



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Evaluación del Impacto en la Calidad de Energía de incorporación de Generación Eólica a gran escala

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Andrés Cardozo

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Prof. Gustavo Barbera Universidad Nacional de la Plata

TRIBUNAL

Dr. Mario Vignolo Universidad de la República

MSc. Rafael Canetti Universidad de la República

Dr. José Cataldo Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Prof. César Briozzo Universidad de la República

Montevideo
martes 22 diciembre, 2015

Evaluación del Impacto en la Calidad de Energía de incorporación de Generación Eólica a gran escala, Andrés Cardozo.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 138 páginas.

Compilada el martes 22 diciembre, 2015.

<http://iie.fing.edu.uy/>

No existe educación sin sociedad humana y no
existe hombre fuera de ella.

PAULO FREIRE

Agradecimientos

Seguramente por mi creencia de que los vínculos entre las personas son lo esencial, es que considero que esta sección es una de las más importantes de este documento. Porque es aquí donde reconozco el aporte de quienes me ayudaron a culminar este trabajo.

Antes de mencionar nombres quiero que el lector sepa, para dar contexto a los agradecimientos, que arribo a esta tesis luego de dedicar casi un año y medio a otra tesis, que si bien era relacionada con temas de calidad de energía, tenía un fuerte sesgo hacia la metrología científica. El proceso de cambio de tesis fue difícil pues implicó, entre otras cosas, reconvertir mi formación académica para lograr tener el conocimiento básico necesario para escribir este trabajo y además, buscar (en el exterior) un Director de Tesis.

Fueron muchas las personas que colaboraron de una u otra manera con la realización de este trabajo. A todas ellas les quiero dar mi agradecimiento. A continuación hago mención a algunas de ellas, pudiendo cometer la injusticia de un olvido involuntario:

A mi compañera de vida Carolina por su paciencia, su apoyo y por sobre todo, por su enorme generosidad al ceder parte del tiempo de su actividad profesional para que yo pudiera culminar este trabajo.

A Mario Vignolo por sus consejos y su apoyo constante, sobre todo en momentos difíciles en el medio del cambio de tesis. Sin aquellos cafés de los viernes siguiendo paso a paso mis avances, difícilmente hubiera culminado este camino.

A César Briozzo por su compromiso y orientación en la reformulación de mi formación curricular, la cual fue necesaria para que pudiera contar con elementos teóricos suficientes como para abordar este trabajo.

A Gustavo Barbera por sus correcciones, por sus aportes y su dedicación, viajando incluso en alguna ocasión desde La Plata a Buenos Aires para encontrarnos en un café a conversar sobre este trabajo.

A Ventura Nunes por su generosidad al brindarme el contacto en la Universidad

Nacional de La Plata donde finalmente encontré a mi Director de Tesis.

A Patricia Arnera de IITREE (Universidad Nacional de la Plata – Argentina) por abrirme las puertas de la Institución que dirige casi sin conocerme, y por su apoyo a la labor de Gustavo como mi Director de Tesis.

A los colegas del IITREE: Fernando Issouribehere, Pedro Issouribehere, Juan Barbero, Daniel Esteban y Gastón Mayer por todo lo que me enseñaron sobre Calidad de Energía. Con aquel curso que tomé en el 2013 comencé realmente a aprender sobre estos temas y comenzó también mi pasión por la disciplina.

A mis compañeros del grupo de Calidad de energía y mediciones especiales del IIE Virginia Echinope e Ignacio Afonso, por ayudarme con la elaboración de algunos de los capítulos, aportando información desde sus especialidades que enriquecieron este trabajo.

A Andrea Piñón, Pedro Alvez y Federico Fradiletti de AKUO por su disposición y apoyo para obtener la información del Parque Florida I y para acceder a las instalaciones a realizar las mediciones.

A Tomás Di Lavello y Gabriela Bonessi de UTE por la ayuda que me brindaron para acceder a datos de mediciones necesarias para este trabajo.

A Sofía: por enseñarme cuando era pequeño que aprender es divertido y por recordarme, ahora ya de grande, que aprender sigue siendo divertido.

A Carolina: por traer luz a mi vida.

Resumen

En el presente trabajo se realiza una revisión de los principales modelos de predicción de emisiones de armónicas y flicker en el punto de acoplamiento común (PAC) de un parque eólico con la red eléctrica a la que se conecta. En particular, se describen las metodologías propuestas por la norma IEC 61400-21 para la estimación de ambas perturbaciones, la cual es una referencia comúnmente utilizada a nivel internacional para los estudios previos a la conexión del parque.

Para el caso de armónicas se analiza, además del modelo propuesto en la mencionada norma, otros dos: uno que solo tiene en cuenta la variación en el tiempo de la emisión individual de la emisión de armónicas de las máquinas (concepto aludido comúnmente como “diversidad en el tiempo”), y otro que tiene en cuenta la diversidad en el tiempo y la topología de la red eléctrica interna del parque.

Se contrastan las predicciones de los modelos estudiados con mediciones de campo realizadas en un parque eólico particular de Uruguay. Como resultado, además de evaluar el impacto de la inserción de un parque eólico de gran porte el sistema interconectado nacional y el desempeño de los modelos que predicen emisiones usados internacionalmente, se obtienen recomendaciones para una estimación más exacta de ambas perturbaciones (armónicas y flicker) en la etapa de estudios de conectividad previos a la conexión del parque.

Prefacio

El presente trabajo fue realizado en el marco del Proyecto ANII FSE 12013110922 “Evaluación del impacto en la Calidad de Servicio de generación eólica de gran escala”, ejecutado por el Grupo de Calidad de Energía y Mediciones Especiales (CEYME) de IIE-FING-UdelaR en cooperación con el Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (IITREE) de FI-UNLP Argentina, como parte de la formación de recursos humanos del grupo de investigación nacional. Por ello, muchos de los resultados que aquí se presentan formarán parte del informe final del referido proyecto. Asimismo, la información utilizada para los modelos que se presentan en el Capítulo 5 y los resultados de la campaña de mediciones del Capítulo 6 surgen del mencionado Proyecto por gentileza de UTE y AKUO Energy que apoyaron el desarrollo del mismo, empresas a las cuales agradezco.

