



UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Tesis para acceder al título de Doctor en Ciencias de la Ingeniería,
Mención Ingeniería Eléctrica

**LOCALIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE
FUENTES DE CONTAMINACIÓN ARMÓNICA
MEDIANTE ESTIMACIÓN DE ESTADO
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

M. Sc. Ing. Diego Martín Ferreyra

DIRECTOR: Dr. Ing. Claudio Ariel Reineri

CODIRECTOR: Dr. Ing. Juan Carlos Gómez Targarona

Río Cuarto (Córdoba), ARGENTINA, Noviembre de 2018

COMISIÓN ASESORA Y JURADO

Nombre y apellido: Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

Nombre y apellido: Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

Nombre y apellido:

..... Lugar de trabajo:

Firma: Aclaración:

DEFENSA ORAL Y PÚBLICA

Lugar y fecha:

Calificación:

A Carina, por su fortaleza y optimismo.
A Virginia, Alejandro y Cecilia, por su apoyo y comprensión.

*“No es tanto ver lo que aún nadie ha visto, sino pensar lo que todavía
nadie ha pensado sobre aquello que todos ven.”*

Erwin Schrödinger

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo del presente trabajo de tesis contó con el invaluable apoyo de numerosas personas, ya sea en el marco de su desempeño institucional o laboral, o bien desde su generoso proceder personal y desinteresado.

En primer lugar, resulta muy valorable que la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de nuestro país, ofrezca oportunidades para que los docentes de carreras de ingeniería podamos realizar trayectos de posgrado. El patrocinio recibido de estas entidades constituye una acción concreta de apoyo a nuestras carreras de ingeniería, que tanto impacto favorable tienen sobre el desarrollo productivo de nuestro país. Existen muchas otras actividades institucionales con las cuales se acompaña de diversas maneras a las carreras de ingeniería: es deseable que sigan en desarrollo, cuidando especialmente la óptima distribución geográfica de su impacto, a fin de que las oportunidades sigan llegando a todos los puntos del país.

Resulta meritorio asimismo el desempeño de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) al propiciar la formación en posgrado de sus docentes. Destaco especialmente el apoyo recibido del Secretario de Ciencia, Tecnología y Posgrado de Rectorado, Dr. Walter Legnani; la Subsecretaria de Posgrado Lic. Alicia Román, y la funcionaria Lic. Lorena Pena, quienes desde sus lugares de trabajo específicos contribuyeron en todo momento a contener y guiar mi tarea como becario tesista, desde mi presentación inicial hasta la cumplimentación de todos los requisitos.

Con respecto a la Facultad Regional San Francisco de la UTN, no alcanzan mis palabras para agradecer a tantos miembros de esta institución donde obtuve mi título de grado y donde me desempeño hoy en docencia e investigación. Del ámbito de la gestión universitaria, agradezco especialmente al ex Decano Dr. Ing. Daniel Ferradas y al ex Secretario Académico Ing. Ricardo Martini por acompañar mis inicios en este emprendimiento académico, y al actual Decano Ing. Alberto Toloza y su equipo de gestión, por continuar apoyando su desarrollo. Un cálido agradecimiento va para el ex Secretario de Ciencia y Tecnología, Ing. Javier Saldarini, quien en todo momento me acompañó técnica y humanamente durante estos años. Aunque numerosos no docentes me asistieron también en diversas gestiones, merece una mención muy especial la

Bibliotecóloga y Analista en Sistemas de Información Silvana Carrizo, a cargo de la Biblioteca institucional, una verdadera apasionada por su tarea.

De entre los docentes de UTN San Francisco, agradezco profundamente al Mg. Ing. Omar D. Gallo por contagiarme su pasión y entusiasmo por la docencia y la investigación. Otros docentes investigadores fueron grandes referentes para mis estudios de posgrado, como el Mg. Ing. Gastón Peretti, la Dra. Ing. Alfonsina Andreatta y la Dra. Verónica Nicolau. También el Esp. Ing. Ernesto Galiano, el Ing. Gustavo Yoaquino, el Ing. Sergio Felissia, el Ing. Edgardo Benvenuto, el Ing. Raúl Ferrero, el Ing. Raúl Beinotti y la Ing. Mariana Bernard me apoyaron de diversas y valiosas maneras en el desarrollo de este trabajo. De manera especial, por su compromiso e idoneidad, los ex docentes Ing. Bartolo J. Carignano e Ing. Raúl C. Alberto fueron de crucial importancia para desarrollar mi interés y curiosidad en temáticas relacionadas con la distribución de la energía eléctrica.

En cuanto a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), donde me recibieron para el desarrollo de mi posgrado, merecen mi mayor aprecio el Dr. Ing. Claudio Reineri y el Dr. Ing. Juan Carlos Gómez Targarona, director y codirector de tesis, respectivamente por su cálida y a la vez profesional actuación. También es imprescindible mencionar al Dr. Ing. Juan Carlos Amatti, al Ing. Daniel Tourn, al Ing. Germán Zamanillo, al Ing. Edgardo Florena, al Ing. Sebastián Nesci y al Ing. Leonardo Sánchez, del Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, por su apoyo y orientación en aspectos técnicos y administrativos. También agradezco la orientación que recibí de docentes de otros ámbitos, como el Dr. Ing. Cristian de Ángelo, el Dr. Ing. Guillermo Bossio, el Dr. Ing. Fernando Magnago, el Dr. Ing. Juan Alemany, el Mg. Ing. Raúl Dean y la Dra. Ing. Mercedes Carnero.

También va mi agradecimiento para el Dr. Ing. Sergio Preidikman y el Dr. Ing. Miguel Piumetto, ambos de la Universidad Nacional de Córdoba; el Dr. Ing. Jorge Vaschetti, de UTN Córdoba; el Dr. Ing. A. Pablo Arena, de UTN Mendoza; y el Dr. Ing. Jorge Vega, de UTN Santa Fe.

Por último, mi inconmensurable agradecimiento va para mi esposa y colega, la Ing. Ana Carina Sarmiento, sin cuyo incondicional apoyo no habría llegado a completar esta etapa académica. Con ella, va también mi agradecimiento infinito a mis queridos hijos Virginia, Alejandro y Cecilia, por su espera, optimismo y confianza incondicional.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	x
RESUMEN	xii
ABSTRACT.....	xiii
RECURSOS FINANCIEROS PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS	xiv
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos	3
1.2. Estado de la técnica.....	3
1.3. Organización del trabajo	8
CAPÍTULO 2. IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA EN REDES ELÉCTRICAS	11
2.1. Correlación entre tasas de distorsión armónica.....	12
2.2. Correlación entre las amplitudes de componentes armónicas homólogas.....	15
2.3. Dirección de la potencia armónica activa	18
2.4. Por estimación de impedancias de red y de carga	20
2.5. Por desagregación de corrientes conforme y no conforme	21
2.5.1. Formulación.....	22
2.6. Consideraciones comparativas	26
CAPÍTULO 3. ESTIMACIÓN DE ESTADO ARMÓNICO EN REDES ELÉCTRICAS	27
3.1. Estimación de estado no lineal en redes eléctricas	28
3.1.1. Formulación.....	29
3.2. Estimación de estado lineal en redes eléctricas	31
3.2.1. Formulación.....	34
3.3. Consideraciones adicionales	37
3.3.1. Combinación de mediciones sincronizadas con mediciones tradicionales ..	37
3.3.2. Observabilidad y sensibilidad.....	38
3.3.3. Previsión contra mediciones erróneas.....	39
3.3.4. Situación relativa de ambas modalidades.....	39
3.4. Particularidades de la estimación de estado armónico.....	40
CAPÍTULO 4. PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA	43
4.1. Formulación general propuesta	43
CAPÍTULO 5. APLICACIONES DE LA PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA.....	51
5.1. Caso 1: aplicación al rectificador trifásico de un convertidor de frecuencia industrial	52
5.2. Caso 2: aplicación a un inversor fotovoltaico para conexión a red	55
5.3. Caso 3: aplicación a un modelo normalizado de referencia de una red eléctrica.....	58
5.4. Caso 4: aplicación al modelo de una red de distribución industrial real	66
5.5. Alcance comparativo de los resultados.....	73
5.6. Discusión sobre los resultados	74
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....	77
6.1. Detalle de aportes por capítulo	77
6.2. Conclusiones y alcance del trabajo.....	78
6.3. Trabajo futuro.....	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81

ANEXO: OTRAS PRODUCCIONES DEL AUTOR RELACIONADAS CON ESTE TRABAJO	91
Tesis de posgrado	91
Libro	91
Publicaciones en revistas	91
Presentaciones en congresos	91
Presentaciones en jornadas	92
Otras publicaciones	93
Artículos web didácticos.....	94
Dirección y codirección de proyectos de I+D homologados	95
Evaluación para revistas y congresos	96
COPIA DE PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Casos notables de la situación límite para imputación de responsabilidades	49
Tabla 5.1. Resultados del criterio propuesto para el convertidor de frecuencia.....	54
Tabla 5.2. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 72 %	56
Tabla 5.3. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 24 %	57
Tabla 5.4. Transformadores de la red eléctrica de referencia	59
Tabla 5.5. Impedancias p. u. de las líneas de la red eléctrica de referencia	60
Tabla 5.6. Datos de flujo de carga en la red eléctrica	60
Tabla 5.7. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 49:RECT	65
Tabla 5.8. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 39:T3 SEC ...	65
Tabla 5.9. Información sobre las cargas de la red industrial	69
Tabla 5.10. Impedancias de las líneas de la red industrial	69
Tabla 5.11. Resultados del flujo de carga en la red industrial de media tensión	71
Tabla 5.12. Resultados del criterio propuesto para la barra 10 de la red industrial	72
Tabla 5.13. Resultados del criterio propuesto para la barra 15 de la red industrial	72
Tabla 5.14. Comparación de las características principales de los casos evaluados.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolución de la potencia activa total en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	13
Figura 2.2. Evolución de la TDT de la tensión de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	13
Figura 2.3. Evolución de la TDT de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017	14
Figura 2.4. Evolución de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 26/07/2012	15
Figura 2.5. Evolución de la TDT de tensión y de la TDT de corriente en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	16
Figura 2.6. Evolución de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	16
Figura 2.7. Evolución de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012.....	17
Figura 2.8. Bases para criterio según la dirección de la potencia armónica activa.....	19
Figura 2.9. Estimación de impedancias de red y de carga.....	20
Figura 2.10. Desagregación de corrientes conforme y no conforme	24
Figura 2.11. Desagregación de corrientes conforme y no conforme	25
Figura 3.1. Magnitudes por considerar en la estimación de estado de redes eléctricas ..	28
Figura 3.2. Ejemplo de disposición de mediciones fasoriales sincronizadas para estimación de estado lineal	32
Figura 3.3. Ejemplo de fasores de tensión de frecuencia fundamental por determinar con la disposición de la figura anterior	33
Figura 3.4. Comparación de convenciones para la expresión de fasores a) tradicional en ingeniería; b) habitual en la operación de redes.....	34
Figura 3.5. Muestra de la desagregación fasorial de una forma de onda distorsionada..	41
Figura 3.6. Variables de estado para la estimación de estado armónico	41
Figura 4.1. Ejemplo de una situación con responsabilidad del usuario	44
Figura 4.2. Ejemplo de una situación con responsabilidad de la empresa distribuidora..	45
Figura 4.3. Ejemplo de una situación sin imputación de responsabilidades	46
Figura 4.4. Esquemas de la sumatoria de fasores de corriente: a. genérico en nomenclatura; b. particular para cuando $ I_h = I_{hc} $	47
Figura 4.5. Detalle del triángulo isósceles de interés de la figura anterior.....	48
Figura 4.6. Esquemas correspondientes a casos notables de la situación límite: a. $\alpha = 0^\circ$; b. $\alpha = 60^\circ$; c. $\alpha = 90^\circ$; d. $\alpha = 180^\circ$	49
Figura 5.1. Formas de onda de tensión y corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial a un 80 % de carga.....	53
Figura 5.2. Medición a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial: a) disposición física de la medición; b) detalle de la placa de características	53
Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 72 % de su corriente nominal.....	55
Figura 5.4. Medición sobre una instalación solar fotovoltaica con conexión a red: a) disposición de los paneles; b) tablero con inversor y medios de comando y protección	56
Figura 5.5. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 24 % de su corriente nominal.....	57
Figura 5.6. Red de distribución equilibrada de 13 barras propuesta por IEEE.....	58

Figura 5.7. Espectro en frecuencia de la corriente inyectada en la barra 49:RECT por la carga contaminante: a) amplitudes; b) ángulos.....	61
Figura 5.8. Resultados del flujo de carga de la red eléctrica	62
Figura 5.9. Parque Industrial Piloto de San Francisco: a) disposición geográfica general; b) esquema simplificado de la red interna de distribución en media tensión	66
Figura 5.10. Red eléctrica de distribución industrial en MT de 25 barras	67

RESUMEN

En un punto de acoplamiento común y, en general, en cualquier nodo de una red eléctrica de distribución, es frecuente la medición y el análisis de los parámetros de distorsión armónica. Cuando la magnitud de la distorsión armónica supera ciertos límites convencionales, interesa determinar quién es responsable por su presencia.

La responsabilidad por la contaminación armónica en un nodo de una red eléctrica de distribución puede imputarse a uno o más usuarios, o bien a la empresa distribuidora. Existen varios criterios para imputar tal responsabilidad, aunque muchos de ellos tienen limitaciones o falencias demostradas. Específicamente, los criterios que evalúan el sentido de la potencia armónica activa son los más habituales en la normativa, aunque ya existen numerosas propuestas para su reemplazo.

Por otro lado, con la actual evolución de las redes eléctricas hacia la generación distribuida y hacia formatos denominados inteligentes, se está tendiendo a la implementación de técnicas de estimación de estado armónico, que están en una etapa de desarrollo bastante avanzado. Estas herramientas estadísticas permiten supervisar simultáneamente los parámetros de contaminación armónica en todos los nodos de una red eléctrica de distribución, o en subconjuntos de ellos.

En el presente trabajo, se propone adoptar los resultados de una variante de estimación de estado armónico lineal basada en mediciones fasoriales sincronizadas. A dichos resultados, se propone aplicar un criterio de imputación de responsabilidad por contaminación armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes para cada frecuencia de interés. Se describen los detalles relativos a ambos aspectos y las fortalezas de esta combinación inédita, destinada al monitoreo en línea de la contaminación armónica de toda o parte de una red eléctrica de distribución.

Con este esquema, se propone generar un registro continuo de la imputación de responsabilidades para los nodos de interés de una red eléctrica de distribución. Tal información resulta de interés contractual en la provisión del servicio de energía eléctrica, incluso con la previsión de sanciones técnico-económicas basadas en la calidad de producto. Es de esperar que, con el ritmo y el tenor de los desarrollos actuales, se afiancen pronto las posibilidades de implementar un esquema de este tipo en nuestras redes eléctricas de distribución.

ABSTRACT

Harmonic distortion parameters are usually measured and analyzed on points of common coupling and, in general, on any node in a power distribution network. When the amount of harmonic pollution exceeds certain conventional limits, it is of interest to determine who is responsible for its presence.

Accountability for harmonic pollution in a power distribution network node can be allocated either to one or more users, or to the utility. There are several criteria to allocate said responsibility, but many have been proven to be limited or prone to failure. Specifically, criteria assessing the direction of active harmonic power are the most usual ones, although several proposals have already been made to replace them.

On the other hand, given the current evolution of electric networks toward distributed generation and so-called smart arrangements, there is a trend toward the implementation of harmonic state estimation techniques, which are at a highly advanced development stage. These statistic tools allow for the simultaneous supervision of harmonic pollution parameters on all the nodes of a power distribution network or on node subsets.

In this work, a proposal is made to adopt the results of a linear harmonic state estimation technique based on synchronized phasor measurements. On said results, it is proposed to apply a harmonic pollution responsibility allocation criterion based on the separation of conforming and non-conforming currents at each frequency of interest. Details are given regarding both features, and a description is made of the strengths of this unprecedented combination, aimed at monitoring harmonic pollution online on the whole or part of a power distribution network.

With this scheme, a proposal is made to generate a continuous record of responsibility allocation results for the nodes of interest in a power distribution network. Such information is of interest regarding electric energy supply contracts, even anticipating technical and monetary sanctions based on product quality. Given the pace and trend of current developments, the possibilities to implement such a scheme on our power distribution networks can be expected to consolidate soon.

RECURSOS FINANCIEROS PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis se desarrolló a partir de la obtención de un módulo de beca de la Convocatoria 2008 de Becas para Docentes de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) Destinadas a la Formación de Doctores en Áreas Tecnológicas Prioritarias, código FONCyT IP-PRH 2007. La beca así obtenida fue cofinanciada en partes iguales por la UTN y por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), del Ministerio de Ciencia, Tecnología, e Innovación Productiva de Argentina.

Para el desarrollo de la investigación y la publicación de resultados, se contó con financiamiento específico de la UTN de manera directa o indirecta a través de los siguientes Proyectos de Investigación y Desarrollo (PID) homologados por su Rectorado:

- Código REN1287: Sistema de frenado regenerativo para motores eléctricos. Director: Omar D. Gallo. Período: 2010-2012
- Código ENUTNSF1827: Estudio del nivel de distorsión armónica de la tensión de suministro en una red urbana de distribución de energía eléctrica. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2013
- Código UTI1824: Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo). Director: Omar D. Gallo. Período: 2013-2014
- Código ENUTNSF0002234: Evaluación de una metodología para la imputación de responsabilidades por la contaminación armónica en redes de baja tensión. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2014-2015
- Código ENUTNSF0003648: Inyección de energía de paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2015-2017
- Código ENTUIME0004313TC: Supervisión de parámetros operativos en instalaciones solares fotovoltaicas. Director: A. Pablo Arena (UTN Mendoza). Período: 2016-2018
- Código ENUTNSF0004472: Impacto sobre las redes eléctricas de la generación distribuida con energías alternativas. Director: Diego M. Ferreyra. Período: 2017-2018

Los fondos para las necesidades cotidianas relacionadas con el desarrollo de la investigación requerida para este trabajo fueron aportados por la Facultad Regional San Francisco de la UTN, donde el tesista se desempeña laboralmente como docente investigador.

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

Desde su origen mismo, las redes eléctricas de corriente alterna más elementales han presentado perturbaciones en algún grado en sus parámetros de funcionamiento ideales. Más allá de los fenómenos transitorios relacionados con encendidos, interconexiones, interrupciones, fallas, o grandes variaciones en la carga o en la generación, pueden enumerarse diversas perturbaciones de régimen permanente. Entre estas últimas, la distorsión armónica suele ser una de las que requiere un abordaje más amplio, con grandes dificultades para lograr consensos en el ámbito técnico-científico [1], [2].

La distorsión armónica, llamada de manera más amplia contaminación armónica, consiste en que las formas de onda de tensión y de corriente de una red eléctrica se aparten de su forma ideal de senoide. Cuanto mayor es tal apartamiento, mayores se hacen diversos índices generados convencionalmente para cuantificar este fenómeno. Especialmente desde mediados del siglo XX, con la creciente y acelerada inserción de la electrónica de potencia en las cargas, se fue incrementando notoriamente el impacto de la distorsión armónica en la operación de las redes eléctricas. Luego, desde hace unos treinta o cuarenta años, puede identificarse una segunda ola de crecimiento de potenciales fuentes de distorsión armónica en las redes con la incorporación de diversos medios de generación distribuida [3], [4].

La masificación de la electrónica de potencia en las cargas, con la subsiguiente diversificación y dispersión geográfica de fuentes de generación de energía con nuevas interfaces de interconexión con la red, implican la necesidad de un abordaje amplio para cuantificar y evaluar este fenómeno. Esto, con la finalidad de determinar la ubicación y la magnitud de las fuentes de contaminación armónica en las redes eléctricas, especialmente para asignar responsabilidades de manera ecuánime y tomar decisiones eficaces para su mitigación [5], [6], [7].

En este marco, el presente trabajo pretende realizar un aporte proponiendo un esquema que aproveche y combine diversas herramientas de manera que se alcancen los objetivos planteados: localizar y cuantificar las fuentes de contaminación armónica de una manera que permita una imputación de responsabilidades justa y de utilidad para la

toma de decisiones orientadas a la mitigación de esta problemática de las redes eléctricas [8], [9], [10], [11], [12].

Aplicando el esquema propuesto, se podría utilizar como insumo principal el estado armónico estimado para el conjunto de los nodos de interés de una red eléctrica de distribución. Con las variables de estado así estimadas para cada nodo, se aplicaría simultáneamente sobre todos ellos un criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica.

Se propone partir, por un lado, de una estimación de estado a frecuencia fundamental basada en mediciones fasoriales sincronizadas y, por otro lado, de las mediciones realizadas localmente sobre las componentes fasoriales armónicas de las tensiones y de las corrientes. Este esquema configura así una variante particular de la denominada estimación de estado armónico. Como tal, necesariamente requiere admitir la validez del principio de superposición ya que, por su naturaleza, se obtienen conclusiones por separado para cada orden armónico de interés.

Además de reconocer la necesidad de implementar un método de estimación de estado armónico para el esquema en cuestión, se presenta en este trabajo una versión alternativa superadora de otro criterio propuesto en la literatura, destinado a la imputación de responsabilidades por contaminación armónica. Para ello, con respecto a cada usuario conectado en un nodo de la red de distribución en cuestión, se centra el interés en distinguir su comportamiento lineal del no lineal. Ex profeso, y en consideración de los argumentos divididos al respecto entre la normativa y la literatura, se evita incluir en el análisis la dirección de las potencias armónicas activas.

La innovación del esquema propuesto consiste en que permitiría monitorear de manera permanente y simultánea el grado de responsabilidad por contaminación armónica en todas las barras de interés de una red de distribución. En cada barra, la asignación de esta responsabilidad puede variar en el tiempo en función de las cargas particulares conectadas en cada momento; de los aportes de energía inyectados a la red, sobre todo por parte de generadores distribuidos eléctricamente próximos; o bien de la contaminación armónica producida en otras partes de la red.

La información sobre la asignación de responsabilidad por contaminación armónica puede luego recabarse en índices que integren tal comportamiento al cabo de un período de tiempo, por ejemplo, de una semana operativa habitual. Esto replicaría el

criterio general ya adoptado en la normativa para la evaluación de los parámetros de calidad de energía contra sendos límites adoptados convencionalmente.

1.1. Objetivos

El siguiente es el objetivo principal de este trabajo:

- Proponer el esquema de un sistema de supervisión continua para redes eléctricas de distribución que permita localizar y cuantificar sus fuentes de contaminación armónica

Por otra parte, el siguiente es el objetivo secundario que se persigue:

- En el sistema de supervisión propuesto, proponer y adoptar un criterio para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica que tome como insumo el resultado de una técnica lineal de estimación de estado, basado en mediciones sincronizadas

1.2. Estado de la técnica

Existen suficientes referencias, tanto en la literatura tradicional como en la más reciente, sobre la importancia que tiene en la industria el problema de la distorsión armónica. Numerosas publicaciones se concentran específicamente en la determinación de la situación de las redes eléctricas en lo que hace a distorsión armónica, y muchas analizan las posibilidades de mitigación de este problema de calidad de energía.

Una de las referencias señeras en el tema fue la normativa editada por ANSI/IEEE en 1981 [13], que ya mencionaba que el tema de la contaminación armónica no era nuevo, sino que ya había tenido un tratamiento analítico y práctico por más de cincuenta años. Esto marca una pauta sobre la importancia que la industria asignaba ya por aquel entonces a este tema. Esta norma tuvo una actualización importante en 1992, con la publicación de IEEE sobre prácticas recomendadas y requisitos relativos al control de armónicas [14], y evolucionó hasta la versión simplificada vigente en la actualidad, editada en 2014 [15].

Como otras referencias académicas de base sobre esta problemática, puede comenzarse con los aspectos genéricos que recopilan Arrillaga, Bradley y Bodger ya en 1985, sobre las fuentes y los efectos de las armónicas en las redes eléctricas, su

medición, estándares y mitigación [16]. Luego, en 1993, Hughes, Chan y Koval detallaron la experiencia de usuarios de redes de distribución en cuanto a calidad de energía, incluyendo histogramas en frecuencia [17]. Ese mismo año, un grupo de trabajo de IEEE se ocupó de detallar y clasificar los efectos de la contaminación armónica sobre los equipos eléctricos [18]. En 1994, Massey llamó la atención sobre los métodos de estimación de los efectos de la contaminación armónica sobre los transformadores de distribución, tema de gran preocupación para la industria [19]. En 1999, Sabin, Books y Sundaram realizaron un estudio amplio de referencia en diversas redes de distribución y sugirieron los índices más representativos sobre contaminación armónica, además de sus valores orientativos en la práctica [20]. Wakileh, en su libro de 2001, profundiza diversos aspectos analíticos en cuanto a fundamentos, análisis y diseño de filtros [21]. En 2003, se observan publicaciones como las de la institución europea Leonardo Energy, auspiciada por el Instituto Europeo del Cobre, que resumen aspectos básicos sobre distorsión armónica en relación con el diseño de filtros para su mitigación [22]. Luego, en su libro de 2005, Gómez Targarona presenta un resumen de los múltiples aspectos de este inconveniente de calidad de energía, en muchos casos con ejemplos particularizados para nuestras redes argentinas [3]. Se publica en 2007 una nueva síntesis a cargo de Leonardo Energy, donde se resumen las especificaciones estandarizadas sobre diversos aspectos de calidad de energía, sus efectos y soluciones, incluida la contaminación armónica [23]. En el mismo año, Mertens Jr., Dias, Fernandes, Bonatto, Abreu y Arango evaluaron índices sobre calidad de energía en sistemas de distribución, y específicamente de distorsión armónica [24]; también, Cobben, Bhattacharyya, Myrzik y Kling estudiaron los requisitos de calidad de energía por considerar en los puntos de conexión [25].

Aunque se encuentran muchos otros antecedentes similares previos y posteriores, puede mencionarse en este punto un estudio de 2010 realizado por Wang, Duarte y Hendrix sobre la interacción entre convertidores de generadores distribuidos con redes que incluyen contaminación armónica [26]. También cabe la mención a un estudio 2014 llevado adelante por Vafakah y Ghayeni sobre la simulación de la contribución que pueden hacer los parques eólicos a las pérdidas por contaminación armónica [6]. La reciente proliferación de este tipo de publicaciones demuestra el interés renovado sobre el estudio de la contaminación armónica en la interacción entre los generadores distribuidos y las redes eléctricas donde se los conecta. La creciente

penetración de la generación distribuida se manifiesta por ejemplo con el surgimiento de publicaciones como la de Mohammadi, El-Kishyky, Abdel-Akher y Abdel-Salam, de 2014 [27].

Más recientemente, en 2016, Gönen detalla definiciones, mediciones, causas y efectos, límites, detalles de modelado y posibilidades de mitigación relativas a diversos aspectos de calidad de energía, incluida la distorsión armónica [4]. Del mismo año, resulta muy ilustrativa también la publicación de Montoya, García-Cruz y Montoya, donde se analiza el rumbo actual de la investigación mundial en cuanto a técnicas relativas a calidad de energía sobre la base de un estudio bibliométrico [1].

Con respecto a la estimación de estado armónico, el tema parece haber sido planteado por Heydt ordenadamente por primera vez en 1989 [28], describiéndolo como el problema inverso al de flujo de carga armónico y proponiendo una resolución basada en un algoritmo de mínimos cuadrados. En 1991, Beides y Heydt describieron el uso del filtro de Kalman para una variante en condiciones dinámicas de la estimación estado armónico [29]. Ya en 1994, Meliopoulos, Zhang y Zelingher marcaron un hito muy importante al describir un sistema de hardware y software para estimar el estado armónico en el sistema de transmisión de la New York Power Authority [30]. En 2000, Pham, Wong, Watson y Arrillaga profundizaron los conceptos desarrollados desde aquellas primeras publicaciones, siempre dentro del ámbito del régimen permanente [31].

Más tarde, en 2005, Yu, Watson y Arrillaga implementaron un filtro de Kalman para la estimación dinámica de estado armónico y la determinación de corrientes armónicas en un sistema de potencia [32]. Ese mismo año, Madtharad, Premrudeepreechacharn, Watson y Saeng-Udom presentaron los resultados favorables de un método de cálculo para la ubicación óptima de equipos de medición sincronizada que alimenten un sistema de estimación de estado armónico [33]. También, Kumar, Biswarup y Sharma presentaron en 2006 un algoritmo robusto con filtro de Kalman extendido para estimación dinámica del estado armónico [34]. En más publicaciones como [35], se presentan otros trabajos con un enfoque dinámico sobre el tema, pero no están en el foco del presente estudio, que se mantiene en el ámbito del régimen permanente.

Más adelante, en 2007, Liao planteó un estudio de observabilidad para la estimación de estado armónico, con la maximización de la dispersión de las matrices

usadas en el algoritmo [36]. También, en 2009, Zhou, Lin y Zhu [37] realizaron un estudio sobre los errores en las mediciones y en los resultados de la estimación de estado armónico. En 2009, D'Antona, Muscas y Sulis realizaron una propuesta estadística adicional sobre la estimación de estado armónica basado en probabilidades condicionales [38].

En muchos artículos más recientes, se comienzan a proponer métodos basados en inteligencia artificial para la estimación del estado armónico. Por ejemplo, en 2006, Ould Abdeslam, Wira, Flieller y Mercklé analizaron las posibilidades de identificar y compensar armónicas a base de cálculos con redes neuronales [39]. También, Ketabi y Hosseini describieron en 2008 un método para determinar la ubicación óptima de los medidores de distorsión armónica, que proporcionan el vector de mediciones a un algoritmo de estimación de estado armónico [40]. Luego, en 2011, se destacan trabajos como el de Almeida y Kagan, donde se realiza una optimización para la localización de medidores de calidad de energía destinada a la estimación de estado armónico, con errores informados en el orden del 0,5 % [41].

