterior, muchos equipos seguirán operando, pero el rápido cambio en el voltaje hacen que su operación no sea la óptima, por ejemplo, en el caso de las luminarias, en las que los lúmenes emitidos son proporcionales al cuadrado del voltaje, un cambio transitorio en el voltaje provoca una intermitencia molesta para los usuarios, y, en el caso de equipos industriales, como bombas, compresores, cintas transportadoras y rodillos sags y swells pueden provocar cebado en cañerías de aire o agua, avance errático (tambaleante) de cintas transportadoras o mal enrollado de material en los rodillos, lo que resulta en un desempeño inaceptable que puede hasta dañar parte de la producción de la planta.

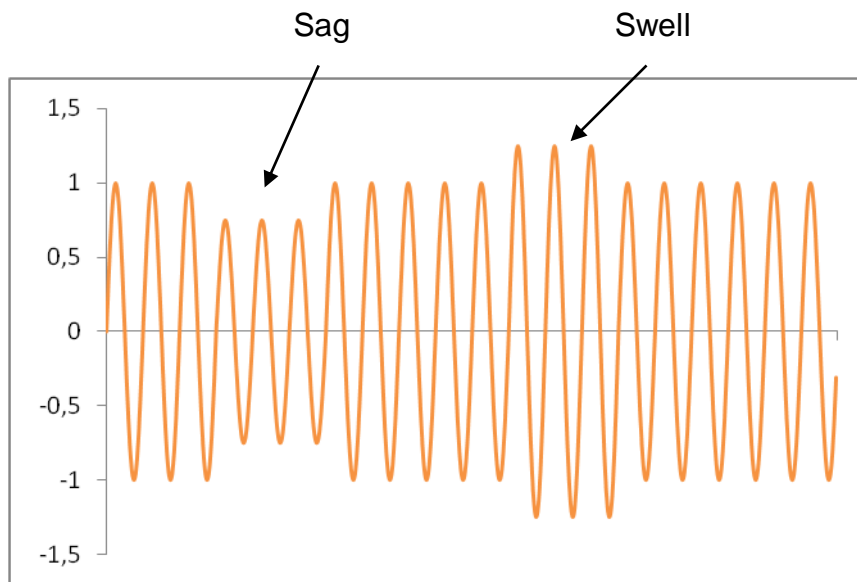


Figura 3.6: Sag y Swells de Voltaje

3.1.2.2.1. Causas de los Sag y Swell de tensión

Los sags de tensión se producen por lo general por fallas en zonas cercanas al punto de consumo, la baja de voltaje dura solamente durante el tiempo entre la falla y la acción del interruptor o del fusible. Por ejemplo, una falla en un alimentador quizás causará un sag del orden del 60% en alimentadores conectados a la misma barra.

Las partidas de motores grandes pueden también reducir el voltaje en alrededor del 10% y raramente hasta el 20%, por unos cuantos ciclos (por lo general más que en las fallas). En parte por las normas industriales para evitar instalaciones de motores que ocasionen muchos problemas de flicker y también debido a que los motores no parten en condiciones de baja de voltaje severas.

De forma inversa a lo que sucede con los motores, los generadores distribuidos al ponerse en marcha generan un aumento de tensión o swells. Seguimiento de cargas u operación inadecuada contribuyen a lo anterior, pero lo más común es cuando hay caída del resto del sistema y el generador distribuido entrega más energía al alimentador que los consumos del mismo.

Además, el fenómeno de la ferresonancia puede contribuir con aumentos de tensión hasta 4 p.u., pero típicamente llegan del orden de 1,5 a 2 p.u. durante algunas operaciones de intercambio de alimentadores.

Pero la causa más frecuente de swells son las fallas monofásicas a tierra, en donde teóricamente el voltaje en las fases no fallidas llega del orden de 1,73 p.u. (en conexiones delta) y de 1.25 p.u. (en conexión estrella).

3.1.2.2. Soluciones típicas para Sag y Swell de tensión

Una de las soluciones para proteger la red de Sag y Swells frente a conexiones de grandes cargas, es utilizar partidores con reducción de tensión, como lo son los clásicos autotransformadores o configuraciones de estrella/delta o los más modernos partidores de estado sólido o mecanismos con velocidad regulable.

Frente a fallas en la red, los mismos métodos que en las interrupciones pueden ser utilizados como los equipos UPS, grupos electrógenos y técnicas de diseño de sistema. Frente a los swells también se utilizan equipos transformadores de “control” ferroresonantes comúnmente.

3.1.3. Variaciones de larga duración

Variaciones de larga duración hacen referencia a desviaciones en los valores RMS de tensión a la frecuencia del sistema que duren por más de 1 minuto. Las variaciones de larga duración pueden ser subtensión, sobretensión e incluso interrupciones sostenidas dependiendo de la causa de la variación. Éstas variaciones se caracterizan por gráficos tensión RMS versus tiempo.

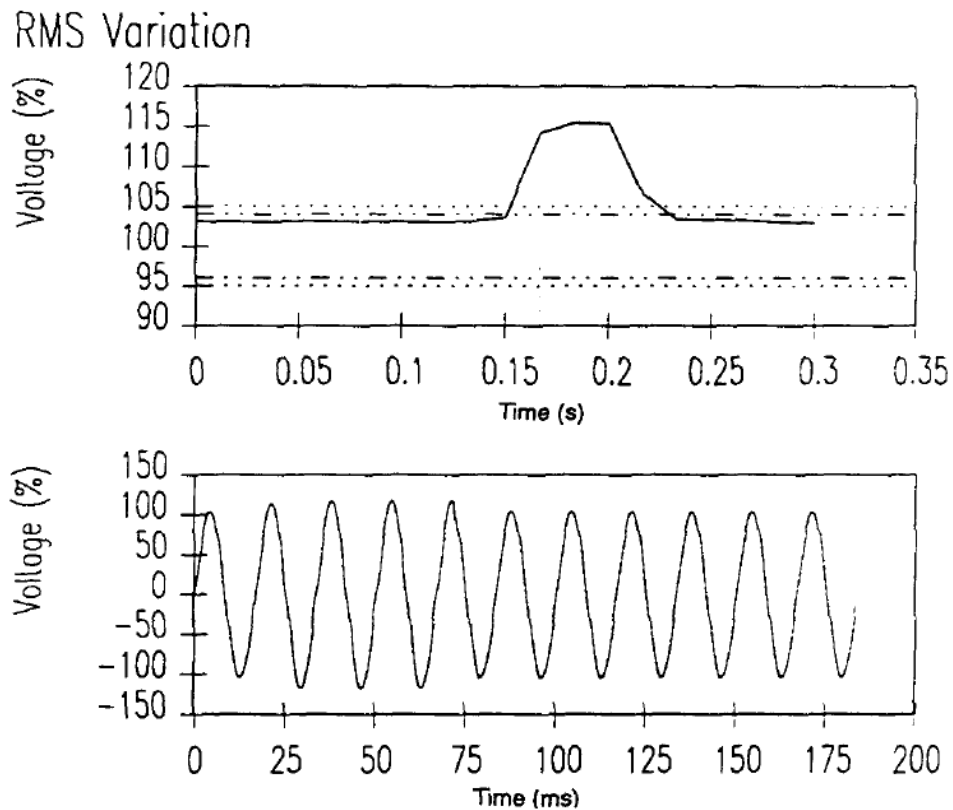


Figura 3.7: Variación de voltaje de larga duración RMS (arriba) y alterno (abajo)

3.1.3.1. Causas de variaciones de larga duración.

La subtensión y la sobretensión generalmente no son resultado de una falla de la red, sino que debido a variaciones de las cargas o de la geometría de la red.

Una sobretensión puede ser producto de una reducción en la carga o la conexión de un banco de condensadores, una débil capacidad de regular o controlar la tensión puede ocasionar sobretensiones, al igual que una mala configuración de los taps de los transformadores o una sobregeneración inyectada a la red.

Las causas de una subtensión son las opuestas que las de la sobretensión, un aumento de carga o la desconexión de condensadores pueden provocar la subtensión mientras que los equipos de regulación de la red operen y lleven nuevamente el voltaje dentro de rangos de operación aceptables. Circuitos sobrecargados también pueden provocar subtensión.

Por otro lado, las interrupciones sostenidas, se producen cuando los reconectores no logran despejar la falla y se necesita una cuadrilla en terreno para resolver el problema.

3.1.3.2. Efectos producto de la variación de tensión

El voltaje “en el enchufe” del consumo es lo que más se tiende a tener bajo estándares y controlados a nivel primario de distribución: cambios de tap en los transformadores, compensadores y reguladores en las líneas, los cuales se ajustan para aumentar o disminuir la tensión en la barra de baja tensión.

Los consumidores dependen de un voltaje alterno estable mucho más de lo que ellos comúnmente suponen. Muchos de los aparatos eléctricos residenciales, comerciales e industriales operan solo dentro de una banda en torno a su tensión nominal (usualmente +/- 10%). Cuando se opera fuera de este rango, muchos no operaran o hasta pueden resultar dañados.

Además, una gran porción de equipamiento eléctrico es sensible a la tensión aplicada, por ejemplo motores se aceleran o frenan dependiendo del aumento o disminución de esta y luminarias de muchos tipos varían sus lúmenes en forma importante con cambios en la misma.

En la mayoría de los casos, los problemas de voltaje atribuibles a las cargas actúan sobre las 3 fases aproximadamente en la misma proporción, por lo tanto el aumento de voltaje por cada fase entrega información importante para determinar la causa de esta.

3.1.3.3. Soluciones típicas para variaciones de larga duración

Dado que la sobretensión y subtensión son fenómenos similares al aumento o baja de tensión pero que duran más tiempo, los equipos utilizados para resolver los anteriores sirven de igual forma para estos casos, sin embargo, si la situación problemática dura demasiado tiempo será necesario realizar cambios a nivel de la red, ya sea en el origen del alimentador o a nivel de los generadores.

Cuando se habla de corregir una interrupción del suministro, los tiempos de respuesta pueden ser muy variables, hay veces que en menos de un segundo un interruptor detecta el problema y cambia de alimentador la zona con problemas y los consumidores no se dan por enterados. En cambio, cuando la opción de cambiar la topología de la red automáticamente no es viable se está frente a una interrupción sostenida, lo que puede tomar unos minutos o un par de horas solucionar, pero es en los casos rurales, donde las redes son largas y radiales comúnmente que una caída de un conductor puede tardar

varias horas, debido a las distancias involucradas. Una mejora en el sistema de distribución con respecto a esto último es la incorporación de generación distribuida en dichas zonas de forma de operar en modo isla mientras las reparaciones se llevan a cabo.

3.1.4. Desbalance de Tensión

Un desbalance de tensión hace referencia a los intervalos en que las tensiones suministradas por la red no son iguales en cada fase, ya sea en módulo o en los ángulos de desfase entre ellos.

Cuando se está en presencia de desbalances de tensión, estos se reflejan en la existencia de voltajes de secuencia negativa y cero, que son generalmente causados por cargas desbalanceadas que generan flujos de corriente de secuencia negativa y cero.

3.1.4.1. Cálculo del desbalance de tensión.

De acuerdo a la norma IEC 61000-4-30 [41] el desbalance de tensión se define, utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa (U_2) con respecto a la componente de secuencia positiva (U_1), expresado en por ciento.

$$u_2 = 100 * \frac{U_2}{U_1}$$

Por lo tanto, para determinar el grado de desbalance de un sistema se debe trabajar con las componentes de secuencia del sistema, para lo cual se deben conocer los módulos y ángulos de desfase de las componentes de fase en cada una de las fases, y luego aplicar la transformada de Fortescue, para lo cual es necesario medir los 6 parámetros mencionados.

Además en las normas IEEE 1159 y IEC 61000-4-30 se proponen fórmulas alternativas, que se basan en las medidas de tensiones de fase, lo que para fines de cálculo es más sencillo, pues se requieren menos parámetros y menos cálculos de por medio, pues se evita el uso de la transformada de Fortescue.

Para la norma IEEE 1159, el cálculo se basa en la desviación máxima entre la tensión de línea y el promedio de las tensiones de línea, dividida por el promedio de las tensiones de línea, como se ve en la ecuación siguiente, correspondiendo los subíndices i y j a las fases a , b y c .

$$u_2 = 100 * \max \left[\frac{U_{ij} - U_{media}}{U_{media}} \right]$$

Por otro lado el método alternativo en la norma IEC 61000-4-30 se calcula como:

$$u_2 = 100 * \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

siendo β calculado como:

$$\beta = \frac{U_{abfund}^4 + U_{bcfund}^4 + U_{cafund}^4}{\left(U_{abfund}^2 + U_{bcfund}^2 + U_{cafund}^2 \right)^2}$$

donde U_{ijfund} corresponde a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la j .

3.1.4.2. Causas del desbalance de tensión.

El principal motivo de existencia de redes desbalanceadas es una distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, que a su vez cambian a lo largo del tiempo dependiendo de la hora del día.

La Figura 3.8 muestra un ejemplo para una semana del desbalance medido en un alimentador residencial en el punto de conexión:

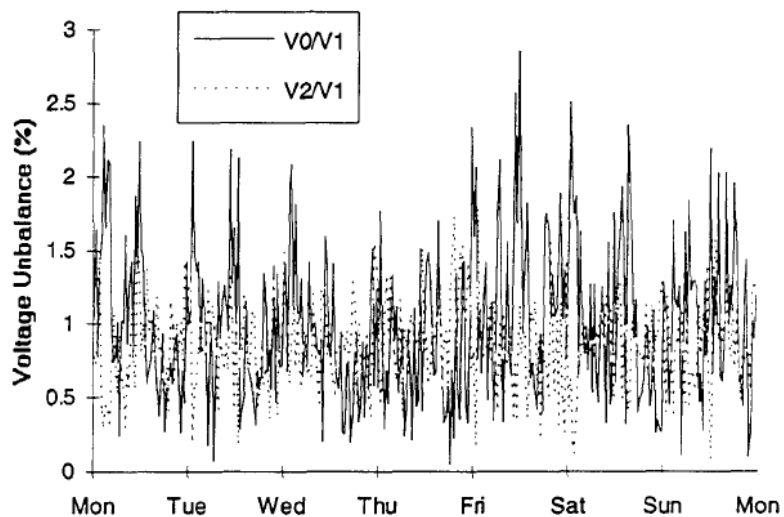


Figura 3.8: Tendencia de desequilibrio de un alimentador residencial

Existen otros motivos como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores debido a que generalmente es prácticamente imposible hacer transposiciones en redes de baja tensión, las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales, anomalías en los bancos de condensadores o accionamientos de fusibles o interruptores en una sola fase en sistemas trifásicos.

En muchos casos la causa es una tierra abierta o una falla monofásica que no ha sido bien despejada.

3.1.4.3. Efectos del desbalance de tensión en las redes y equipos.

En general, la tensión se mantiene a un nivel de desbalance relativamente bajo ya que hasta un pequeño nivel de desbalance puede causar problemas significativos en calidad de la potencia suministrada y calentamiento en equipos de generación, transmisión y distribución.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos tan frecuentemente utilizados en la industria [42], [43], [44]. Según se establece en la norma IEEE 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar en un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Según estudios, el desbalance además de generar efectos negativos en el calentamiento y en la eficiencia, tiene efectos en el factor de potencia [43], [44], reducción de potencia de la máquina [45], [46] y disminución de la vida útil [47], aumento de pérdidas y efectos negativos en la aislación [45], [47] y [48].

3.1.4.4. Límite para el desbalance de tensión

La norma europea EN 50160 [49] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación debe situarse entre el 0% y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que en algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos.

La norma IEC 61000-2-2 [50], al igual que la norma IEEE 1159, recomienda que el índice de desbalance en un suministro eléctrico no debe superar el 2%.

En la norma IEC61000-4-30 se establece que el período de medida debe ser de una semana con valores cada 10 minutos y/o cada 2 horas. Una de las metodologías de comparación propuestas establece que uno o más de los valores semanales con 95% de probabilidad (expresada en por ciento) se debe comparar con el valor contractual establecido.

Evidentemente estos límites que establece la normativa internacional son adoptados generalmente por las reglamentaciones de calidad de servicio vigentes.

Existen algunos casos, como los reglamentos de Guatemala y Bolivia donde se establecen límites algo mayores a los contemplados por las normas vigentes. En particular, estos países han establecido un límite para el desbalance del 3%, lo cual parece lógico si se tiene en cuenta que en casi todos los casos hace relativamente poco tiempo que se han empezado a controlar estos índices y la idea general es trabajar hacia el establecimiento de metas alcanzables para los distintos actores de los sistemas eléctricos.

En otros países donde se han adoptado los límites propuestos por la normativa internacional, se han establecido plazos para medir el índice de desbalance sin generar penalizaciones, a los efectos de conocer el nivel general de desbalance del sistema. Es este el caso del proyecto de reglamento presentado en Uruguay, donde se propone que, luego de un período inicial de ajuste, el desbalance en tensión no debe superar el 2%.

También existen casos, como en el reglamento Chileno, donde por el momento sólo se propone medir el índice de desbalance para obtener valores estadísticos antes de proponer un límite para este parámetro.

3.1.5. Distorsión en la forma de Onda

Cualquier frecuencia de un flujo de potencia diferente de la nominal, por lo general es indeseada, salvo las ingresadas a propósito como mecanismos de control.

Una distorsión en la forma de onda corresponde a una desviación del estado estacionario con respecto a una onda senoidal de potencia ideal, principalmente caracterizada por un contenido espectral de la desviación.

Existen 5 tipos principales de distorsión en la forma de Onda: Desplazamiento por CC, Armónicas, Interarmónicas, Corte intermitente y Ruido.

3.1.5.1. Desplazamiento por CC

El desplazamiento por efecto de una corriente o voltaje continuo puede deberse a problemas en rectificadores, lo que provoca un desplazamiento de la onda sinusoidal induciendo sobrecalentamiento y saturación en transformadores provocando a la larga que los equipos no entreguen toda su potencia y una distorsión en las formas de onda lo que puede llevar a inestabilidad en algunos equipos electrónicos.

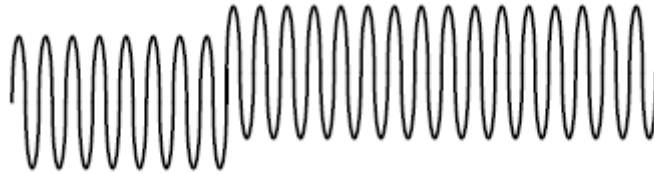


Figura 3.9: Desplazamiento de forma de onda por CC

La solución típica para este tipo de problemas, es el cambio del equipo defectuoso por otro que funcione correctamente.

3.1.5.2. Armónicas

Las armónicas, que son la fuente de la mayoría de los problemas causados por frecuencias distintas a la nominal, corresponden a las frecuencias que son múltiplos enteros de la nominal, es decir, si la nominal corresponde a 50 ciclos, las frecuencias armónicas serán la de 100, 150, 200, 250, 300, 350 ciclos y así sucesivamente.

La suma de los flujos de potencia con frecuencias armónicas con el flujo de frecuencia de sistema, provoca que el flujo total se distorsione, generando una señal de potencia de forma no sinusoidal, pero manteniendo una forma constante en cada ciclo de la onda.

La preocupación del mercado por el nivel de distorsión armónica ha aumentado en el último tiempo dado el incremento en el uso de equipos electrónicos en la actualidad, por lo que el indicador “Total Harmonic Distortion” (THD) es bastante útil para cuantificar el nivel de distorsión de la red.

THD se define como la suma de la potencia de todas las componentes armónicas presentes en la señal:

$$THD = \frac{P_2 + P_3 + P_4 + \dots + P_\infty}{P_1} = \frac{\sum_{n=2}^{\infty} P_n}{P_1}$$

También se define como “la relación entre el contenido armónico de la señal y la primera armónica o fundamental”. Su valor se ubica entre 0% e infinito.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\%$$

Existe otro indicador utilizado en las redes eléctricas llamada “Total Demand Distortion” (TDD), la cual se define como “la relación entre la corriente armónica y la demanda máxima de la corriente de carga” y es lo recomendado por la norma IEEE 519 para definir los límites aceptables de distorsión de corriente de la red.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\%$$

donde:

- TDD : Distorsión de demanda total
- I_h : magnitud de la armónica individual
- h : orden armónico
- I_L : demanda máxima de la corriente fundamental de carga, que se calcula como el promedio máximo mensual de demanda de corriente de los 12 últimos meses o puede estimarse.

3.1.5.2.1. Causas de Armónicos

Los Armónicos son generados pasivamente en presencia de un flujo estándar de potencia, por cualquier dispositivo que presente comportamiento no lineal. Comportamiento no lineal significa que su impedancia no es constante, o lo que es lo mismo, que varía en función del voltaje aplicado. Usualmente se modelan en los sistemas como fuentes de corrientes que inyectan corrientes armónicas, lo que repercute en distorsión no lineal en la tensión del sistema.

Los generadores de armónicos se pueden clasificar en 2 categorías:

La primera son simples **cargas no lineales** en donde el flujo de corriente a través del dispositivo no es proporcional al voltaje, como resultado, cuando se alimentan con un voltaje sinusoidal puro, el flujo de corriente resultante no será monofrecuencia puro. Transformadores, reguladores y otros equipos a nivel de distribución pueden presentar

de alguna manera este comportamiento cuando se encuentren sobrecargados. Diodos, dispositivos semiconductores y transformadores saturados son ejemplos de generadores de armónicos de esta categoría bastante usados en la industria moderna. Esta categoría de generadores de armónicos, genera armónicos inmediatamente con solo el hecho de ser energizados con un voltaje alterno.

La segunda categoría de dispositivos, son los que presentan una **impedancia dependiente de la frecuencia**. Los filtros eléctricos y electrónicos y ciertos tipos de servo motores poseen estas características, por eso es que existen alimentadores con bancos de condensadores en serie o paralelo. Estos tipos de dispositivos, si se alimentan con una señal sinusoidal pura, no generaran ningún tipo de armónicos, sin embargo, si es que la alimentación contiene elementos armónicos, se distorsionará la onda resultante de todas formas, ya sea mejorando o empeorando la distorsión armónica de la señal.

Aunque algunos equipos de las distribuidoras generan contaminación armónica, son los propios equipos de los usuarios finales los mayores productores de estas, en particular los que incluyan rectificadores de onda para su funcionamiento, es decir de "CA a CC", como los equipos computacionales, televisores, reproductores de DVD, microondas, etc. Cabe recordar que los efectos de cada equipo por separado suelen no ser problema, es la suma de los equipos y sus efectos en conjunto los que pueden provocar los problemas.

Los armónicos son atenuados de forma natural a medida que la energía eléctrica es absorbida por los equipos. Raramente contribuyen como potencia real a motores y equipos, pero sin embargo contribuyen a generar calor a través de los cableados y equipos.

3.1.5.2.2. Efectos de los armónicos en las redes y equipos.

Los efectos de los armónicos se reflejan con problemas operacionales tanto a nivel de transmisión, como distribución o en las instalaciones de los clientes

Los flujos de potencia con frecuencia no nominal, se superponen a la onda con frecuencia de sistema, creando sobrevoltajes y estrés en las aislaciones, además de aumentar pérdidas por calor (Ver Figura 3.10). Se piensa que incluso los niveles tolerables de armónicas (en el sentido de que no ocasionan mal funcionamiento de los equipos) aumentan los costos cerca de un 10%, debido a las pérdidas y la disminución de vida útil de los equipos.

Muchos aparatos y equipos están diseñados para aceptar y funcionar bien con frecuencias de 50 y 60 Hz, pero no responden bien ante cantidades significativas de

potencia de frecuencia no estándar. Esto puede ocasionar ruidos o estática en equipo eléctrico, movimientos intermitentes o zumbido en acciones mecánicas, y en casos extremos hasta falla inmediata de equipos.

Las armónicas generadas en el sistema eléctrico pueden crear ruido eléctrico de tal magnitud que pueden provocar problemas en sistemas de telecomunicaciones cercanos.

Las frecuencias no estándar en voltaje o corriente, comúnmente no son detectables por los equipos estándar de monitoreo, medida y control a nivel de distribución y transmisión, por lo que su presencia para desapercibida. Un ejemplo clásico es el típico medidor de energía residencial monofásico, que no “ve” frecuencias por sobre los 50 ciclos.

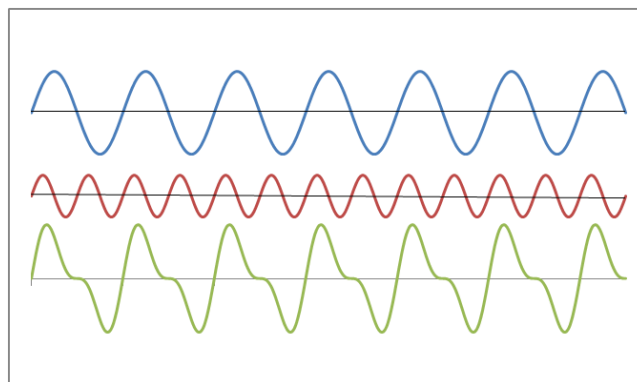


Figura 3.10: Onda de Voltaje de 50 Hz (arriba), Segunda armónica de Voltaje de amplitud 0,5 p.u. (medio) y suma de ambas con picos de más del 30% sobre el nominal (abajo).

3.1.5.3. Interarmónicas

Interarmónicas se encuentran en redes de todos los voltajes, pueden ser de frecuencias discretas o de un amplio espectro. Corresponden a las señales de frecuencias no múltiplo de la nominal, y son producto de la operación de equipos electrónicos como los convertidores de frecuencia, los motores de inducción y dispositivos de generación de arcos eléctricos. Los cicloconvertidores, equipos que controlan grandes motores lineales utilizados en las grandes industrias como la minería y cementeras, crean algunos de los problemas más importantes de distorsión interarmónica, dado que estos dispositivos transforman la tensión alterna de una frecuencia nominal a alguna mayor o menor.

Los efectos de la distorsión interarmónica no son bien conocidos, pero entre algunos de ellos se encuentran el parpadeo o flicker de luminarias y monitores, además de interferencias en señales de telecomunicaciones y posible calentamiento de equipos.

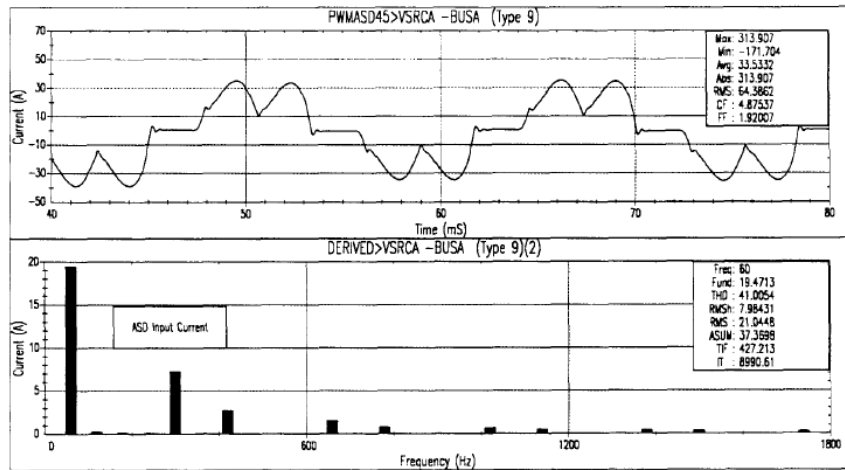


Figura 3.11: Forma de onda de corriente y espectro armónico para la corriente de entrada de un ASD⁶

3.1.5.4. Corte intermitente

El corte intermitente o “Notching” (en inglés) es una distorsión de tensión periódica causada por la operación normal de equipos de electrónica de potencia cuando una corriente es conmutada de una fase a otra.

Este fenómeno puede considerarse como un impulso transitorio permanente, y dado su naturaleza permanente se considera dentro de las distorsiones en la forma de onda.

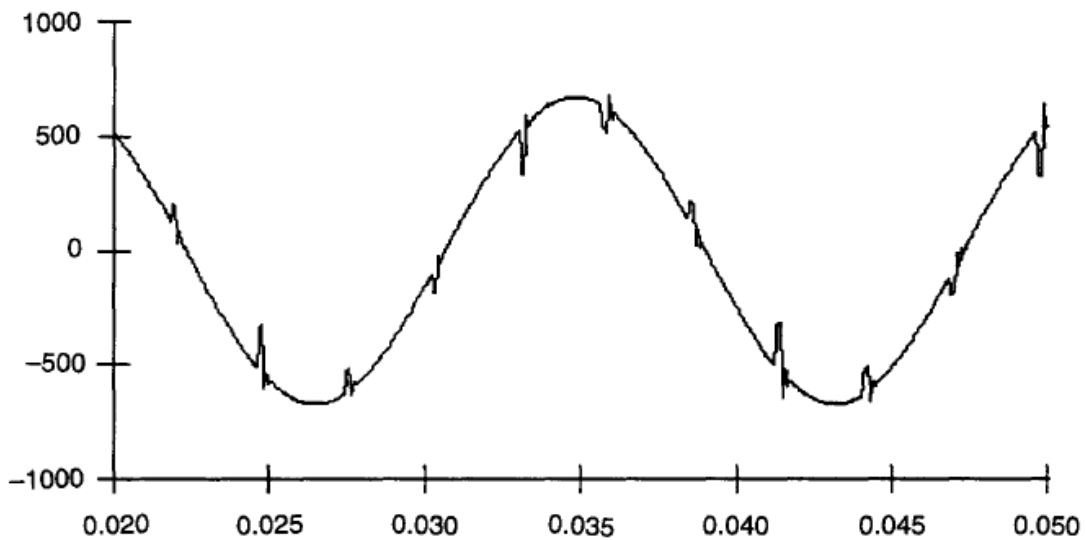


Figure 11—Example of voltage notching caused by converter operation

Figura 3.12: Ejemplo de “notching” de tensión causado por la operación de un convertidor

⁶ Control de velocidad ajustable (del inglés Adjustable Speed Drive)

Los rectificadores de onda son la mayor causa de este tipo de problema, el cual se presenta durante la conmutación, lo que se refleja a través de un pequeño cortocircuito entre fases, el cual es directamente proporcional a la inductancia de aislamiento entre el conmutador y el punto de medida.

Una posible medida para disminuir los efectos negativos, es alejar la fuente del punto de conexión del equipo delicado o conectar equipos tipo UPS o de filtrado.

3.1.5.5. Ruido

El ruido es una señal sobrepuesta indeseada en la tensión o la corriente, por lo general de una alta frecuencia, el que puede ser generado a partir de dispositivos electrónicos, circuitos de control, soldadoras de arco, transmisiones radiales, rectificadores, entre otras. Una conexión a tierra deficiente provoca que el sistema sea más susceptible al ruido.

Básicamente, se define como ruido cualquier problema de distorsión de onda que no se pueda clasificar como distorsión armónica o transientes.

La frecuencia y la magnitud del ruido dependen típicamente de la fuente y de las características del sistema. La magnitud típica del ruido es del orden del 1% con respecto a la magnitud de la tensión. El ruido puede provocar problemas técnicos en equipos informáticos, falla de componentes electrónicos a largo plazo, flicker en monitores y pantallas entre otros problemas ligados a los sistemas digitales. Las soluciones clásicas para controlar el nivel de ruido incluyen los filtros y transformadores de aislamiento blindado puestos a tierra.

3.1.5.6. Soluciones clásicas para la distorsión en la forma de Onda

Existen métodos que minimizan la distorsión armónica y en la forma de onda en las redes eléctricas, pero casi todos los eliminan en forma parcial, y no representan una solución integral al problema; algunos de estos métodos son los siguientes:

- **Sobredimensionamiento del neutro del sistema.**

Esta solución no elimina las corrientes armónicas que fluyen en los sistemas de distribución eléctrica de bajo voltaje (menos de 1000 V), sino que es una manera de enmascarar el problema y evitar sus consecuencias.

Cuando se diseña una nueva instalación, el plan es sobredimensionar algunos elementos, con el objeto de soportar las corrientes armónicas. La más amplia solución de implementación utilizada es sobredimensionar el conductor neutro.

En instalaciones existentes, la solución más comúnmente utilizada es reducir la capacidad normal del equipo eléctrico sujeto a las armónicas de corriente. La consecuencia es una instalación que no puede usar su máximo potencial, además de un incremento en el costo del sistema de distribución eléctrica.

- **Transformadores conectados en forma especial.**

Esta solución inhibe la propagación de armónicos de corriente de tercer orden y sus múltiplos. Esta solución es una solución centralizada para un conjunto de cargas monofásicas. Sin embargo, ésta no produce efectos sobre armónicos de otro orden que no sean múltiplos de tres (o de sentido de rotación inversa). Al contrario, esta solución limita la disponibilidad de la fuente e incrementa la impedancia de la línea.

La consecuencia es un incremento en la distorsión de las armónicas de voltaje de otro orden.

- **Uso de filtros.**

Otra de las opciones que existen es la de utilizar filtros, ya que éstos presentan un camino de menor impedancia que la red, para la frecuencia de la armónica que se desea eliminar; además de este modo la corriente armónica se va por el filtro preferentemente y la impedancia total equivalente del sistema, a esa frecuencia determinada, es menor; como la corriente armónica produce una caída de tensión menor en la impedancia de la red, ello significa que la distorsión de tensión disminuye. A continuación se detallará el funcionamiento de las alternativas de filtros.

- **Filtros Pasivos**

Existe una gran variedad de configuraciones de filtros pasivos que son utilizados para limitar la distorsión armónica. Las configuraciones más comunes son el filtro Sintonizado Simple, el filtro Pasa Altos de 2° Orden, y en la actualidad se está utilizando filtros Activos para el control de esta contaminación.

El filtro “Sintonizado Simple” es el más sencillo, y consiste en un banco de condensadores conectados en serie con un inductor. Ambos se sintonizan a la frecuencia que se desea atenuar. Se debe considerar que se usan para eliminar solamente una armónica determinada.

El “Pasa Alto de 2° Orden” es el más común de los filtros que presenta una característica amortiguada. La conexión de una resistencia en paralelo con el inductor le da un comportamiento amortiguado para un amplio rango de frecuencias. Estos filtros también tienen una frecuencia de sintonía, y se usan para eliminar un amplio rango de armónicas.

Los filtros pasivos, se construyen como su nombre lo indica con elementos pasivos tales como condensadores e inductancias. La idea es “sintonizar” el filtro en la frecuencia de la armónica que se quiere disminuir. Esto se logra eligiendo adecuadamente los elementos de forma que la impedancia a la frecuencia deseada sea mínima, casi nula, de forma que las componentes de corriente de dicha frecuencia tomen el camino a tierra del filtro en vez de volver a la red, liberando así la red de armónicos indeseados y sus respectivas repercusiones en la potencia reactiva asociadas.

La desventaja con el uso de los filtros pasivos es que con el tiempo se van desgastando los elementos y el filtro se “desintoniza” pudiendo provocar resonancias lo que sería contraproducente llegando a ser hasta peligroso para el sistema.

En el caso en que se desee compensación simultánea de energía reactiva y eliminación de armónicos, el sistema pasa a ser una combinación de bancos de condensadores, con inductancias en serie de protección, en paralelo con conjuntos de filtros pasivos L-C de armónicos, tal como se muestra a continuación:

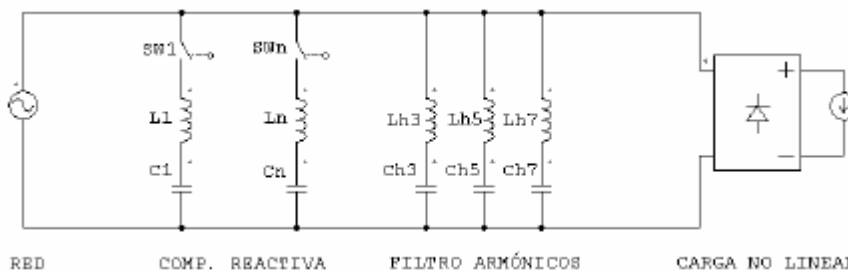


Figura 3.13: Compensación pasiva de armónicos y de Potencia Reactiva.

Cuando la carga no presenta un régimen permanente de armónicos, sino más bien uno variable, los filtros pasivos quedan obsoletos, siendo los Filtros Activos de Potencia los más indicados para resolver los problemas mencionados.

Las ventajas y desventajas de los distintos filtros se pueden resumir en el cuadro siguiente:

Tabla 3.1: Comparación entre Filtros Activos y Pasivos

Filtro	Ventajas	Desventajas
Sintonizado simple	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima atenuación a armónicas individuales • Bajas pérdidas asociadas a la resistencia del inductor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desintonía (tolerancia de elementos a Temp°). • Resonancia paralela con banco de condensadores.
Pasa altos de 2° orden	<ul style="list-style-type: none"> • Atenúan amplio espectro de armónicas. • Robusto frente a desintonías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Resonancia paralela al interactuar con la red • Pérdidas adicionales debido a la resistencia.
Activos	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminan amplio rango de Armónicas. • Mantenimiento mínima. • No sufren desintonía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo que los filtros pasivos.

○ **Filtros Activos de Potencia (FAP)**

Estos filtros están formados por convertidores estáticos PWM (Pulse Width Modulated), los que, a diferencia de los filtros pasivos, son capaces de censar la información de corrientes y voltaje armónico presente en los alimentadores para inyectarle corrientes armónicas con un desfase de 180°, es decir, corriente armónica inversa, lo que compensa a las formas de onda de voltaje y corriente de las redes.

El filtrado activo de potencia es uno de los mecanismos más eficientes y versátiles para la reducción de armónicas y reactivos de la red. La utilización de estos equipos compensadores mejora la calidad de la energía eléctrica, aumentando por tanto la fiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos de potencia.

A diferencia de los sistemas pasivos, los FAP contienen elementos activos de estado sólido que permiten acomodarse (mediante un buen control) a los requerimientos necesarios. Los elementos de estado sólido que permiten conmutación en estos equipos han ido variando y mejorando con el pasar de los años, comenzando en las etapas iniciales con tiristores, transistores de juntura bipolar (BJT's) y MOSFET's de potencia; luego se implementaron con inductores de inducción estática (SIT's) y tiristores de apagado por puerta (GTO's) y en los tiempos más recientes se incorporan los transistores bipolar de puerta aislada (IGBT's) se han logrado avances importantes, por lo que son considerados actualmente los dispositivos de conmutación ideales para el desarrollo de Filtros Activos.

Además de las mejoras en los dispositivos de conmutación, se ha mejorado en la tecnología de captación de las señales, es decir de los sensores, lo que ha contribuido a

aumentar el desempeño de los Filtros activos, permitiendo una mejora en la resolución de los datos censados casi sin afectar el funcionamiento de los circuitos medidos. Un ejemplo de estas mejoras son los sensores de efecto Hall y los amplificadores aislados.

Junto con esto el desarrollo de la electrónica, ha ayudado a mejorar los procesos de control, logrando procesar los datos de forma más rápida, permitiendo la implementación de estructuras de control más sofisticadas como el control proporcional integral (PI), lógica difusa o redes neuronales por nombrar algunas, obteniéndose finalmente menores tiempo de respuesta, lo que repercute en obtener mejores resultados.

Todo lo anterior ha logrado que los Filtros Activos logren un mejor desempeño, utilizando menos espacio y sean más flexibles que los filtros pasivos convencionales [51]. Más aún, en los últimos años, los esfuerzos han estado en la investigación de filtros híbridos, utilizando inversores junto a componentes pasivos, con lo que el desempeño de filtrado de armónicos en aplicaciones de alta potencia aumenta, logrando mantener los costos de aplicación a niveles razonables [51].

3.1.6. Fluctuaciones de Tensión

Las fluctuaciones de tensión corresponden a variaciones sistemáticas en la forma de onda o a una serie de cambios aleatorios en la tensión del sistema, en donde la magnitud varía normalmente entre 0.95 y 1.05 pu.

Cualquier carga que exhiba variaciones significativas de corriente, especialmente en la componente reactiva, puede provocar fluctuaciones de tensión. Los hornos de arco son la causa más común de fluctuaciones de tensión en sistemas de transmisión y distribución, los que se ven reflejados frecuentemente en parpadeo o flicker de los sistemas de iluminación.

Las soluciones típicas para contrarrestar este fenómeno van desde eliminar la carga problemática, trasladar la carga sensible a otra instalación, utilizar equipos UPS o acondicionadores de línea.

3.1.7. Variaciones de Frecuencia

La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad rotacional de los generadores del sistema. En cada instante, la frecuencia depende del balance entre las cargas y la capacidad disponible de generación del sistema, por lo que una pérdida significativa de carga o de capacidad de generación puede provocar cambios en la frecuencia. La variación de frecuencia es muy poco común en sistemas eléctricos

interconectados dada la naturaleza de los mismos, en cambio en sistemas aislados de la red, con pequeños equipos generadores o generadores muy cargados, un cambio en el equilibrio puede generar cambios importantes.

Los efectos de este fenómeno se reflejan en cualquier dispositivo con motor o dispositivos de electrónica de potencia sensibles que dependan de un ciclo regular estable en la alimentación. Por ejemplo un motor puede funcionar más rápido o más lento para equiparar la frecuencia de alimentación de entrada, lo que haría funcionar el motor en forma ineficiente provocando pérdidas adicionales por calor o una mayor degradación de sus componentes.

Para solucionar este problema, típicamente se deben realizar un estudio del sistema y detectar los puntos débiles de generación que provoquen cambios en la frecuencia.

3.1.8. Desviación de Tensión vs Duración del problema

La Asociación de Fabricantes de Equipos Computacionales para Negocios CBEMA (por sus iniciales en inglés) ha definido unas curvas donde se muestra la variación de voltaje versus la duración de este, de forma de establecer un estándar para el correcto funcionamiento de los equipos computacionales y tener cierta referencia a nivel de distribución frente a los problemas de voltaje que se puedan ocasionar. Eso sí, no todos los equipos la cumplen, pero da una buena idea de lo que debe lograr en la mayoría de los casos.

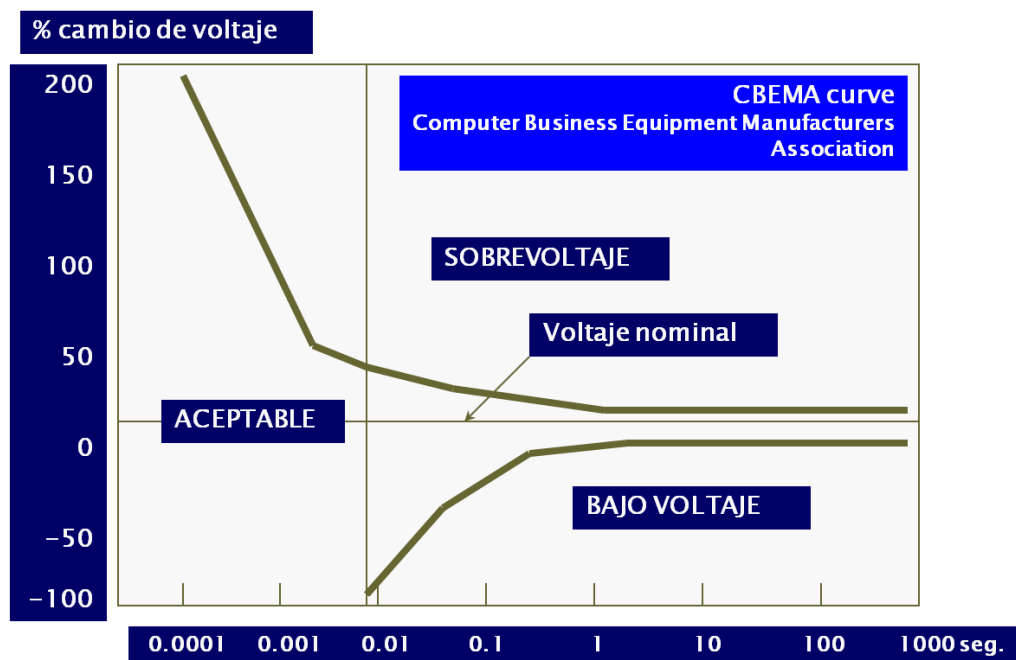


Figura 3.14: Curva CBEMA, para cuantificación de la calidad de la energía [52]

3.2. Equipos FACTS

Los equipos FACTS (del inglés Flexible Alternating Current Transmission System), corresponden a una tecnología relativamente nueva para los sistemas de transmisión, que operan generalmente a partir de interruptores a base de electrónica de potencia. Estos equipos aumentan la flexibilidad de las redes, otorgándoles mayor capacidad de control en los flujos y los parámetros de la red.

Existen varias configuraciones de equipos FACTS, algunas de las cuales son conectadas en paralelo con el sistema, otras en serie y otras utilizan ambas a la vez. Cada configuración tiene mejores rendimientos en ciertos aspectos, como a su vez distintos niveles de costos económicos y técnicos. En este documento se profundizará en los equipos conectados en paralelo, debido a que estos van más ligados a los objetivos de esta tesis.

Los equipos FACTS conectados en paralelo más utilizados son el SVC (Static Var Compensator) y el STATCOM (STATic COMpensator). Estos equipos son operados, por lo general, como compensadores de potencia reactiva. Las principales aplicaciones en transmisión, distribución y redes industriales son:

- Reducción de flujos no deseados de potencia reactiva y por lo tanto disminución en pérdidas en las redes.
- Equilibrio de los intercambios de potencia contractuales manteniendo un nivel adecuado de potencia reactiva.
- Compensación reactiva de consumos y mejoramiento de calidad de suministro, especialmente cuando hay grandes variaciones en la demanda, ejemplos típicos son el uso de maquinaria industrial, las plantas de fundición de metales y los sistemas de trenes.
- Compensación de convertidores en base a tiristores, por ejemplo en líneas HVDC. (Filtro Activo)
- Mejoramiento de la estabilidad estática y dinámica del sistema.

Casi la mitad de los SVC y más de la mitad de los STATCOMs son usados para aplicaciones industriales. La industria, como a su vez los usuarios comerciales y domésticos, requieren un adecuado nivel de calidad de suministro, ya que no es aceptable que las luminarias parpadeen, ni menos que se produzca la interrupción de ciertos procesos industriales por mala calidad de la energía suministrada. Estos hechos

se ven reflejados en las normas y reglamentos que han surgido en los últimos años para regular estos aspectos.

Casos especiales que vale la pena mencionar son las redes con generación distribuida, en donde varios mini o micro generadores son conectados para abastecer una zona geográfica en particular, en donde las variaciones en la demanda del área pueden afectar notoriamente la calidad del voltaje y la estabilidad de las máquinas generadoras. Además la generación en base a energía eólica, al tener una producción fluctuante requieren disponer de un nivel balanceado de potencia reactiva para mantener las restricciones de voltaje dentro de los límites en el punto de acople a la red principal.

3.2.1. SVC

Un Static VAR Compensator es un equipo que puede entregar rápidamente los requerimientos de reactivos que una red necesita para controlar las oscilaciones dinámicas del voltaje y mejorar la calidad de suministro de un sistema eléctrico.

Un SVC es en pocas palabras una combinación de Condensadores y Reactores controlados por tiristores (TSC: Thyristor Switched Capacitors y TSR/TCR: Thyristor Switched/Controlled Reactor), los que, operados en forma controlada, varían la potencia reactiva entregada al sistema.

El primer SVC comercial se instaló en 1972 para un equipo eléctrico de soldadura al arco, y a nivel de transmisión el primero fue utilizado en 1979. En la actualidad es el equipo FACTS más utilizado y aceptado alrededor del mundo.

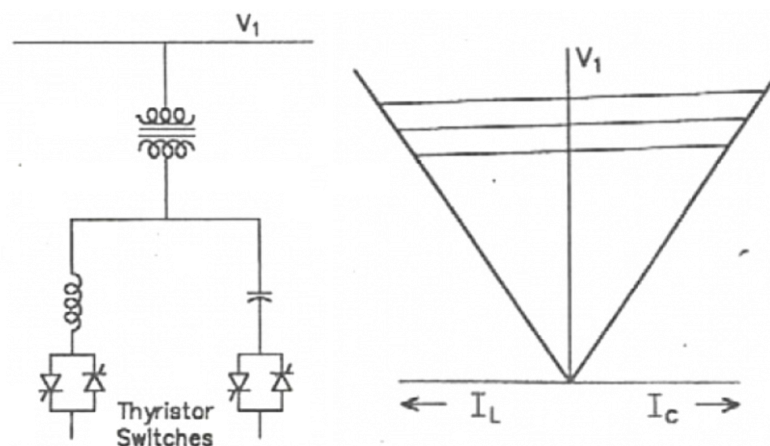


Figura 3.15: Estructura de un SVC y su característica de corriente

3.2.2. STATCOM

Un STATic COMPensator (Compensador estático) tiene un comportamiento similar a un "condensador síncrono", pero sin tener inercia debido a que está compuesto por dispositivos electrónicos lo que lo hace superior a este en términos dinámicos y económicos, puesto que los costos de inversión, operación y mantenimiento son menores.

Un STATCOM está constituido generalmente por un VSC (Voltaje Source Converter) a base de transistores con capacidad de apagar su base (Turn off capability) como lo son los IGBT y los GTO, algún sistema o dispositivo para mantener un voltaje continuo y el sistema de control de disparo de los transistores. Esta estructura le permite inyectar todo tipo de corrientes independiente del nivel de tensión de la red, lo que lo hace tener mejor desempeño que un SVC en las aplicaciones prácticas.

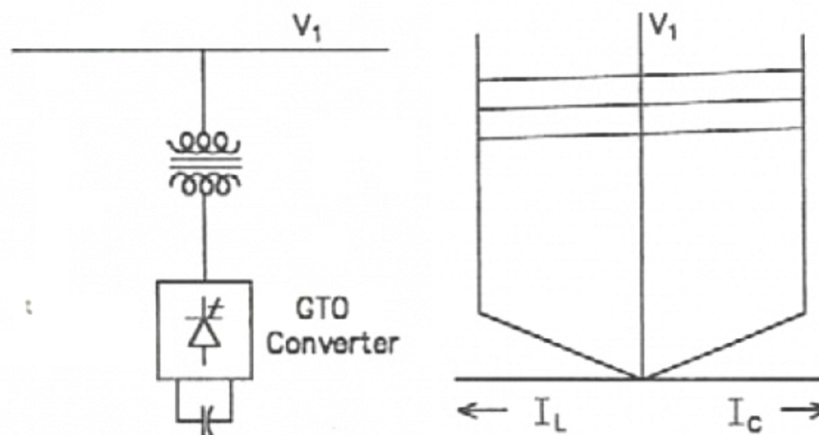


Figura 3.16: Estructura de un STATCOM y su característica de corriente

En el sector de las energías distribuidas el uso de VSC para interconexión de redes es una práctica común hoy en día. El paso siguiente es incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el lado de continua, con lo que el desempeño de este tipo de equipos a nivel de calidad de suministro puede ser mejorado enormemente con la opción de controlar tanto potencia activa como reactiva.

3.2.3. Energy Storage System (ESS)

Un ESS consiste en un equipo, que por medio del almacenamiento de energía puede entregar ciertas capacidades a nuestro sistema, entre estas aplicaciones destacan [53]:

Mejora en Calidad de Suministro (Power Quality)

El almacenamiento de energía puede proveer "ride-through" para cortes momentáneos, y protección extendida para fallas más largas. Junto con dispositivos de electrónica de

potencia avanzada, pueden reducir la distorsión armónica y mejorar la calidad de la tensión, disminuyendo las variaciones en el mismo.

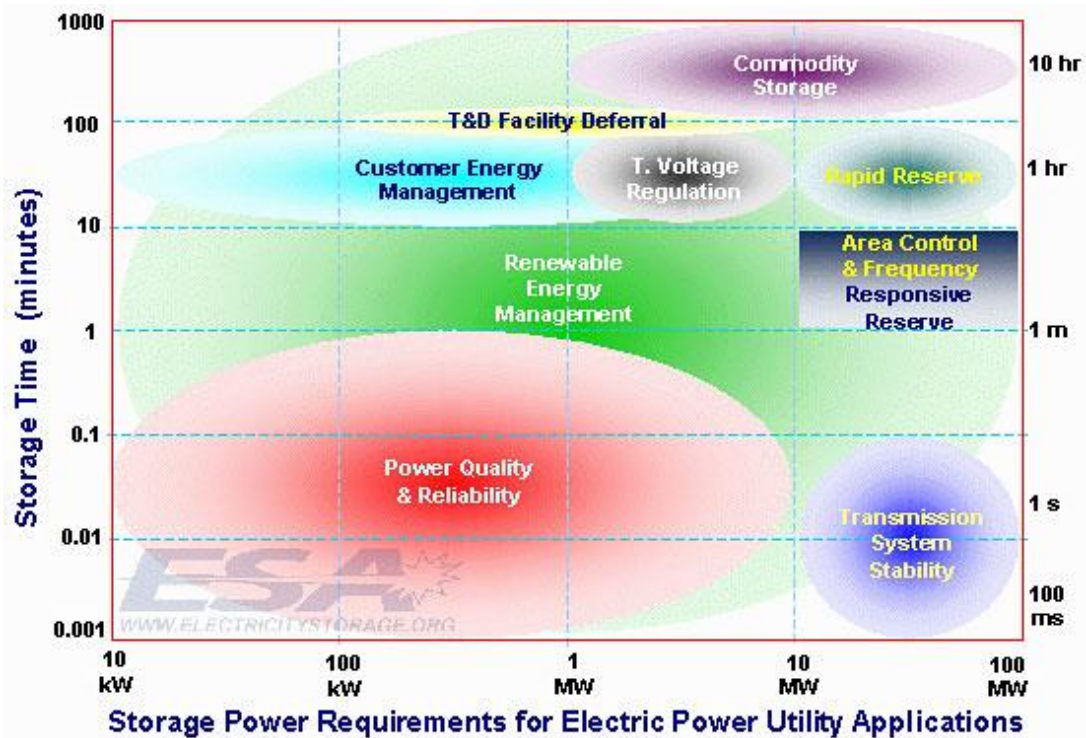
Soporte para Energías Renovables (Renewables Support)

En combinación con recursos renovables, el almacenamiento de energía puede aumentar el valor de la energía fotovoltaica y la eólica, permitiendo entregar la energía generada en períodos punta en donde el valor de la energía es mayor.

Apoyo a las Industrias (Utility Support)

Los Sistemas de Almacenamiento de energía pueden ser usados para “seguir la carga”, estabilizar tensión y frecuencia, controlar los picos en la demanda, mejorar la calidad de la potencia (o de suministro), aplazar las inversiones para actualización y apoyar a las energías renovables.

El cuadro a continuación muestra la capacidad de almacenamiento de potencia y los tiempos de descarga requeridos para variadas aplicaciones de almacenamiento de energía en la industria.



Data from Sandia Report 2002-1314

Figura 3.17: Requerimientos de Almacenamiento de Potencia para aplicaciones en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Por lo tanto, aprovechando las capacidades de esta tecnología, se puede apoyar el funcionamiento de los sistemas ya existentes, entregándoles mejoras en estabilidad, regulación de tensión y frecuencia entre otras posibilidades, además de entregar características de “soporte de fallas” (Fault Ride-Through) a sistemas débiles o de

generación distribuida, lo que significaría un gran apoyo para eliminar las barreras de entrada de las fuentes de energía renovables no convencionales como medios de generación en los sistemas.

3.2.4. Equipos FACTS + BESS

El uso de equipos FACTS en sistemas de potencia otorga mejor control y flexibilidad en la transmisión. La tendencia hoy en día en FACTS es incorporar una topología VSC en paralelo (STATCOM) o serie (SSSC o UPFC) con el sistema de transmisión. Un capacitor o condensador es utilizado para proveer un voltaje continuo al VSC.

El sistema de conversión de potencia requerido por un Sistema de Almacenamiento de Energía con Batería (BESS: Battery Energy Storage System) es similar al VSC de los dispositivos FACTS, por lo que un BESS puede cumplir el doble propósito de proveer la tensión Continua necesaria para entregar la potencia reactiva, como a su vez entregar (o almacenar) potencia activa.

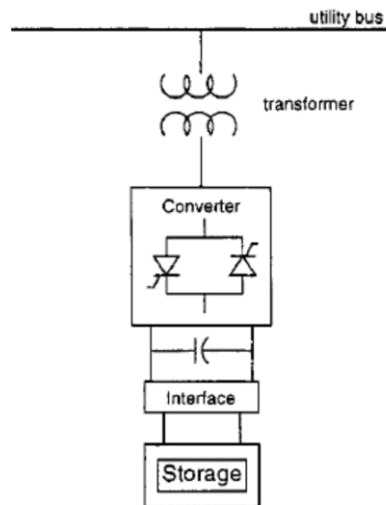


Figura 3.18: Estructura de un STATCOM con capacidad de almacenar energía

En la mayoría de las aplicaciones, el costo de un equipo FACTS está dominado por los componentes electrónicos, por lo que incluir un sistema de almacenamiento de energía no debería reflejarse significativamente en el precio final del equipo [54]. Un sistema FACTS/BESS debería proveer al equipo FACTS un control de cuatro cuadrantes, mejorando sustancialmente el rendimiento del equipo.

3.3. Técnicas de control de distorsiones

En esta sección se realizará una revisión de distintos enfoques que existen en la literatura para resolver problemas de calidad de suministro, para luego determinar el que mejor cumpla con ayudar a resolver el problema de desbalance en las redes de distribución en forma autónoma y así resolver las problemáticas que tienen repercusión en los objetivos buscados en esta tesis.

3.3.1. Controlando los problemas en un ambiente GD

El problema propuesto en esta tesis, ha sido abordado desde distintos ángulos por otros investigadores recientemente, pero con enfoques algo distintos al planteado acá.

Por lo general las investigaciones ligadas a calidad de suministro se centran principalmente en control de armónicos y los desbalances abordados son por lo general pensados en cargas desbalanceadas sin abordar conceptos de generación distribuida.

De la literatura revisada, que si abordan tópicos relacionados con generación distribuida, el concepto se centra en un control de la interfaz para que el GD se conecte a la red causando el menor impacto posible en ella, tal es el caso del trabajo de Raúl Vidal [55], en el que estudia formas de sincronizar los GD con la red y Byron Villatoro [56] que estudia las teorías de filtros activos para compensación de corrientes armónicas.

El trabajo de Nils Lundström y Rikard Ströman [57] estudia la posibilidad de utilizar un vehículo eléctrico como fuente UPS para la red, concepto conocido como “Vehicle to Grid” (V2G) poniendo énfasis en las problemáticas que un sistema desbalanceado en tensión ocasiona a este tipo de conexiones. Trabajo similar realizado por Joaquín Eloy-García [58] donde estudia el control de potencia de convertidores electrónicos conectados a la red.

En vista de las opciones y ventajas que ofrece incluir almacenamiento de energía a un equipo FACTS, motiva a investigar más a fondo el uso de este tipo de equipamiento en sistemas de generación distribuida, de forma de demostrar que la inclusión de equipos como los mencionados anteriormente pueden ser un aporte importante en eliminar algunas de las barreras de entrada que presentan los pequeños generadores, en especial aquellos en base a ERNC, para conectarse definitivamente al sistema u operar como un sistema autónomo en forma de isla.

El principal motivo de existencia de redes desbalanceadas es una distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, las que cambian constantemente a lo largo del día, complicando el mantener controlado el desbalance.

Existen otros motivos como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores, las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales, anomalías en los bancos de condensadores o accionamientos de fusibles o interruptores en una sola fase en sistemas trifásicos.

Por lo que las soluciones convencionales van en la línea de hacer cambios diferenciados por fase (cambios de tap en transformadores) o realizar transposiciones de líneas según datos estadísticos para que los niveles de desbalance sean los menores posibles, lo que no asegura un nivel permanente y aceptable de desbalance en una red eléctrica.

Cambios en conexiones de carga es algo manual generalmente, no automatizado, se deben hacer estudios para determinar que consumos se comportan de manera similar y luego distribuirlos uniformemente entre las distintas fases de un alimentador, lo que no asegura mantener niveles de desbalance entre fases a niveles aceptables en comportamientos variables o fuera del patrón de las cargas.