El autor

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	VII
Prefacio	IX
1. Introducción	1
1.1. Historia	2
1.2. Objeto y desarrollo de la Tesis	5
2. Armónicas en aerogeneradores	7
2.1. Introducción	7
2.2. Armónicas características	8
3. Flicker en aerogeneradores	15
3.1. El fenómeno flicker	15
3.2. Evaluación del flicker emitido por una turbina en el sitio de instalación	18
3.2.1. Coeficientes de flicker	19
3.2.2. Cálculo de los coeficientes de flicker	20
3.3. Patrones de emisión según la tecnología de la máquina	23
4. Mediciones de Armónicas y Flicker	27
4.1. Medidores de armónicas	27
4.1.1. Base teórica para la realización práctica del cálculo de armónicas e interarmónicas	28
4.1.2. Armónicas e inter-armónicas de baja frecuencia	32
4.1.3. Componentes de alta frecuencia	34
4.1.4. Parámetros calculados a partir de grupo y subgrupo de armónicas	35
4.1.5. Medidores de armónicas según IEC 61000-4-30	35
4.2. Medidores de flicker	38
4.3. Transductores de tensión y corriente	43
4.3.1. Transformadores de corriente	44
4.3.2. Transformadores de tensión	45

Tabla de contenidos

5. Emisiones en Parques Eólicos	49
5.1. Introducción	49
5.2. Modelo para emisión de Flicker en el PAC	52
5.3. Modelos para emisión de armónicas en el PAC	56
5.3.1. Modelo A: Estimaciones haciendo uso exclusivo de lineamientos de IEC 61400-21	56
5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque	59
5.4.1. Introducción	59
5.4.2. Circuitos equivalentes para los distintos componentes del sistema	61
5.4.3. El programa Power Factory de DiGSiLENT	70
5.4.4. Modelo C: Estimaciones usando características generales de la diversidad en el tiempo de aerogeneradores	75
6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC	79
6.1. Introducción	79
6.2. Emisiones de flicker	81
6.2.1. Estimación teórica de índices de severidad utilizando IEC 61400-21	81
6.2.2. Resultados de la medición de flicker	84
6.3. Emisiones de armónicas	90
6.3.1. Estimación según el modelo A: uso exclusivo de lineamientos de IEC 61400-21	90
6.3.2. Estimación según el modelo C	94
6.3.3. Estimación según el modelo B: modelo del parque en Power Factory	95
6.4. Mediciones en el <i>PAC – MT</i>	98
6.5. Comparación entre modelos y con las mediciones de campo	99
7. Conclusiones y trabajo a futuro	105
A. Procedimiento paso a paso para el cálculo de los coeficientes de flicker	109
A.1. Operación continua	109
A.2. Operaciones de conmutación	111
B. Emisión armónica individual del aerogenerador N117	113
Referencias	115
Índice de tablas	119
Índice de figuras	120

Capítulo 1

Introducción

Este trabajo trata sobre la Compatibilidad Electromagnética (CE) de los Parques Eólicos que se están instalando en Uruguay. El término Compatibilidad Electromagnética es muy amplio, tal como se expresa en el Vocabulario Electrotécnico Internacional (IEV 161-01-07) donde se lo define como “La capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su entorno electromagnético sin introducir perturbaciones electromagnéticas inadmisibles en dicho entorno” [(traducción al español)]. El entorno electromagnético puede ser por ejemplo, el equipamiento de la red eléctrica a la que se conecta el parque, los sistemas de comunicaciones civiles y militares, otros equipos de usuarios cercanos, e incluso seres vivos.

A su vez, se puede estudiar por separado la Compatibilidad Electromagnética externa e interna. La externa refiere a la existente entre el sistema eléctrico de potencia y el Parque Eólico (considerados como una sola entidad) con el resto del medioambiente (otro equipamiento, sistemas de comunicaciones, seres vivos), mientras que la interna refiere a la interacción del Parque Eólico con la red eléctrica a la que se conecta.

La presente Tesis se centra en el estudio de la Compatibilidad Electromagnética interna de los Parques Eólicos con las redes de potencia, y en particular profundiza en el estudio de las emisiones de armónicas y flicker en el Punto de Acomplamiento Común (PAC) con la red.

Los fenómenos relacionados con armónicas y flicker y su impacto en las redes de potencia, son estudiados por la rama de la Ingeniería Eléctrica denominada Calidad de Energía o Calidad de Potencia ¹. Conviene en este punto precisar un significado al término Calidad de Energía. Uno de los posibles, y que se usará en el contexto de este trabajo, es recogido en la norma IEC 61000-4-30 [15], donde se lo define como “Características de la electricidad en un punto dado en un sistema

¹En Europa se utiliza en general el término Calidad de Energía mientras que en Estados Unidos se utiliza Calidad de Potencia. En nuestro país se suele utilizar Calidad de Energía

Capítulo 1. Introducción

eléctrico, evaluadas en relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.” [(traducción al español)]. En la misma norma y en una nota inmediatamente siguiente a la definición, se aclara que “Los parámetros pueden, en algunos casos, ser referidos a la compatibilidad entre la electricidad suministrada a una red y las cargas conectadas a esa red” [(traducción al español)].

De la definición anterior se desprende, que los problemas de Calidad de Energía están relacionados por un lado, con la calidad de la electricidad suministrada (considerada como producto y servicio). Y por otro, con la compatibilidad de cargas (y generadores) con la red eléctrica. Ambos aspectos están íntimamente relacionados y son fuertemente dependientes de los estilos históricos de proyectar, construir y mantener las redes eléctricas. Estilos que varían según el tiempo, y que siempre le confieren características distintivas particulares (locales) a un sistema eléctrico de potencia, a pesar de que a lo largo de la historia de ese sistema se hayan seguido diversos lineamientos técnicos internacionales. Por ello, más allá de que existan publicaciones en otros países referidas a algunos temas específicos que serán abordados en este trabajo, como por ejemplo la realizada por *K. Yang* [38]. Siempre es importante contar con estudios locales, a fin de que sirvan como insumo para detectar oportunidades para anticiparse a problemas de Calidad de Energía y para ajustar la normativa local recogida en el Grid Code ² logrando requisitos posibles, técnicamente adecuados, acordes al equipamiento instalado y justos para todos los actores participantes en el Sistema Interconectado Nacional. Esta ha sido una de las razones que motivó la concreción de esta Tesis.

1.1. Historia

Los parámetros técnicos para evaluar la calidad de un suministro de electricidad generalmente refieren a corrientes y tensiones. En los sistemas eléctricos de potencia y en situaciones de régimen permanente, es usual referirse a la condición ideal en que las tensiones y corrientes son ondas sinusoidales de amplitud y frecuencia constantes. La frecuencia suele ser 50 Hz o 60 Hz (en nuestro país 50 Hz) y usualmente se la denomina “frecuencia industrial” o “frecuencia de red”. Sin embargo, esta situación ideal difiere de la que se encuentra en los sistemas reales. Son varias las razones para ello. Por un lado, los sistemas de potencia cuentan con máquinas eléctricas que tienen núcleos ferromagnéticos que saturan e imponen una relación no lineal entre las corrientes que las atraviesan y las respectivas tensiones entre sus bornes. Por otro lado, cada vez es más frecuente el uso de convertidores de electrónica de potencia (CEPs), los cuales siendo necesarios y actuando por un lado beneficiosamente en las redes (permitiendo por ejemplo la incorporación de generación con fuentes de energía renovable no convencional), por otro introducen distorsión en corriente y/o tensión (apartamiento de las respectivas forma de

²Como Grid Code se entiende, a toda aquella Reglamentación dada por el Operador del Sistema Eléctrico, referida a la operación, la planificación, el mantenimiento, etc., de todos los elementos que componen el Sistema Eléctrico

onda de la sinusoide pura, de amplitud y frecuencia industrial fija). Y también, ciertos sucesos (faltas) y condiciones de explotación de las redes, ocasionan flujos de potencia (activa y/o reactiva) que producen fluctuaciones en tensión, algunas de ellas asociadas a flicker. Fenómenos estos que se suman, en sistemas trifásicos, a los asociados a desbalances.