Aunque muchas de estas publicaciones sobre estimación de estado no informan en detalle una metodología específica ni detalles constructivos sobre la recopilación de mediciones, la gran mayoría crecientemente coincide en aplicar una toma de mediciones fasoriales sincronizadas. De hecho, en la misma medida en que se afianzó la estimación de estado en sistemas eléctricos, fue evolucionando la tecnología de medición fasorial. Puede tomarse como una de las referencias el artículo de Phadke que data de 1993, donde ilustra todo el potencial que radica en medir en tiempo real fasores y diferencias de ángulos de fase [42]. Muy pronto, en 1996, Zivanovic y Cairns ya hicieron un análisis detallado sobre la implementación de unidades de medición fasorial destinada a la estimación de estado [43]. En 2002, se destaca una nueva revisión histórica a cargo de Phadke donde se demuestra el afianzamiento de esta tecnología; de hecho, dado su potencial y logros hasta el momento, ya se llega a hablar de “medición de estado”, al referirse a la “estimación de estado” [44]. Por otro lado, con una visión más conservadora, Nuqui y Phadke proponen en 2006 un modelo de estimación de estado híbrido donde las mediciones fasoriales pudieran incorporarse a un estimador de estado tradicional en una red eléctrica [45].

Continuando con las mediciones fasoriales sincronizadas, relacionadas al nuevo concepto de “sincrofasor” desarrollado, Adamiak, Premierlani y Kasztenny detallan las

definiciones, mediciones y aplicaciones principales en 2007 [46]. Ya en 2008, Novosel, Madani, Bhargava et ál. [11], así como Phadke, Volskis, Menezes de Moraes et ál. [47], presentan la madurez de esta tecnología y su extensión en el mundo, impulsada por la necesidad de control dinámico de frecuencia en sistema de potencia. En el mismo año, se editan ya suficientes publicaciones que demuestran la solidez de esta tecnología, como la de Huang, Kasztenny, Madani et ál. sobre la evaluación de sistemas de medición fasorial [12], o la de Martin, Hamai, Adamiak et ál. relacionada a la norma de IEEE sobre sincrofasores [48]. Algunos de los hitos recientes más importantes en esta secuencia de publicaciones son la presentación de Melo, Rezende Pereira, Variz y Oliveira en 2016 [49], y el artículo de 2017 de Melo, Pereira, Variz y García [50], donde se profundiza sobre las amplias posibilidades de la estimación de estado armónico basada en mediciones fasoriales sincronizadas.

Más allá de estas publicaciones relativas a la estimación de estado armónico y el avanzado desarrollo de las mediciones sincronizadas, pueden destacarse otros trabajos de la literatura que se orientaron a dirimir la responsabilidad por la presencia de contaminación armónica en el punto común de acoplamiento. En 2002, por ejemplo, se encuentra un trabajo de Talacek y Watson con un análisis sobre la imputación de costos en función de las inyecciones armónicas [51]. Un trabajo previo de Davis, Emanuel y Pileggi, de 2000, ya evaluaba las posibilidades de las mediciones en único punto para la imputación de costos por contaminación armónica, aunque con el requerimiento de cuatro magnitudes [52]. Aunque el método de evaluar la dirección de la potencia activa armónica ya estaba ya estaba muy afianzado como de aplicación habitual, Reineri, Florit y Adorni lo objetaron en 2002 [53] y enseguida, en 2003, Xu, Liu y Liu terminaron de demostrar las limitaciones de su ámbito de aplicación [54].

Zhaoa, Li y Xia propusieron en 2004 un método para intentar distinguir en un punto dado del sistema las corrientes derivadas hacia cargas lineales y hacia cargas no lineales [55]. También en 2004, Chen, Liu, Koval, Xu y Tayjasant propusieron otro método basado en el concepto de impedancia crítica para determinar la contribución de corrientes armónicas en un nodo de una red eléctrica [56]. En ese mismo año, Kumar, Das y Sharma estudiaron la localización de múltiples fuentes de contaminación armónica en un sistema de potencia [57]. En un trabajo de 2007 de Teng Au y Milanovic, se simuló la superposición de corrientes armónicas contaminantes provenientes de diferentes fuentes [58]. Ese mismo 2007, Locci, Muscas y Sulis

evaluaron los efectos perjudiciales de los condensadores en presencia de contaminación armónica [59], y Maitra, Halpin y Litton analizaron la aplicación de límites a la distorsión armónica en los puntos de venta mayorista de energía [60].

Ya en 2008, Pfajfar, Blazic y Papic detallaron un método para evaluar las contribuciones armónicas en un nodo de un sistema eléctrico, con un tratamiento fasorial de dichas corrientes armónicas [61]. Ya en 2008, Zhang y Xu realizaron estimaciones sobre la distorsión armónica en sistemas cuyas cargas distorsionantes presentaban un funcionamiento de variación aleatoria [62]. Continuando en 2009, Joorabian analizó un algoritmo híbrido para estimación de estado armónico [63], mientras que Gursoy y Niebur estudiaron la identificación de cargas armónicas con el análisis de componentes complejas independientes [64]. El mismo año, Omran, El-Goharey, Kazerani y Salama publicaron un estudio sobre la medición e identificación de contaminación armónica en sistemas radiales y no radiales [65].

En un trabajo más reciente de Zang, He, Fu, Wang y Qian, de 2016, se realiza un esfuerzo considerable por diferenciar los aportes de diferentes fuentes de contaminación armónica cuando existen múltiples fuentes de generación distribuida [66]; sin embargo, se concentra en analizar la variación temporal de las contribuciones armónicas y no en consensuar un nuevo criterio que solucione las deficiencias de los criterios ya enumerados.

1.3. Organización del trabajo

En el actual capítulo 1, se hace una introducción general a la temática que se aborda en este trabajo de tesis. Resulta de particular importancia la descripción del estado de la técnica, que se detalla con un análisis bibliográfico de las referencias disponibles en la literatura.

En el capítulo 2, se presentan los criterios aplicados en la normativa o propuestos en la literatura para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas. Para cada variante o método consensuado o propuesto, se detallan sus características, fortalezas y limitaciones más importantes.

En el capítulo 3, se detallan las opciones vigentes y las variantes propuestas en la literatura para implementar una estimación de estado armónico en redes eléctricas. Para

cada alternativa, se detalla su campo de aplicación vigente o potencial en función de sus características principales.

En el capítulo 4, se concreta la propuesta central del presente trabajo. Esta consiste en adoptar los resultados de una de las opciones de estimación de estado enumeradas en el capítulo 3 y aplicarles uno de los criterios de imputación de responsabilidades por contaminación armónica detallados en el capítulo 2, con la introducción previa de algunas particularidades que fortalecen dicho criterio.

En el capítulo 5, se aplica a diversos ejemplos prácticos el esquema propuesto en el capítulo 4, a fin de estimar de manera más concreta el potencial y las posibles limitaciones que pueden encontrarse en su implementación práctica. Entre tales ejemplos, se cubren casos con mediciones y con simulaciones, con cargas contaminantes y con medios de generación distribuida, con una red radial y otra en anillo, con lo cual se obtiene cubre una gama amplia de variantes.

En el capítulo 6, se detallan las conclusiones elaboradas a partir del presente trabajo en función de los resultados presentados en el capítulo 5 y en otras publicaciones realizadas. Esto permite a su vez plantear nuevos trabajos a futuro.

Luego de los capítulos así detallados, se presenta una sección de referencias, que se enumeran con el formato utilizado en publicaciones del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

Finalmente, se incluye un Anexo, donde se detallan otras producciones del autor que resultaron derivadas del presente trabajo.

CAPÍTULO 2.

IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA EN REDES ELÉCTRICAS

En cada nodo de una red de distribución, puede medirse la distorsión armónica de las tensiones por medio de diferentes índices. En cada uno de estos nodos, la pregunta fundamental es si la distorsión medida es responsabilidad del usuario allí conectado, o bien si es producida por el resto de la red [3], [16].

Los métodos de imputación de responsabilidades por contaminación armónica que aquí se enumeran utilizan la toma de mediciones o la estimación de parámetros que se realizan en un único nodo. En la práctica, al tomar mediciones en un único nodo, es prácticamente imposible conocer simultáneamente suficiente información sobre el resto de la red con una precisión tal que permita calcular sus impedancias a cada frecuencia armónica. Este detalle no es menor, ya que, para todos los métodos propuestos, se deben utilizar los resultados de las únicas mediciones realizadas a fin de deducir o estimar valores o disposiciones que permitan la aplicación del método en cuestión [67].

La mayor falencia que puede presentar cada uno de estos métodos está en los denominados “falsos positivos”. Un falso positivo constituye una imputación de responsabilidad por contaminación armónica que resulta incorrecta y por lo tanto injusta, ya sea inculcando al usuario o a la empresa distribuidora. Para todos los métodos enumerados, es razonable plantear siempre alguna zona de transición en la cual no se asignen responsabilidades a ninguna de las partes, simplemente por no resultar fiables las mediciones o estimaciones en determinados rangos de valores [53], [54].

La falibilidad y las imprecisiones de cada uno de los métodos tienen un potencial impacto monetario toda vez que las normativas de calidad de energía prevén algún tipo de penalización económica u operativa sobre los usuarios que resulten imputados como responsables. De la misma manera, la empresa distribuidora puede resultar imputada incorrectamente como responsable por contaminación armónica en un nodo, lo que le implicaría una erogación errónea para ella [68].

Tanto para la evaluación de los criterios de imputación de responsabilidades por contaminación armónica como para la descripción de las técnicas de estimación de estado armónico, se admite la validez del principio de superposición. Se considera válido este proceder especialmente porque favorece la replicabilidad de resultados

convencionales, más allá de las observaciones que pueden hacerse con respecto a la linealización asociada [56], [62], [64], [69], [70], [71].

En lo que respecta a la variación dinámica de la contaminación armónica en una red, se considera en el presente trabajo que las mediciones pueden realizarse en períodos de cierta estabilidad en las variaciones de las magnitudes armónicas. Esto es, se evita adoptar el planteo de aspectos probabilísticos en cuanto a las variaciones temporales de la distorsión armónica de las redes eléctricas [72], [73], [74].

2.1. Correlación entre tasas de distorsión armónica

En un nodo de una red de distribución, es común que pueda establecerse alguna correlación entre la tasa de distorsión armónica (TDT, o bien THD, por sus siglas en inglés) de las tensiones y las TDT de las corrientes consumidas por el usuario conectado en ese nodo. Por lo general, puede identificarse una correlación positiva, pero no siempre puede aseverarse que haya una relación de causalidad. Es decir, no puede afirmarse que la distorsión de las corrientes provoque la distorsión de las tensiones y, viceversa, la distorsión de las tensiones no siempre es la causa de la distorsión de las corrientes consumidas. A medida que la magnitud del usuario conectado a un nodo es mayor en relación con la potencia de cortocircuito de la red, es más factible que la correlación sea positiva y que el usuario sea responsable por la contaminación armónica. Sin embargo, esta no es la situación habitual en las redes de distribución, salvo por ejemplo cuando se considera un usuario alimentado en baja tensión por un transformador dedicado [3] [75].

A continuación, se presenta el caso de la instalación trifásica de una empresa del Parque Industrial Piloto de San Francisco. A pesar de su magnitud, este usuario es más bien comercial que industrial y su perfil de consumo depende sobre todo de los horarios de asistencia del personal. En el punto de acoplamiento común de esta instalación, se tomaron diversos parámetros durante diversos lapsos de tiempo, con períodos de integración de 10 minutos. En este caso específico, se analizan valores correspondientes a las 24 horas del lunes 20 de marzo de 2017. La alimentación es proporcionada en baja tensión a 220/380 V, 50 Hz. En la Fig. 2.1, se muestra la evolución de la potencia activa registrada durante el día de referencia; el factor de potencia se encuentra bajo control en función de lo requerido por la empresa distribuidora (mayor que 0,95).

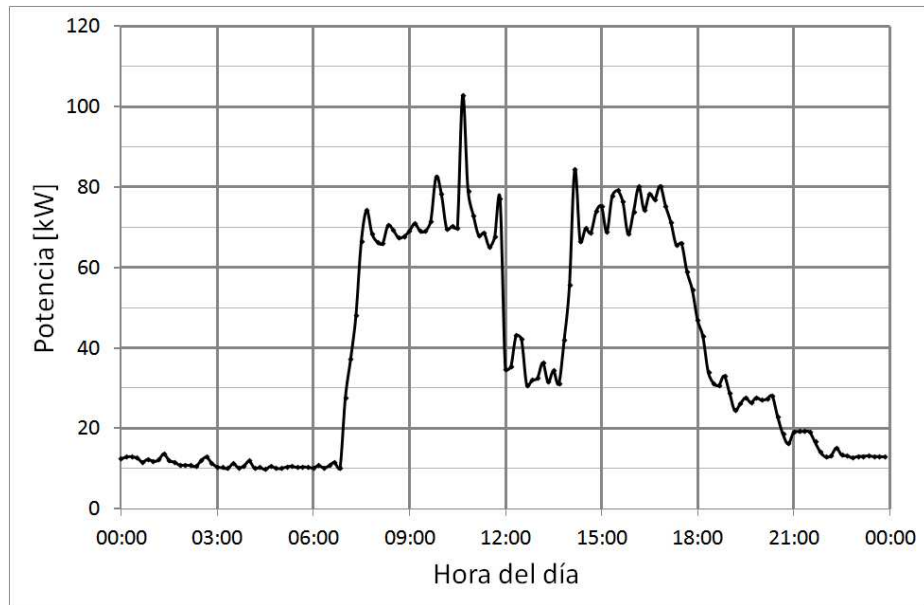


Figura 2.1. Evolución de la potencia activa total en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

En la Fig. 2.2, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de tensión de una de las fases.

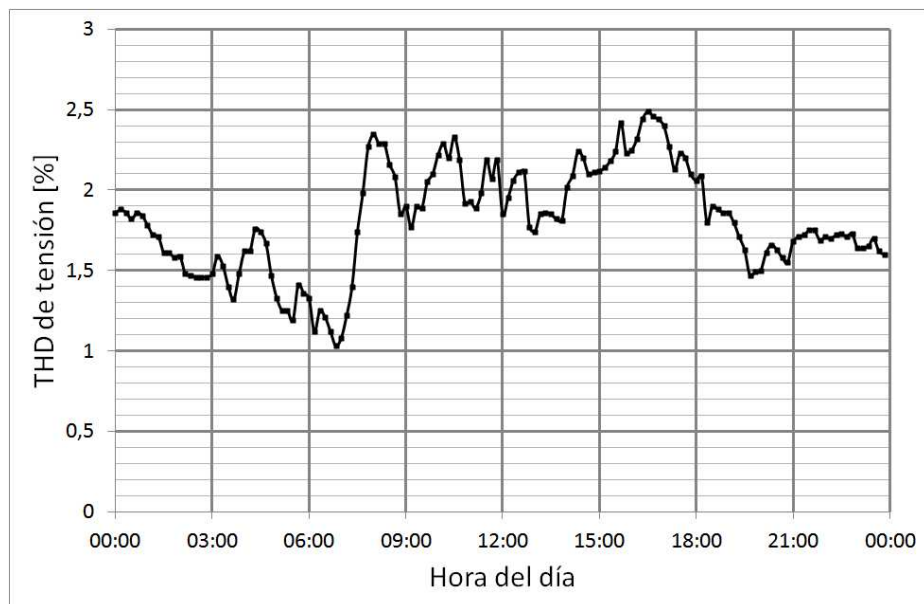


Figura 2.2. Evolución de la TDT de la tensión de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

En la Fig. 2.3, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de la corriente de la fase homóloga.

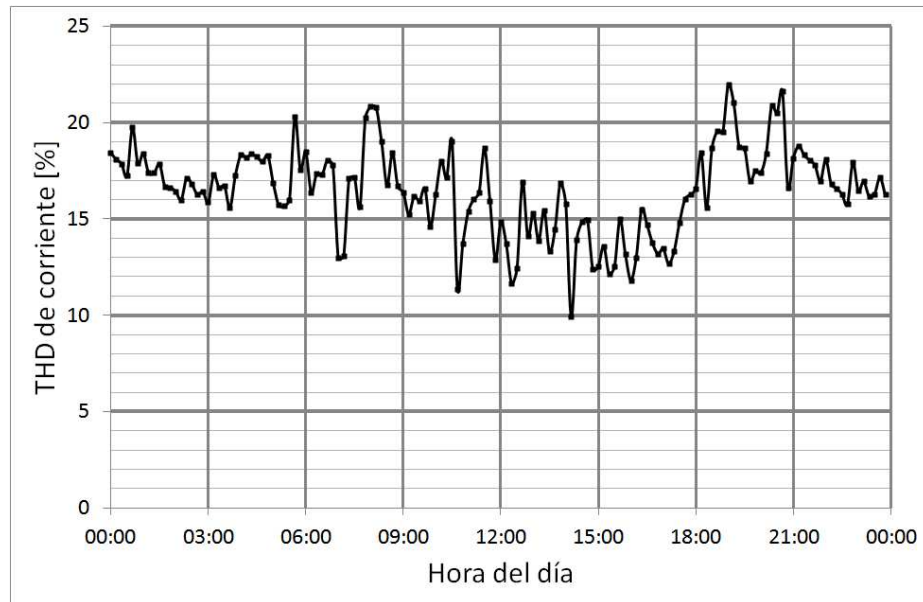


Figura 2.3. Evolución de la TDT de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 20/03/2017

Para obtener los datos aquí presentados, las tensiones de fase se midieron en configuración de cuatro conductores. Según los gráficos expuestos, la TDT se mantiene a niveles algo más reducidos fuera de los horarios de funcionamiento de la instalación pero, fuera de eso, no se observa una correlación marcada entre potencia y TDT de tensión. Por otro lado, queda de manifiesto que no hay una relación directa entre TDT de tensión y TDT de corriente. Inclusive, esta última alcanza sus valores más elevados en momentos en que la TDT de tensión no es la máxima; de manera similar, se observan algunos de los menores valores de TDT de corriente que no están en correspondencia con los máximos de potencia o de TDT de tensión. Estos comportamientos se replican con similares perfiles para las tres fases y para otros días relevados. Este ejemplo ratifica gráficamente la imposibilidad práctica de imputar responsabilidades por contaminación armónica sobre la base de la correlación entre la TDT de corriente tomada por un consumidor en relación con la TDT de la tensión medida en el punto de acoplamiento común.

2.2. Correlación entre las amplitudes de componentes armónicas homólogas

De modo similar a lo planteado para la TDT, no puede asegurarse que la amplitud de una armónica de tensión se incremente específicamente a causa de un incremento en la amplitud de la armónica de corriente homóloga, o viceversa. Existe cierta correlación, tal vez mayor que para la TDT, pero no puede establecerse con certeza una relación de causalidad, al menos en la mayoría de los casos prácticos.

A continuación, se presenta un ejemplo similar al anterior, para otra fecha con perfil de consumo diferente. Las mediciones se tomaron en el tablero general, a cierta distancia del punto de acoplamiento común, a fin de replicar una acometida de menor potencia de cortocircuito que la real. Esto se manifiesta en los valores elevados de TDT de tensión. En este caso, se muestran valores correspondientes a las 24 horas del jueves 26 de julio de 2012. En la Fig. 2.4, se muestra la evolución de la corriente de una de las fases. (Las tres fases mantuvieron comportamientos equiparables).

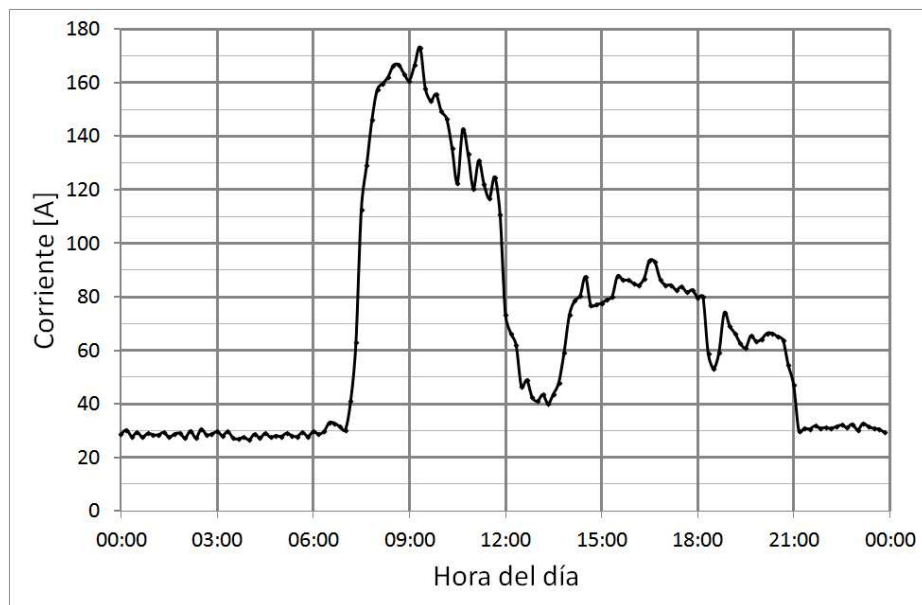


Figura 2.4. Evolución de la corriente de una de las fases en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.5, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la TDT de tensión y de la TDT de corriente de la misma fase.

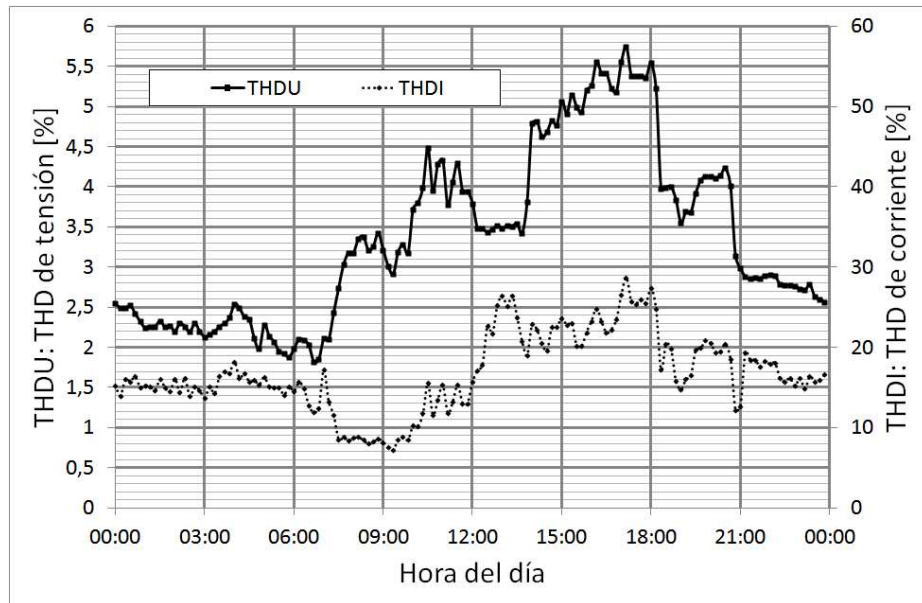


Figura 2.5. Evolución de la TDT de tensión y de la TDT de corriente en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.6, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase, en valores porcentuales.

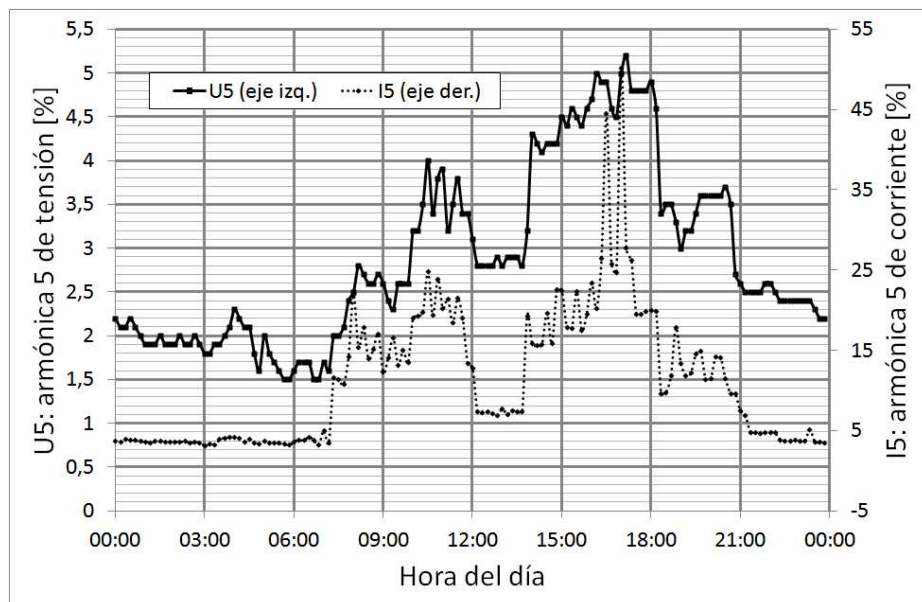


Figura 2.6. Evolución de la quinta armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En la Fig. 2.7, se muestra la evolución en el mismo período de tiempo de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase. En este caso, debe tenerse en cuenta que los valores nulos de séptima armónica de tensión corresponden a valores demasiado reducidos como para admitirlos como válidos según la clase del instrumento utilizado.

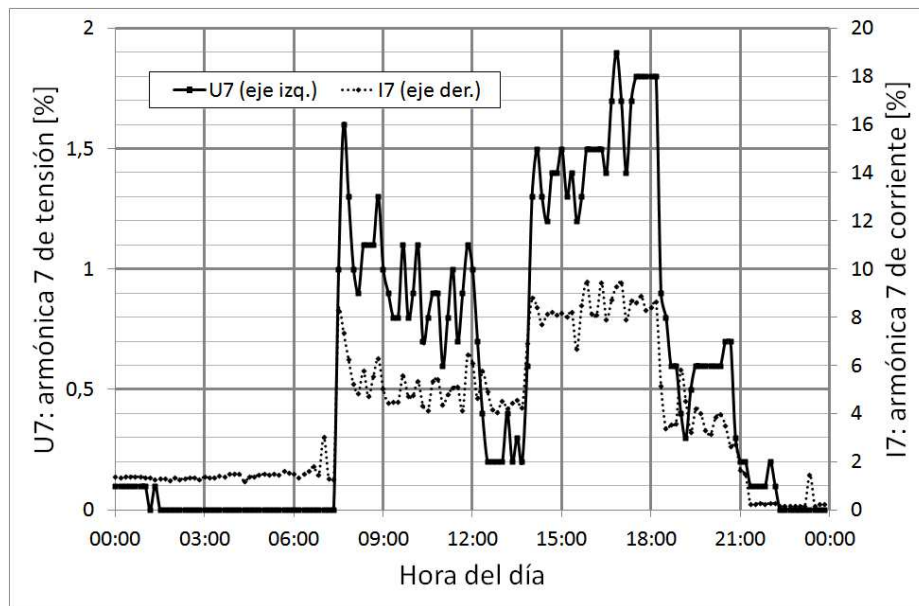


Figura 2.7. Evolución de la séptima armónica de tensión y de corriente de la misma fase en la instalación de ejemplo el 26/07/2012

En este caso, en términos generales, se puede observar que las armónicas 5 y 7 de tensión y de corriente guardan alguna relación aproximada con los valores de la corriente consumida. Sin embargo, por ejemplo, los valores más elevados de TDT de tensión y de corriente, y de las componentes 5 y 7 de tensión y de corriente, no coinciden con las mayores corrientes consumidas. Este comportamiento es similar al descrito en la subsección anterior 2.1, para el caso de la TDT de tensión y de corriente.

Por otro lado, se observa cierta correlación entre las armónicas de tensión y de corriente correspondientes a órdenes armónicos homólogos: los valores de la quinta armónica de tensión varían en relación aproximada con los valores de la quinta armónica de corriente; lo mismo ocurre para las séptimas armónicas. Como se anticipó en la subsección anterior, esto es particularmente previsible en esta instalación donde la medición se realiza en un punto de potencia de cortocircuito reducida y con un

transformador de distribución dedicado. Sin embargo, en una situación genérica, persiste la indefinición en la relación de causalidad: no se puede aseverar a ciencia cierta si el incremento en una armónica de corriente dada es lo que incrementa la armónica de tensión correspondiente o bien viceversa, si el incremento en una armónica de tensión es la que implica un incremento en la armónica de corriente correspondiente.

2.3. Dirección de la potencia armónica activa

En la normativa argentina, como en otros casos del mundo, se prevé un método tal que, para cada frecuencia armónica, se analiza la magnitud y el sentido de circulación de la potencia armónica correspondiente. En pocas palabras, para cada frecuencia armónica, este criterio imputa la responsabilidad por la contaminación armónica al usuario conectado en un nodo si la potencia armónica a esa frecuencia fluye desde el usuario hacia la red. Viceversa, si la potencia armónica a esa frecuencia fluye desde la red hacia el usuario, se considera que la red es la responsable por la contaminación armónica impuesta a los bornes del usuario. Una vez hecho este análisis para cada frecuencia, se combinan sus resultados con un algoritmo convencional para establecer las penalizaciones correspondientes [68], [76].