Cambiadores de tap por fase en transformadores, actúan cambiando la razón de transformación en forma discreta en cada fase, con lo que se puede solucionar en parte dentro de ciertos rangos operacionales predeterminados el problema, no siendo 100% efectivo para casos serios o fuera de lo cotidiano. Por otra parte, al agregar demasiada variabilidad al nivel de tensión provoca que el mecanismo de cambio actúe en forma muy frecuente, disminuyendo la vida útil del mismo y provocando que se deban realizar mantenimientos en forma más periódica.

Si a lo anterior se le adiciona los efectos de la inclusión de múltiples generadores distribuidos autónomos, el problema se acrecienta, generando una alta tasa de activación de los cambiadores de tap disminuyendo drásticamente su vida útil, para sopesar esto último, recientemente se han desarrollado investigaciones enfocadas al control de despacho en sistemas de distribución, con enfoque en el control online de taps y SVC [59] [60], donde se busca disminuir la cantidad de acciones de los equipos, de forma de afectar lo menos posible la vida útil de los mismos, manteniendo niveles aceptables en la red.

Por otra parte, se tienen los trabajos de P. Cheng, C. Chen, T. Lee y S. Kuo [61] y Joseph Guerrero [62] [63] en donde se presentan diferentes sistemas de control cooperativo para interfaces de GD para controlar desbalances de tensión en redes trifásicas.

Además se encuentran los trabajos en filtros activos con un enfoque en control de desbalance de corriente [64] y aplicados a redes con presencia de gran cantidad de generadores distribuidos [65].

Todos los trabajos anteriores se realizan con fuentes de generación distribuida conectada en forma trifásica a la red, por lo que un estudio del impacto de fuentes de generación monofásicas conectada a redes de distribución es interesante de abordar.

Como se observa en la gran mayoría de trabajos revisados, las interfaces electrónicas de conexión son pieza fundamental para la incorporación definitiva de generación en las redes de distribución, por lo que el entendimiento de los métodos de control asociados a filtros activos de potencia es una necesidad.

3.3.2. Métodos de Control de Filtros Activos de Potencia

A grandes rasgos los métodos de control de FAPs se pueden clasificar en los basados en el dominio de la frecuencia y en el dominio del tiempo. En cualquier de los dominios, la idea es obtener las señales adecuadas ya sean tanto de tensión como de corriente, para luego calcular referencias que se entregan al módulo de modulación asociado a la etapa de potencia, la que finalmente genera la inyección de corrientes y/o tensiones al sistema.

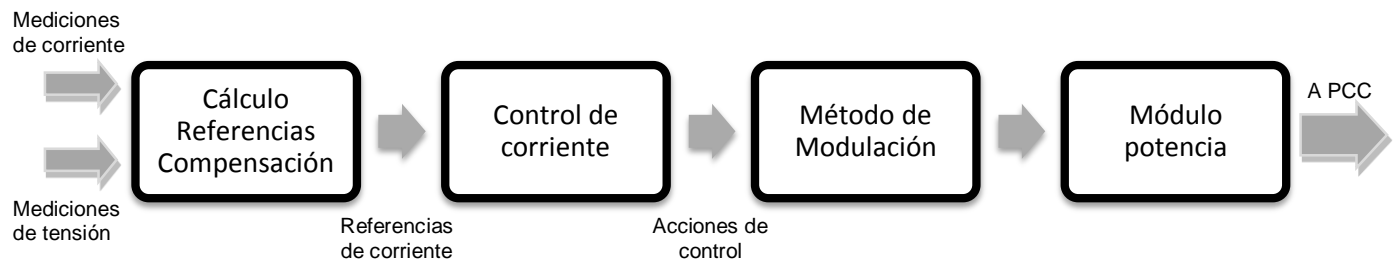


Figura 3.19: Esquema general de control para filtro Activo.
Fuente [66]

3.3.2.1. Métodos de modulación para convertidores de potencia trifásicos

Mediante alguna técnica de control, como el Control por Histéresis, PWM o SVM, las referencias son convertidas en consignas, las cuales operan los semiconductores que conforman los convertidores estáticos y así el convertidor inyecta al sistema la corriente o tensión correspondiente para contrastar el problema presente en la red.

Las técnicas mencionadas para el control de la electrónica de potencia, se describen a continuación a grandes rasgos, pues no son el objetivo principal de esta tesis:

Control por Histéresis

En el Control por Histéresis, las órdenes de mando de conmutación a los semiconductores se obtienen mediante una comparación, dotada de una banda de histéresis, entre el valor de consigna y el valor real. Lo cual implica que la frecuencia de conmutación será variable, aunque el tiempo de respuesta es muy rápido.

Modulación por ancho de pulso (PWM⁷)

El método de Modulación PWM consiste en la comparación entre la señal de consigna y una onda triangular de frecuencia y amplitud fijas, o su equivalente conceptual en el caso de hacer control digital. Las señales lógicas de la comparación son utilizadas para gobernar los semiconductores del convertidor. Es un método con respuesta rápida y sencillo de implementar.

Modulación Vectorial Espacial (SVM⁸)

En cuanto al sistema denominado Space Vector Modulation, es un método en el que se hace uso de la teoría de los vectores espaciales, y en donde la posición del vector espacial de la magnitud a controlar está situada en un espacio complejo dividido en seis sectores. La posición del vector, en un momento determinado, se fija por la combinación obtenida mediante conmutación de los vectores adyacentes, según sea el sector en que se encuentre el vector representativo de la magnitud a controlar. Es un método propio de sistemas trifásicos, más complicado que los anteriores y más difícil de implementar.

3.3.2.2. Métodos de cálculo de referencias de compensación

Una de las partes importantes en los filtros activos, es el cálculo de las señales de compensación, ya sea para tensión o corriente, dado que estas afectan su capacidad tanto en régimen transitorio como en permanente. Las estrategias para generar dichas señales de compensación se basan tanto en el dominio de la frecuencia como del tiempo. [67] [68] [66].

⁷ del inglés Pulse Width Modulation

⁸ del inglés Space Vector Modulation

3.3.2.2.1. Referencias de compensación basadas en dominio de la frecuencia

Los controles de este tipo corresponden a los basados principalmente en la transformada de Fourier y sus derivados (Transformada Rápida de Fourier (FFT), Transformada Discreta de Fourier (DFT), etc.

El principio de operación de este método, consiste en detectar todas las desviaciones de la componente fundamental, y de esta forma determinar las desviaciones a compensar, pues las componentes armónicas son signo de desbalances y otros problemas.

Este tipo de control es utilizado ampliamente, pero tiene como inconveniente de que requieren gran capacidad de cálculos y la respuesta requiere a lo menos de un ciclo completo, pues para poder generarse se debe identificar y analizar la señal periódica.

3.3.2.2.2. Referencias de compensación basadas en dominio del tiempo

Este tipo de control basados en el dominio del tiempo, poseen la particularidad que a partir de parámetros instantáneos de la red pueden generar las referencias necesarias, obteniendo una respuesta en tiempo real y con menos potencia de cómputo por parte del controlador.

Estos métodos se originaron a partir de la Teoría de la Potencia Instantánea definida por Akagi y otros en 1983 para compensación de armónicos [69]. Pero se han ido masificando a partir de la década del 1990, con la aplicación de teorías como los cambios de sistemas de referencia estáticos (Clark) a síncronos (Park), en donde se obtienen generalmente corrientes de compensación, lo que es muy útil para topologías en paralelo con la red como la utilizada en este estudio.

Además, con la aplicación de estos tipos de control al apoyarse con la transformada de Fortescue, es posible detectar secuencias negativas y cero, por lo que es posible, compensar tanto componentes armónicas como desbalances del sistema, como se mostrará en detalle en las secciones más adelante.

Existen otros métodos que no requieren transformaciones de sistemas de coordenadas, por lo que resultan más simples, pero no permiten discriminar entre potencia activa, reactiva y armónicos. La forma de control de estos métodos es a través de la tensión del bus de continua del inversor.

3.3.2.2.1. Teoría de la Potencia Instantánea

En 1983, Akagi, Kanazawa y Nabae, introdujeron la Teoría de la Potencia Reactiva Instantánea (TPRI) para redes trifásicas, basada en el concepto de valor instantáneo, para formas de onda de tensión y corriente arbitrarias, incluyendo estados transitorios.

En esta teoría se define una transformación del plano de fase a-b-c al plano conformado por los ejes $\alpha - \beta - 0$ mediante la aplicación de la matriz de Clark normalizada o también conocida como la matriz de Concordia.

$$X_{\alpha\beta 0} = [C] \cdot X_{abc}$$
$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

Cuya matriz inversa es:

$$[C]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

La matriz $[C]$ es ortonormal, por lo que se cumple que $[C] = [C]^{-1}$, lo que permite que al calcular las potencias del sistema, se obtienen resultados idénticos sin importar el sistema de coordenadas utilizado, propiedad que se conoce como de invariancia de potencia.

El sistema de coordenadas que se obtiene con la transformación de Clark normalizada permite trabajar en un sistema espacial en vez de uno temporal, lo que es de mucha ayuda para diseños de sistemas de control.

La técnica de compensación implementada por Akagi, se basa en las llamadas potencias instantáneas, en donde para realizar las compensaciones inyecta corrientes en las 3 fases, calculadas a partir de compensaciones de las potencias instantáneas reactiva y activa según sea el objetivo buscado.

Akagi define la potencia instantánea activa (p) y la instantánea reactiva (q) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_\alpha & e_\beta \\ -e_\beta & e_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}$$

En donde e_α , e_β , i_α e i_β corresponden a tensiones y corrientes luego de aplicada la transformada de Clark normalizada.

A partir de la expresión anterior se pueden obtener \bar{p}_0 y \tilde{p}_0 , que son la potencia instantánea de secuencia cero promedio y alterna; \bar{p} y \tilde{p} , la potencia instantánea real promedio y alterna; y \bar{q} y \tilde{q} , la potencia instantánea imaginaria promedio y alterna respectivamente.

$$p_0 = v_0 i_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0$$

$$p = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = \bar{p} + \tilde{p}$$

$$q = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha = \bar{q} + \tilde{q}$$

A partir de esto, se generan referencias de corriente para eliminar las componentes alternas de las potencias, y así luego, a partir de la función inversa, calcula las corrientes de referencia en función de los nuevos p y q requeridos para compensar.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_\alpha & e_\beta \\ -e_\beta & e_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}$$

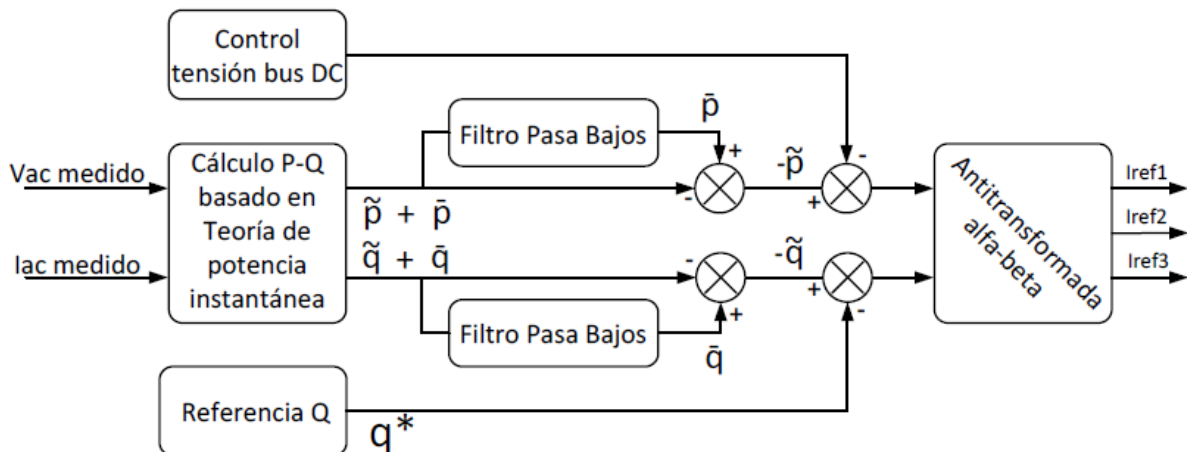


Figura 3.20: Cálculo de referencias de compensación basado en Teoría de potencia instantánea

Este concepto es ampliamente utilizado en la literatura de compensación de calidad de suministro, pero tiene el problema que basa su funcionamiento en una matriz que

depende de tensiones, las que si presentan niveles de desbalance entre ellas no generan buenos resultados, por lo que no es aplicable directamente para los objetivos buscados en esta tesis.

3.3.2.2.2. Teoría de Componentes Ortogonales

El sistema de coordenadas anterior es un sistema con ejes fijos, por lo que los vectores rotan constantemente en el sistema α - β -0, por lo que los controles basados en este sistema tendrán señales de referencia oscilantes aún en estado permanente, lo que genera potenciales errores permanentes en las señales de salida.

Por lo anterior, Park desarrolló un sistema de coordenadas que rota a la misma frecuencia del sistema, generando ejes de referencia estáticos d-q-0, los cuales se obtienen aplicando la llamada transformada de Park.

La matriz de transformación se obtiene multiplicando por la matriz de rotación al sistema transformado por T. de Clark normalizada:

$$X_{dq0} = [\rho(\theta)] \cdot X_{\alpha\beta 0}$$

$$[\rho(\theta)] = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Lo que es equivalente a:

$$X_{dq0} = [\rho(\theta)] \cdot [C] \cdot X_{abc}$$

$$[P] = [\rho(\theta)] \cdot [C]$$

$$[P] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \\ -\sin \theta & -\sin \theta - \frac{2\pi}{3} & -\sin \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

$$X_{dq0} = [P] \cdot X_{abc}$$

En donde [P] es llamada la *transformada de Park*, que cumple la propiedad de ortonormalidad e invariancia de potencia al igual que la de Clark normalizada.

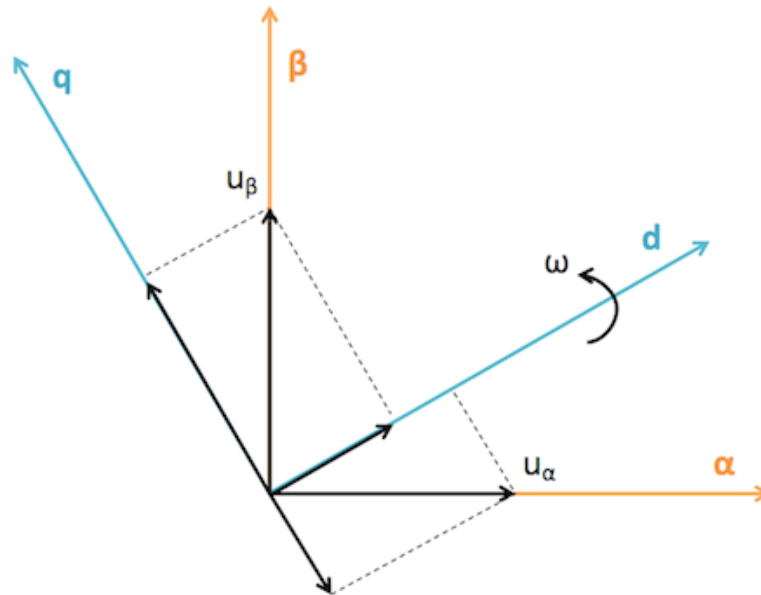


Figura 3.21: Representación gráfica de ejes dq en el plano de referencia

De la misma forma que en la teoría de la potencia instantánea, la corriente en ejes se puede descomponer de manera instantánea en $i_q = \bar{i}_q + \tilde{i}_q$ e $i_d = \bar{i}_d + \tilde{i}_d$ aplicando un filtro pasa bajos o método similar [66], con la diferencia de que en esta ocasión el eje de referencia se orienta en un vector de tensión del sistema, lo que contempla una de las principales, y más importantes, características de este algoritmo, pues las referencias de corriente se calculan directamente de las corrientes de carga y los vectores de tensión de la red sólo son utilizados para orientar el sistema de referencia, lo que aísla en parte el resultado del nivel de desbalance de tensión y sus distorsiones presentes en el sistema.

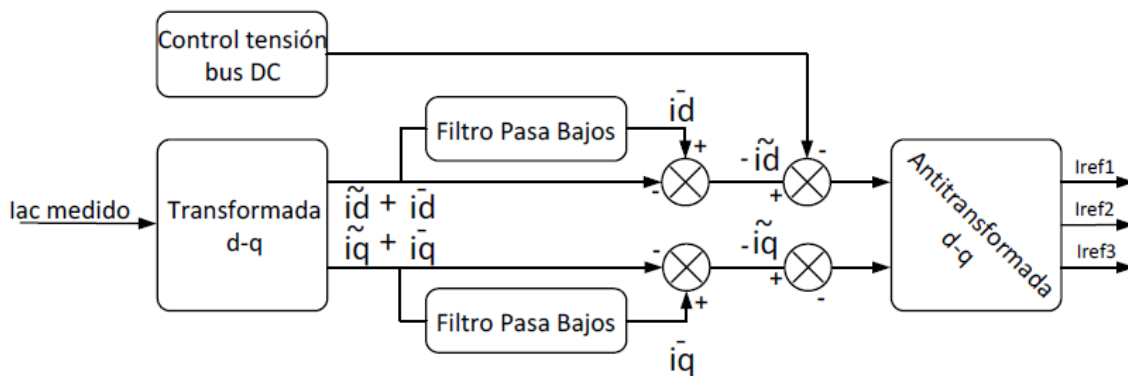


Figura 3.22: Cálculo de referencias basado en eje de referencia sincrónico d-q. Fuente [70]

Por esto, el método de cálculo de referencias de compensación basado en el dominio del tiempo, en particular el basado en ejes de referencia sincrónicos $d-q$ (también conocido como SRF, del inglés Synchronous Reference Frame) es preferible al basado en el de la potencia instantánea, el cual es dependiente del factor de potencia de la carga y de las tensiones del sistema, a diferencia del SRF que genera directamente a partir de las corrientes censadas, mejorando su desempeño y robustez.

En la Tabla 3.2 se muestran las principales diferencias entre ambos métodos:

Tabla 3.2: Comparación de algoritmos de cálculo de referencia de compensación

Criterio de comparación	Teoría PQ	Ejes de Referencia Sincrónicos
Efecto distorsión de voltaje sobre corriente compensada	$THDi \approx THDv$	Ninguno
Efecto del desbalance de la carga sobre compensación	Sí	No
Respuesta dinámica ante cambios de carga	Rápido	Rápido
Capacidad de balancear carga	Sí	Sí
Retraso producto del uso de DSP	Mínimo	Mínimo

Fuente: [71] [72]

3.3.3. Métodos basados en el tiempo vs Sistemas desbalanceados

Por lo general, los diseños de controles se realizan pensados en sistemas balanceados y los desbalances se tratan como condiciones especiales. En la realidad, el desbalance de cargas es algo inherente a las redes, por lo que está presente casi el 100% del tiempo, por lo que es importante conocer una forma práctica de detectarlo. Una de las formas más famosas y utilizadas es la transformada de Fortescue.

3.3.3.1. Transformada de Fortescue

En 1918, Charles Fortescue [73] desarrolló el método de componentes simétricas, el cual hace referencia a que cualquier sistema desbalanceado de n fasores, se puede representar a partir de la suma de n fasores balanceados llamados componentes simétricas.

Los fasores de cada conjunto tienen la misma longitud y los ángulos entre fasores adyacentes son iguales.

En un sistema trifásico, se tienen 3 componentes simétricas:

- **Componentes de secuencia positiva o directa:** fasores de igual magnitud y desplazados 120° uno de otro, en el mismo sentido de los fasores originales.
- **Componentes de secuencia negativa o inversa:** fasores de igual magnitud y desplazados 120° uno de otro, en el sentido inverso de los fasores originales.

- **Componentes de secuencia cero u homopolar:** fasores de igual magnitud y desplazados 0° uno de otro.

Entonces, para cualquier sistema trifásico, balanceado o no, se puede representar cada fase como una sumatoria de sus componentes simétricas.

$$\vec{x}_a = \vec{x}_0 + \vec{x}_+ + \vec{x}_-$$

$$\vec{x}_b = \vec{x}_0 + a^2 \cdot \vec{x}_+ + a \cdot \vec{x}_-$$

$$\vec{x}_c = \vec{x}_0 + a \cdot \vec{x}_+ + a^2 \cdot \vec{x}_-$$

Lo que en forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} \vec{x}_a \\ \vec{x}_b \\ \vec{x}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{x}_0 \\ \vec{x}_+ \\ \vec{x}_- \end{bmatrix}$$

Se pueden obtener las componentes simétricas a partir de los fasores de secuencia aplicando la transformada de Fortescue inversa:

$$\begin{bmatrix} \vec{x}_0 \\ \vec{x}_+ \\ \vec{x}_- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{x}_a \\ \vec{x}_b \\ \vec{x}_c \end{bmatrix}$$

Donde:

$$a = e^{j120^\circ}$$

\vec{x}_+ = Componente de secuencia positiva

\vec{x}_- = Componente de secuencia negativa

\vec{x}_0 = Componente de secuencia cero

$\vec{x}_a, \vec{x}_b, \vec{x}_c$ = Tensión o corriente de fase

En redes trifásicas sin neutro presente, no existe componente homopolar o de secuencia cero de corriente, pues $i_a + i_b + i_c = 0$, por lo que se suele omitir esa componente para análisis de esos casos, simplificando el sistema a 2 dimensiones.

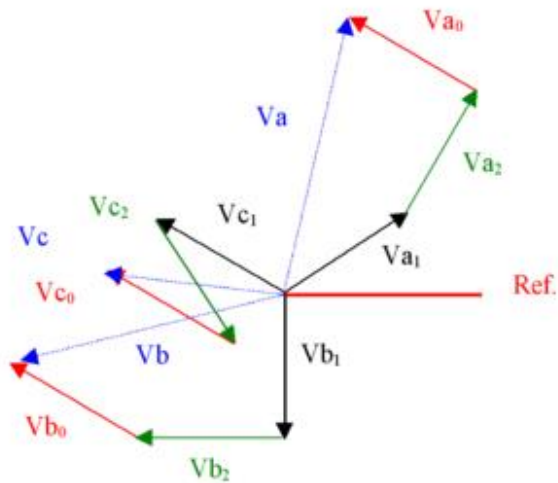


Figura 3.23: Representación gráfica de las componentes simétricas



Figura 3.24: Descomposición vectorial de las componentes simétricas

3.3.3.2. Sistemas desbalanceados representados aplicando distintas teorías.

A continuación se exponen distintos estados de desbalance de un sistema eléctrico junto a sus visualizaciones en distintos sistemas de coordenadas y representación, además de un indicador de desbalance tanto negativo como homopolar para cada caso, de forma de poder tener claridad del comportamiento de cada sistema, en pos de seleccionar la mejor alternativa para el desarrollo de este trabajo.

Escenario 1: Sistema balanceado con neutro

Se encuentra representado un sistema ideal estándar, con amplitud por fase de 1 [pu] y 120° entre fases, con presencia de neutro.

Se observan en el sistema $\alpha\beta 0$, como es de esperarse, representación de sinusoides de amplitud 1 [pu] sin desplazamiento del eje de simetría vertical respecto a la horizontal en los ejes α y β y señal nula en el eje 0. En el sistema $dq0$ tanto en eje de cuadratura y homopolar se visualiza señal plana de valor nulo y en eje directo un valor constante positivo.

Al aplicar transformadas de Fortescue, queda de manifiesto la presencia de solo componente simétrica positiva, mientras que la negativa y homopolar son nulas.

Ambos indicadores de desbalances permanecen en cero.

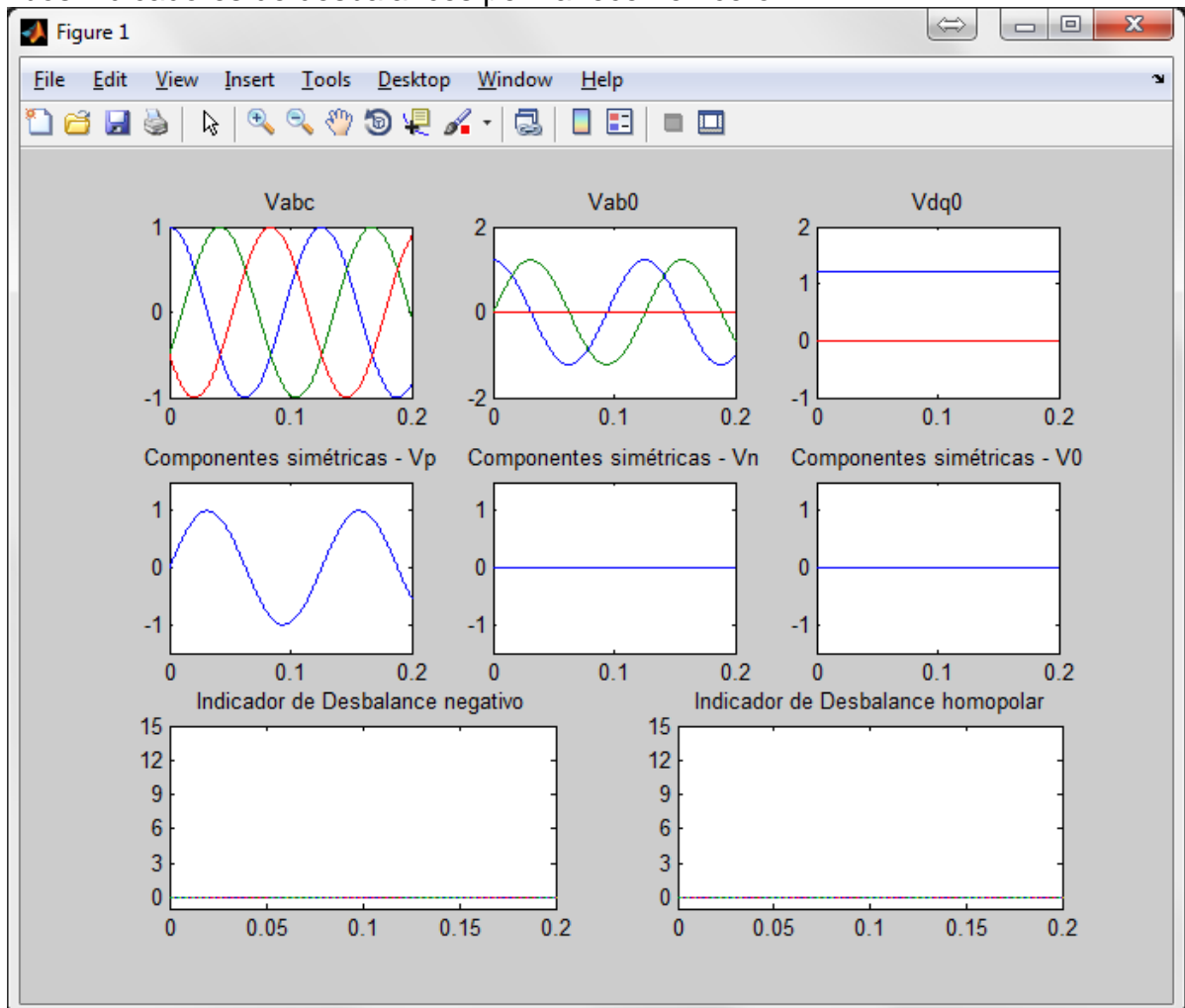


Figura 3.25: Escenario 1, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

Escenario 2: Sistema balanceado sin neutro desfasado

Se encuentra representado un sistema ideal estándar, con amplitud por fase de 1 [pu] y 120° entre fases, conectado en delta y un desfase de 30° en todas las fases.

De forma similar al caso anterior sin neutro, se observan en el sistema $\alpha\beta 0$ representación de sinusoides de amplitud 1 [pu], pero esta vez con desplazamiento del eje de simetría vertical respecto a la horizontal en los ejes α y β , manteniendo la señal nula en el eje 0 como en el escenario anterior. En el sistema $dq0$ tanto en eje directo y cuadratura se visualizan valores positivos constantes y en eje homopolar valor nulo, quedando de manifiesto el efecto del desfase con la presencia de valor no nulo en componente de cuadratura.

Al aplicar transformadas de Fortescue, queda de manifiesto la presencia de solo componente simétrica positiva, mientras que la negativa y homopolar son nulas.

Ambos indicadores de desbalances permanecen en cero, con lo que se puede concluir que un desfase afecta directamente el valor continuo del eje de cuadratura en el sistema $dq0$ solamente.

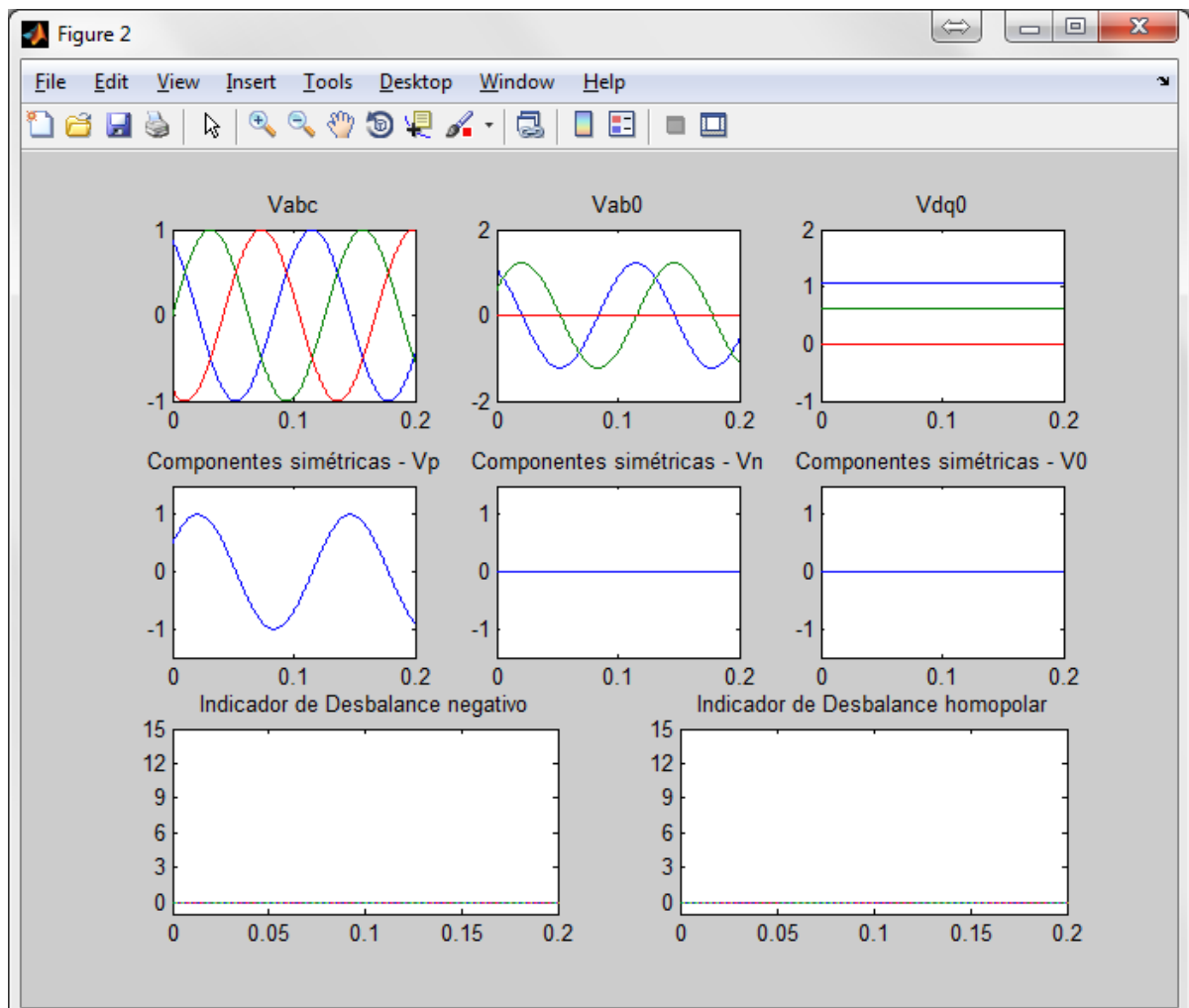


Figura 3.26: Escenario 2, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

Escenario 3: Sistema desbalanceado con neutro

Se encuentra representado un sistema con presencia de conector neutro, en el cual la fase b presenta una amplitud sobre el 20% con respecto a las demás, manteniendo 120° entre fases.

El desbalance repercute en la representación en el sistema $\alpha\beta 0$ por medio de la variación de las amplitudes de la señal sinusoidal de los ejes α y β , siendo la señal en β de mayor valor, la señal en el eje 0 presenta un valor pequeño oscilante a la misma frecuencia del sistema. En el sistema $dq0$ en tanto, el desbalance se manifiesta tanto en el eje directo como en el cuadratura, pues dejan de tener valor constante, superponiéndose una onda sinusoidal del doble de la frecuencia a los valores constantes de los casos base y manteniendo la misma señal del eje homopolar del sistema $\alpha\beta 0$, debido a cómo opera la transformación.

Al aplicar transformada de Fortescue, la componente de secuencia positiva aumenta un poco su valor respecto al caso base, mientras que la negativa y la homopolar dejan sus valores nulos, muestra del desbalance presente en el sistema, tal como se espera a partir de la teoría.

Observando los indicadores de desbalance, se observa que tanto el desbalance negativo como el homopolar llegan a valores en torno a un 6%.

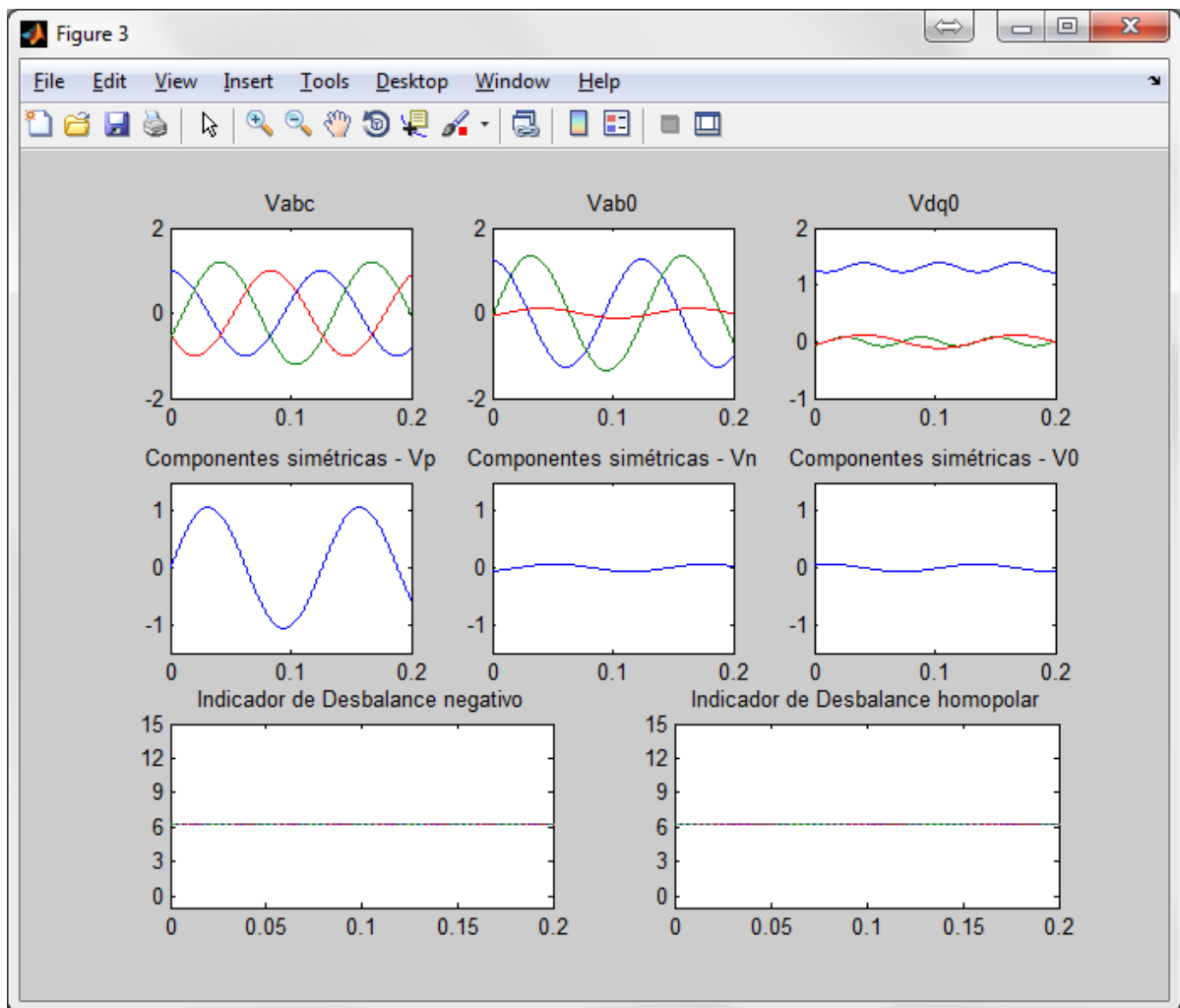


Figura 3.27: Escenario 3, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

Escenario 4: Sistema desbalanceado sin neutro desfasado

De forma similar al escenario anterior, se encuentra representado un sistema en el cual la fase b presenta una amplitud sobre el 20% con respecto a las demás, manteniendo 120° entre fases, con la diferencia de que esta vez no se cuenta con neutro, pues la conexión es en delta con un desfase de 30° en todas las fases.

La representación en el sistema $\alpha\beta 0$ se comporta en forma similar al escenario 3 con la diferencia en que esta vez tanto α y β se encuentran desfasados 30° . En el sistema $dq0$ en tanto, el comportamiento es similar al escenario anterior, pero con un aumento en la componente continua del eje cuadratura producto del desfase introducido.

Observando el resultado de aplicar la transformada de Fortescue, se observan los mismos resultados del escenario 3 desfasados, es decir presencia importante de componente positiva y participación menor de negativa y homopolar.

Lo anterior lleva a que los indicadores de desbalance, sean similares a los del escenario 3, por lo que se puede inferir que el desfase no afecta los indicadores de desbalance, sino más bien que afecta a la aparición del eje de cuadratura, como se observó en el escenario 2.

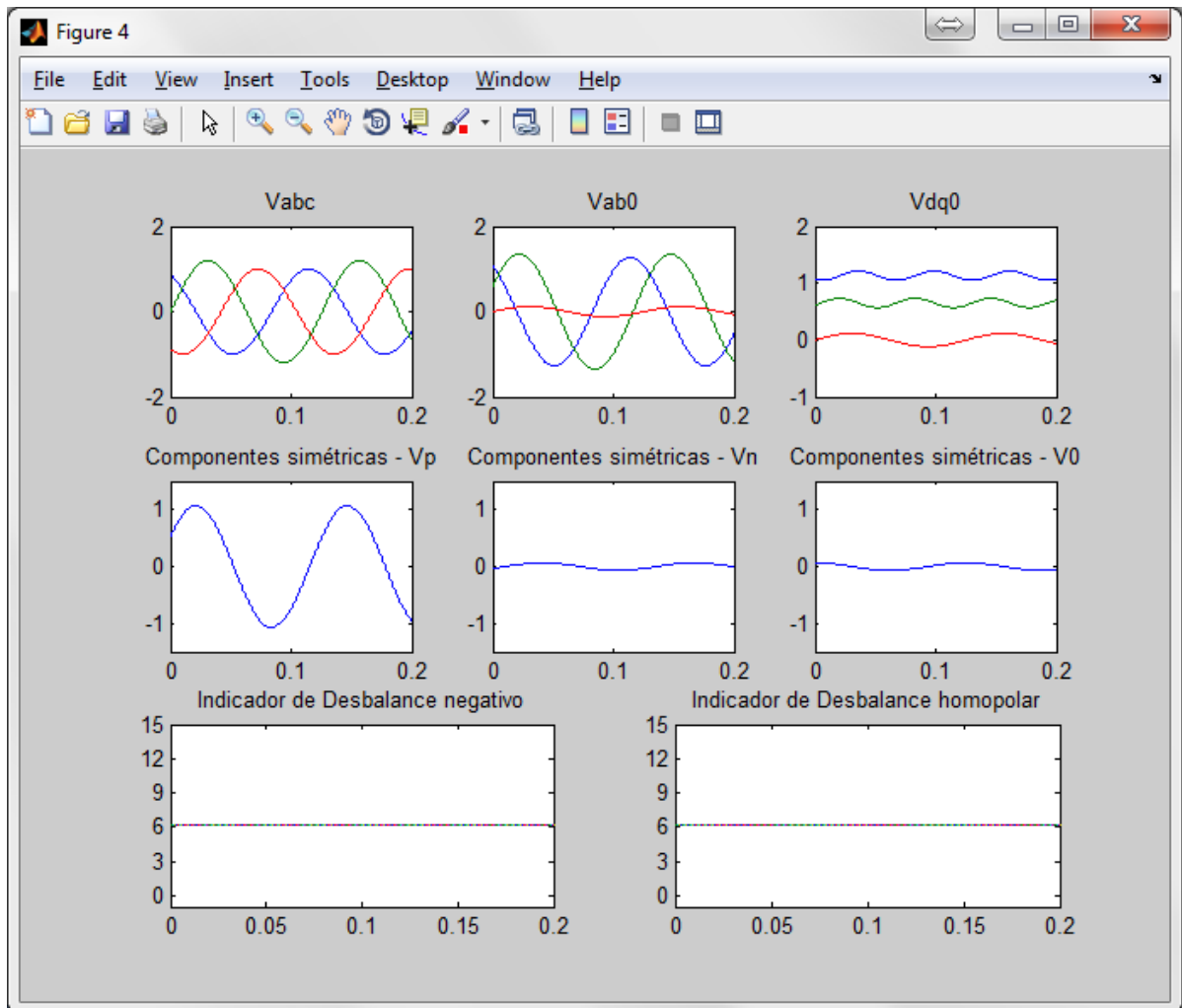


Figura 3.28: Escenario 4 representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

Escenario 5: Sistema balanceado con neutro y presencia de armónicas en las 3 fases

Este escenario, corresponde a una versión modificada del escenario 1 (balanceado con neutro), en donde se incorporan en las 3 fases armónicas de orden 5, es decir, con una frecuencia de 250 [Hz].

La presencia de armónicos se observa en el sistema $\alpha\beta 0$ por medio de la inclusión de armónicos en los registros de los ejes α y β . En el sistema $dq0$ en tanto, los armónicos se manifiestan tanto en eje directo como en cuadratura como una onda sinusoidal, de mayor frecuencia con respecto a los escenarios desbalanceados estudiados, superpuesta a los valores del caso sin desbalance.

El análisis mediante componentes simétricas, muestra que no hay presencia de secuencia negativa ni homopolar, por lo que los indicadores de desbalance se mantienen con valor nulo.

Interesante mencionar acá que si existe contaminación armónica balanceada en las 3 fases, no existirá desbalance del sistema, pero en la representación $dq0$ se observará presencia de señales oscilantes tanto en ejes directo como en cuadratura.

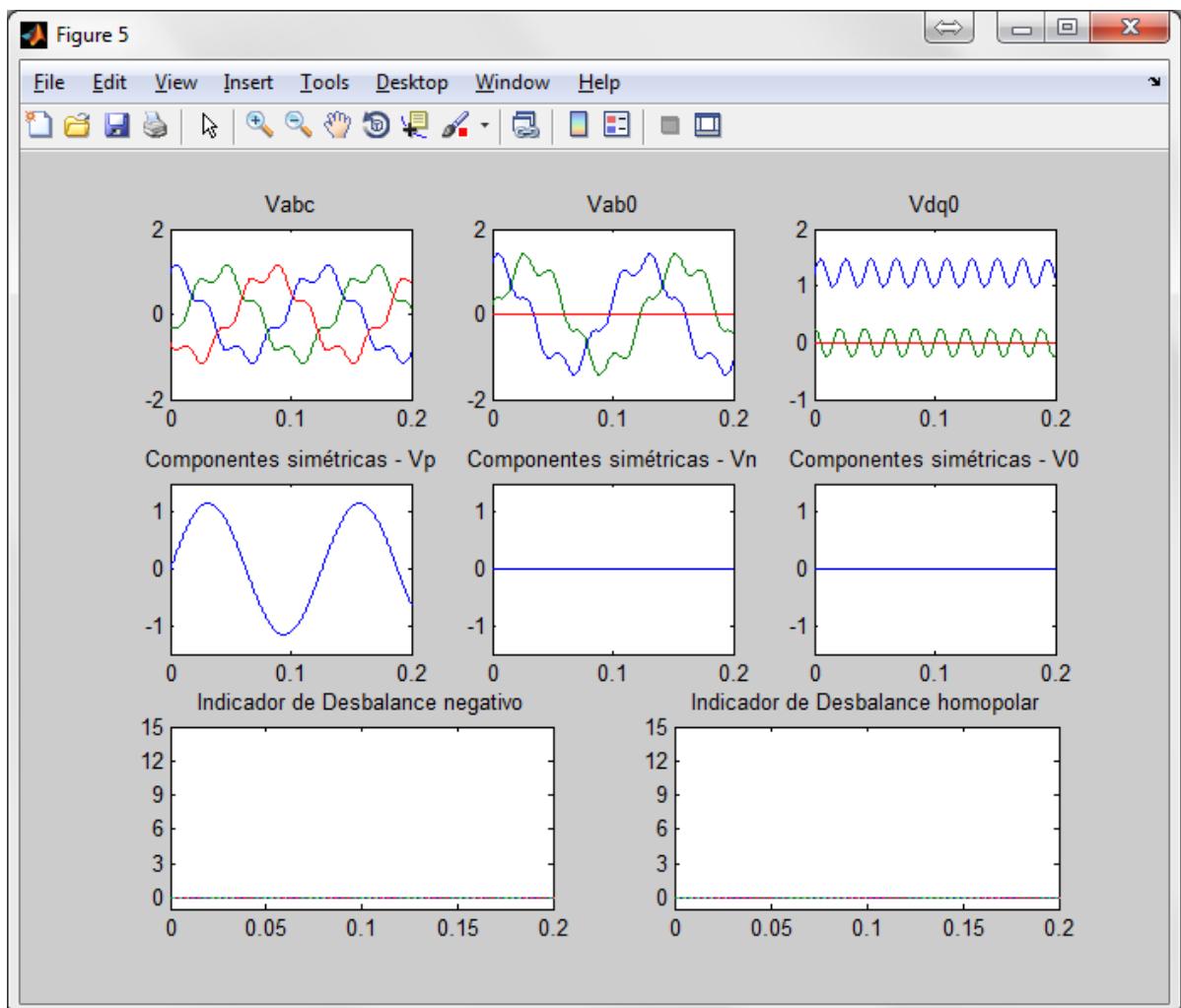


Figura 3.29: Escenario 5, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

Escenario 6: Sistema balanceado con neutro y presencia de armónicas en una fase

Este escenario, corresponde a una versión modificada del escenario 1 (balanceado con neutro), en donde se incorporan armónicas de orden 5, es decir, con una frecuencia de 250 [Hz] sobre la fase a exclusivamente.

La presencia de la señal armónica se observa en el sistema $\alpha\beta 0$ por medio de la inclusión de armónicos en los registros de los ejes α y 0 . En el sistema $dq0$ en tanto, los armónicos se manifiestan en todos los ejes por medio de armónicos sobrepuestos en la componente continua del escenario base.

El análisis mediante componente simétrica, muestra una leve presencia de secuencia negativa y homopolar, lo que lleva a los indicadores de desbalance a valores en torno al 5% para ambos casos.

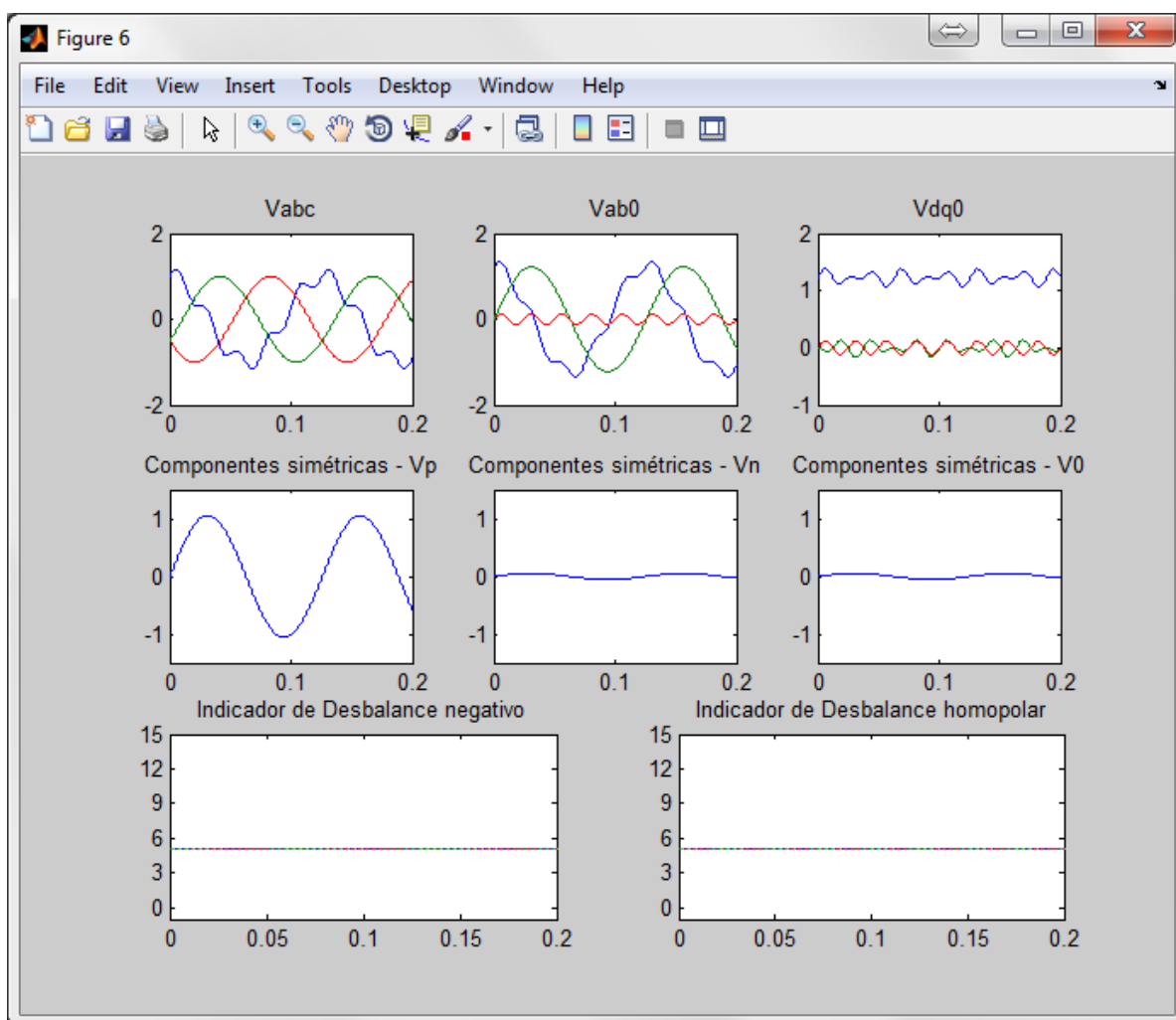


Figura 3.30: Escenario 6, representado en distintos sistemas, sus componentes simétricas y desbalances

3.3.3.3. Análisis algebraico de la representación de sistemas desbalanceados.

Luego de revisar en forma gráfica la representación de desbalances y armónicos en los distintos sistemas de referencia, es interesante realizar un análisis algebraico general de la situación.

A partir de la descomposición en componentes de secuencia de un sistema trifásico y aplicando la transformada de Park se obtiene:

$$\begin{aligned}\vec{v}_a &= \vec{v}_0 + \vec{v}_+ + \vec{v}_- \\ \vec{v}_b &= \vec{v}_0 + a^2 \cdot \vec{v}_+ + a \cdot \vec{v}_- \\ \vec{v}_c &= \vec{v}_0 + a \cdot \vec{v}_+ + a^2 \cdot \vec{v}_-\end{aligned}$$

$$v_{dq0} = [P] \cdot v_{abc}$$

siendo [P], la matriz de transformada de Park

$$[P] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \\ -\sin \theta & -\sin \theta - \frac{2\pi}{3} & -\sin \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{v}_d \\ \vec{v}_q \\ \vec{v}_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \\ -\sin \theta & -\sin \theta - \frac{2\pi}{3} & -\sin \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{v}_a \\ \vec{v}_b \\ \vec{v}_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{v}_d \\ \vec{v}_q \\ \vec{v}_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \\ -\sin \theta & -\sin \theta - \frac{2\pi}{3} & -\sin \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{v}_0 + \vec{v}_+ + \vec{v}_- \\ \vec{v}_0 + a^2 \cdot \vec{v}_+ + a \cdot \vec{v}_- \\ \vec{v}_0 + a \cdot \vec{v}_+ + a^2 \cdot \vec{v}_- \end{bmatrix}$$

$$v_d = \sqrt{2} \cdot V_+ \cos(\varphi_+) - V_- \cos(2\omega t + \varphi_-) = \bar{v}_d + \tilde{v}_d$$

$$v_q = \sqrt{2} \cdot V_+ \sin(\varphi_+) + V_- \sin(2\omega t + \varphi_-) = \bar{v}_q + \tilde{v}_q$$

$$v_0 = 2 \cdot V_0 \sin(\omega t + \varphi_0) = \tilde{v}_0$$

En donde queda claro que al trabajar en el sistema $dq0$, las componentes continuas de los ejes directo y cuadratura están asociadas exclusivamente a la presencia de la secuencia positiva y que las contribuciones sinusoidales en cualquier eje están asociadas a la presencia de componentes simétricas negativas y homopolares, lo que es muy útil al momento de definir la estrategia de control y compensación que se aplicará en este trabajo.

4. Propuesta de esquema de control de desbalance

En la actualidad, el medio ambiente y las fuentes de energía son una preocupación global. Se está en constante búsqueda de nuevas fuentes energéticas que tengan el menor impacto posible en el medioambiente.

Los recursos distribuidos o locales son, para muchos, una potencial respuesta. El problema es que al estar dispersos en forma natural, se generan pequeños focos de generación independientes en una misma zona, no necesariamente comunicados y controlados entre sí, lo que puede provocar a un sistema eléctrico más problemáticas que soluciones si se mantienen las actuales estructuras de distribución.

Estos pequeños generadores pueden ser de distintos tipos y operar en base a distintos recursos, algunos permanentes y controlados, otros con ciclos de operación día y noche y otros totalmente intermitentes y aleatorios, lo que conlleva a la utilización de distintas formas de conectarse a la red, algunas en forma directa y otros mediante interfaces especiales, algunos trifásicos otros monofásicos, algunos comunicados entre sí, otros totalmente autónomos, algunos con gran capacidad de generación, otros que abastecen parcialmente una carga local, lo que genera mayor entropía para los operadores de las redes de distribución.

Uno de los problemas ocasionados por la variedad de tipos de conexiones mencionadas en el párrafo anterior, es el llamado desbalance de tensión entre fases, lo que genera problemáticas en equipos sensibles a esta.

En general, la tensión se debe mantener a un nivel de desbalance relativamente bajo ya que hasta un pequeño nivel de desbalance puede causar problemas significativos en calidad de la potencia suministrada y calentamiento en equipos de generación, transmisión y distribución.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos tan frecuentemente utilizados en la industria.

La norma IEEE 1159 establece que un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar en un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Según estudios, el desbalance además de generar efectos negativos en el calentamiento y en la eficiencia, tiene efectos en el factor de potencia [43], [44], reducción de potencia de la máquina [45], [46] y disminución de la vida útil [47], aumento de pérdidas y efectos negativos en la aislación [45], [47] y [48].

Tanto la norma europea EN 50160, como la norma IEC 61000-2-2 y la norma IEEE 1159, recomiendan que el índice de desbalance en un suministro eléctrico no debe superar el 2% en sistemas trifásicos.

4.1. Propuesta general de esquema de control

Visto todo lo anterior, se propone como trabajo en esta tesis, el realizar un análisis por medio de simulación en software de los efectos de utilizar un equipo en base a electrónica de potencia – en este caso se utiliza un D-Statcom simplificado apoyado por baterías (BESS) – con el cual mediante un adecuado algoritmo de control (descrito en la sección 3.3.2.2.2), regule en tiempo real el nivel de desbalance de tensión en la vecindad del equipo, entregando una mejor calidad de suministro a ojos de la distribuidora y de los clientes en una red de distribución con presencia importante de generación fotovoltaica no balanceada.

El sistema de control está basado en los principios utilizados para filtros activos, modificados para entregar un control de nivel de desbalance de tensión en la vecindad del punto de conexión del equipo. Por medio de las transformadas mencionadas en la sección 3.3.3, se generan señales de referencia para generación de corrientes/voltajes en cada fase, y así inyectar potencia a la red según se necesite.

Este control está constituido básicamente por cuatro módulos: El **módulo Sintetizador de tensión**, que tiene como función calcular y generar las señales de encendido y apagado de los interruptores de potencia; El **módulo sincronizador**, que mediante un PLL (del inglés Phase Locked Loop) permite que las tensiones generadas por el convertidor y las de la red estén en sincronía; El **módulo de control de corriente**, el cual por medio de controles PI genera referencias de tensión para el bloque Sintetizador de tensión y así se inyecten las corrientes de referencia al sistema en el punto de conexión; Por último, el **módulo de cálculo de referencias de control**, el cual se encarga de procesar las señales de entrada y generar las referencias de corriente para el resto del equipo.

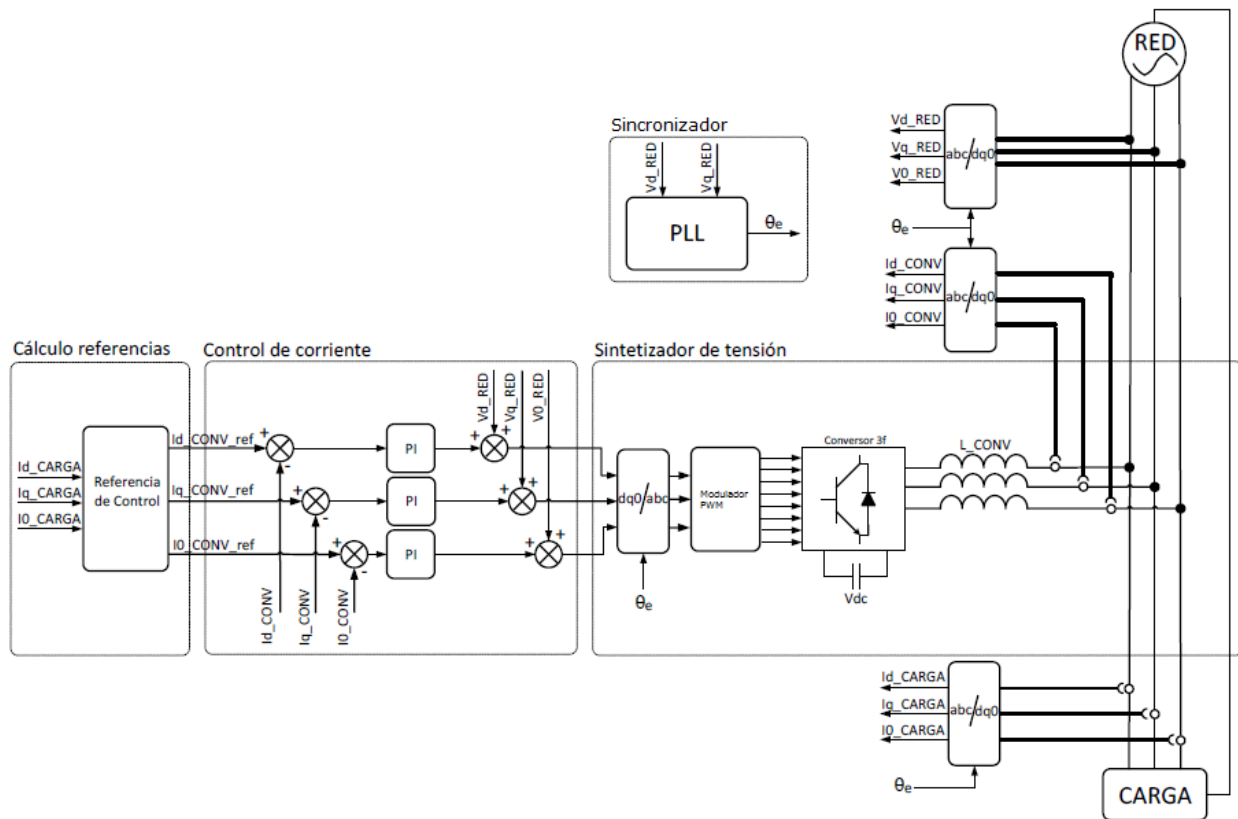


Figura 4.1: Esquema general de control para equipo compensador

4.2. Descripción de Módulos

A continuación se describirán los cuatro módulos que constituyen el equipo compensador:

4.2.1. Módulo Sintetizador de tensión

El equipo compensador, está formado en base a la típica estructura de un Voltaje Source Converter (VSC) de 3 piernas, es decir, en puentes inversores controlados por modulación PWM sin presencia de conductor neutro. Los transistores cumplen la función de interruptores que al ser activados permiten el paso de la corriente a través de ellos.