Algunos de los fenómenos mencionados anteriormente (distorsión por saturación magnética por ejemplo) son conocidos desde hace muchos años. De hecho, el concepto de “potencia distorsionada”, o sea potencia asociada a formas de onda de corriente y/o tensión distorsionadas, fue introducido por C. Budeanu³ en 1927. Sin embargo, por aquel entonces y en virtud de la poca preponderancia de cargas no lineales, este concepto fue desestimado, a pesar de que Budeanu acertadamente afirmara “... en el futuro cercano, sin embargo, el problema de la distorsión comenzará a ser extremadamente importante, debido a la proliferación de cargas no lineales...” *[(traducción al español)]* [1]. Esta situación se mantenía aún en la década de 1950, cuando tuvo lugar algo de alarma. Pues debido a las imperiosas necesidades energéticas (crisis petrolera) se masificó el uso de condensadores en paralelo en las redes, como medio de liberar carga en los sistemas eléctricos, lo cual magnificó la presencia de armónicas en corriente. Sin embargo, esta alarma fue pasajera, pues el problema fue resuelto rápidamente sobredimensionando el equipamiento y las protecciones asociadas [23].

No fue hasta la década de 1980, cuando la tras las crisis del petróleo de los 70's y la consecuente búsqueda de fuentes alternativas de energía, y el comienzo del rápido crecimiento de la electrónica de potencia, el tema de la distorsión y la calidad de los suministros de electricidad comienza a cobrar relevancia.

En la actualidad, existen al menos dos drivers, que actuando de manera complementaria en el negocio eléctrico en sus diferentes etapas (generación, transmisión, distribución y comercialización), vuelven relevantes los temas relativos a Calidad de Energía.

En primer lugar, la búsqueda continua de mayor eficiencia en las diferentes formas de conversión de la energía: A nivel doméstico es cada vez más importante la incorporación de cargas no lineales (equipo de iluminación, fuentes de alimentación de computadoras personales y electrodomésticos). Cargas que a pesar de tener potencia unitaria pequeña son muchas en número y consumen según corrientes muy distorsionadas lo cual puede traer aparejado por ejemplo problemas de calentamiento de neutro [13]. Así, en el caso de iluminación, se está dejando de usar lámparas incandescentes (que como carga se comportan como lineales pero tiene muy baja eficacia [lm/W]) y se ha comenzado a utilizar lámparas fluorescentes compactas (LFCs) y de tecnología LED (Light-Emitting Diode). Se pueden

³Constantine Budeanu (1886-1959): Ingeniero Eléctrico Rumano, que realizó también contribuciones al SI de unidades.

Capítulo 1. Introducción

encontrar lámparas de tecnología LED con una THD ⁴ en corriente de 170% y LFCs con THD en corriente de 100% [9]. Por otra parte, nivel industrial, el uso de drivers de motores se ha masificado. Estos dispositivos introducen importante distorsión en corriente que en algunas situaciones, pueden producir resonancias con la red y por tanto fallas de aislación en los equipos [25].

En segundo lugar, la búsqueda de fuentes alternativas de energía al petróleo y carbón y como complemento del gas natural: Se ha incrementado la presencia en las redes de generadores que hacen uso de fuentes de energía renovable no convencional, como por ejemplo eólicos y fotovoltaicos, los cuales incorporan CEPs, que como ya se ha mencionado y se verá en los Capítulos 2 y 3, son potenciales fuentes de distorsión. Finalmente, también se podría agregar, que en los últimos años, el resurgimiento de la generación distribuída ha llevado a que los generadores estén más cerca de las cargas provocando una mayor interacción entre cargas distorsionantes y generadores que potencialmente podrían introducir distorsión y/o ser susceptibles a ella.

Uruguay no es la excepción y acompañando la tendencia mundial, desde hace aproximadamente una década se han venido desarrollando políticas de eficiencia energética y promoción de energía renovables. Así por ejemplo, a través de la Ley 18.597 (Promoción del Uso Eficiente de la Energía) [2] del 21/09/2009 se crea la Unidad de Eficiencia Energética, dentro de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN) del Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM). Se define además un Plan Nacional de Eficiencia Energética y se establece un Sistema Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética, creándose el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética. Dentro de los equipamientos promovidos se incluyeron por su eficacia [lm/W] las LFCs, que como ya se mencionó son cargas distorsionantes.

En cuanto a la promoción de renovables, desde el año 2006 a través de un Decreto se habilitó a la empresa eléctrica Estatal UTE para la compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en territorio nacional que utilicen como fuente primaria de generación, biomasa, hidroeléctrica y eólica [4]. En el último reporte "Oportunidad de inversión en Energías Renovables" del portal Uruguay XXI [37], se informa que para el presente año 2015, se está llegando a más de 1000 MW de potencia eólica instalada con inversión pública y privada. Teniendo en cuenta que las dos tecnologías de aerogeneradores predominantes en el país son "Double Fed Induction Generator" (DFIG) y "Full Converter", que como se verá en el Capítulo 2 tienen asociadas distorsión en corriente y en tensión, se tendrá un escenario en el que una parte importante de la potencia generada en el SIN pasará por convertidores de electrónica de potencia, que si bien resultan muy útiles para el mejor aprovechamiento de energía limpia, tienen como efecto secundario la introducción de armónicas y flicker. En definitiva, asistimos a un momento histórico en que

⁴Total Harmonic Distortion: Mide el grado de distorsión total de una señal. Su valor es nulo cuando no hay distorsión. Se verá en detalle en el Capítulo 4

1.2. Objeto y desarrollo de la Tesis

se produce una importante transformación en la matriz energética nacional que consigue mayor independencia energética del país. Pero esto trae aparejado que en el SIN se introduzca una cantidad importante de generación que potencialmente puede incorporar distorsión, en el contexto de una creciente tecnificación de procesos industriales y uso eficiente de la electricidad a nivel residencial que acarrea mayor incorporación de equipamiento sensible y distorsionante en las redes y que por tanto, aumenta el riesgo de incompatibilidades.

1.2. Objeto y desarrollo de la Tesis

Como fue expresado en la introducción, el presente trabajo tiene por objeto contribuir al mejor conocimiento de la compatibilidad electromagnética de los parques eólicos estudiando específicamente la agregación de armónicas y flicker en el PAC, a partir de datos de ensayos normalizados de aerogeneradores individuales y del conocimiento de las características relevantes de la red del distribuidor/transmisor y de la red interna del parque. Para tal fin, fue necesario profundizar en el estudio de diferentes temas que son resumidos en capítulos los cuales además, siguen el orden cronológico en el que se fue desarrollando el estudio.

Los capítulos 2 y 3 contienen un resumen de los resultados de la investigación sobre emisiones individuales de aerogeneradores de armónicas y flicker respectivamente, para los tipos de máquinas usados de forma predominante en Uruguay.

El capítulo 4 trata sobre los sistemas de medición de armónicas y flicker normalizados a nivel internacional. Se lo incluye porque los resultados de las predicciones de los modelos tratados en el capítulo 5 fueron contrastados con mediciones de campo usando equipamiento normalizado.