La verificación del sentido de circulación de la mencionada potencia armónica activa requiere además que la corriente armónica puesta en juego para la frecuencia en cuestión supere determinados umbrales de valores relativos consensuados en la normativa. De esta manera, se evitan análisis demasiado detallados sobre valores correspondientes a frecuencias armónicas para las cuales los niveles de distorsión resultan despreciables para la operación de la red de distribución. Concretamente, lo que se evalúa es el porcentaje que representa la amplitud de cada componente armónica en relación con la amplitud de la corriente nominal correspondiente a la demanda de potencia contratada: si tal porcentaje está debajo de ciertos umbrales mínimos, no se considera ese orden armónico para el análisis de responsabilidad por contaminación armónica. En la Fig. 2.8, se muestra esquemáticamente este criterio.

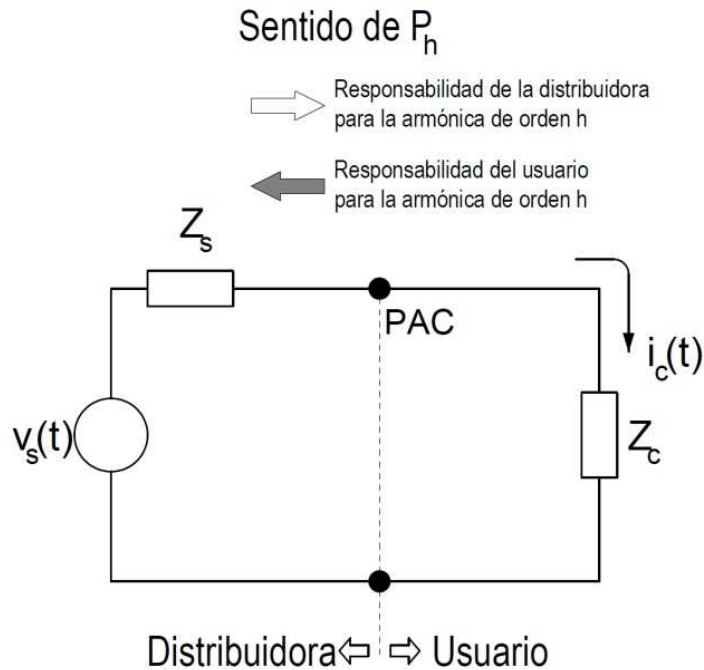


Figura 2.8. Bases para criterio según la dirección de la potencia armónica activa

A pesar de que este método es de aplicación bastante directa y simple, se ha demostrado en la literatura que resulta poco confiable y propenso a la producción de falsos positivos, especialmente inculcando injustamente al usuario. Una de las claves de la reducida confiabilidad de este método es que la magnitud de la potencia armónica activa que se determina tiene una gran dependencia con respecto a los ángulos de las fuentes de contaminación armónica, mientras que lo que más interesa es la magnitud de estas a fin de imputar responsabilidades en este concepto [53], [54], [77].

También se ha analizado en la literatura la posibilidad de usar para este fin la dirección de la potencia armónica reactiva, pero se han observado similares debilidades: la generación de falsos positivos que resultan sistemáticamente una reducida confiabilidad. De hecho, según lo establecido en la literatura, se restringiría esta variante de evaluación de la potencia armónica reactiva al caso de redes cuyas líneas sean casi puramente reactivas. Esto queda fuera del ámbito de las redes de distribución en media y baja tensión, donde la parte reactiva de la impedancia de las líneas suele estar en el mismo orden de magnitud que la parte resistiva [54], [78].

2.4. Por estimación de impedancias de red y de carga

Existe una familia de métodos para la deducción de la impedancia de la red y de la impedancia de la carga (del usuario) a cada frecuencia armónica [56], [62], [64], [72], [74], [79]. Los valores en módulo y ángulo de cada una de estas dos impedancias se ponen en juego a fin de determinar la ubicación y los parámetros de la fuente equivalente de contaminación armónica que debe insertarse en el nodo a fin de que se cumplan los valores medidos en el punto de acoplamiento común. En la Fig. 2.9, se muestra el esquema básico para identificar las impedancias asociadas a la fuente y a la carga.

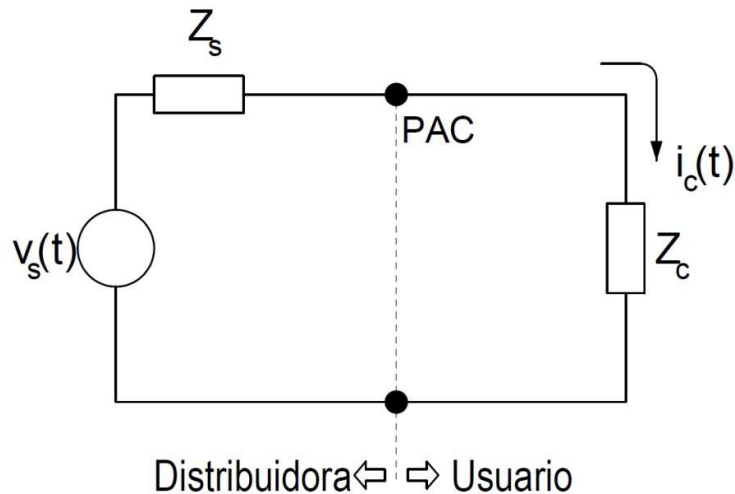


Figura 2.9. Estimación de impedancias de red y de carga

El inconveniente en general de estos métodos es la necesidad de realizar importantes trabajos para la estimación de valores que no siempre resultan suficientes para corregir las limitaciones del criterio de dirección de potencia armónica activa. De esta manera, aunque ha habido bastante movilidad en la literatura en cuanto a propuestas sobre estas variantes, no parece que puedan constituir la base de criterios completamente efectivos. Por supuesto, debe rescatarse la necesidad de analizar las variaciones temporales de las magnitudes que se miden y de darles un tratamiento estadístico, pero no parece conveniente implementar tales análisis sobre las impedancias equivalentes de la red o del usuario.

2.5. Por desagregación de corrientes conforme y no conforme

Para la implementación de este método [9], [10], [55], [80] [81], se requiere la introducción de un concepto convencional que se podría denominar “pseudoimpedancia”, que se determina exclusivamente a partir de los valores de tensión y corriente a frecuencia fundamental. A partir de allí, se divide en dos partes la corriente circulante:

- una corriente denominada “conforme”, cuya forma de onda es la misma que la de la tensión correspondiente, solo que está desplazada el mismo ángulo que hay entre la componente fundamental de la tensión y la componente fundamental de la corriente
- una componente denominada no conforme, que resulta de restar la corriente conforme a la corriente distorsionada original

En algunas de las publicaciones donde se lo desarrolla originalmente, la aplicación de este método se completa con la ponderación de la magnitud y el sentido de las potencias armónicas. De todos modos, para cada frecuencia armónica, queda planteada de manera explícita una comparación entre las corrientes definidas, que permite determinar a su vez tres posibles escenarios en función del comportamiento del usuario en relación con la red:

1. Si la componente conforme es inferior a la componente medida, significa que el usuario está tomando una corriente mayor a esa frecuencia a la que tomaría si fuera una carga lineal, con lo que se lo puede considerar responsable para esa frecuencia armónica.
2. Si la componente conforme es mayor a la componente medida, significa que la corriente que realmente toma el usuario para esa frecuencia es aún inferior a la que tomaría de la red si fuera lineal. Esto implica que la carga no solo no es responsable por la contaminación armónica en el nodo donde está conectada, sino que de hecho está mitigando la distorsión en su nodo. Esto no solo haría que se exima de cualquier penalización al usuario de ese nodo, sino sobre todo que se lo pueda bonificar de alguna manera.
3. Una situación límite sería que la componente conforme fuera idéntica en amplitud a la componente medida. En ese caso, la carga se estaría comportando de manera lineal para esa frecuencia, con lo cual no se podría inculpar ni a la carga ni a la empresa distribuidora.

Aunque resulta meramente convencional y no tiene un significado físico tan nítido, la determinación de esta mencionada “seudoimpedancia” implica cierta previsibilidad y repetibilidad en la aplicación del método para cada una de las frecuencias armónicas.

La mayor ventaja de un método de este tipo radica especialmente en que, para determinar esta “seudoimpedancia”, solo se utilizan los resultados de las mediciones realizadas, sin agregar otra información sobre la red que pueda tener origen estadístico, como estimaciones sobre la potencia de cortocircuito o mediciones sobre las impedancias de la carga.

Debe tenerse en cuenta que, como en el caso de otros métodos, los resultados tienen sentido en la medida en que se evalúen todas y cada una de las frecuencias armónicas de interés.

2.5.1. Formulación

Se considera un punto de acoplamiento común donde genéricamente se mide una tensión eficaz V y una corriente eficaz I que se deriva hacia la carga conectada en ese nodo. Esto contempla la alternativa de que haya inyección de energía a frecuencia fundamental desde el usuario hacia la red, como es el caso de una fuente de generación distribuida.

A partir de un análisis de componentes armónicas de ambas magnitudes, tensión y corriente, que puede hacerse por alguna variante de la transformada discreta de Fourier, se obtienen todos los fasores armónicos de tensión V_h y todos los fasores armónicos de corriente I_h para las frecuencias armónicas de interés.

En primer lugar, con los fasores de frecuencia fundamental, se calcula el siguiente valor de impedancia de referencia, o “seudoimpedancia”:

$$Z_{ref} = \frac{V_1}{I_1}, \quad (2.1)$$

donde:

- V_1 : fasor de tensión, componente de orden armónico 1 (de frecuencia fundamental) de la tensión V

- I_1 : fasor de corriente, componente de orden armónico 1 (de frecuencia fundamental) de la corriente I

Se recorren luego los h órdenes armónicos de interés correspondientes a cada una de las dos magnitudes. Para cada orden armónico h , se obtiene la denominada corriente conforme:

$$I_{hc} = \frac{V_h}{Z_{ref}}, \quad (2.2)$$

donde:

- V_h : fasor de tensión, componente de orden armónico h
- I_{hc} : fasor de corriente “conforme”, componente de orden armónico h

El fasor denominado como “de corriente conforme” puede definirse como la corriente que se establecería a esa frecuencia en la carga si esta respondiera exactamente según la relación Z_{ref} entre tensión y corriente a ese valor de frecuencia. En cuanto a amplitudes, este comportamiento puede asimilarse idealmente al de una carga lineal, definida como aquella cuya impedancia presenta el mismo valor para todas las frecuencias armónicas; de todos modos, el comportamiento en ángulo de fase es diferente.

Se puede ampliar esta definición de la siguiente manera: para cada frecuencia, dada la tensión armónica $V_h \angle \theta_h$, se proponen los siguientes conceptos fasoriales de corriente conforme I_{hc} y corriente no conforme I_{hnc} :

$$I_{hc} = \frac{|V_h|}{|Z_{ref}|} \angle \theta_h + h \cdot (\phi_1 - \theta_1), \quad (2.3)$$

$$I_{hnc} = I_h - I_{hc}, \quad (2.4)$$

donde:

- θ_h : ángulo de fase de la tensión armónica V_h
- θ_1 : ángulo de fase de la tensión fundamental V_1
- ϕ_1 : ángulo de fase de la corriente fundamental I_1
- I_{hnc} : fasor de corriente “no conforme”, componente de orden armónico h

Al aplicar (2.3) a todos los órdenes armónicos, se obtienen todas las corrientes conformes correspondientes. Sumando fasorialmente todas estas corrientes conformes,

se obtiene una corriente conforme total I_h con igual forma de onda que la tensión y desplazada un ángulo de fase igual a la diferencia entre corriente y tensión de frecuencia fundamental. Esta corriente conforme total responde a una carga ficticia de referencia con amplitudes invariables con la frecuencia. De la misma manera, todas las corrientes no conformes que se obtienen con la expresión (2.4), que es una resta de fasores, pueden sumarse fasorialmente a fin de obtener una corriente no conforme total I_{nc} . Las siguientes expresiones definen de manera más completa estas dos corrientes totales convencionales:

$$I_c = \sum_{h=2}^H I_{hc}, \quad (2.5)$$

$$I_{nc} = \sum_{h=2}^H I_{hnc}, \quad (2.6)$$

donde:

- I_c : corriente conforme total
- I_{nc} : corriente no conforme total
- H : orden armónico máximo considerado

Para ilustrar esta desagregación, se muestran en la Fig. 2.10 las formas de onda de una tensión de fase y la corriente correspondiente de una carga distorsionante [82].

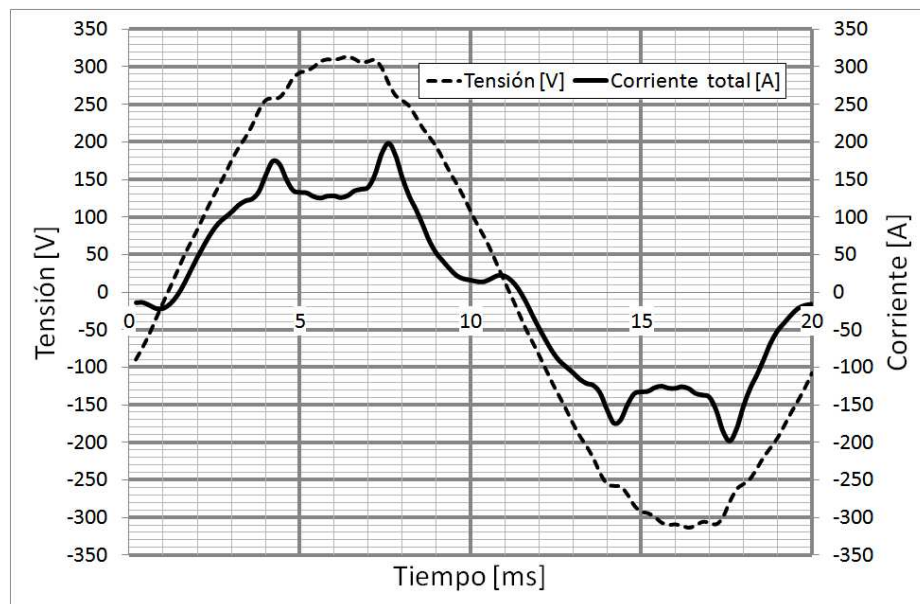


Figura 2.10. Desagregación de corrientes conforme y no conforme

La figura anterior se construye a partir de la descripción hasta el orden armónico 25 de la tensión y la corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial. Dado que la interfaz de estos equipos con la red que los alimenta es un rectificador trifásico, se trata de un clásico caso de una carga altamente contaminante.

En la Fig. 2.11, se superponen la forma de onda de la corriente total anterior con las formas de onda de la corriente conforme total y de la corriente no conforme total.

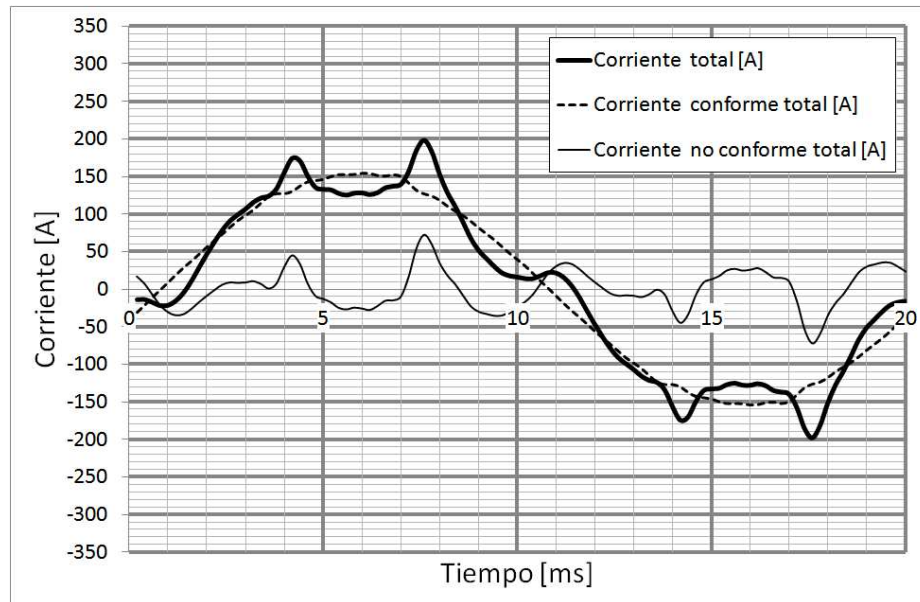


Figura 2.11. Desagregación de corrientes conforme y no conforme

De manera gráfica, resulta evidente que la forma de onda de la corriente conforme es equivalente a la forma de onda de la tensión en la barra (en este caso, bastante próxima a una senoide), con el correspondiente cambio de escala y de unidad, y con un desplazamiento temporal equivalente a la diferencia en ángulo de fase de las componentes fundamentales de la tensión y la corriente. Se muestra también que la suma de las formas de onda de la corriente conforme total con la forma de onda de la corriente no conforme total permite volver a obtener la forma de onda de la corriente total.

2.6. Consideraciones comparativas

De todos los criterios aquí enumerados sobre la imputación de responsabilidades por contaminación armónica, está muy extendida la aplicación del método basado en la dirección de la potencia armónica activa, pero tiene cuestionamientos técnicos importantes en la literatura [53], [54], [77]. Esta modalidad, como la similar basada en la dirección de la potencia armónica reactiva, es propensa a los falsos positivos, con lo que la imputación de responsabilidades no resulta unívoca ni justa.

En cuanto a los demás criterios propuestos, se basan en su mayoría en la estimación de las impedancias equivalentes de la red y del usuario en el punto de conexión, con lo cual se pretenden corregir las limitaciones del método basado en la dirección de las potencias armónicas. Sin embargo, estos otros criterios se basan necesariamente en estimaciones que, si bien mejoran el desempeño de la imputación de responsabilidades como se pretende, no dejan de guardar ciertas imprecisiones y demasiadas presunciones sobre la red y el usuario en el punto de conexión. Ante esas características, resulta deseable profundizar el desarrollo de consensos en torno a métodos basados en la desagregación de corrientes conforme y no conforme.

La clave para la mayor utilidad y confiabilidad de la desagregación de corrientes conforme y no conforme como criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica radica en que se basa exclusivamente en mediciones fasoriales de tensiones armónicas y corrientes armónicas tomadas en la barra de interés. De esta manera, no requiere estimar datos sobre la red o sobre el usuario, sino que se basa en mediciones estándares de buena replicabilidad.

En el presente trabajo, se adopta el método de desagregación de corrientes conforme y no conforme ya detallado en la literatura, aunque se explicita adicionalmente su planteo fasorial y se lo elabora adicionalmente.

CAPÍTULO 3.

ESTIMACIÓN DE ESTADO ARMÓNICO EN REDES ELÉCTRICAS

En términos genéricos, con la expresión “estado de un sistema”, se define todo conjunto de variables que, una vez conocido, permite determinar todas las demás variables de dicho sistema. Las variables de estado de un sistema cualquiera se agrupan en un denominado vector de estado. Normalmente, en el caso específico de una red eléctrica, suelen adoptarse como variables de estado las amplitudes y los ángulos de fase de las tensiones de nodo ya que, conociéndolas y utilizando las matrices que describen la red, pueden obtenerse todas las corrientes y las potencias circulantes por ella [83].

En cuanto a la estimación de estado, se refiere a un método estadístico en el cual se utilizan mediciones realizadas sobre un sistema, típicamente complementadas con seudomediciones (de todas las cuales se contempla su incertidumbre), a fin de obtener el vector de estado del sistema que mejor cumpla con las mediciones de observación. En otras palabras, dado un vector de mediciones con sus incertidumbres conocidas, existe un conjunto de vectores de estado que cumplen con las mediciones tomadas, al menos dentro de su rango de incertidumbre. Pero habrá un vector de estado tal que cumpla algún criterio específico de minimización con respecto a las mediciones tomadas sobre el sistema (incluyendo las introducidas como seudomediciones). En el ejemplo de las redes eléctricas, por medio de alguna variante de este método, se obtiene una estimación del vector de estado antes descrito [84], [85], [86].

En la Fig. 3.1, se presentan las magnitudes principales por considerar cuando se plantea la estimación de estado a frecuencia fundamental de una red eléctrica. En dicha figura, corresponden las siguientes definiciones:

- V_n : fasor de la tensión de frecuencia fundamental en la barra n , ya sea expresada en V, o bien en valores por unidad (p. u.)
- δ_n : ángulo de fase de V_n relativo a la barra A , donde se considera $\delta_A = 0$
- P_n, Q_n : potencia activa y potencia reactiva inyectadas en la barra n , ya sea expresadas en W o var, o bien en valores p. u.

- P_{n-m} , Q_{n-m} : potencia activa y potencia reactiva circulantes por la rama dispuesta entre las barras n y m , ya sea expresadas en W o var, o bien en valores p. u.

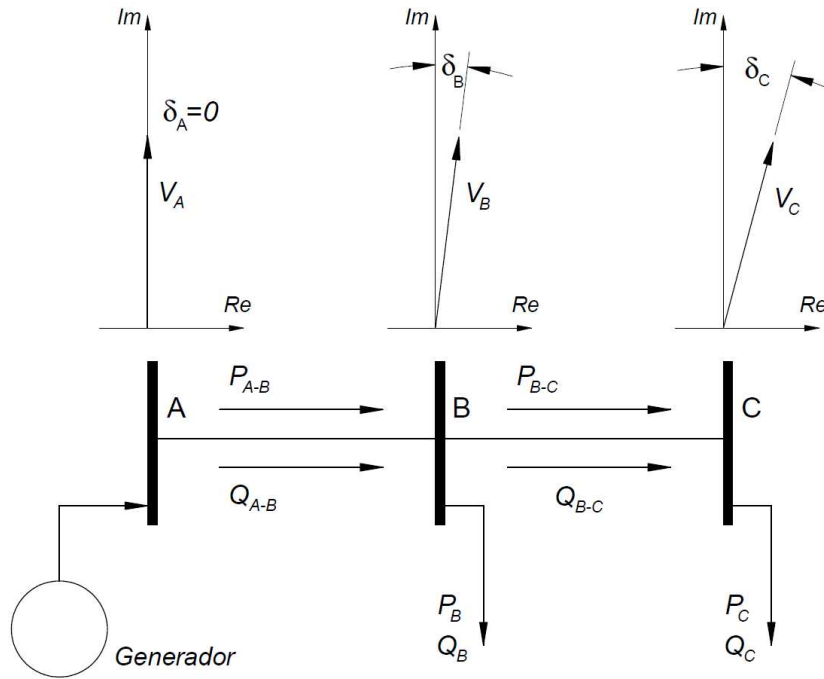


Figura 3.1. Magnitudes por considerar en la estimación de estado de redes eléctricas

3.1. Estimación de estado no lineal en redes eléctricas

Para la estimación de estado tradicional a frecuencia fundamental en redes eléctricas, se utilizan métodos que reconocen explícitamente la no linealidad que existe entre las variables de estado y las mediciones utilizadas. Específicamente, las potencias activas y reactivas, de rama e inyectadas, que habitualmente se toman como mediciones en los sistemas eléctricos, tienen una fuerte dependencia no lineal con las variables de estado, es decir, con las amplitudes y los ángulos de fase de las tensiones de los nodos de la red. En cuanto a las amplitudes de las corrientes de rama y de nodo, suelen ser mediciones habituales en las redes eléctricas de distribución para establecer automatismos de protección; sin embargo, en este caso, al problema de la no linealidad antes mencionada se le adiciona la incertidumbre del ángulo de fase de cada corriente,

de la cual se mide solo su amplitud. La única relación lineal que se puede establecer entre mediciones y variables de estado queda en las amplitudes de las tensiones de nodo, pero naturalmente esto no evita que la relación entre los vectores del método en términos generales resulte no lineal [84], [85], [86].

Por la mencionada no linealidad, la aplicación de este método de estimación de estado implica necesariamente un cálculo iterativo. Como todo método numérico, se comienza el proceso de cálculo utilizando un estado inicial que se suele adoptar de manera aproximada, sobre todo conociendo el orden de magnitud del resultado esperado. Con cada paso de la iteración, el resultado va convergiendo hacia la solución, que se considera alcanzada una vez que la diferencia entre la norma de los resultados de pasos sucesivos es inferior a una tolerancia preestablecida; es decir, se fija un valor máximo para la distancia normalizada entre los resultados de pasos sucesivos del método numérico [84], [85], [86].

3.1.1. Formulación

La estimación de estado por estos medios típicamente se basa en el concepto de minimización con un estimador por mínimos cuadrados ponderados [84], [85], [86]:

$$\min_{\{x_1, x_2, \dots, x_n\}} J(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - f_i(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n)]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.1)$$

donde:

- n : cantidad de variables de estado del sistema
- m : cantidad de mediciones
- z_i : i -ésima magnitud medida
- σ_i^2 : varianza de la i -ésima medición
- x_j : j -ésima variable de estado
- $J(x)$: residuo de medición, función auxiliar de las variables de estado
- f_i : función que, aplicada a las variables de estado x_j , permitiría calcular el valor de la i -ésima magnitud medida si no existieran los residuos de medición. En este caso, las f_i son en su gran mayoría no lineales y se

construyen a partir de las características que describen las relaciones entre las distintas magnitudes del sistema.

Resulta más conveniente presentar la misma expresión anterior en un formato matricial:

$$\min_{\mathbf{x}} J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - f_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.2)$$

donde:

- \mathbf{x} : vector de las variables de estado x_j

Adicionalmente, se suelen agrupar en un vector las magnitudes medidas:

$$\mathbf{z} = [z_1 \quad z_2 \quad \cdots \quad z_i \quad \cdots \quad z_m]^T \quad (3.3)$$

donde:

- \mathbf{z} : vector de las magnitudes medidas z_i
- $[]^T$: indica transposición

Para detallar la resolución iterativa del problema no lineal de minimización, resulta más conveniente expresar la formulación anterior en forma matricial. Por empezar, se agrupan todas las funciones $f_i(\mathbf{x})$ en un vector $\mathbf{f}(\mathbf{x})$:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}) \quad f_2(\mathbf{x}) \quad \dots \quad f_i(\mathbf{x}) \quad \dots \quad f_m(\mathbf{x})]^T \quad (3.4)$$

Se determina luego el jacobiano $[\mathbf{H}] = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x})$ de esta función y su transpuesta, denominada $[\mathbf{H}]^T$:

$$[\mathbf{H}] = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \Rightarrow [\mathbf{H}]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_n} & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

También, se agrupan las varianzas de todas las mediciones en una única matriz diagonal $[\mathbf{R}]$ y se determina su inversa $[\mathbf{W}] = [\mathbf{R}]^{-1}$, otra matriz diagonal:

$$[R] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \Rightarrow [W] = [R]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

La matriz $[W]$ se suele denominar matriz de los factores de ponderación, porque cada uno de los elementos que están sobre su diagonal constituye un factor de peso o factor de ponderación que se aplica a cada una de las mediciones en el proceso de estimación de estado.

Con estas definiciones adicionales, se puede deducir la siguiente expresión:

$$[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H] \cdot \Delta \mathbf{x} = [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \Delta \mathbf{z} \quad (3.7)$$

Se comienza el proceso iterativo con un vector de estado inicial $\mathbf{x}^{(0)}$, se determina un $\Delta \mathbf{x}$ y se calcula $\mathbf{x}^{(1)}$ como $\mathbf{x}^{(0)} + \Delta \mathbf{x}$; luego se vuelve a determinar un nuevo $\Delta \mathbf{x}$ con el cual se calcula $\mathbf{x}^{(2)} = \mathbf{x}^{(1)} + \Delta \mathbf{x}$; y así, sucesivamente, hasta que la norma de $\Delta \mathbf{x}$ queda por debajo de ξ , el error máximo de aproximación estipulado por el usuario. En esa situación, el vector \mathbf{x} obtenido en esa iteración se considera el vector de estado estimado \mathbf{x}^{est} .

3.2. Estimación de estado lineal en redes eléctricas

La finalidad última de la estimación de estado lineal es la misma que para la no lineal: hallar el vector de estado que mejor se ajuste a las mediciones tomadas sobre la red eléctrica en cuestión. La denominación “lineal” hace referencia a que existe una relación lineal entre las mediciones que se toman y las variables de estado [28], [30], [87].

Numéricamente, lo más importante es que la estimación de estado lineal permite que el cálculo del vector de estado se realice en un único paso, sin iteraciones. La diferencia fundamental para lograr esto radica en el tipo y la modalidad de mediciones que se requiere tomar. Las mediciones aquí requeridas son las tensiones y las corrientes, pero tomadas con una modalidad de medición fasorial, es decir que se obtiene de cada una de ellas una amplitud y un ángulo de fase, y por ende las dos componentes rectangulares de su fasor representativo [28], [30].

Teniendo en cuenta que el ángulo de fase de una magnitud eléctrica siempre es una referencia temporal relativa, todas las mediciones tomadas sobre la red deben tener algún tipo de marca temporal (denominada “*time stamp*” en inglés) que permita ubicarlas en relación con una referencia temporal común, es decir, sincronizarlas. De esta manera, para cada fasor de tensión y de corriente, pueden obtenerse sus componentes real e imaginaria.

Operando dichas componentes rectangulares con las matrices que describen la red, se puede hacer la estimación de estado con una única operación matricial [30], como se muestra en la subsección siguiente sobre formulación.

En la Fig. 3.2, se muestra un esquema de la disposición requerida para la toma de mediciones destinada a la estimación de estado lineal en un sistema de distribución en media tensión de ejemplo.