El equipo está conformado por un puente trifásico inversor conformado por 6 Transistores Bipolares de Compuerta Aislada o IGBT (del inglés *Insulated Gate Bipolar Transistor*) como el que se utiliza en gran parte de la literatura consultada [55] [56] [57] [58], de forma de obtener un VSC, con bajas pérdidas y una rápida repuesta transitoria:

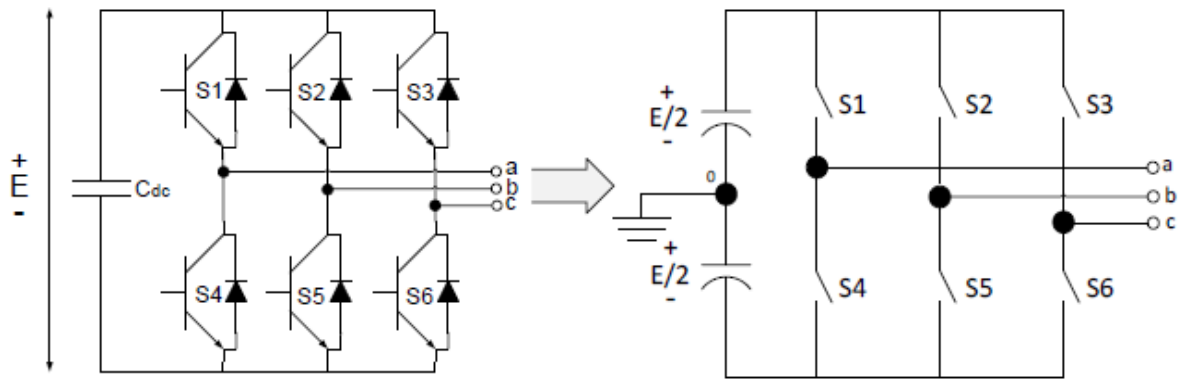


Figura 4.2: Esquema del VSC de 6 transistores y su modelo de interruptores

En el lado de continua del inversor se puede ubicar un banco de baterías, con su respectivo módulo de carga y condensadores asociados.

Es importante mencionar que esta configuración permite tener control sobre la corriente en el eje directo, tanto en secuencia positiva y negativa, en el eje de cuadratura tanto en secuencia positiva y negativa y en la componente homopolar de la corriente.

4.2.2. Módulo Sincronizador

Este módulo consiste en un PLL, el que tiene como función mantener sincronizada la tensión generada por el conversor con la tensión de la red por medio de la igualación de sus ángulos de fase y frecuencia. Existen varios métodos para confeccionar un PLL [74] [75], pero en este trabajo se utilizará el mencionado en [76] dada su simplicidad:

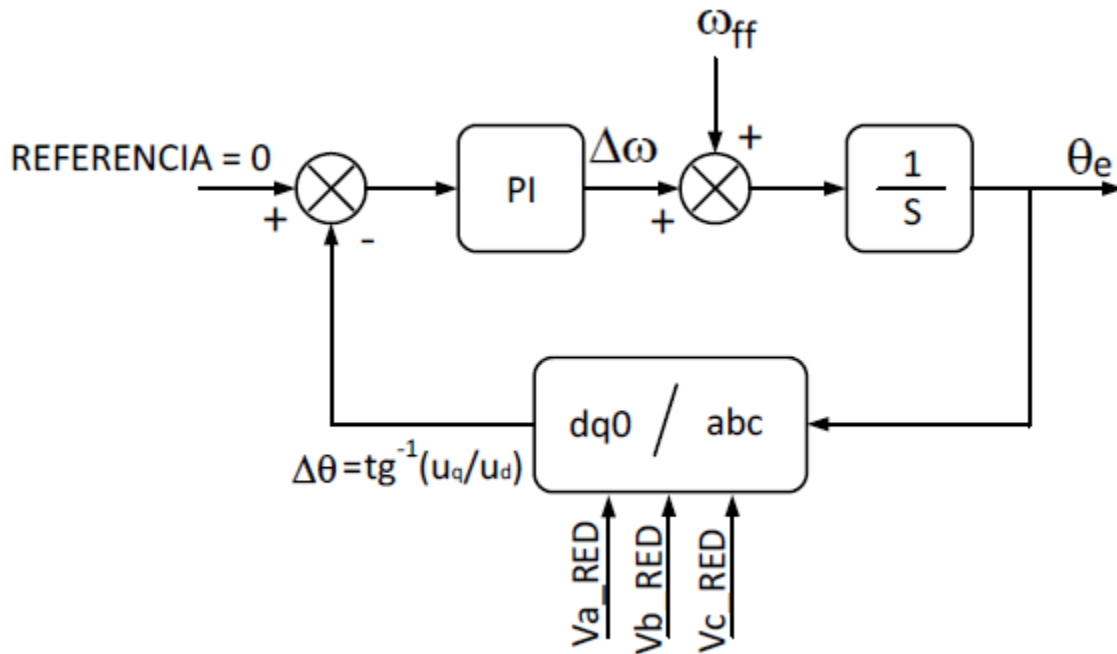


Figura 4.3: Esquema PLL basado en ejes d-q

Este controlador considera en su lógica que las tensiones son equilibradas, que si bien no siempre se cumple en la aplicación real, es suficiente para lograr los objetivos buscados en las simulaciones.

Si se consideran las tensiones de la siguiente manera:

$$V_{abcRED} = V_m \begin{bmatrix} \sin(\omega_i t + \theta_i) \\ \sin\left(\omega_i t + \theta_i - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega_i t + \theta_i + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

Donde:

V_m : Amplitud máxima de la tensión de RED [V]

ω_i : Velocidad eléctrica angular de RED [rad/s]

t : Tiempo [s]

θ_i : Desfase eléctrico angular de RED [rad]

Y luego de aplicar la transformada de Park se obtiene:

$$V_{dq0} = T_{\frac{abc}{dq0}}(\theta_e) \cdot V_{abcRED} = V_m \begin{bmatrix} \cos(\omega_i t + \theta_i - \theta_e) \\ \sin(\omega_i t + \theta_i - \theta_e) \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix}$$

Con lo que el error de fase, $\Delta\theta = \omega_i t + \theta_i - \theta_e = \tan^{-1} \frac{U_q}{U_d}$, al llevarlo a referencia cero ($\Delta\theta^* = 0$), provoca que el control PI intente generar el ángulo $\theta_e = \omega_i t + \theta_i$, igualándolo al de la red. ω_{ff} es una perturbación inducida al inicio para que el PLL se sincronice en forma más rápida.

4.2.3. Módulo de control de corriente

Este módulo tiene como función calcular las tensiones de referencia, para que el bloque sintetizar de tensión, provoque que el convertor inyecte o absorba la corriente de referencia calculada por el módulo de referencias de control. Lo anterior se realiza por medio de un controlador PI tal como el mostrado en la Figura 4.4

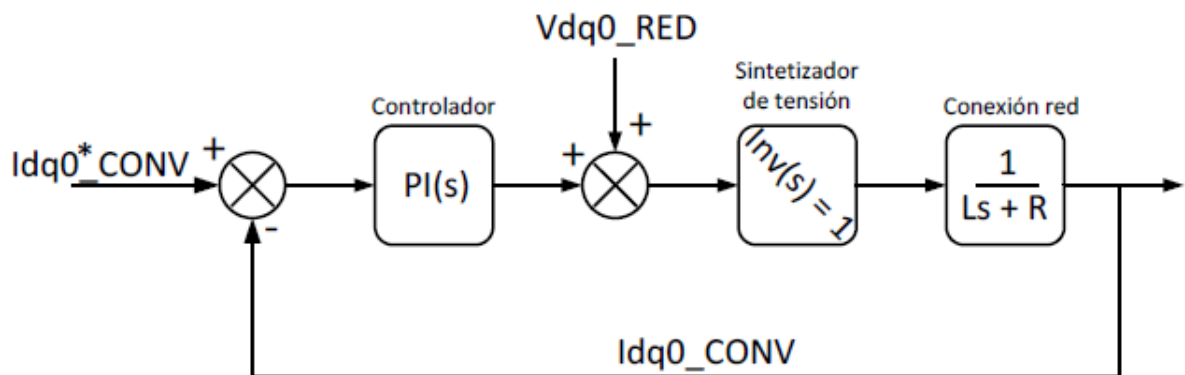


Figura 4.4: Esquema de control de corriente convertor

4.2.4. Módulo de referencias de control

Este módulo es la pieza clave del sistema, pues es el encargado de generar las referencias de corriente, las cuales definen la operación del convertor.

El modo de operación está basado en el sistema de coordenadas dq0, revisado en las secciones 3.3.2.2.2 y 3.3.3.3, en donde lo primero que se realiza, es la transformación del sistema abc al dq0, por medio de la transformada de Park, con eso se obtienen las

corrientes I_d , I_q e I_0 , las que luego se filtran para obtener las componentes continuas de cada una, que como se vio en la sección 3.3.3.3, está asociado exclusivamente a la secuencia positiva.

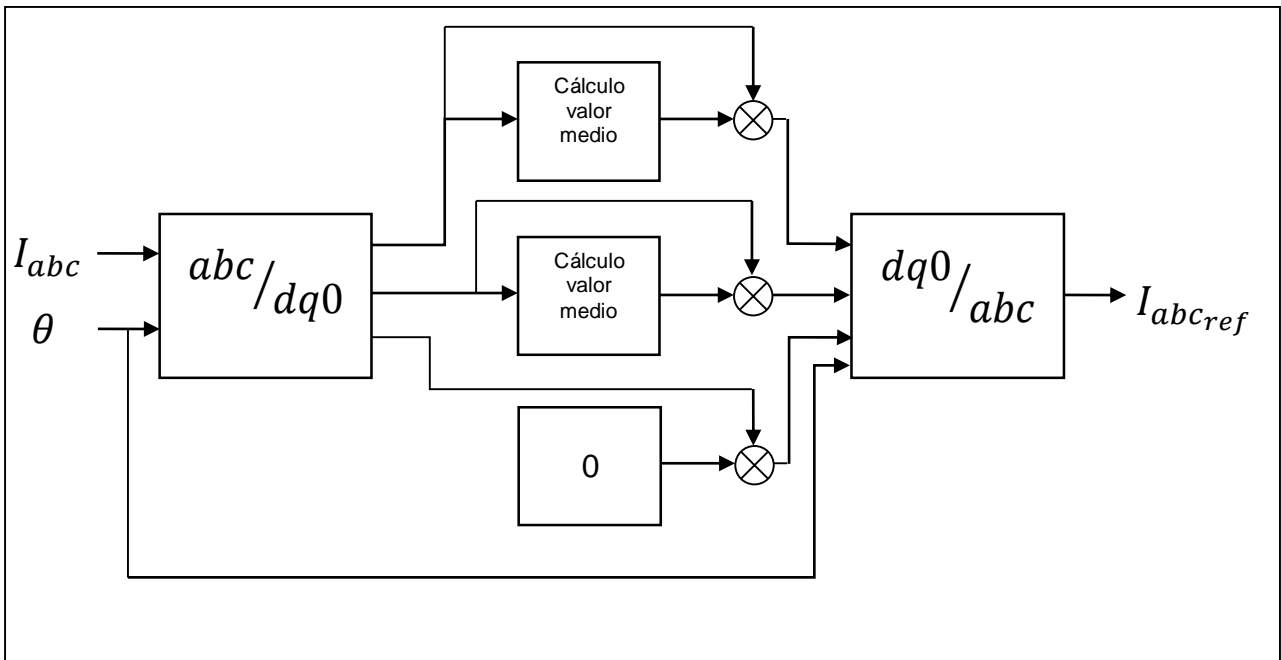


Figura 4.5: Esquema de Control Equipo de Compensación

Luego a partir de la resta entre la señal completa y la secuencia positiva (constante), se logra aislar la parte alterna de la señal con signo cambiado, la cual luego es transformada de vuelta al sistema de coordenadas abc y enviadas como referencias al puente trifásico para producir la compensación del desbalance (y algunos armónicos de paso) en el alimentador.

La utilización del cálculo del valor medio de la onda, en vez del tradicional filtro pasabajos ampliamente utilizado en la literatura, tiene como fin aliviar la carga de cómputo del control al momento de identificar la secuencia positiva en los ejes d y q.

La lógica de este método, permite eliminar selectivamente la secuencia negativa y/o la cero, con lo que los elementos en el entorno del punto de conexión dejan de suministrarlo o absorberlo, viéndose desde el punto de vista eléctrico, solamente la secuencia positiva en la red.

En la Figura 4.6 que se muestra a continuación, se observa en forma simplificada la lógica de la inyección de la corriente de compensación (I_c) a la red, cuando el equipo está desactivado y en operación.

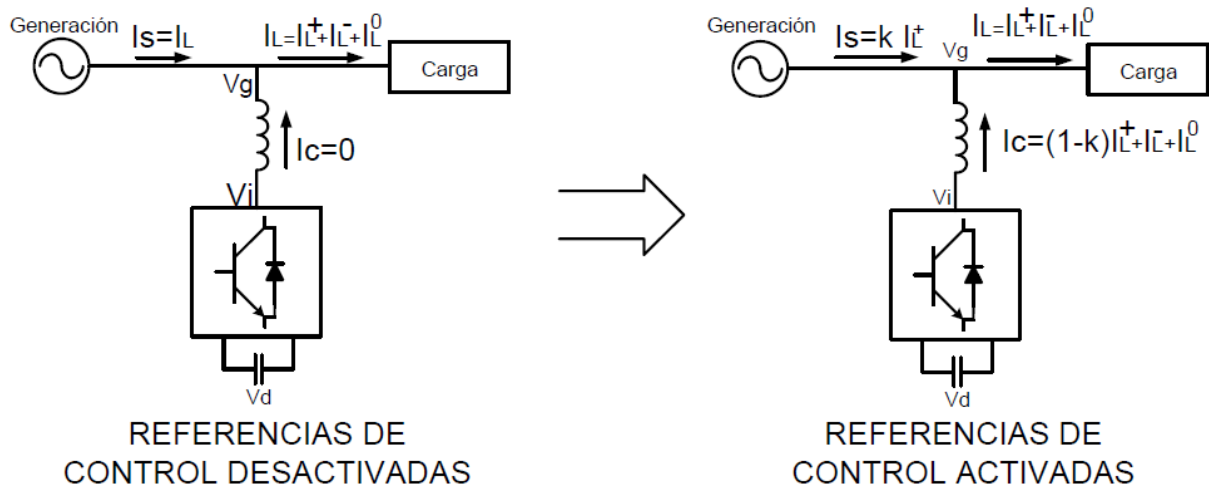


Figura 4.6: Esquema de la lógica del módulo de cálculo de referencias de Control

4.3. Implementación

De forma de poder comprobar y estudiar más a fondo lo expuesto en los capítulos y secciones anteriores, se implementó un modelo computacional, usando el software *MATLAB/Simulink* y la herramienta *SimPowerSystems*, el cual está compuesto por los elementos característicos de un alimentador de una red de distribución con presencia de generación distribuida en él.

Un esquema del alimentador implementado en el software se muestra en la Figura 4.7 a continuación:

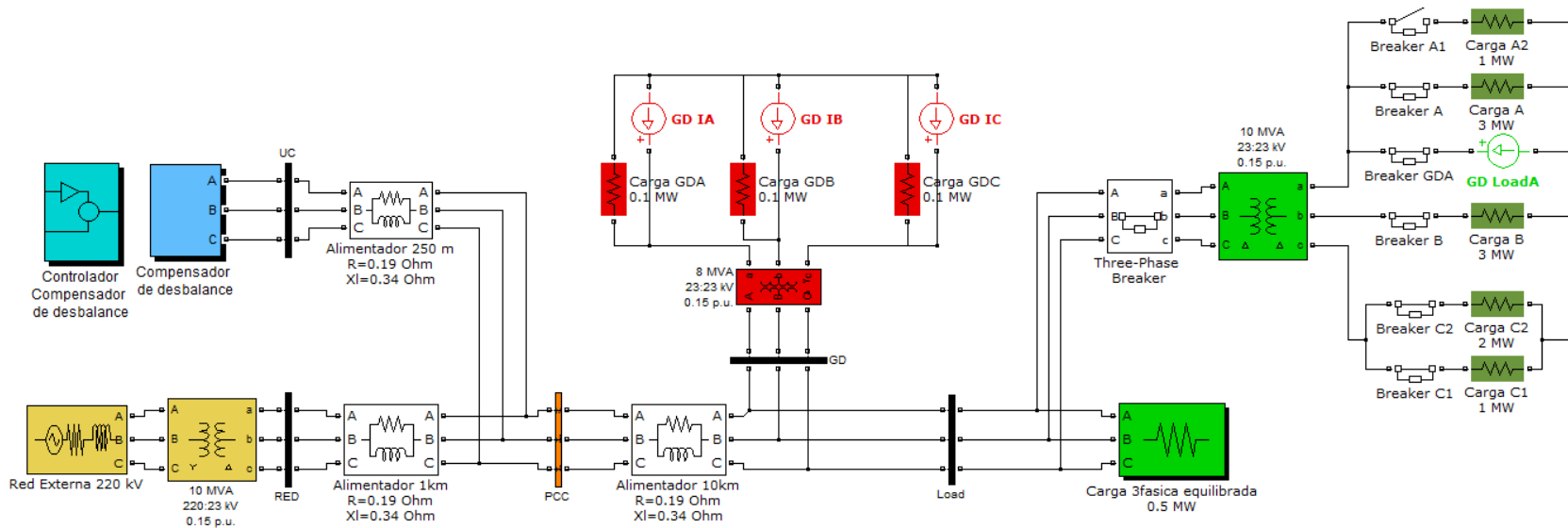


Figura 4.7: Alimentador de Pruebas en Matlab/Simulink

El alimentador está representado en forma trifásica sin neutro y está compuesto por 5 elementos principales: la red externa, generadores fotovoltaicos distribuidos, las cargas, el equipo compensador con su algoritmo del control respectivo y los conductores que conectan la red externa con el resto de los grupos de componentes del mismo.

4.3.1. Red Externa

La red externa, representada en amarillo en la Figura 4.7, está representada por medio de 2 bloques:

- la subestación, compuesta por una fuente trifásica de tensión balanceada de 220kV 50 Hz, y
- un transformador estrella/delta de 10 MVA 50 Hz, con valores de tensión nominales 220kV a 23 kV.

El conjunto está conectado a barra RED, como se señala en la Figura 4.8.

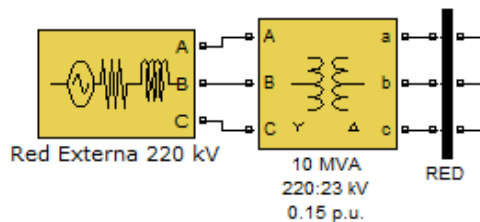


Figura 4.8: Red Externa en Matlab/Simulink

4.3.2. Generación fotovoltaica distribuida

Los generadores fotovoltaicos presentes en el alimentador, se modelaron por medio de 3 fuentes de corriente, una por cada fase en un subsistema en estrella conectado al alimentador por medio de un transformador delta/estrella.

Lo anterior, pues se intenta representar la forma de operar típica de un pequeño generador domiciliario, los que inyectan energía (corriente eléctrica) mediante un inversor de tensión que sigue la tensión de red, es decir, se autoregula para inyectar energía a la red a la tensión actual de esta.

Además, vale mencionar que cada fuente de corriente en cada fase, representa la sumatoria de todos los pequeños generadores distribuidos presentes en dicha fase.

En la Figura 4.7, este conjunto de elementos se muestra en color rojo, destacando los elementos principales siguientes:

- fuente de corriente GD IA:
 - Fase a: 10 A, 230 kW
- fuente de corriente GD IB:
 - Fase b: 80 A, 1840 kW
- fuente de corriente GD IC:
 - Fase c: 15 A, 345 kW
- Cargas GDA, GDB y GDC de 0.1 MW cada uno
- transformador delta/estrella de 8MVA 50 Hz, con valores de tensión nominales 23kV a 23 kV.

El conjunto está conectado a barra GD.

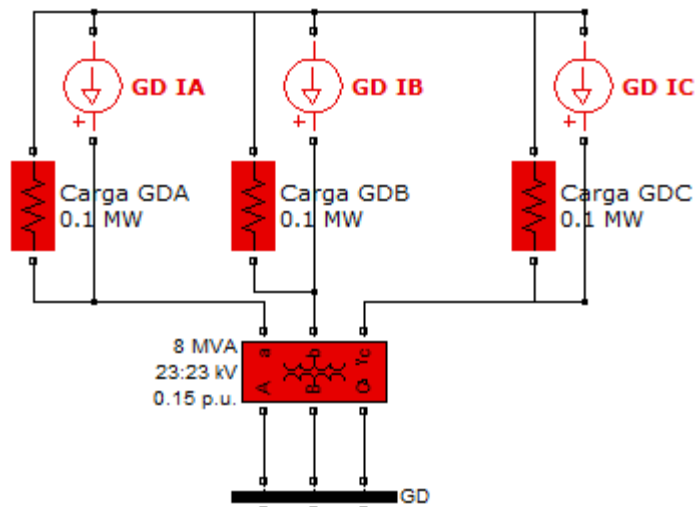


Figura 4.9: Generación Fotovoltaica Distribuida en Matlab/Simulink
GD IA: 10 A, 230 kW; GD IB: 80 A, 1840 kW; GD IC: 15 A, 345 kW

Como se aprecia, existe un desbalance de corrientes importante (129%⁹), el que busca representar la no igualdad en la cantidad de generadores por cada fase junto a las

⁹ El desbalance de corriente se calcula de forma similar al de tensión según la Norma IEEE 1159, es decir, a partir de la desviación máxima entre las corrientes de línea y el promedio entre ellas, dividida por el promedio de las mismas. Para este caso el desbalance de corriente es igual a $100 \cdot (80-35)/35 = 128,6\%$.

potenciales diferencias en eficiencia y radicación solar que pueden afectar la generación de cada equipo.

Lo anterior con la finalidad de evaluar el desempeño del equipo compensador de desbalance y su control bajo un escenario relativamente complejo.

4.3.3. Cargas balanceadas y desbalanceadas

Respecto a los consumos o cargas disponibles en el modelo alimentador para representar distintas condiciones, se cuenta con sets de cargas monofásicas conectadas mediante interruptores en cada fase, además de una carga trifásica al final del alimentador permanentemente conectada.

Los elementos pertenecientes al grupo de las cargas se representan en tonos verdes en la Figura 4.7, en tonalidad oscura para las cargas monofásicas y en claro para la trifásica.

Los valores de las cargas del alimentador se detallan a continuación:

- Carga trifásica equilibrada de 0.5 MW.
- En fase A: 2 cargas monofásicas de 3 MW y 1 MW, con interruptores cerrado y abierto como estado inicial respectivamente. Además se cuenta con una fuente de corriente de 20 A, 460 kW simulando generación distribuida.
- En fase B: Una carga monofásica de 3 MW con interruptor con estado inicial cerrado.
- En fase C: Dos cargas monofásicas C1 y C2, de 1 y 2 MW respectivamente con interruptores con estado inicial cerrado.
- Transformador delta/delta de 10MVA 50 Hz, con valores de tensión nominales 23kV a 23 kV.

El conjunto está conectado a la barra designada explícitamente como Load.

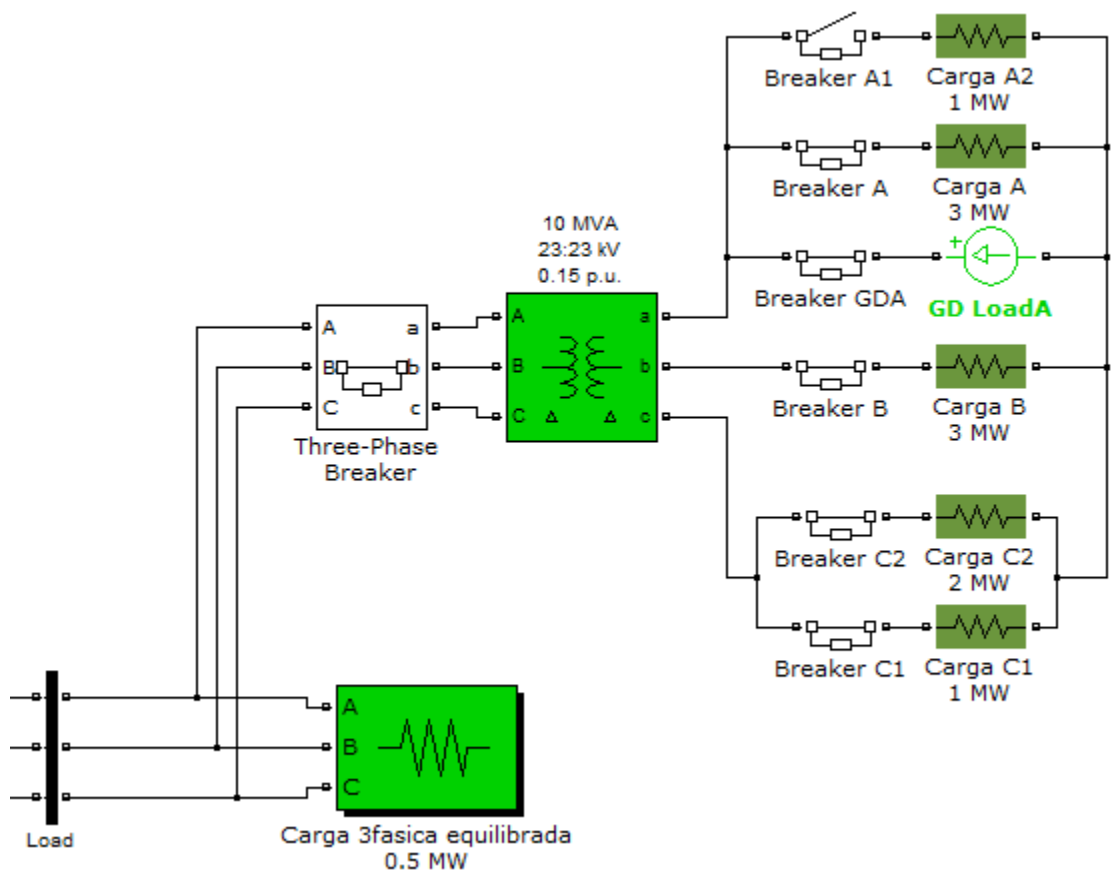


Figura 4.10: Cargas balanceadas y desbalanceadas en Matlab/Simulink

4.3.4. Equipo compensador

El equipo compensador es la pieza clave del modelo, pues consta con los elementos que realizan los cálculos e inyecciones de corrientes necesarias para cumplir los objetivos buscados por este trabajo, mejorar la calidad de suministro en redes con generación distribuida.

El modelo está dividido en los elementos físicos que interactúan con la red y el controlador en sí, que se encarga de calcular las referencias de corrientes para el bloque con elementos físicos realice correctamente su función. En la Figura 4.7 ambos están coloreados en tonalidad azul, el equipo está conectado a la barra UC.

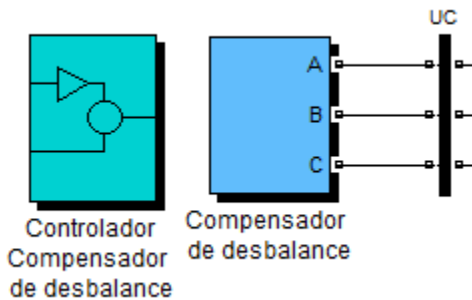


Figura 4.11: Equipo compensador de desbalances y su controlador en Matlab/Simulink

4.3.4.1. Controlador y cálculo de referencias

Como se mencionó en la sección 4.2.4, el cálculo de referencias de corrientes es la parte clave del control, por lo que se modeló en detalle, tal como se muestra en la Figura 4.12.

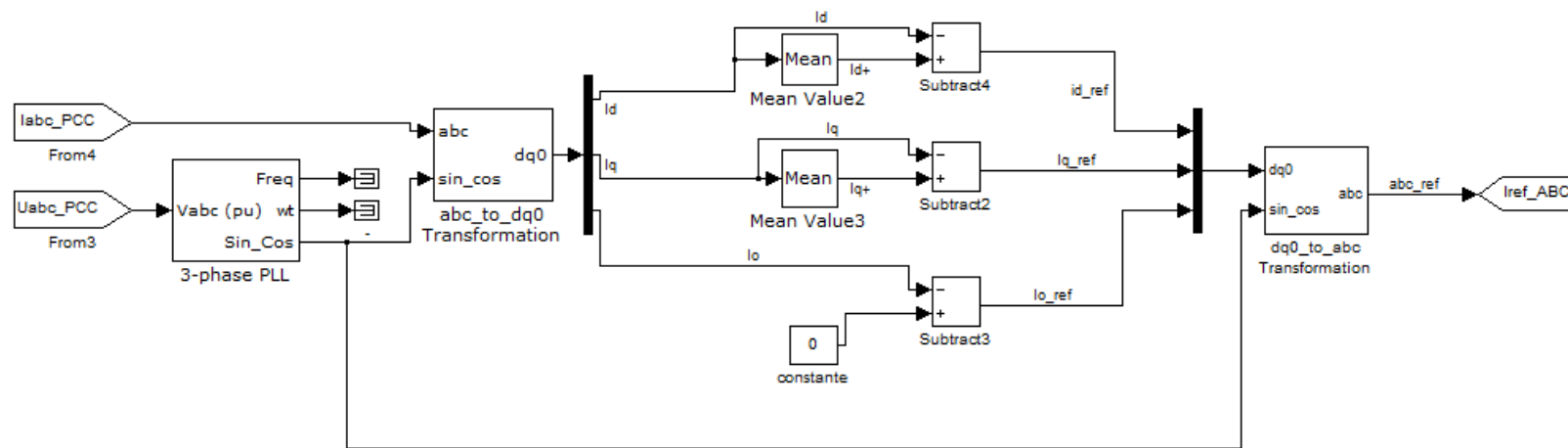


Figura 4.12: Esquema de Control Equipo de Compensación en Matlab/Simulink

En la Figura 4.12 se encuentran presentes los bloques siguientes:

- de sincronización, a través de un bloque PLL trifásico, el cual a partir de la tensión del punto de conexión PCC se obtiene el ángulo de referencia para las transformadas de Park.

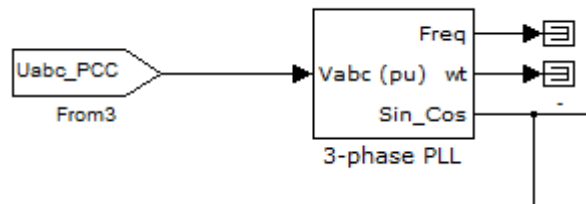


Figura 4.13: Bloque PLL en Matlab/Simulink

Los parámetros que se indican a continuación en la Figura 4.14 se dejaron en sus valores por defecto, pues se obtuvo un buen desempeño con estos:

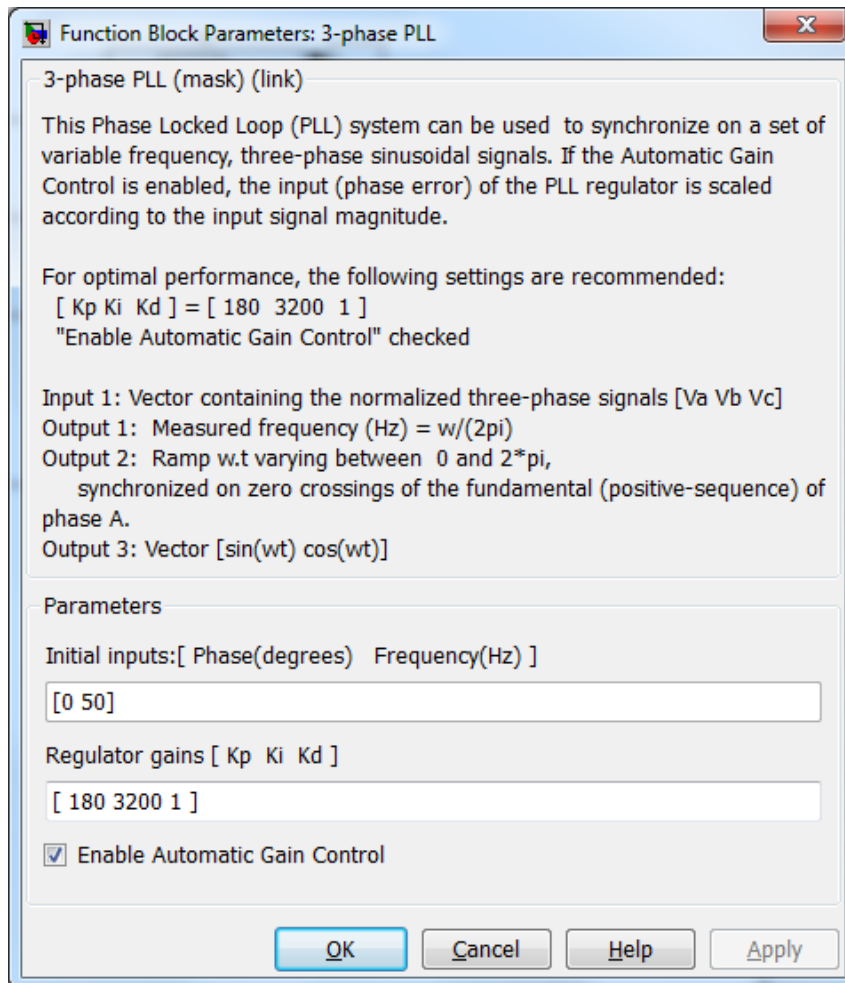


Figura 4.14: Parámetros de configuración delo bloque PLL en Matlab/Simulink

- Para realizar la transformación de Park abc a dq0 en su forma normal y realizar los cálculos en ese sistema se utilizó el bloque “abc_to_dq0 Transformation” de la librería *SymPowerSystem* de Matlab™, el que se comporta de manera similar a lo descrito en la sección 3.3.2.2.2.

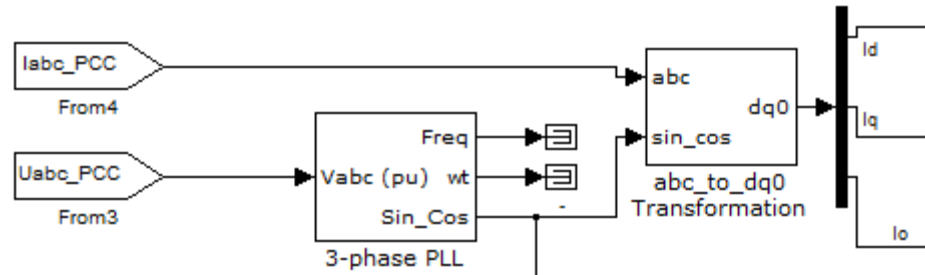


Figura 4.15: Transformada de Park directa en Matlab/Simulink

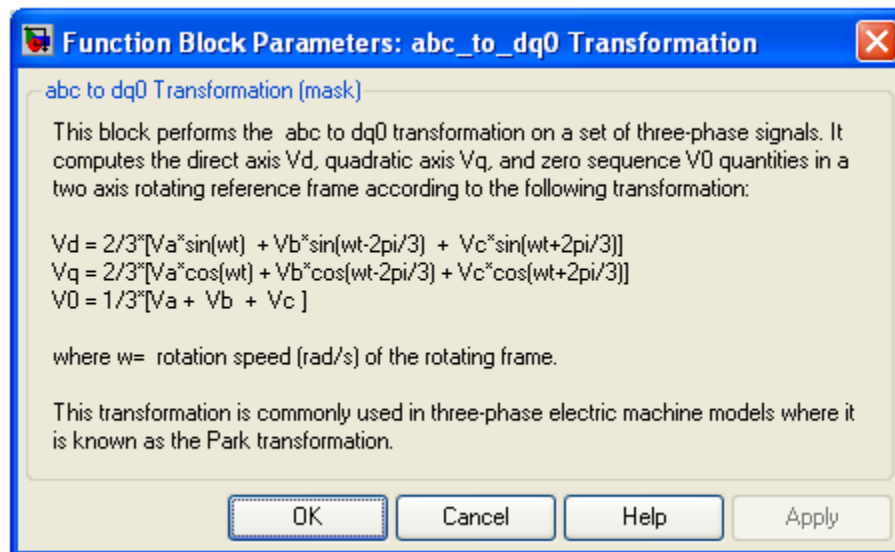


Figura 4.16: Descripción del bloque Transformada de Park directa y sus cálculos en Matlab/Simulink

- La transformada de Park en su forma inversa para poder entregar al bloque generador de corrientes, las corrientes de referencia a inyectar, en el sistema abc, por cada fase eléctrica para compensar los desbalances (y armónicos eléctricos de paso). Se utilizó el bloque “dq0_to_abc Transformation” de la librería *SymPowerSystem* de Matlab™, el que se comporta de manera similar a lo descrito en la sección 3.3.2.2.2.

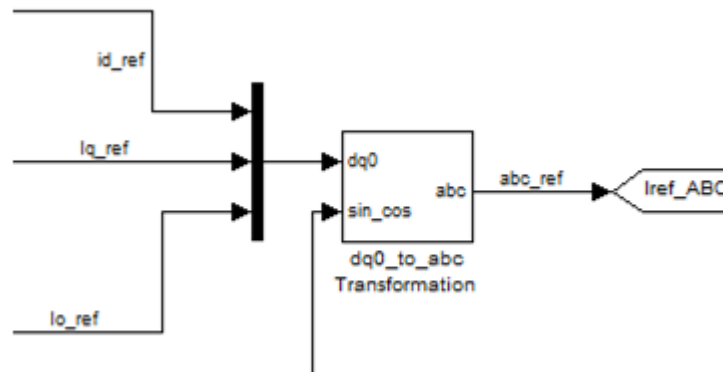


Figura 4.17: Transformada de Park inversa en Matlab/Simulink

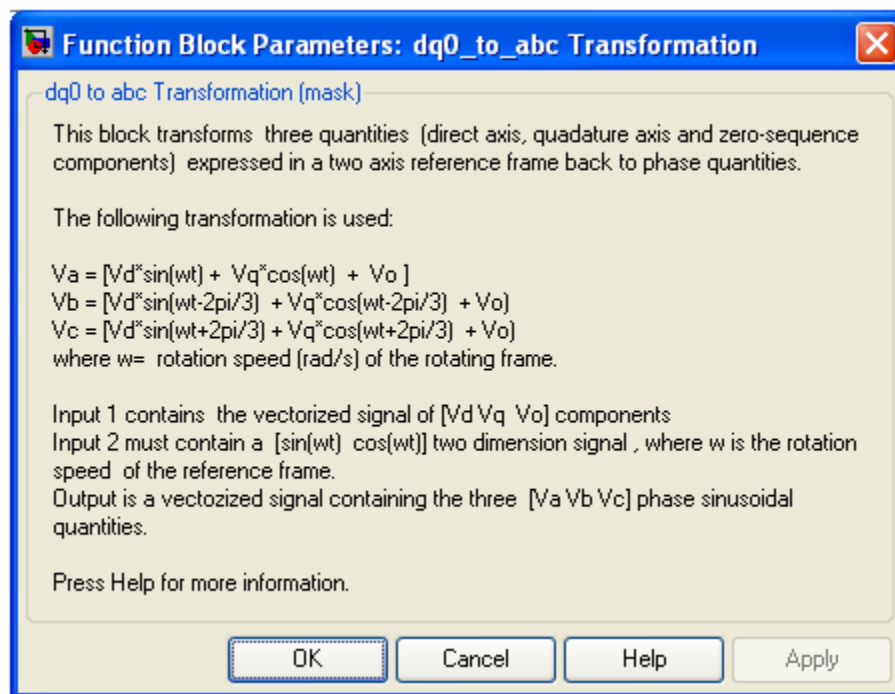


Figura 4.18: Descripción del bloque Transformada de Park inversa y sus cálculos en Matlab/Simulink

- Calculadores del valor medio, para obtener la parte continua de las componente directa y cuadratura, la que como se vio en la sección 3.3.3.3, corresponde a la componente de secuencia positiva.

Se utilizó el cálculo de valor medio, en vez de un filtro pasabajos típico para, por un lado disminuir la carga computacional requerida por el controlador, y por otro, pues permite que la toma de carga del equipo y la red se suavice, disminuyendo los escalones en las señales y obteniendo rampas en la distribución de las cargas a abastecer por la red.

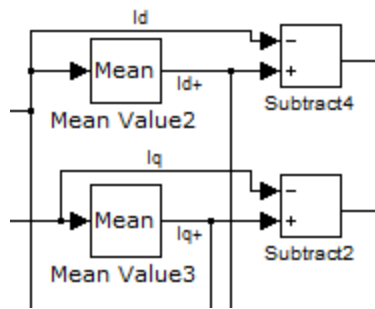


Figura 4.19: Calculadores de valor medio ejes d y q en Matlab/Simulink

La forma de operar de este bloque es realizar un promedio de la señal durante una ventana móvil de tiempo de 20 ms, que es el período de un ciclo a frecuencia 50 Hz.

- Por último, están los bloques sustractores, que se encargan de realizar la resta entre cada componente y su secuencia positiva, en el caso de los ejes directo y cuadratura, e invertir su valor para la secuencia homopolar, como se explicó en la sección 4.2.4, obteniéndose las referencias de corrientes a inyectar en el sistema dq0.

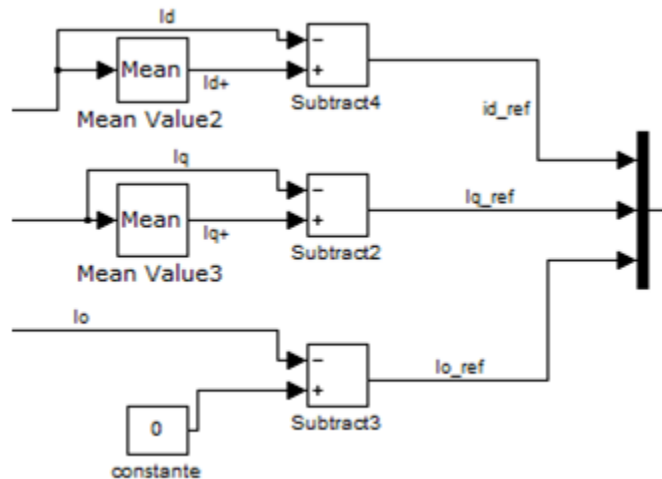


Figura 4.20: Bloques para cálculo de corrientes de referencia ejes dq0 en Matlab/Simulink

4.3.4.2. Generador de Corriente

El equipo compensador, como se menciona en la sección 4.2, opera con una estructura de un Voltaje Source Converter (VSC) de 3 piernas controlado por modulación PWM, en donde se le incorpora un banco de baterías en el lado de continua para poder entregar energía en los cuatro cuadrantes.

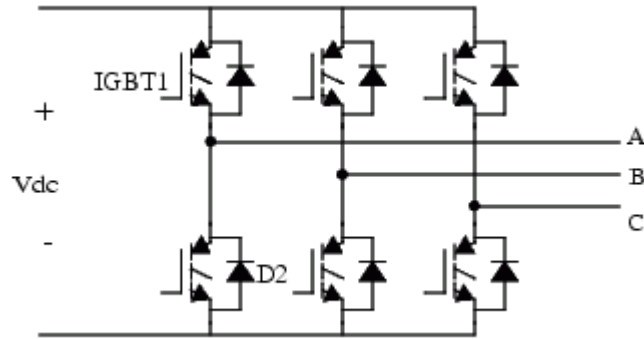


Figura 4.21: Esquema del VSC de 6 transistores

En la práctica, este equipo se comporta inyectando corrientes en cada fase en función de las consignas entregadas por el control (corrientes de referencia), por lo que para fines de simplificación y ahorro de carga computacional, en el modelo en Simulink™ el conjunto de transistores y batería, se representa por fuentes de corriente controladas, directamente con las consignas calculadas por el control descrito en 4.3.4.1.

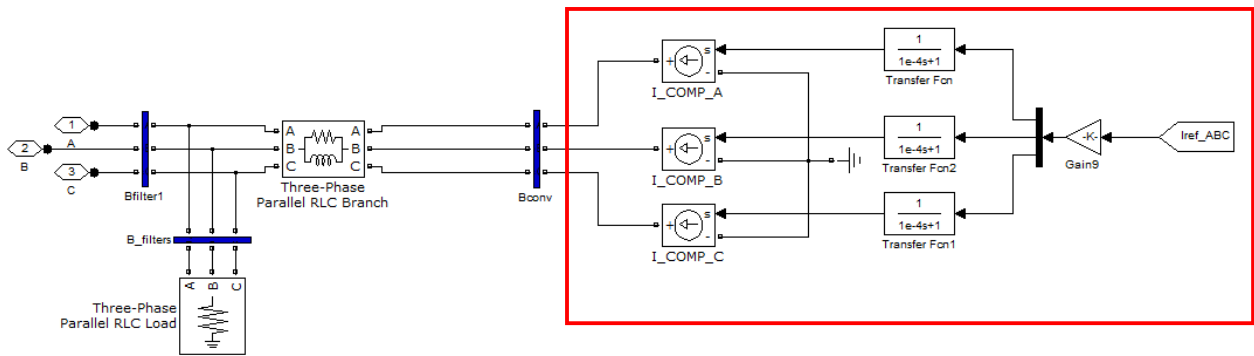


Figura 4.22: Detalle del bloque equipo compensación en Matlab/Simulink

Cabe mencionar que las referencias de corriente calculadas en 4.3.4.1 son realizadas en pu, por lo que es necesario utilizar una ganancia, llevando la referencia a unidades reales, para que las fuentes de corriente controladas inyecten lo necesario para la correcta operación del sistema.

4.3.5. Conductores

Finalmente, están los conductores, los cuales cumplen la función de simular las líneas de distribución entre la subestación de distribución (barra RED), al punto de conexión (barra PCC) y los consumos y generación distribuida (barras Load y GD respectivamente).

Además se modela la conexión entre la unidad de compensación (barra UC) y el punto de conexión (barra PCC).

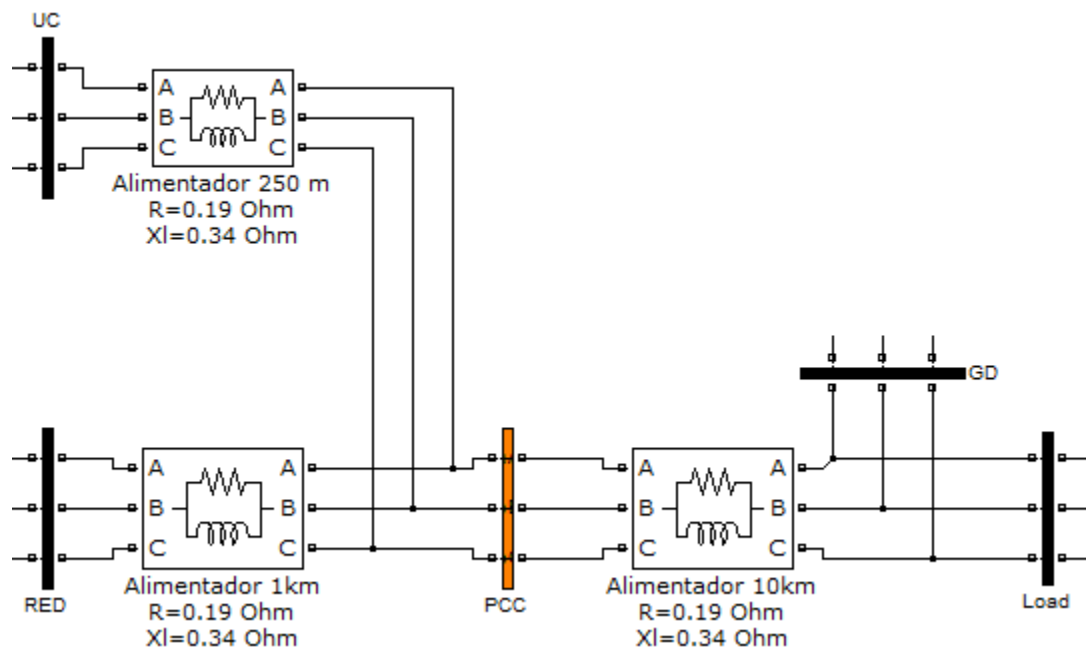


Figura 4.23: Conductores y barras de medida en Matlab/Simulink

Los parámetros para todos los conductores son $R=0.19 \text{ } [\Omega/\text{km}]$ y $X_l=0.34 \text{ } [\Omega/\text{km}]$, variando la longitud de cada uno, siendo la distancia entre barra RED y PCC de 1 [km], entre barra UC y barra PCC de 250 [m] y entre PCC y los consumos y generación distribuida de 10 [km].

5. Casos de Estudio

5.1. Descripción general

Como se mencionó en los capítulos anteriores, se realizaron simulaciones para distintos casos, y de esa forma se observó el comportamiento de la red bajo la acción del equipo para distintos requerimientos.

Se simularon 3 casos: el primero en donde no existe generación distribuida y hay sólo presencia de carga desbalanceada; el segundo con presencia de generación distribuida desbalanceada y carga balanceada; y el tercero con consumos desbalanceados junto a generación distribuida no balanceada. Adicionalmente, en cada caso se simulan dos variantes: la primera en la cual el alimentador se extiende a 40 km, con lo que se obtiene una red más débil, y la segunda es el largo original de 10 km pero con generación distribuida adicional sólo en fase A en el sector de los consumos, de forma de analizar que sucede con el efecto compensador en ambos casos. Por consiguiente, para cada caso, se tendrán 3 escenarios.

Para todos los escenarios a continuación, se simulan 1.5 segundos, en donde durante los 0.8 [s] primeros (entre 0.0 [s] y 0.8 [s]) el equipo compensador se encuentra activado y en los restantes 0.7 [s] (entre 0.8 [s] y 1.5 [s]), el equipo compensador permanece apagado, con lo cual se puede observar claramente el contraste entre los efectos de un alimentador con y sin este equipo y su control.

5.2. Caso 1: Carga desbalanceada sin GD

5.2.1. Descripción del caso

En este caso, la generación distribuida se apaga, es decir, las corrientes entregadas por ellas son nulas en todas las fases. Además, para generar el desbalance en la carga, el interruptor C1 se abre en a los 0.3 [s], y luego a los 0.5 [s] se abre el interruptor C2, cerrándose ambos nuevamente a los 0.7 [s], con esto se logra generar un escalón negativo de carga de 1 [MW] al comienzo, y a continuación el escalón es de 3 [MW]. Luego en la fase sin equipo compensador se repite el proceso desde los 1.0 [s] hasta los 1.4 [s], con lo cual se logra visualizar el efecto de estos escalones con y sin compensación de desbalances.

5.2.2. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el caso 1, el cual está definido por la presencia de consumos desbalanceados en el alimentador.

5.2.2.1. Caso 1 – Escenario 1

El Escenario 1 contempla un alimentador de largo 10 km sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje Fase-Fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

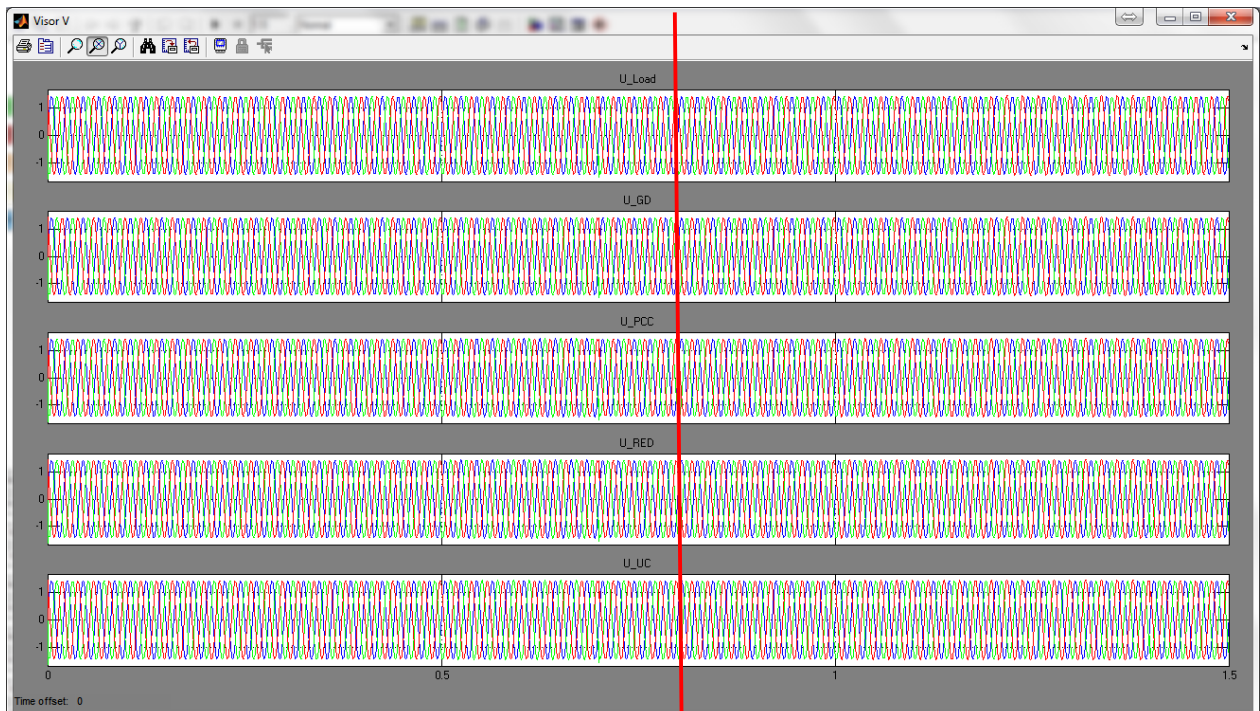


Figura 5.1: Caso 1.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

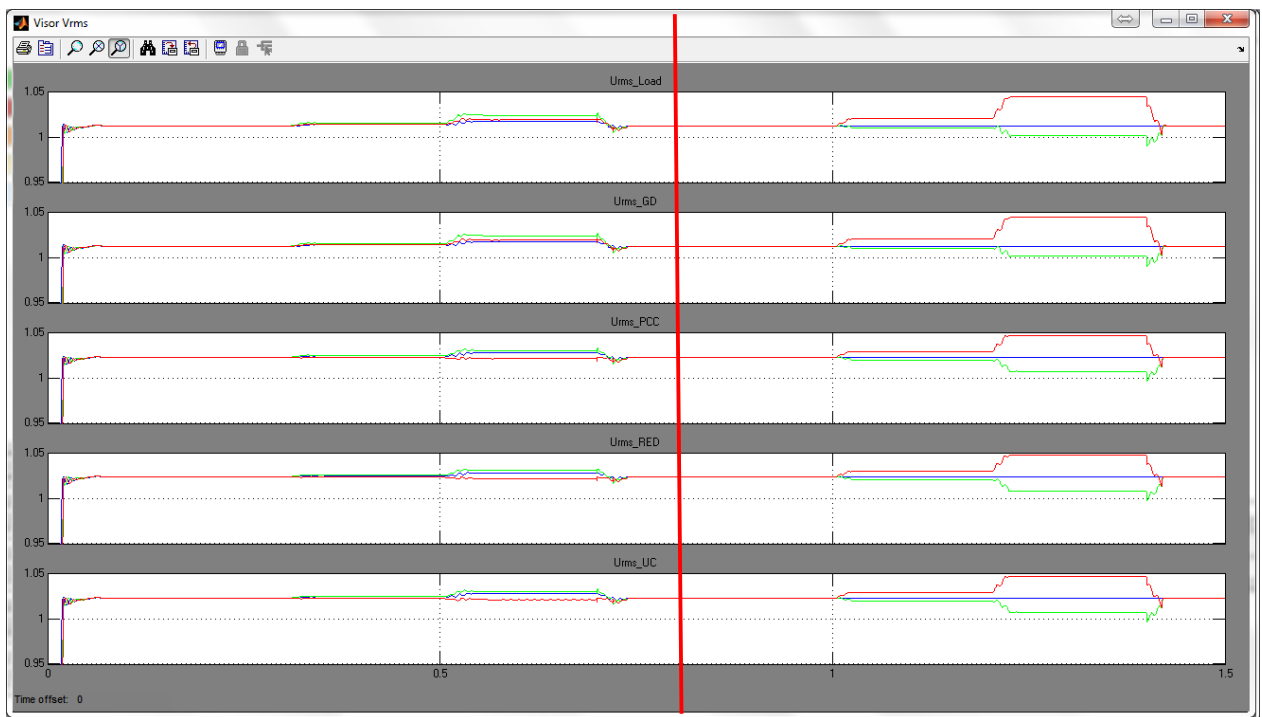


Figura 5.2: Caso 1.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que con equipo compensador en operación la diferencia máxima entre voltajes fase-fase de no es muy significativa (0.01 pu), en cambio sin el equipo esta diferencia se cuadruplica llegando a 0.04 pu en la mayoría de las barras.