En el capítulo 5 se presentan los diferentes modelos de agregación de armónicas y flicker y se pretende profundizar en los fundamentos teóricos que subyacen a estos modelos.

En el capítulo 6 se presentan los resultados de mediciones de campo de emisiones de armónicas y flicker en un parque eólico concreto de Uruguay. Estos resultados son usados para evaluar el desempeño de los modelos presentados en el capítulo 5.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones obtenidas y las líneas de investigación a futuro.

Capítulo 2

Armónicas en aerogeneradores

2.1. Introducción

En nuestro país, las dos tecnologías predominantes de aerogeneradores son las de velocidad variable tipo III (conocida en general como DFIG ¹) y tipo IV (conocida en general como “Full Converter”²). Esto responde a exigencias de la empresa eléctrica estatal UTE en sus contratos de compra de energía de fuente primaria eólica, en donde se estipuló que los aerogeneradores a instalar deberían ser de una de estas tecnologías. A su vez, los requisitos técnicos exigidos sobre las centrales de generación eólicas, implican que sean estas dos tecnologías las únicas que puedan satisfacerlos. A partir de información disponible en los portales de internet de AUDEE (Asociación Uruguaya de Energía Eólica) y DNTEN-MIEM, se pudo estimar que para el 2016 el reparto de potencias instaladas según el tipo de tecnología empleada en aerogeneradores será como se muestra en la figura 2.1

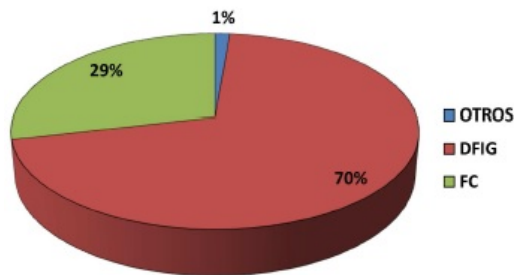


Figura 2.1: Reparto esperado de la potencia eólica según tecnología para 2016

Es importante destacar, que el reparto de tecnologías de aerogeneradores en nuestro país sigue la tendencia mundial. Esto se puede analizar mejor en la figura 2.2, confeccionada a partir de información del libro de Ackermann et. al. [5] donde claramente se ve una tendencia decreciente del uso de máquinas de velocidad fija

¹DFIG: Acrónimo de Double Fed Induction Generator

²Se usarán indistintamente los términos Full Converter o FC para referirse a esta tecnología

Capítulo 2. Armónicas en aerogeneradores

(tipo I) y de velocidad variable limitada (tipo II), y una tendencia creciente del uso de las tecnologías DFIG y Full Converter.

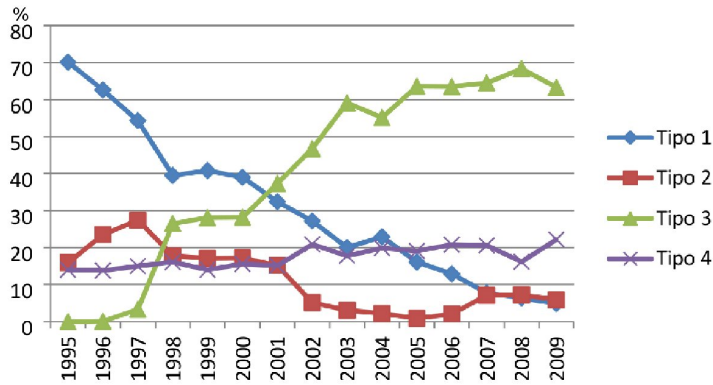


Figura 2.2: Evolución del reparto mundial en porcentaje de generación eólica por tecnología.

Se puede apreciar también en la figura, que el mercado internacional ha tendido a estabilizarse, y que si bien en la actualidad hay una tendencia al crecimiento de la tecnología Full Converter asociada al incremento de los parques Offshore, el predominio del DFIG sigue siendo claro.

2.2. Armónicas características

Se presenta en la figura 2.3, un esquema básico de las topologías DFIG y Full Converter:

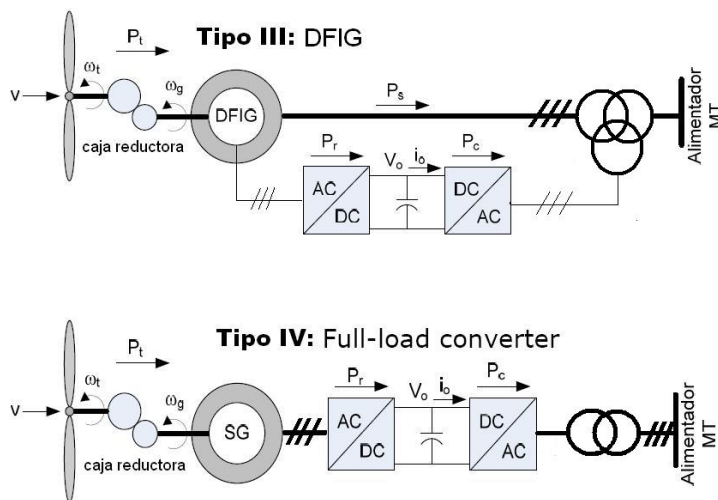


Figura 2.3: Esquemático de topologías DFIG y Full Converter

Una descripción pormenorizada de cada una de las tecnologías excede el objeto

2.2. Armónicas características

de esta tesis. Por ello, solo se mencionan aquí aquellos aspectos que resultan importantes para explicar el espectro de emisión armónica característico de estos tipos de aerogeneradores. Por un estudio más detallado del tema se puede consultar [5].

Una turbina DFIG está equipada con un generador de inducción de rotor y estator bobinado y un convertidor de electrónica de potencia (CEP) de mediana escala (20 a 30% de la potencia nominal de la máquina) que permite operar la turbina en una amplia gama de velocidades de viento. Son en general menos costosos que los Full Converter, y como principales inconvenientes aparecen el uso de anillos rozantes y una mayor dificultad en la protección en el caso de fallos en la red.

Un aerogenerador Full converter está equipado con un CEP de gran escala (que puede manejar la totalidad de la potencia generada), pues el generador está conectado a la red a través de él. El CEP permite la compensación de potencia reactiva e impide transmitir directamente las fluctuaciones de potencia (por variaciones de viento) en forma directa a la red. El generador podría ser un generador síncrono, síncrono multipolo o un generador de imanes permanentes. Dependiendo del diseño, se podría prescindir de la caja multiplicadora en este tipo de turbina eólica.

Los CEPs utilizados en las turbinas de velocidad variable de viento tipo III y tipo IV sirven para aprovechar de mejor manera el recurso eólico y se pueden usar para controlar el flujo de potencia reactiva intercambiada con la red.

Como se puede observar, en ambas tecnologías se utilizan convertidores DC-AC y AC-DC conectados a través de un bus de continua (configuración rectificador-link dc – inversor). Conviene entonces mirar con detalle estos convertidores y su interacción para poder entender el espectro característico de armónicas de un generador eólico tipo III y IV.