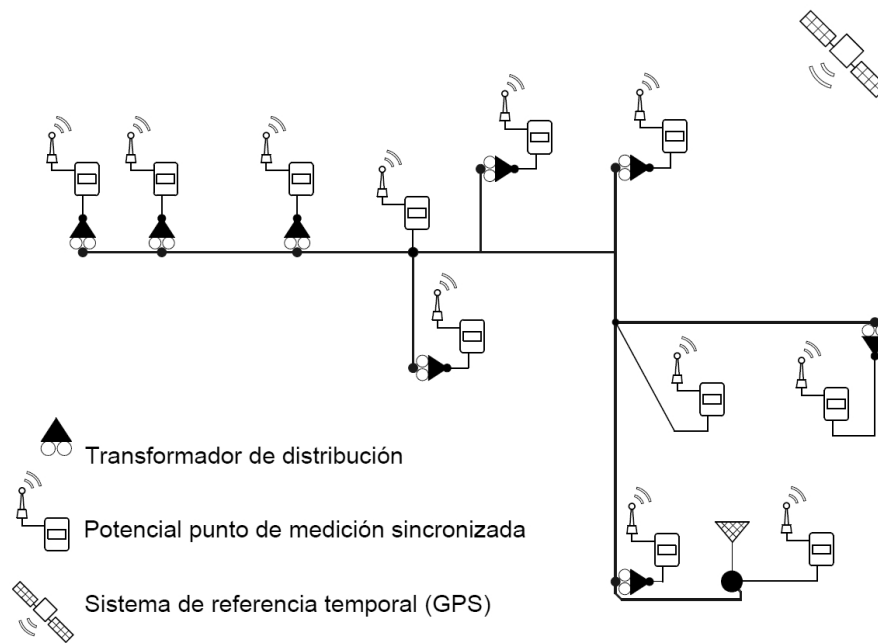


Figura 3.2. Ejemplo de disposición de mediciones fasoriales sincronizadas para estimación de estado lineal

En esta disposición, se incluye a modo de ejemplo un medio de comunicación y sincronización satelital en todos y cada uno de los nodos pero, por supuesto, con la estimación de estado se prescinde de varios de estos medios. A fin de minimizar la cantidad de puntos con mediciones sincronizadas, se requiere que en cada uno de ellos

se recopile no solo el juego de la terna de tensiones del nodo, sino también al menos una terna de corrientes. Con las mediciones locales en cada nodo, deben obtenerse todos los fasores armónicos de cada una de las magnitudes medidas, llegando en todos los casos hasta un mismo orden armónico máximo que es el que se desea alcanzar en el análisis.

En la Fig. 3.3, se muestran esquemáticamente los fasores de la tensión fundamental en cada nodo de la red.

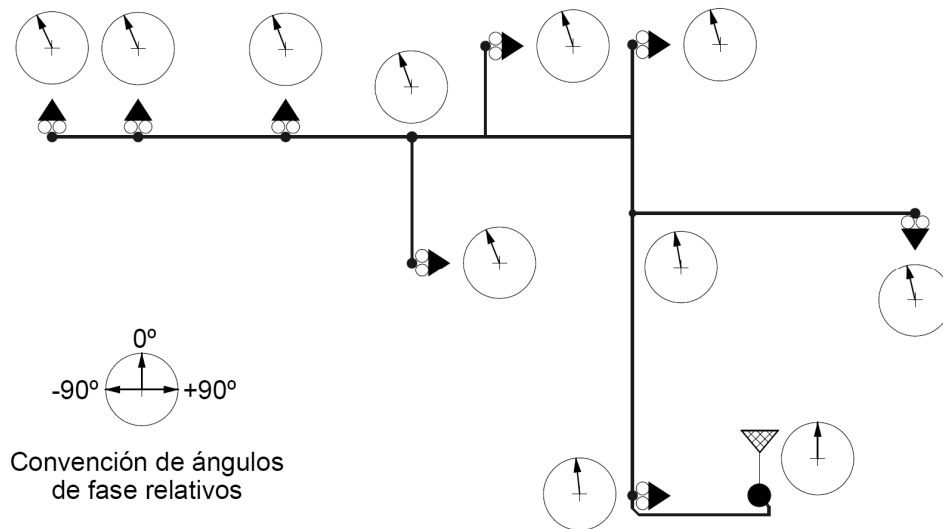


Figura 3.3. Ejemplo de fasores de tensión de frecuencia fundamental por determinar con la disposición de la figura anterior

En este ejemplo, se presenta para cada nodo un bosquejo de su fasor de tensión. Si bien no se alcanza a distinguir gráficamente una diferencia notoria de amplitud, se marca sobre todo la gradual evolución del ángulo de fase a medida que se consideran nodos más alejados del punto de alimentación de esta red radial. Los ángulos de fase están magnificados ex profeso para facilitar la visualización en términos didácticos y manifestar así la importancia de la sincronización en las mediciones.

Desde hace varios años, se viene afianzando la sincronización de las mediciones en las redes eléctricas con diversas finalidades de monitoreo, protección y control [11], [12], [47] [88]. Con la tecnología de sincronización ya disponible, se afirma la posibilidad de una exactitud del orden de $1 \mu\epsilon$, lo cual equivale a $0,018^\circ$ en una forma de onda de 50 Hz, y a $0,45^\circ$ para la armónica 25 correspondiente a tal frecuencia [89] [90] [91] [92] [93] [94].

En la Fig. 3.3 anterior, se introduce el concepto de una convención específica utilizada en la industria para la expresión de los sincrofasores. Si bien en el presente trabajo se adopta la convención tradicional de trazar los fasores de magnitudes eléctricas sobre el plano complejo, puede marcarse la diferencia como se muestra en la Fig. 3.4 [95].

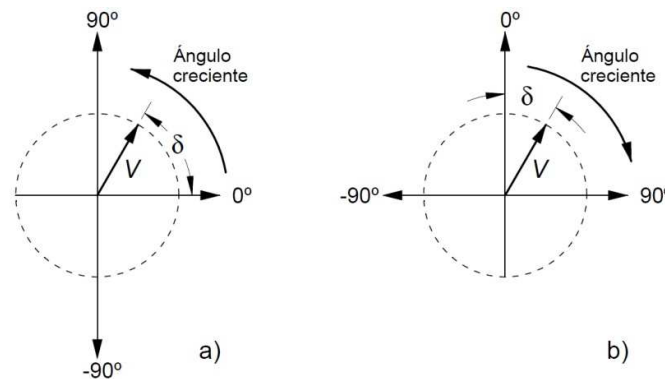


Figura 3.4. Comparación de convenciones para la expresión de fasores
a) tradicional en ingeniería; b) habitual en la operación de redes

Como se indicó, la convención de la parte a) de la Fig. 3.4 es la usada en este trabajo. La presentada en la parte b) corresponde a la adoptada en los elementos de visualización para operadores de redes eléctricas, como herencia de la visualización que se presentaba habitualmente en los tradicionales sincronoscopios [96].

3.2.1. Formulación

Según uno de los trabajos iniciales de referencia [97], se parte de considerar que el conjunto de mediciones surge del muestreo sincronizado de las formas de onda de un conjunto de tensiones y corrientes del sistema. De dichas formas de onda, surgen las magnitudes $z_{re,i}$ y $z_{im,i}$ que constituyen las mediciones según el siguiente postulado:

$$\text{Re} \left\{ \sum_{i \in \Omega} e^{j(i \cdot \omega t)} (z_{re,i} + j z_{im,i}) \right\} \quad (3.8)$$

donde:

- Ω : conjunto de componentes armónicas, incluida la fundamental

- i : orden armónico
- J : variable compleja
- ω : frecuencia angular de la fundamental
- t : tiempo
- $z_{re,i}$: parte real de la medición de la magnitud Z_i
- $z_{im,i}$: parte imaginaria de la medición de la magnitud Z_i

Las mediciones de corrientes y de tensiones se pueden organizar en sendos vectores para establecer su relación con las variables de estado de la siguiente manera:

$$\mathbf{z}_c = [\mathbf{Y}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r}_c \quad (3.9)$$

$$\mathbf{z}_v = [\mathbf{T}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r}_v \quad (3.10)$$

donde:

- \mathbf{z}_c : vector de mediciones de corrientes
- \mathbf{z}_v : vector de mediciones de tensiones
- \mathbf{x} : vector de estado
- $[\mathbf{Y}]$: matriz de admitancias, de dimensiones apropiadas
- $[\mathbf{T}]$: matriz de dimensiones apropiadas cuyos elementos son unos o ceros
- \mathbf{r}_c : vector de errores en las mediciones de corrientes
- \mathbf{r}_v : vector de errores en las mediciones de tensiones

El vector de estado incluye todas las variables de estado por estimar, que son las tensiones nodales en amplitud y ángulo de fase. Debe tenerse en cuenta que las variables de estado se ordenan en su vector \mathbf{x} de manera correspondiente con las mediciones de los vectores \mathbf{z}_c y \mathbf{z}_v . De esta manera, puede deducirse que la matriz $[\mathbf{T}]$ adopta la forma $[\mathbf{I} \mid \mathbf{0}]$ según su definición, donde \mathbf{I} es la matriz identidad y $\mathbf{0}$ es la matriz nula, ambas de las dimensiones adecuadas. Cabe observar que todos los vectores y las matrices de (3.9) y (3.10) genéricamente tienen números complejos en sus elementos porque representan fasores de tensión, fasores de corriente o admitancias; la única excepción es la matriz $[\mathbf{T}]$, con números reales en sus elementos (en particular, es una matriz binaria, es decir, compuesta solo de ceros y unos).

Las ecuaciones (3.9) y (3.10) se pueden agrupar en una única expresión:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{H}] \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r} \quad (3.11)$$

donde:

- \mathbf{z} : vector de mediciones
- $[\mathbf{H}]$: matriz que describe la red de distribución
- \mathbf{x} : vector de estado
- \mathbf{r} : vector de errores de las mediciones

Resulta central distinguir que la ecuación (3.11) es lineal, con lo cual la estimación de mínimos cuadrados requiere un único paso y la solución se obtiene de manera directa. Esta importante ventaja computacional proviene del uso del sistema de coordenadas rectangulares.

Para la resolución de este problema de estimación por mínimos cuadrados, se lo plantea con la forma de un problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar : } & \mathbf{r}^H \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{r} \\ \text{Sujeto a : } & \mathbf{r} = \mathbf{z} - [\mathbf{H}] \cdot \mathbf{x} \end{aligned} \quad (3.12)$$

En esta expresión, el superíndice “H” se refiere a una transpuesta hermitiana¹ [98]. Separando las variables complejas en su parte real y su parte imaginaria, el problema (3.12) se transforma en:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar : } & \mathbf{r}_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{r}_{re} + \mathbf{r}_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{r}_{im} \\ \text{Sujeto a : } & \mathbf{r}_{re} = \mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) \\ & \mathbf{r}_{im} = \mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) \end{aligned} \quad (3.13)$$

La función Lagrangeana para este problema de optimización es la siguiente:

$$\begin{aligned} L = & \mathbf{r}_{re}^T \cdot \mathbf{r}_{re} + \mathbf{r}_{im}^T \cdot \mathbf{r}_{im} + \mu_r^T \cdot [\mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) - \mathbf{r}_{re}] + \\ & \mu_i^T \cdot [\mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) - \mathbf{r}_{im}] \end{aligned} \quad (3.14)$$

Las condiciones KKT² son las siguientes:

¹ En una transpuesta hermitiana, los elementos son los conjugados de los de la matriz original.

² Las condiciones KKT, llamadas así en referencia a Karush, Kuhn y Tucker, son las condiciones de primer orden necesarias para que una determinada solución en programación lineal sea la óptima, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones de regularidad.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{r}_{re}} &= 2 \cdot \mathbf{r}_{re} - \boldsymbol{\mu}_{re} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{r}_{im}} &= 2 \cdot \mathbf{r}_{im} - \boldsymbol{\mu}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\mu}_r} &= \mathbf{z}_{re} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{re} - [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{im}) - \mathbf{r}_{re} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\mu}_i} &= \mathbf{z}_{im} - ([\mathbf{H}]_{re} \cdot \mathbf{x}_{im} + [\mathbf{H}]_{im} \cdot \mathbf{x}_{re}) - \mathbf{r}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}_{re}} &= -[\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_r - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_{im} = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}_{im}} &= [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_r - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \boldsymbol{\mu}_{im} = 0
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Eliminando las variables $\boldsymbol{\mu}_{re}$, $\boldsymbol{\mu}_{im}$, \mathbf{r}_{re} y \mathbf{r}_{im} , se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} & [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} \\ -[\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} & [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \mathbf{z}_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \mathbf{z}_{im} \\ [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot \mathbf{z}_{im} - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot \mathbf{z}_{re} \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Por un lado, puede proponerse $[\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} = [\mathbf{A}]$ y, por otra parte, puede escribirse $[\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{H}]_{re} - [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{H}]_{im} = [\mathbf{B}]$. Con esta nomenclatura, se obtiene finalmente la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{A}] & [\mathbf{B}] \\ -[\mathbf{B}] & [\mathbf{A}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = [\mathbf{G}] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{re} \\ \mathbf{x}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{re} + [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{im} \\ [\mathbf{H}]_{re}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{im} - [\mathbf{H}]_{im}^T \cdot [\mathbf{W}] \cdot \mathbf{z}_{re} \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

donde:

- $[\mathbf{G}]$ es la matriz de ganancia.

La solución para las partes real e imaginaria del vector de estado \mathbf{X} (es decir, \mathbf{x}_{re} y \mathbf{x}_{im}) se obtiene por medio de una factorización de Cholesky y una sustitución hacia adelante y hacia atrás.

3.3. Consideraciones adicionales

3.3.1. Combinación de mediciones sincronizadas con mediciones tradicionales

Dada la disponibilidad habitual de mediciones de amplitudes de tensiones, potencias y amplitudes de corrientes, no es sencillo plantear en las redes de distribución reales un reemplazo completo de estos medios de medición existentes por otros destinados a la medición fasorial sincronizada de tensiones y corrientes. En ese caso, se

estaría proponiendo una inversión de gran magnitud sin transición en el tiempo entre un sistema de estimación de estado y el otro, específicamente orientada a un reemplazo completo.

A fin de generar una transición para esta implementación, se han propuesto en la literatura combinaciones de una modalidad lineal de estimación de estado con una no lineal [45]. La propuesta consiste en que al menos algunas de las tensiones y corrientes del sistema se tomen por medio de mediciones sincronizadas, y que tales datos alimenten un algoritmo de estimación de estado no lineal tradicional. Por las buenas características de las mediciones fasoriales sincronizadas, habitualmente es factible asignarles factores de ponderación elevados en el algoritmo de estimación de estado.

A pesar de los resultados favorables presentados en la literatura para estas configuraciones, debe tenerse en cuenta la mayor complejidad en cuanto a la diversidad de mediciones de diferente naturaleza. Sin embargo, esta disposición resulta promisoria en la medida en que cada punto de medición sincronizada de magnitudes tiene un costo relativamente elevado y esta metodología permitiría una mayor gradualidad en su implementación. Pueden coexistir provisionalmente algunos puntos implementados en esta modalidad con otros puntos con toma de medición tradicional mientras se realiza un reemplazo gradual programado que permita distribuir en el tiempo la inversión monetaria requerida.

3.3.2. Observabilidad y sensibilidad

Cualquiera de las modalidades de estimación de estado aquí presentadas requiere la previa determinación de observabilidad del sistema analizado, para determinar la posibilidad de estimar el estado del sistema sobre la base de su constitución y de las mediciones de que se dispone [36], [86], [99].

Adicionalmente, se suele agregar un estudio de sensibilidad, por ejemplo, ante el desequilibrio entre fases, para determinar en qué grado el algoritmo de estimación de estado se mantiene estable, y sobre todo para estipular con qué precisión converge el algoritmo hacia la solución para cada orden armónico [49], [50], [100].

3.3.3. Previsión contra mediciones erróneas

En las implementaciones de la estimación de estado, resulta clave que se incluya indefectiblemente alguna modalidad de detección de mediciones erróneas a fin de modificar o detener la aplicación del algoritmo en el caso de que se detecte alguna. Esto es porque, en los sistemas reales, pueden producirse inconvenientes que hagan que la medición de alguna de las magnitudes supervisadas se interrumpa o se vea alterada por fallas o factores externos. En ese caso, el algoritmo debe contar con la detección de mediciones erróneas a fin de quitar estas del proceso de estimación de estado. El hecho de contar con una cantidad menor de mediciones en el vector de entrada implica que se reduzca la observabilidad de la estimación de estado; de hecho, en caso de contar con poca excedencia de mediciones, puede llegarse al extremo de que el sistema o algunas de sus partes dejen de ser observables. Este hecho implica una planificación cuidadosa de la implementación de la estimación de estado y sus acciones en función del surgimiento de mediciones erróneas. Tal planificación deberá ser tanto más cuidadosa según sea el nivel de responsabilidad del sistema supervisado [85], [99], [101].

3.3.4. Situación relativa de ambas modalidades

En las redes eléctricas de distribución, a frecuencia fundamental, la estimación de estado aquí mencionada como no lineal es la tradicional. En realidad, su aplicación aún resulta más bien frecuente solo en las redes de transmisión, y a lo sumo en las de subtransmisión. A pesar de lo elaborado del método numérico que debe aplicarse para su resolución, su complejidad se ve compensada por la actual velocidad de procesamiento de información en las redes eléctricas. La clave de su preferencia radica en la disponibilidad técnica y comercial de medios para la medición de parámetros tan elementales como amplitudes de tensiones, amplitudes de corrientes, y potencias activas y reactivas, tanto inyectadas en las ramas como inyectadas en los nodos.

En comparación, la estimación de estado lineal resulta todavía algo onerosa en lo que respecta a instrumentación, especialmente debido a la necesidad de medios de sincronización de precisión temporal aceptable. Por este motivo, esta modalidad está más bien difundida en el ámbito de las redes eléctricas de transmisión, donde la inversión en sistemas de este tipo resulta más accesible en función de la magnitud de la red eléctrica que se supervisa y la cantidad de energía que se suministra en un

determinado período de tiempo. Por otro lado, más allá de su utilidad para estimación de estado, la disponibilidad de mediciones sincronizadas en una red eléctrica permite evaluar el comportamiento dinámico (en estabilidad) de la red, lo que constituye un insumo muy valioso para los estudios predictivos de falla [102], [103].

A los fines prácticos, la combinación antes mencionada de estimación de estado lineal con no lineal se mantiene aún en el ámbito del análisis académico.

3.4. Particularidades de la estimación de estado armónico

La estimación de estado armónico implica replicar para cada uno de los órdenes armónicos de interés la estimación de estado antes descrita. Esto implica que se dispone de un vector de estado y de un vector de mediciones para cada una de las frecuencias armónicas, y que resultan homólogos al vector de estado y al vector de mediciones de la frecuencia fundamental. Cabe acotar un detalle: para cierta barra adoptada como referencia, el ángulo de fase de la tensión de frecuencia fundamental se adopta convencionalmente como nulo, pero el ángulo de fase de las demás componentes de tensión genéricamente son diferentes a cero [5], [8], [28], [30], [36], [37].

Para extender la noción de estimación de estado a la de estimación de estado armónico, conviene remarcar gráficamente el concepto fasorial de la superposición que se pone en juego, ya que este enfoque no suele abordarse en profundidad. De manera similar a lo presentado por el autor en [8] en función de la animación correspondiente [104], en la Fig. 3.5 se evidencia cómo una forma de onda distorsionada se puede expresar como la suma de los fasores de su componente fundamental y de sus armónicas, que en este caso se grafican solamente como de orden 3, 5 y 7. Naturalmente, cada uno de los fasores debe tener la velocidad angular correspondiente a su orden armónico.

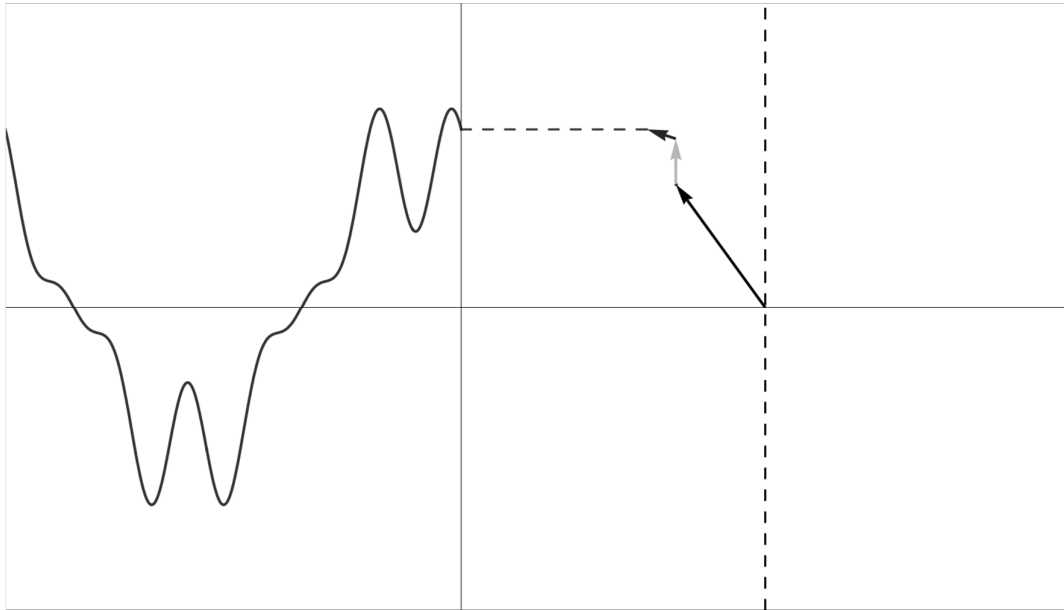


Figura 3.5. Muestra de la desagregación fasorial de una forma de onda distorsionada

En la Fig. 3.6, en función de esta desagregación, se amplían las definiciones para plantear la estimación de estado armónico en la misma red de la Fig. 3.1.

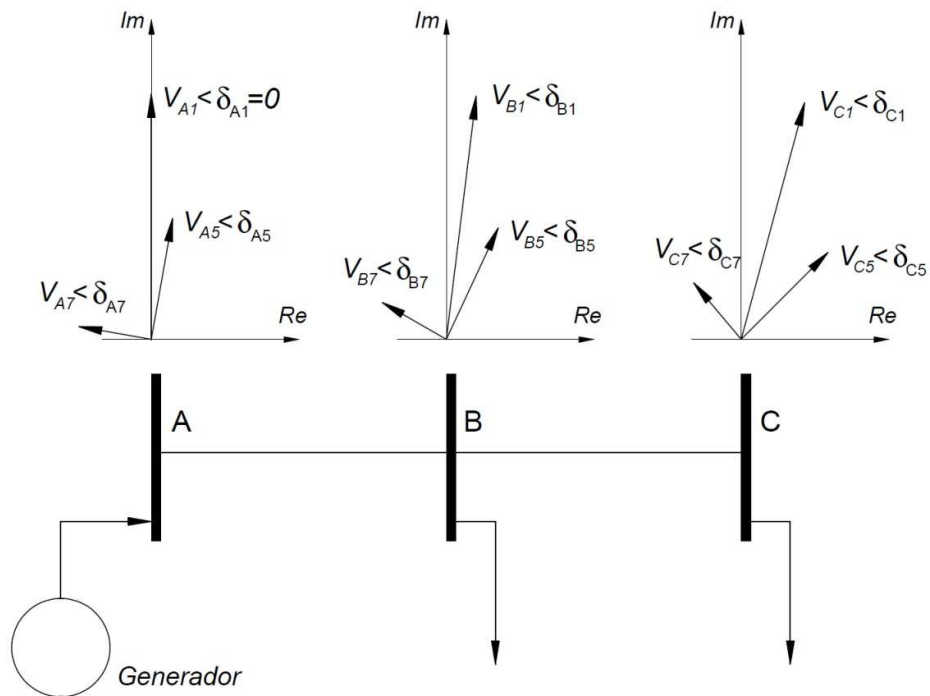


Figura 3.6. Variables de estado para la estimación de estado armónico

En esta representación, nuevamente de un sistema radial de tres barras, se agrega la superposición de fasores de diferentes órdenes armónicos. Se mantuvieron los mismos fasores que ya se representaron en la Fig. 3.1, solo que se les agregó el subíndice “1” para manifestar que se trata de magnitudes de frecuencia fundamental. Por otro lado, se agregaron a modo de ejemplo, sin una escala específica, cómo podrían verse los fasores de tensión correspondientes a los órdenes armónicos “5” y “7”, como lo indican sus subíndices.

Siempre es importante destacar que se considera nulo, como referencia, exclusivamente el ángulo de fase δ_{A1} , pero no así los ángulos de fase de las demás componentes armónicas de tensión de esa barra. De hecho, los respectivos ángulos de fase de todas las armónicas de tensión de esa barra surgirán de la medición y el análisis armónico realizado localmente en esa barra, por medio de alguna variante de la transformada discreta de Fourier (DFT, por sus siglas en inglés) [105] [106].

En cuanto a la modalidad de medición y cómputo que se aplica en la estimación de estado, el trabajo [8] ratificó expresamente una noción que subyacía en el resto de la literatura pero que no estaba explícito: aunque algunos resultados parciales pueden resultar parcialmente promisorios [107] [108], no resulta conveniente el uso de la modalidad no lineal para la estimación de estado armónico. Por el contrario, muchos trabajos demuestran el potencial de la implementación de la estimación de estado armónico basado en una modalidad lineal, es decir, con mediciones fasoriales sincronizadas de tensión y corriente [50], [100], [109].

CAPÍTULO 4.

PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

La presente propuesta implica adoptar los fasores de tensiones armónicas, que describen el estado armónico de una red eléctrica, y trabajarlos en relación con los fasores de las corrientes armónicas inyectadas, con la finalidad de imputar responsabilidades por contaminación armónica en cada barra.

Previendo la toma de mediciones sincronizadas de tensiones y corrientes, la estimación del estado armónico de una red eléctrica implica la aplicación de un algoritmo de cálculo lineal para cada orden armónico [28], [30], [87]. Para las barras de la red eléctrica, se obtienen las componentes rectangulares de los fasores de tensión armónicos y, para las ramas, las componentes rectangulares de los fasores de corriente armónicos. Por ende, se conoce la amplitud y el ángulo de fase de cada uno de dichos fasores.

En cada barra, interesa específicamente cotejar cada fasor de tensión armónica con el fasor de corriente armónica que se deriva al usuario conectado a dicha barra. Tal confrontación se plantea a través de un método de imputación de responsabilidad armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.

La utilidad y las fortalezas de esta propuesta se detallan, en el capítulo 5 siguiente, con una aplicación sobre mediciones realizadas *ad hoc* para el presente trabajo y sobre simulaciones basadas en propuestas de la literatura.

4.1. Formulación general propuesta

La formulación que aquí se detalla está basada en el método ya descrito para la desagregación de corrientes conforme y no conforme [9], [10], [55], [80], con el agregado posterior de una serie de condiciones que se expresan más claramente de manera gráfica. Se propone dejar de lado el énfasis en los valores y sentidos de las potencias armónicas, ya sean activas o reactivas, especialmente por las controversias que causa en su análisis en la literatura. En cambio, se concentra la atención específicamente en la proporción entre las amplitudes de las corrientes armónicas no

conformes en relación con las amplitudes de las corrientes armónicas conformes correspondientes.

A partir de las definiciones del capítulo 2 sobre impedancia de referencia (o “seudoimpedancia”), corriente conforme y corriente no conforme, pueden considerarse tres situaciones en términos de amplitud de corriente para la aplicación de este criterio:

1. Si se cumple que $|I_h| > |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, entonces la corriente tomada por la carga a la frecuencia de orden h resulta mayor que la correspondiente a una carga lineal. Esto se interpreta como el caso en que la carga resulta responsable de la contaminación a ese orden armónico. En una red eléctrica de distribución, esto implica que el usuario resulta responsable por la contaminación armónica a esa frecuencia en la tensión del punto de acoplamiento común. En la Fig. 4.1, se muestra un ejemplo gráfico de esta situación sobre el plano complejo.

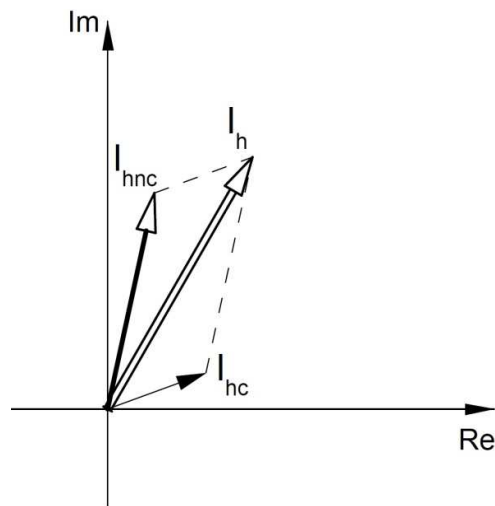


Figura 4.1. Ejemplo de una situación con responsabilidad del usuario

2. Si se cumple que $|I_h| < |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, entonces la corriente tomada por la carga a la frecuencia de orden h resulta menor que la correspondiente a una carga lineal. Esto es la contraparte del caso anterior, esto es, se trata del caso en que la carga del usuario reduce o amortigua la contaminación a ese orden armónico y se comporta de manera favorable desde el punto de vista de la red. En una red eléctrica de distribución, esto implica que la empresa

distribuidora es la que resulta responsable por la contaminación armónica a esa frecuencia en la tensión del punto de acoplamiento común. En la Fig. 4.2, se muestra un ejemplo gráfico de esta situación sobre el plano complejo.