Voltaje Fase-Neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_{Load}), barra de Generación Distribuida (U_{GD}), punto de conexión del alimentador (U_{PCC}), en la barra de la subestación (U_{RED}) y en la barra del equipo compensador (U_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

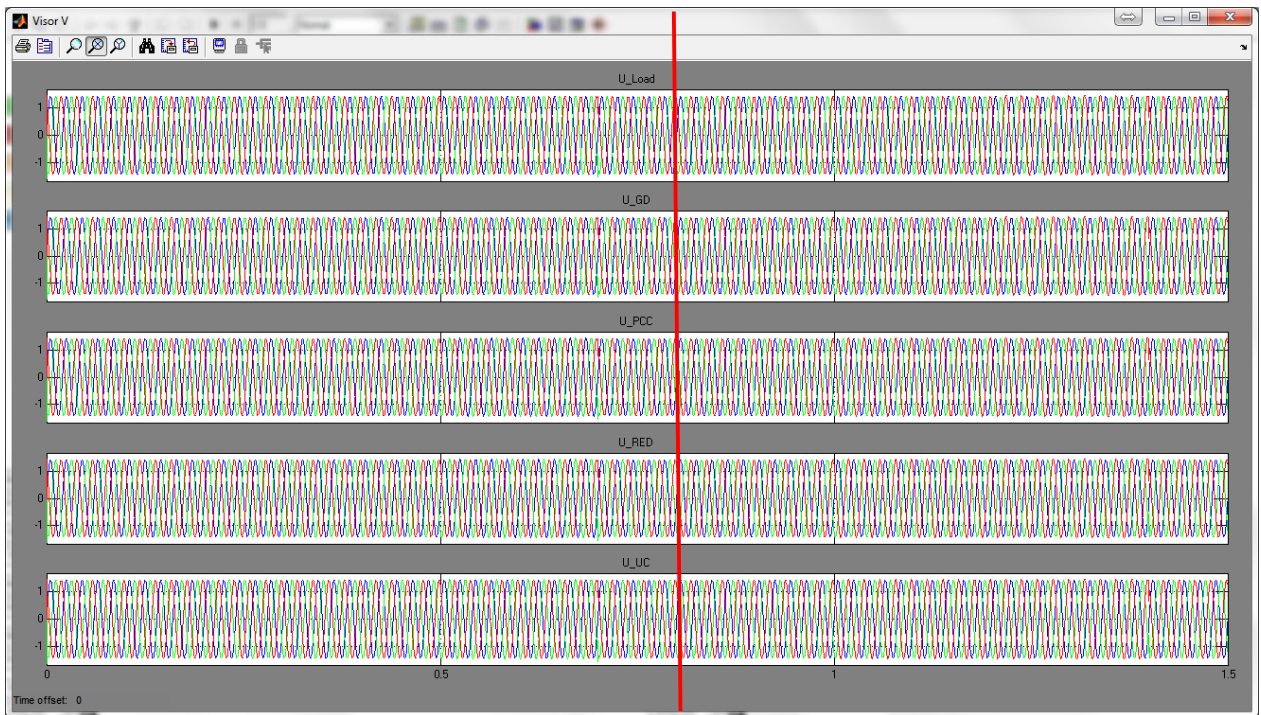


Figura 5.3: Caso 1.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

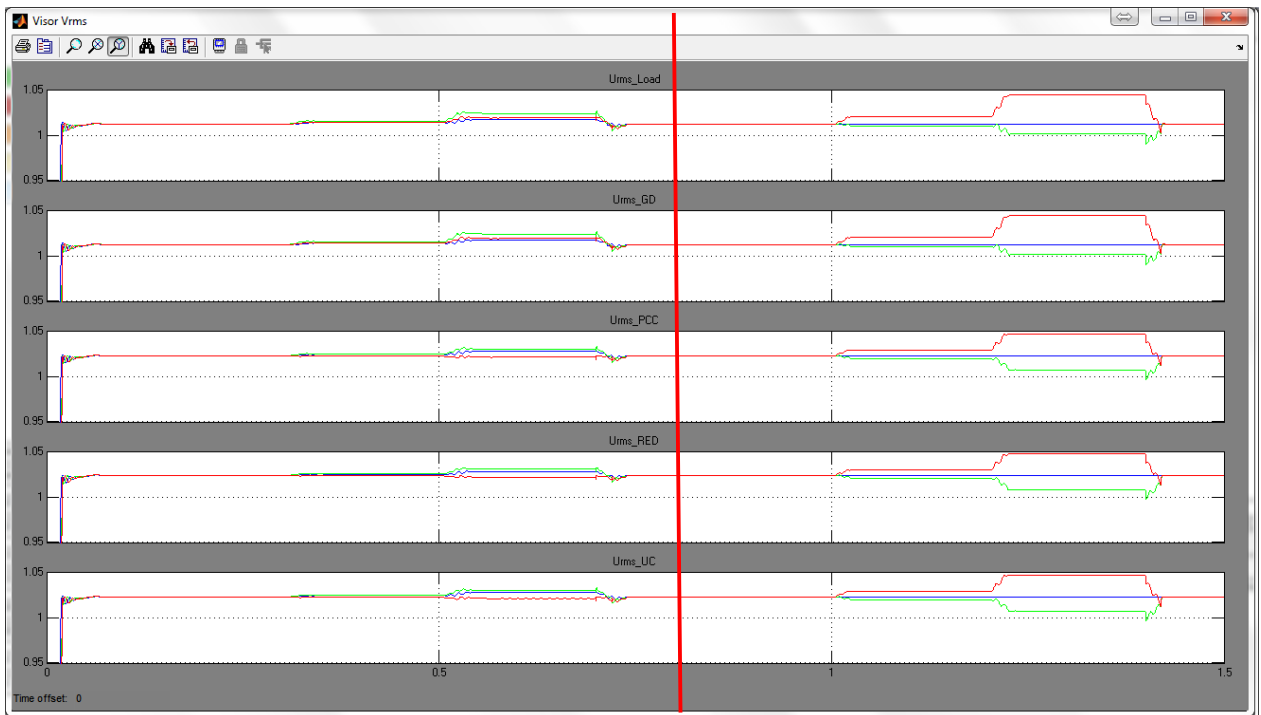


Figura 5.4: Caso 1.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que con equipo compensador en operación la diferencia máxima entre voltajes fase-neutro se comporta de forma similar a los voltajes fase-fase, es decir, en torno a 0.01 pu, en cambio sin el equipo esta diferencia se cuadruplica llegando a 0.04 pu.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_Load), barra de Generación Distribuida (I_GD), punto de conexión del alimentador (I_PCC), en la barra de la subestación (I_RED) y en la barra del equipo compensador (I_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

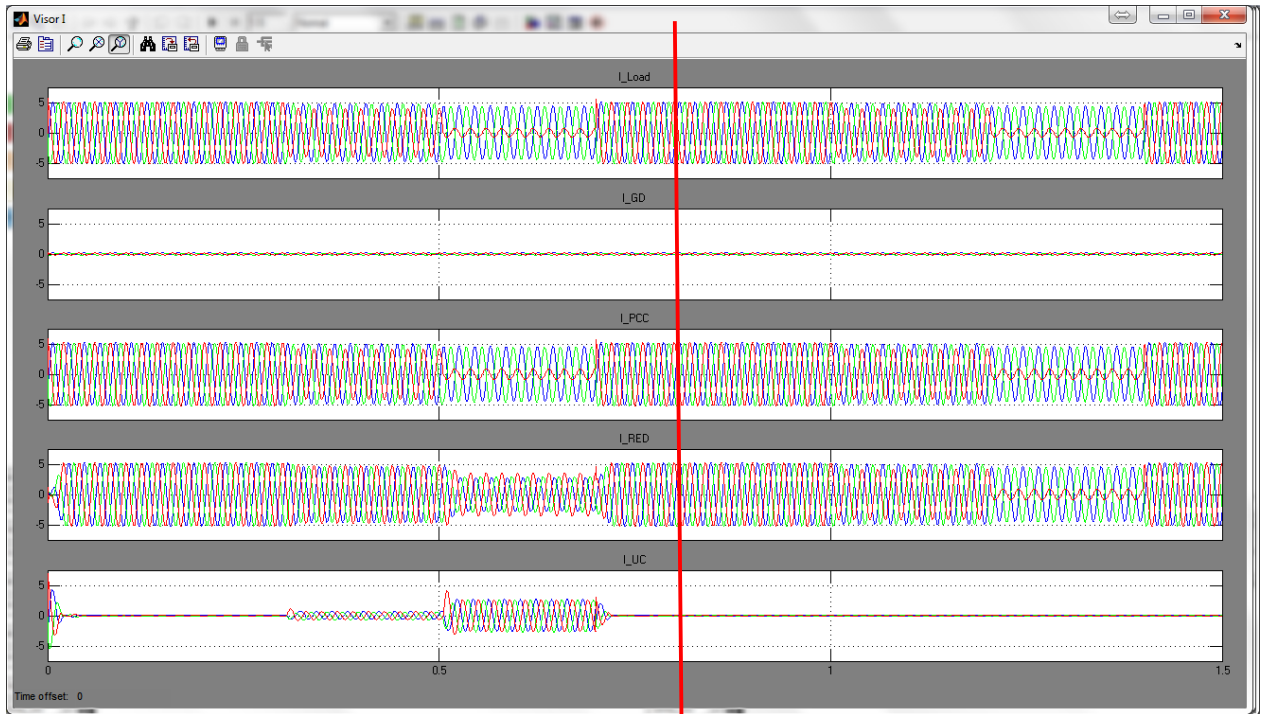


Figura 5.5: Caso 1.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

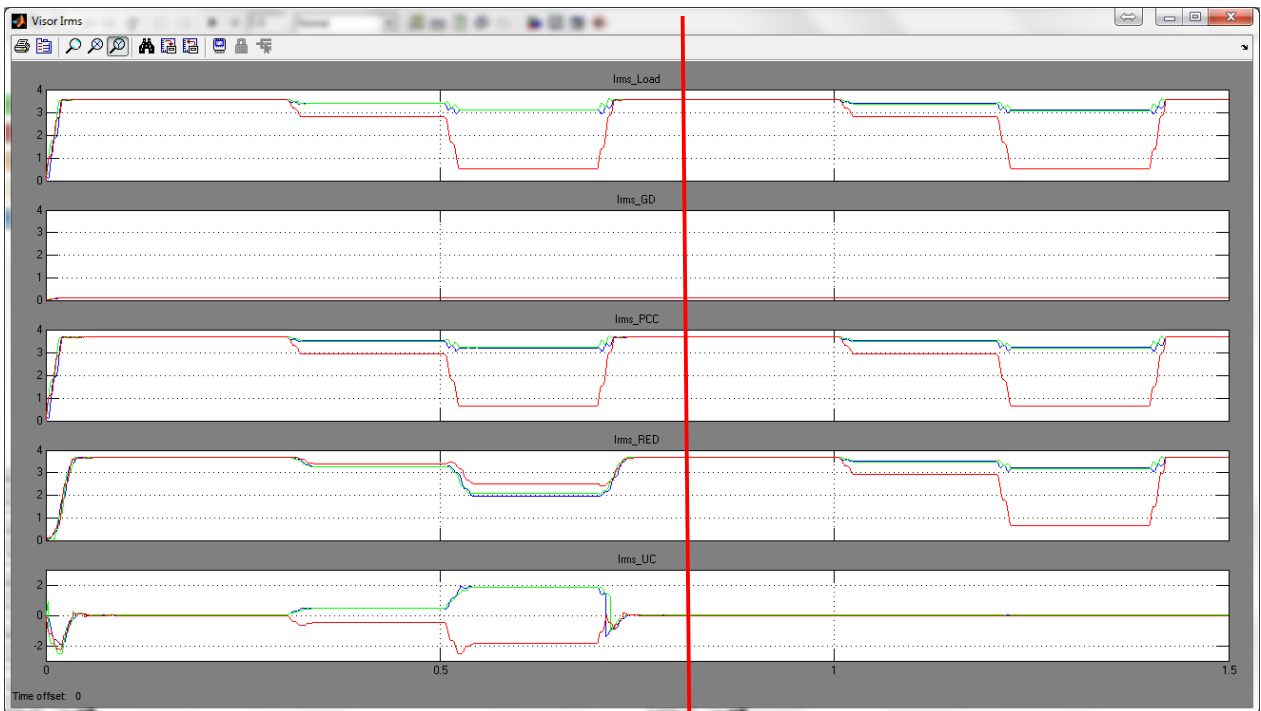


Figura 5.6: Caso 1.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se visualiza claramente el aporte que realiza el equipo compensador, ya que desde el punto de vista de la red, los cambios de carga se ven reflejados de forma más o menos pareja en cada fase, en cambio sin la presencia de este se observa una clara diferencia en cada fase.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

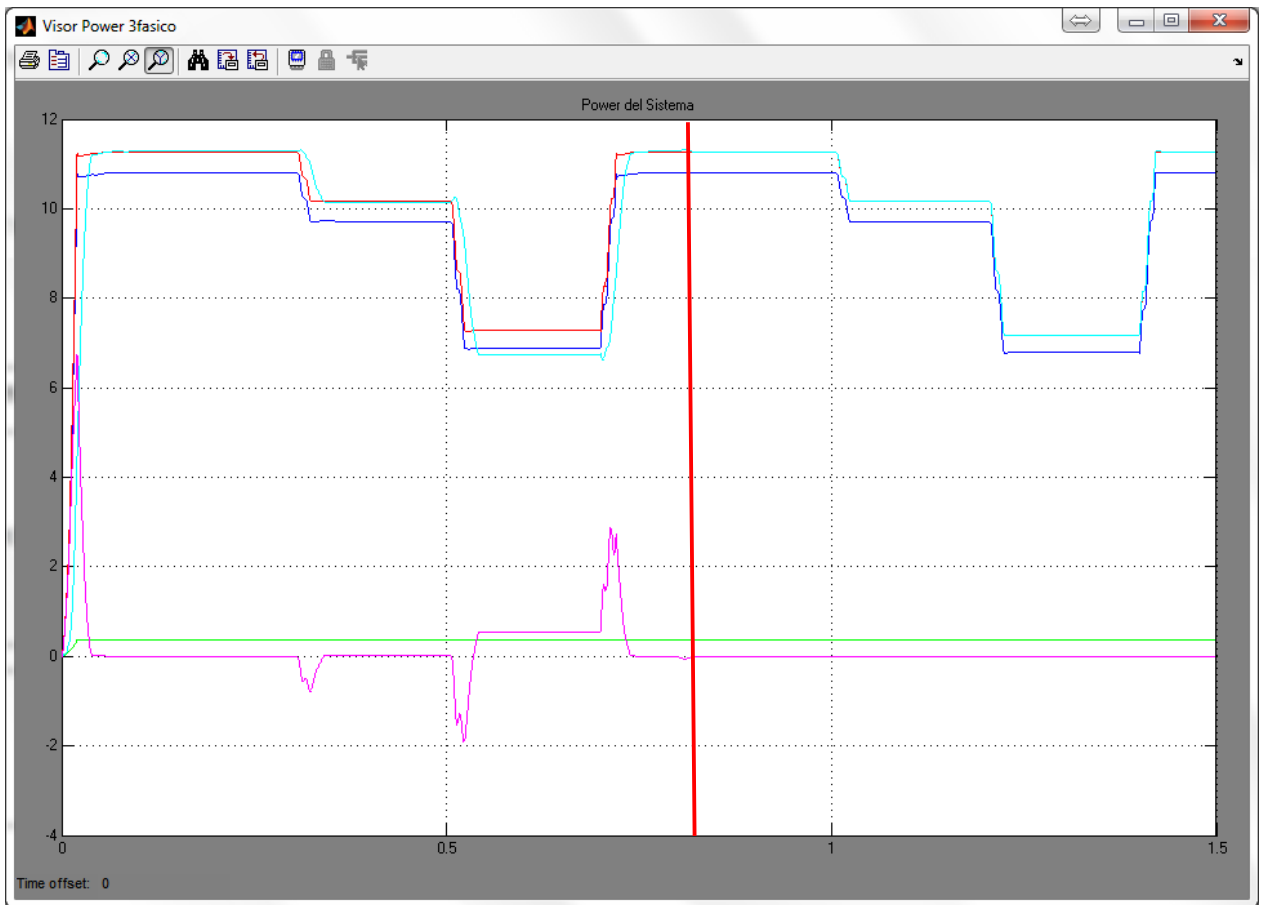


Figura 5.7: Caso 1.1– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

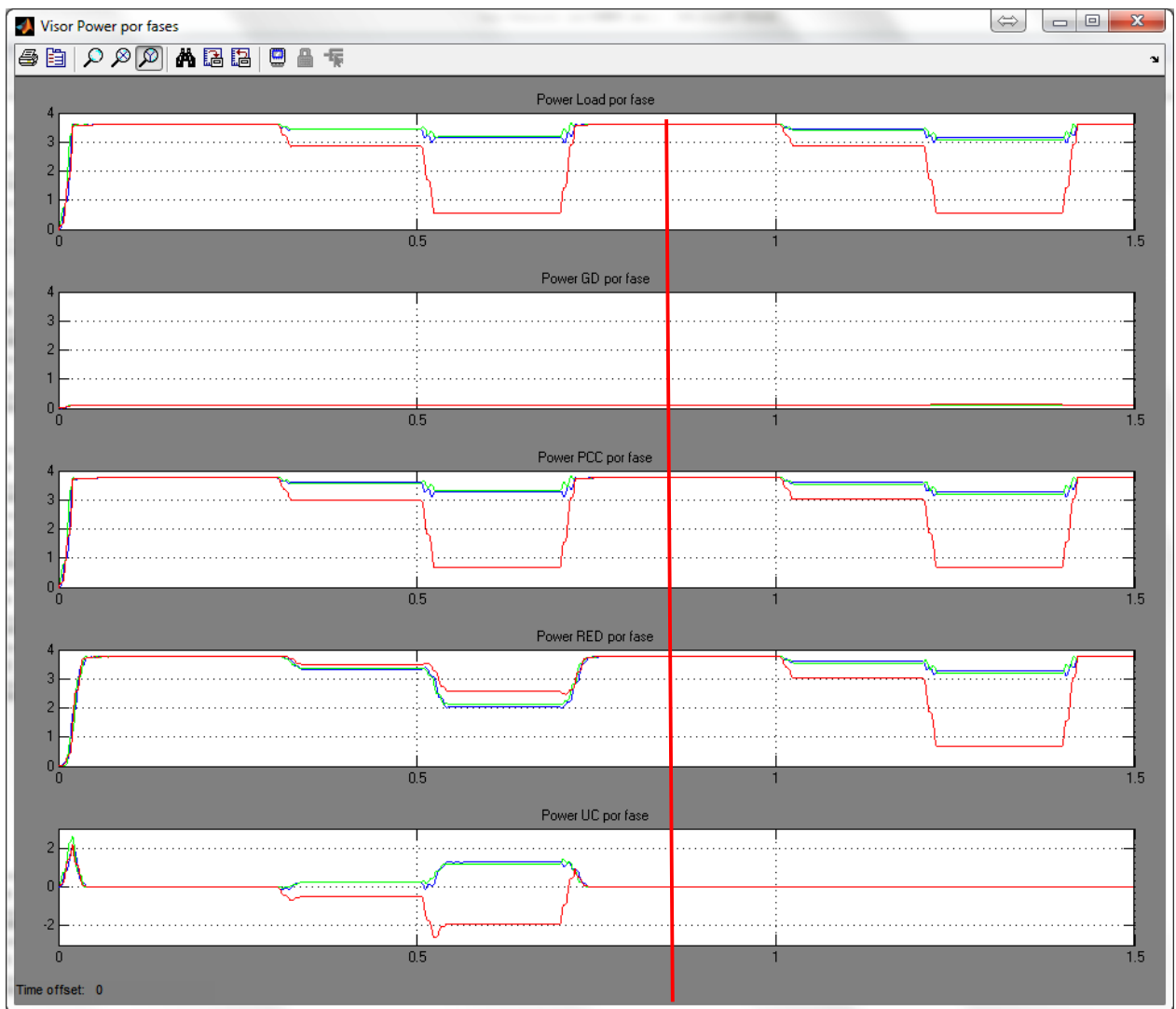


Figura 5.8: Caso 1.1– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

A partir de las figuras anteriores, se puede distinguir que gracias al equipo compensador, desde el punto de vista de la red, los cambios de carga se reflejan en la red en forma más suaves, además de más equilibrados entre fases, en comparación al momento sin compensación. Esto gracias a la velocidad de respuesta del equipo.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

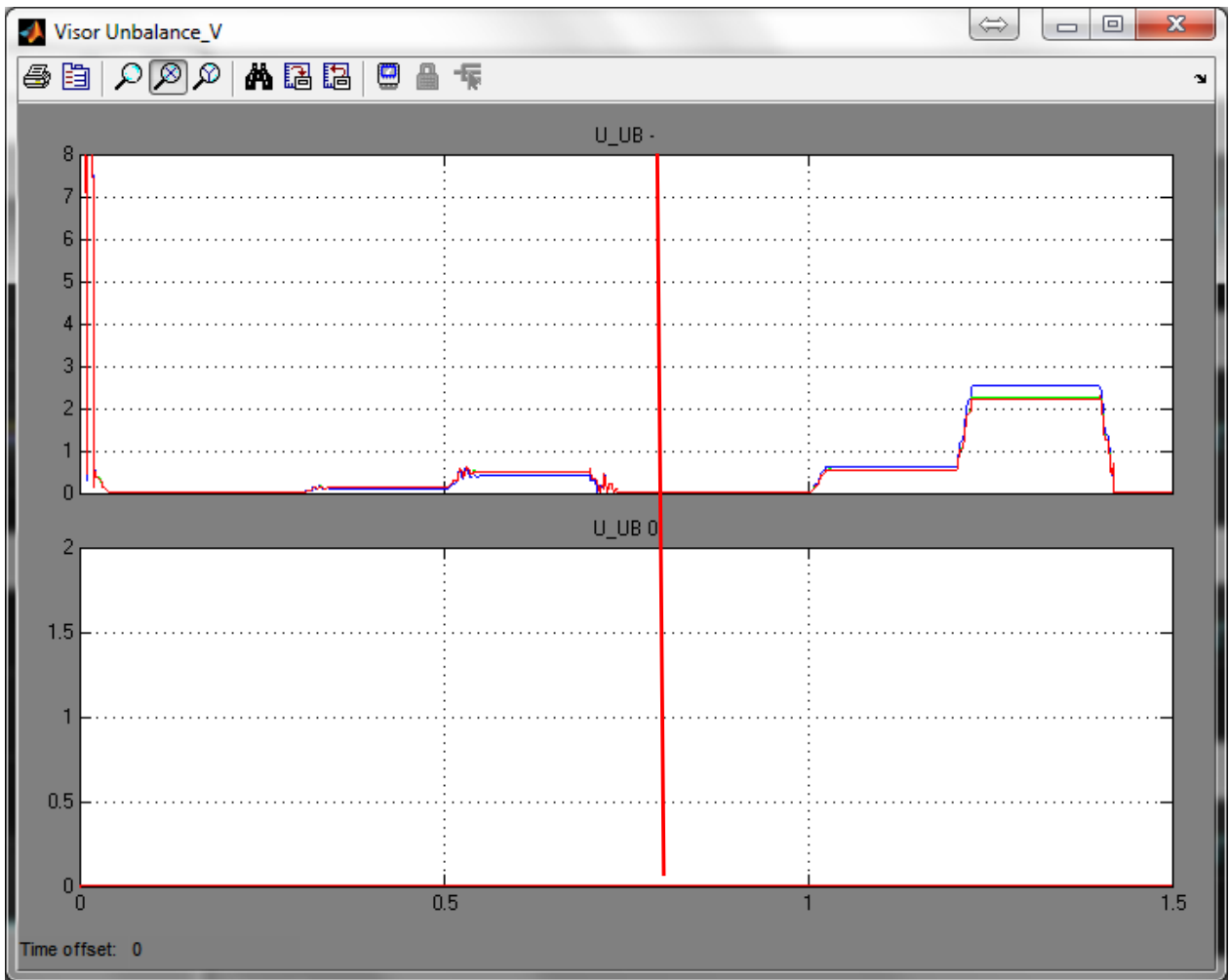


Figura 5.9: Caso 1.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que con equipo el nivel de desbalance es en torno al 0.5%, mientras que el peor caso sin equipo no cumple la norma, superándola con un valor del 2.22%.

5.2.2.2. Caso 1 – Escenario 2

El Escenario 2 contempla la extensión del alimentador a 40 km, manteniéndose sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo

compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

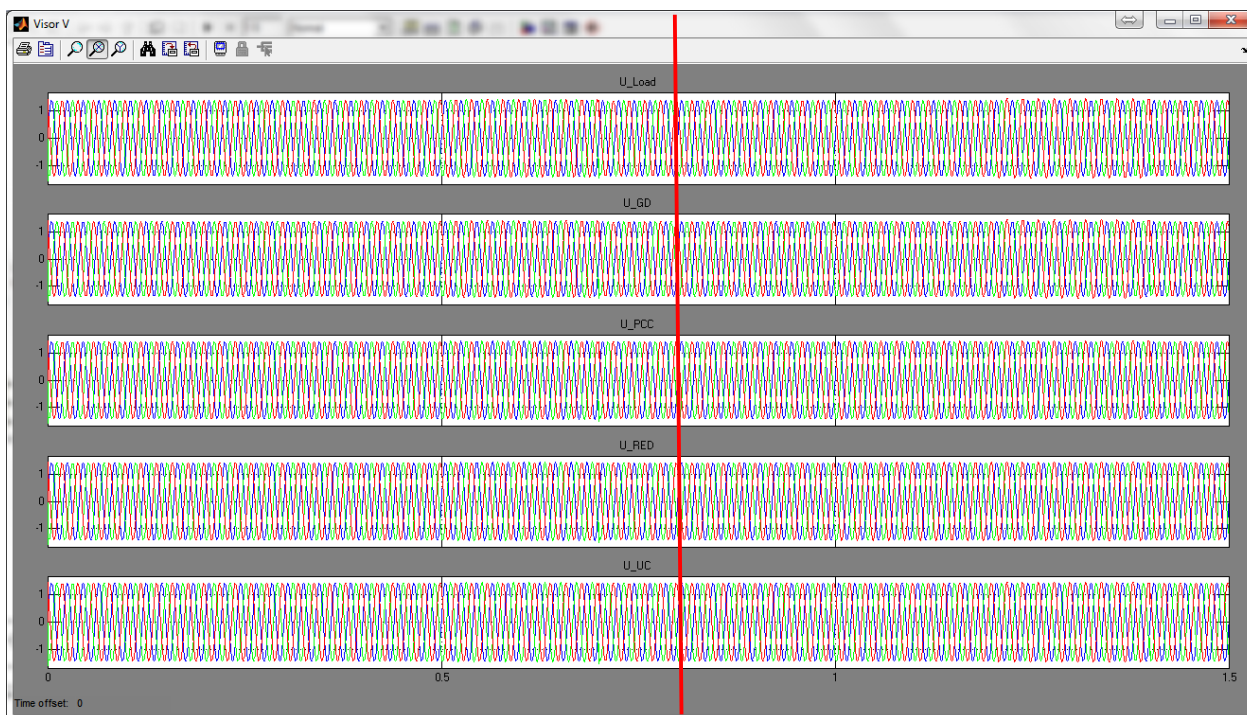


Figura 5.10: Caso 1.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

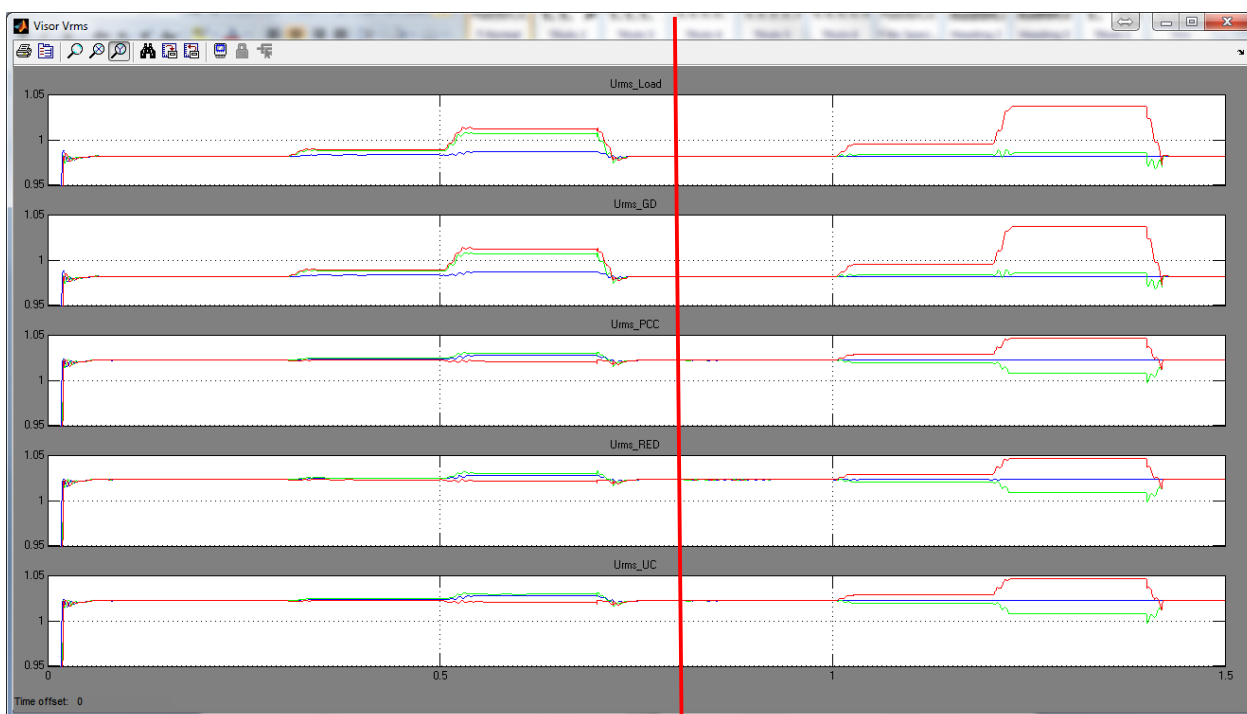


Figura 5.11: Caso 1.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que el aumento del largo de la línea repercute en el aumento de la diferencia máxima entre voltajes fase-fase, con respecto al escenario 1, en la barra de los consumos (Load), aumentando a 0.03 pu con compensación, pero duplicando este valor (0.06 pu) sin esta. En cambio al inicio del alimentador (barra RED), se mantienen en forma similar al escenario anterior con la acción del equipo compensador.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

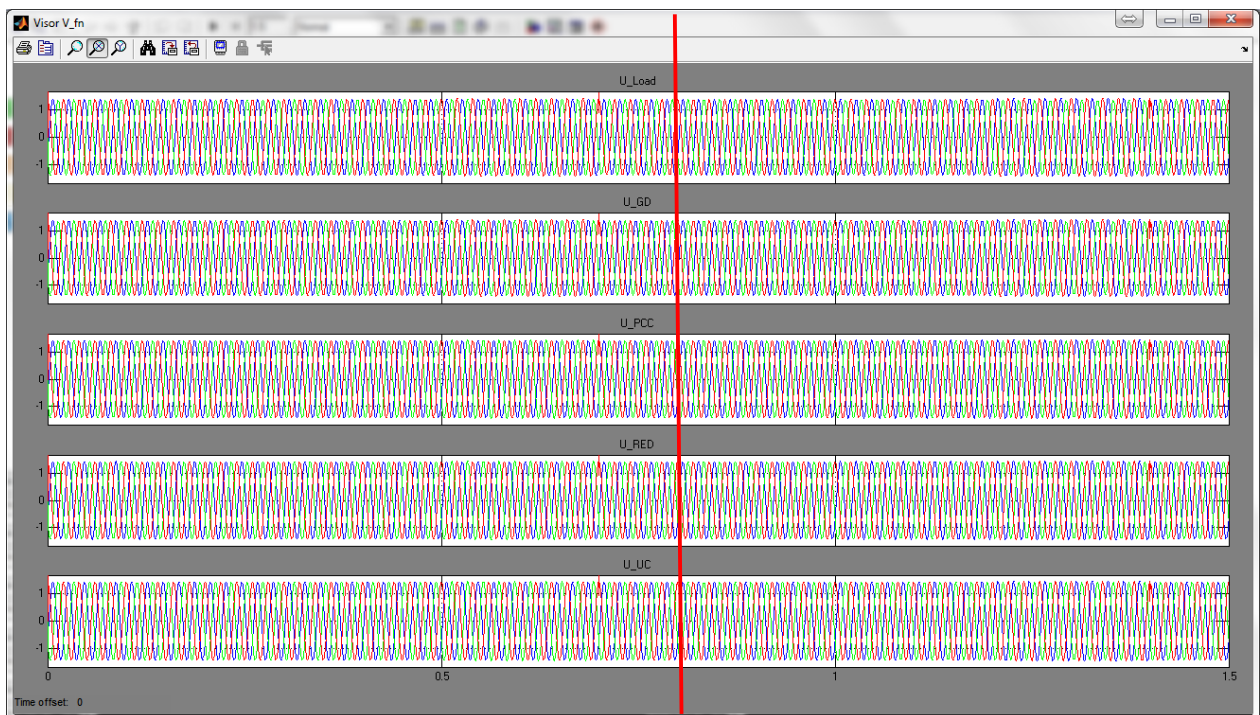


Figura 5.12: Caso 1.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

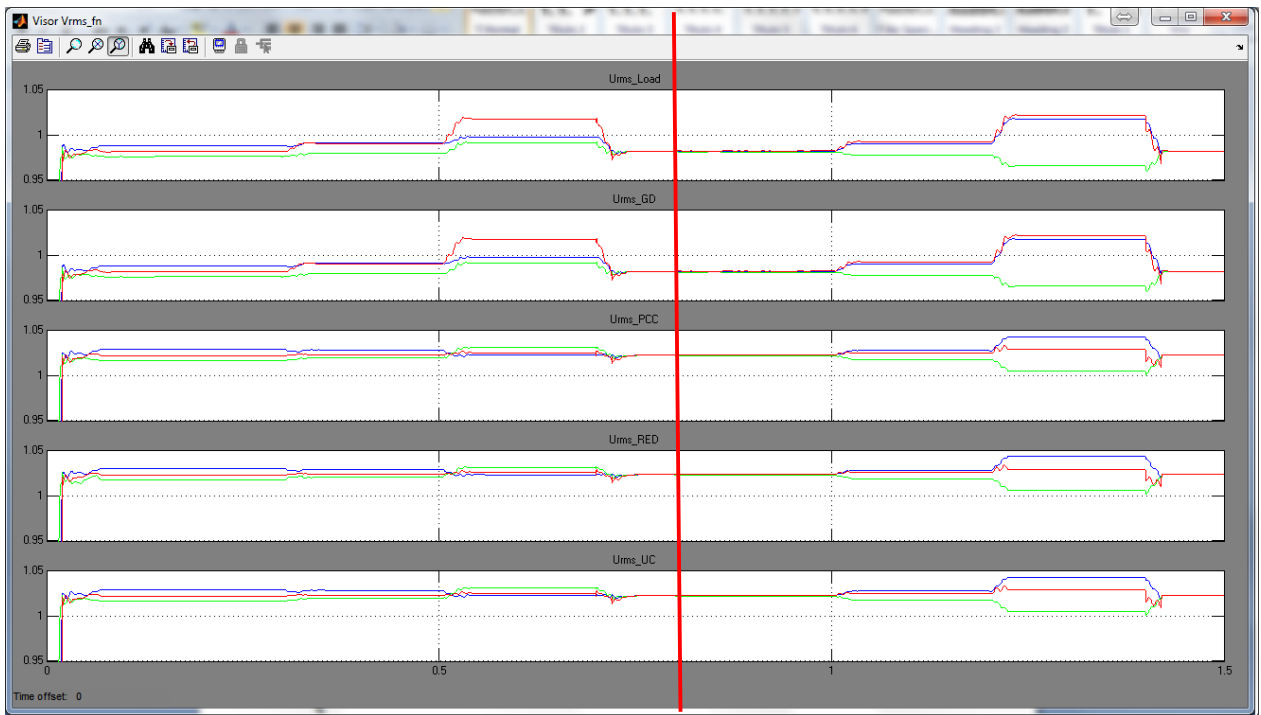


Figura 5.13: Caso 1.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa un comportamiento similar al descrito con voltajes fase-fase con y sin la presencia de equipo compensador.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

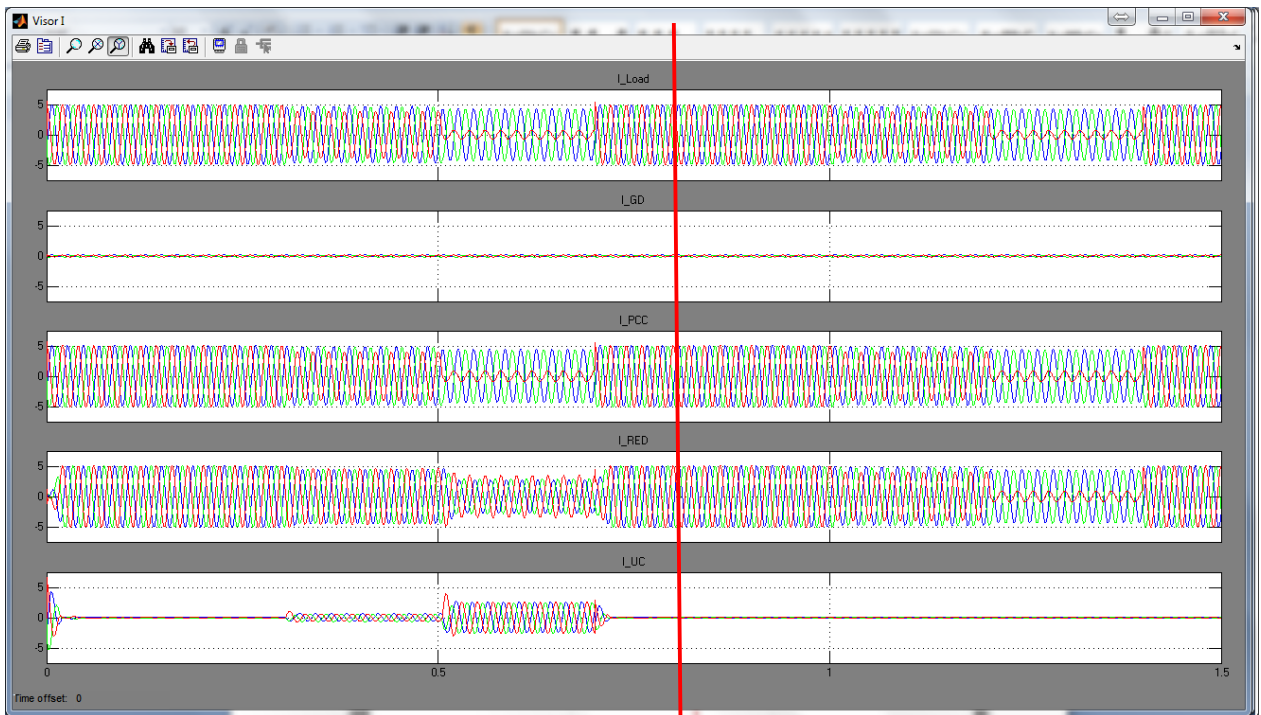


Figura 5.14: Caso 1.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

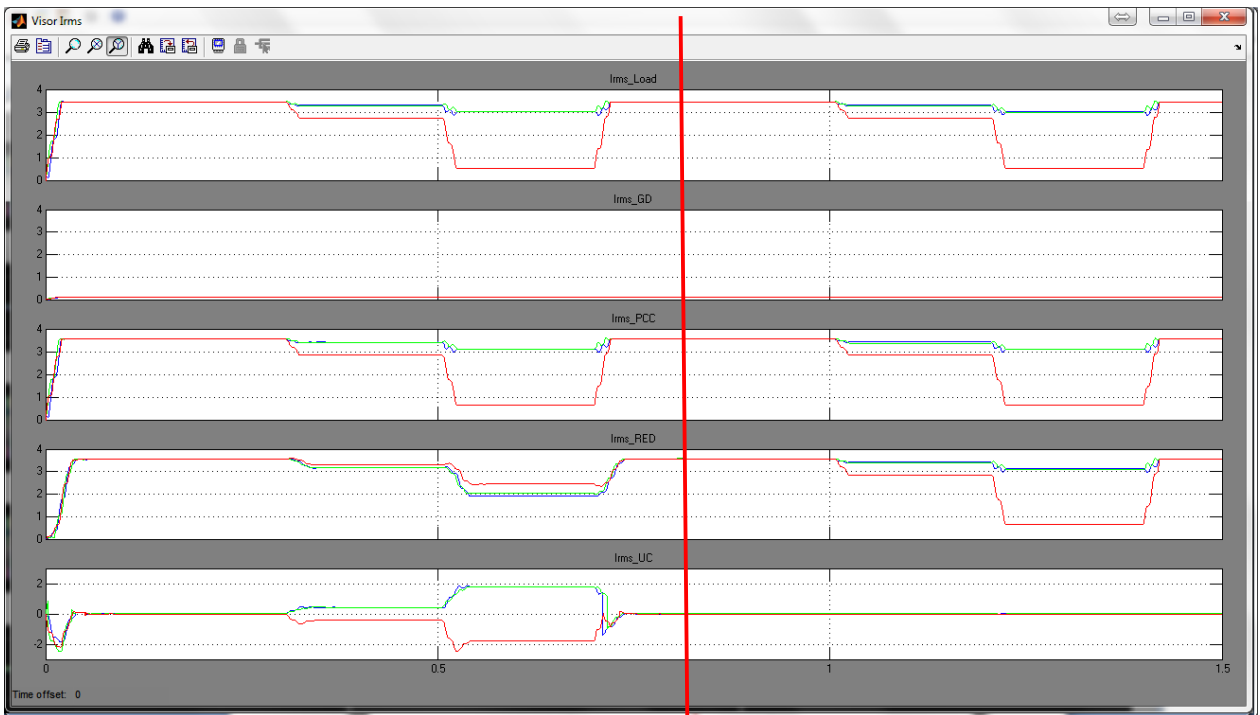


Figura 5.15: Caso 1.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa claramente el aporte del equipo compensador en el suavizado de las pendientes y balanceo de corrientes entre fases. Lo anterior fuertemente marcado en la barra RED, lográndose el objetivo buscado.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

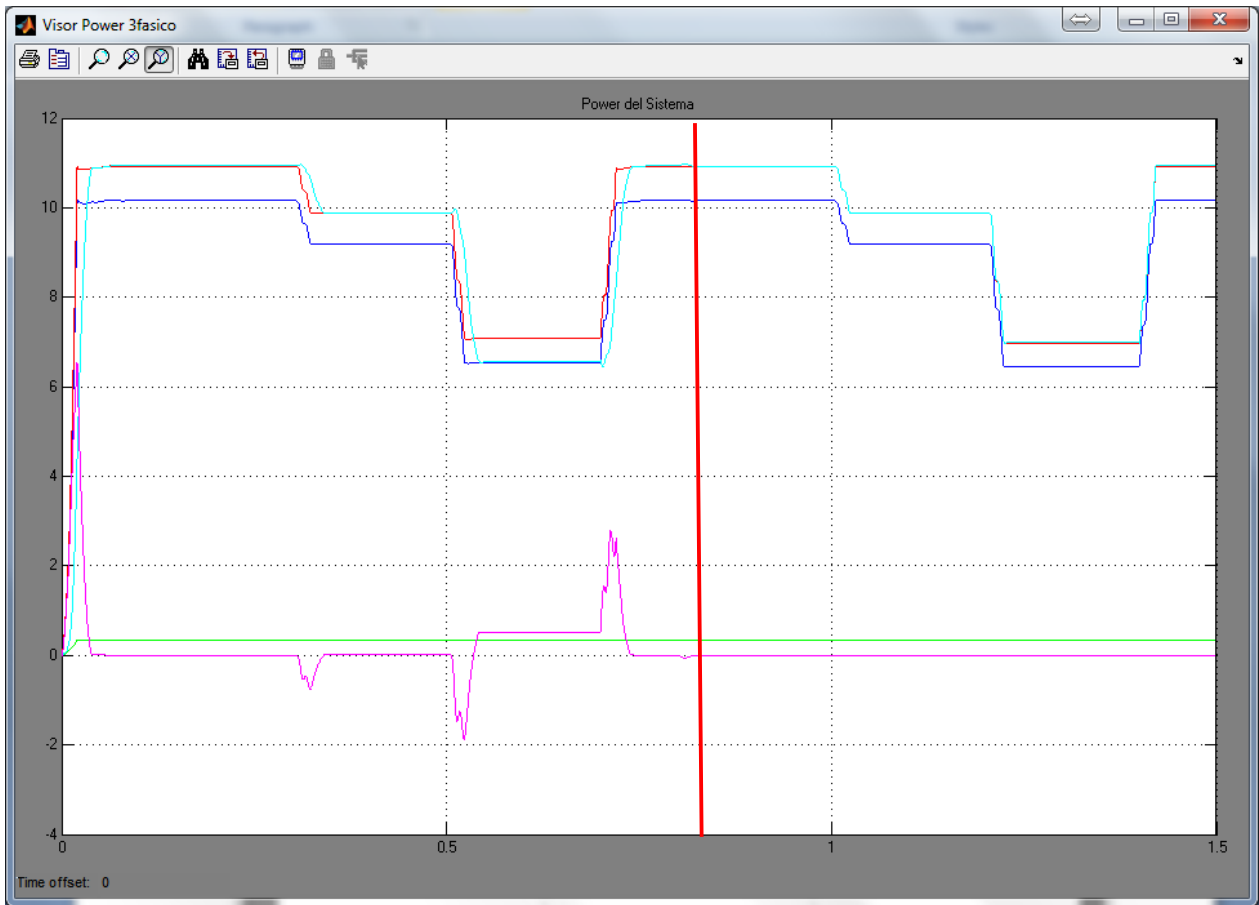


Figura 5.16: Caso 1.2– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa de forma similar al escenario 1, la transferencia de potencia trifásica desde el equipo compensador a la red, logrando suavizar los escalones desde el punto de vista de la red, además de ayudar a nivelar las cargas entre fases, tal como se muestra en la Figura 5.8, en donde se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

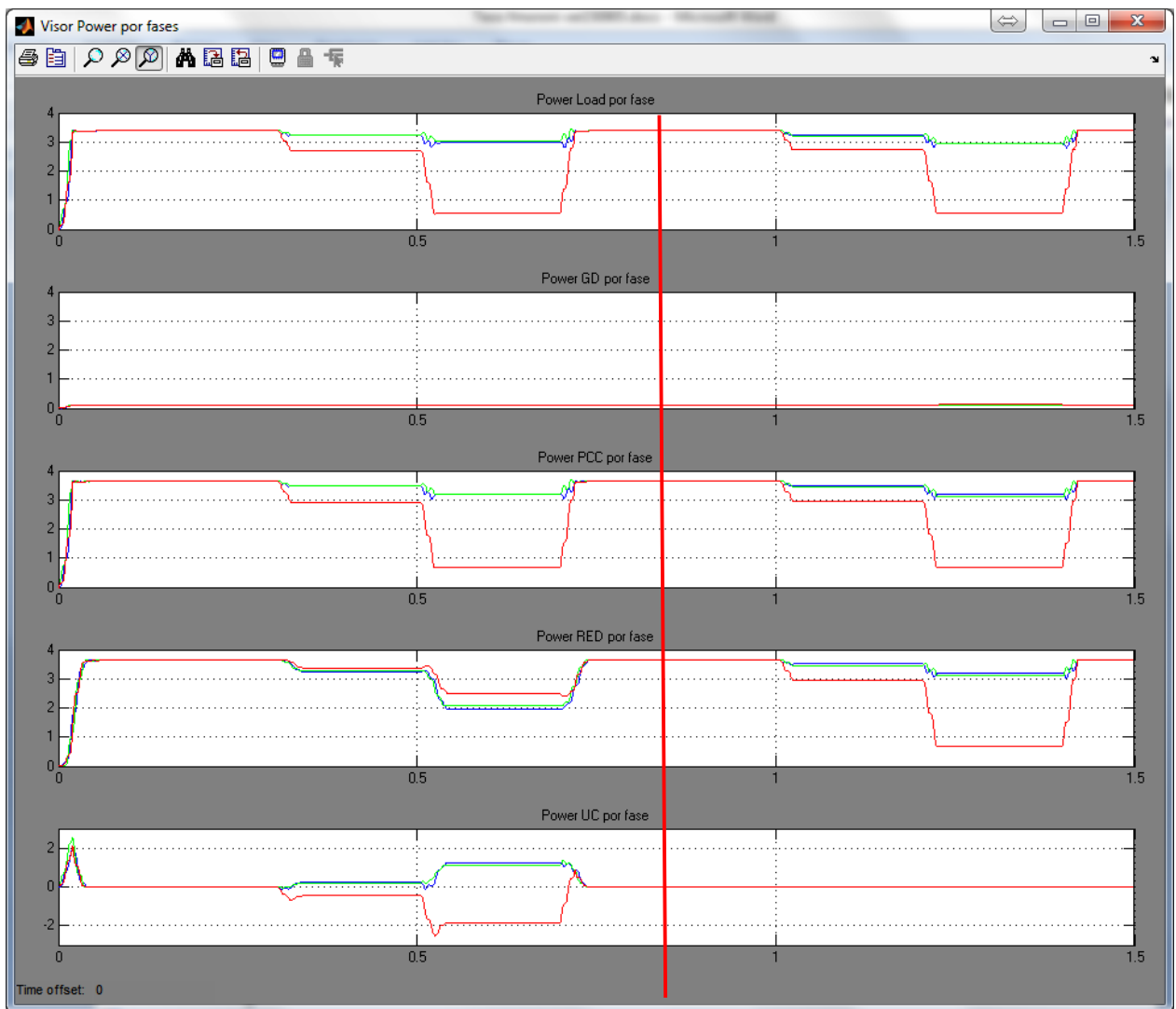


Figura 5.17: Caso 1.2– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

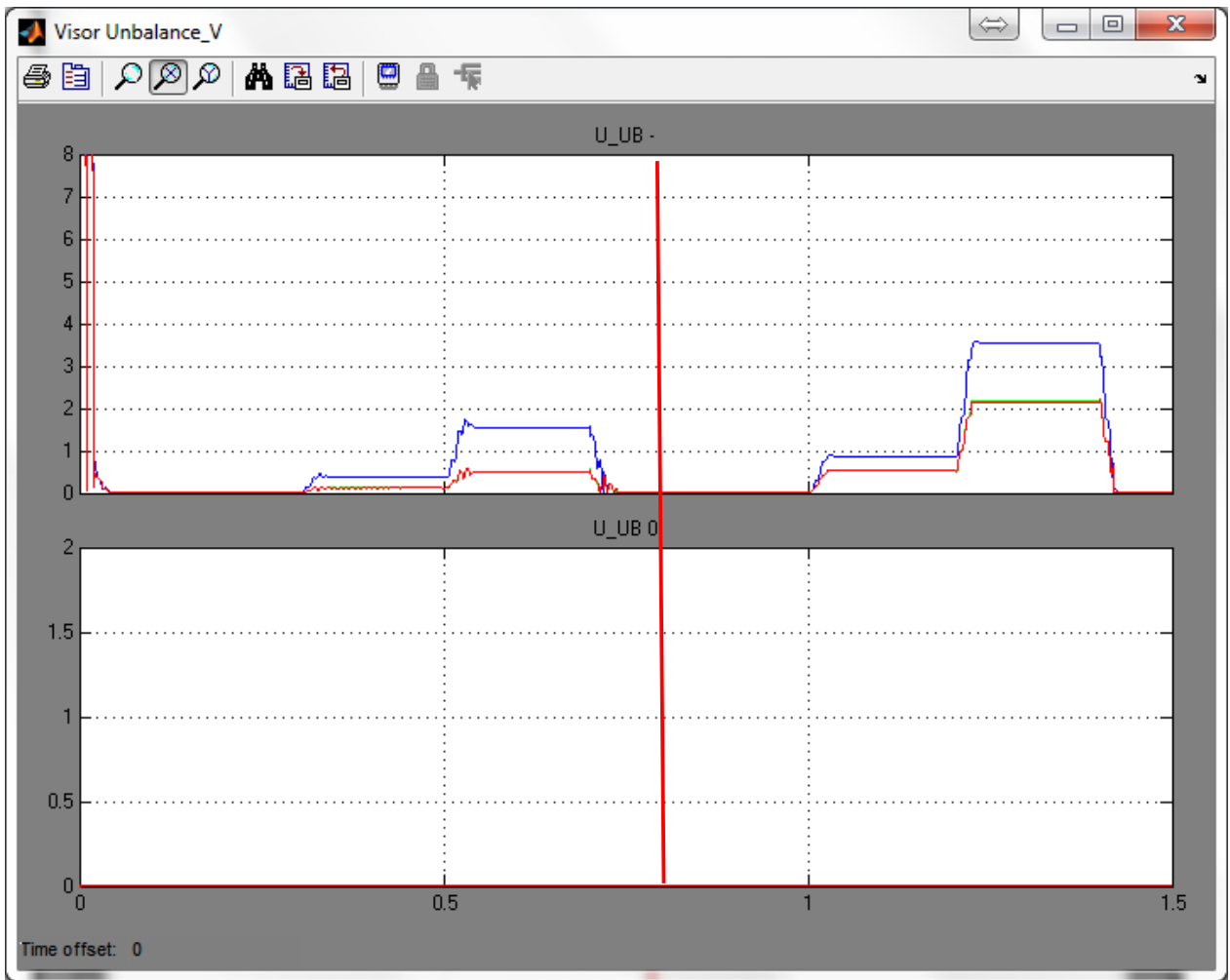


Figura 5.18: Caso 1.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que el efecto de aumentar el largo del alimentador repercute en la capacidad del equipo para compensar el desbalance en la barra más lejana, pero de todas formas logrando mantenerlo dentro de los niveles permitidos, en cambio sin el equipo prácticamente en todas las barras existe problema de desbalance en el escalón más agresivo.