El convertidor AC-DC es típicamente un rectificador trifásico 6 pulsos cuyo circuito simplificado se muestra en la figura 2.4. Para una entrada trifásica balanceada cuya tensión compuesta es de valor U , la salida del rectificador viene dada por la siguiente expresión:

$$v_{DC}(t) = V_0 + \sum_{k=1}^{\infty} V_{6k} \cdot \cos(6k\omega_0 t + \varphi_k) \quad (2.1)$$

Donde ω_0 es la frecuencia angular de la señal alterna de entrada al rectificador. La magnitud de la componente DC depende de cómo se comanden las llaves del rectificador y viene dada por:

Capítulo 2. Armónicas en aerogeneradores

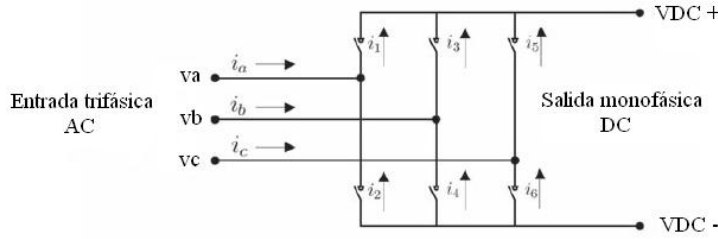


Figura 2.4: Rectificador trifásico 6 pulsos 2 vías

$$V_0 = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot U \cdot \cos(\alpha) \quad (2.2)$$

Siendo α el ángulo de disparo de las llaves electrónicas (IGBT o GTO).

Esta tensión de salida (con algún filtrado en el link dc) es la entrada del inversor (convertidor DC-AC). Generalmente, en estos convertidores se utiliza la estrategia de control PWM (Pulse-Width Modulation) y del lado AC se tienen entonces componentes armónicas de baja frecuencia (hasta 2.5 kHz) debidas a modulación de amplitud, y componentes de alta frecuencia (por encima de los 2.5 kHz y hasta 9 kHz o más) debidas a la modulación en frecuencia.

En las turbinas eólicas, la frecuencia del PWM es usualmente 2-3 kHz [5]. Para un PWM sinusoidal cuya modulante es una señal sinusoidal de amplitud m y frecuencia f y cuya portadora es una señal triangular de frecuencia $p \cdot f$ y amplitud unidad como se muestra en la figura 2.7, el índice de modulación será m y la razón de frecuencias será p . Si por ejemplo, para un inversor de un aerogenerador la frecuencia de la portadora se fija en 2500 Hz y la de la modulante en 50 Hz, p será 50. En general, los armónicos corresponden a bandas laterales centradas en alrededor de la frecuencia de conmutación y sus múltiplos siguiendo la siguiente expresión [36]:

$$h = n_1 \cdot p + n_2, \text{ donde } n_1 \text{ y } n_2 \text{ no pueden ser simultáneamente pares o impares.}$$

Esta ecuación indica que por efecto de la conmutación no son generadas armónicas de baja frecuencia, pero sí armónicas de alta frecuencia.

Por otra parte, dejando de lado el efecto de la conmutación en el inversor, y considerando la situación ideal de que este genera una onda sinusoidal, tenemos el efecto de modulación en amplitud de esa senoide debido a la tensión continua del link dc. Veamos esto con más detalle:

Asumiendo que la salida del inversor es:

$$v_{out} = v_{DC}(t) \cdot \cos(\omega_0 t) \quad (2.3)$$

2.2. Armónicas características

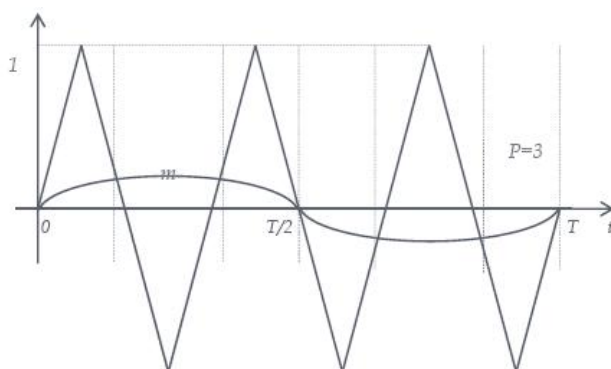


Figura 2.5: Modulación PWM sinusoidal

Y teniendo en cuenta que $v_{DC}(t)$ viene dada por la ecuación 2.1 tenemos que:

$$v_{out}(t) = V_0 \cdot \cos(\omega_0 t) + \sum_{k=1}^{\infty} V_{6k} \cdot \cos(6k\omega_0 t + \varphi_k) \cdot \cos(\omega_0 t) \quad (2.4)$$

O lo que es lo mismo:

$$v_{out}(t) = V_0 \cdot \cos(\omega_0 t) + \sum_{k=1}^{\infty} V_{6k} \cdot \cos((6k+1)\omega_0 t + \varphi_k) + V_{6k} \cdot \cos((6k-1)\omega_0 t + \varphi_k) \quad (2.5)$$

La ecuación 2.5 muestra que las armónicas en tensión del lado de la red del inversor, que aparecen por el fenómeno de modulación de amplitud, corresponden a los órdenes $6k \pm 1$, con $k = 1, 2, 3, \dots$. Estas componentes armónicas reciben el nombre de “armónicas características”. Las restantes, que no aparecen en este caso ideal que se analiza, reciben el nombre de “armónicas no características”.

En cuanto a las corrientes, las del rectificador circulan de acuerdo a lo indicado en la figura 2.4. Suponiendo que las corrientes de entrada son sinusoidales, entonces el flujo de corrientes se da de acuerdo a las siguientes condiciones:

- i_a, i_b e i_c son periódicas de período 20ms (frecuencia de red).
- El flujo de corriente en los semiciclos positivos (i_1, i_3, i_5) y negativos (i_2, i_4, i_6) es simétrico.
- Las corrientes de fase son equilibradas con desplazamiento de fase de 120 grados.

Como resultado, la corriente DC a la salida, es también pulsante de 6 pulsos por cada ciclo de red. Por tanto, resulta que la corriente tiene las mismas componentes armónicas característica $h = 6 \cdot k \pm 1$ que el voltage. Cabe destacar, que las

Capítulo 2. Armónicas en aerogeneradores

armónicas características solamente aparecen si las tres condiciones mencionadas arriba se cumplen. Aparecerán interarmónicas en caso de que la primera condición no se cumpla y armónicas pares si la segunda condición no se cumple.

A continuación se presentan, a modo de ejemplo, los espectros de emisión armónica correspondientes a dos aerogeneradores instalados en nuestro país de tecnología DFIG y Full Converter, de diferentes fabricantes y con potencias 2.4 MW y 3.0 MW respectivamente.