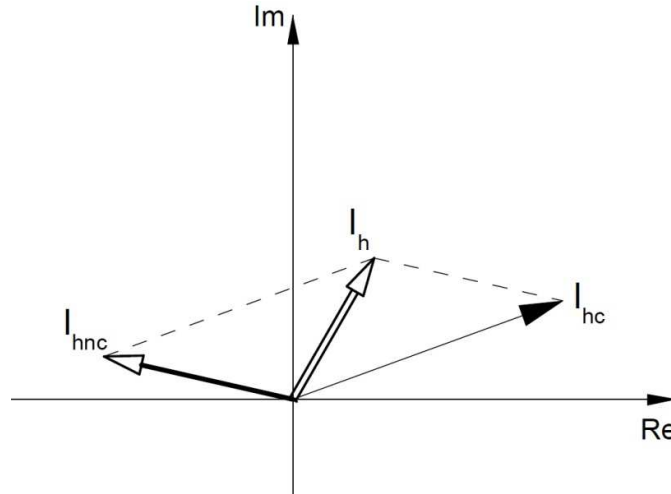


Figura 4.2. Ejemplo de una situación con responsabilidad de la empresa distribuidora

3. Si se cumple exactamente que $|I_h| = |I_{hc}| = |V_h/Z_{ref}|$, significa que la relación tensión-corriente para el orden armónico h dado responde exactamente en amplitud y ángulo a dicha impedancia de referencia. Esta situación puede considerarse como límite, ya que la corriente tomada por la carga a esa frecuencia no es mayor ni menor que la correspondiente a una carga lineal, y no podría imputarse responsabilidad a ninguna de las partes por la contaminación armónica presente en el punto de acoplamiento común. En otras palabras, esta situación límite implica que no haya influencia mutua entre la empresa distribuidora y el usuario. En la Fig. 4.3, se muestra un ejemplo de esta situación sobre el plano complejo.

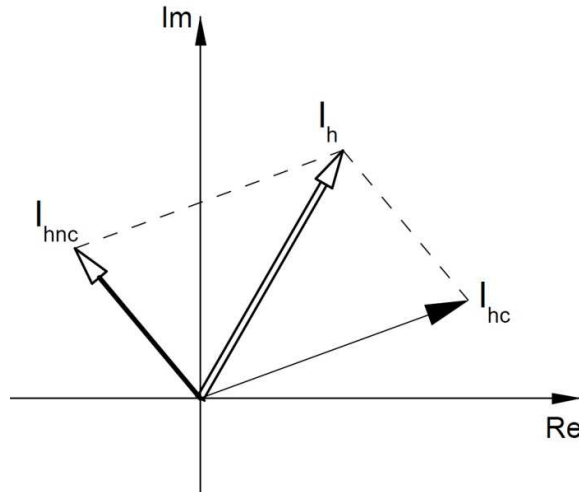


Figura 4.3. Ejemplo de una situación sin imputación de responsabilidades

En cualquiera de los tres ejemplos, puede apreciarse que la corriente no conforme a cada frecuencia habitualmente es diferente de cero, aun en la situación de indiferencia en cuanto a la imputación de responsabilidades.

En la situación límite específica aquí presentada, puede deducirse gráficamente que esta se produce cuando la corriente no conforme se extiende sobre la perpendicular a la bisectriz del ángulo que hay entre la corriente conforme y la corriente circulante a esa frecuencia. Sin embargo, pueden generalizarse de una manera más completa las condiciones de tales situaciones límites a fin de indicar el lugar geométrico correspondiente de los fasores de corriente no conforme. No debe perderse de vista que este análisis debe realizarse para cada uno de los órdenes armónicos h .

En la Fig. 4.4.a, se muestra un esquema, genérico en cuanto a nomenclatura, de la relación fasorial entre corriente armónica total, corriente conforme y corriente no conforme, donde se agregan indicaciones de ciertos ángulos y puntos auxiliares. En la Fig. 4.4.b, se particulariza la situación para el caso límite en que $|I_h| = |I_{hc}|$.

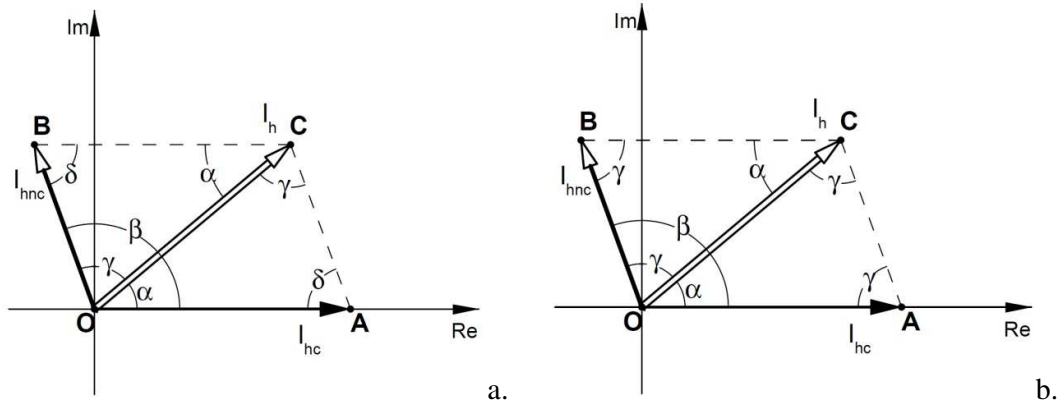


Figura 4.4. Esquemas de la sumatoria de fasores de corriente:

a. genérico en nomenclatura; b. particular para cuando $|I_h| = |I_{hc}|$

En el esquema propuesto, corresponden las siguientes definiciones:

- O, A, B, C : puntos auxiliares que permiten definir los triángulos OAC y BCO, y el paralelogramo OACB
- α : ángulo entre el fasor de corriente armónica I_h y el fasor de corriente armónica conforme I_{hc} , ambas de orden h
- β : ángulo entre el fasor de corriente armónica no conforme I_{hnc} y el fasor de corriente armónica conforme I_{hc} , ambas de orden h
- δ : ángulo auxiliar
- γ : ángulo auxiliar

En el esquema genérico de la Fig. 4.4.a., se pueden observar las siguientes relaciones:

$$\delta = 180^\circ - \beta \tag{4.1}$$

$$\gamma = \beta - \alpha \tag{4.2}$$

En el esquema particular de la Fig. 4.4.b., se pone de manifiesto la siguiente relación debido a que los triángulos OAC y BCO son isósceles:

$$\gamma = \delta = 180^\circ - \beta \tag{4.3}$$

Por las propiedades de los ángulos internos de los triángulos, se cumple lo siguiente para ambos triángulos:

$$\begin{aligned}
\alpha + 2 \cdot \gamma &= 180^\circ \\
\alpha + 2 \cdot (180^\circ - \beta) &= 180^\circ \\
\alpha + 180^\circ - 2 \cdot \beta &= 0^\circ \\
\alpha &= 2 \cdot \beta - 180^\circ \\
\frac{\alpha}{2} = \beta + 90^\circ &\Rightarrow \beta = \frac{180 + \alpha}{2}
\end{aligned}
\tag{4.4}$$

En la Fig. 4.5, se destaca el triángulo isósceles OAC mencionado anteriormente y se indican los dos triángulos rectángulos que quedan definidos al trazar la mediatriz del lado AC (coincidente con su mediana).

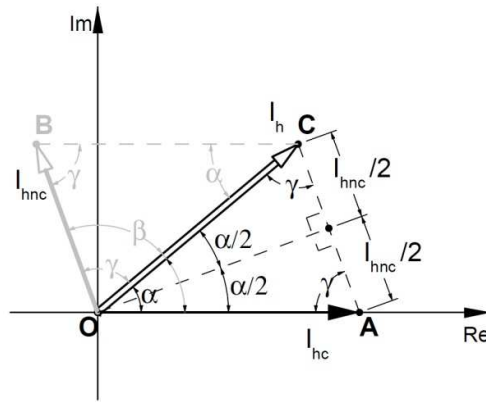


Figura 4.5. Detalle del triángulo isósceles de interés de la figura anterior

Teniendo en cuenta entonces que AC tiene la misma magnitud que OB y las relaciones que quedan de manifiesto en la Fig. 4.5, puede demostrarse que la siguiente es la condición para que se cumpla la situación límite $|I_h| = |I_{hc}|$:

$$|I_{hnc}| = 2 \cdot |I_{hc}| \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2} \tag{4.5}$$

$$\frac{|I_{hnc}|}{|I_{hc}|} = 2 \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2} \tag{4.6}$$

Esta expresión indica que el límite propuesto para la relación entre la amplitud del fasor de corriente no conforme y la amplitud del fasor de corriente conforme no mantiene un valor fijo para todos los órdenes armónicos, sino que depende de la diferencia en ángulo de fase entre la corriente armónica a cada frecuencia y su corriente conforme correspondiente.

En la Tabla 4.1, se enumeran algunos casos notables a modo de comprobación adicional de la validez de la condición deducida.

Tabla 4.1. Casos notables de la situación límite para imputación de responsabilidades

Rango de α	Responsabilidad de la distribuidora	Responsabilidad del usuario
$\alpha = 0^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 180^\circ$	$ I_{hnc} > 0, \beta = 0^\circ$
$\alpha = 60^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 1$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 1$
$\alpha = 90^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < \sqrt{2}$	$ I_{hnc} / I_{hc} > \sqrt{2}$
$\alpha = 180^\circ$	$ I_{hnc} / I_{hc} < 2$	$ I_{hnc} / I_{hc} > 2$

En la Fig. 4.6, se muestran los esquemas fasoriales correspondientes a los cuatro casos notables indicados en la tabla precedente.

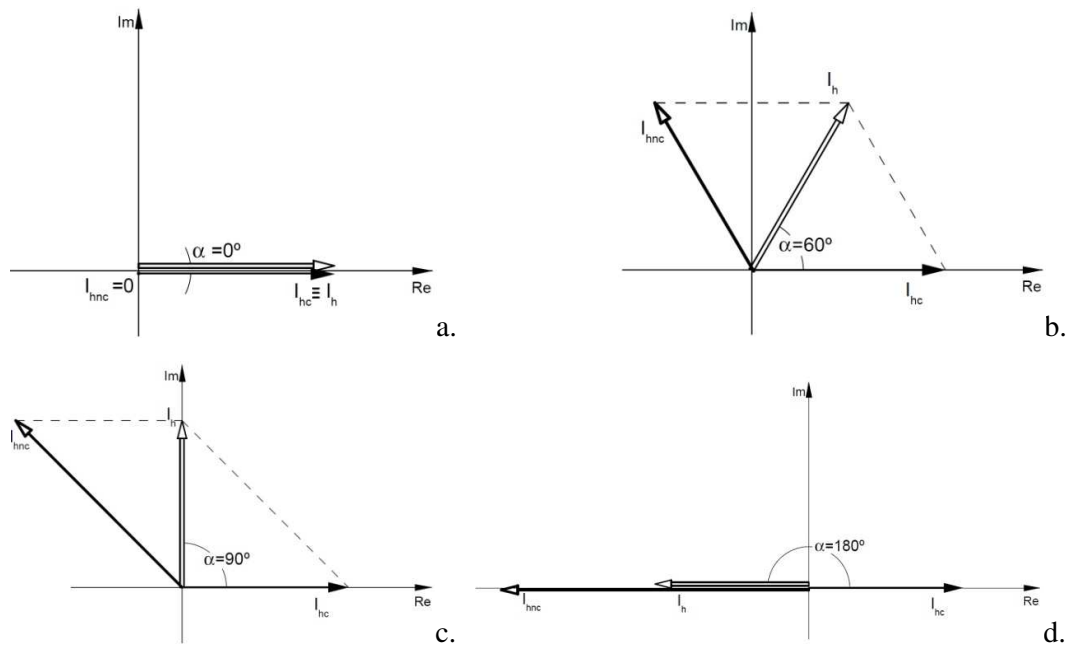


Figura 4.6. Esquemas correspondientes a casos notables de la situación límite:

a. $\alpha = 0^\circ$; b. $\alpha = 60^\circ$; c. $\alpha = 90^\circ$; d. $\alpha = 180^\circ$

En el marco del presente trabajo, se propone utilizar este criterio para evaluar los fasores de las armónicas en cada nodo de una red eléctrica. Dado que los fasores de las

armónicas de tensión y corriente surgirían de una estimación de estado, sus valores estarían sujetos a cierta tolerancia angular y en amplitud, lo que se denomina error vectorial total (TVE, por sus siglas en inglés) [35].

En virtud de tales tolerancias, surge la necesidad de prever límites que no resulten tan restrictivos como los propuestos en (4.5) y en (4.6), luego ejemplificados en la Tabla 4.1. Por ejemplo, para $\alpha = 60^\circ$, podría plantearse responsabilidad para la distribuidora recién cuando ocurra que $|I_{hmc}|/|I_{hc}| < 0,90$, con lo cual se estaría relajando en un orden del 10 % el límite para imputar responsabilidad por contaminación armónica. De similar manera, para el mismo valor de α , se podría imputar responsabilidad al usuario recién cuando $|I_{hmc}|/|I_{hc}| > 1,10$, lo cual implicaría admitir una tolerancia similar a la anterior, solo que en sentido contrario.

Es de esperar que se pueda generar de esta manera una suerte de “banda neutral” para cuyos valores no se genere imputación de responsabilidad por contaminación armónica. Los límites de tal banda, que también podría asociarse al comportamiento de las denominadas “bandas de histéresis”, deberían determinarse en función de simulaciones adicionales sobre los resultados de estimación de estado armónico en sistemas representativos. Si bien los resultados de estimaciones de estado con sincrofasores son tan favorables que algunos autores ya llegan a hablar de “medición de estado” en lugar de “estimación de estado” [44], debe preverse que toda diferencia de ángulo de fase a la frecuencia fundamental se multiplica por el orden armónico a medida que se consideran los mismos resultados para frecuencias armónicas crecientes. Esta es una de las razones principales por las cuales la aplicación de este criterio propuesto de imputación de responsabilidades por contaminación armónica debería restringirse en la práctica hasta el orden armónico 25 aproximadamente.

CAPÍTULO 5.

APLICACIONES DE LA PROPUESTA PARA IMPUTACIÓN DE RESPONSABILIDADES POR CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

En el presente capítulo, se muestra el criterio propuesto aplicado a cuatro casos concretos basados en mediciones realizadas, en simulaciones realizadas sobre un modelo normalizado de referencia tomado de la literatura, o en simulaciones realizadas sobre el modelo de una red real de distribución industrial en media tensión.

Con respecto al primer ejemplo, el rectificador trifásico de un variador de frecuencia industrial, las condiciones de la toma y el procesamiento de datos se detallan en la publicación de referencia [82]: se utilizó un analizador de calidad de energía Metrel modelo Power Quality Analyser Plus MI 2292, con una precisión de $\pm 0,5\%$ aplicable a las lecturas realizadas. Se realizaron las mediciones de corriente con las pinzas incorporadas como accesorios estándares, con una relación 1000 A/1000 mV. Se tomaron diversas grabaciones de 2 segundos cada una (unos 100 ciclos a frecuencia industrial) de las formas de onda de tensiones y corrientes; se seleccionó un ciclo lo suficientemente representativo del funcionamiento del equipo medido para las condiciones de trabajo adoptadas. Dada la frecuencia de muestreo del equipo, unos 3,2 kHz, se obtuvieron 128 valores instantáneos por cada ciclo de frecuencia industrial. Si bien esto implica un alcance de registro hasta la armónica 63, en el trabajo de referencia se acotó el estudio de las mediciones a la armónica 41 y, en el presente análisis, se restringió aún más a la armónica 25, que es al alcance de la propuesta vigente. Todos los datos se procesaron numéricamente fuera de línea, incluida la obtención de los valores correspondientes a las secuencias preponderantes para cada orden armónico.

Con respecto al segundo ejemplo, el inversor fotovoltaico con conexión a red, las condiciones de la toma y el procesamiento de datos es idéntica al del primer ejemplo, salvo que se utilizó una pinza de medición de corriente con un rango 100 A/1000 mV acoplada a 5 espiras de uno de los conductores del punto de conexión del equipo. Además, al tratarse de una única medición monofásica, se incorporaron las armónicas triples y se hizo innecesario el análisis de secuencias aplicado en el primer ejemplo, que es trifásico.

Tanto para el tercer ejemplo como para el cuarto, se implementaron sus respectivas simulaciones utilizando una licencia educativa de ETAP® Power Lab, de Operation Technology, Inc., limitada a 25 barras. Para el tercer ejemplo, dicha limitación no afectó la implementación pero, para el caso del cuarto ejemplo, implicó recortar el sistema original a fin de ajustarse a la mencionada limitación en la cantidad de barras: simplemente se quitaron algunas ramas radiales que no afectaron el desarrollo del anillo principal que se simuló y que constituye el núcleo principal del Parque Industrial que se simula. Para la determinación del estado de cada uno de estos modelos en estas dos simulaciones, se utilizó el método de Newton-Raphson con una limitación de 99 iteraciones y una precisión relativa de 0,0001 (una diezmilésima) en la solución.

En el tercer ejemplo, al igual que en el cuarto, la carga contaminante introducida responde a un modelo trifásico propuesto en la literatura [78]. Para el tercer ejemplo, se aplicó al secundario de un transformador de distribución, con lo cual su efecto se ve amortiguado por la impedancia serie de dicho transformador. Para el caso del cuarto ejemplo, se aplicó directamente a uno de los nodos de media tensión que se analiza, considerando la aplicación de un convertidor de frecuencia industrial de media tensión.

El cuarto ejemplo constituye un caso de particular interés por representar un sistema industrial de distribución en media tensión real de la ciudad de San Francisco. Tiene la particularidad de contar con una potencia de cortocircuito disponible elevada en el punto de acometida general y con una red configurada en anillo por medio de conductores de grandes secciones. Esto implica que se trata de un sistema con buenas características en cuanto a su calidad de energía, como se deduce directamente de las reducidas caídas de tensión determinadas en su cálculo de flujo de carga.

5.1. Caso 1: aplicación al rectificador trifásico de un convertidor de frecuencia industrial

En la Fig. 5.1, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente representativas de una fase de la entrada de un convertidor de frecuencia industrial de 380 V de tensión nominal y 142 A de corriente nominal de entrada, funcionando a un 80 % de su corriente nominal [82]. Como se especifica en la publicación de referencia, debe tenerse en cuenta que lo que se dibuja es la forma de onda sintetizada a partir de las componentes armónicas de secuencia preponderante.

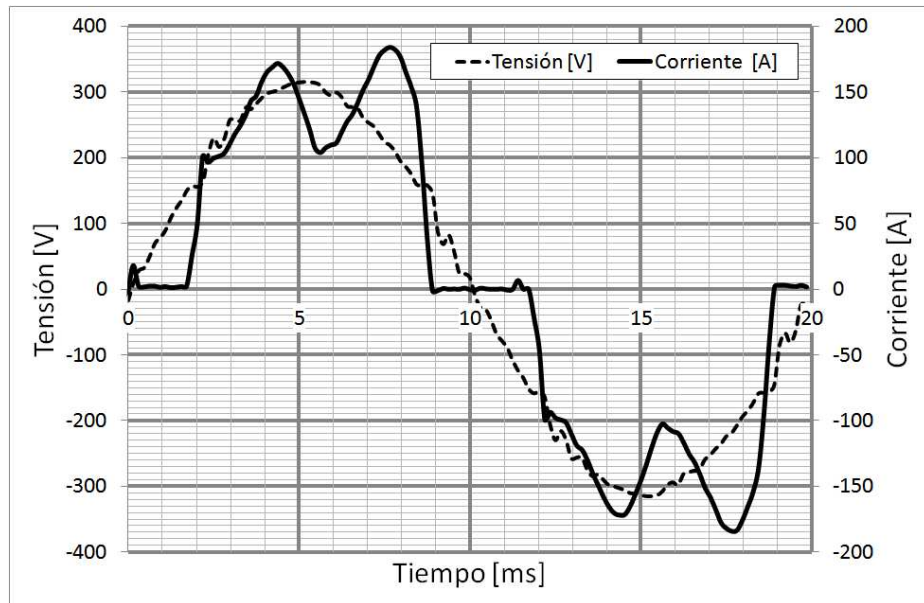


Figura 5.1. Formas de onda de tensión y corriente a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial a un 80 % de carga

En la parte a) de la Fig. 5.2, se muestra la disposición física adoptada en la publicación original para la toma de mediciones sobre el convertidor de frecuencia que alimenta el motor asincrónico que se aprecia en segundo plano; en la parte b), se muestra un detalle de la placa de características del convertidor de frecuencia.

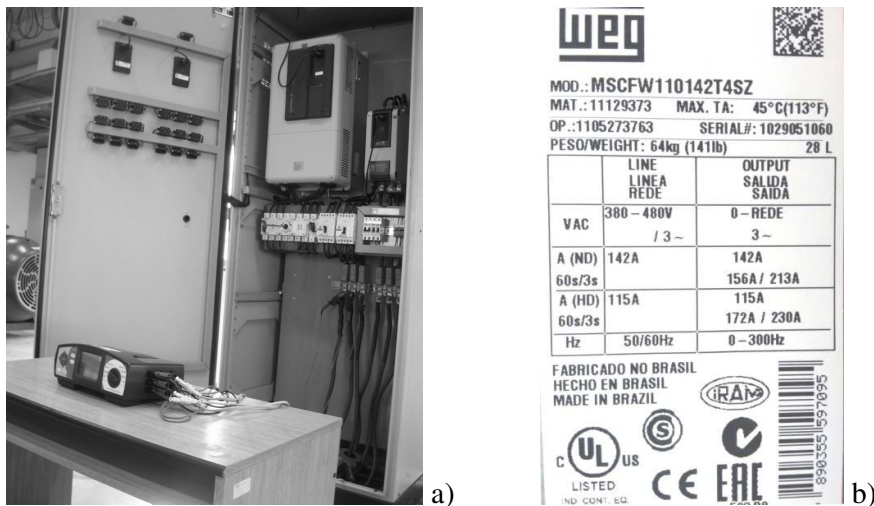


Figura 5.2. Medición a la entrada de un convertidor de frecuencia industrial:
a) disposición física de la medición; b) detalle de la placa de características

En la Tabla 5.1, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto a este caso de medición.

Tabla 5.1. Resultados del criterio propuesto para el convertidor de frecuencia

h	<i>Sec.</i>	V_h $\langle \theta_h$	I_h $\langle \phi_h$	$I_{hc} \langle \phi_{hc}$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	<i>Responsab. del usuario</i>
1	+	221,2 <20,3	108,5 <14,5	-	-	-	-	-
5	-	3,103 <-172,4	31,02 <-125,4	1,521 <-201,2	30,68 <-122,6	20,17	1,23	Sí
7	+	2,312 <53,3	14,13 <169,0	1,133 <12,9	15,17 <170,7	13,39	1,96	Sí
11	-	2,251 <-100,1	9,210 <4,5	1,104 <-163,5	10,29 <5,8	9,32	1,99	Sí
13	+	1,554 <132,3	4,833 <-127,7	0,7619 <57,3	5,593 <-127,0	7,34	2,00	Sí
17	-	1,920 <-12,0	4,318 <101,1	0,9413 <-110,0	5,146 <95,7	5,47	1,93	Sí
19	+	1,840 <-156,1	3,470 <-39,7	0,9020 <-265,7	4,147 <-48,7	4,60	1,84	Sí
23	-	1,852 <81,2	2,831 <-168,0	0,9081 <-51,5	3,336 <177,9	3,67	1,70	Sí
25	+	1,990 <-59,2	2,236 <56,1	0,9755 <-203,4	2,599 <34,4	2,66	1,54	Sí

En la columna h , se indican los órdenes armónicos y, en “*Sec.*”, la secuencia preponderante (“+” o “-”). En $V_h \langle \theta_h$, están los fasores de las tensiones armónicas y, en $I_h \langle \phi_h$, los de las corrientes armónicas. En $I_{hc} \langle \phi_{hc}$ e $I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$, se dan para cada frecuencia las corrientes conforme y no conforme, respectivamente. En $|I_{hnc}|/|I_{hc}|$, se expresa la relación de amplitudes entre la corriente no conforme y la conforme. En “*Responsab. del usuario*”, se muestra el resultado de este criterio. Por la definición de las corrientes conforme y no conforme, no se dan tales valores para la frecuencia fundamental.

En la publicación original, se demuestra que el método tradicional por dirección de potencia armónica activa arroja un falso negativo para la quinta armónica, es decir que se eximiría al usuario de responsabilidad para ese orden armónico, mientras que el método aquí propuesto le imputa responsabilidad para todos los órdenes armónicos.

5.2. Caso 2: aplicación a un inversor fotovoltaico para conexión a red

En la Fig. 5.3, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente de la salida monofásica de un inversor fotovoltaico para conexión a red de 220 V de tensión nominal, 50 Hz de frecuencia nominal, y 2800 W de potencia nominal, funcionando a un 72 % de su corriente nominal [78], [110].

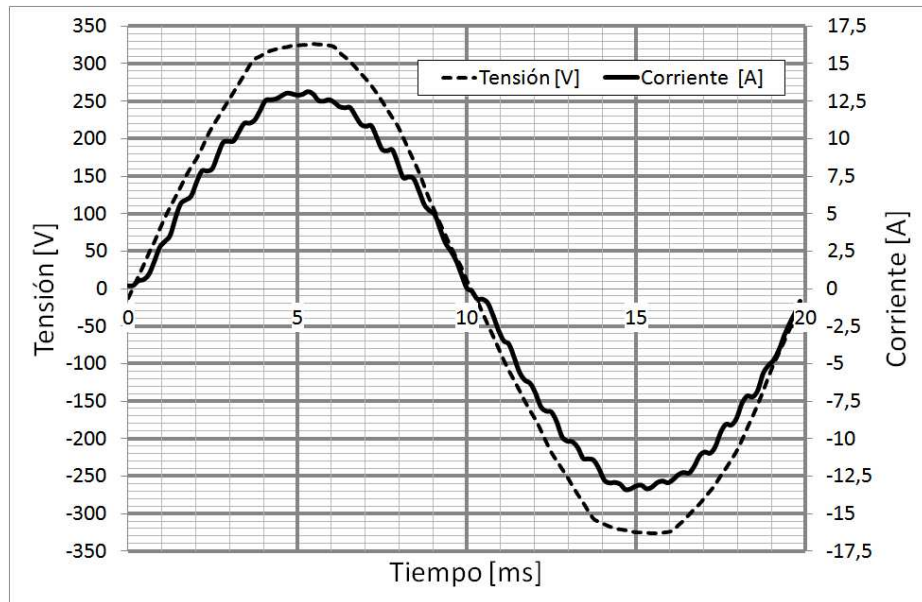


Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 72 % de su corriente nominal

Cabe destacar que el equipo en cuestión funciona inyectando energía dentro de la instalación interna de un usuario, cerca del punto de acometida, que es alimentado de manera no exclusiva por un transformador de 250 kVA de la empresa distribuidora. Este valor pone de manifiesto la gran disparidad entre la magnitud de esta fuente de generación distribuida con respecto a la potencia de cortocircuito de la red que alimenta. Puede esperarse entonces que la distorsión de tensión resulte prácticamente inmune a la distorsión de la corriente inyectada por el inversor a la red [110], [111].

En la parte a) de la Fig. 5.4, se muestra un detalle de la disposición física de los paneles fotovoltaicos de la instalación piloto sobre la que se llevaron a cabo estas mediciones; en la parte b), se muestra el tablero con el inversor fotovoltaico con conexión a red sobre el que se realizaron las mediciones.

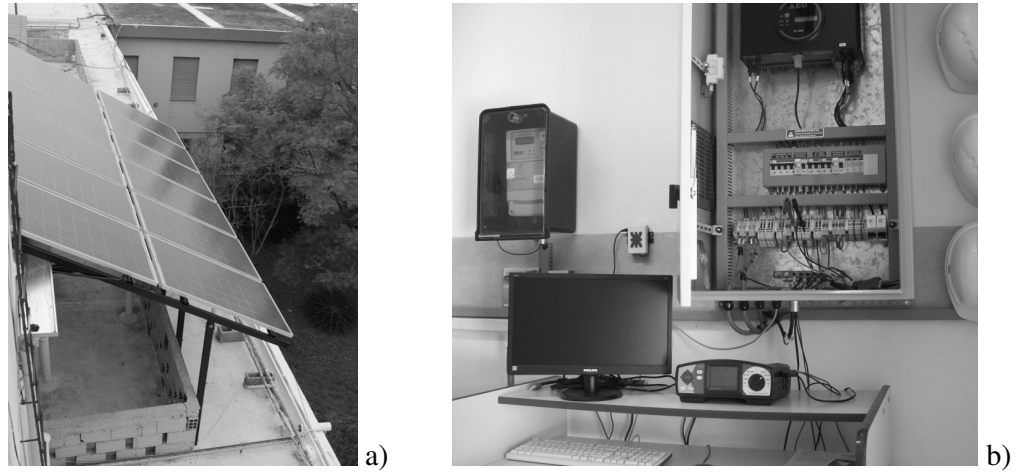


Figura 5.4. Medición sobre una instalación solar fotovoltaica con conexión a red:
a) disposición de los paneles; b) tablero con inversor y medios de comando y protección

En la Tabla 5.2, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto. Para las columnas, son aplicables las mismas referencias que en la Tabla 5.1.