5.2.2.3. Caso 1 – Escenario 3

El Escenario 3 contempla la extensión original del alimentador, ie, 10 km, incorporando generación distribuida en fase A entre los consumos de valor 460 kW.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

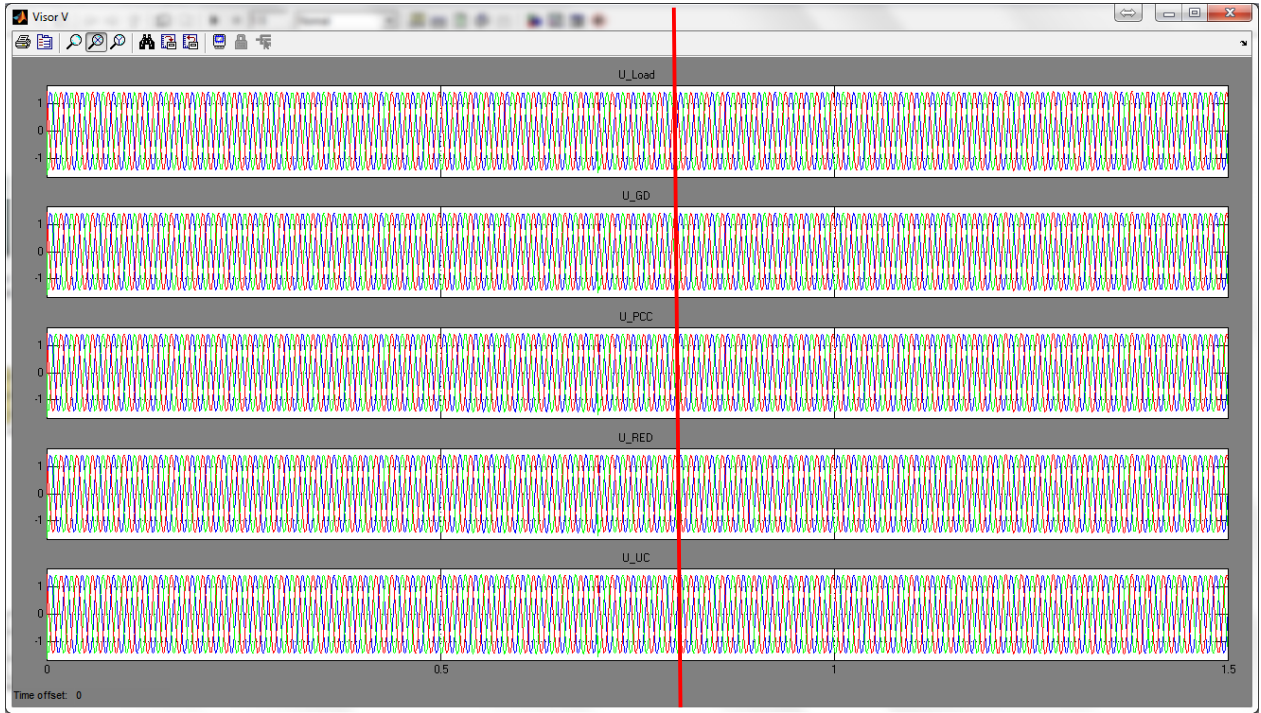


Figura 5.19: Caso 1.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

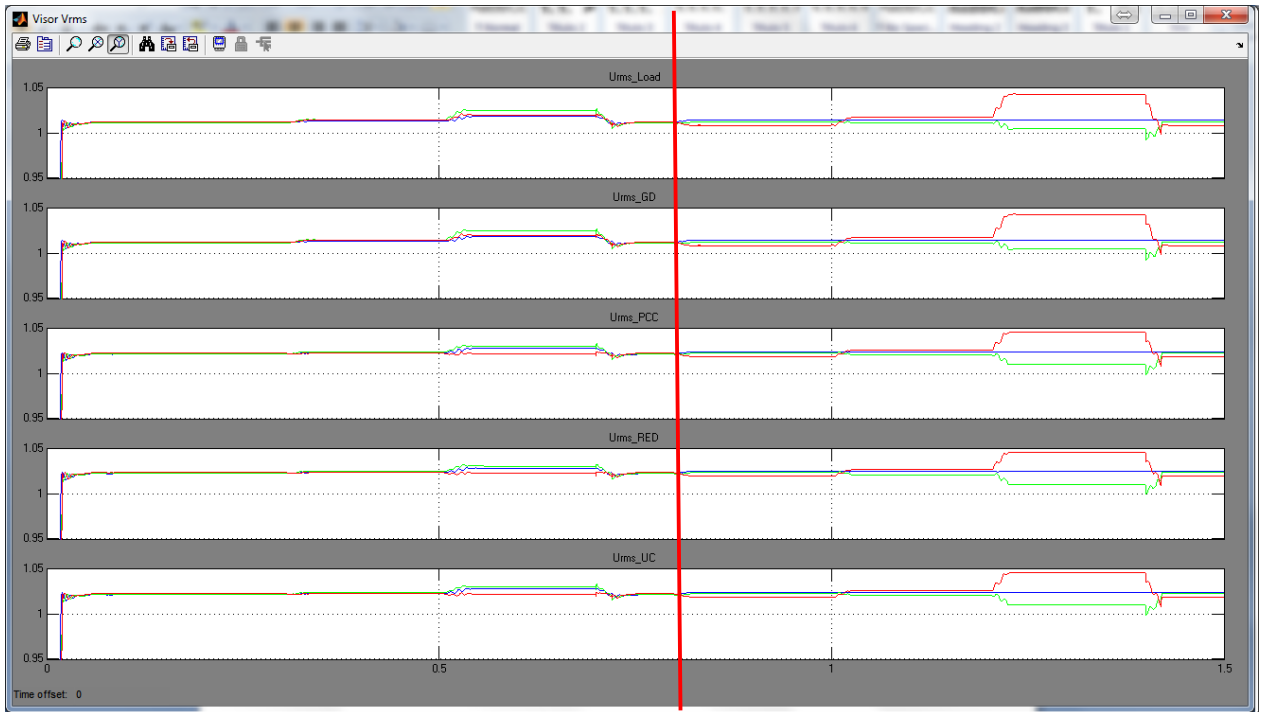


Figura 5.20: Caso 1.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa un comportamiento similar al escenario 1 con el equipo compensador, y una leve mejora sin este, dado que la generación monofásica ayuda en este caso en particular a compensar.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

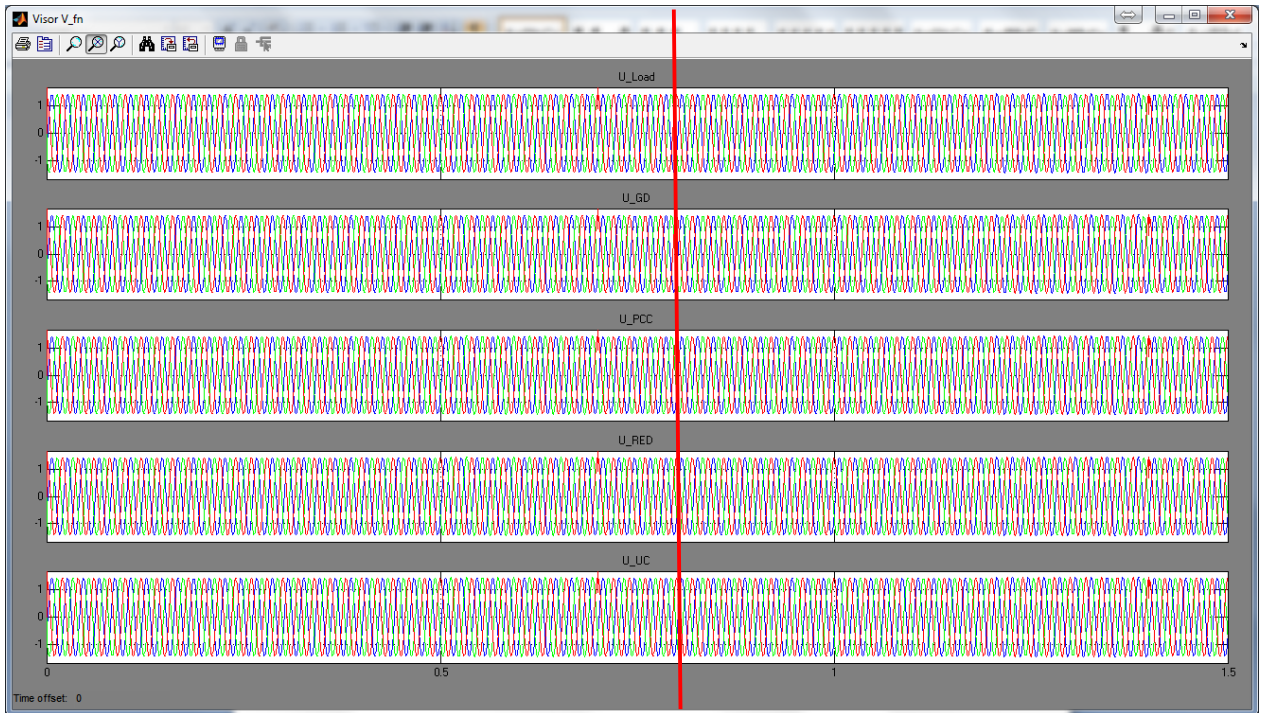


Figura 5.21: Caso 1.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

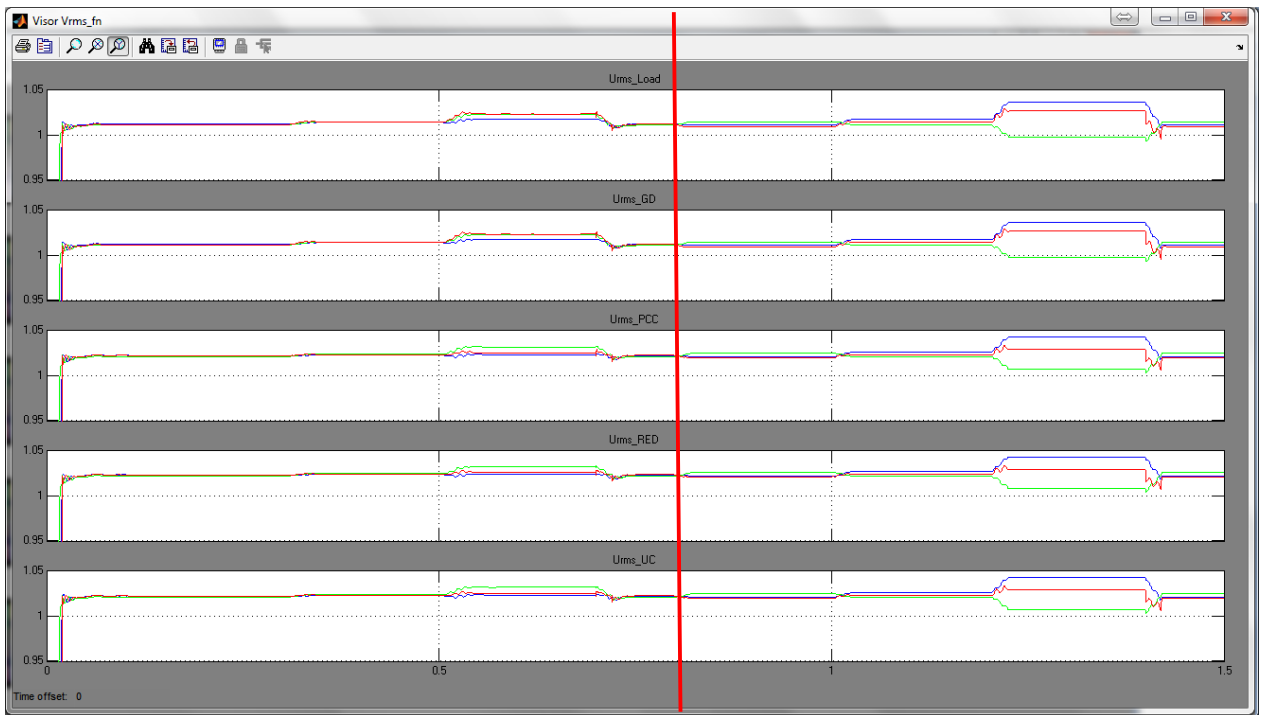


Figura 5.22: Caso 1.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Al igual que en los casos de voltaje fase-fase, el comportamiento es parecido a lo visto en el escenario 1 con equipo, y un poco mejor sin compensación gracias al efecto del generador distribuido monofásico en la fase A.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

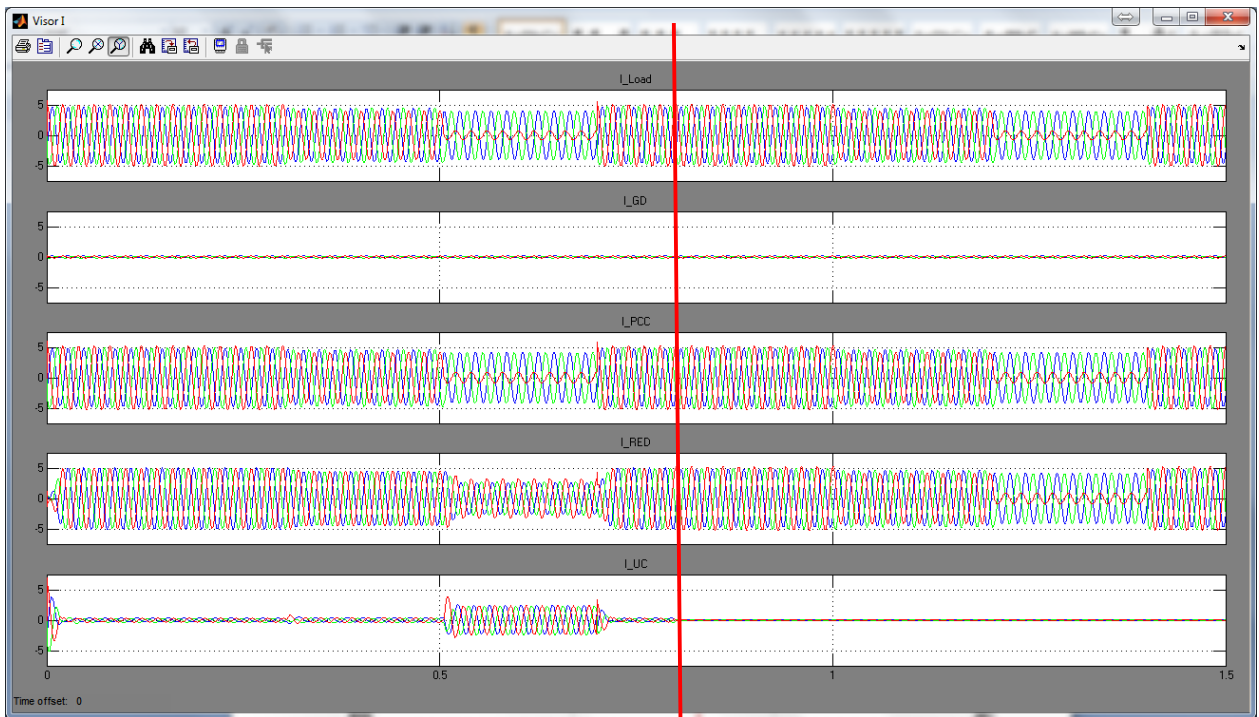


Figura 5.23: Caso 1.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

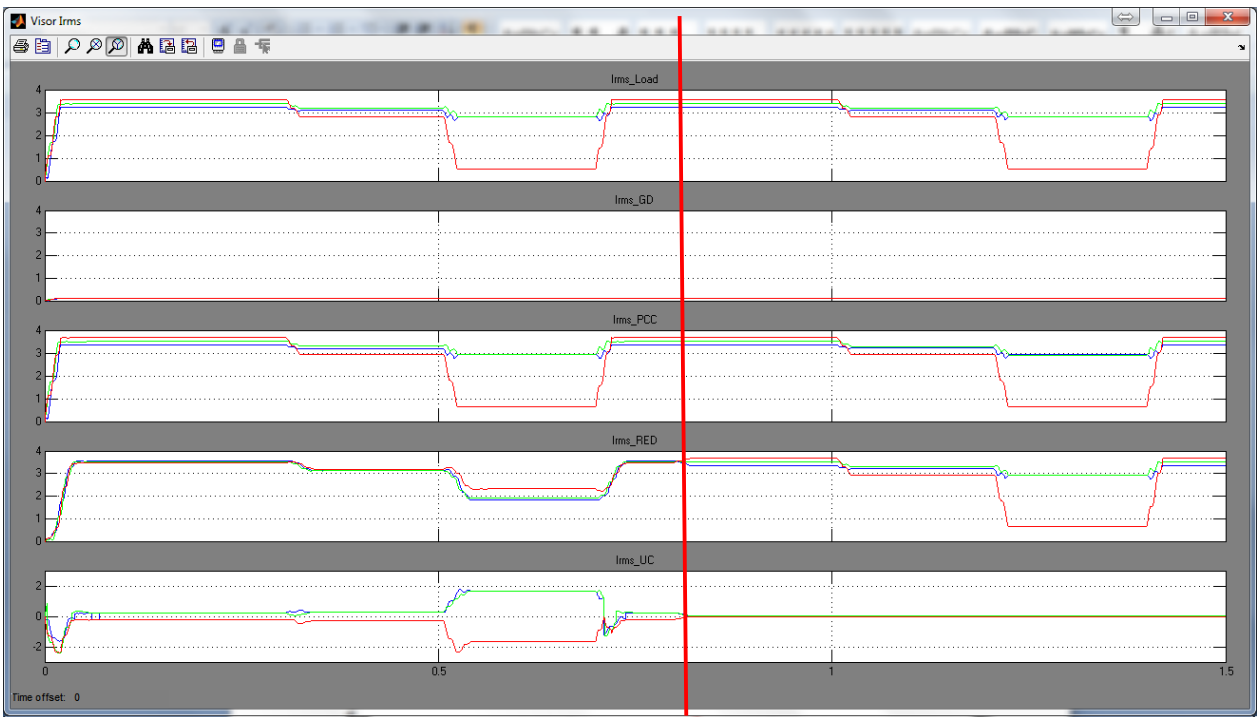


Figura 5.24: Caso 1.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

De forma similar a los voltajes, las corrientes tienen un comportamiento similar al escenario 1.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

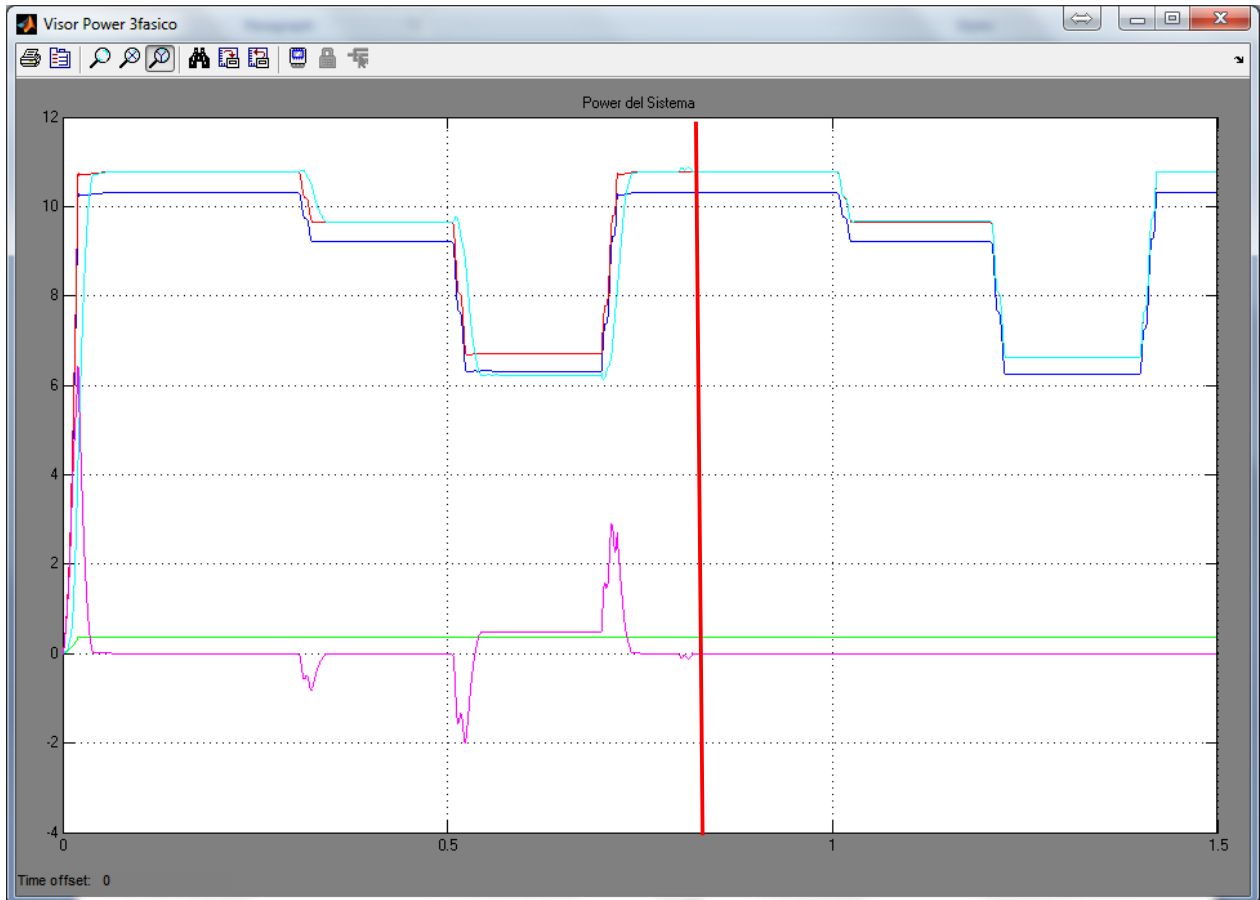


Figura 5.25: Caso 1.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

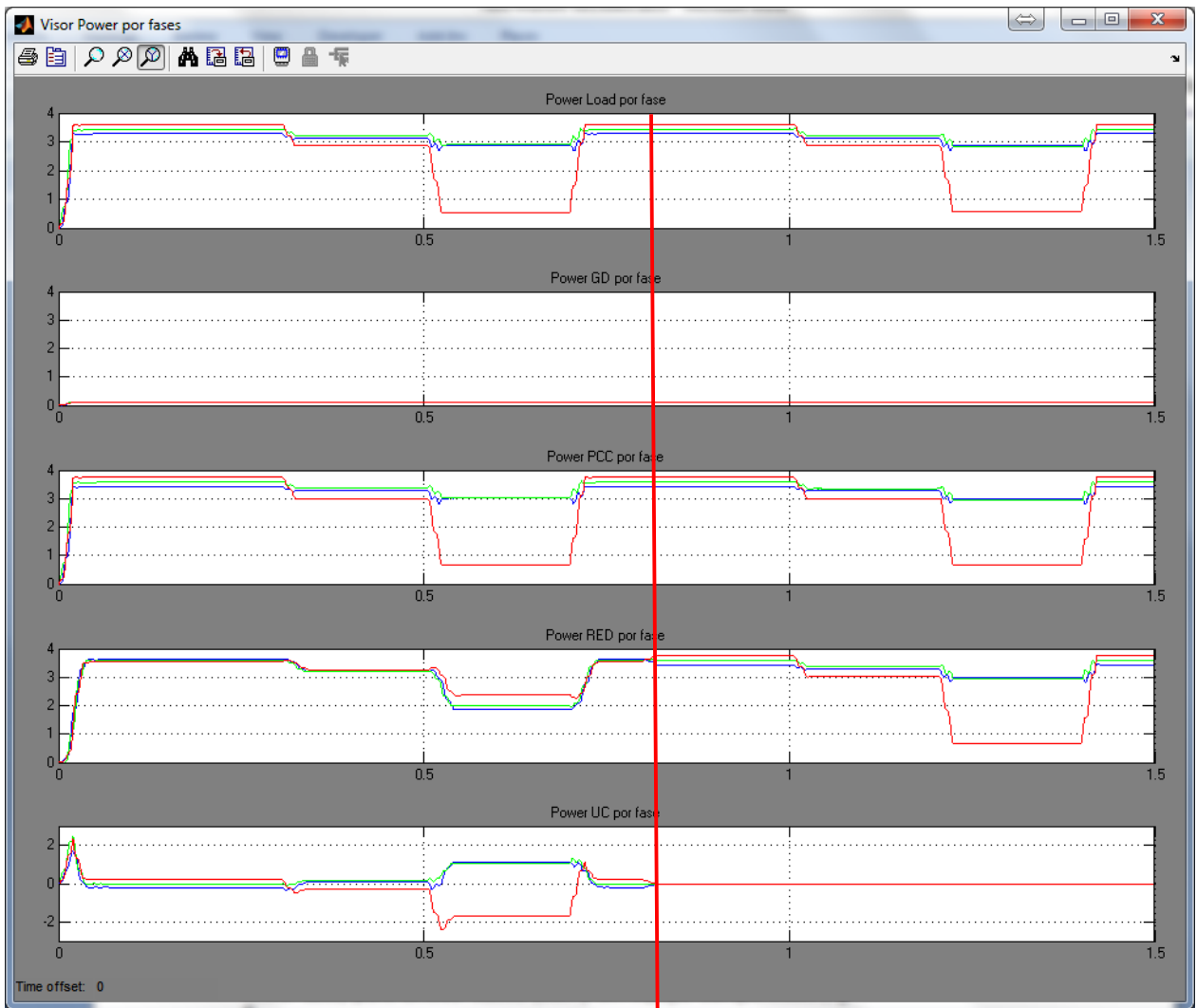


Figura 5.26: Caso 1.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Desde el punto de vista de los aportes en potencia, se observa que gracias a la presencia de la generación distribuida en la zona de consumos, el equipo compensador debe entregar menos potencia a la red respecto al escenario 1.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumos (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

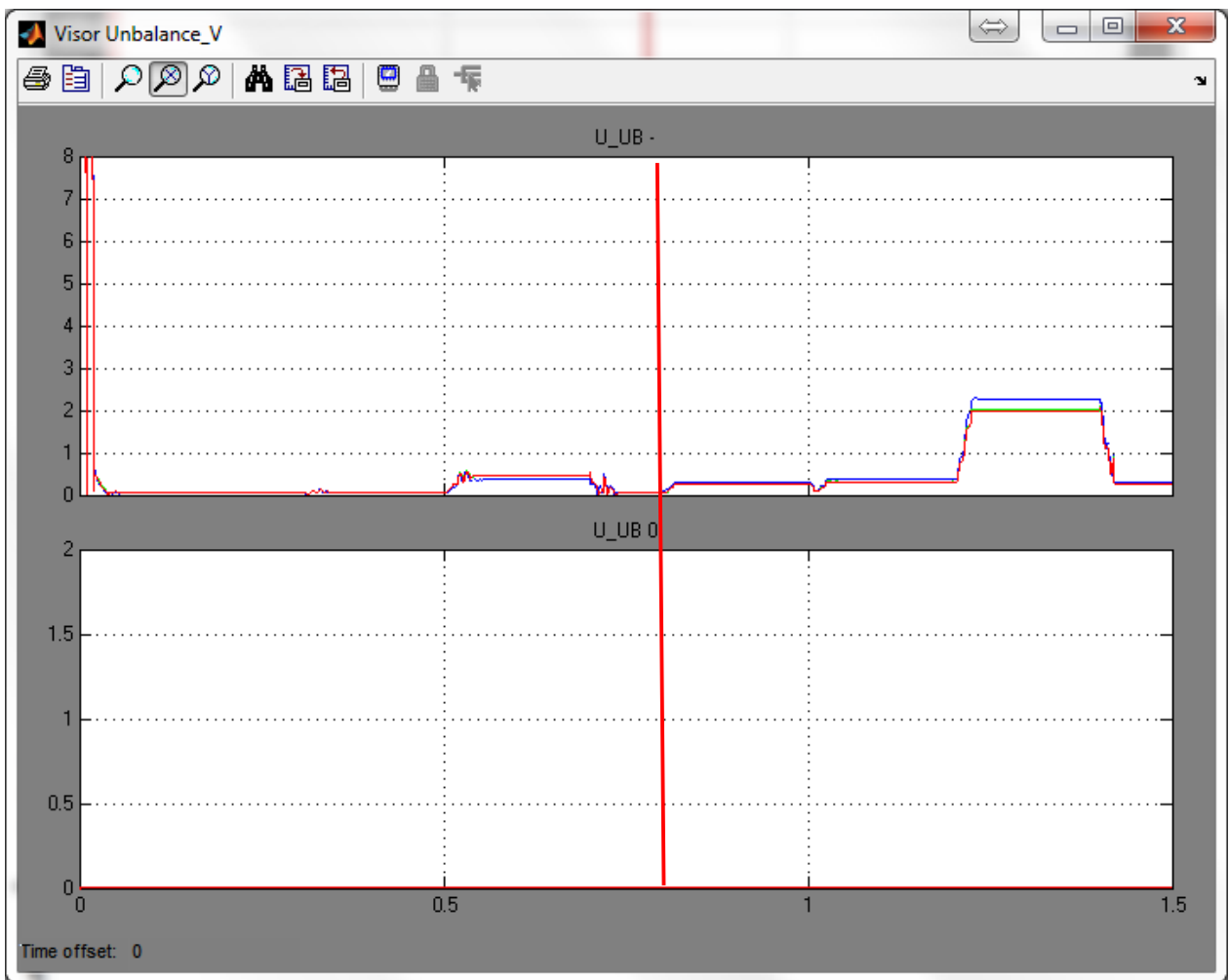


Figura 5.27: Caso 1.3 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Similar al escenario 1, se observa que la presencia de la compensación permite que en todo momento se esté muy por debajo de la norma, en cambio sin esta, en el peor caso se tiene valores levemente superiores al 2%, 2,27% en la barra de consumo.

5.2.3. Análisis de resultados

Al observar los resultados de las simulaciones para este caso, primero que todo, se observa que a nivel de compensación de desbalance, con el equipo compensador en funcionamiento, se obtienen muy buenos índices de desbalance, pues se encuentran por debajo de 0.5% con ambos escalones en todos los escenarios, salvo en el escenario 2, en el que con el segundo escalón se eleva un poco a 1.5%. En cambio, contrastado con la operación sin equipo, con el primer escalón se sobrepasa el 0.5% en la mayoría de las barras en los 3 escenarios, y para el segundo escalón se supera el límite de la norma 2% en todas las barras, llegando incluso a 3,55% en el peor de los casos, resultado que satisface el objetivo de reducir el nivel de los desbalances de tensión del equipo compensador.

A nivel de tensión, se observa que tanto en fase-fase como en fase-neutro, al trabajar con el compensador conectado, claramente están casi todas las fases en el mismo nivel, una diferencia en torno al 2% en el peor de los casos, en cambio, sin el equipo, hay fases que alcanzan valores en torno a un 5% sobre el valor nominal.

Desde el punto de vista de las corrientes, se observa en todos los escenarios que el equipo las compensa, aportando lo necesario en cada fase, ofreciendo desde el punto de vista de la red un aumento balanceado, lo que es una clara señal de que además de compensar el desbalance, permite a la red aumentar los tiempos de reacción a estos, pues entrega un aumento de requerimiento suave, lo que en la práctica ayudará a disminuir picos y transientes en la tensión, pues estos los absorbe el equipo compensador y su control.

Observando el requerimiento de potencia del equipo compensador, pese a que los escalones en la carga son de alrededor de 1 MW el primero y 3 MW el segundo, desde el punto de vista trifásico el equipo entrega alrededor de 0.5 MW como máximo a la red, pero si se observan las fases en algunas hay inyección y en otras retiro de valores en torno a 1.2 MW como máximo, lo que refleja que el equipo no requiere de una gran capacidad de almacenamiento de energía, sino más bien que realiza un balance entre fases coordinado.

Por último, se observa que al tener una red más débil en el escenario 2, los niveles de desbalance de tensión en la carga aumentan considerablemente, mientras que en la barra RED y PCC se mantienen (o incluso disminuyen) respecto al escenario 1. Con más generación distribuida en la carga (escenario 3), los requerimientos de potencia del equipo compensador se ven disminuidos, al igual que los niveles de desbalance de tensión en general. Cabe mencionar que en los 3 escenarios, cuando el equipo compensador está operativo, los niveles de desbalance se mantienen dentro de las normas.

Tabla 5.1: Resumen indicadores relevantes para Caso 1

Barra	Indicador	Instante	Unidad	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora
Red	Desbalance Tensión	base	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.27	0.21
		1er escalón	%	0.12	0.55	0.43	0.12	0.52	0.40	0.07	0.32	0.25
		2do escalón	%	0.51	2.22	1.71	0.49	2.15	1.66	0.46	2.00	1.54
	Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.03	1.05	0.02	1.03	1.05	0.02	1.03	1.05	0.02
		Mínima	pu	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01
	Corriente	Máxima	pu	3.67	3.67	0.00	3.56	3.56	0.00	3.55	3.68	0.13
		Mínima	pu	1.97	0.66	-1.31	1.92	0.65	-1.27	1.83	0.66	-1.17
	PCC	Desbalance Tensión	base	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.28
1er escalón			%	0.12	0.56	0.44	0.12	0.53	0.41	0.07	0.32	0.25
2do escalón			%	0.52	2.25	1.73	0.50	2.17	1.67	0.46	2.01	1.55
Tensión fase-fase		Máxima	pu	1.03	1.05	0.02	1.03	1.05	0.02	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01
Tensión fase-neutro		Máxima	pu	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.01	-0.01
Corriente		Máxima	pu	3.67	3.67	0.00	3.56	3.56	0.00	3.69	3.68	-0.01
		Mínima	pu	0.65	0.66	0.01	0.65	0.65	0.00	0.65	0.66	0.01
Load		Desbalance Tensión	base	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.31
	1er escalón		%	0.10	0.63	0.53	0.38	0.87	0.49	0.06	0.36	0.30
	2do escalón		%	0.40	2.54	2.14	1.54	3.55	2.01	0.36	2.27	1.91
	Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.02	1.04	0.02	1.01	1.04	0.03	1.02	1.04	0.02
		Mínima	pu	1.01	1.00	-0.01	0.98	0.98	0.00	1.01	1.00	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.02	1.04	0.02	1.02	1.02	0.00	1.02	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.01	0.99	-0.02	0.98	0.97	-0.01	1.01	1.00	-0.01
	Corriente	Máxima	pu	3.56	3.56	0.00	3.45	3.45	0.00	3.57	3.56	-0.01
		Mínima	pu	0.54	0.54	0.00	0.53	0.53	0.00	0.53	0.54	0.01
	UC	Potencia Trifásica	Máxima	MW	0.55	0.00	-0.55	0.52	0.00	-0.52	0.47	0.00
Mínima			MW	-0.01	0.00	0.01	-0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
Potencia por fases		Máxima	MW	1.27	0.00	-1.27	1.23	0.00	-1.23	1.13	0.00	-1.13
		Mínima	MW	-1.90	0.00	1.90	-1.83	0.00	1.83	-1.70	0.00	1.70
Corriente		Máxima	pu	1.86	0.00	-1.86	1.79	0.00	-1.79	1.66	0.00	-1.66
		Mínima	pu	-1.86	0.00	1.86	-1.79	0.00	1.79	-1.66	0.00	1.66

5.3. Caso 2: GD Desbalanceada, consumo balanceado

5.3.1. Descripción del caso

En este escenario se mantiene un consumo trifásico permanentemente balanceado de 9.5 MW (carga trifásica más las cargas A, B, C1 y C2), junto a la acción de la generación distribuida, de distintas capacidades e inyecciones en cada fase, tal como fuesen detalladas en la sección 4.3.2.

A los 0.8 [s] se apaga el equipo compensador, por lo que se observa el efecto de la generación fotovoltaica distribuida desbalanceada en el alimentador.

5.3.2. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el caso 2, el cual está definido por la presencia de generación distribuida desbalanceada en el alimentador.

5.3.2.1. Caso 2 – Escenario 1

El Escenario 1 contempla un alimentador de largo 10 km sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje Fase-Fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

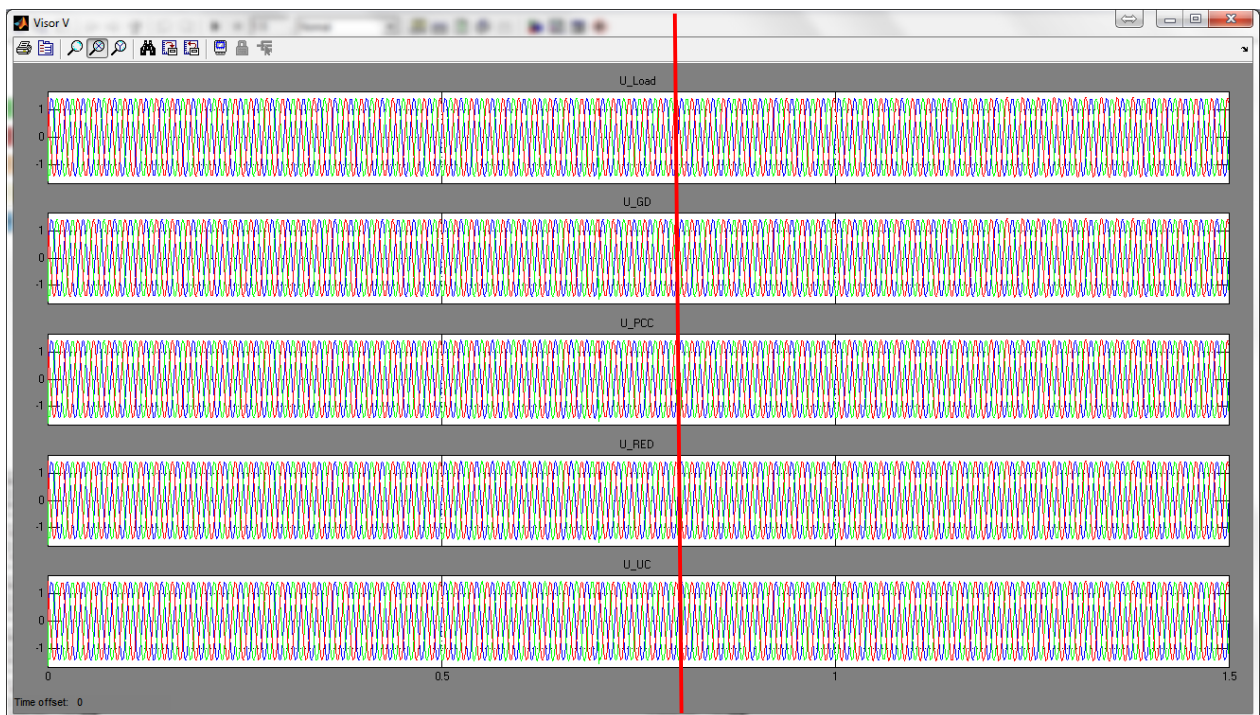


Figura 5.28: Caso 2.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

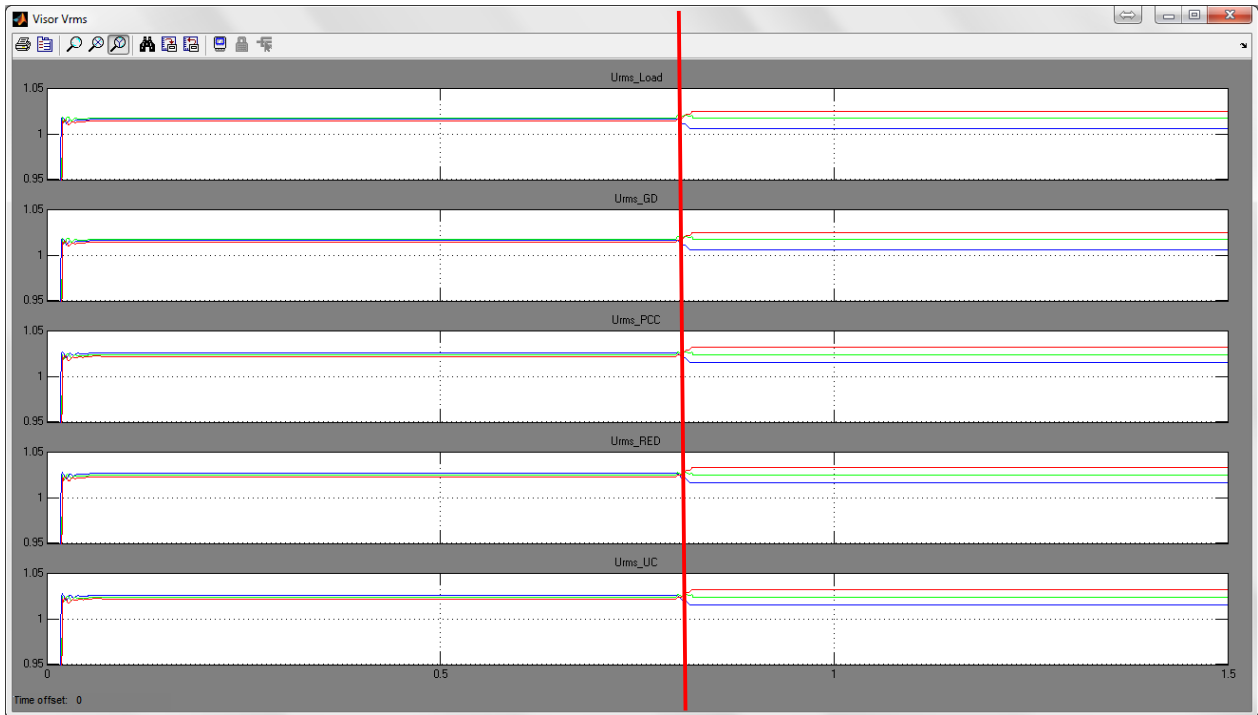


Figura 5.29: Caso 2.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa claramente que cuando el equipo está operativo, las 3 fases son casi idénticas, mientras que cuando está desconectado, el efecto de la generación desbalanceada afecta en algún grado a las 3 fases.

Voltaje Fase-Neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

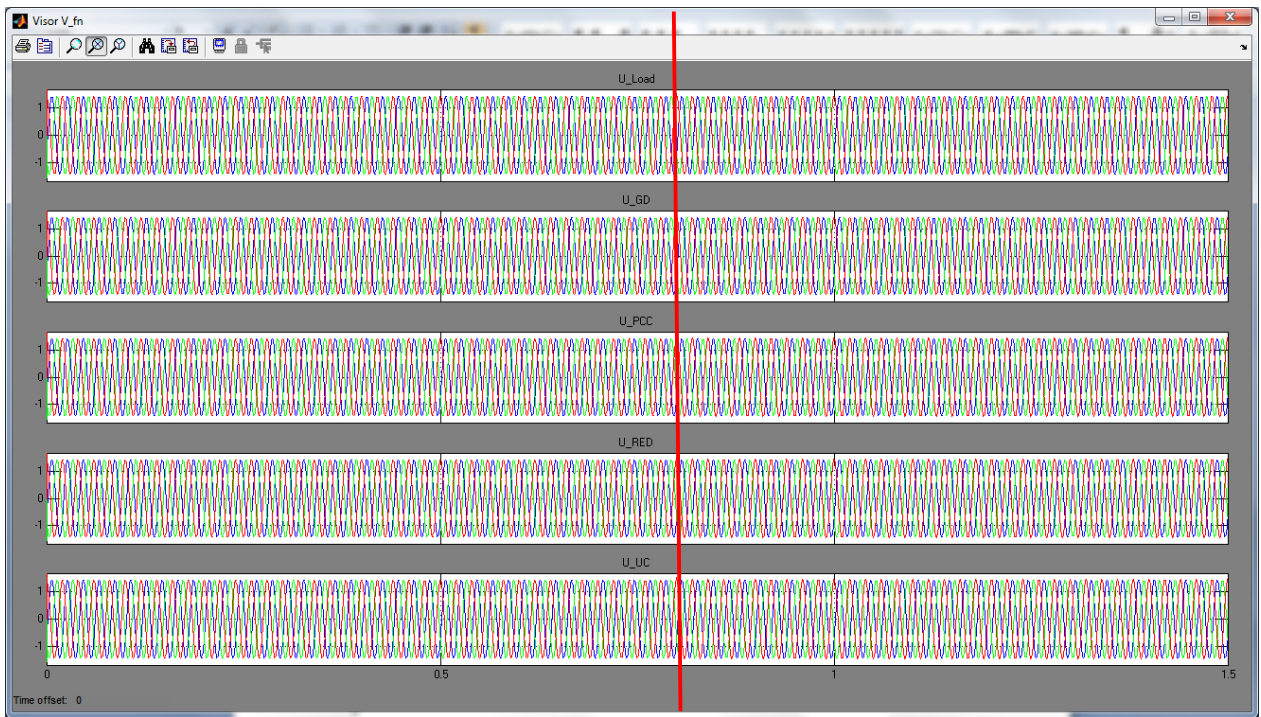


Figura 5.30: Caso 2.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

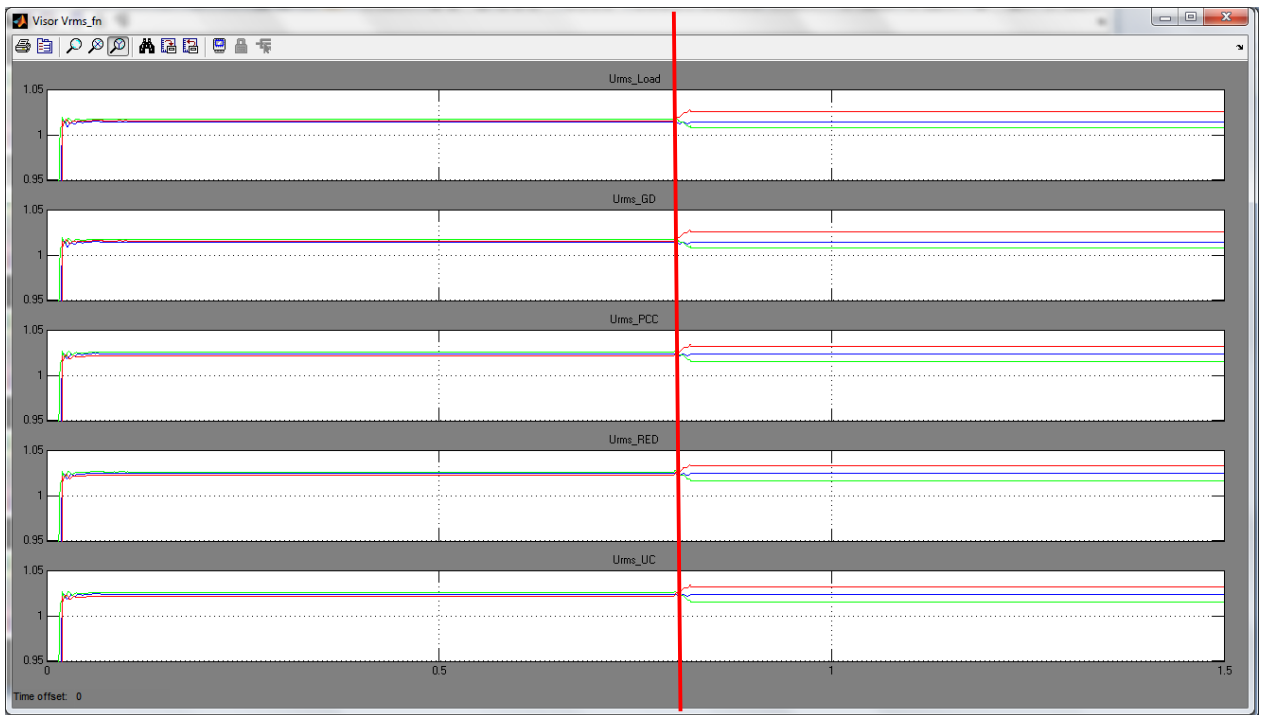


Figura 5.31: Caso 2.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

El comportamiento es similar que en con los voltajes fase-fase.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_Load), barra de Generación Distribuida (I_GD), punto de conexión del alimentador (I_PCC), en la barra de la subestación (I_RED) y en la barra del equipo compensador (I_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

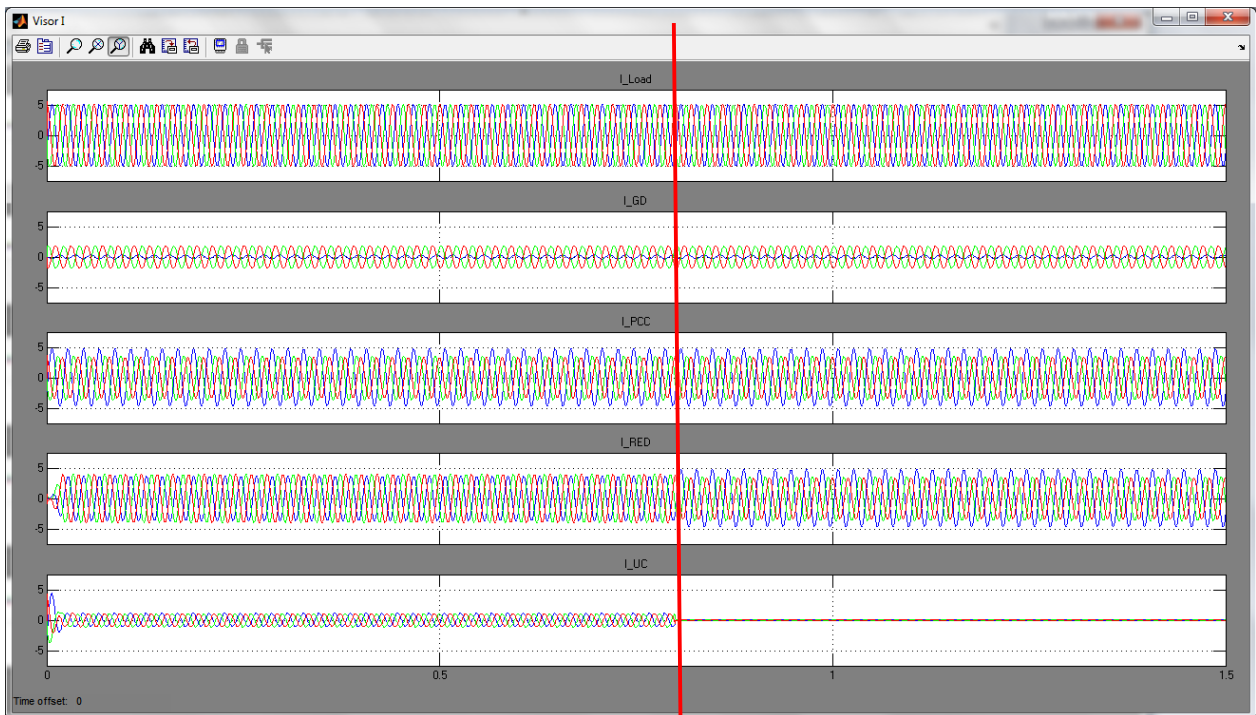


Figura 5.32: Caso 2.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

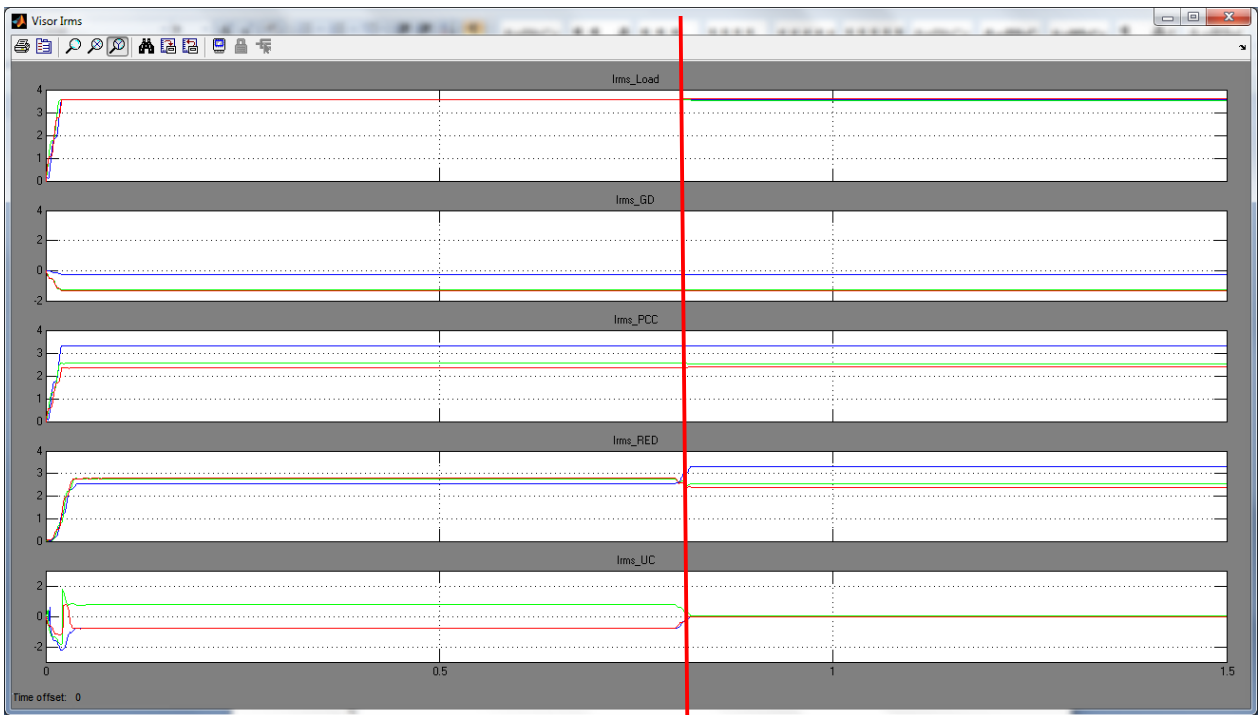


Figura 5.33: Caso 2.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

En términos de efectos sobre las corrientes, se ve que el equipo compensador entrega las magnitudes de corriente en las fases con menor generación distribuida, de forma que desde la red se inyecta en forma balanceada.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

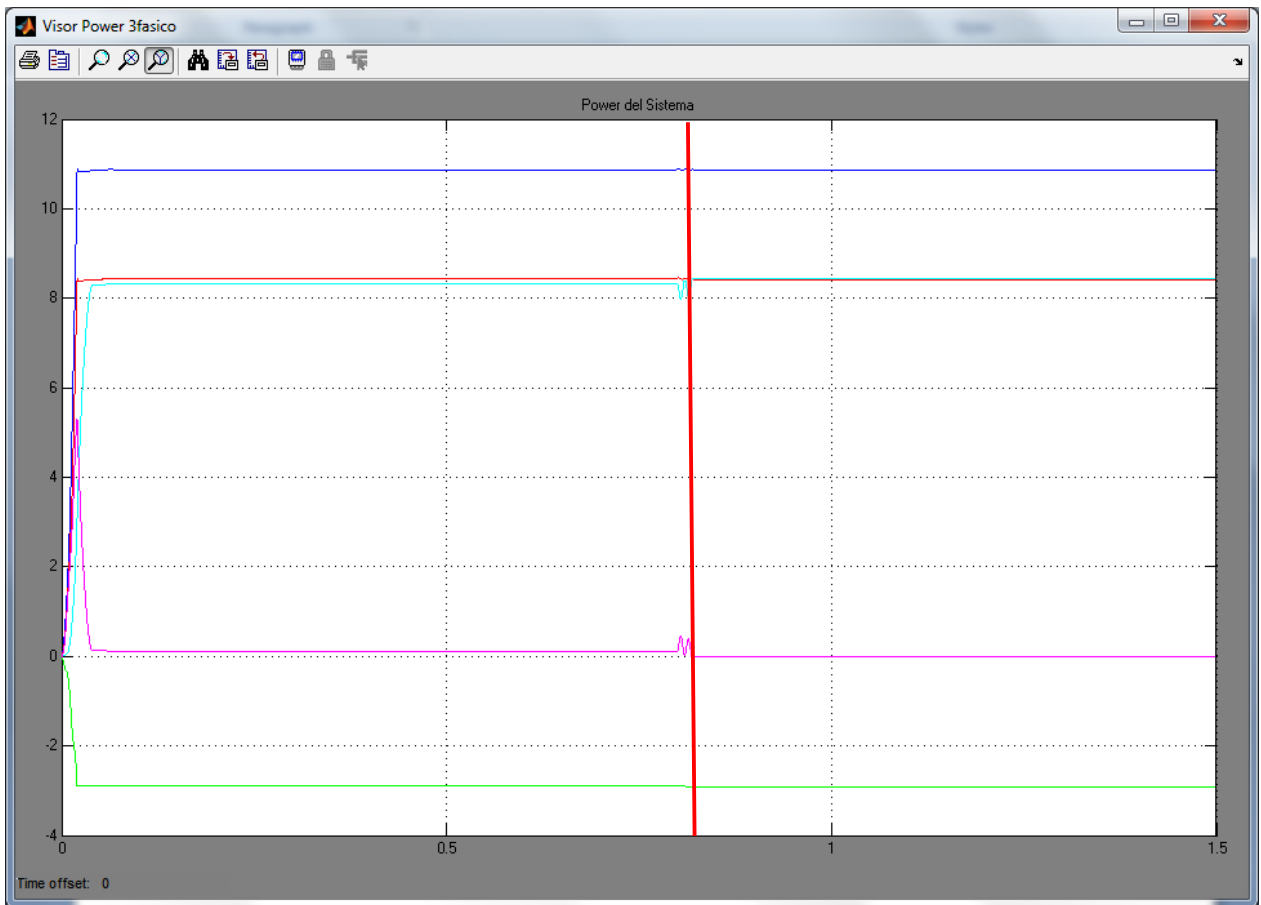


Figura 5.34: Caso 2.1– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

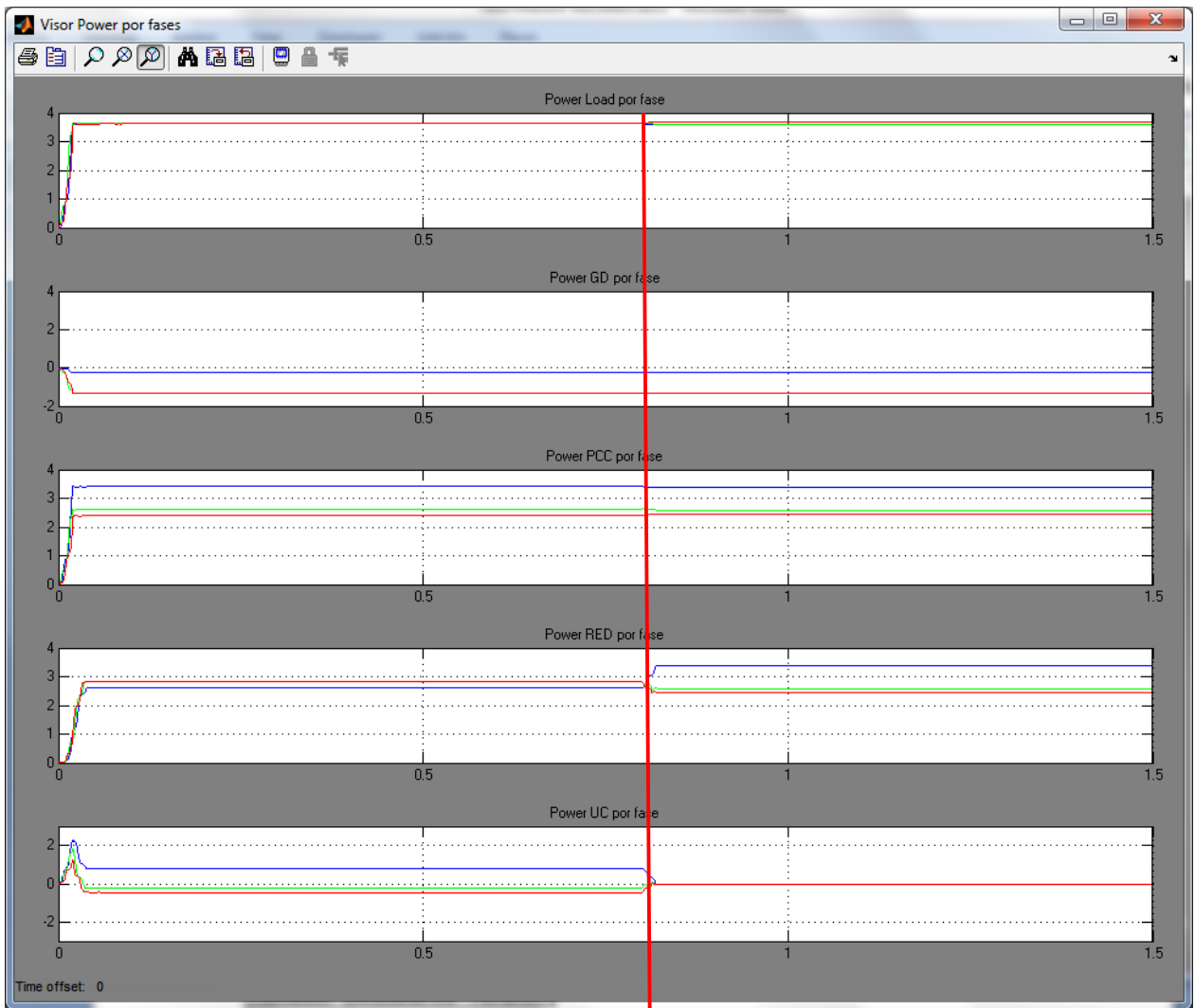


Figura 5.35: Caso 2.1– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

En las figuras anteriores, se ve la contribución de potencia al alimentador por parte de la generación distribuida, nótese que lo consumido es mayor que lo inyectado desde la red y que el equipo compensador más que entregar potencia, hace de redistribuidor entre fases de la misma.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

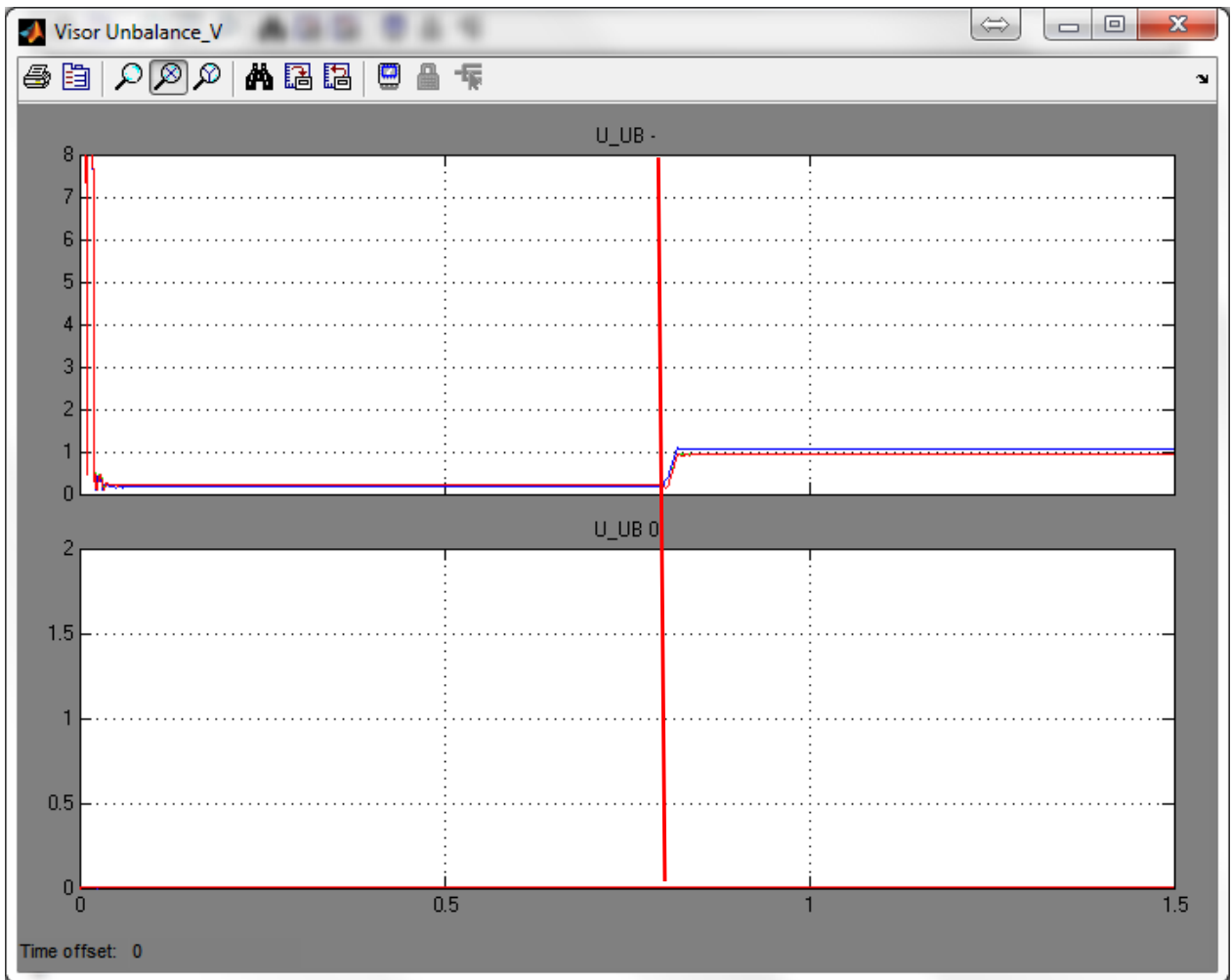


Figura 5.36: Caso 2.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que la sola presencia de generación distribuida balanceada, de no ser compensada, entrega al alimentador un desfase del orden del 1%, casi la mitad de lo permitido por la norma. Con compensación se disminuye en torno a un 0,2%.