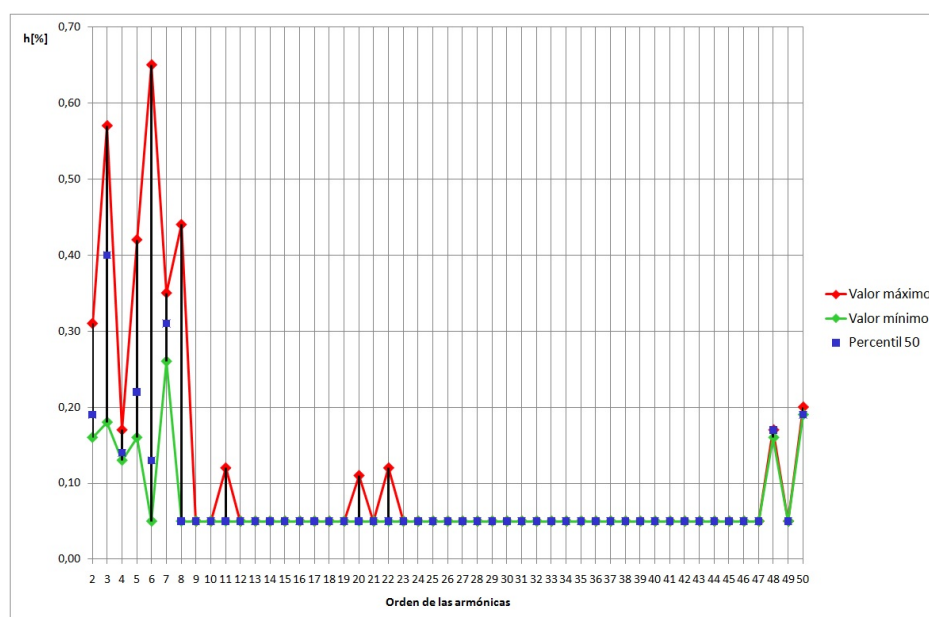


Figura 2.6: Espectro de aerogenerador DFIG de $P_n = 2,4MW$

Los espectros fueron obtenidos a partir de ensayos de tipo según IEC 61400-21. Las tensiones nominales de generación de las máquinas son 660V (DFIG) y 690V (Full Converter). En ambos casos para la integración a la red MT de 31.5 kV se dispone de un transformador elevador en góndola o pie de molino. Los valores de I_h [%] están expresados respecto al valor de corriente nominal de la máquina.

Se observa en estas figuras:

- Valores relativamente pequeños de distorsión armónica en general.
- Presencia de las armónicas características.
- Presencia importante de la 2da armónica.

Estos resultados son consistentes con los presentados en otros trabajos como el de *K. Yang* [38] en donde se presentan espectros de más modelos de aerogeneradores de diferentes fabricantes. En términos muy generales, se puede decir sobre el espectro de emisión armónica de aerogeneradores, que las componentes armónicas

2.2. Armónicas características

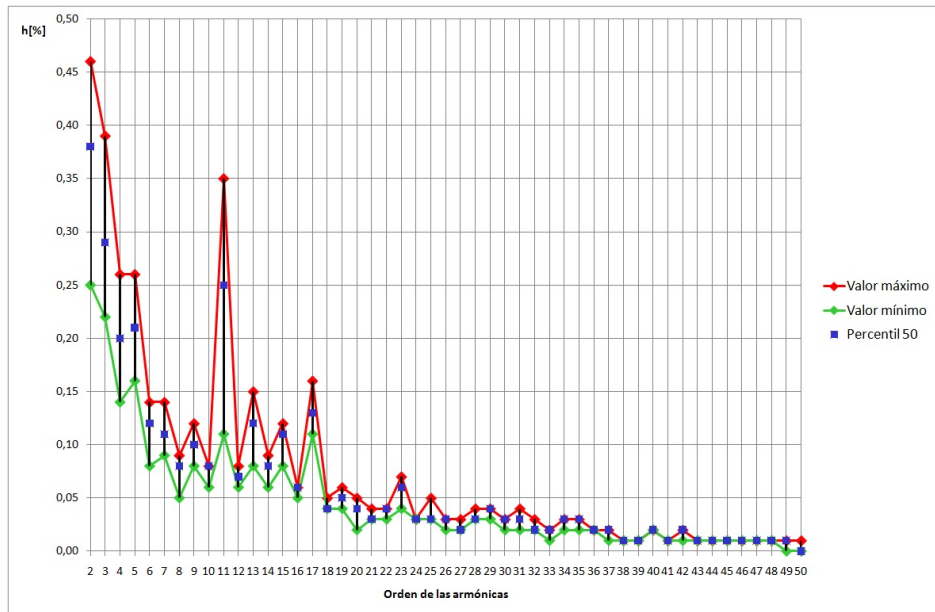


Figura 2.7: Espectro de aerogenerador Full Load Converter de $P_n = 3,0 MW$

más importantes aparecen hasta aproximadamente $h = 21$. Desde esta armónica en adelante las armónicas son prácticamente despreciables produciéndose eventuales componentes importantes en las proximidades de la armónica $h = 50$ (posiblemente debidas al PWM en algún caso de estrategia de control). Además, existe una significativa presencia de armónicas pares de bajo valor.

Capítulo 3

Flicker en aerogeneradores

3.1. El fenómeno flicker

El parpadeo (“*flicker*” en inglés) es el fenómeno de variación de la intensidad del flujo luminoso que afecta a la visión humana generado por fluctuaciones (modulaciones) en la tensión de red. Es un problema de percepción visual, que depende del tipo de fuente luminosa en el que se da la fluctuación (incandescente, fluorescente) y además subjetivo, puesto que el fenómeno depende principalmente de las personas que lo observan.

La molestia causada en la visión provoca cansancio prematuro en la vista e irritabilidad en las pupilas por estar en continua dilatación y contracción ajustándose al nivel de iluminación, especialmente cuando un lector recorre el texto de un libro. Estadísticamente se ha demostrado que el ojo humano es muy sensible al parpadeo consiguiéndose la máxima irritabilidad a frecuencias de 8.8Hz con un umbral de modulación de 0.25 % de tensión. El rango de mayor sensibilidad va desde los 6 a 10Hz, y tanto para frecuencias inferiores como superiores el efecto es progresivamente menor. Las frecuencias consideradas como flicker dependen de la tensión y frecuencia nominal de red. Así, para los sistemas de 50 Hz el rango de flicker es de 0.05 hasta 35 Hz a 230 V de tensión nominal y para 60Hz es de 0.05 Hz hasta 42 Hz a 120 V. Ambos rangos de frecuencia de flicker se registraron con iluminación incandescente de 60W, y surgen por la diferencia en las constantes de tiempo de los filamentos para cada tensión, que imprimen distintas respuestas en frecuencia a las lámparas.

Las principales causas de flicker son las conexiones de grandes cargas, bancos de capacitores, soldadoras y hornos de arco (cargas no lineales) entre otras, en redes eléctricas deficientes, de baja potencia de cortocircuito, o en aquellas sin sistemas de control de inhibición de transitorios de arranque o compensación automática de reactiva.

El flicker puede clasificarse según su naturaleza, en dos categorías: sistemático

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

(o periódico) y aleatorio (o no periódico), pudiendo manifestarse simultáneamente. El flicker periódico puede ser consecuencia de cargas fluctuantes como ser compresores, soldadoras de punto y de arco. En cambio el flicker no periódico es provocado por la eventual conexión de grandes cargas o generadores. Ambos tipos de flicker pueden presentarse simultáneamente en presencia de cargas tales como hornos y soldadoras de arco.