Tabla 5.2. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 72 %

h	$V_h \langle \theta_h$	$I_h \langle \phi_h$	$I_{hc} \langle \phi_{hc}$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc}$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	233,6 <-93,0	9,224 <-93,8	-	-	-	-	-
3	2,537 <19,7	0,086361 <74,3	0,1002 <17,3	0,08980 <143,6	0,90	0,95	-
5	3,337 <43,1	0,06530 <13,2	0,1318 <39,1	0,07840 <-119,5	0,60	0,45	-
7	0,6543 <-118,1	0,077387 <61,2	0,02584 <-123,6	0,1032 <60,0	3,99	2,00	Sí
9	2,085 <121,4	0,1421 <21,8	0,08233 <114,3	0,1672 <-7,7	2,03	1,44	Sí
11	0,5840 <-127,5	0,069693 <42,0	0,02306 <-136,2	0,09274 <-90,8	4,02	2,00	Sí
13	0,4063 <155,4	0,07855 <22,1	0,01604 <145,1	0,08832 <13,3	5,51	1,76	Sí
15	0,2465 <67,9	0,048813 <-24,0	0,009734 <56,0	0,04808 <-35,5	4,94	1,28	Sí
17	0,5810 <-54,0	0,003623 <25,6	0,02294 <-67,4	0,02342 <103,7	1,02	1,45	-
19	0,2770 <169,9	0,056344 <1,9	0,01094 <154,9	0,06628 <-2,4	6,06	1,94	Sí
21	0,02360 <134,6	0,02410 <-19,0	0,0009319 <117,9	0,02479 <-20,5	26,60	1,86	Sí
23	0,2265 <-26,5	0,020952 <-32,7	0,008942 <-44,8	0,01235 <-24,0	1,38	0,21	Sí
25	0,027128 <-54,8	0,020561 <-4,0	0,001071 <-74,6	0,02023 <-1,1	18,89	1,16	Sí

En la Fig. 5.5, se muestran las formas de onda de tensión y de corriente de la salida de este inversor a un 24 % de su corriente nominal. En la Tabla 5.3, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto. Para los contenidos de las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

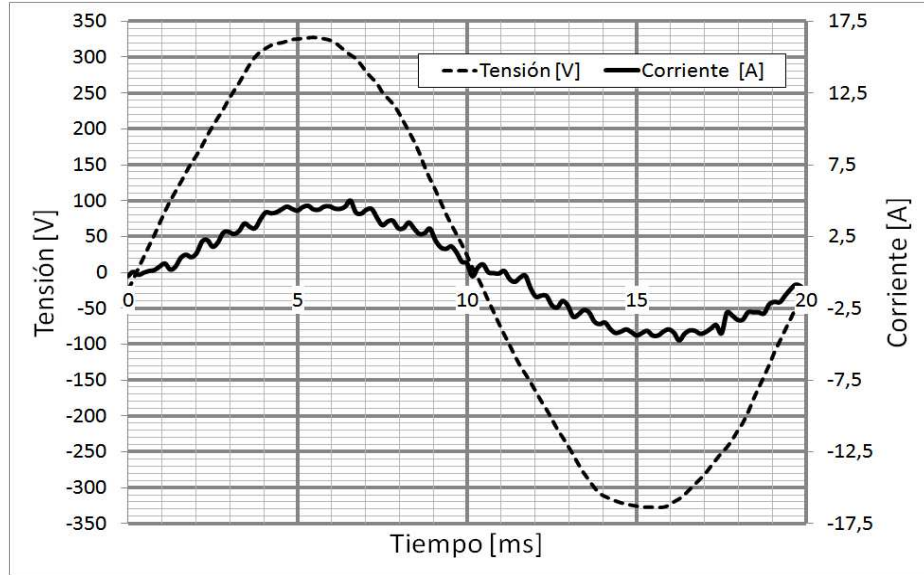


Figura 5.5. Formas de onda de tensión y corriente a la salida de un inversor fotovoltaico para conexión a red a un 24 % de su corriente nominal

Tabla 5.3. Resultados del criterio propuesto para el inversor fotovoltaico al 24 %

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	232,4 <-94,7	3,055 <-103,8	-	-	-	-	-
3	2,396 <36,9	0,144 <37,7	0,0315 <9,7	0,118 <44,9	3,74	0,48	Sí
5	2,890 <9,6	0,0911 <-14,8	0,0380 <-35,7	0,0573 <-1,2	1,51	0,36	Sí
7	0,7261 <-137,7	0,0682 <-21,4	0,00954 <-201,1	0,0777 <-21,4	8,14	2,00	Sí
9	2,361 <116,6	0,132 <-18,0	0,0310 <35,0	0,116 <-30,4	3,72	0,89	Sí
11	0,4276 <-143,0	0,00339 <-142,3	0,00562 <-242,7	0,00706 <-90,8	1,26	1,54	-
13	0,3938 <-173,9	0,0126 <119,7	0,00518 <-291,7	0,0102 <142,9	1,98	0,87	Sí
15	0,3282 <7,7	0,0160 <-93,0	0,00432 <-128,3	0,0127 <-81,7	2,94	0,61	Sí
17	0,2202 <-38,4	0,0134 <21,5	0,00289 <-192,4	0,0159 <15,6	5,50	1,91	Sí

Cont.

Cont.

19	0,2957 <158,8	0,0538 <-9,0	0,00389 <-13,4	0,0499 <-8,6	12,84	0,08	Sí
21	0,1053 <-97,4	0,0277 <-119,5	0,00138 <-287,7	0,0291 <-118,9	21,02	1,99	Sí
23	0,01658 <-37,7	0,0290 <-96,5	0,000218 <-246,2	0,0292 <-96,3	134,06	1,93	Sí
25	0,05543 <-139,2	0,0478 <-9,9	0,000729 <-365,8	0,0471 <-10,0	64,64	0,07	Sí

5.3. Caso 3: aplicación a un modelo normalizado de referencia de una red eléctrica

En la Fig. 5.6, se muestra un esquema de una red de distribución de referencia de 13 barras adoptado para la implementación. El modelo fue propuesto específicamente por IEEE como medio para la simulación de situaciones con contaminación armónica para realizar determinaciones comparativas de métodos analíticos de cálculo. [78].

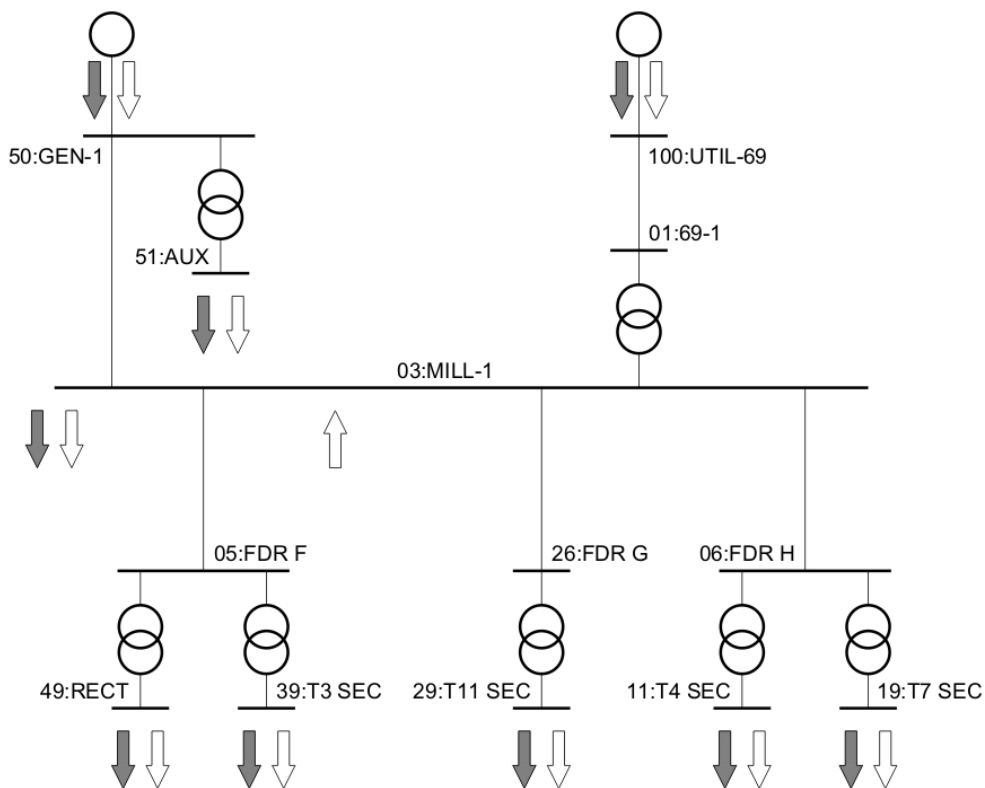


Figura 5.6. Red de distribución equilibrada de 13 barras propuesta por IEEE

El modelo de esta red eléctrica de distribución presenta las siguientes características principales, según lo presentado en la publicación de referencia:

- Fuente principal de suministro: se concreta a través de la barra 100:UTIL-69, a 69 kV, con 1000 MVA de potencia de cortocircuito, y una relación $X/R=22,2$. Se considera alimentación a tensión sinusoidal pura (una única componente de tensión a frecuencia fundamental).
- Tensión principal de distribución: las ramas principales de la red funcionan a 13,8 kV, valor cercano a los 13,2 kV utilizados en Argentina para distribución urbana e industrial.
- Generador distribuido: es una máquina síncrona de 13,8 kV conectada a la barra 50:GEN-1. Su impedancia equivalente es de $0,0366 \Omega + j1,3651 \Omega$ para la excitación correspondiente al resultado del flujo de carga.
- Cargas y compensación de potencia reactiva: todas las cargas se consideran de naturaleza inductiva, y cada una se conecta a su barra correspondiente por medio de sendos transformadores de distribución. La única excepción es la barra 03:MILL-1, donde hay una carga inductiva conectada directamente y también se incluye un banco de condensadores de 6000 kvar.
- Carga contaminante: se considera una única carga no lineal conectada en la barra 49:RECT, a través de un transformador dedicado. Se le asignan características estándares equivalentes a la de un rectificador trifásico.

En la Tabla 5.4, se presenta información sobre los transformadores de la red.

Tabla 5.4. Transformadores de la red eléctrica de referencia

Desde la barra	Hasta la barra	Relación de tensiones (kV : kV)	Toma del primario (kV)	Potencia nominal (kVA)	R %	X %
01:69-1	03:MILL-1	69 : 13,8	69	15 000	0,4698	7,9862
50:GEN-1	51:AUX	13,8 : 0,48	13,45	1500	0,9593	5,6694
05:FDR F	49:RECT	13,8 : 0,48	13,8	120	0,7398	4,4388
05:FDR F	39:T3 SEC	13,8 : 4,16	13,11	1725	0,7442	5,9537
05:FDR G	29:T11 SEC	13,8 : 0,48	13,45	1500	0,8743	5,6831
06:FDR H	11:T4 SEC	13,8 : 0,48	13,8	1500	0,8363	5,4360
06:FDR H	19:T7 SEC	13,8 : 2,4	13,11	3750	0,4568	5,4810

En la Tabla 5.5, se describen todas las impedancias por unidad (p. u.) de la red, basadas en una potencia de 10 000 kVA. En la Tabla 5.6, se presentan los resultados del flujo de carga a frecuencia fundamental, con lo cual se presenta el estado del sistema.

Tabla 5.5. Impedancias p. u. de las líneas de la red eléctrica de referencia

Desde la barra	Hasta la barra	R (p. u.)	X (p. u.)
100:UTIL-69	01:69-1	0,00139	0,00296
03:MILL-1	50:GEN-1	0,00122	0,00243
03:MILL-1	05:FDR F	0,00075	0,00063
03:MILL-1	26:FDR G	0,00157	0,00131
03:MILL-1	06:FDR H	0,00109	0,00091

Tabla 5.6. Datos de flujo de carga en la red eléctrica

Barra	Tensión de barra (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión de barra (°)	Potencia activa inyectada en la barra (kW)	Potencia reactiva inyectada en la barra (kvar)
100:UTIL-69	1,000	0,00	7450	540
01:69-1	0,999	-0,13	-	-
03:MILL-1	0,994	-2,40	-2240	-2000
50:GEN-1	0,995	-2,39	2000	1910
51:AUX	0,995	-3,53	-600	-530
05:FDR F	0,994	-2,40	-	-
49:RECT	0,980	-4,72	-1150	-290
39:T3 SEC	0,996	-4,85	-1310	-1130
26:FDR G	0,994	-2,40	-	-
06:FDR H	0,994	-2,40	-	-
11:T4 SEC	0,979	-3,08	-370	-330
19:T7 SEC	1,001	-4,69	-2800	-2500
29:T11 SEC	0,981	-4,16	-810	-800

En la Fig. 5.7, se describe el espectro en frecuencia de la corriente inyectada por la carga contaminante conectada en la barra 49:RECT [78].

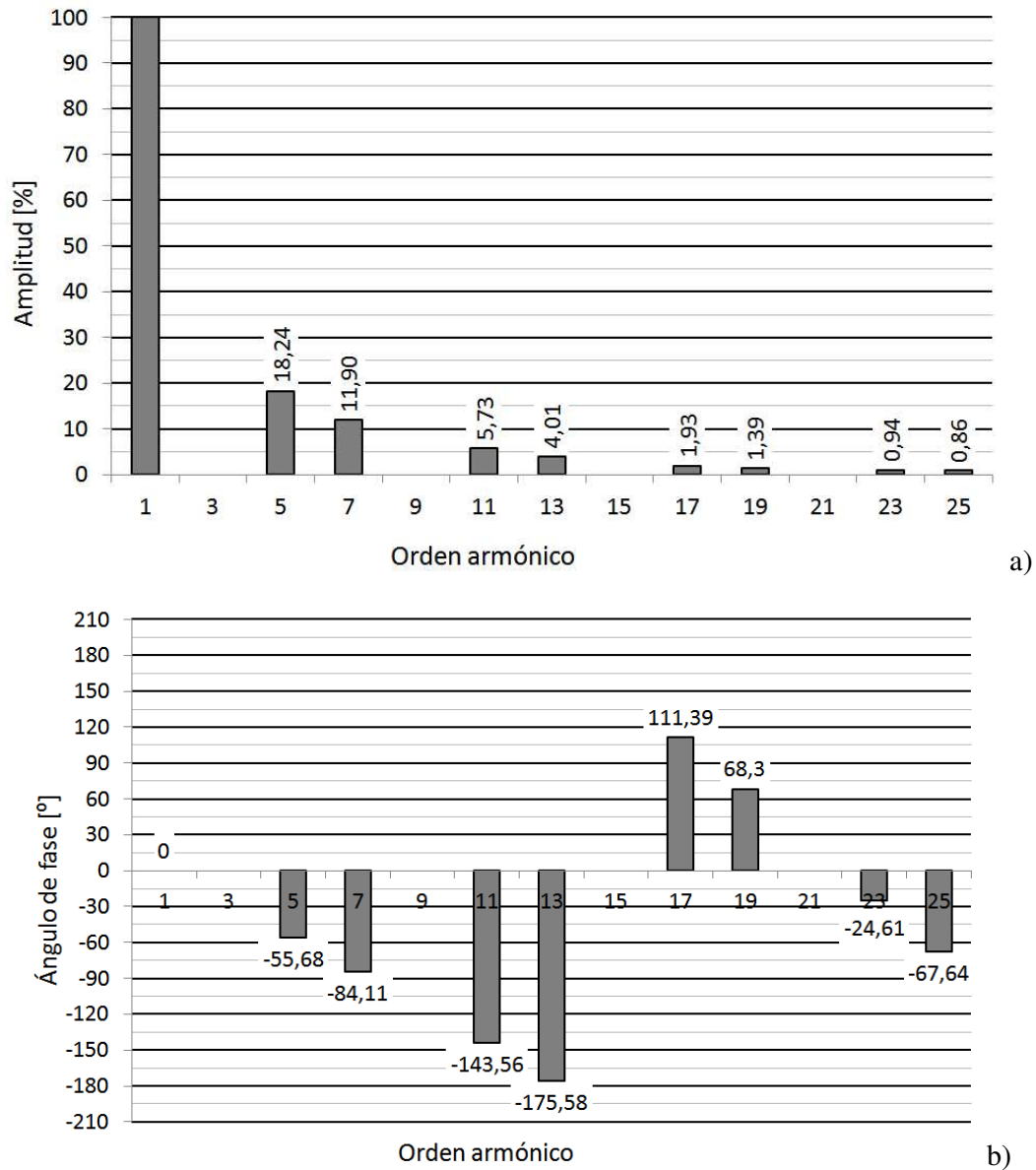


Figura 5.7. Espectro en frecuencia de la corriente inyectada en la barra 49:RECT por la carga contaminante: a) amplitudes; b) ángulos

En la Fig. 5.8, se muestran gráficamente los resultados del flujo de carga de la Tabla 5.6, más la TDT en cada una de las barras.

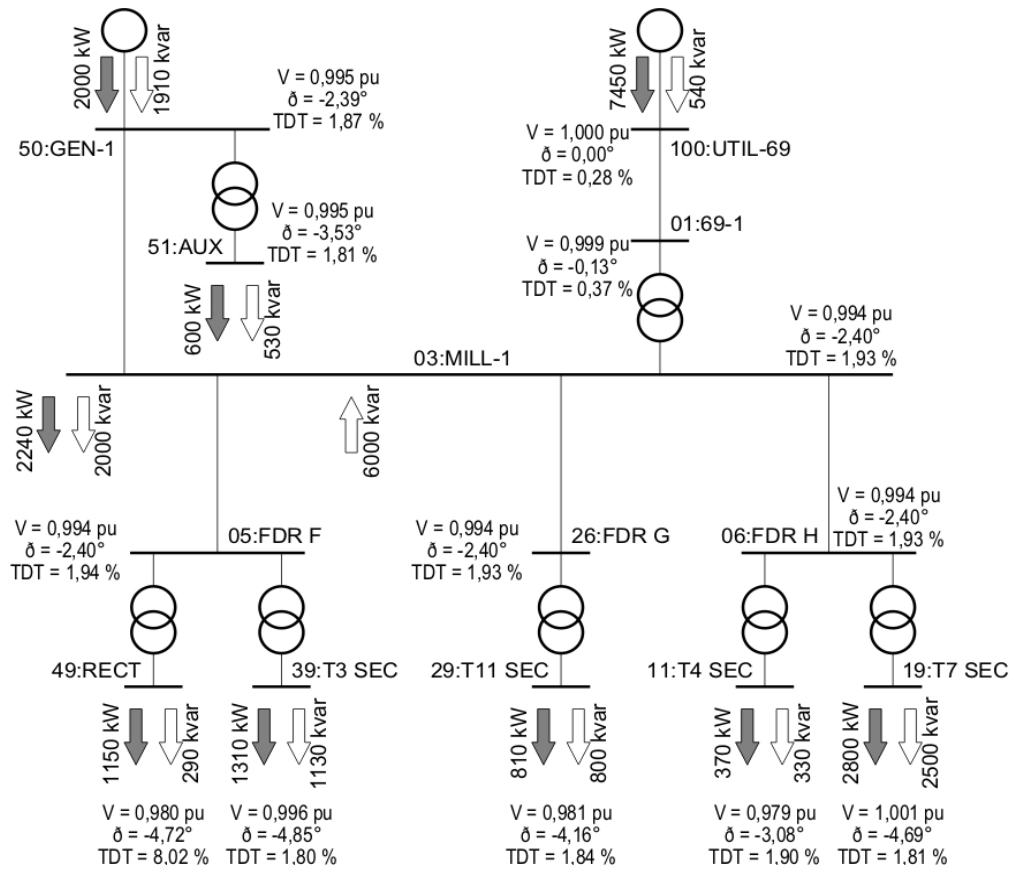


Figura 5.8. Resultados del flujo de carga de la red eléctrica

La frecuencia original de 60 Hz es solo informativa, ya que se especifican reactancias e impedancias, o sea que ya se contempla el efecto de la frecuencia sobre los parámetros de líneas y de transformadores. Al resolver para múltiples órdenes armónicos, se trabaja con proporciones lineales sobre las reactancias (por ejemplo, una reactancia dada se considera 5 veces superior al analizarla para el orden armónico 5).

Se adoptan diversas hipótesis simplificadoras importantes:

- El espectro en frecuencia de la corriente inyectada por la carga contaminante consta solo de armónicas de órdenes $6 \cdot n \pm 1$ (5, 7, 11, 13, etc.). Estos órdenes, típicos en rectificadores trifásicos de 6 pulsos, implican exclusivamente componentes de secuencia positiva y negativa.
- En la publicación de referencia [78], el modelo de esta red se considera equilibrado, con lo que se declaran solo impedancias de secuencia positiva que a su vez, en este caso específico, resultan aplicables también para los cálculos en la red de secuencia negativa. En otras palabras, se usan las

mismas impedancias en la red de secuencia positiva que en la de secuencia negativa, tanto para las líneas como para los transformadores. También, se consideran nulas todas las corrientes y tensiones de secuencia cero.

- En el artículo de referencia, se aclara que las líneas son aéreas de escasa longitud, con lo que se omiten las componentes capacitivas paralelo de las líneas y se limita su representación a impedancias R-X serie. Podría requerirse una revisión de esta simplificación en caso de extender estos estudios a otras configuraciones con líneas más extensas o construidas con conductores preensamblados, o bien que incluyan el estudio de componentes de órdenes armónicos mayores a los contemplados. De hecho, en el artículo, se trabajan valores hasta la armónica 37, pero se considera prudente acotar dicha validez a la armónica 25 a fin de que puedan obviarse los efectos capacitivos de las líneas.
- La mencionada igualdad de impedancias de secuencia positiva y de secuencia negativa requiere una aclaración especial para el generador sincrónico incluido en la red. Para representar esta máquina de manera simple, se considera una impedancia de secuencia negativa de valor similar al de su impedancia subtransitoria, a su vez en el mismo orden de magnitud que la impedancia de secuencia positiva. Esta simplificación resulta apropiada para una máquina de este tamaño pero, en caso de extender este estudio a otro caso, podría resultar necesario conocer detalladamente ambas impedancias de secuencia de la máquina a fin de corroborar si se pueden considerar de igual magnitud. Esto, sumado a la influencia del nivel de excitación sobre el valor de la impedancia equivalente de la máquina sincrónica, implican aspectos específicos sobre la inclusión de generación distribuida con máquinas sincrónicas en este tipo de redes de distribución.
- Todas las cargas de la red se modelan como impedancias R-L serie. Según la convención adoptada en el artículo, el argumento es que esto permite representar con una buena aproximación el comportamiento de las cargas industriales reales [78]. Es decir que se admite la combinación de las cargas contaminantes con el de algunos efectos mitigadores que evitan que la contaminación armónica llegue a niveles demasiado elevados; un ejemplo elemental de esta situación es la tradicional interposición de un

transformador entre la red de distribución y una carga contaminante [21]. De lo contrario, deberían involucrarse modelos más detallados que combinen máquinas giratorias con otros tipos de cargas [112] [113].

- Se toma como despreciable la variación con la frecuencia de las resistencias de todos los elementos, con lo que se evita contemplar efectos en los conductores como el pelicular (*skin*). Cabe destacar nuevamente que las frecuencias evaluadas en la publicación de referencia llegan solo hasta el orden armónico 37, o sea 2,22 kHz para una frecuencia fundamental de 60 Hz. Este rango de frecuencias cubre la mayor parte de los niveles armónicos requeridos en estudios industriales. Solo si la contaminación armónica a altas frecuencias fuera muy notoria, podría ser necesario calcular la variación de las resistencias con la frecuencia. Como previsión adicional, el análisis específico del presente trabajo acota adicionalmente este rango de frecuencias a la armónica 25, a fin de minimizar este inconveniente, además de prever un nivel razonable de incertidumbre en el resultado de una estimación de estado.
- Se considera muy poco importante el incremento de las pérdidas en los transformadores en función de la frecuencia. Dados los valores de eficiencia típicos en estos transformadores [114], [115], no se comete un error apreciable al aplicar esta simplificación. Solo podrían considerarse los ajustes necesarios en el caso específico de que algún transformador estuviera cargado muy por debajo de su valor nominal.
- También se adopta como insignificante la incidencia de las ramas magnetizantes de los transformadores de la red de distribución. Esta suposición resulta válida en la medida en que las pérdidas habituales en la rama magnetizante de un transformador de este orden de magnitud son del orden del 0,20 % de la potencia asignada [114].

En la Tabla 5.7, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la corriente que se deriva de la barra 05:FDR F a la barra 49:RECT y, en la Tabla 5.8, para la corriente que se deriva de la barra 05:FDR F a la barra 39:T3 SEC. Para las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.7. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 49:RECT

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13624 <-2,4	50,4 <-18,9	-	-	-	-	-
5	181,1 <91,8	9,88 <-159,2	0,670 <59,0	10,4 <-156,9	15,56	1,89	Sí
7	166,9 <-71,5	6,53 <130,8	0,618 <-120,9	6,75 <125,8	10,93	1,62	Sí
11	8,636 <141,3	3,26 <-112,8	0,0320 <75,5	3,26 <-11,8	102,03	1,99	Sí
13	3,195 <142,6	2,34 <-84,4	0,0118 <60,4	2,34 <-84,6	198,34	1,91	Sí
17	4,346 <45,7	1,18 <120,9	0,0161 <-53,0	1,20 <121,0	74,68	2,00	Sí
19	4,108 <-31,2	0,879 <37,2	0,0152 <-146,4	0,894 <37,1	58,81	2,00	Sí
23	3,960 <163,6	0,632 <-136,5	0,0147 <32,0	0,647 <-136,7	44,14	1,99	Sí
25	4,121 <83,7	0,598 <140,4	0,0152 <-64,4	0,611 <139,8	40,10	1,95	Sí

Tabla 5.8. Resultados del criterio propuesto para la carga alimentada en 39:T3 SEC

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13624 <-2,4	76,7 <-45,6	-	-	-	-	-
5	181,1 <91,8	0,708 <63,7	1,02 <5,6	0,881 <142,6	0,86	0,97	-
7	166,9 <-71,5	0,625 <-103,9	0,940 <-200,9	1,19 <-52,4	1,27	1,50	-
11	8,636 <141,3	0,0294 <99,2	0,0486 <-31,3	0,0714 <130,4	1,47	1,82	-
13	3,195 <142,6	0,0103 <96,1	0,0180 <-73,1	0,0282 <103,0	1,57	1,99	-
17	4,346 <45,7	0,0127 <-8,8	0,0245 <-213,1	0,0363 <-24,8	1,49	1,96	-
19	4,108 <-31,2	0,0114 <-89,1	0,0231 <-333,2	0,0299 <-133,1	1,29	1,70	-
23	3,960 <163,6	0,00990 <100,0	0,0223 <-181,5	0,0226 <24,1	1,01	1,27	-
25	4,121 <83,7	0,00983 <17,6	0,0232 <-304,6	0,0165 <-103,2	0,71	0,65	Sí

5.4. Caso 4: aplicación al modelo de una red de distribución industrial real

En la parte a) de la Fig. 5.9, se muestra la disposición geográfica del Parque Industrial Piloto de San Francisco de la provincia de Córdoba (Argentina) [116] y, en la parte b), un esquema simplificado de su red de distribución en media tensión (13,2 kV). En ambas partes, se indican los puntos cardinales y se señala con una flecha el punto de acometida desde la central principal de transformación de la ciudad, al Este del predio.

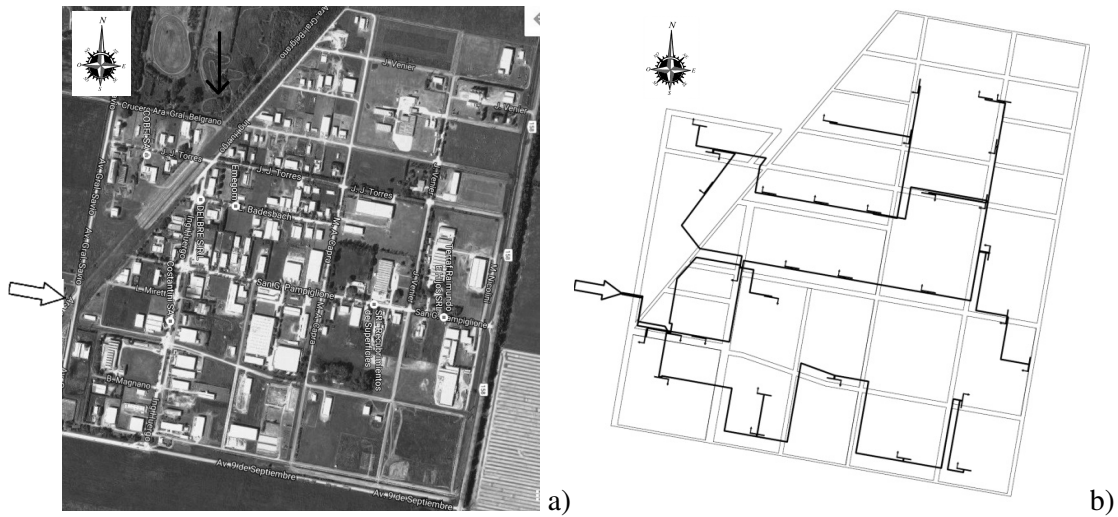


Figura 5.9. Parque Industrial Piloto de San Francisco: a) disposición geográfica general; b) esquema simplificado de la red interna de distribución en media tensión

Esta red de distribución industrial se diferencia de la normalizada de referencia del Caso 3 es que se enfoca exclusivamente en la distribución en media tensión, sin detallar valores en baja tensión. Con esta característica, todas las mediciones y determinaciones se realizan a un único nivel de tensión de distribución. La diferencia principal radica en la impedancia interpuesta por cada transformador de distribución en las derivaciones de carga: la impedancia serie equivalente de los transformadores requeriría consideraciones no lineales para órdenes armónicos muy elevados, además de la posible incidencia de la rama paralelo equivalente de magnetización. En la práctica, debe tenerse en cuenta el nivel de tensión al cual adquiere el servicio cada usuario, ya que esto determina dónde se toman las mediciones para hacer el análisis de responsabilidades por contaminación armónica.

En la Fig. 5.10, se muestra una fracción de esta red de distribución, constituida por 25 de sus 34 barras, adoptadas para la implementación de este análisis, donde se indica la hipótesis de carga en cuanto a potencias activas y reactivas en cada barra.