5.3.2.2. Caso 2 – Escenario 2

El Escenario 2 contempla la extensión del alimentador a 40 km, manteniéndose sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo

compensador (U_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

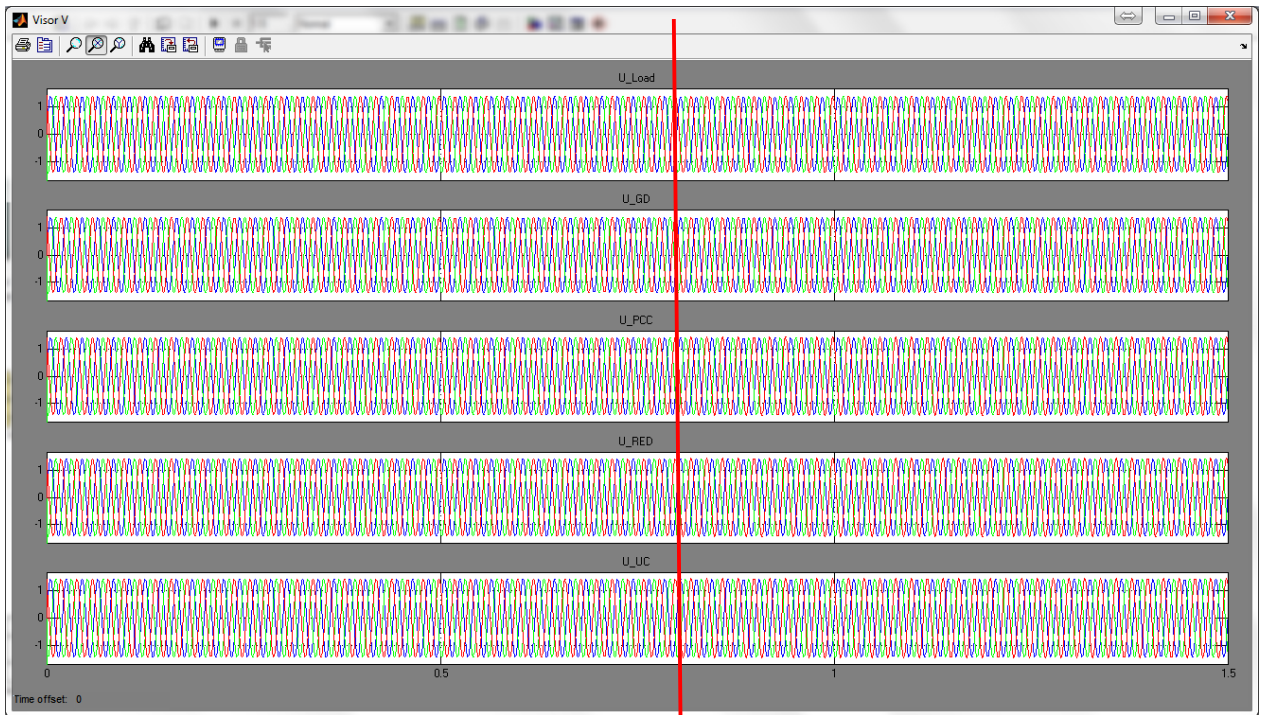


Figura 5.37: Caso 2.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

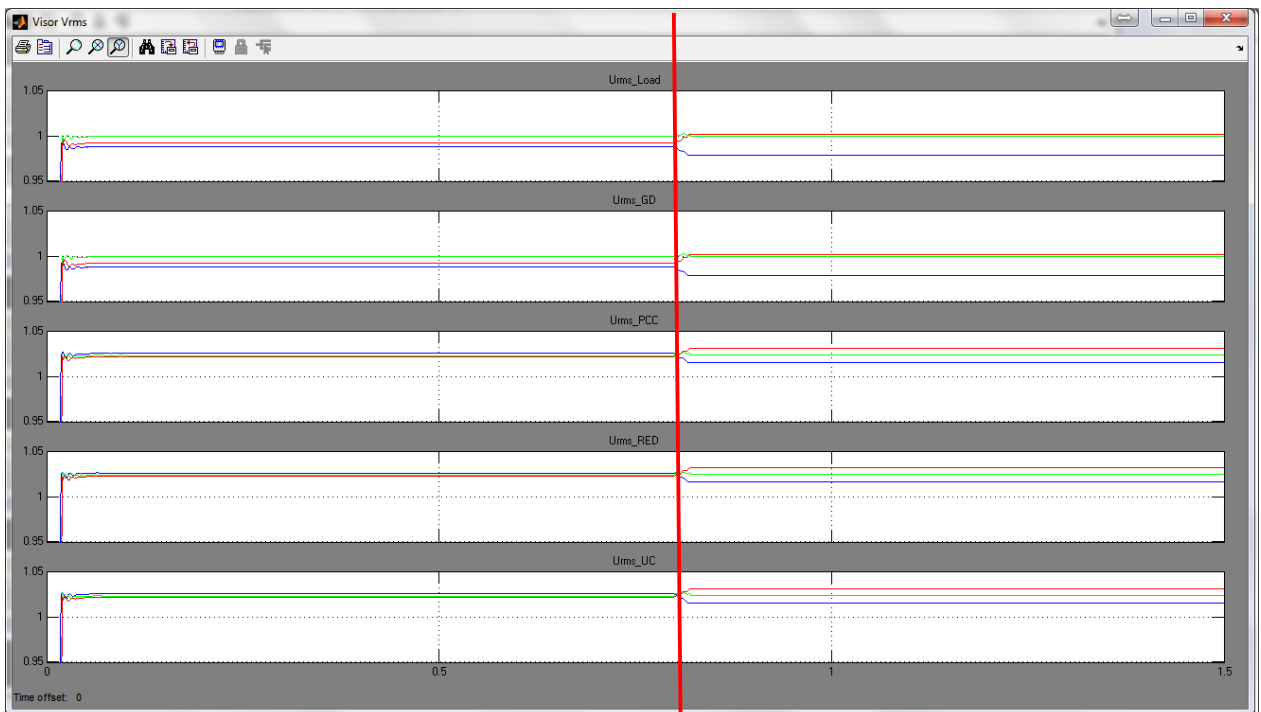


Figura 5.38: Caso 2.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que al tener un alimentador mas largo, las tensiones son menores al final del alimentador, manteniendo un relación entre fases similares al escenario 1.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

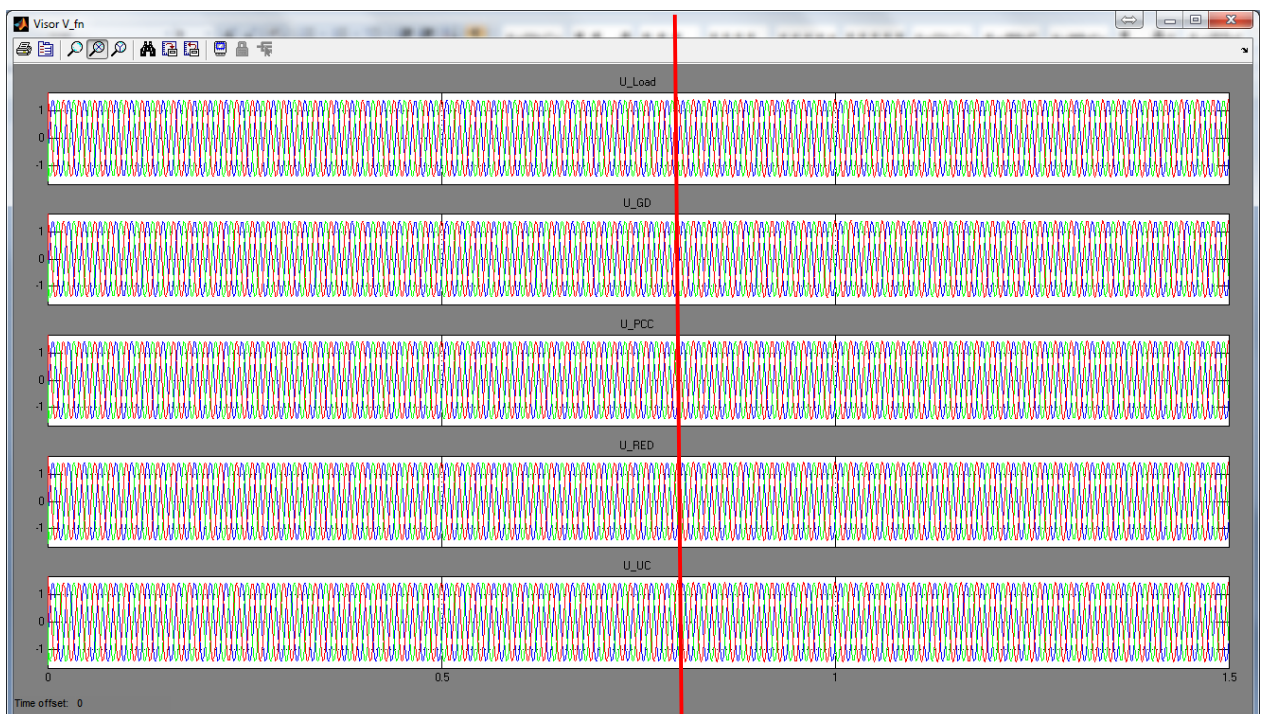


Figura 5.39: Caso 2.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

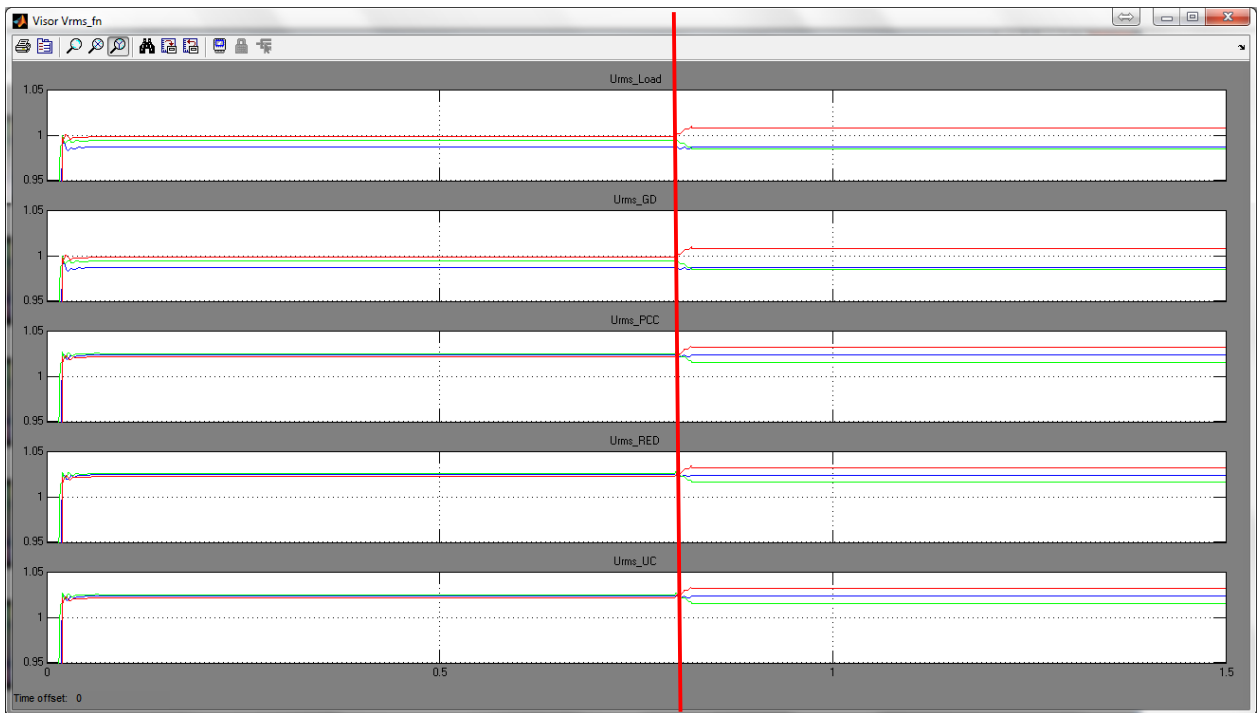


Figura 5.40: Caso 2.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se muestra un comportamiento similar al de tensión fase-fase.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

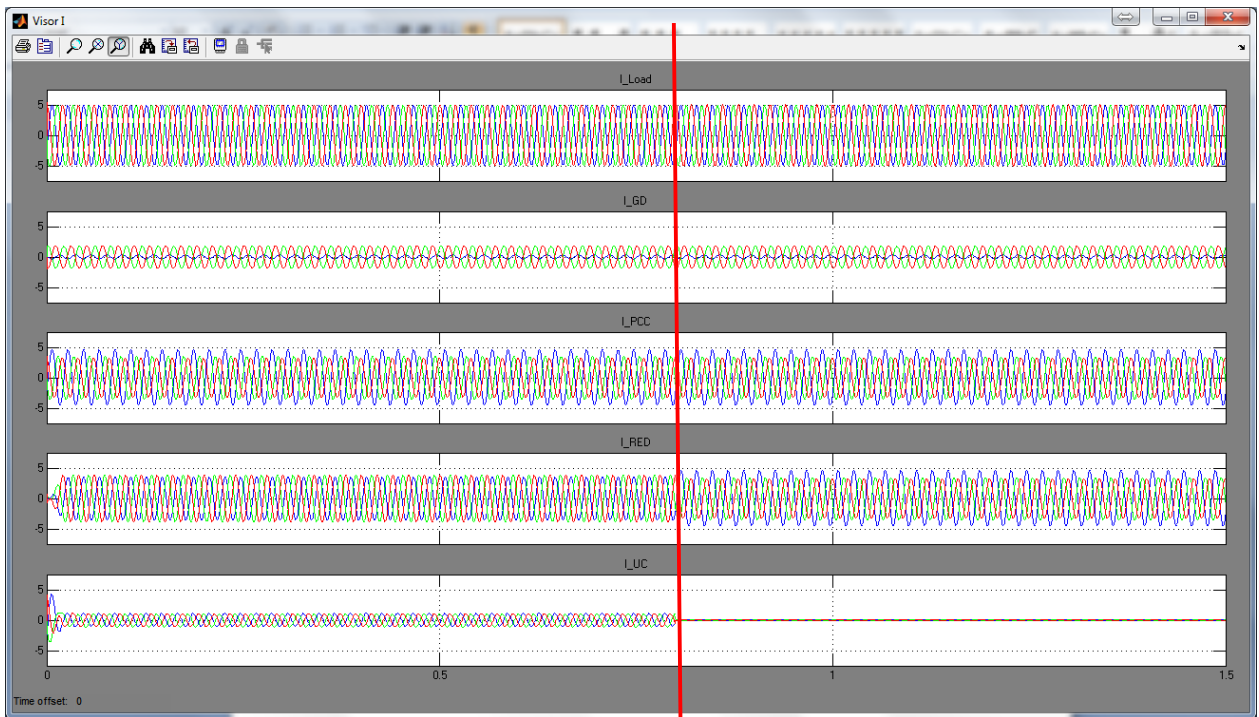


Figura 5.41: Caso 2.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

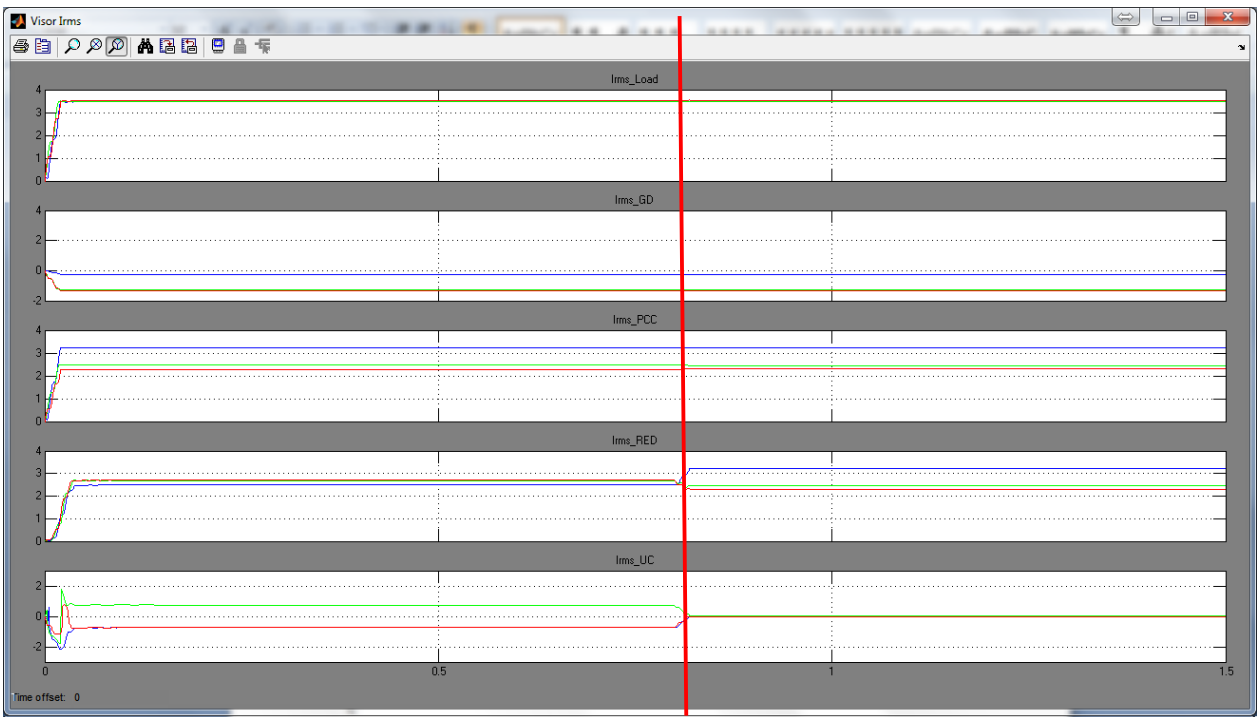


Figura 5.42: Caso 2.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

De forma similar al escenario 1, se observa el aporte en corriente desde el equipo compensador, permitiendo inyecciones desde la red mas equilibradas.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

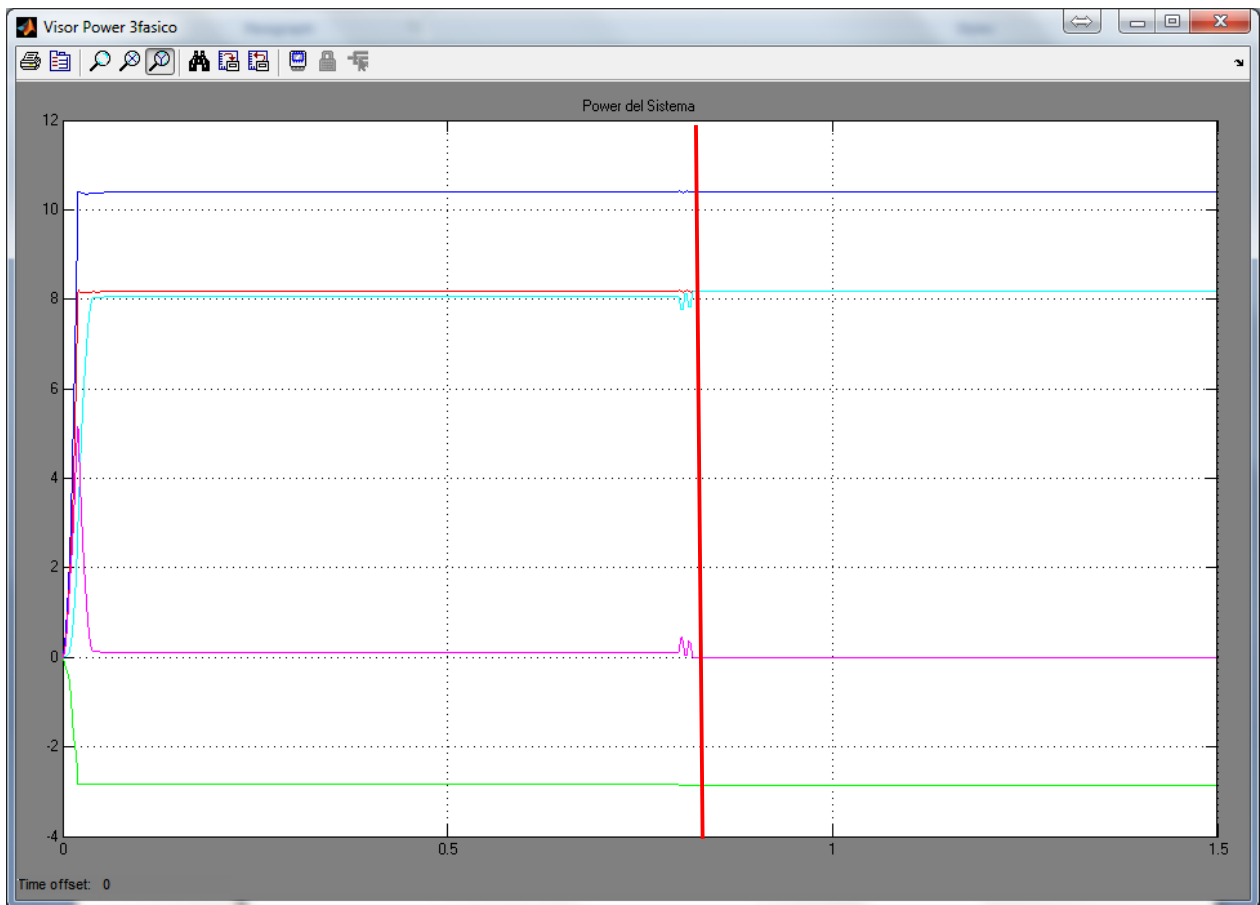


Figura 5.43: Caso 2.2– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

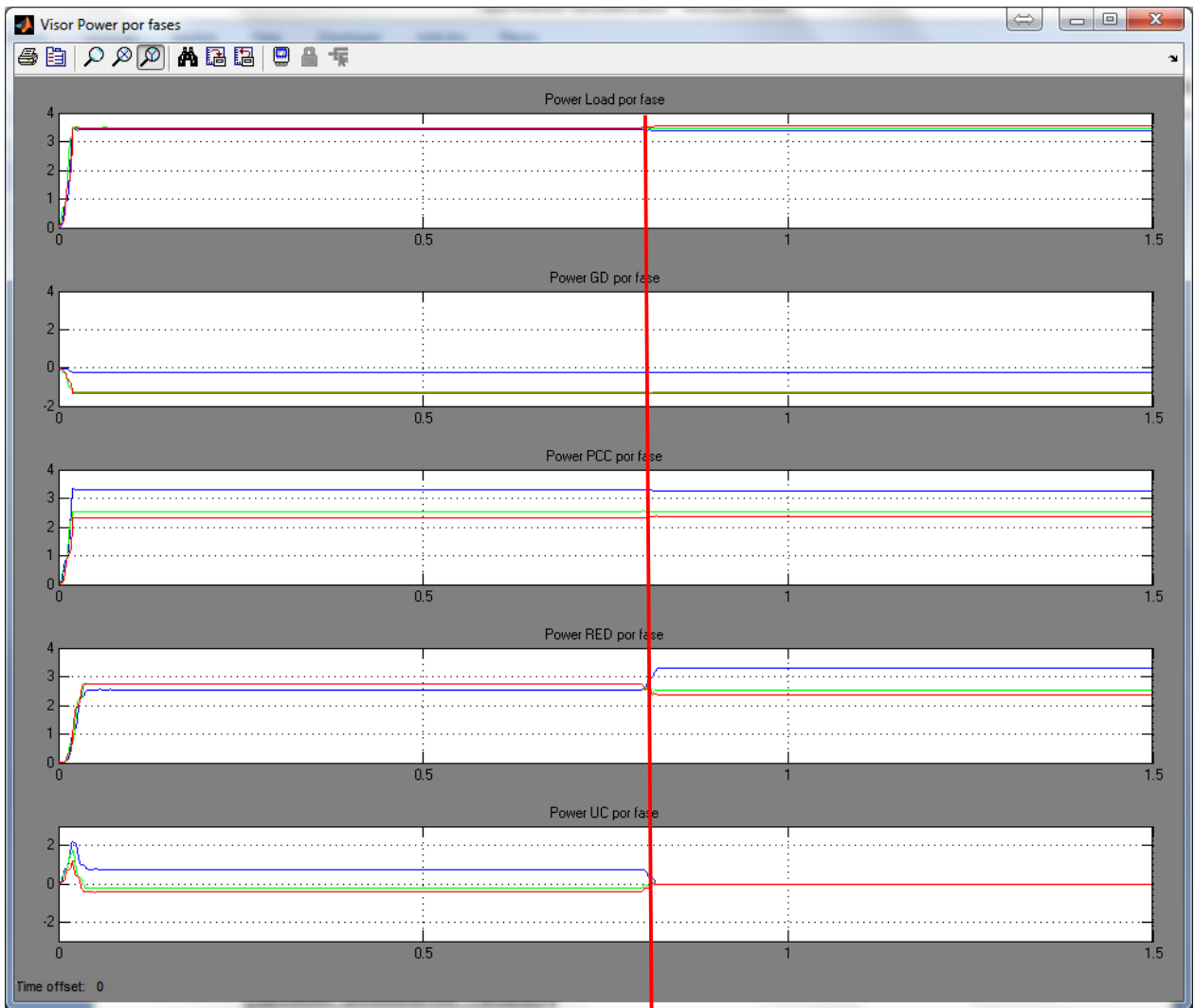


Figura 5.44: Caso 2.2– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Nuevamente, se visualiza que el equipo no aporta mucha potencia adicional a la red, sino más bien que la redistribuye entre las fases.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

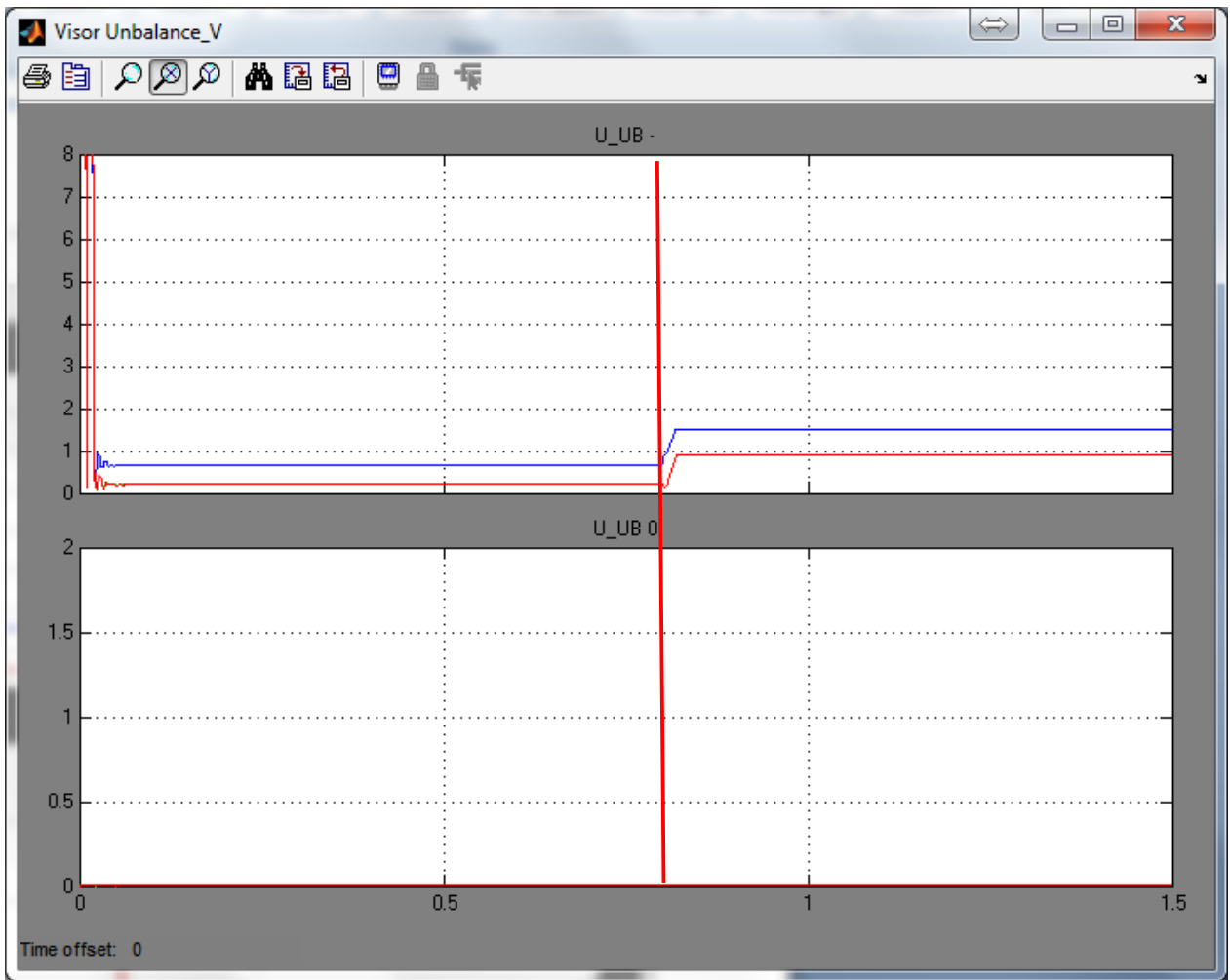


Figura 5.45: Caso 2.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Desde el punto de vista del desbalance de tensión, a diferencia del escenario anterior, en este caso se ve un desacople mayor entre las barras cercanas al equipo compensador y las del final del alimentador, llegando la barra de consumo a un desbalance en torno al 1,5%.

5.3.2.3. Caso 2 – Escenario 3

El Escenario 3 contempla la extensión original del alimentador, ie, 10 km, incorporando generación distribuida en fase A entre los consumos de valor 460 kW.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo

compensador (U_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

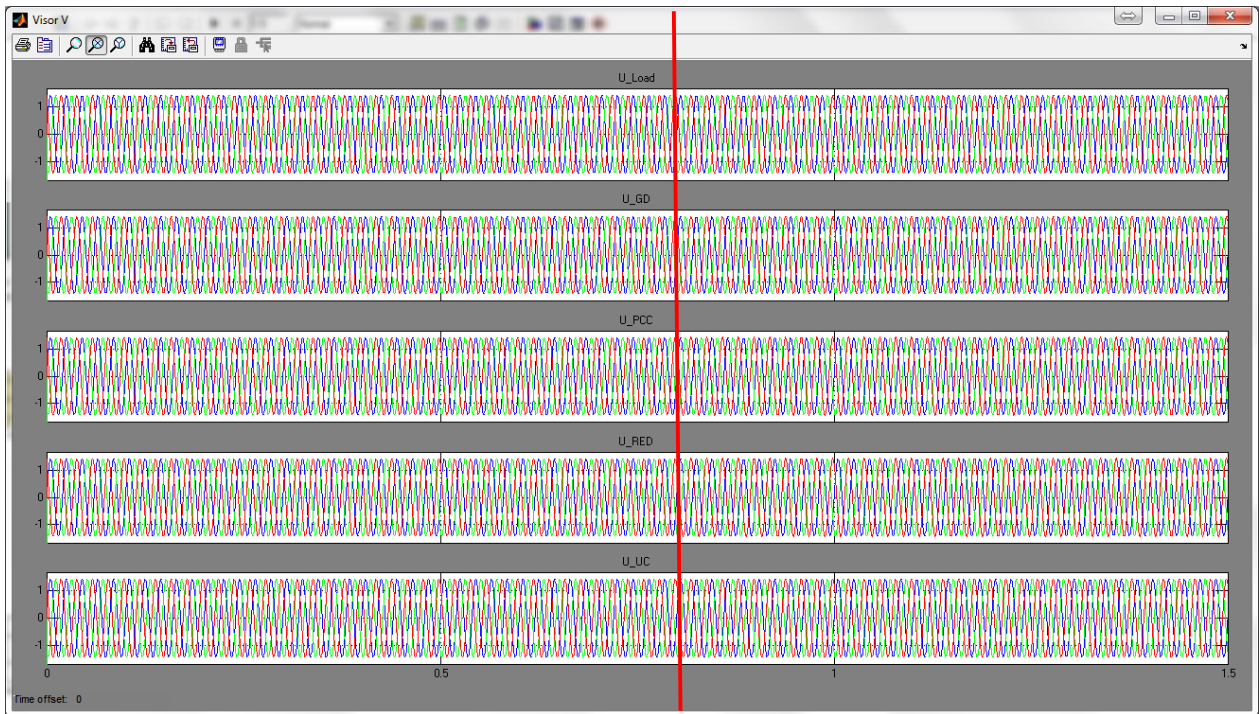


Figura 5.46: Caso 2.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

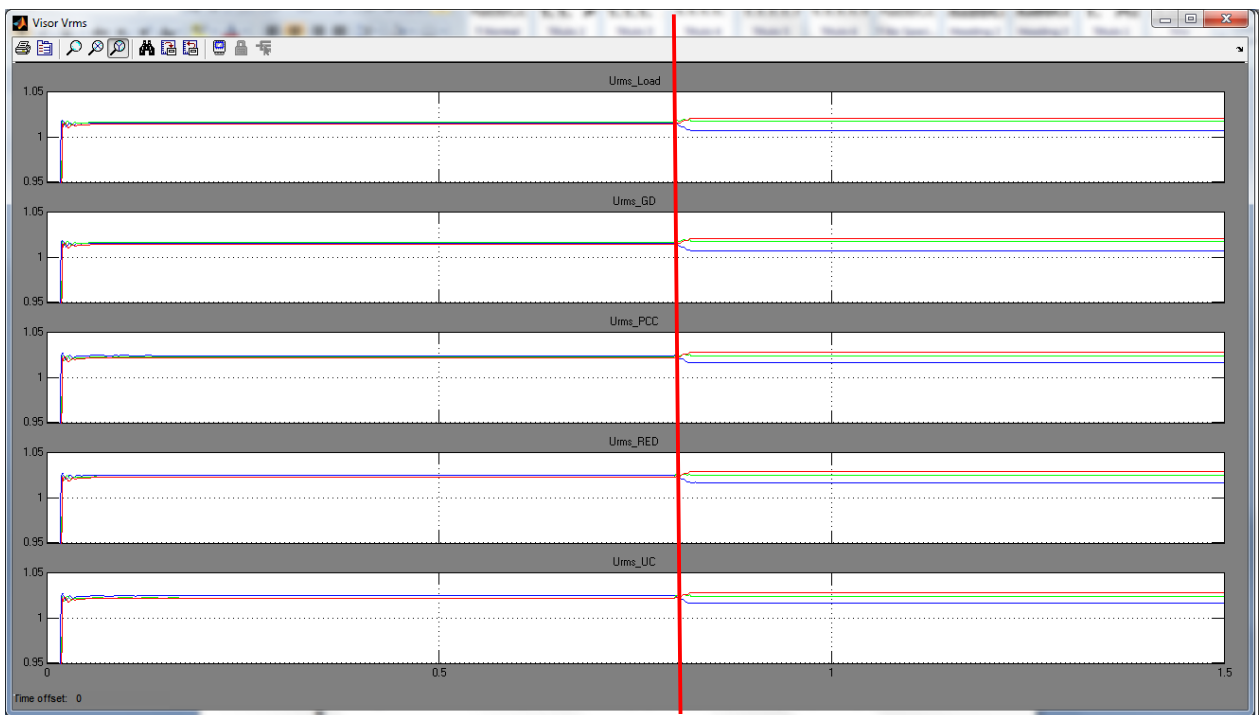


Figura 5.47: Caso 2.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se visualiza un resultado similar al escenario 1, muy balanceado con equipo compensador y un leve nivel de desbalance sin este.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

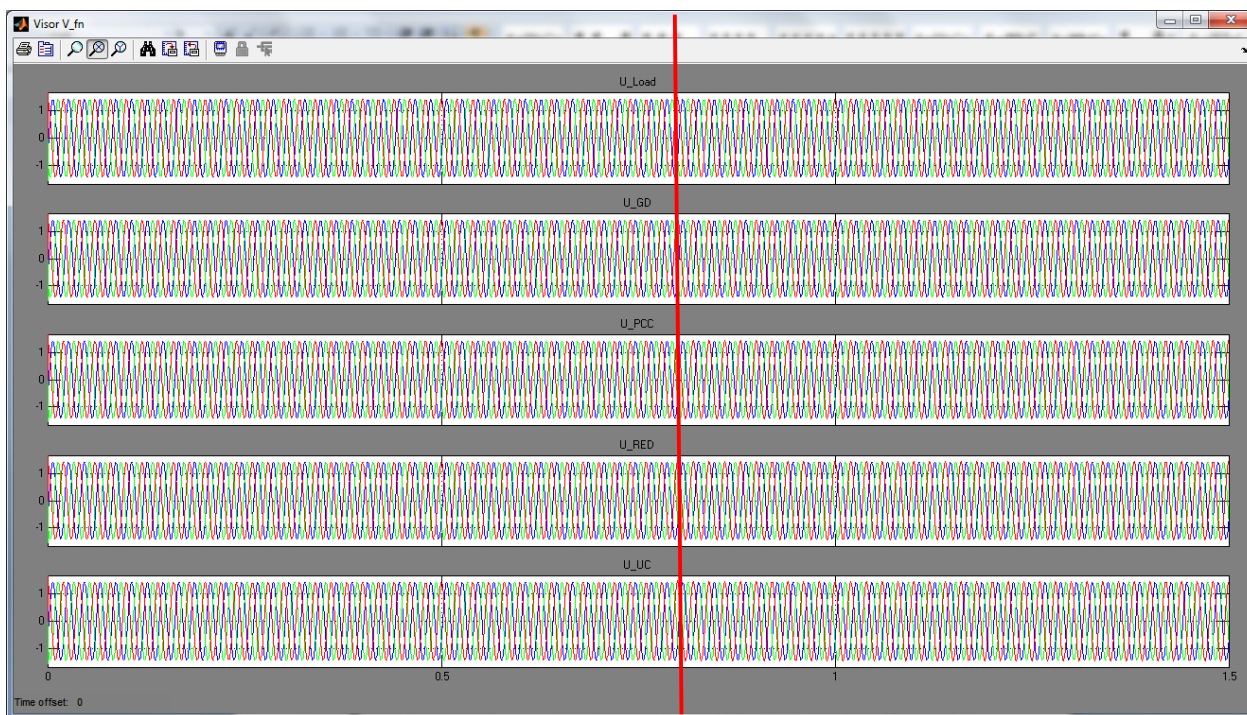


Figura 5.48: Caso 2.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

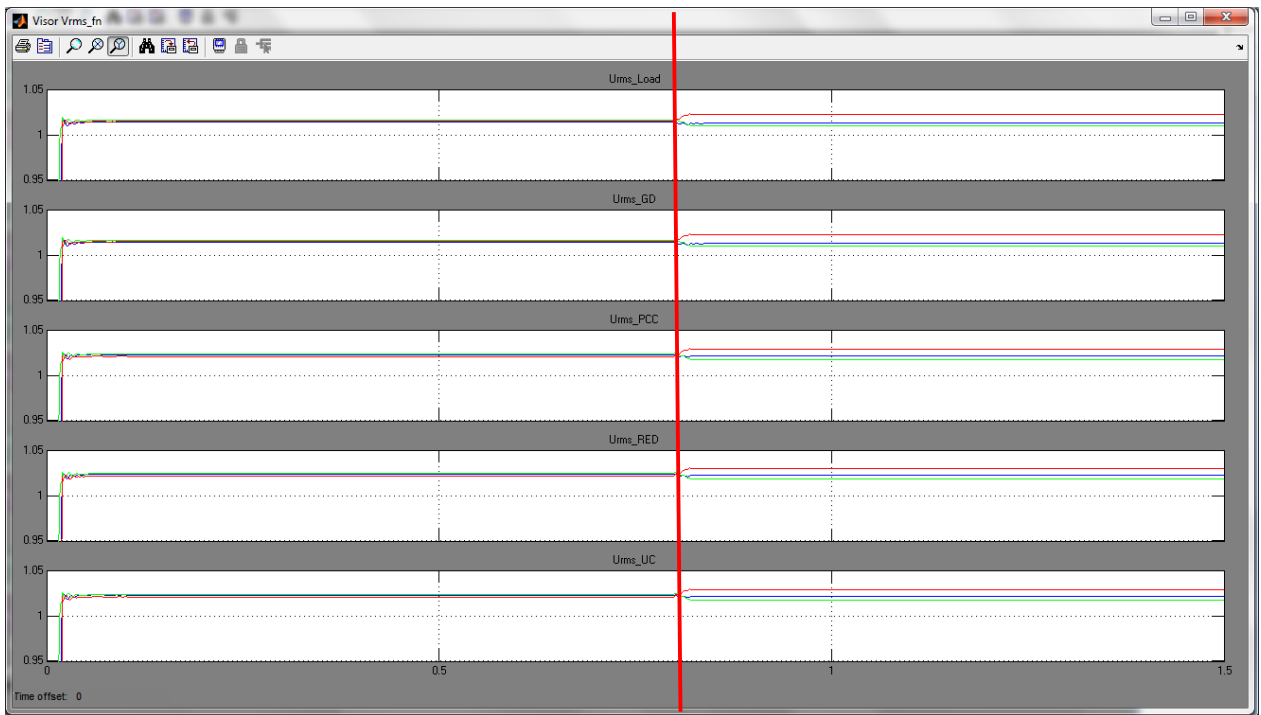


Figura 5.49: Caso 2.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

De la misma forma que en las simulaciones anteriores, se observan resultados similares a los presentados en voltaje fase-fase.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

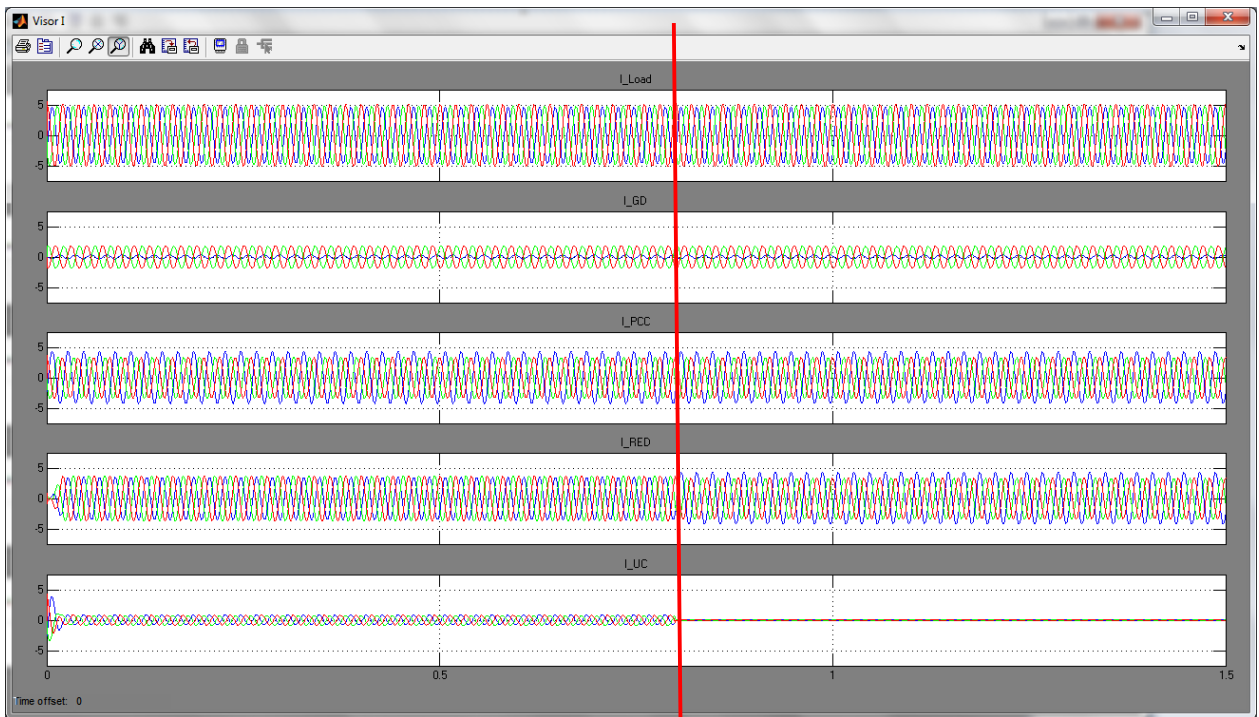


Figura 5.50: Caso 2.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

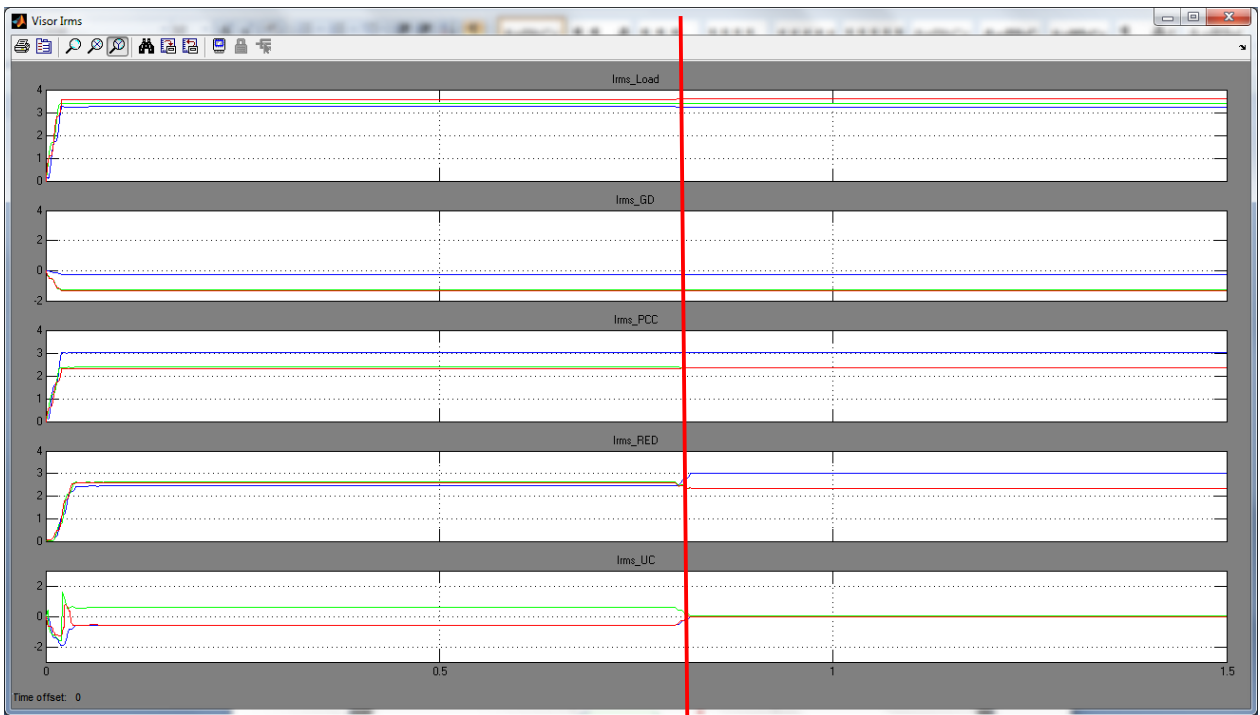


Figura 5.51: Caso 2.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Los resultados son similares a los del escenario 1, con leves disminución en las inyecciones de corrientes desde la red, producto del generador adicional en fase A.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

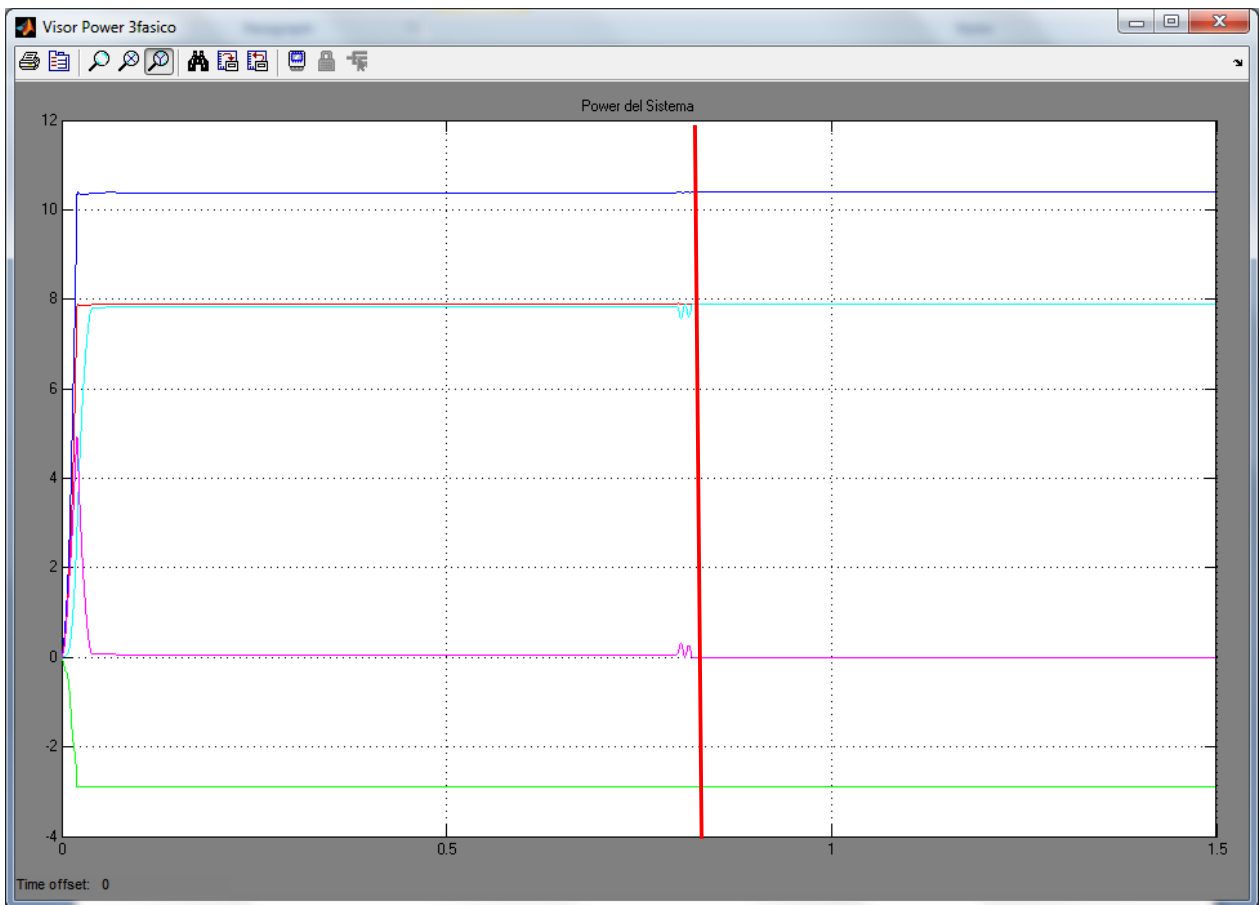


Figura 5.52: Caso 2.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

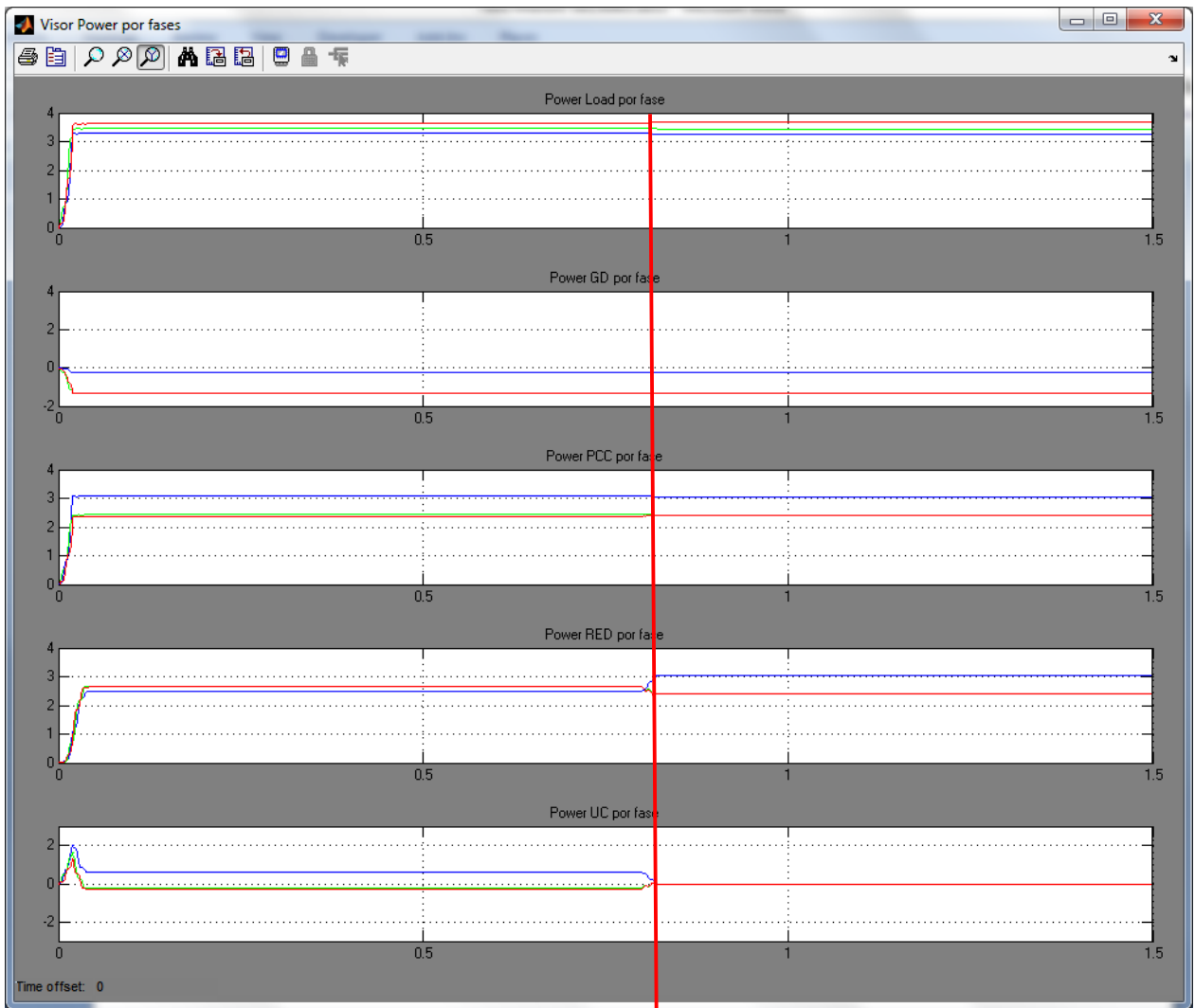


Figura 5.53: Caso 2.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Al igual que en el escenario 1 y 2, el equipo no tiene mayor trabajo que absorber potencia de una fase y entregarla en otra para apoyar a balancear la red.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

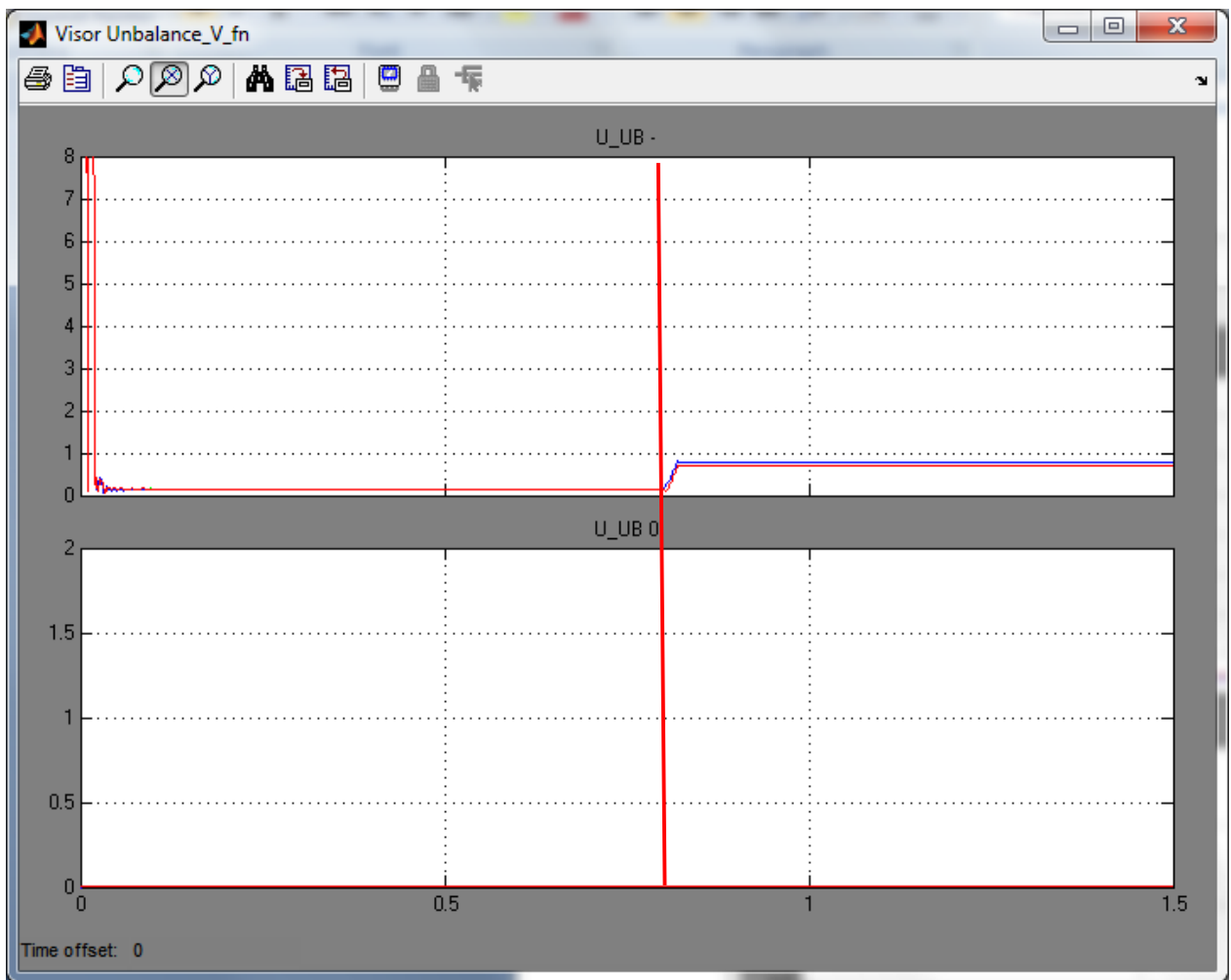


Figura 5.54: Caso 1.3 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

El nivel de desbalance en este escenario es menor que en todos los anteriores, pues en el peor caso (barra Load) se tiene que con y sin equipo compensador se obtiene 0.12% y 0.78% respectivamente, gracias a que el GD en fase A aporta un adicional.

5.3.3. Análisis de resultados

Al observar los resultados de las simulaciones para el caso 2, lo primero que se observa a nivel de compensación de desbalance es que en todos los escenarios y barras se está dentro de las normas, pero con el equipo compensador en funcionamiento, se obtienen muy buenos índices de desbalance del orden del 0,2%, mientras que sin equipo se llegan a valores superiores que sobrepasan el 0.65% en la mayoría de las barras en los 3 escenarios, resultado que satisface el objetivo de reducir el nivel de los desbalances de tensión del equipo compensador.

A nivel de tensión, tanto en fase-fase como en fase-neutro, se observa una leve mejoría en la tensión en cada fase, llevándolas todas a casi el mismo nivel, con menos de un 1% de diferencia, salvo en el escenario 2 sin compensador que la diferencia aumenta a un 2% en las barras más lejanas.

Desde el punto de vista de las corrientes, se observa un comportamiento similar al caso 1, en donde en todos los escenarios cuando el equipo compensa, este aporta lo necesario en cada fase, ofreciendo desde el punto de vista de la red un aumento balanceado.

Tabla 5.2: Resumen indicadores relevantes para Caso 2

Barra	Indicador	Instante	Unidad	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora
Red	Desbalance Tensión	con GD	%	0.21	0.92	0.71	0.21	0.89	0.69	0.16	0.68	0.53
		Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.03	1.03	0.01	1.03	1.03	0.01	1.02	1.03
	Mínima		pu	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.03	1.03	0.01	1.03	1.03	0.01	1.02	1.03	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	0.00
	Corriente	Máxima	pu	2.78	3.33	0.54	2.70	3.23	0.53	2.61	3.01	0.40
Mínima		pu	2.56	2.38	-0.18	2.49	2.31	-0.18	2.44	2.35	-0.09	
PCC	Desbalance Tensión	con GD	%	0.21	0.93	0.72	0.21	0.90	0.70	0.16	0.69	0.53
		Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.03	1.03	0.01	1.03	1.03	0.01	1.02	1.03
	Mínima		pu	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	-0.01	1.01	1.02	0.00
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.03	1.03	0.01	1.02	1.03	0.01	1.02	1.03	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	-0.01	1.02	1.02	0.00
	Corriente	Máxima	pu	3.33	3.33	0.00	3.23	3.23	0.00	3.02	3.01	0.00
Mínima		pu	2.34	2.38	0.04	2.27	2.31	0.04	2.32	2.35	0.03	
Load	Desbalance Tensión	con GD	%	0.17	1.05	0.89	0.65	1.49	0.84	0.12	0.78	0.66
		Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.02	1.02	0.01	1.00	1.00	0.00	1.02	1.02
	Mínima		pu	1.01	1.01	-0.01	0.99	0.98	-0.01	1.01	1.01	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.02	1.03	0.01	1.00	1.01	0.01	1.02	1.02	0.01
		Mínima	pu	1.01	1.01	-0.01	0.99	0.99	0.00	1.01	1.01	0.00
	Corriente	Máxima	pu	3.57	3.60	0.03	3.51	3.54	0.03	3.58	3.60	0.03
Mínima		pu	3.56	3.54	-0.02	3.47	3.46	-0.01	3.25	3.25	0.00	
UC	Potencia Trifásica	Máxima	MW	0.11	0.00	-0.11	0.11	0.00	-0.11	0.06	0.00	-0.06
		Mínima	MW	0.11	0.00	-0.11	0.11	0.00	-0.11	0.06	0.00	-0.06
	Potencia por fases	Máxima	MW	0.78	0.00	-0.78	0.76	0.00	-0.76	0.58	0.00	-0.58
		Mínima	MW	-0.45	0.00	0.45	-0.44	0.00	0.44	-0.28	0.00	0.28
	Corriente	Máxima	pu	0.77	0.00	-0.77	0.75	0.00	-0.75	0.57	0.00	-0.57
		Mínima	pu	-0.77	0.00	0.77	-0.75	0.00	0.75	-0.57	0.00	0.57

Observando el requerimiento de potencia del equipo compensador para este caso, la inyección de potencia desde la GD produce, desde el punto de vista trifásico que el equipo inyecte muy poco, del orden de 0.1 MW como máximo a la red, pero al observar las fases se tiene que en algunas hay inyección y en otras retiro de valores en torno a 0.8 MW como máximo, lo que refleja, como en el caso 1, que el equipo no requiere de una gran capacidad de almacenamiento de energía, sino más bien que realiza un balance entre fases coordinado.

Por último, se observa que el efecto de una red más débil en el escenario 2, sólo produce mayores caídas en los niveles de tensión y un leve aumento en el nivel de desbalance en la carga, mientras que en las demás barras se mantienen relativamente similares al escenario 1. Con más generación distribuida en la carga (escenario 3), los requerimientos de potencia del equipo compensador se ven disminuidos, al igual que los niveles de desbalance de tensión en general.