Por la molestia que ocasiona en los usuarios y su fácil percepción, el flicker se ha utilizado desde hace mucho tiempo como un indicador de la calidad de la energía eléctrica considerada como un producto, de hecho el flicker es un parámetro indicador de la “calidad de producto técnico”¹. Los primeros estudios sobre flicker datan de la década de 1930 y fueron realizados en Estados Unidos por General Electric, Westinghouse y Utilities Coordinated Research Inc (posteriormente transformada en EPRI²) [23].

El hecho de que se trate de un fenómeno subjetivo genera problemas a la hora de su cuantificación. Ejemplo de ello es que hasta hace poco tiempo la manera de medir el flicker era muy diferente en Estados Unidos que en Europa. A partir del año 2011, la IEEE adopta la norma IEC 61000-4-15, norma que define las características y ensayos requeridos para el medidor normalizado de flicker, mediante edición de la norma IEEE P1453. De esta manera, se comenzaron a abandonar en Estados Unidos las curvas del tipo de la figura 3.1 usadas por muchos años por las empresas de distribución de electricidad. Curvas que fueron recogidas en estándares anteriores como IEEE Std 141-1993 e IEEE Std 519-1992.

En la figura 3.1 se puede observar lo que ya se había adelantado: la máxima sensibilidad (irritación con la mínima fluctuación de tensión) se da para una frecuencia aproximada a los 8 - 9 Hz.

Dada entonces la subjetividad del fenómeno, históricamente se ha trabajado en base a estudios estadísticos realizados sobre poblaciones, para conocer los límites tolerados por un individuo promedio.

Adoptada la IEC 61000-4-15, la impresión de flicker se cuantifica por dos indicadores:

- Indicador de severidad de flicker de corta duración (P_{st}) medido en 10 minutos, para el cual el valor 1 representa el umbral de irritabilidad en BT.
- Indicador de flicker de larga duración (P_{lt}) medido en 2 horas, dado por la siguiente expresión:

¹En Calidad de Energía se usa el término “producto técnico” para remarcar la diferencia con el término “producto comercial” que es otro aspecto de la calidad de la electricidad como producto, más referido a aspectos contractuales entre usuario y suministrador.

²EPRI: Electric Power Research Institute de los Estados Unidos de Norteamérica.

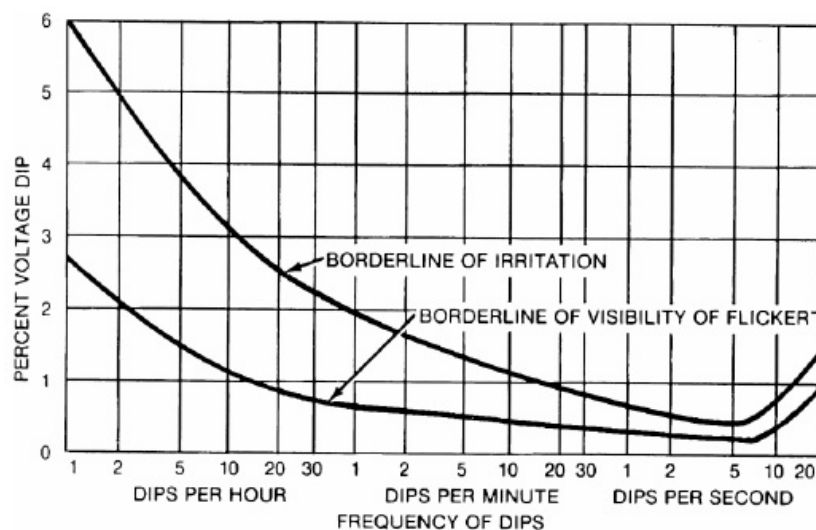


Figura 3.1: Curva de tolerancia de flicker de IEEE Std 141-1993 e IEEE Std 519-1992

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \quad (3.1)$$

En general en BT se utiliza como límite de irritabilidad el valor $P_{lt} = 0,8$. La inclusión del P_{lt} es para contemplar ciclos largos de cargas como los hornos de arco que son una de las principales fuentes de flicker.

Como ya se mencionó, el flicker es generalmente provocado por fluctuaciones lentas en la tensión de alimentación de luminarias (modulación de amplitud) y por ello se utiliza como indicador indirecto de estas fluctuaciones de tensión y como parámetro de calidad de producto técnico. Este aspecto vinculado estrictamente a redes BT, se generaliza a redes MT y AT a través de metas objetivo en BT para P_{st} y P_{lt} y de metodologías que permiten calcular coeficientes de transferencia de flicker AT/MT y MT/BT. Estas metodologías se detallan en IEC/TR 61000-3-7 [18] y alguna de ellas (las más relevantes para la presente tesis) se verá en capítulos siguientes.

En la sección 4.2, se analizará al detalle el medidor de flicker (“flickermeter” o “flickerímetro”) normalizado según IEC 61000-4-15 que incluye un modelo para la respuesta del sistema lámpara-ojo-cerebro y un tratamiento estadístico para evaluar la impresión de flicker en un individuo promedio de una población. No obstante, es pertinente en este punto señalar, que como se comentó en el Capítulo 1, asistimos a un momento histórico en el que a nivel mundial las lámparas incandescentes están entrando en desuso, siendo sustituidas por otras tecnologías de iluminación como por ejemplo LFC (menos sensibles a flicker) o LED (insensibles a flicker). Por lo cual, en la actualidad se discute sobre la utilidad del flicker (con la definición actual según IEC 61000-4-15) como indicador de calidad de producto

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

técnico. Existen ya propuestas para modificar el flickermeter normalizado teniendo en cuenta este último aspecto como por ejemplo la de Hooshyar & El-Saadany [24]

Por otro lado, es importante diferenciar el fenómeno flicker de sus causas que no necesariamente son eléctricas como se muestra en el trabajo de Janoff, M. S [27]. En este trabajo, se presenta un caso de aumento de accidentes de tránsito en un puente (San Mateo –Hayward en Estados Unidos) vinculado al fenómeno flicker. Se concluye allí que la velocidad crucero de los autos al atravesar el puente (55 millas/h) y la distancia entre luminarias (10 pies) era tal que provocaba que los conductores experimentaran durante el trayecto (11 millas) zonas alternadas de más y menos luminosidad debido a la pobre uniformidad ($\frac{E_{min}}{E_{med}} = 1 : 1,7$) y la ubicación de las luminarias (horizontal), de manera que estos eran sometidos a sensación de flicker de frecuencia 8.2 Hz, próxima a la de máxima sensibilidad, que afectaba sus habilidades de manejo.

3.2. Evaluación del flicker emitido por una turbina en el sitio de instalación

Las turbinas eólicas emiten flicker debido a eventos como la entrada en servicio o fluctuaciones rápidas en la potencia generada durante la operación.

La norma IEC 61400-21 [16], estándar internacional utilizado para evaluar emisiones de armónicas y flicker en aerogeneradores, separa la contribución de flicker de las turbinas en operación continua de aquellas debidas a operaciones de conexión o entrada en servicio. Con lo cual, se puede concluir que en principio estas dos condiciones de operación presentan patrones de emisión de flicker diferentes.