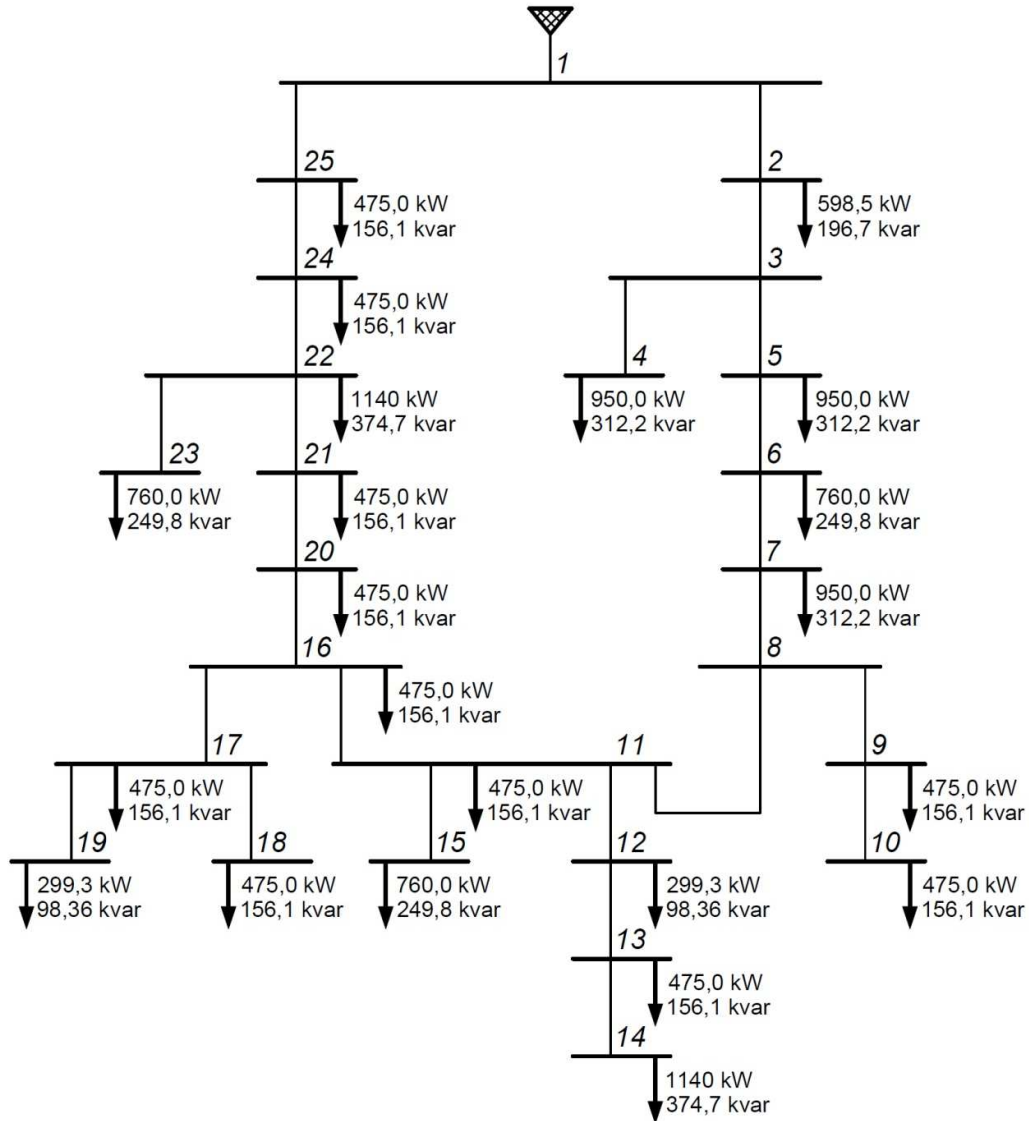


Figura 5.10. Red eléctrica de distribución industrial en MT de 25 barras

A continuación, se detallan sus características más importantes:

- La red está basada en una fracción del Parque Industrial Piloto de San Francisco [116]. De las 34 barras originales (incluido el punto de acometida desde la central de transformación de la ciudad), se omiten algunas ramas radiales a fin de adoptar solo 25 barras y ajustarse así a las limitaciones de

los medios de simulación [117]. La potencia nominal total en transformadores suma 15,375 MVA para la fracción considerada.

- La red consta de un anillo de distribución en el que se puede comprobar que las barras 8 y 11 (y las que se alimentan desde ellas) son las más comprometidas en cuanto a nivel de tensión a plena carga. Específicamente, la barra 10, subsidiaria de la 8, es la de mayor caída de tensión en toda la red.
- En cada barra, la carga se fija en función de la potencia nominal de los transformadores que alimenta. Esto constituye un caso extremo porque la demanda máxima de esta instalación ronda el 40 % de la suma de las potencias nominales de sus transformadores. También resulta un caso conservador teniendo en cuenta que, según un estudio [115], el factor de carga típico en transformadores de distribución no suele superar el 40 %.
- Suministro principal de 13,2 kV en la barra 1: 671,4 MVA de potencia de cortocircuito, $X/R=15$. Se considera tensión de suministro con forma de onda sinusoidal pura (una única componente de tensión a frecuencia fundamental).
- Distribución en 13,2 kV: íntegramente con cables subterráneos, en su mayoría unipolares, aunque con diversos tramos de conductores tripolares.
- Cargas: se adoptan inductivas, con un factor de potencia de 0,95, el mínimo requerido a los usuarios para evitar penalizaciones. Las cargas de 400/231 V se consideran conectadas a sus respectivas barras por medio de sendos transformadores de distribución [114], aunque esta consideración resulta accesoria dado que la potencia nominal se asigna en el primario, según la norma aplicable.
- Cargas contaminantes: la corriente de cada una se adopta con el mismo espectro en frecuencia de la Fig. 5.7, conectadas en las barras 9, 10, 16, 17, 18 y 19. Se adoptan de magnitud tal que la penetración de cargas no lineales en potencia (un 17 %) resulte similar al caso normalizado del Caso 3 (un 15 %).

En la Tabla 5.9, se transcribe información relativa a los transformadores de la red de distribución; en algunas barras, se cuenta con dos transformadores en paralelo. En la Tabla 5.10, se describen las impedancias de las líneas de la red.

Tabla 5.9. Información sobre las cargas de la red industrial

Barra nro.	Potencia (kVA)	Barra nro.	Potencia (kVA)	Barra nro.	Potencia (kVA)
2	630	12	315	20	500
4	1000	13	500	21	500
5	500 + 500	14	1200	22	1200
6	800	15	800	23	800
7	500 + 500	16	500	24	500
9	500	17	500	25	500
10	500	18	500	-	-
11	500	19	315	-	-

Tabla 5.10. Impedancias de las líneas de la red industrial

Desde barra nro.	Hasta barra nro.	Resistencia R (Ω)	Reactancia X (Ω)	Desde barra nro.	Hasta barra nro.	Resistencia R (Ω)	Reactancia X (Ω)
1	2	0,01706	0,008840	11	15	0,1068	0,01899
2	3	0,05635	0,05145	11	16	0,07164	0,06542
3	4	0,09090	0,03054	16	17	0,05442	0,04969
3	5	0,03050	0,01581	17	18	0,02624	0,02396
5	6	0,02903	0,01504	17	19	0,1488	0,02646
6	7	0,04444	0,02304	16	20	0,09940	0,01768
7	8	0,05412	0,02805	20	21	0,02837	0,01470
8	9	0,2441	0,03148	21	22	0,05461	0,02830
9	10	0,1891	0,02438	22	23	0,07384	0,02093
8	11	0,03149	0,01632	22	24	0,03462	0,03160
11	12	0,03001	0,01556	24	25	0,06520	0,05954
12	13	0,02444	0,01266	25	1	0,06794	0,06203
13	14	0,03749	0,006667	-	-	-	-

Las especificaciones de las impedancias se dan directamente en términos de reactancias e impedancias, de modo que no se involucra la frecuencia de 50 Hz. La formulación de la resolución a cada orden armónico implica una proporcionalidad según el orden armónico correspondiente.

Estas son otras características importantes para la red eléctrica propuesta:

- Como en la red de referencia, se estudian solo armónicas de órdenes $6 \cdot n \pm 1$ (5, 7, 11, 13, etc.), que corresponden solo a la secuencia positiva o negativa. Estas secuencias son preponderantes en cargas contaminantes como la especificada, además de que la distribución se realiza sin neutro.
- La red se considera equilibrada, con lo que se declaran solo impedancias de secuencia positiva y, por el tipo de componentes analizados, se las considera equivalentes para la red de secuencia negativa. Se consideran nulos todos los valores de corriente y tensión en la red de secuencia cero.
- Todos los conductores se modelan como impedancias R-L serie, sin componentes capacitivas en paralelo. Según el orden armónico máximo adoptado, esta simplificación podría requerir una revisión para adoptar modelos más completos, como un circuito equivalente π , especialmente en el caso de las ramas compuestas por cables multipolares [85].
- Al igual que en para la red normalizada de referencia del Caso 3, se omite la representación de las ramas paralelo de magnetización de los transformadores de distribución, y se considera despreciable la variación de las pérdidas de estos en función de la frecuencia de cada orden armónico considerado.
- Con las mismas consideraciones que se hicieron para la red de referencia normalizada del Caso 3, todas las cargas se modelan como impedancias R-L serie [78].
- Al igual que en la red de referencia del Caso 3, se desprecia la variación con la frecuencia de las componentes resistivas de los elementos modelados, sobre todo teniendo en cuenta que se limita el orden armónico analizado a 25.

En la Tabla 5.11, se describe el flujo de carga a frecuencia fundamental.

Tabla 5.11. Resultados del flujo de carga
en la red industrial de media tensión

Barra	Tensión fundamental (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión fundamental (°)	Barra	Tensión fundamental (p. u.)	Ángulo de fase de la tensión fundamental (°)
1	1,000	0,000	14	0,9892	-0,164
2	0,9991	-0,009	15	0,9896	-0,156
3	0,9960	-0,094	16	0,9903	-0,161
4	0,9954	-0,094	17	0,9898	-0,174
5	0,9946	-0,108	18	0,9897	-0,176
6	0,9935	-0,120	19	0,9895	-0,172
7	0,9921	-0,136	20	0,9915	-0,176
8	0,9907	-0,152	21	0,9920	-0,173
9	0,9893	-0,137	22	0,9931	-0,166
10	0,9888	-0,131	23	0,9927	-0,165
11	0,9901	-0,160	124	0,9944	-0,135
12	0,9897	-0,164	25	0,9970	-0,072
13	0,9894	-0,166	-	-	-

Sobre estos resultados del flujo de carga a frecuencia fundamental, que constituye una parte del estado del sistema, se agrega la información de las cargas contaminantes. Se determina así el estado armónico de toda la red, que implica también las tensiones armónicas en cada una de las barras, con sus respectivos ángulos de fase. Esto permite obtener los fasores de las corrientes armónicas que se derivan en cada barra, requeridas en combinación con dichas tensiones con el fin de aplicar el criterio propuesto.

En la Tabla 5.12, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la barra 10. Para las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.12. Resultados del criterio propuesto para la barra 10 de la red industrial

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13052 <-0,1	22,1 <-18,2	-	-	-	-	-
5	69,47 <103,5	4,42 <-152,0	0,118 <71,7	4,51 <-151,0	38,33	1,86	Sí
7	62,55 <39,8	2,84 <141,2	0,106 <-10,9	2,93 <142,2	27,70	1,94	Sí
11	46,31 <-93,7	1,30 <7,4	0,0784 <-163,3	1,38 <7,9	17,59	1,99	Sí
13	37,88 <-163,4	0,893 <-61,5	0,0642 <-251,3	0,956 <-62,1	14,90	1,99	Sí
17	23,28 <47,7	0,415 <152,5	0,0394 <-58,6	0,449 <149,9	11,39	1,93	Sí
19	18,49 <-33,4	0,294 <73,8	0,0313 <-157,9	0,315 <69,3	10,05	1,80	Sí
23	14,71 <157,6	0,195 <-92,5	0,0249 <14,8	0,204 <-99,2	8,18	1,61	Sí
25	14,40 <76,7	0,177 <-171,4	0,0244 <-84,5	0,177 <-179,3	7,26	1,38	Sí

En la Tabla 5.13, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del criterio propuesto para la barra 15. Para los contenidos de las columnas, resultan válidas las mismas referencias que para la Tabla 5.1.

Tabla 5.13. Resultados del criterio propuesto para la barra 15 de la red industrial

h	V_h $\langle \theta_h \rangle$	I_h $\langle \phi_h \rangle$	$I_{hc} \langle \phi_{hc} \rangle$	$I_{hnc} \langle \phi_{hnc} \rangle$	$ I_{hnc} / I_{hc} $	Límite de $ I_{hnc} / I_{hc} $	Responsab. del usuario
1	13063 <-0,2	35,4 <-18,3	-	-	-	-	-
5	66,00 <111,6	0,175 <102,1	0,179 <75,3	0,0822 <-178,9	0,460	0,464	-
7	59,69 <45,9	0,156 <37,3	0,162 <-8,6	0,124 <106,6	0,77	0,78	-
11	44,33 <-89,5	0,115 <-96,4	0,120 <-162,2	0,128 <-37,3	1,06	1,09	-
13	36,28 <-159,8	0,0938 <-166,0	0,0983 <-250,7	0,129 <-116,9	1,32	1,35	-
17	22,31 <50,4	0,0517 <42,4	0,0604 <-58,6	0,0867 <85,6	1,43	1,54	-
19	17,73 <-31,0	0,0415 <-38,1	0,0480 <-158,2	0,0776 <-5,7	1,62	1,73	-
23	14,10 <159,4	0,0306 <151,7	0,0382 <14,1	0,0642 <175,3	1,68	1,87	-
25	13,81 <78,1	0,0304 <71,2	0,0374 <-85,4	0,0664 <84,1	1,78	1,96	-

5.5. Alcance comparativo de los resultados

En la Tabla 5.14, se presentan de manera comparativa las características principales de los cuatro casos evaluados, con lo que se demuestra el amplio alcance del estudio realizado.

Tabla 5.14. Comparación de las características principales de los casos evaluados

<i>Caso</i>	<i>Medido</i>	<i>Simulado</i>	<i>Punto de acoplamiento común</i>	<i>Estado armónico</i>	<i>Mono-fásico</i>	<i>Tri-fásico</i>	<i>Órdenes armónicos</i>	<i>Secuencias</i>
1	✓	-	✓	-	-	✓	Preponderantes	Preponderantes
2	✓	-	✓	-	✓	-	Preponderantes	N. a.
3	-	✓	-	✓	-	✓	Típicos	Sistema equilibrado
4	-	✓	-	✓	-	✓	Típicos	Sistema equilibrado

<i>Caso</i>	<i>Radial</i>	<i>Anillo</i>	<i>Sin generac. distrib.</i>	<i>Con generac. distrib.</i>	<i>Una fuente armónica</i>	<i>Múltiples fuentes armónicas</i>	<i>Carga no lineal</i>	<i>Generador no lineal</i>
1	N. a.		N. a.		N. a.		✓	
2	N. a.		N. a.		N. a.			✓
3	✓	-	-	✓	✓	-	✓	-
4	-	✓	✓	-	-	✓	✓	-

N. a.: no aplicable

Con esta comparación, queda claro que el Caso 1 y el Caso 2 se basaron en mediciones, mientras que el Caso 3 y el Caso 4 se apoyaron en resultados de simulaciones. (A pesar de eso, el Caso 4 representa las características de una red de distribución real, mientras que el Caso 3 se basa en los datos de un sistema ficticio, consensados en la literatura). Queda de manifiesto también que el Caso 1 y el Caso 2 surgen de análisis realizados en sendos puntos de acoplamiento común, mientras que el Caso 3 y el Caso 4 se basan en sistemas completos donde se requirió la determinación del estado armónico a base de simulaciones.

El Caso 2 es el único monofásico, mientras que los otros tres casos son trifásicos. Los órdenes armónicos evaluados se adoptaron como los preponderantes en las mediciones del Caso 1 y del Caso 2, y se restringieron a los típicos (tabulados en la literatura) en el Caso 3 y el Caso 4. Como era de esperarse, los órdenes armónicos preponderantes en las mediciones del Caso 1 concuerdan con los típicos analizados en el Caso 3 y el Caso 4, ya que todos se refieren al mismo tipo de carga no lineal.

Por la distinción entre el caso monofásico y los trifásicos, el Caso 2 está exento del análisis de secuencias en función de los órdenes armónicos. En el Caso 1, se evaluaron las magnitudes correspondientes a la secuencia preponderante para cada orden armónico, mientras que, en el Caso 3 y el Caso 4, se consideraron ambos sistemas como equilibrados, por lo cual no se requirió un análisis de secuencias. Solo cabe destacar que, por el formato de red de distribución sin neutro, se evaluaron solamente órdenes armónicos no triples correspondientes a la secuencia positiva y negativa. Como simplificación asociada, se consideraron idénticas las impedancias de secuencia positiva y las de secuencia negativa.

El Caso 3 es una red radial que incluye generación distribuida y que cuenta con una única fuente de contaminación armónica, mientras que el Caso 4 es una red con un anillo preponderante, sin la inclusión de medios de generación distribuida, y con múltiples fuentes de contaminación armónica. En el Caso 2, se analiza un medio de generación distribuida que constituye una fuente de contaminación armónica mientras que, en todos los demás, se evalúan cargas no lineales que constituyen tales fuentes.

5.6. Discusión sobre los resultados

Tanto en el Caso 1 como en el Caso 2, elaborados sobre la base de mediciones tomadas en un punto de acoplamiento común, se corrobora que el criterio propuesto identifica mayoritariamente la responsabilidad del dispositivo en cuestión como fuente de contaminación armónica. En ambas situaciones, las mediciones se implementaron sobre elementos ampliamente reconocidos como contaminantes, con lo cual se obtuvieron resultados de acuerdo a lo esperado.

Al expresar que la imputación de responsabilidad por contaminación armónica es mayoritaria, se manifiesta que se obtiene el mismo resultado para la mayoría de las frecuencias armónicas, pero no de manera homogénea para todas ellas. Esto resulta

esperable en la medida en que el Caso 1 y el Caso 2 involucran la medición de tensiones de alimentación reales, que incluyen su propia distorsión armónica con el presunto aporte de otras fuentes de contaminación armónica ubicadas a cierta proximidad eléctrica del punto de medición.

Resulta de interés destacar que el Caso 1 se refiere a un tipo de carga trifásica de uso ampliamente extendido en el ámbito industrial y de comportamiento típicamente contaminante debido a su topología. Mientras tanto, el Caso 2 involucra la interfaz de un medio monofásico clásico de generación distribuida con energías renovables, que incluye en su construcción elementos para la adecuación de sus parámetros de salida a la normativa aplicable de compatibilidad electromagnética (filtros de salida).

Las relaciones de amplitudes que se proponen en este trabajo para ponderar la magnitud de la responsabilidad por contaminación armónica resultaron notoriamente mayores en el Caso 1, del convertidor de frecuencia industrial, que en el inversor fotovoltaico del Caso 2. Esto concuerda con los detalles comparativos que se conoce sobre la topología interna de estos equipos y de la normativa que cumplen, además de que se puede corroborar gráficamente con las formas de onda de las corrientes que se ponen en juego.

En el Caso 2, se observa que, con el criterio propuesto, se imputa responsabilidad por contaminación armónica en mayor medida para el estado de carga menor. Esto concuerda con el comportamiento general de este tipo de equipos, en los que las magnitudes absolutas de contaminación armónica varían muy poco en relación con el porcentaje de estado de carga. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, en este trabajo, no se han contemplado límites inferiores de corrientes nominales como requisito para la aplicación de estos criterios, como se hace en la normativa vigente. Esta consideración adicional, que se reserva para trabajos futuros, implicaría que ni siquiera se evalúe la potencial culpabilidad de tales dispositivos cuando su corriente nominal no alcance determinados valores mínimos.

En el Caso 3 y el Caso 4, elaborados sobre la base de simulaciones del estado armónico de dos modelos de redes de distribución, se corrobora que el criterio propuesto identifica la responsabilidad de una carga contaminante en la barra donde se encuentra conectada, mientras que exime de responsabilidad a una carga lineal conectada en otra barra. Si bien ambos modelos tienen muchas características en

común, el Caso 4 versa sobre un sistema donde se verifican exclusivamente los nodos en media tensión, a diferencia del Caso 3 donde se involucran los nodos en baja tensión.

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES

En el presente capítulo, se detallan los aportes realizados en cada uno de los capítulos del presente trabajo de tesis. A continuación, se resumen los resultados obtenidos y su alcance. Finalmente, se enumeran las conclusiones obtenidas y se plantea el rumbo que debería adoptar el trabajo futuro.

6.1. Detalle de aportes por capítulo

Se describen a continuación los aportes realizados en cada uno de los capítulos del presente trabajo:

- Capítulo 1: Se realizó una introducción general al problema de la contaminación armónica en las redes eléctricas, detallando los parámetros principales que se cuantifican y las causas y consecuencias más frecuentes. Se especificaron los objetivos del trabajo y se detalló el estado de la técnica, con una marcada orientación hacia las redes de distribución.
- Capítulo 2: Se presentaron diversos criterios aplicados en la normativa o propuestos en la literatura para imputar responsabilidades sobre contaminación armónica en redes eléctricas. En cada caso, se detallaron las características, ventajas y limitaciones principales. Se presenta en más detalle un método propuesto en la literatura, basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
- Capítulo 3: Se presentaron variantes para la estimación de estado armónico en redes eléctricas, destacando las limitaciones de las técnicas no lineales como las que se usan a frecuencia fundamental y las condiciones para aplicar técnicas lineales, que resultan más ventajosas en este aspecto.
- Capítulo 4: Se concretó la propuesta central de esta tesis, que consiste en combinar una técnica de estimación de estado lineal con un criterio de imputación de responsabilidades por contaminación armónica basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
- Capítulo 5: Se presentaron los resultados de aplicar el criterio propuesto a valores obtenidos de mediciones y a otros obtenidos de simulaciones. En los

cuatro casos de ejemplo analizados, se cubrieron numerosas variantes en cuanto a formatos y características de redes de distribución y de dispositivos contaminantes.

- Capítulo 6: En el presente capítulo, se resumen los resultados de este trabajo y se enumeran las conclusiones obtenidas, delineando su alcance. Además, se sugiere el rumbo de futuras investigaciones que se basen en este trabajo.

6.2. Conclusiones y alcance del trabajo

Los resultados del presente trabajo permiten inferir las siguientes conclusiones:

1. Resulta favorable la combinación de una técnica lineal de estimación de estado armónico, basada en mediciones fasoriales sincronizadas, con un criterio de imputación de responsabilidades basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes.
2. El criterio propuesto para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica, basado en la desagregación de corrientes conformes y no conformes, arroja resultados ecuánimes y replicables. El agregado de un criterio gráfico adicional implica un avance conceptual importante sobre la formulación de dicho criterio.

Debe tenerse en cuenta que este trabajo se implementó sobre algunos modelos equilibrados de redes de distribución. Si bien los resultados pueden considerarse representativos para la problemática que se pretende resolver, podría extenderse y validarse adicionalmente su alcance realizando simulaciones en una diversidad de otras situaciones, incluso en condiciones de desequilibrio entre fases. De todos modos, al menos en los niveles de desequilibrio habituales de la industria que se suelen reportar en la literatura, este tipo de trabajos suelen consistir en la evaluación de las secuencias preponderantes.

Con los resultados obtenidos en este trabajo, se demuestra la factibilidad y conveniencia de implementar el esquema propuesto para imputar responsabilidades por contaminación armónica, con un criterio desarrollado *ad hoc*, aplicado sobre los valores que describen el estado armónico de una red.

La mayor ventaja del método propuesto radica en la aplicación de un criterio de tipo fasorial que, si bien incluye ciertas definiciones convencionales, resulta replicable en la imputación de responsabilidades por contaminación armónica. También se acompaña de una serie de representaciones gráficas propuestas que potencian la claridad en la visualización de la aplicación de este criterio. Especialmente, se destaca el potencial del método propuesto para mostrar simultáneamente el panorama completo de todas las barras seleccionadas de una red eléctrica en lo que respecta a responsabilidades por contaminación armónica.

La clara desventaja del método propuesto es el grado relativo de complejidad del instrumental requerido para las mediciones fasoriales que alimenten el proceso de estimación de estado. La inversión monetaria para la implementación de esta instrumentación podría resultar de cierta magnitud en función de las magnitudes de demanda y de energía presentes en la red eléctrica a la que se aplique. Es de esperar que, con el veloz advenimiento de las redes inteligentes en las redes de distribución, la instrumentación en cuestión resulte gradualmente más accesible. Además, se cuenta con la alternativa de realizar una transición con la combinación de mediciones tradicionales con mediciones fasoriales.

6.3. Trabajo futuro

En función de las restricciones enumeradas para el presente trabajo en lo que respecta a su alcance, se propone extender la investigación a las siguientes variantes de modelos de redes eléctricas:

1. Redes de distribución en baja tensión: Para Argentina, esto implicaría por lo general redes de 380 V de tensión de línea y 50 Hz de frecuencia. Por lo expresado anteriormente, debería enfocarse dicho análisis a redes con una importante densidad de consumo, como ciertos esquemas de consumidores de carácter comercial.
2. Redes de distribución no equilibradas: Esta variante implicaría que se evalúen con más atención las componentes de secuencia a la frecuencia fundamental y a cada una de las frecuencias armónicas de interés.
3. Redes de distribución con magnitudes relativas diferentes: Esto implica relaciones diferentes entre la potencia de cortocircuito disponible y la

potencia total efectivamente demandada; redes de distribución con cargas de diferentes relaciones entre sus potencias unitarias; redes de distribución con cargas y generadores de diferentes tipos, combinando máquinas eléctricas tradicionales con dispositivos electrónicos; redes de distribución con cargas dispuestas con una diferente dispersión geográfica; etc.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. G. Montoya, A. García-Cruz, M. G. Montoya y F. Manzano-Agugliaro, «Power quality techniques research worldwide: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, n° C, pp. 846-856, 2016.
- [2] J. Meyer, P. Ribeiro, G. Paulillo, F. Zavoda, J. M. Romero Gordon y J. V. Milanović, «Efficient implementation of Power Quality monitoring campaigns. Position paper of Joint WG CIGRE/CIRED C4.112,» de *Proc. CIDEL 2010*, Buenos Aires (Argentina), 2014.
- [3] J. C. Gómez Targarona, *Calidad de potencia para usuarios y empresas eléctricas*, Buenos Aires (Argentina): Edigar, 2005.
- [4] T. Gönen, *Electric power distribution engineering*. 3rd edition, 3 ed., Boca Ratón, FL, USA: CRC press, 2016.
- [5] H. T. Nguyen, J. J. Yang y S. S. Choi, «On harmonic state estimation and the evaluation of harmonic power contributions from sources,» de *Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 2010.
- [6] M. S. Vafakhah y M. Ghayeni, «Investigate the contribution of Wind Parks in network harmonic losses Using Particle swarm optimization,» de *Proc. 2014 14th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Krakow (Poland), 2014.
- [7] A. Tomasović, M. Lasić y B. Filipović-Grčić, «Measurement and calculation of harmonics in distribution power system with connected small co-generation facility Etan,» de *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09)*, Valencia (Spain), 2009.
- [8] D. M. Ferreyra, *Implementación de técnicas de estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución*, Río Cuarto (Argentina): tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), 2014.
- [9] K. Srinivasan y R. Jutras, «Conforming and Non-Conforming Current for Attributing Steady State Power Quality Problems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, n° 1, pp. pp. 212-217, 1998.
- [10] K. Srinivasan, «Attributing Harmonics in Private Power Production,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, n° 5, pp. pp. 887-892, 1998.
- [11] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu y J. Cole, «Dawn of the Grid Synchronization: Benefits, Practical Applications and Deployment Strategies for Wide Area Monitoring, Protection, and Control,» IEEE Power & Energy Society, Piscataway, NJ, USA, 2008.
- [12] Z. Huang, B. Kasztenny, V. Madani, K. Martin, S. Meliopoulos, D. Novosel y J. Stenbakken, «Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems,» de *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 2008.
- [13] IEEE Industry Applications Society, *ANSI/IEEE Std 519-1981. IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters*, New York, NY (USA): The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1981.