5.4. Caso 3: Carga + GD Desbalanceada

5.4.1. Descripción del caso

En este escenario se simulan los casos 1 y 2 simultáneamente, con lo que sumando a la acción de la generación distribuida descrita en el caso 2, se adicionan los escalones de cargas desbalanceadas del caso 1, es decir, se genera el desbalance en la carga abriendo los interruptores C1 en 0.3 [s], y luego C2 a los 0.5 [s], cerrándolos ambos a los 0.7 [s]. Luego en la fase sin equipo compensador se repite el proceso desde los 1.0 [s] hasta los 1.4 [s], con lo cual se logra visualizar el efecto de estos escalones con y sin compensación de desbalances junto al efecto constante de la generación fotovoltaica distribuida desbalanceada.

5.4.2. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el caso 3, el cual está definido por la presencia de consumos desbalanceados y por la presencia de generación distribuida desbalanceada en el alimentador.

5.4.2.1. Caso 3 – Escenario 1

El Escenario 1 contempla un alimentador de largo 10 km sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje Fase-Fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo

compensador (U_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

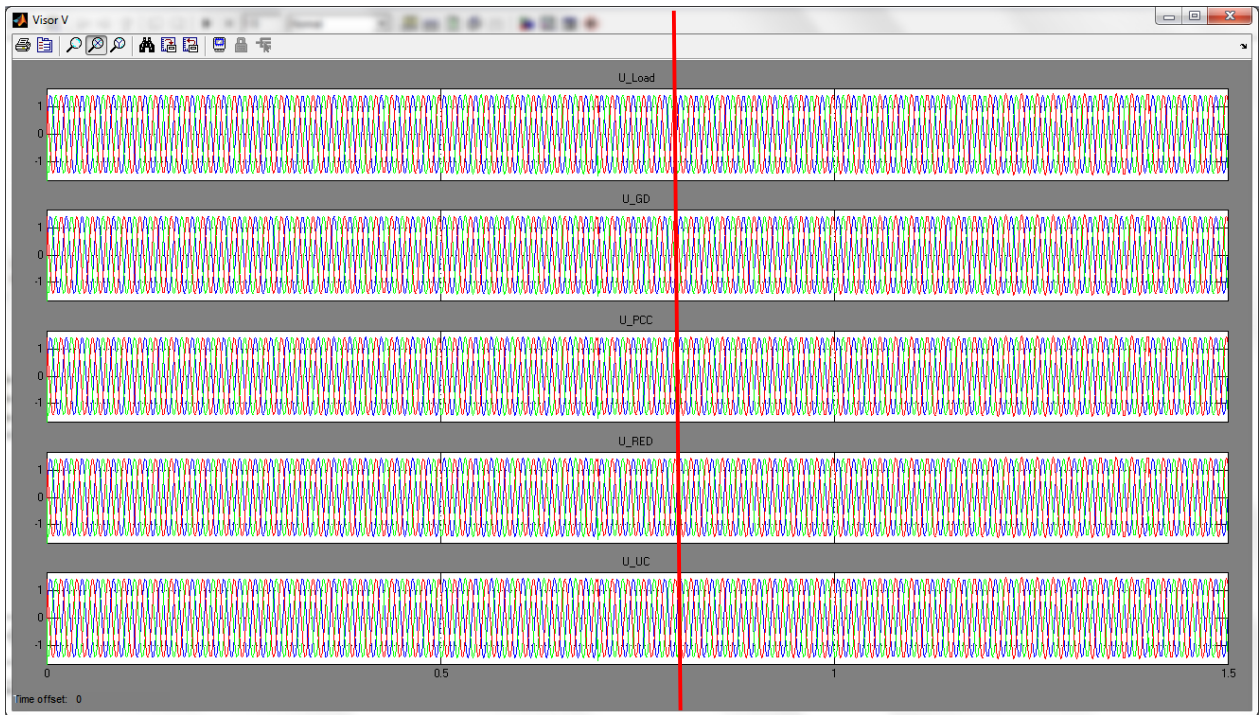


Figura 5.55: Caso 3.1 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

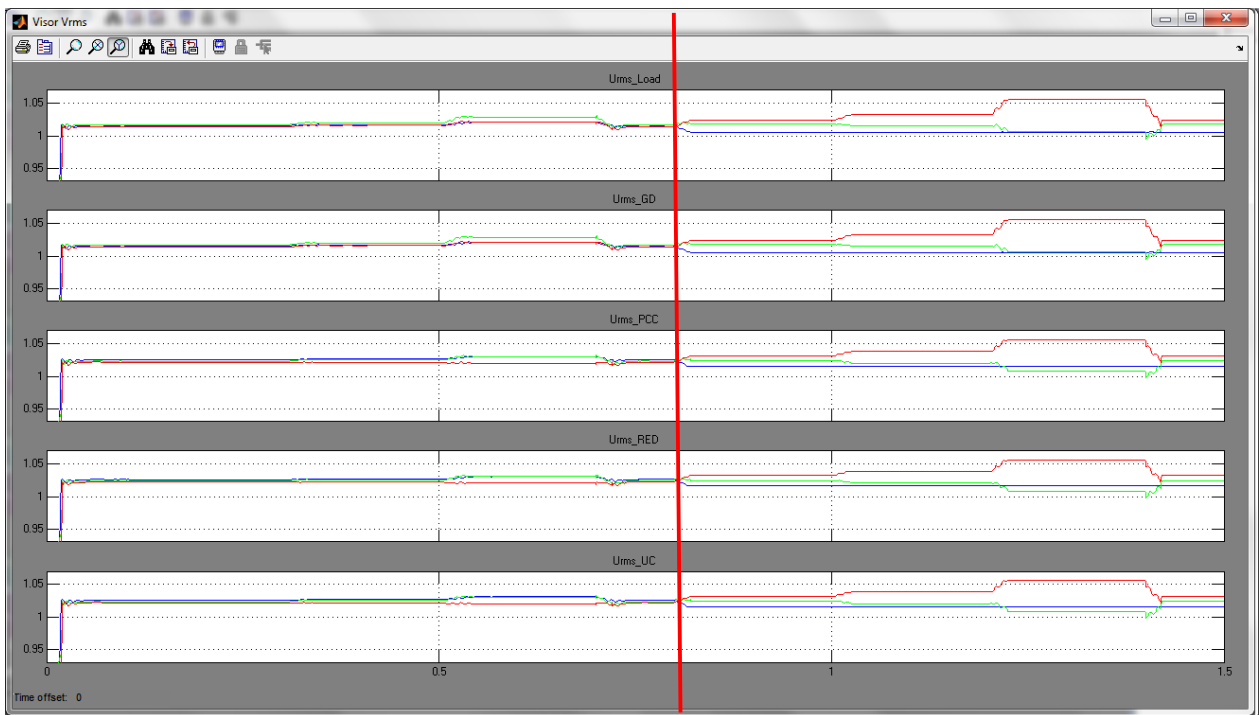


Figura 5.56: Caso 3.1 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa el efecto del desbalance de generación y de consumos mayormente en aumentos de tensión en torno a un 6%, al límite de la norma operativa cuando no existe equipo compensador en operación, mientras que cuando este opera no supera el 3% respecto a la nominal en el peor caso.

Voltaje Fase-Neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

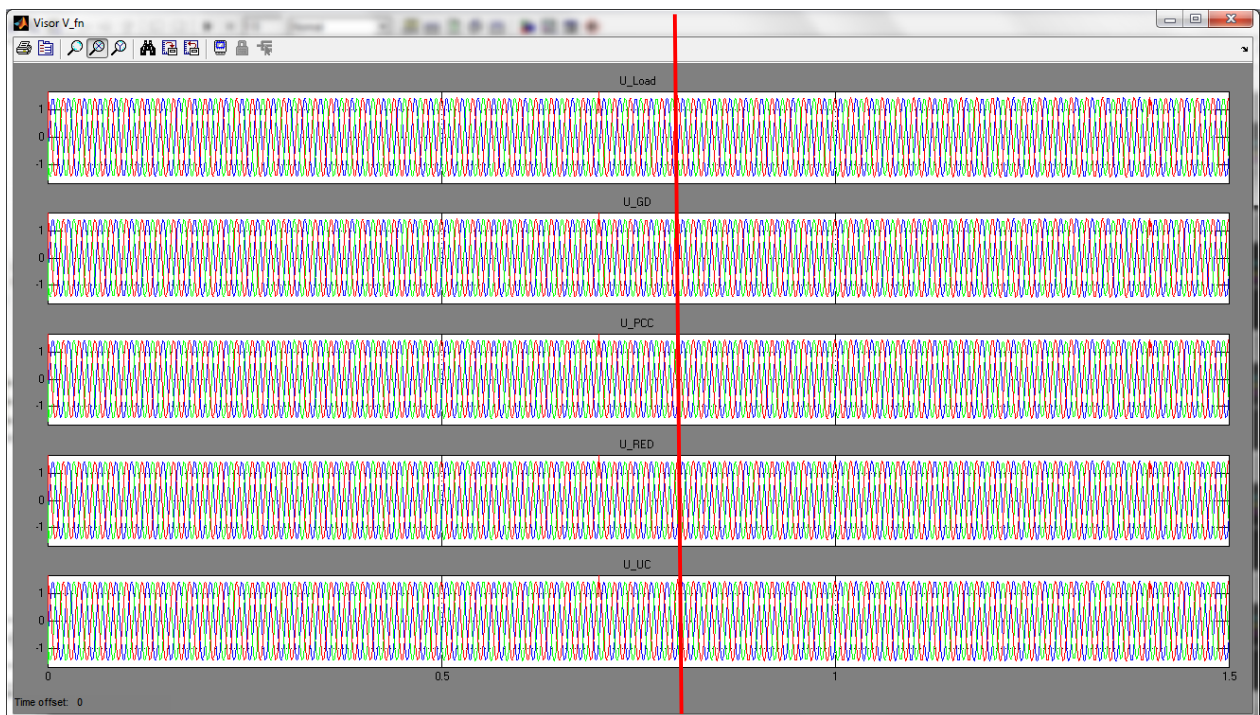


Figura 5.57: Caso 3.1 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

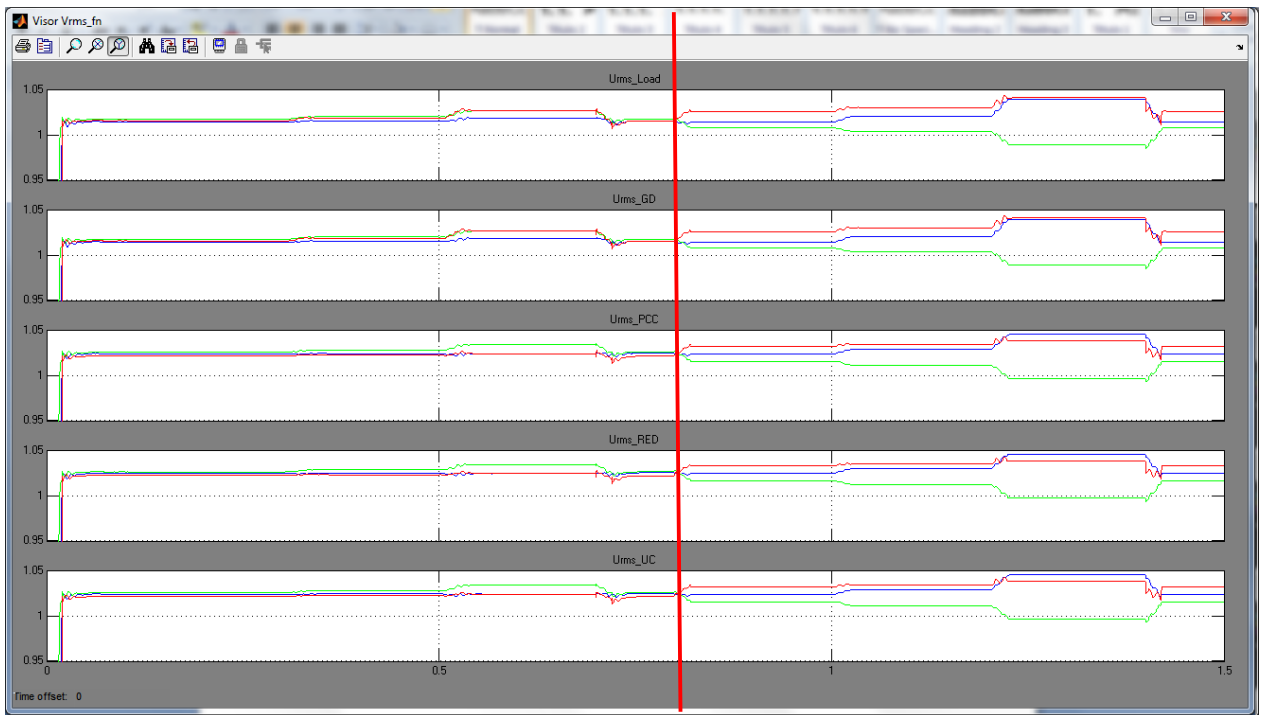


Figura 5.58: Caso 3.1 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Como era de esperarse, se observa un comportamiento similar al mostrado en voltajes fase-fase.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

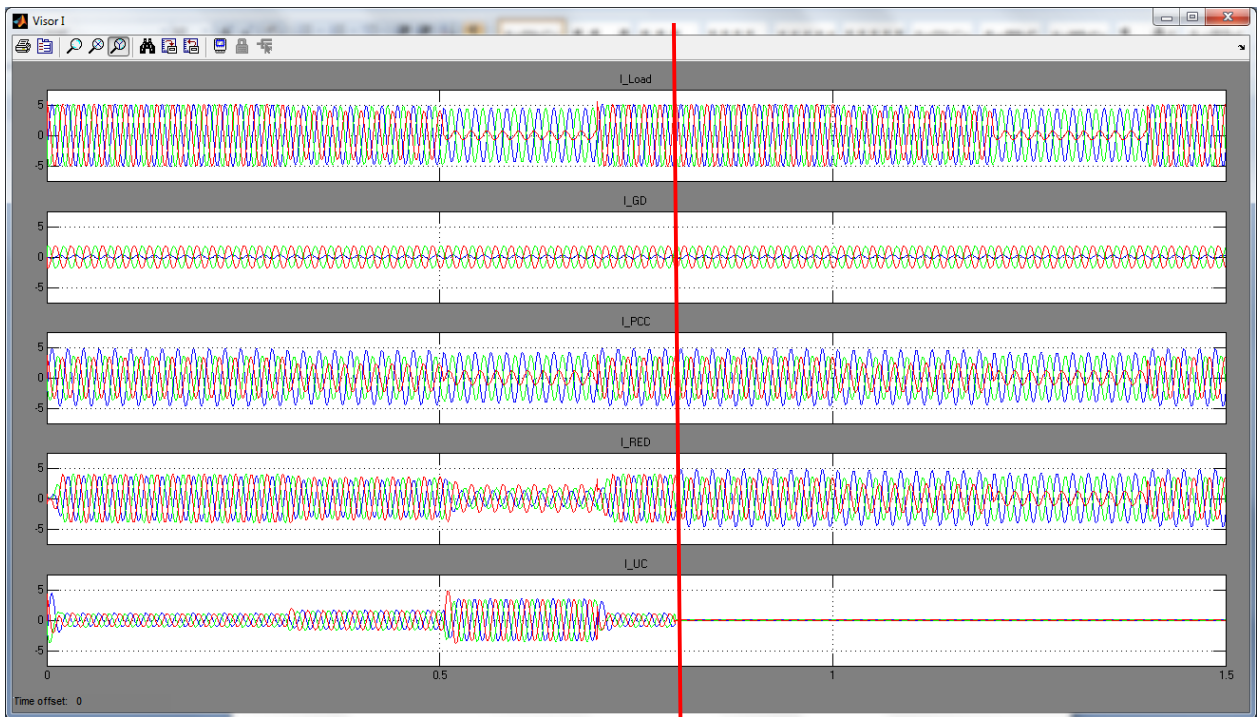


Figura 5.59: Caso 3.1 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

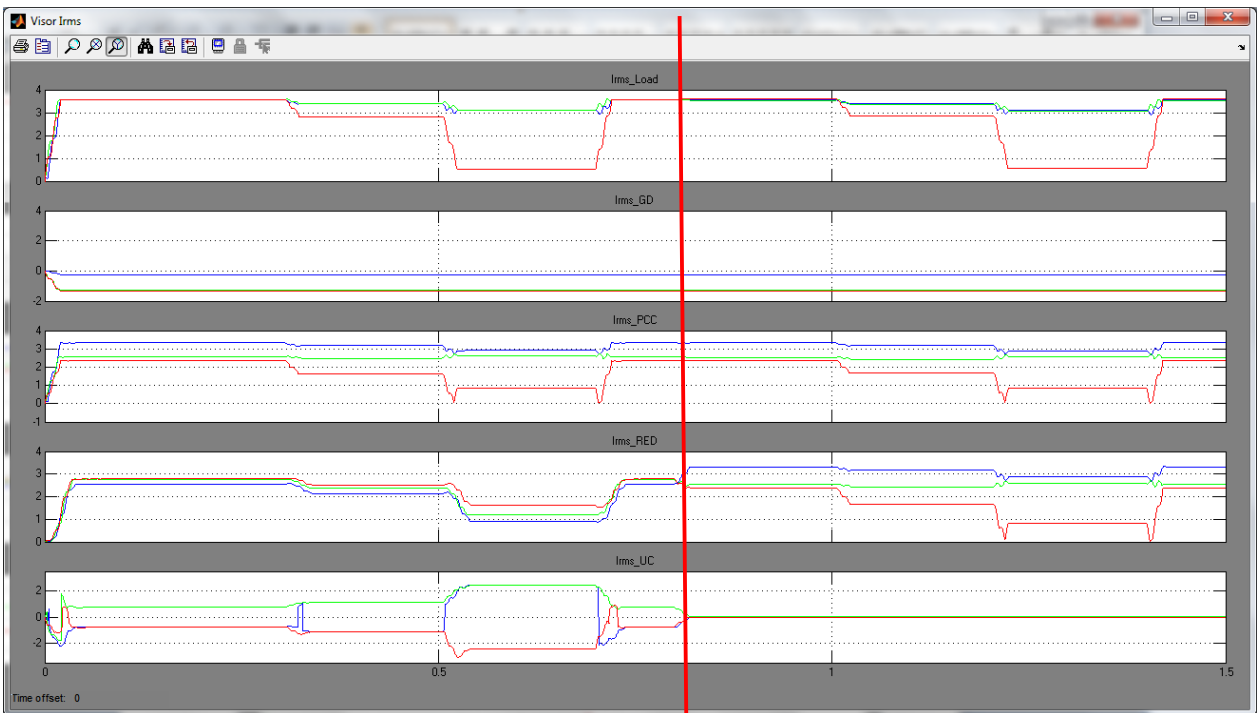


Figura 5.60: Caso 3.1 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa que al incluir la variación de consumo, el equipo compensador se ve más exigido en los casos anteriores, pero a pesar de eso, los requerimientos desde la red se logran balancear y suavizar como en las otras ocasiones.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

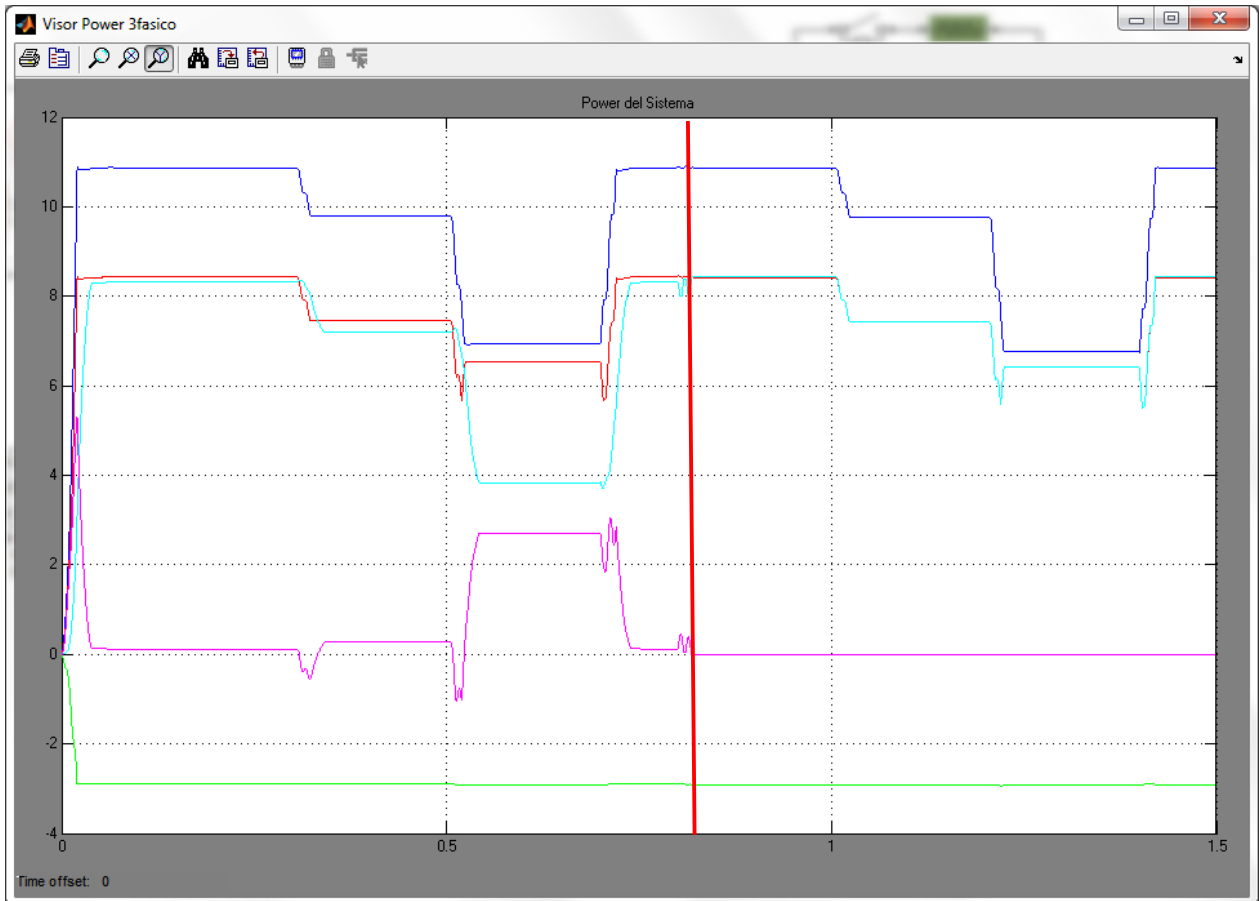


Figura 5.61: Caso 3.1– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Lo que más destaca en este caso, es que la diferencia entre las barras se ve incrementada, notándose claramente la inyección adicional por los GD, manteniendo el consumo desde la red relativamente bajo versus la carga.

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

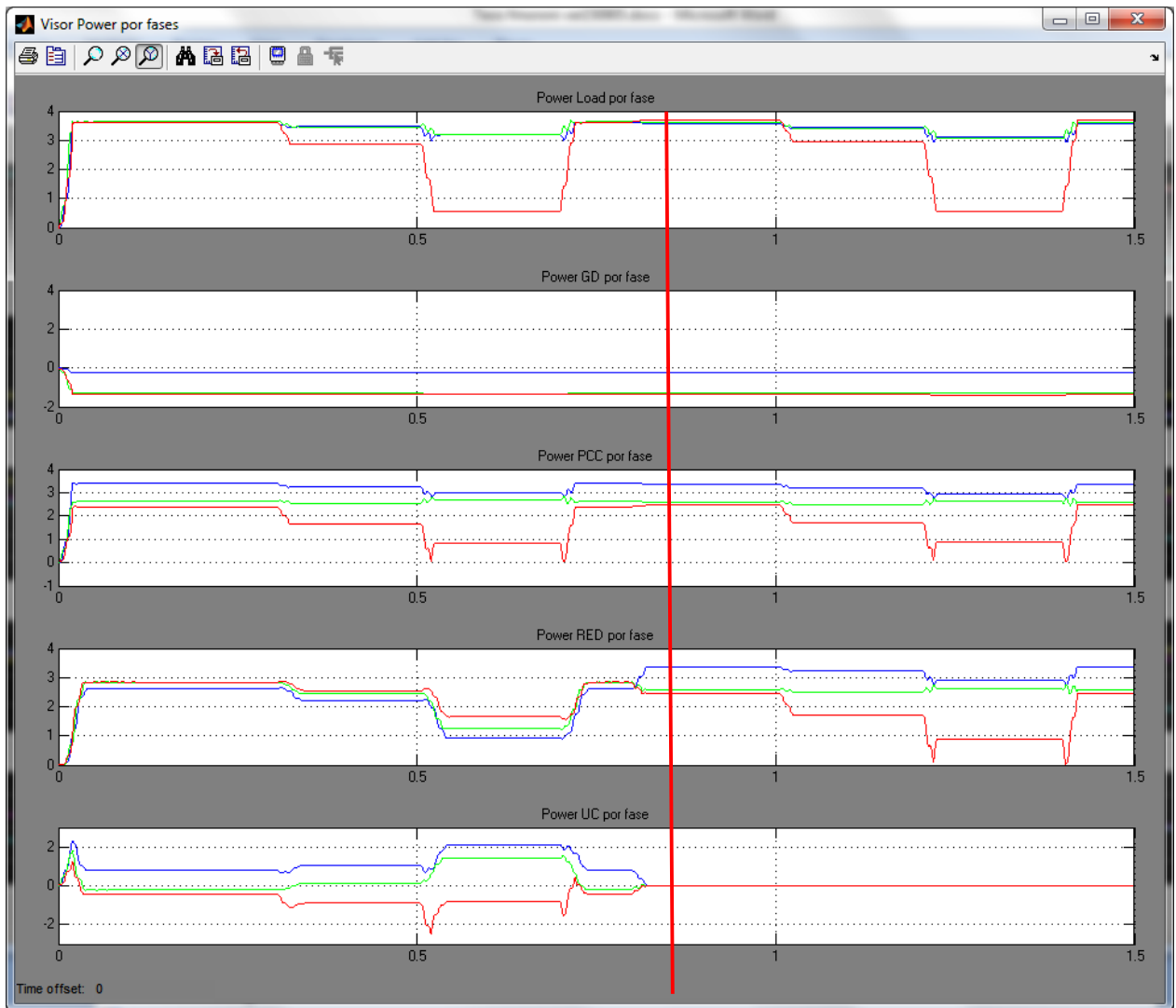


Figura 5.62: Caso 3.1– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Donde se observa que la inyección de potencia por fase que realiza el equipo compensador, permite suavizar y compensar los requerimientos desde la red.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

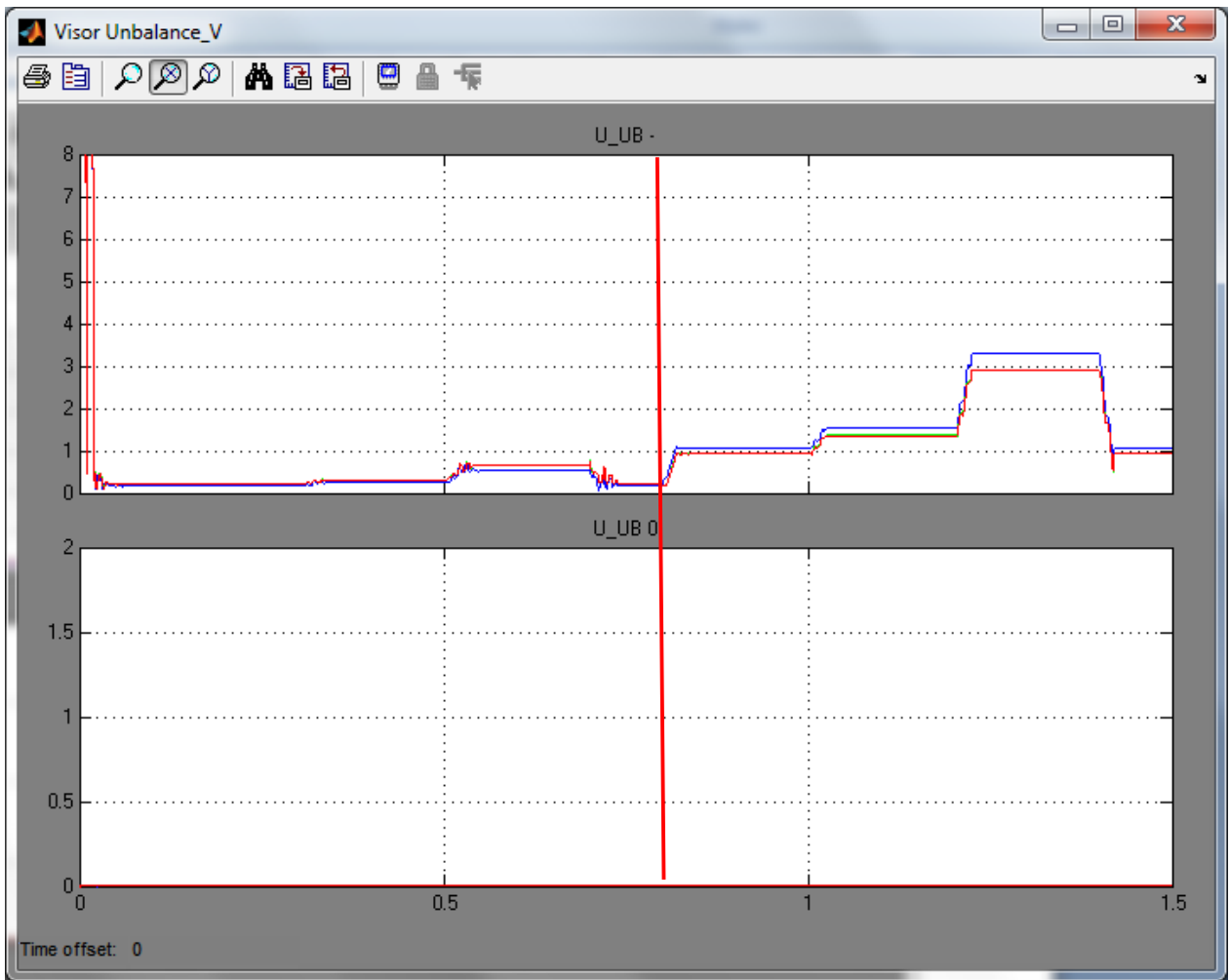


Figura 5.63: Caso 3.1 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

En este caso en particular, se ve que a pesar de los efectos de tanto los escalones como de la GD desbalanceada, con el equipo compensador se sigue manteniendo la red dentro de las normas, en cambio sin este, no se cumple en ninguna barra, incluso superando el 3% en los consumos.

5.4.2.2. Caso 3 – Escenario 2

El Escenario 2 contempla la extensión del alimentador a 40 km, manteniéndose sin la generación distribuida en fase A entre los consumos.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del

alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

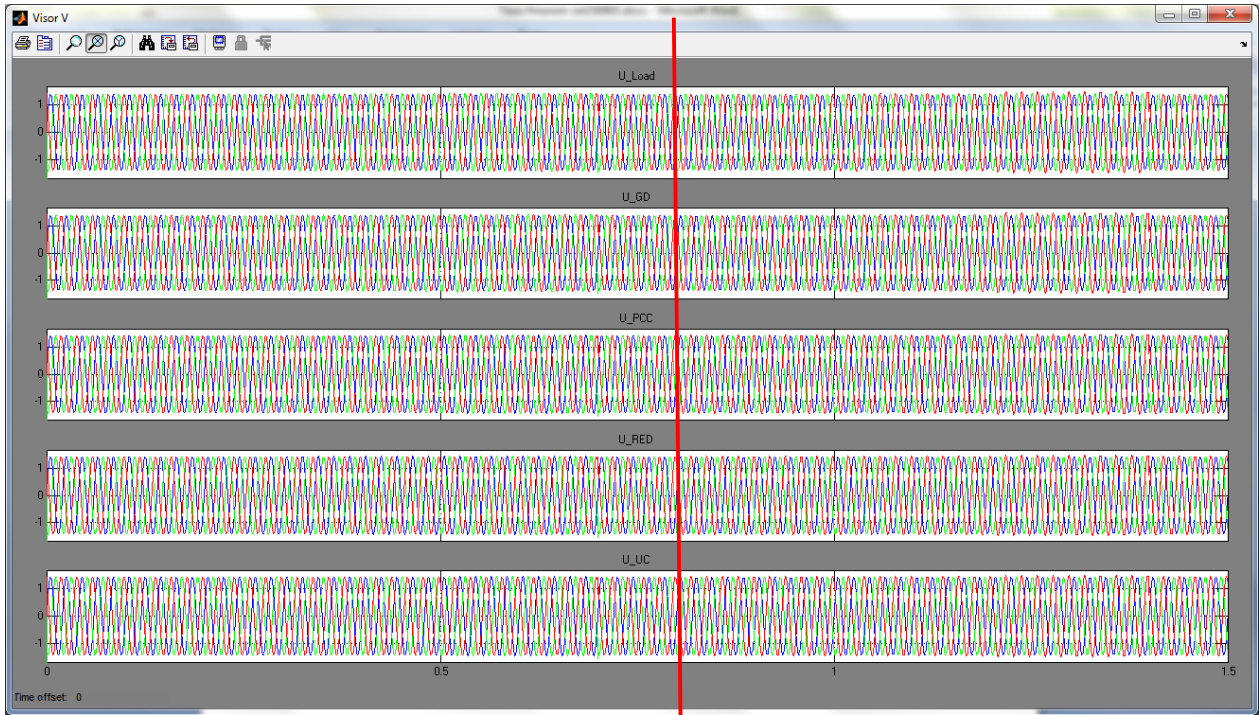


Figura 5.64: Caso 3.2 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

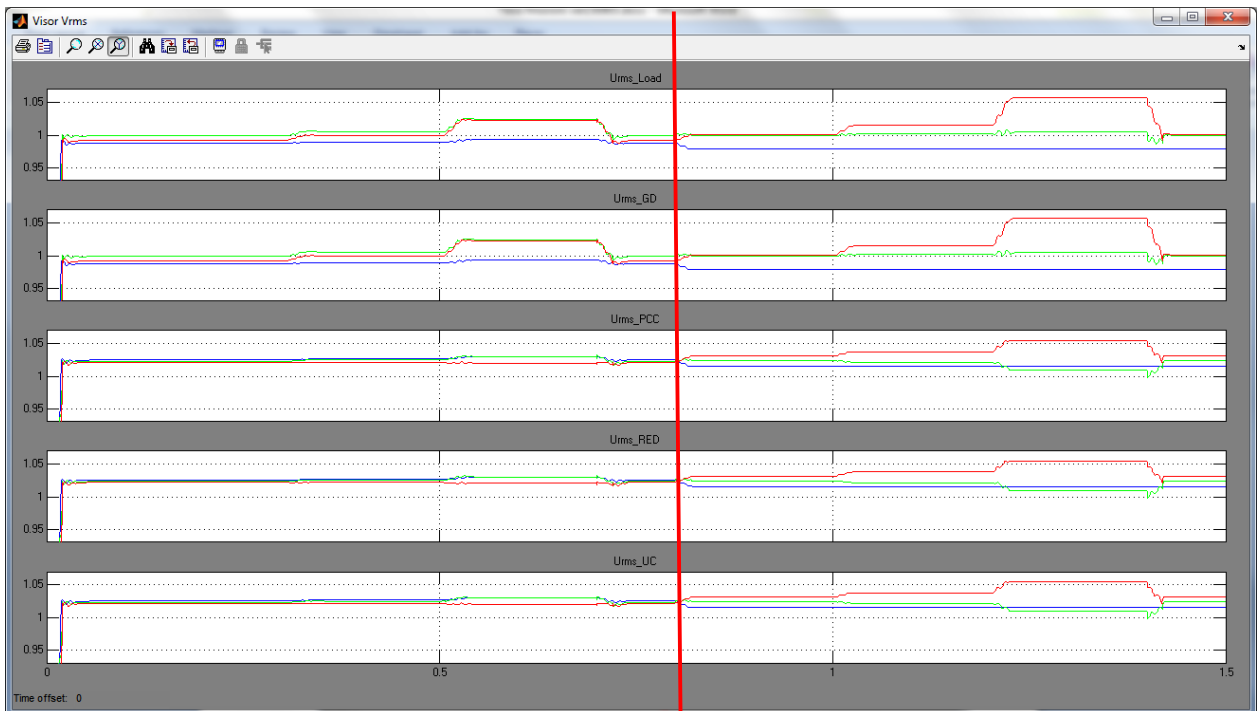


Figura 5.65: Caso 3.2 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Similar a los casos 1 y 2, al aumentar el largo del alimentador, se observa un mayor baja de tensión en la barra de consumos cuando el equipo compensador no está operativo.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

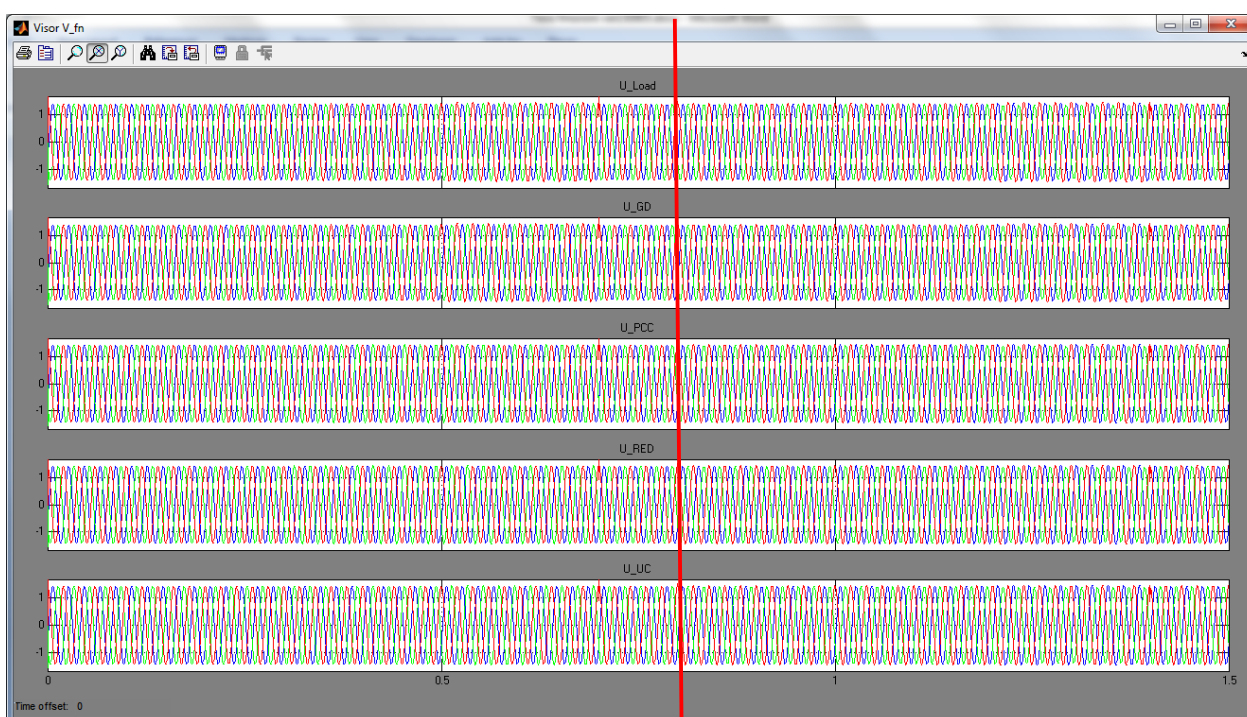


Figura 5.66: Caso 3.2 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

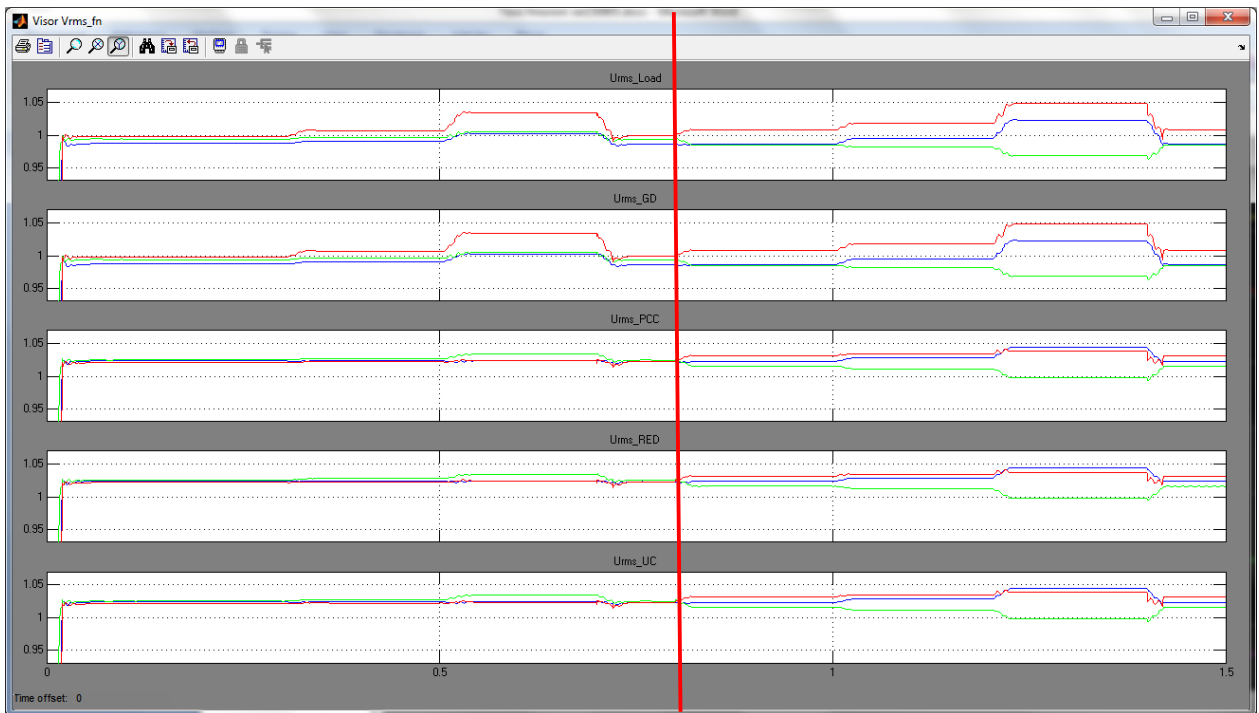


Figura 5.67: Caso 3.2 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

De la misma forma que en voltajes fase-fase, con voltajes fase-neutro, se ve incluso un poco más pronunciada la baja de tensión.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

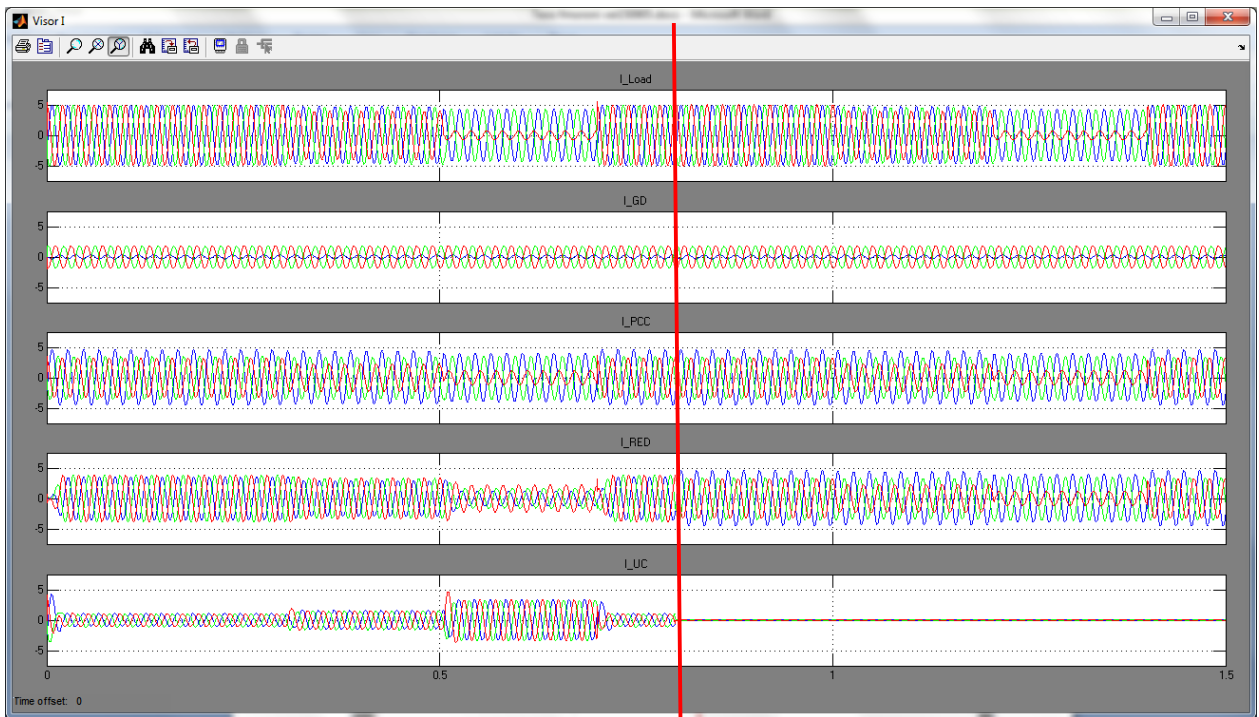


Figura 5.68: Caso 3.2 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

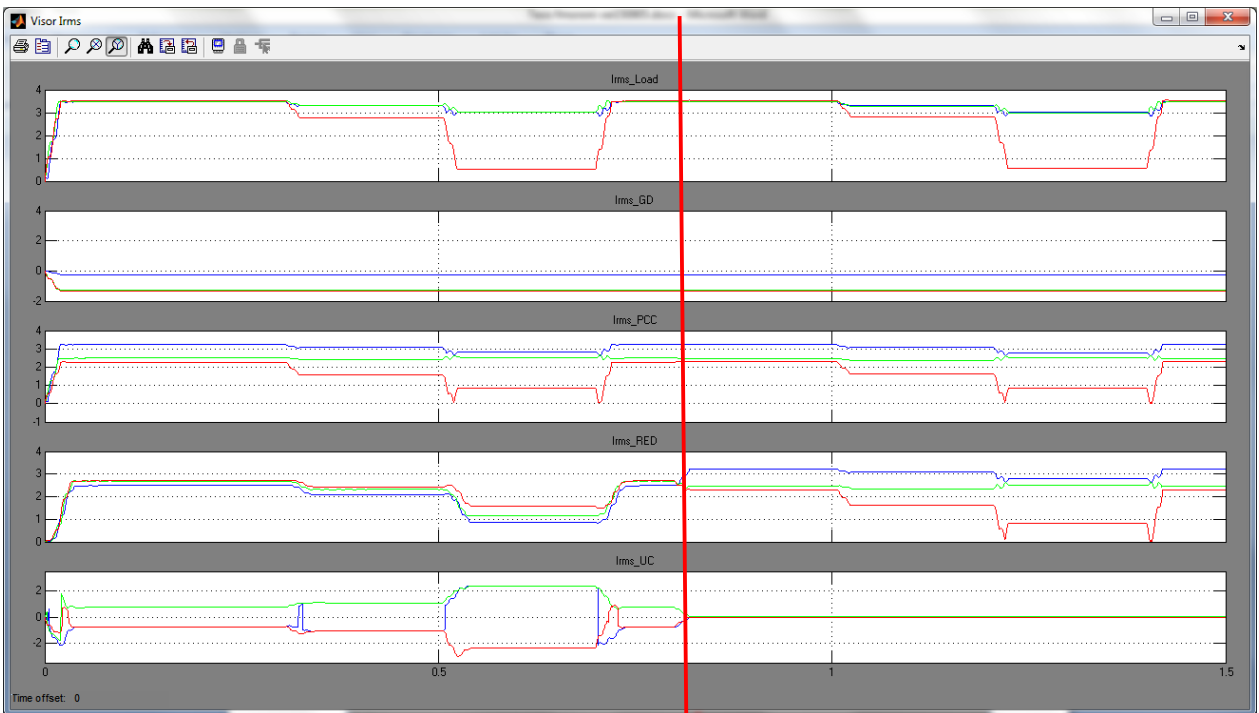


Figura 5.69: Caso 3.2 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

En términos de corriente, en este escenario se ve similar al escenario 2 del caso 1, pero con un leve aumento de lo inyectado desde el equipo compensador producto de la presencia de GD desbalanceada.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

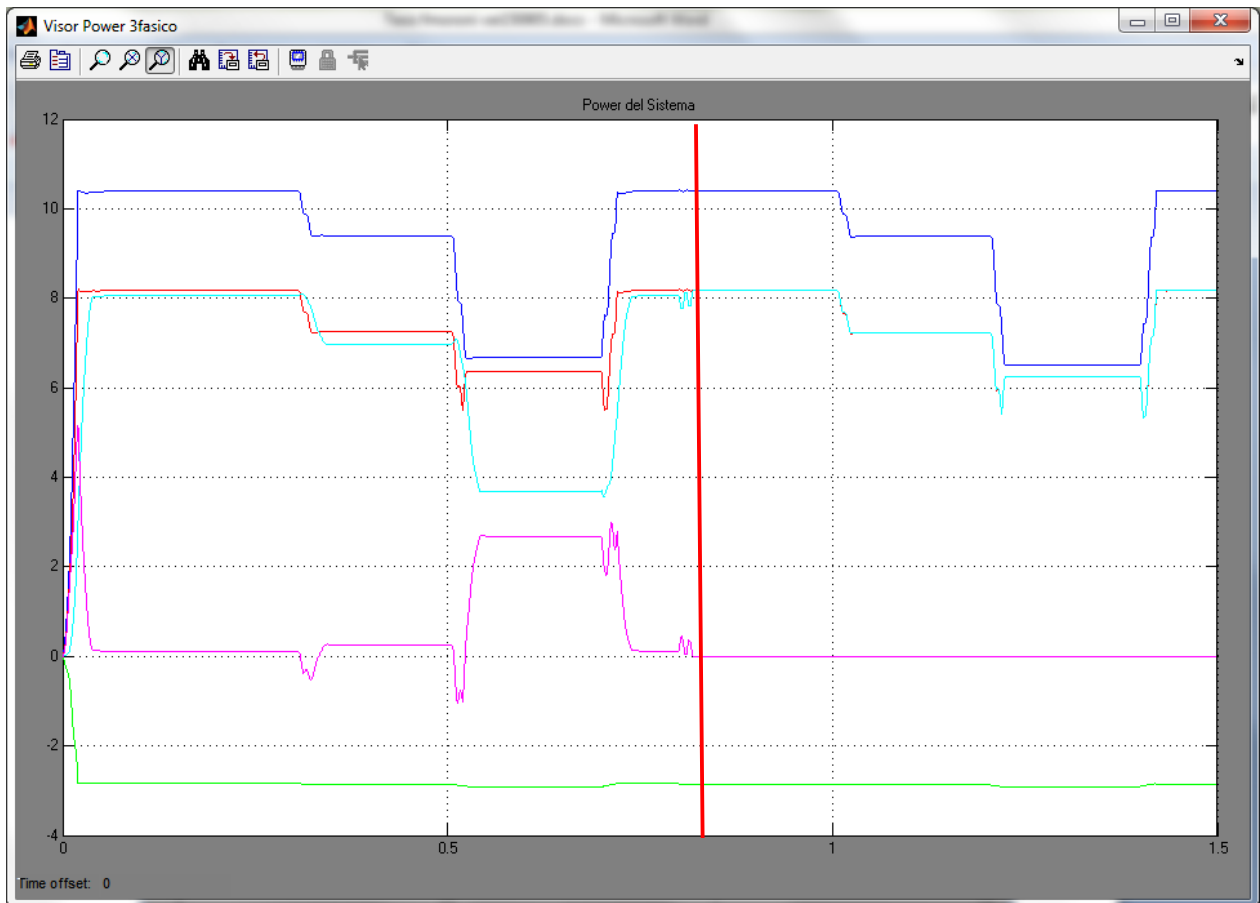


Figura 5.70: Caso 3.2– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

No se observa gran diferencia en las potencias entregadas por el equipo compensador respecto al escenario 1 con el aumento del largo del alimentador. De forma similar, luego de observar en la Figura 5.8 las potencias por cada fase en todas las barras del sistema, se ven inyecciones y retiros que permiten que desde la red se suavice el requerimiento.

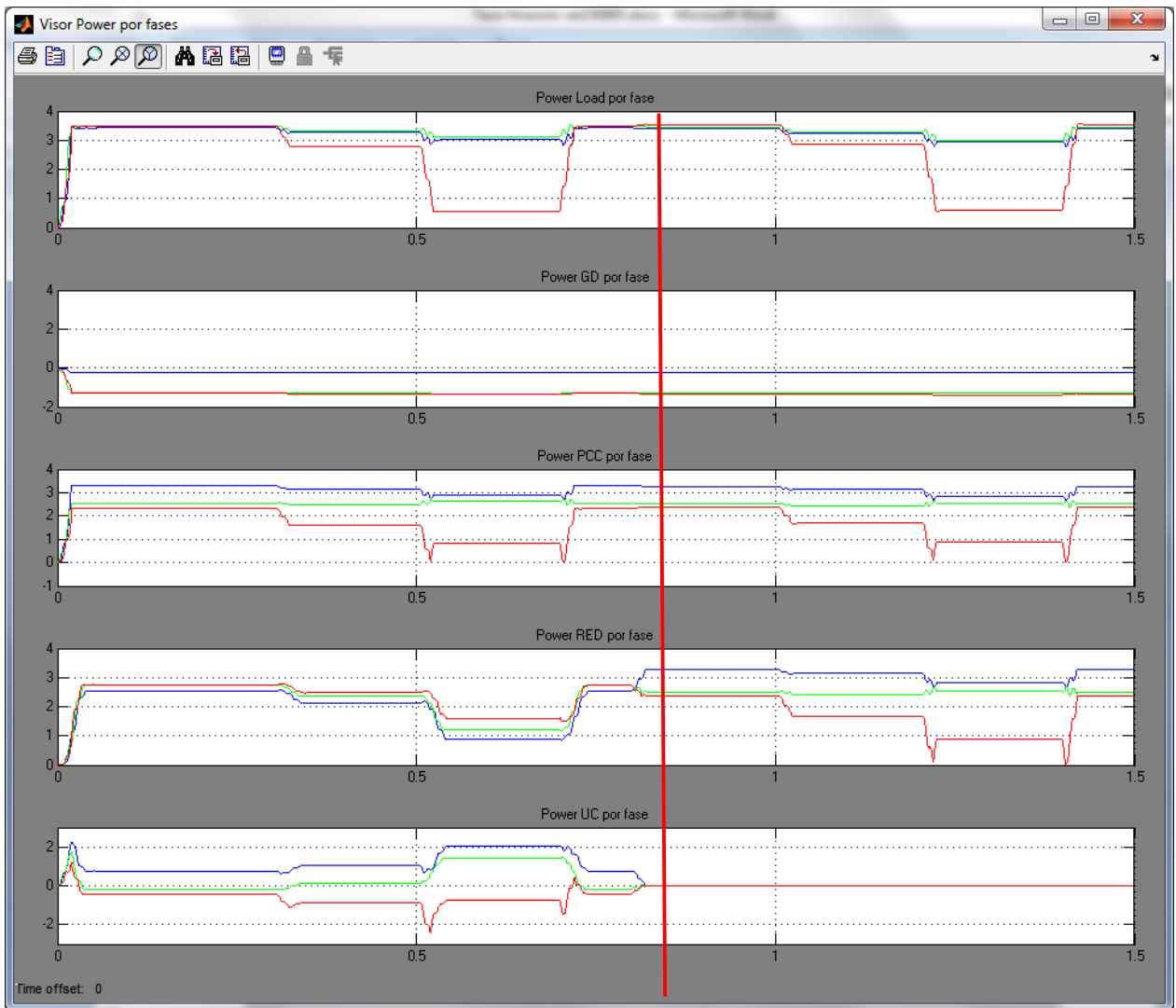


Figura 5.71: Caso 3.2– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

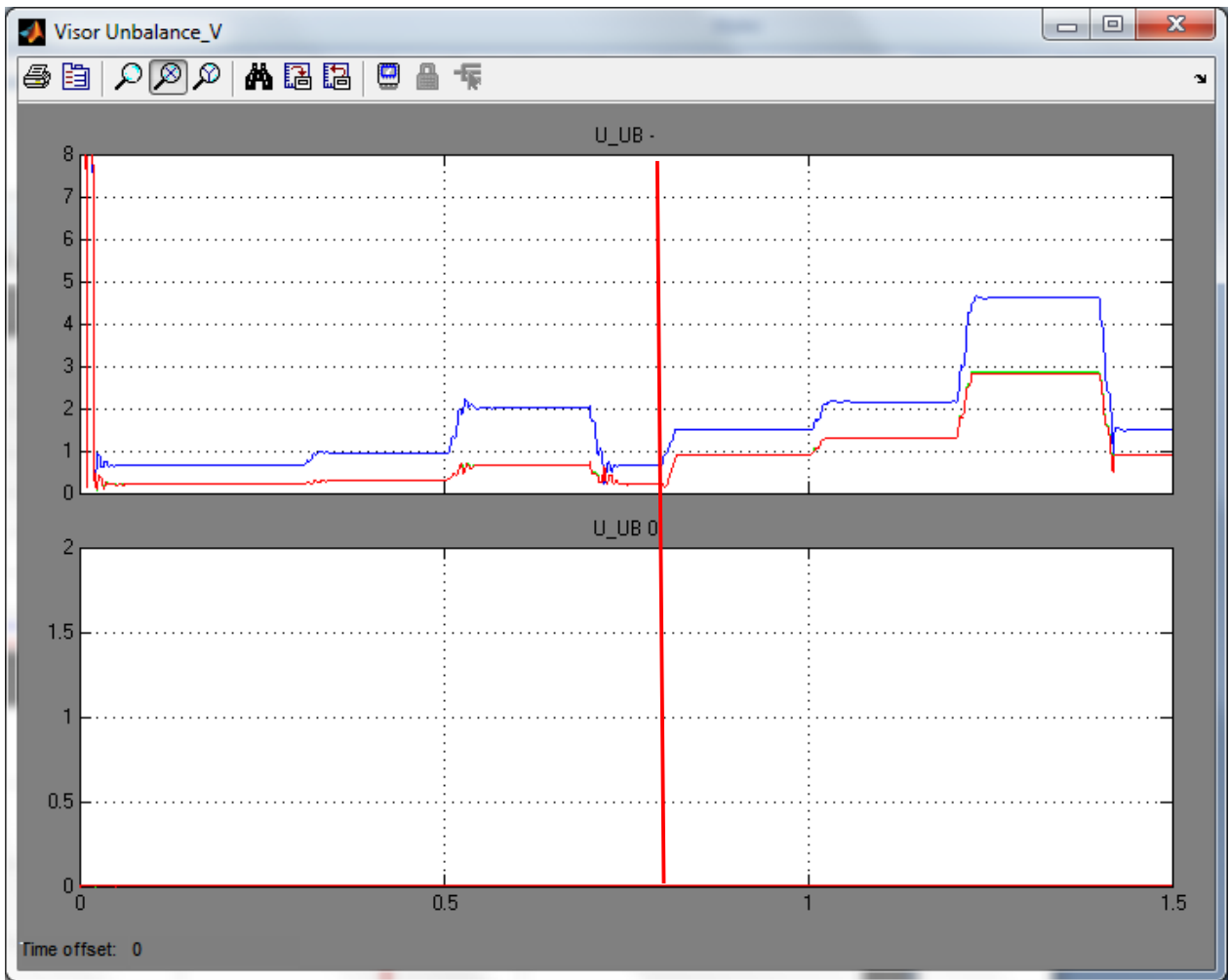


Figura 5.72: Caso 3.2 – Índice de desbalance de tensión con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Al ser este el escenario más agresivo, se ve que el equipo apenas logra mantener la barra de consumo con un nivel de desbalance de tensión dentro de las normas (1.99%), sin embargo sin la presencia de este, los desbalances superan ya desde el primer escalón el nivel permitido, incluso llegando a un 4,6% en el peor caso en los consumos y cercano al 2,8% en la barra de conexión de la red.

5.4.2.3. Caso 3 – Escenario 3

El Escenario 3 contempla la extensión original del alimentador, ie, 10 km, incorporando generación distribuida en fase A entre los consumos de valor 460 kW.

Voltaje fase-fase

A continuación se observan los voltajes fase-fase alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del

alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

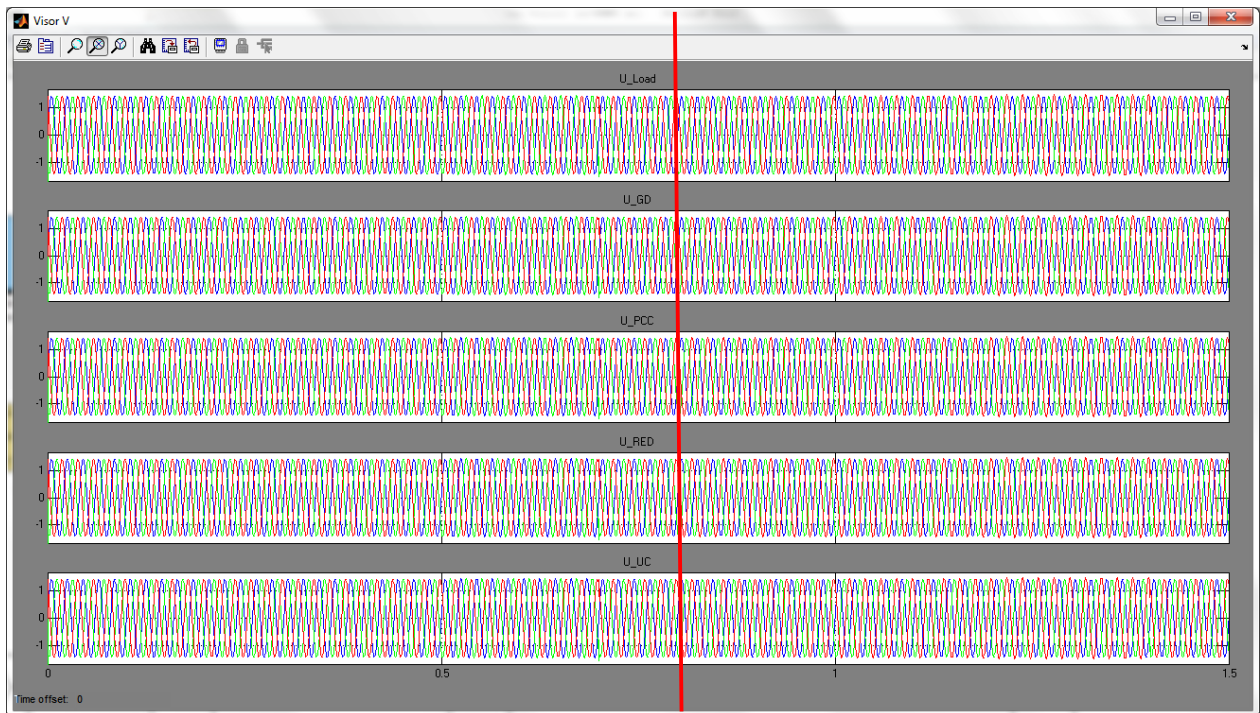


Figura 5.73: Caso 3.3 - Voltaje F-F alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

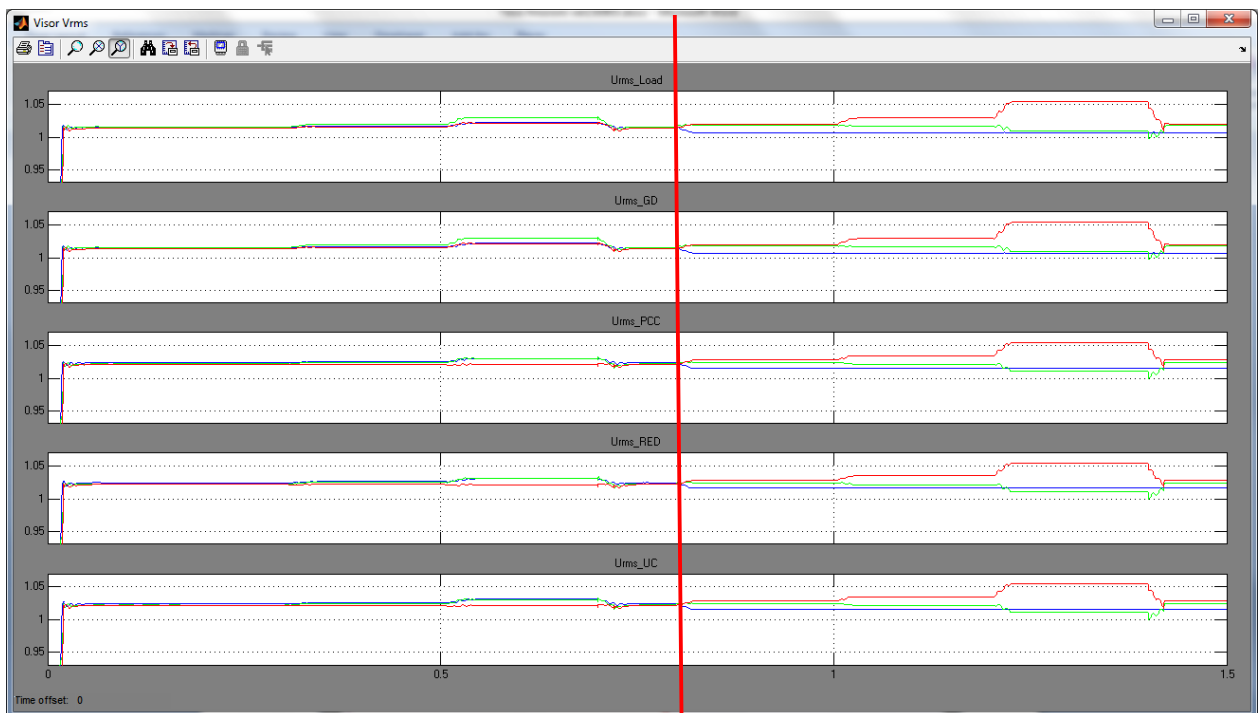


Figura 5.74: Caso 3.3 - Voltaje F-F RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Se observa algo similar que en los casos y escenarios anteriores, con algunos voltajes fase-fase superando el 5% sobre la nominal cuando no opera el equipo compensador, y con este en operación no superando el 3%.

Voltaje fase-neutro

A continuación se observan los voltajes fase-neutro alternos y RMS en la barra de Consumos (U_Load), barra de Generación Distribuida (U_GD), punto de conexión del alimentador (U_PCC), en la barra de la subestación (U_RED) y en la barra del equipo compensador (U_UC), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

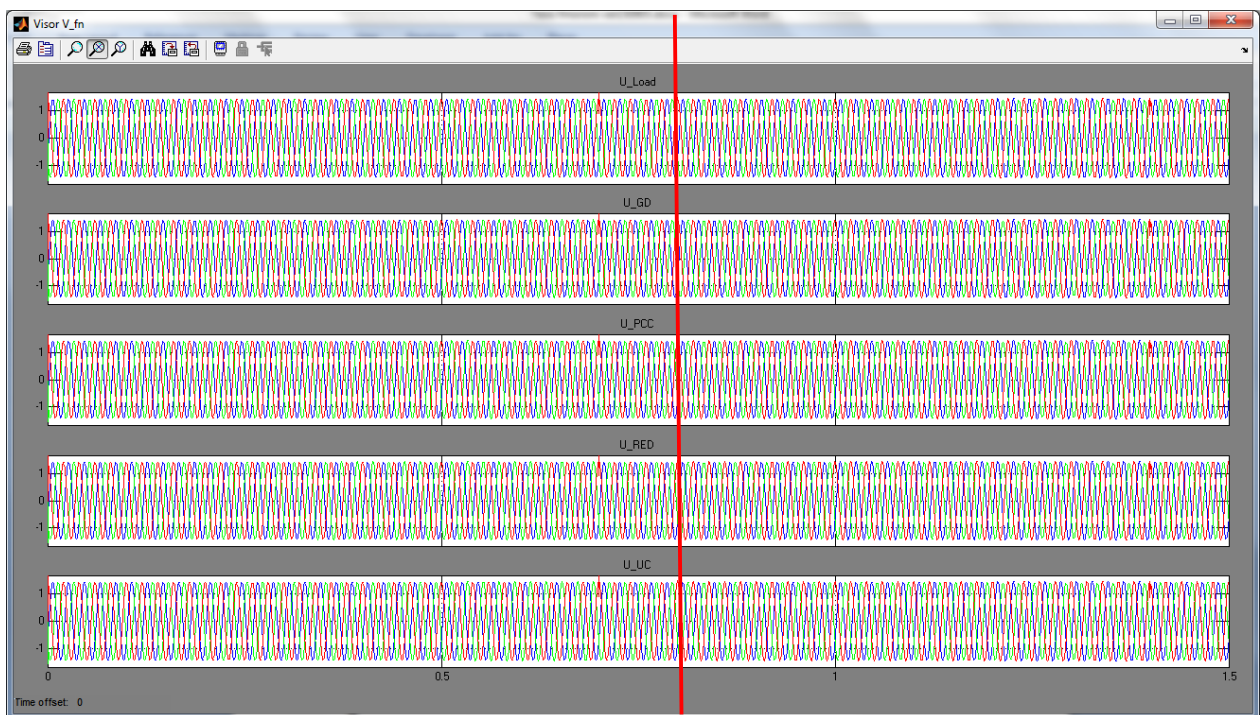


Figura 5.75: Caso 3.3 - Voltaje F-N alterno con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

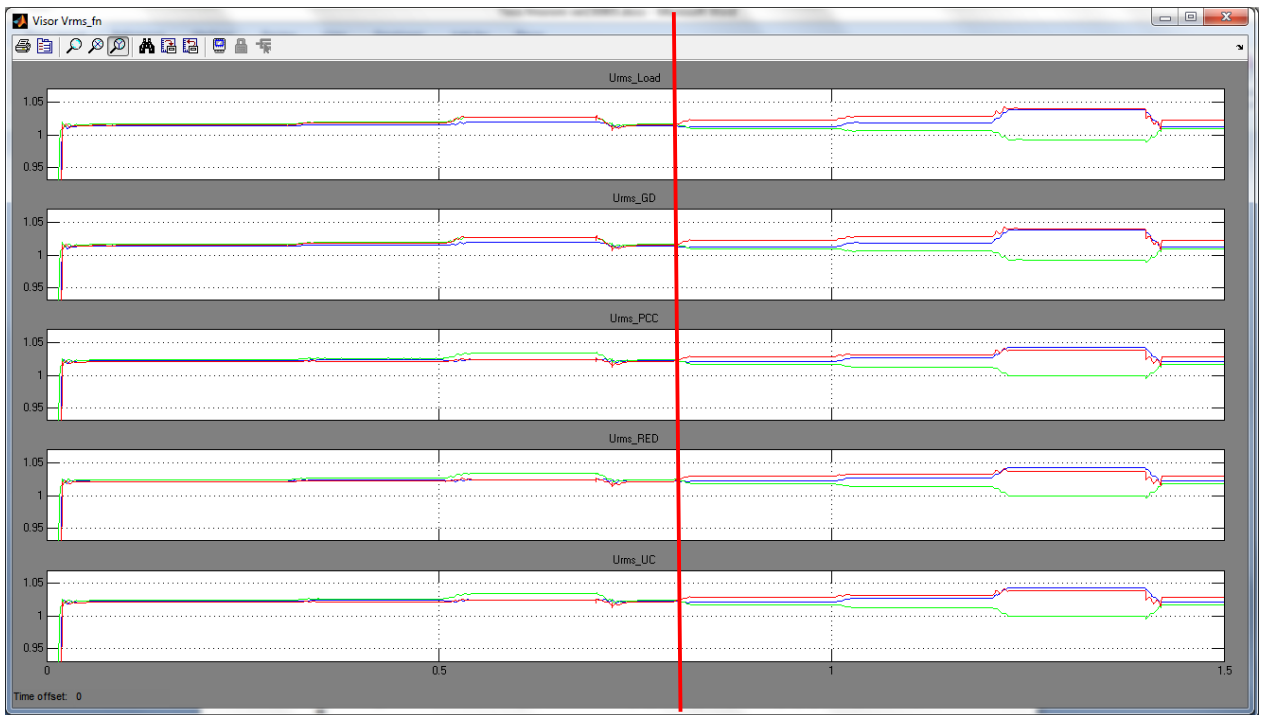


Figura 5.76: Caso 3.3 - Voltaje F-N RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Del mismo modo que con voltajes fase-fase, se observa un mejor desempeño con equipo compensador operativo que sin él.

Corriente

A continuación se observan las corrientes alternas y RMS en la barra de Consumos (I_{Load}), barra de Generación Distribuida (I_{GD}), punto de conexión del alimentador (I_{PCC}), en la barra de la subestación (I_{RED}) y en la barra del equipo compensador (I_{UC}), tanto para el caso con equipo (izquierda) como para el caso sin equipo compensador (derecha).

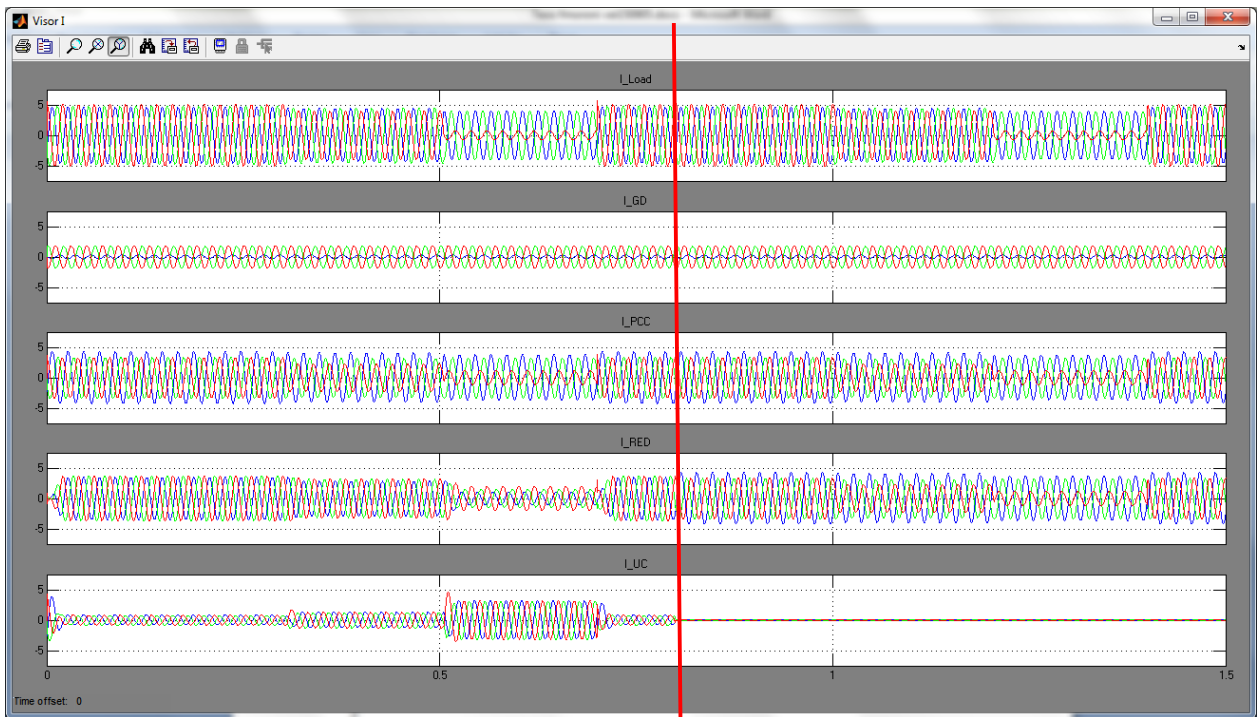


Figura 5.77: Caso 3.3 - Corrientes alternas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

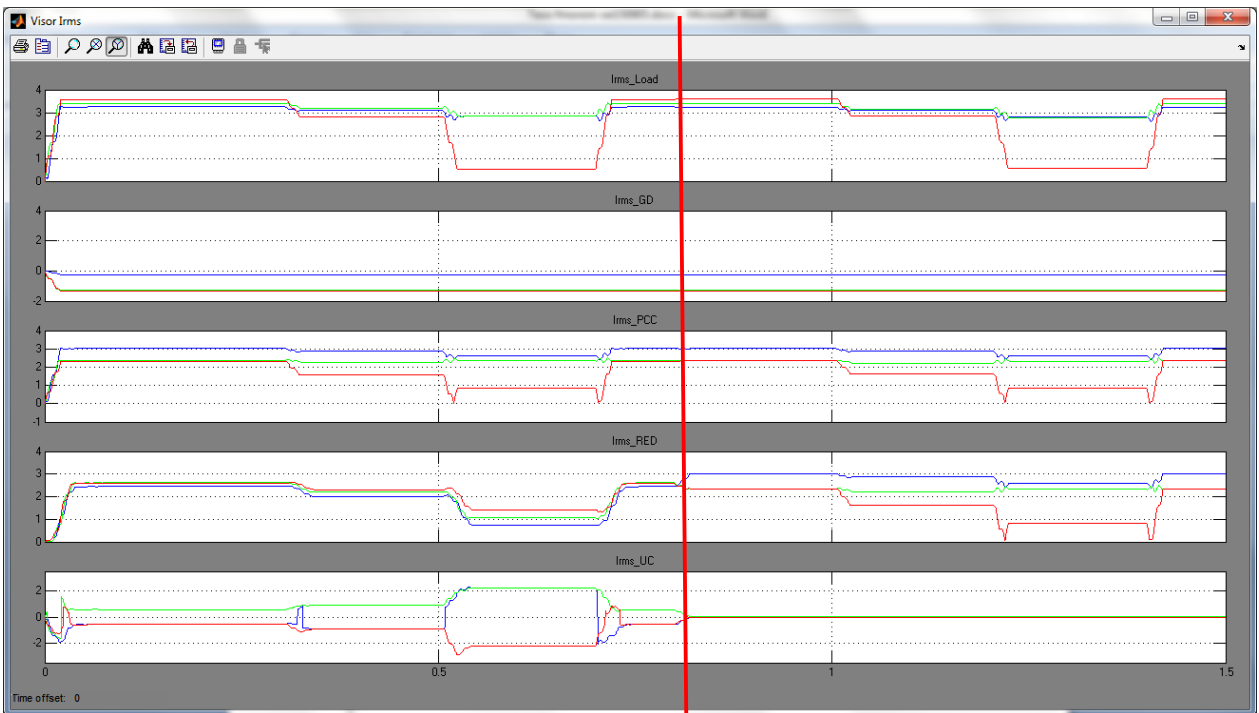


Figura 5.78: Caso 3.3 - Corrientes RMS con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Del mismo modo que en los otros casos, la presencia de GD en la fase A en los consumos, aliviana en parte la carga del equipo compensador en dicha fase. Cumpliendo nuevamente con aliviar a la red desde el punto de vista de retiros desbalanceados.

Potencia Trifásica y por fases

A manera de visualizar el requerimiento en términos de potencia de la unidad compensadora de desbalances, se muestran las potencias consumidas (+) y entregadas (-) al sistema en cada barra.

En la Figura 5.7, se observa la potencia trifásica en los consumos (azul), GD (verde), PCC (rojo), RED (celeste) y UC (magenta).

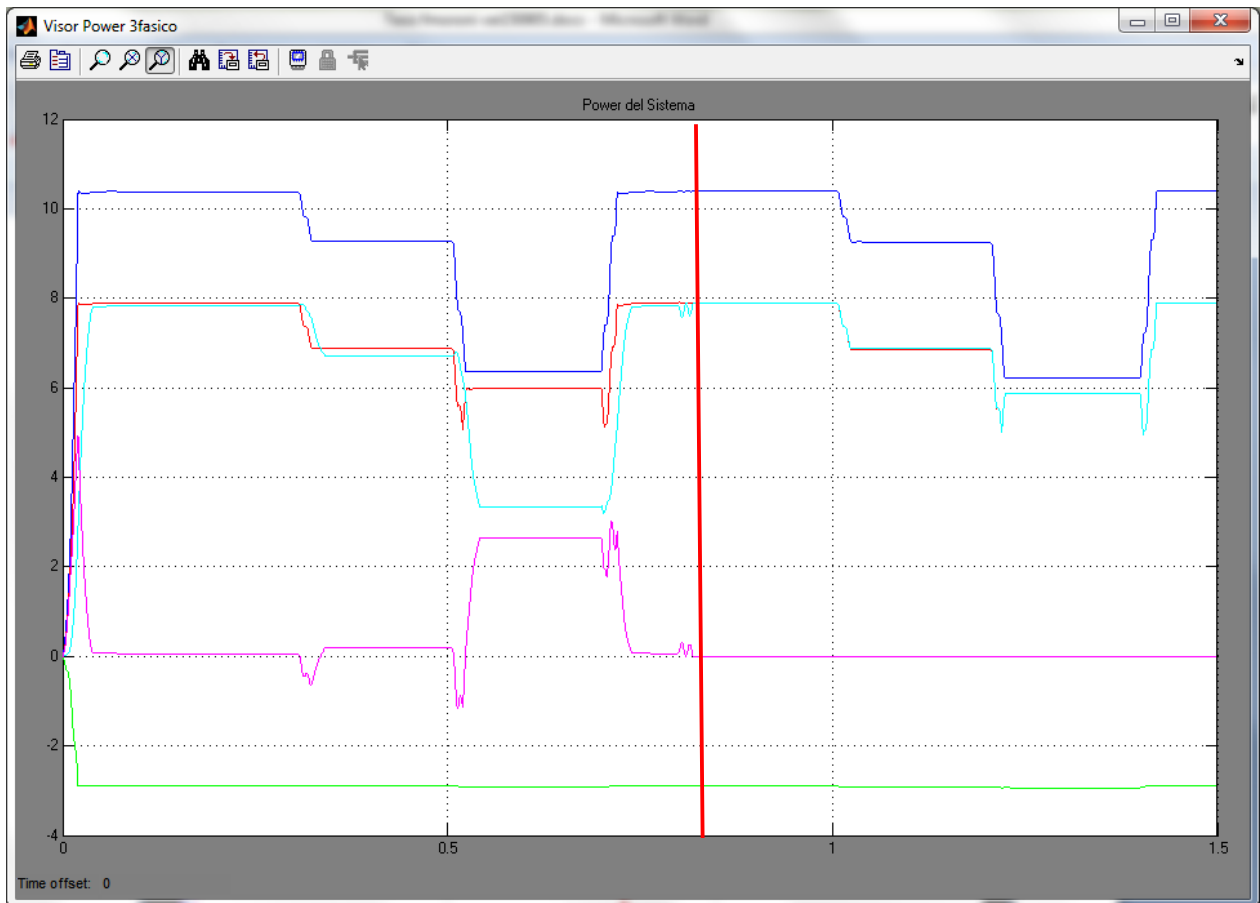


Figura 5.79: Caso 3.3– Potencias trifásicas con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

Además en la Figura 5.8, se muestran las potencias por cada fase en todas las barras del sistema.

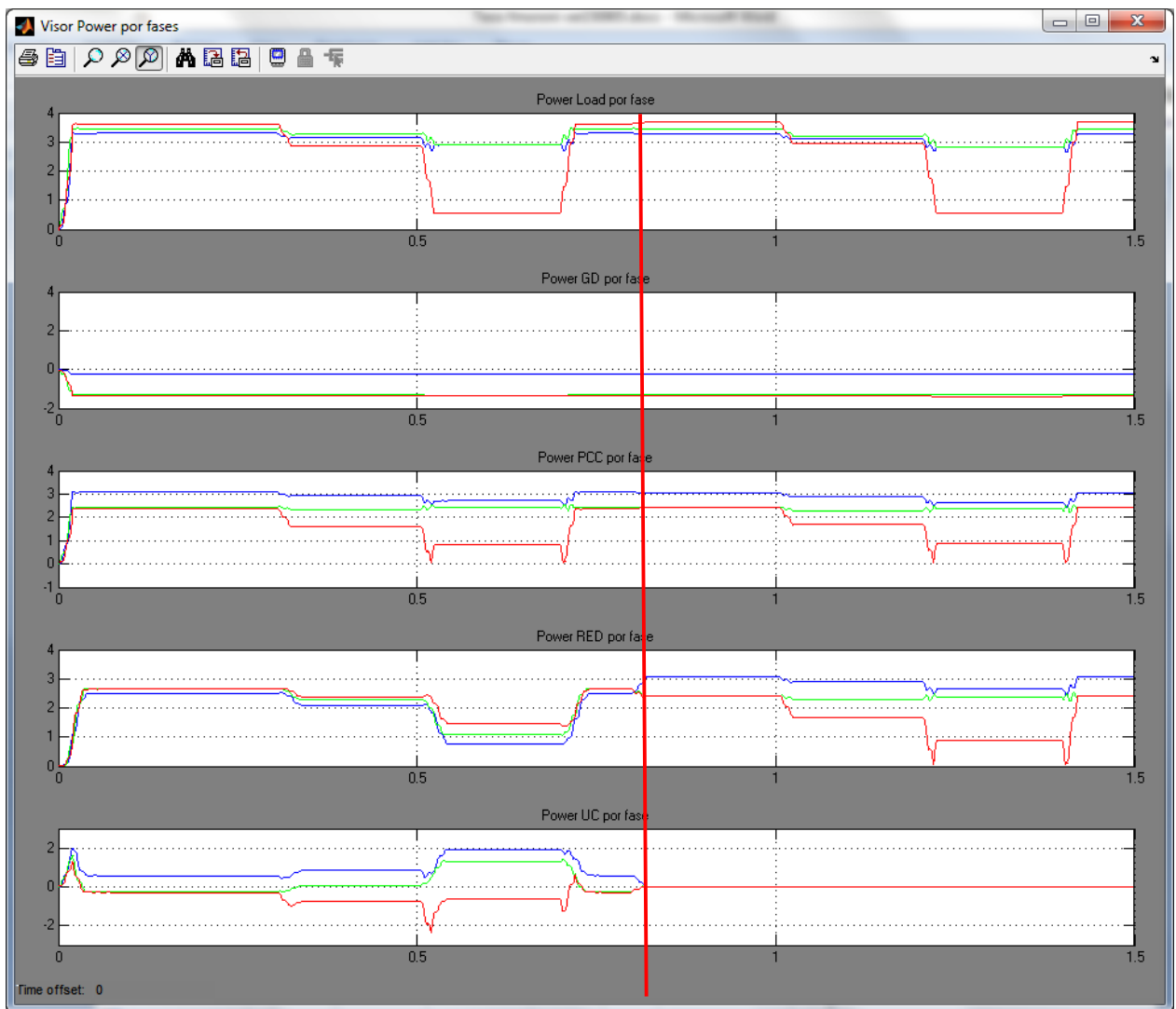


Figura 5.80: Caso 3.3– Potencias por fase con (izquierda) y sin (derecha) equipo compensador

De forma análoga a los casos y escenarios anteriores, se observa que el equipo compensador se ve más exigido cuando el segundo escalón de carga se presenta, momento en el cual debe aportar potencia a la red, de forma de compensar cada fase según sea necesario para cumplir su objetivo.

Indicador Desbalance Tensión

Por último, se muestra el indicador de desbalance de tensión tanto en la barra de la subestación (color rojo), en la barra de conexión PCC (color verde) y en los consumes (color azul) para ambos casos (con y sin equipo compensador).

A niveles de tensión, tanto en fase-fase como en fase-neutro, se observa con el EC una leve mejoría en la tensión en cada fase, llevándolas todas a casi el mismo nivel, con leves diferencias de hasta un 2%, salvo en el escenario 2 que el requerimiento es la barra de cargas es mayor. Sin equipo compensador la diferencia entre fases aumenta hasta en un 7% en las barras más lejanas, llevando algunas tensiones incluso a niveles elevados que están al límite de las normativas.

Observando las inyecciones de corrientes en cada barra, queda claro que lo suministrado por el equipo permite que desde la barra de la subestación, no se observen niveles de desbalance significativos, y se observe solamente una disminución en la corriente suministrada repartido casi proporcionalmente en las 3 fases producto del efecto del equipo compensador, lo que contrasta seriamente con lo registrado con el compensador apagado, en donde queda claro que la red sigue el desbalance de las cargas casi en su totalidad en todos los escenarios simulados.

Tabla 5.3: Resumen indicadores relevantes para Caso 3

Barra	Indicador	Instante	Unidad	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
				Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora	Con equipo	Sin Equipo	Mejora
Red	Desbalance Tensión	con GD	%	0.21	0.92	0.71	0.21	0.89	0.69	0.16	0.68	0.53
		1er escalón + GD	%	0.31	1.35	1.04	0.30	1.30	1.01	0.25	1.10	0.85
		2do escalón + GD	%	0.66	2.89	2.22	0.65	2.81	2.16	0.61	2.66	2.05
	Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.03	1.06	0.03	1.03	1.06	0.02	1.03	1.05	0.02
		Mínima	pu	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.03	1.05	0.01	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.00	-0.02
	Corriente	Máxima	pu	2.78	3.33	0.54	2.70	3.23	0.53	2.61	3.01	0.40
		Mínima	pu	0.89	0.84	-0.06	0.86	0.84	-0.03	0.76	0.84	0.08
	PCC	Desbalance Tensión	con GD	%	0.21	0.93	0.72	0.21	0.90	0.70	0.16	0.69
1er escalón + GD			%	0.31	1.36	1.05	0.30	1.32	1.02	0.26	1.11	0.85
2do escalón + GD			%	0.67	2.92	2.25	0.65	2.85	2.20	0.62	2.69	2.07
Tensión fase-fase		Máxima	pu	1.03	1.06	0.03	1.03	1.06	0.02	1.03	1.05	0.02
		Mínima	pu	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01	1.02	1.01	-0.01
Tensión fase-neutro		Máxima	pu	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.00	-0.02	1.02	1.00	-0.02
Corriente		Máxima	pu	3.33	3.33	0.00	3.23	3.23	0.00	3.02	3.01	0.00
		Mínima	pu	0.83	0.84	0.00	0.83	0.83	0.00	0.84	0.84	0.00
Load		Desbalance Tensión	con GD	%	0.17	1.05	0.88	0.65	1.49	0.84	0.12	0.78
	1er escalón + GD		%	0.25	1.54	1.30	0.94	2.16	1.22	0.20	1.25	1.05
	2do escalón + GD		%	0.53	3.29	2.76	1.99	4.60	2.61	0.48	3.03	2.54
	Tensión fase-fase	Máxima	pu	1.03	1.06	0.03	1.03	1.06	0.03	1.03	1.05	0.03
		Mínima	pu	1.01	1.01	-0.01	0.99	0.98	-0.01	1.01	1.01	-0.01
	Tensión fase-neutro	Máxima	pu	1.03	1.04	0.01	1.03	1.05	0.01	1.03	1.04	0.01
		Mínima	pu	1.01	1.01	0.00	0.99	0.97	-0.02	1.01	0.99	-0.02
	Corriente	Máxima	pu	3.57	3.60	0.03	3.51	3.54	0.03	3.58	3.60	0.03
		Mínima	pu	0.54	0.54	0.01	0.54	0.55	0.01	0.54	0.54	0.01
	UC	Potencia Trifásica	Máxima	MW	2.71	0.00	-2.71	2.69	0.00	-2.69	2.65	0.00
Mínima			MW	0.11	0.00	-0.11	0.11	0.00	-0.11	0.06	0.00	-0.06
Potencia por fases		Máxima	MW	2.08	0.00	-2.08	2.03	0.00	-2.03	1.93	0.00	-1.93
		Mínima	MW	-0.90	0.00	0.90	-0.86	0.00	0.86	-0.73	0.00	0.73
Corriente		Máxima	pu	2.42	0.00	-2.42	2.36	0.00	-2.36	2.22	0.00	-2.22
		Mínima	pu	-2.42	0.00	2.42	-2.36	0.00	2.36	-2.22	0.00	2.22

Al observar los requerimientos de potencia del equipo compensador para el caso 3, se observa claramente que, cuando se pierde el segundo bloque de carga, este es el mayor

entre todos los casos analizados con los mayores niveles de desbalance presentes en el alimentador simulado. Desde el punto de vista trifásico el equipo tiene un requerimiento del orden de 2.7 MW como máximo a la red, pero al observar las fases se tiene que en algunas hay inyección y en otras retiro de valores en torno a 2.0 MW y 0.9 MW como máximo respectivamente, lo que refleja que la presencia de GD desbalanceada provoca distintos requerimientos en cada fase.

Es importante destacar para este caso, que la red entrega menos de la potencia que requieren las cargas, pues parte de estas es aportada por la generación en los puntos de consumo.

Por último, se observa que al tener una red más débil en el escenario 2, los niveles de desbalance de tensión en la carga aumentan considerablemente, incluso generando problemas con la pérdida del primer escalón de carga cuando el equipo compensador no opera, mientras que en la barra RED y PCC se mantienen (e incluso disminuyen) respecto al escenario 1. Con más generación distribuida en la carga (escenario 3), los requerimientos de potencia del equipo compensador se ven disminuidos, al igual que los niveles de desbalance de tensión en general. Cabe mencionar que en los 3 escenarios, cuando el equipo compensador está operativo, los niveles de desbalance se mantienen dentro de las normas, y en la mayoría de las barras en valores cercanos a los ideales.

6. Conclusiones

En este capítulo se presentan las principales conclusiones obtenidas durante el desarrollo de esta tesis así como las posibles futuras líneas de trabajo. Además, se destacan los aportes originales conseguidos.

6.1. Conclusiones Generales

Para comenzar las conclusiones, hay que dejar de manifiesto que el objetivo de simular un equipo que apoye a disminuir los niveles de desbalance de tensión en redes de distribución con alta penetración de generación distribuida fue logrado. El equipo, junto al control implementado, logran en todos los casos analizados disminuir el desbalance de tensión a menos del 2%, por debajo de las normas técnicas más exigentes, tanto en el punto de conexión como aguas abajo del alimentador, lo que permitiría pensar que entregar capacidades de compensación en línea a un alimentador es factible técnicamente.

Con el control propuesto, y a partir de las simulaciones realizadas, se pudo disminuir un desbalance de tensión de un 3.29% a sólo un 0,53%, es decir un 84% de mejora con el alimentador normal, en cambio con la red más débil se logró compensar de un 4.60% a sólo un 1,99%, o sea, un 57% de mejora del indicador, lo que demuestra que mediante este tipo de equipamientos en las redes, se pueden llevar situaciones bastante alejadas de las normas, a satisfacerlas plenamente.

Como regla general, bajo todos los casos estudiados, el incluir la operación de este equipo compensador y su control mejora el indicador de desbalance a lo menos un 77%, salvo en el escenario más complejo que se obtienen mejoras en torno a un 56%, como se puede observar en la Tabla 6.1.

Además, se realizó un completo análisis de los problemas que enfrentan las redes de distribución, las formas clásicas de solucionarlos, además de revisar las últimas tendencias en el estado del arte para mejorar la eficiencia de las redes de distribución con miras al futuro y la integración con generación distribuida en gran escala en estas, tales como el concepto de Smart grid, generadores virtuales e inversores con capacidades adicionales.

Junto con lo anterior, se profundizó en el estado del arte de las tecnologías de generación distribuidas, en particular en lo relacionado a tendencias de la energía solar fotovoltaica,

la cual tiene la mayor proyección de crecimiento en el sector residencial y comercial en el futuro inmediato.

Tabla 6.1: Resumen indicadores desbalances de tensión Casos 1 a 3

Barra	Instante	Unidad	Escenario 1				Escenario 2				Escenario 3			
			Con equipo	Sin Equipo	Efecto	% mejora	Con equipo	Sin Equipo	Efecto	% mejora	Con equipo	Sin Equipo	Efecto	% mejora
Red	base	%	0.00	0.00	0.00	--	0.00	0.00	0.00	--	0.06	0.27	0.21	78%
	1er escalón	%	0.12	0.55	0.43	78%	0.12	0.52	0.40	77%	0.07	0.32	0.25	78%
	2do escalón	%	0.51	2.22	1.71	77%	0.49	2.15	1.66	77%	0.46	2.00	1.54	77%
	con GD	%	0.21	0.92	0.71	77%	0.21	0.89	0.69	77%	0.16	0.68	0.53	77%
	1er escalón + GD	%	0.31	1.35	1.04	77%	0.30	1.30	1.01	77%	0.25	1.10	0.85	77%
	2do escalón + GD	%	0.66	2.89	2.22	77%	0.65	2.81	2.16	77%	0.61	2.66	2.05	77%
PCC	base	%	0.00	0.00	0.00	--	0.00	0.00	0.00	--	0.06	0.28	0.22	79%
	1er escalón	%	0.12	0.56	0.44	79%	0.12	0.53	0.41	77%	0.07	0.32	0.25	78%
	2do escalón	%	0.52	2.25	1.73	77%	0.50	2.17	1.67	77%	0.46	2.01	1.55	77%
	con GD	%	0.21	0.93	0.72	77%	0.21	0.90	0.70	77%	0.16	0.69	0.53	77%
	1er escalón + GD	%	0.31	1.36	1.05	77%	0.30	1.32	1.02	77%	0.26	1.11	0.85	77%
	2do escalón + GD	%	0.67	2.92	2.25	77%	0.65	2.85	2.20	77%	0.62	2.69	2.07	77%
Load	base	%	0.00	0.00	0.00	--	0.00	0.00	0.00	--	0.05	0.31	0.26	84%
	1er escalón	%	0.10	0.63	0.53	84%	0.38	0.87	0.49	56%	0.06	0.36	0.30	83%
	2do escalón	%	0.40	2.54	2.14	84%	1.54	3.55	2.01	57%	0.36	2.27	1.91	84%
	con GD	%	0.17	1.05	0.88	84%	0.65	1.49	0.84	56%	0.12	0.78	0.66	84%
	1er escalón + GD	%	0.25	1.54	1.30	84%	0.94	2.16	1.22	56%	0.20	1.25	1.05	84%
	2do escalón + GD	%	0.53	3.29	2.76	84%	1.99	4.60	2.61	57%	0.48	3.03	2.54	84%

Por otro lado, se obtuvo una herramienta de simulación para enfrentar problemas en alimentadores con generadores en base a inversores monofásicos y variados consumos conectados al mismo, la cual es versátil y fácil de modificar dada su construcción en el software Matlab/Simulink™.

La propuesta de control implementada, es sencilla de implementar pues requiere solo de información local, al contrario de lo requerido en las Smart grids inteligentes full conectadas, lo que la convierte en una tecnología que podría ser un paso intermedio, más económica, antes de que estas últimas entren en operación en redes reales.

Desde el punto de vista de los niveles de potencia que debería manejar el equipo compensador en su funcionamiento habitual, los resultados muestran que son algo elevados en comparación con la carga del alimentador (en torno a un 19%), lo que hace presumir que un solo equipo pueda no ser suficiente frente a altos niveles de pérdidas de carga. Esto se puede solventar por medio de la utilización de controladores multinivel o la utilización de varios equipos sincronizados operando en paralelo.

El análisis del impacto de la presencia de redes débiles y de pequeños generadores con una mayor dispersión desde el punto de vista geográfico (entiéndase más separados unos de otros), indica que bajo estos casos, convendría utilizar equipos compensadores conectados en 2 o más puntos del alimentador, de forma de poder satisfacer los requerimientos, sin la necesidad de incrementar de sobremanera los tamaños de los

equipos como tal, lo que hace pensar que el camino es la compensación distribuida o incorporar capacidades de compensación en los inversores de las unidades GD.

Si bien, la solución planteada en esta tesis no incorpora en detalle el comportamiento de los elementos de electrónica de potencia, los resultados logran satisfacer los objetivos planteados, los cuales iban orientados en el estudio de los problemas asociados a la incorporación de generación distribuida en usuarios residenciales conectados en forma monofásica, el desarrollo de una herramienta para poder simular y realizar análisis, analizar distintas formas de solucionar el problema descrito, implementarla y ver su desempeño bajo distintos escenarios realistas.

6.2. Trabajo Futuro

A modo de identificar potenciales estudios a realizar a partir de este trabajo, se exponen algunas propuestas de temas.

- Incorporar modelos dinámicos de generadores distribuidos, de forma de poder realizar análisis más acabados como por ejemplo el efecto que tendría la incorporación a gran escala de pequeños generadores eólicos en una red de distribución.
- Incorporar la dinámica completa del puente de inversores en el modelo, realizando análisis transientes en donde toman mayor relevancia el efecto de los retardos en el procesamiento de la información.
- Incorporar ciclos de carga y descarga de las baterías que permiten al equipo compensador entregar la corriente a la red.
- Incorporar cargas no lineales, tales como rectificadores, para estudiar comportamiento del equipo compensador como filtro activo.
- Realizar estudios técnico-económicos por si es rentable la introducción de estas tecnologías en las redes de distribución del futuro. Es importante cuantificar los costos de mantenimiento y pérdidas eléctricas de la red con y sin presencia de estas tecnologías.
- Realizar estudio de ubicación óptima del equipo compensador en función de las cargas e inyecciones de potencia a la red.

I. Glosario

- AC : Alternating Current (Corriente Alterna)
- BESS : Battery Energy Storage System
- CBEMA : Asociación de Fabricantes de Equipos Computacionales para Negocios
- CDEC : Centro de Despacho de Carga
- CHP : Combined Heat and Power
- DC : Direct Current (Corriente Continua)
- EN : European Nations Standards
- ERNC : Energía Renovable No Convencional
- ESS : Energy Storage System
- FACTS : Flexible Alternating Current Transmission System
- FAP : Filtros Activos de Potencia
- FV : Fotovoltaica
- GD : Generación Distribuida
- GLP : Gases Licuados del Petróleo
- IEA : International Energy Agency
- IEC : International Electrotechnical Commission
- IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
- IRENA : Agencia Internacional de Energía Renovable (en inglés)
- NREL : National Renewable Energy Laboratory
- PLL : Phase Locked Loop
- PWM : Pulse-Width Modulation
- RMS : Root Mean Square
- SCADA : Supervisory Control And Data Adquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
- SEP : Sistema Eléctrico de Potencia
- SRF : Synchronous Reference Frame
- STACOM : Static Synchronous Compensator
- SVC : Static VAR compensator
- THD : Total Harmonic Distortion
- VSC : Voltaje Source Converter

II. Bibliografía

- [1] J. A. Martínez-Velasco y J. Martín-Arnedo, «Impact of Distributed Generation on Distribution Protection and Power Quality,» de *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, Calgary, AB, Canada, July 2009.
- [2] L. Yunwei, D. Vilathgamuwa y P. C. Loh, «Micro-Grid Power Quality Enhancement Using A Three-Phase Four-Wire Grid-Interfacing Compensator,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, nº 6, pp. 1707 - 1719, 2005.
- [3] N. Voropai y D. N. Efimov, «Operation and Control Problems of Power Systems with Distributed Generation,» de *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, Calgary, AB, Canada, July 2009.
- [4] J. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans y W. D'Haeseleer, «Distributed Generation: definition, benefits and issues,» *Energy Policy*, vol. 33, nº 6, p. 787–798, April 2005.
- [5] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman y L. Vandevelde, «Influence of Converter-Connected Distributed Generation on Distribution Network Losses,» de *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2008. ICHQP 2008.*, Wollongong, NSW, Australia, Sept. 2008.
- [6] J. A. Martínez-Velasco y J. Martín-Arnedo, «EMTP Model for Analysis of Distributed Generation Impact on Voltage Sags,» de *International Conference on Power Systems Transients (IPST'07)*, Lyon, France., June 2007.
- [7] J. A. Martínez-Velasco y J. Martín-Arnedo, «Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distribution Networks,» de *9th International Conference in Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, España, Oct. 2007.
- [8] «Natcon7 Virtual Power Plant,» 2010. [En línea]. Available: <http://natcon7.com>.
- [9] «Encorp Virtual Power Plant,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.encorp.com/content.asp56.htm>.
- [10] A. Chuang y M. McGranaghan, «Functions of a Local Controller to Coordinate Distributed Resources in a Smart Grid,» de *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, Pittsburgh, PA, July 2008.
- [11] R. Zamora y A. K. Srivastava, «Controls for Microgrids with storage: Review, challenges, and research needs,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, nº 7, p. 2009–2018, Sept. 2010.
- [12] J. Zeng, B. Zhang, C. Mao y Y. Wang, «Use of Battery Energy Storage System to Improve the Power Quality and Stability of Wind Farms,» de *International Conference on Power System Technology, 2006. PowerCon 2006*, Chongqing, Oct 2006.
- [13] Z. Yang, C. Shen, L. Zhang, M. Crow y S. Atcitty, «Integration of a StatCom and Battery Energy Storage,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº 2, pp. 254 - 260, May 2001.
- [14] A. Nourai y D. Kearns, «Batteries Included: Smart Grid Goals Realized with Intelligent Energy Storage,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, nº 2, pp. 49 - 54, March-April 2010.

- [15] Eclareon S.L., «PV Grid Parity Monitor Residential Sector, 2nd issue,» May 2013.
- [16] International Energy Agency, «Technology Roadmap: Smart Grids,» International Energy Agency, Paris, 2011.
- [17] M. LaFrance, «Technology and Policy for the Built Environment - Vital for Sustainable Cities,» de *Conference on Energy Efficiency in Cities*, Mexico City, 2014.
- [18] G. Santamaría, «i-Sare: La Red Inteligente de Gipuzkoa,» Jema, Lasarte-Oria, 2012.
- [19] A. Kwasinski, «Grid-Microgrids Interconnection,» The University of Texas at Austin, Austin, TX, 2012.
- [20] M. Rawson, Distributed Generation Costs And Benefits Issue Paper, California Energy Commission, July 2004.
- [21] K. Purchala, R. Belmans, KULeuven, L. Exarchakos y A. Hawkes, Distributed generation and the grid integration issues, Imperial College London, 2006.
- [22] International Energy Agency, «Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets,» Paris, 2002.
- [23] U.S. Department of Energy, «The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion,» U.S. Department of Energy, 2007.
- [24] G. Merino C. y J. Movillo Mattassi, «Ficha Técnica N° 1: Seminario micro y mini centrales hidroeléctricas en canales de riego agrícola,» Centro del Agua para la Agricultura, San Fernando.
- [25] U. E. I. Administration, «Modeling distributed generation in the buildings sectors,» U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2013.
- [26] NREL, «NREL: Energy Technology Cost and Performance Data for Distributed Generation,» National Renewable Energy Laboratory, 09 2013. [En línea]. Available: http://www.nrel.gov/analysis/tech_cost_data.html. [Último acceso: 12 2014].
- [27] NREL, «NREL: Distributed Generation Energy Technology Operations and Maintenance Costs,» National Renewable Energy Laboratory, 09 2013. [En línea]. Available: http://www.nrel.gov/analysis/tech_cost_om_dg.html. [Último acceso: 12 2014].
- [28] ECLAREON S.L., «PV GRID PARITY Residential Sector 2nd issue,» ECLAREON S.L., 2013.
- [29] T. Ackermann, «What Matters for Successful Integration of Distributed Generation,» de *Future Challenges for Electricity Security, IEA Workshop*, Paris, Octubre 2013.
- [30] Foundation, The Nobel, «The Nobel Prize in Physics 1921,» Nobelprize.org, [En línea]. Available: http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/physics/laureates/1921/index.html. [Último acceso: 01 2015].
- [31] ACESOL, «Cómo usar ESolar Fotovoltaica,» Acesol, [En línea]. Available: <http://www.acesol.cl/index.php/c%C3%B3mo-usar-esolar-fotovoltaica.html>. [Último acceso: 20 01 2015].
- [32] I. Pereda y J. Dixon, «Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida,» Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, 2005.
- [33] IRENA, «REthinking Energy: Towards a new power system,» 2014.

- [34] MIT Energy Initiative, «Transparent solar cells: Generating power from everyday surfaces,» *Energy Futures*, nº Spring 2013, pp. 22-26, 2013.
- [35] Onyx Solar Group LLC, «ONIX SOLAR: Building Integrated Photovoltaics,» Onyx Solar, 12 2014. [En línea]. Available: <http://www.onyx-solar.com>. [Último acceso: 01 2015].
- [36] M. Yu, X. Ren, L. Ma y Y. Wu, «Integrating a redox-coupled dye-sensitized photoelectrode into a lithium–oxygen battery for photoassisted charging,» *Nature Communications*, vol. 5, 2014.
- [37] P. M. Dimberu, «New Hybrid Solar Cell Battery Takes Aim at Solar Power’s Energy Storage Problem,» 28 October 2014. [En línea]. Available: <http://singularityhub.com/2014/10/28/new-solar-cell-doubles-as-battery-to-store-the-energy-it-creates/>. [Último acceso: 15 November 2014].
- [38] IEEE Standard, «IEEE Std 1100-2005: Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment,» 2006, pp. 1 - 703.
- [39] IEEE Standard, «IEEE Std 1159-2009: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,» 2009, pp. 1 - 81.
- [40] H. Wang, Y. Hao, B. Hogg y Y. Yang, «Stabilization of power systems by governor-turbine control,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 15, nº 6, p. 351–361, 1993.
- [41] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-30,» de *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.*, 2008.
- [42] J. Faiz, H. Ebrahimpour y P. Pillay, «Influence of Unbalanced Voltage on the Steady-State Performance of a Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motor,» *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 19, nº 4, pp. 657-662, 2004.
- [43] L. Ching-Yin, «Effects of Unbalanced Voltage on Operation Performance of a Three-Phase Induction Motor,» *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 14, nº 2, pp. 202-208, 1999.
- [44] Viego, P.; Quispe, E.; Cogollo, J., «Operación de los Motores Asíncronos con Voltajes Desbalanceados de Diferente Tipo y su Efecto sobre la Eficiencia y el Factor de Potencia,» *Memorias I Congreso Internacional sobre Uso Racional y Eficiente de la Energía, CIUREE 2004*, pp. 151-154, 2004.
- [45] P. Pillay, «Derating of Induction Motors Operating with a Combination of Unbalanced Voltages and Over and Undervoltages,» *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 17, nº 4, pp. 485-491, 2002.
- [46] W. Phillips y W. Kersting, «Phase Frame Analysis Effects of Voltage Unbalance on Induction Machines,» *IEEE Transaction on Industry Applications*, vol. 33, nº 2, pp. 415-420, March/April 1977.
- [47] B. Gafford, W. Duesterhoef y C. Mosher, «Heating of induction motors on unbalanced voltages,» *AIEE Transaction on Power Apparatus and Systems Pt. III-A, Vol. PAS-78*, pp. 282-297, June 1959.
- [48] E. Quispe, G. Gonzalez y J. Aguado, «Influence of Unbalance and Waveform Voltage on the Performance Characteristics of three-phase Induction Motors,» de *Proceedings of International Conference on Renewable Energy and Power Quality Applications, ISBN 8460798870*, Barcelona, España, 2004.

- [49] CENELEC, Tech. Rep., «Voltage Disturbances Standard EN 50160,» 2001.
- [50] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-2-2,» de *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, 2003.
- [51] H. Akagi, «The state-of-the-art of active filters for power conditioning,» de *European Conference on Power Electronics and Applications*, Dresden, 2005.
- [52] M. Stephens, «Power Quality Standards: CBEMA, ITIC, SEMI F47, IEC 61000-4-11/34,» Electric Power Research Institute, Knoxville, Tennessee, 2009.
- [53] «Energy Storage Association,» [En línea]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories>. [Último acceso: 2014].
- [54] S. Atcitty y S. Ranade, Summary of State-of-the-Art PCS System Configurations and Recommendations for Future Research and Development, Sandia Report SAND98-2019, September 1998.
- [55] R. Vidal, Estudio comparativo de las prestaciones obtenidas mediante tres técnicas de sincronización con la red eléctrica trifásica, Universitat Politècnica de Catalunya, 2011.
- [56] B. Villatoro, Teorías de diseño de filtros activos para mitigación de armónicos en sistemas eléctricos de potencia, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2009.
- [57] N. Lundström y R. Ströman, Auxiliary Module for Unbalanced Three Phase Loads with a Neutral Connection, Lund University, 2007.
- [58] J. Eloy-García, Control Directo de Potencia de Convertidores Electrónicos Conectados a la Red, Universidad Carlos III de Madrid, 2007.
- [59] N. Daratha, B. Das y J. Sharma, «Coordination Between OLTC and SVC for Voltage Regulation in Unbalanced Distribution System Distributed Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n^o 1, pp. 289 - 299, January 2014.
- [60] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal y R. A. Jabr, «Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n^o 1, pp. 182 - 192, Jan. 2014.
- [61] C. Po-Tai, C. Chien-An, L. Tzung-Lin y K. Shen-Yuan, «A Cooperative Imbalance Compensation Method for Distributed-Generation Interface Converters,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, n^o 2, 2009.
- [62] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez y J. M. Guerrero, «Secondary Control Scheme for Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n^o 2, June 2012.
- [63] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez y J. M. Guerrero, «Autonomous Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n^o 4, pp. 1390 - 1402, April 2013.
- [64] P. Verdelho y G. D. Marques, «An Active Power Filter and Unbalanced Current Compensator,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, n^o 3, June 1997.
- [65] T. N. Preda, K. Uhlen y D. E. Nordgård, «Instantaneous harmonics compensation using shunt active filters in a norwegian distribution power system with large amount of distributed generation,» de *3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG 2012)*, Aalborg, 2012.

- [66] M. F. Shousha, S. A. Zaid y O. A. Mahgoub, «Better performance for shunt active power filters,» de *Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on*, Ischia, 2011.
- [67] K. Al-Haddad, B. Singh y C. Ambrish, «A review of active filters for power quality improvement,» *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 46, n° 5, pp. 960 - 971, 1999.
- [68] M. El-Habrouk, M. K. Darwish y P. Metha, «Active power filters: a review,» *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, vol. 147, n° 5, pp. 403 - 413, 2000.
- [69] H. Akagi, Y. Kanazawa y A. Nabae, «Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vols. %1 de %2IA-20, n° 3, pp. 625 - 630, May/June 1984.
- [70] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury y P. Crossley, «Microgrids and Active Distribution Networks,» The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2009.
- [71] V. Cárdenas, L. Morán, A. Bahamondes y J. Dixon, «Comparative analysis of real time reference generation techniques for four-wire shunt active power filters,» *Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual*, vol. 2, pp. 791 - 796, 2003.
- [72] C. Donghua y X. Shaojun, «Review of the control strategies applied to active power filters,» de *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on (Volume:2)*, Hong Kong, 2004.
- [73] C. L. Fortescue, «Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,» *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the*, vol. 37, n° 2, pp. 1027 - 1140, 28 July 1918.
- [74] B. M. e. al, «Overview of PLL methods for distributed generation units,» de *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, Cardiff, Wales, 2010.
- [75] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu y F. Blaabjerg, «Synchronization methods for three phase distributed power generation systems - An overview and evaluation,» de *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, Recife, Brasil, 2005.
- [76] X. Chuan, Z. Jing y C. Guozhu, «Comparison of fixed and variable sampling frequency digital PLL for active power filters,» de *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, Bari, 2010.
- [77] U. E. I. Administration, «Annual Energy Outlook 2013,» U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2013.

III. Anexos

Anexo A: Código en Matlab™ para visualizar distintos estados de una red bajo 3 sistemas de referencia, sus componentes simétricas y su nivel de desbalance.

```
w = 50;
t = 0:0.0001:0.2;
theta = w*t;
theta = theta';

for aux=1:6

    switch aux
        case 1
            %Sistema balanceado con neutro
            Va = 1; Anga = 0;
            Vb = 1; Angb = -2*pi/3;
            Vc = 1; Angc = 2*pi/3;

            va = Va * cos(w*t + Anga);
            vb = Vb * cos(w*t + Angb);
            vc = Vc * cos(w*t + Angc);

        case 2
            %Sistema balanceado sin neutro / delta desfasado
            delta = pi/6;
            Va = 1; Anga = 0+delta;
            Vb = 1; Angb = -2*pi/3+delta;
            Vc = 1; Angc = 2*pi/3+delta;

            va = Va * cos(w*t + Anga);
            vb = Vb * cos(w*t + Angb);
            vc = Vc * cos(w*t + Angc);

        case 3
            %Sistema desbalanceado con neutro
            Va = 1; Anga = 0;
            Vb = 1.2; Angb = -2*pi/3;
            Vc = 1; Angc = 2*pi/3;

            va = Va * cos(w*t + Anga);
            vb = Vb * cos(w*t + Angb);
            vc = Vc * cos(w*t + Angc);
```

```

case 4
    %Sistema desbalanceado sin neutro / delta desfasado
    delta = pi/6;
    Va = 1; Anga = 0+delta;
    Vb = 1.2; Angb = -2*pi/3+delta;
    Vc = 1; Angc = 2*pi/3+delta;

    va = Va * cos(w*t + Anga);
    vb = Vb * cos(w*t + Angb);
    vc = Vc * cos(w*t + Angc);

case 5
    %Sistema balanceado con neutro y armónicos en 3 fases
    Va = 1; Anga = 0;
    Vb = 1; Angb = -2*pi/3;
    Vc = 1; Angc = 2*pi/3;

    arm = 5;
    va = Va * cos(w*t + Anga) + Va/arm * sin(arm*(w*t + Anga));
    vb = Vb * cos(w*t + Angb) + Vb/arm * sin(arm*(w*t + Angb));
    vc = Vc * cos(w*t + Angc) + Vc/arm * sin(arm*(w*t + Angc));

case 6
    %Sistema balanceado con neutro y armónicas en una fase
    Va = 1; Anga = 0;
    Vb = 1; Angb = -2*pi/3;
    Vc = 1; Angc = 2*pi/3;

    arm = 5;
    va = Va * cos(w*t + Anga) + Va/arm * sin(arm*(w*t + Anga));
    vb = Vb * cos(w*t + Angb);
    vc = Vc * cos(w*t + Angc);

end

%Vector con tensiones de fase
Vabc = [va;vb;vc];

%Transformada de Clark Normalizada (alfa, betha, cero)

C = sqrt(2/3)*[1,-1/2,-1/2;0,sqrt(3)/2,-
sqrt(3)/2;1/sqrt(2),1/sqrt(2),1/sqrt(2)];

Vab0 = C*Vabc;

%Transformada de Park (directo, quadratura, cero)

Vdq0 = Vab0;

for i=1:length(t)

```

```

    P = [cos(theta(i)), sin(theta(i)), 0; -sin(theta(i)), cos(theta(i)),
0; 0, 0, 1];

    Vdq0(:,i) = P*Vab0(:,i);

end

%Calculos para Componentes Simétricas

a= exp(1i*2*pi/3);
A = 1/3*[1,a,a^2;1,a^2,a;1,1,1];

Vabcf = Vabc;

for i=1:length(t)
    Vabcf(:,i) =
[max(va) * (cos (Anga)+1i*sin (Anga)) ;max (vb) * (cos (Angb)+1i*sin (Angb)) ;max (vc) * (co
s (Angc)+1i*sin (Angc))];
end

Vpn0f = A * Vabcf;

AngVpn0 = atan(imag(Vpn0f)./real(Vpn0f));

Vp = abs(Vpn0f(1))* sin(w*t + AngVpn0(1));
Vn = abs(Vpn0f(2))* sin(w*t + AngVpn0(2));
V0 = abs(Vpn0f(3))* sin(w*t + AngVpn0(3));

Vpn0 = [Vp;Vn;V0];

%Generación de gráficos y figuras
figure(aux)

subplot(3,3,1),plot(t,Vabc)
title('Vabc')

subplot(3,3,2),plot(t,Vab0)
title('Vab0')

subplot(3,3,3),plot(t,Vdq0)
title('Vdq0')

subplot(3,3,4),plot(t,Vp)
title('Componentes simétricas - Vp')
axis([0 0.2 -1.5 1.5])

subplot(3,3,5),plot(t,Vn)
title('Componentes simétricas - Vn')
axis([0 0.2 -1.5 1.5])

```



```
subplot(3,3,6),plot(t,V0)
title('Componentes simétricas - V0')
axis([0 0.2 -1.5 1.5])

subplot(3,2,5),plot(t,100*abs(Vpn0f(2))/abs(Vpn0f(1)))
title('Indicador de Desbalance negativo')
axis([0 0.2 -1 15])
set(gca,'YTick',0:3:100)

subplot(3,2,6),plot(t,100*abs(Vpn0f(3))/abs(Vpn0f(1)))
title('Indicador de Desbalance homopolar')
axis([0 0.2 -1 15])
set(gca,'YTick',0:3:100)

%legend('dataname')
end
```