- [14] IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, *IEEE Std. 519-1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, New York, NY (USA): Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1992.
- [15] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Standard 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, New York, NY (USA): The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2014.
- [16] J. Arrillaga, D. A. Bradley y P. S. Bodger, *Power system harmonics*, Chichester (England): John Wiley & Sons Ltd., 1985.
- [17] B. M. Hughes, J. S. Chan y D. O. Koval, «Distribution Customer Power Quality Experience,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, n° 6, pp. 1204-1211, 1993.
- [18] IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, «Effects of Harmonics on Equipment,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, n° 2, pp. 672-680, 1993.
- [19] G. W. Massey, «Estimation Methods for Power System Harmonic Effects on Power Distribution Transformers,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, n° 2, pp. 485-489, 1994.
- [20] D. D. Sabin, D. L. Brooks y A. Sundaram, «Indices for Assessing Harmonic Distortion from Power Quality Measurements: Definitions and Benchmark Data,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° 2, pp. 489-496, 1999.
- [21] G. J. Wakileh, *Power Systems Harmonics. Fundamentals, Analysis and Filter Design*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2001.
- [22] S. Fassbinder, «Power Quality Application Guide. Harmonics Passive. Filters (3.3.1),» Leonardo Energy, Brussels (Belgium), 2003.
- [23] A. Baggini, «Power Quality Tutorial (Leonardo Energy Power Quality Briefing Paper),» Leonardo Energy, Brussels (Belgium), 2007.
- [24] E. A. Mertens Jr., L. F. S. Dias, F. A. Fernandes, B. D. Bonatto, J. P. G. Abreu y H. Arango, «Evaluation and Trends of Power Quality Indices in a Distribution System,» de *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona (Spain), 2007.
- [25] J. F. G. Cobben, S. Bhattacharyya, J. M. A. Myrzik y W. L. Kling, «Integrated Approach for Power Quality Requirements at the Point of Connection,» de *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona (Spain), 2007.
- [26] F. Wang, J. L. Duarte y M. A. M. Hendrix, «Analysis of Harmonic Interactions Between DG Inverters and Polluted Grids,» de *IEEE EnergyCon 2010: 2010 IEEE International Energy Conference*, Manama (Bahrain), 2010.
- [27] P. Mohammadi, H. El-Kishyky, M. Abdel-Akher y M. Abdel-Salam, «The Impacts of Distributed Generation on Fault Detection and Voltage Profile in Power Distribution Networks,» de *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM (USA), 2014.
- [28] G. T. Heydt, «Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° 1, pp. 569-576, 1989.

- [29] H. M. Beides y G. T. Heydt, «Dynamic State Estimation of Power System Harmonics Using Kalman Filter Methodology,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, n° 4, pp. 1663-1670, 1991.
- [30] A. P. S. Meliopoulos, F. Zhang y S. Zelingher, «Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, n° 3, pp. 1701-1709, 1994.
- [31] V. L. Pham, K. P. Wong, N. Watson y J. Arrillaga, «A method of utilising non-source measurements for harmonic state estimation,» *Electric Power Systems Research*, vol. 56, n° 3, pp. 231-241, 2000.
- [32] K. K. C. Yu, N. Watson y J. Arrillaga, «An Adaptive Kalman Filter for Dynamic Harmonic State Estimation and Harmonic Injection Tracking,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 2, pp. 1577-1584, 2005.
- [33] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N. R. Watson y R. Saeng-Udom, «An Optimal Measurement Placement Method for Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 2, pp. 1514-1521, 2005.
- [34] A. Kumar, B. Das y J. Sharma, «Robust dynamic state estimation of power system harmonics,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, n° 1, p. 65-74, 2006.
- [35] J. A. De la O Serna y J. Rodríguez Maldonado, «Estimación fasorial instantánea en armónicas oscilantes usando el filtro Taylor-Kalman-Fourier,» *Ingenierías (Revista de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León)*, vol. XV, n° 55, pp. 44-57, 2012.
- [36] H. Liao, «Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 1, pp. 15-23, 2007.
- [37] N. Zhou, L. Lin y J. Zhu, «An Approach to Harmonic State Estimation of Power System,» *Journal of Electromagnetic Analysis & Applications*, vol. 3, n° 1, pp. 192-194, 2009.
- [38] G. D'Antona, C. Muscas y S. Sulis, «Localization of Nonlinear Loads in Electric Systems Through Harmonic Source Estimation,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 60, n° 10, pp. 3423-3430, 2011.
- [39] D. Ould Abdeslam, P. Wira, D. Flieller y J. Mercklé, «Power harmonic identification and compensation with an artificial neural network method,» de *International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2006)*, Montreal (Canada), 2006.
- [40] A. Ketabi y S. A. Hosseini, «A New Method for Optimal Harmonic Meter Placement,» *American Journal of Applied Sciences*, vol. 5, n° 11, pp. 1499-1505, 2008.
- [41] C. F. M. Almeida y N. Kagan, «Harmonic state estimation through optimal power quality monitoring,» de *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt (Germany), 2011.
- [42] A. G. Phadke, «Synchronized phasor measurements in power systems,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 1993, n° 4, pp. 10-15, 1993.
- [43] R. Zivanovic y C. Cairns, «Implementation of PMU technology in state estimation: an overview,» de *IEEE 4th AFRICON 1996*, Stellenbosch (South Africa), 1996.

- [44] A. G. Phadke, «Synchronized phasor measurements. A historical overview,» de *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, Yokohama (Japan), 2002.
- [45] R. F. Nuqui y A. G. Phadke, «Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements,» de *Proceedings of the 2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Lausanne (Switzerland), 2007.
- [46] M. Adamiak, W. Premierlani y B. Kasztenny, «Synchrophasors: Definition, Measurement, and Application,» Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman, WA (USA), 2007.
- [47] A. G. Phadke, H. Volskis, R. Menezes de Moraes, T. Bi, R. N. Nayak, Y. K. Sehgal, S. Sen, W. Sattinger, E. Martínez, O. Samuelsson, D. Novosel, V. Madani y Y. A. Kulikov, «The Wide World of Wide-Area Measurement: A Look at Wide-Area Measurement System Initiatives from Around the World,» IEEE Power & Energy Society, Piscataway, NJ, USA, 2008.
- [48] K. E. Martin, D. Hamai, M. G. Adamiak, S. Anderson, M. Begovic, G. Benmouyal, G. Brunello, J. Burger, J. Y. Cai, B. Dickerson, V. Gharpure, B. Kennedy, D. Karlsson, A. G. Phadke, J. Salj, V. Skendzic, J. Sperr, Y. Song, C. Huntley, B. Kasztenny y E. Price, «Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n° 4, pp. 1805-1811, 2008.
- [49] I. D. de Melo, J. L. Rezende Pereira, A. M. Variz y B. C. Oliveira, «A PMU-based Distribution System Harmonic State Estimation using Parallel Processing,» de *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Brazil), 2016.
- [50] I. D. de Melo, J. L. Rezende Pereira, A. M. Variz y P. A. Garcia, «Harmonic state estimation for distribution networks using phasor measurement units,» *Electric Power Systems Research*, vol. 147, n° 1, p. 133–144, 2017.
- [51] P. J. Talacek y N. R. Watson, «Marginal Pricing of Harmonic Injections,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n° 1, pp. 50-56, 2002.
- [52] E. J. Davis, A. E. Emanuel y D. J. Pileggi, «Evaluation of Single-Point Measurements Method for Harmonic Pollution Cost Allocation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, n° 1, pp. 14-18, 2000.
- [53] C. A. Reineri, M. Florit y D. Adorni, «Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común,» de *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL) 2002*, Buenos Aires (Argentina), 2002.
- [54] W. Xu, X. Liu y Y. Liu, «An Investigation on the Validity of Power-Direction Method for Harmonic Source Determination,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n° 1, pp. 214-219, 2003.
- [55] Y. Zhaoa, J. Li y D. Xia, «Harmonic source identification and current separation in distribution systems,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, n° 1, pp. 1-7, 2004.
- [56] C. Chen, X. Liu, D. Koval, W. Xu y T. Tayjasant, «Critical Impedance Method. A New Detecting Harmonic Sources Method in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, n° 1, pp. 288-297, 2004.
- [57] A. Kumar, B. Das y J. Sharma, «Determination of location of multiple harmonic sources in a power system,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, n° 1,

- pp. 73-78, 2004.
- [58] M. Teng Au y J. V. Milanovic, «Establishing Harmonic Distortion Level of Distribution Network Based on Stochastic Aggregate Harmonic Load Models,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 2, pp. 1086-1092, 2007.
- [59] N. Locci, C. Muscas y S. Sulis, «Detrimental Effects of Capacitors in Distribution Networks in the Presence of Harmonic Pollution,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 1, pp. 311-315, 2007.
- [60] A. Maitra, S. M. Halpin y C. A. Litton, «Applications of Harmonic Limits at Wholesale Points of Delivery,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, n° 1, pp. 263-269, 2007.
- [61] T. Pfajfar, B. Blazic y I. Papic, «Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n° 1, pp. 425-433, 2008.
- [62] G. Zhang y W. Xu, «Estimating harmonic distortion levels for systems with random-varying distributed harmonic-producing loads,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, n° 6, pp. 847-855, 2008.
- [63] M. Joorabian, S. S. Mortazavi y A. A. Khayyami, «Harmonic estimation in a power system using a novel hybrid Least Squares-Adaline algorithm,» *Electric Power Systems Research*, vol. 79, n° 1, pp. 107-116, 2009.
- [64] E. Gursoy y D. Niebur, «Harmonic Load Identification Using Complex Independent Component Analysis,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n° 1, pp. 285-292, 2009.
- [65] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani y M. M. A. Salama, «Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n° 3, pp. 1642-1650, 2009.
- [66] T. Zang, Z. He, L. Fu, Y. Wang y Q. Qian, «Adaptive method for harmonic contribution assessment based on hierarchical K-means clustering and Bayesian partial least squares regression,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, n° 13, pp. 3220-3227, 2016.
- [67] M. Bazina y T. Tomiša, «Comparison of various methods for determining direction of harmonic distortion by measuring in point of common coupling,» de *Proc. ENERGYCON 2014*, Dubrovnik (Croatia), 2014.
- [68] Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, *Base Metodológica para el control de la emisión de perturbaciones. Producto técnico. Etapa 2, Resolución ENRE nro. 99/1997*, Buenos Aires (Argentina): ENRE, 1997.
- [69] D. P. Manjure y E. B. Makram, «Drawbacks of linearization in harmonic analysis and modeling,» de *Proc. Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Orlando, FL, USA, 2000.
- [70] H. Hua, X. Jia, D. Cao y C. Zhao, «Practical method to determine the harmonic contribution of a specific harmonic load,» de *Proc. 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Hong Kong, 2012.
- [71] A. R. Abdullah, G. Z. Peng, S. A. Ghani y M. H. Jopri, «A New Vector Draft Method for Harmonic Source Detection at Point of Common Coupling,» de *Proc. 2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Langkawi, Malaysia, 2014.

- [72] A. Testa, D. Castaldo y R. Langella, «Probabilistic Aspects of Harmonic Impedances,» de *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, NY, USA, 2002.
- [73] F. Jurado, N. Acero y B. Ogayar, «Application of signal processing tools for power quality analysis,» de *Proc. 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Winnipeg (Manitoba), Canada, 2002.
- [74] K. R. Krishnanand, J. Moirangthem, S. Bhandari y S. K. Panda, «Harmonic load modeling for smart microgrids,» de *Proc. 2015 IEEE International Conference on Building Efficiency and Sustainable Technologies*, Singapore, 2015.
- [75] D. M. Ferreyra y A. D. Gudiño, «Calidad de energía: Medición de armónicas de tensión en una instalación urbana,» Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), Buenos Aires (Argentina), 2012.
- [76] Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, *Base metodológica para el control de la calidad del producto técnico, Resolución ENRE nro. 184/2000*, Buenos Aires (Argentina): ENRE, 2000.
- [77] C. S. Li, Z. X. Bai, X. Y. Xiao, Y. M. Liu y Y. Zhang, «Research of harmonic distortion power for harmonic source detection,» de *Proc. 2016 17th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Minas Gerais), Brazil, 2016.
- [78] IEEE Power Engineering Society. Transmission & Distribution Committee. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, «Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, n° 2, pp. 579-587, 1999.
- [79] H. L. Monteiro, M. M. de Oliveira, R. R. Aleixo, C. A. Duque y P. F. Ribeiro, «A real time implementation of an harmonic impedance estimator,» de *Proc. 2016 17th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Minas Gerais), Brazil, 2016.
- [80] A. Chandra, B. Mbang, K. Srinivasan, B. N. Singh y P. Rastgoufard, «A Method of Implementation of Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions Using an Active Filter,» de *Proc. 2003 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Montreal (Quebec), Canada, 2003.
- [81] K. Srinivasan, «On separating customer and supply side harmonic contributions,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, n° 2, pp. 1003-1012, 1996.
- [82] D. M. Ferreyra y A. D. Gudiño, «Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas,» de *VII Jornadas de Ciencia y Tecnología CyTAL 2016: libro de actas*, Villa María (Córdoba), Argentina, 2016.
- [83] B. C. Kuo, *Automatic control systems (7th ed.)*, Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc., 1995.
- [84] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power generation, operation and control*, 2nd. ed., New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [85] J. J. Grainger y J. W. D. Stevenson, *Power system analysis*, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [86] A. Abur y A. Gómez Expósito, *Power System State Estimation. Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [87] D. M. Ferreyra, «Linear State Estimation Using a Weighted Least-Squares Method,» 26 02 2013. [En línea]. Available:

- <http://demonstrations.wolfram.com/LinearStateEstimationUsingAWeightedLeastSquaresMethod/>. [Último acceso: 31 01 2018].
- [88] M. Candelino, M. Scheinkman y A. Del Rosso, «Beneficios y posibles aplicaciones de sincrofasores en el Sistema Argentino de Interconexión,» de *Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE)*, Buenos Aires (Argentina), 2017.
- [89] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «Application Note AN2006-11: Estimating Power System Frequency With Synchronized Measurement,» SEL, Pullman, WA, USA, 2006.
- [90] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «Application Note AN2006-10: Advantages of Synchrophasor Measurements Over SCADA Measurements for Power System State Estimation,» SEL, Pullman, WA, USA, 2007.
- [91] Arbiter Systems, Inc., «Direction of harmonics and flicker,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [92] Arbiter Systems, Inc., «Absolute phase,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [93] B. Dickerson, «Applications of synchronised power quality measurements,» Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA (USA), 2001.
- [94] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «SEL-2401 Satellite-Synchronized Clock Guideform Specification,» SEL, Pullman, WA, USA, 2014.
- [95] North American Synchronized Phasor Initiative (NASPI), «NASPI Training Package. Module 1. Phasor Technology Overview,» North American Synchronized Phasor Initiative (NASPI), Columbus, OH (USA), 2008.
- [96] C. A. Luna Taltique, *Transferencia y sincronización automática de generadores de emergencia en instalaciones industriales. Trabajo de graduación*, Guatemala (Guatemala): Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, 2006.
- [97] A. P. Sakis Meliopoulos, F. Zhang y S. Zelingher, «Power System Harmonic State Estimation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, nº 3, pp. 1701-1709, 1994.
- [98] E. W. Weisstein, «Hermitian Matrix,» MathWorld, A Wolfram Web Resource, [En línea]. Available: <http://mathworld.wolfram.com/HermitianMatrix.html>. [Último acceso: 16 10 2017].
- [99] D. Moitre y F. Magnago, *Métodos computacionales aplicados a sistemas eléctricos de potencia*, Río Cuarto (Argentina): Editorial de la Fundación de la Universidad Nacional de Río Cuarto, 2003.
- [100] S. K. Jain, P. Jain y S. N. Singh, «A Fast Harmonic Phasor Measurement Method for Smart Grid Applications,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nº 1, pp. 493-502, 2017.
- [101] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation,» de *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo (Uruguay), 2012.
- [102] M. J. Álvarez, F. S. Sellschopp S. y R. Vargas Salas, «Las unidades de medición fasorial como parte esencial de las smart grids en SEP,» de *Actas del II Congreso Nacional de Electromecánica y Electrónica CONAEE 2013*, Lerdo, México,

2013.

- [103] M. Pau, P. A. Pegoraro y S. Sulis, «Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, n° 9, pp. 2419-2429, 2013.
- [104] D. M. Ferreyra, «Phasor Representation and Time-Domain Plot of Distorted Waveforms,» 21 05 2012. [En línea]. Available: <http://www.demonstrations.wolfram.com/PhasorRepresentationAndTimeDomainPlotOfDistortedWaveforms/>. [Último acceso: 31 01 2018].
- [105] M. T. Heath, *Scientific Computing: An Introductory Survey*. 2nd. edition, New York (USA): The McGraw-Hill Companies, Inc., 2002.
- [106] A. V. Oppenheim y R. W. Schaffer, *Discrete-Time Signal Processing*, 3rd. edition, Harlow (Essex, England): Pearson Education Ltd., 2014.
- [107] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Estimación de estado armónico en un sistema de distribución radial con generación distribuida,» de *IEEE Argencon 2012*, Córdoba (Argentina), 2012.
- [108] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento y C. A. Reineri, «Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation,» *IEEE Latin American Transactions*, vol. 11, n° 1, pp. 499-504, 2013.
- [109] D. M. Ferreyra, C. A. Reineri y A. C. Sarmiento, «Propuesta de estimación de estado armónico con mediciones sincronizadas en sistemas de distribución,» de *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL 2014*, Buenos Aires (Argentina), 2014.
- [110] D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento, N. J. Rocchia y G. D. Szwarc, «Impacto de una instalación solar fotovoltaica piloto con conexión a red en el interior de Argentina,» de *Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE)*, Buenos Aires (Argentina), 2017.
- [111] D. M. Ferreyra, M. L. Bertossi, N. J. Rocchia y G. D. Szwarc, «Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina,» de *Actas del 1.er Congreso Latinoamericano de Ingeniería (CLADI 2017)*, Paraná-Oro Verde (Entre Ríos), Argentina, 2017.
- [112] D. M. Ferreyra y C. A. Reineri, «Aportes para el mejoramiento de un modelo de referencia de un sistema de distribución con cargas no lineales,» de *III Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica del CIGRÉ*, Caracas (Venezuela), 2012.
- [113] D. M. Ferreyra, «Funcionamiento de una máquina asincrónica en vacío instalada en la vecindad de un rectificador trifásico,» Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), Buenos Aires (Argentina), 2012.
- [114] Instituto Argentino de Normalización y Certificación. SubComité Transformadores de Potencia, *Transformadores de distribución. Características y accesorios normalizados*, Buenos Aires (Argentina): IRAM, 2005.
- [115] Waide Strategic Efficiency Limited/N14 Energy Limited, «PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers,» European Copper Institute, Brussels (Belgium), 2014.
- [116] Parque Industrial San Francisco, «Parque Industrial San Francisco,» Grupo Creartel, 01 01 2014. [En línea]. Available: <http://www.parqueindustrialsanfrancisco.com/eventos>. [Último acceso: 01 02 2018].

[117] ETAP. Electrical Power System Analysis & Operation Software, «Educational Partners | ETAP,» Operation Technology, Inc., 01 10 2017. [En línea]. Available: <https://etap.com/partner-overview/education-partners>. [Último acceso: 01 02 2018].

**ANEXO: OTRAS PRODUCCIONES DEL AUTOR
RELACIONADAS CON ESTE TRABAJO**

Tesis de posgrado

- [E.1] Diego M. Ferreyra, “Implementación de técnicas de estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución”, tesis para la obtención del título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Ingeniería Eléctrica, por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), disponible en http://www.edutecne.utn.edu.ar/tesis/estimacion_estado_armonico.pdf, septiembre de 2014

Libro

- [E.2] Diego M. Ferreyra, “Estimación de estado armónico en sistemas eléctricos de distribución”, Editorial Académica Española (OmniScriptum GmbH & Co. KG), Saarbrücken (Alemania), 2016, ISBN 978-3-639-82471-1

Publicaciones en revistas

- [E.3] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation”, *IEEE Latin American Transactions*, ISSN 1548-0992, Vol 11, Issue 1, pp. 499-504, Feb. 2013
- [E.4] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Phasor Formulation Proposal for a Harmonic Pollution Responsibility Allocation Criterion”, *IEEE Latin American Transactions*, ISSN 1548-0992, en proceso de evaluación, 2018

Presentaciones en congresos

- [E.5] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Aportes para el Mejoramiento de un Modelo de Referencia de un Sistema de Distribución con Cargas no Lineales”, III Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica del CIGRÉ, Caracas (Venezuela), marzo de 2012
- [E.6] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Estimación de estado armónico en un sistema de distribución radial con generación distribuida”, IEEE ARGENCON 2012, Córdoba (Argentina), junio de 2012

- [E.7] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation”, 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo (Uruguay), September 2012
- [E.8] Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, A. Carina Sarmiento, “Propuesta de estimación de estado armónico con mediciones sincronizadas en sistemas de distribución”, Congreso Internacional de Distribución Eléctrica 2014 (CIDEL 2014), Buenos Aires (Argentina), septiembre de 2014
- [E.9] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas”, VII Jornadas de Ciencia y Tecnología (CyTAL 2016), Villa María (Argentina), octubre de 2016. Publicación en libro de actas (edUTecNe, ISBN 978-987-1896-61-5, Buenos Aires, 2016). Mención de honor 1.º puesto en trabajos de posgrado.
- [E.10] Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Nicolás J. Rocchia, Gerardo D. Szwarc, “Impacto de una instalación solar fotovoltaica piloto con conexión a red en el interior de Argentina”, Actas del Segundo Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (II CITTIE), Buenos Aires (Argentina), ISSN 2591-3913, vol. 1, nro. 1, pp. 1-10, octubre de 2017
- [E.11] Diego M. Ferreyra, Marcelo L. Bertossi, Nicolás J. Rocchia, Gerardo D. Szwarc, “Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina”, Actas del 1.º Congreso Latinoamericano de Ingeniería (CLADI 2017), Paraná-Oro Verde, Entre Ríos (Argentina), septiembre de 2017

Presentaciones en jornadas

- [E.12] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, Primeras Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Buenos Aires (Argentina), septiembre de 2010
- [E.13] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, IV Jornadas de Seguridad Eléctrica, Facultad Regional Mendoza de la UTN, Mendoza (Argentina), octubre de 2010

- [E.14] Alejandro D. Gudiño, Juan F. Russo, “Parametrización de la curva de magnetización de un transformador”, V Jornadas CyTAL 2012, Villa María (Argentina), agosto de 2012 (Diego M. Ferreyra: docente tutor de estudiantes de grado)
- [E.15] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución”, Segundas Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Córdoba (Argentina), agosto de 2012
- [E.16] Alejandro D. Gudiño, Mauricio A. Sada, “Estudio de la distorsión armónica de la tensión en una red eléctrica urbana”, VI Jornadas CyTAL 2014, Villa María (Argentina), octubre de 2014 (Diego M. Ferreyra: docente tutor de estudiantes de grado)
- [E.17] Diego M. Ferreyra, “Localización y cuantificación de fuentes de contaminación armónica mediante estimación de estado en redes eléctricas de distribución en media y baja tensión”, Terceras Jornadas de Intercambio y Difusión de los Resultados de Investigaciones de los Doctorandos en Ingeniería, Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la UTN, Mendoza (Argentina), noviembre de 2014
- [E.18] Gerardo D. Szwarc, Nicolás J. Rocchia, “Caracterización de parámetros de funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica en función del tiempo”, VII Jornadas CyTAL 2016, Villa María (Argentina), octubre de 2016 (Diego M. Ferreyra y A. Carina Sarmiento: docentes tutores de estudiantes de grado)

Otras publicaciones

- [E.19] Diego M. Ferreyra, “Funcionamiento de una máquina asincrónica en vacío instalada en la vecindad de un rectificador trifásico”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/maquina_asincronica.pdf, agosto de 2012
- [E.20] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Calidad de energía: Medición de armónicas de tensión en una instalación urbana”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/medicion_armonicass_tension.pdf, octubre de 2012

- [E.21] Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, Mauricio A. Sada, “Calidad de energía: Medición de parpadeo (*flicker*) en una instalación urbana”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/calidad_energia_flicker.pdf, agosto de 2013
- [E.22] Diego M. Ferreyra, Omar D. Gallo, Mauricio A. Sada, “Visualización de armónicas de ranura en un generador sincrónico didáctico”, sitio web de la Editorial Universitaria de la Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe), http://www.edutecne.utn.edu.ar/monografias/armonicas_ranura.pdf, noviembre de 2013

Artículos web didácticos

- [E.23] Alejandro D. Gudiño, Juan F. Russo, Diego M. Ferreyra, “Magnetizing Current Waveform in an Ideal Saturable Inductor”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/MagnetizingCurrentWaveformInAnIdealSaturableInductor/>, October 2011
- [E.24] Hernán G. Asís, Fabián Dopazo, Paulo J. Gianoglio, Diego M. Ferreyra, “Digital Determination of Output Voltage Harmonics in a Single-Phase Voltage Controller”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/DigitalDeterminationOfOutputVoltageHarmonicsInASinglePhaseVo/>, December 2011
- [E.25] Diego M. Ferreyra, “Phasor Representation and Time-Domain Plot of Distorted Waveforms”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://www.demonstrations.wolfram.com/PhasorRepresentationAndTimeDomainPlotOfDistortedWaveforms/>, May 2012
- [E.26] Diego M. Ferreyra, “Single-Phase Rectifier Fed from an Inductive AC Source”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/SinglePhaseRectifierFedFromAnInductiveACSource/>, October 2012
- [E.27] Diego M. Ferreyra, “Linear State Estimation Using a Weighted Least-Squares Method”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://www.demonstrations.wolfram.com/LinearStateEstimationUsingAWeightedLeastSquaresMethod/>, February 2013
- [E.28] Diego M. Ferreyra, Raúl A. Beinotti, “Time Evolution of a Short Circuit Current”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/TimeEvolutionOfAShortCircuitCurrent/>, March 2013

[E.29] Diego M. Ferreyra, Omar D. Gallo, “Vector Composition of Rotating Magnetic Fields for 3-Phase Currents”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/VectorCompositionOfRotatingMagneticFieldsFor3PhaseCurrents>, September 2013

[E.30] Diego M. Ferreyra, “Torque Curves for a Three-Phase Induction Motor Operating a Fan”, Wolfram Demonstrations Project web site, <http://demonstrations.wolfram.com/TorqueCurvesForAThreePhaseInductionMotorOperatingAFan>, October 2013

Dirección y codirección de proyectos de I+D homologados

[E.31] Director del Proyecto PID de UTN "Estudio del nivel de distorsión armónica de la tensión de suministro en una red urbana de distribución de energía eléctrica", Rectorado UTN, cód. ENUTNSF1827. Del 01/01/2013 al 31/12/2013.

[E.32] Codirector del Proyecto PID de UTN "Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo)", Rectorado UTN, cód. UTI1824. Del 01/01/2013 al 31/12/2014.

[E.33] Director del Proyecto PID de UTN “Evaluación de una metodología para la imputación de responsabilidades por la contaminación armónica en redes de baja tensión”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0002234. Del 01/01/2014 al 31/12/2015

[E.34] Codirector del Proyecto PID de UTN "Programa de Gestión de Bobinados (ProGeBo) Parte II", Rectorado UTN, cód. ENUTISF0003554TC. Del 01/01/2015 al 31/12/2016.

[E.35] Director del Proyecto PID de UTN “Inyección de energía de paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0003648. Del 01/01/2015 al 31/12/2017

[E.36] Codirector del Proyecto PID interfacultades de UTN “Supervisión de parámetros operativos en instalaciones solares fotovoltaicas”, Rectorado UTN, cód. ENTUIME0004313TC. Del 01/04/2016 al 31/03/2018

[E.37] Director del Proyecto PID de UTN “Impacto sobre las redes eléctricas de la generación distribuida con energías alternativas”, Rectorado UTN, cód. ENUTNSF0004472. Del 01/01/2017 al 31/12/2018

Evaluación para revistas y congresos

- [E.38] Evaluador para la revista IET Generation, Transmission & Distribution, ISSN 1751-8687, ISSN en línea 1751-8695, de la IET (The Institution of Engineering & Technology, Inglaterra). Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2015: 1 artículo, 2 revisiones. Palabras clave: *harmonic balance method, harmonic distortion, harmonics, probability*
 - 2015-2016: 1 artículo, 3 revisiones. Palabras clave: *distribution networks, electrical engineering computing, passive filters, power system analysis computing, power system planning, power system harmonics, harmonic distortion, harmonics*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *distribution networks, harmonics, neural nets, power system harmonics*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *fuzzy logic, harmonics, power systems, harmonic distortion*
- [E.39] Evaluador para la revista IEEE Latin America Transactions, ISSN 1548-0992, de IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Estados Unidos). Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2016-2018: 1 artículo, 3 revisiones. Palabras clave: *Internet of things (IoT), cognitive radio, radio frequency identification, wireless sensor networks, radio spectrum*
 - 2017-2018: 1 artículo, 2 revisiones. Palabras clave: *optimal deployment, transmission and distribution networks, electrification, heuristic method, minimum cost*
- [E.40] Evaluador para el congreso internacional 2016 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Morelia (México), September 2016. Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *distributed generation, power quality, voltage sags*
 - 2016: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *genetic algorithms, power distribution, power system reliability, smart grid*
- [E.41] Evaluador para el congreso internacional IEEE URUCON 2017, Montevideo (Uruguay), October 2017. Títulos y autoría confidenciales, revisiones avaladas en <https://publons.com/author/1201561/diego-martin-ferreyra#profile>:
- 2017: 1 artículo, 1 revisión. Palabras clave: *optimization methods, power distribution, reactive power control*

COPIA DE PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS

En hojas aparte, se anexan copias de la siguiente selección de algunas de las publicaciones realizadas en congresos o revistas, todas pertinentes a la investigación correspondiente al presente trabajo de tesis:

1. Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Erroneous Data Detection in the Harmonic State Estimation of a Radial Distribution System with Distributed Generation”, de 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo (Uruguay), 2012 (DOI 10.1109/TDC-LA.2012.6319109)
2. Diego M. Ferreyra, A. Carina Sarmiento, Claudio A. Reineri, “Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation”, IEEE Latin America Transactions, vol. 11, nro. 1, pp. 499-504, 2013
3. Diego M. Ferreyra, Alejandro D. Gudiño, “Aportes para la imputación de responsabilidades por contaminación armónica en redes eléctricas”, en “VII Jornadas de Ciencia y Tecnología, CyTAL 2016. Libro de actas”, ISBN 978-987-1896-61-5, pp. 33-38, Buenos Aires (Argentina), 2016
4. Diego M. Ferreyra, Claudio A. Reineri, “Phasor Formulation Proposal for a Harmonic Pollution Responsibility Allocation Criterion”, IEEE Latin America Transactions, en proceso de revisión, 2018