Se han realizado estudios, como por ejemplo del de Sørensen et. al. [33], que muestran que durante la operación continua de las turbinas eólicas se produce una contribución al flicker debido a las fluctuaciones en la potencia activa y reactiva que se vinculan a las variaciones del viento. Las variaciones del viento en un punto en sí no contribuirían demasiado al flicker dado que son relativamente lentas pero como las palas del generador giran asociadas a un rotor que tiene un radio grande, éstas están sometidas a un campo de velocidades de viento lo que ocasiona la aparición en el espectro de potencia de componentes en el rango de frecuencias entre 0 y $3p$ - siendo p la velocidad de giro del rotor. Esto se conoce como el efecto $3p$. Valores típicos para tres veces la velocidad del rotor están entre 0,5 y 2 Hz, dependiendo del tamaño de la turbina.

El efecto $3p$ es generalmente relevante en turbinas de velocidad fija dado que las turbinas con velocidad variable, dependiendo del control de velocidad que tengan implementado, pueden absorber el efecto $3p$ como pequeñas variaciones en la velocidad del rotor. Este efecto es al que se atribuye la principal fuente de generación de flicker en turbinas de velocidad fija [11].

3.2. Evaluación del flicker emitido por una turbina en el sitio de instalación

Durante las operaciones de entrada y salida de servicio así como durante el cambio entre bobinados en los generadores - en el caso que existan - se produce una contribución al flicker. Como ya se mencionó, un cambio de un nivel de potencia a otro ocasiona flicker y este efecto puede verse incrementado durante el arranque de los generadores debido a la corriente de inrush. Este efecto puede atenuarse controlando las rampas de encendido y apagado de los generadores.

En las medidas de calidad de energía, en determinadas ocasiones puede ser dificultoso determinar la responsabilidad de los parques eólicos en un cambio en los parámetros de calidad. En los casos de medidas de índices de flicker es común utilizar como indicador la correlación entre la velocidad del viento y el flicker en la tensión para determinar si la fuente de flicker está constituida por el parque en estudio [33]. En el Capítulo 5 veremos como la norma IEC 61400-21 estima la emisión de flicker de un conjunto de aerogeneradores de un parque eólico a partir de los parámetros medidos en una turbina durante los ensayos de tipo. Sin embargo, a continuación introduciremos el concepto de coeficiente de flicker que se menciona y detalla como calcular en esta norma, pues resulta importante para explicar la diferencia entre las emisiones de aerogeneradores según su tecnología.

3.2.1. Coeficientes de flicker

Como ya se ha mencionado, las fluctuaciones (modulaciones) de amplitud en tensión que producen flicker tienen origen en variaciones de los flujos de potencia activa y reactiva, que atravesando una red eléctrica provocan caídas de voltage en sus impedancias que se superponen a la senoide ideal de amplitud fija y frecuencia 50 Hz. Por tanto, el flicker emitido por una carga perturbadora (o generador perturbador) será más o menos intenso dependiendo de la corriente que tome (o entregue) esa carga (o ese generador) y de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Parece entonces razonable, que en fórmulas que propone la IEC 61400-21 para la evaluación de flicker en una turbina que se conecta a una red aparezca de alguna manera el cociente de la potencia aparente nominal de la turbina (S_n) y potencia de cortocircuito en el PAC (S_k). A continuación se presentan las fórmulas:

Para régimen de operación continua:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\Psi_k, v_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (3.2)$$

Para operaciones de conexión:

$$P_{st} = \frac{18}{S_k} \cdot \{N_{10m} \cdot (k_f(\Psi_k) \cdot S_n)^{3,2}\}^{0,31} \quad (3.3)$$

$$P_{lt} = \frac{8}{S_k} \cdot \{N_{120m} \cdot (k_f(\Psi_k) \cdot S_n)^{3,2}\}^{0,31} \quad (3.4)$$

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

Donde:

$c(\Psi_k, v_k)$ es el llamado coeficiente de flicker.

$k_f(\Psi_k)$ es el llamado coeficiente escalonado de flicker (“flicker step factor”).

N_{10m} es el número máximo de operaciones de conexión en 10 minutos.

N_{120m} es el número máximo de operaciones de conexión en 120 minutos.

Es importante notar que en el coeficiente de flicker se hace explícita la dependencia con el ángulo de impedancia de la red en el PAC (Ψ_k) y con la velocidad media del viento (v_k). En cambio para el caso del coeficiente escalonado de flicker solo se hace explícita la dependencia con Ψ_k . Sin embargo, en el caso de operaciones de conexión se consideran tres casos: arranque a velocidad de “cut-in” de la máquina, arranque velocidad de viento nominal y el denominado “worst case between switching”. Este último caso, previsto en la norma para máquinas con más de un generador o múltiples bobinados, no aplica en los modelos de turbinas predominantemente utilizados en nuestro país y por ello de aquí en más no será considerado.

La combinación de contribuciones de N_w turbinas (parque eólico) conectadas en un mismo punto se trata en el Capítulo 5.

3.2.2. Cálculo de los coeficientes de flicker

El cálculo de los $c(\Psi_k, v_k)$ se realiza mediante un ensayo de tipo, para valores normalizados de velocidades medias de distribución de viento (6, 7.5, 8.5 y 10 m/s) que se supone sigue la ley de Weibull, y para ángulos normalizados de impedancia de red (30, 50, 70 y 85 grados), de manera de cubrir la amplia gama de posibilidades comúnmente hallada en los sitios de instalación de las turbinas mediante interpolación (método sugerido explícitamente en la norma).

Los coeficientes se pueden calcular directamente mediante medición de Pst y evaluación de la expresión:

$$c(\Psi_k, v_k) = \frac{P_{st} \cdot S_k}{S_n} \quad (3.5)$$

Pero al realizarse el ensayo sobre una red de distribución MT, surge el inconveniente de que en esta red existirán normalmente otras cargas fluctuantes que pueden provocar fluctuaciones de tensión apreciables en bornes de la máquina bajo ensayo. Además, las fluctuaciones de tensión impuestas por la turbina dependerán de las características de la red. El espíritu de la norma es realizar una evaluación tratando de independizarse de las características de la red, y por ello introduce el concepto de “red ficticia”. Para comprender este concepto es conveniente hacer referencia a la figura 3.2.

3.2. Evaluación del flicker emitido por una turbina en el sitio de instalación

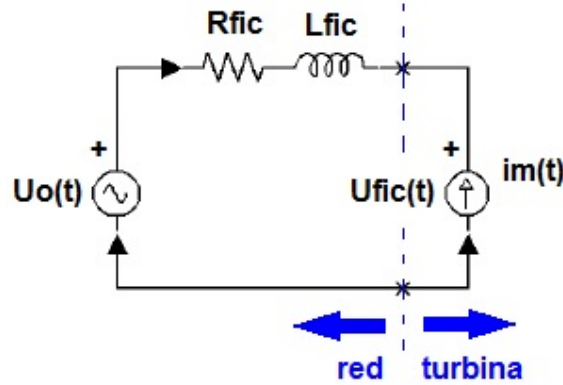


Figura 3.2: Red ficticia utilizada para simular el voltaje ficticio $u_m(t)$

Lo que se hace es medir la corriente generada por la máquina $i_m(t)$ y la tensión en bornes de ella $u_m(t)$. Luego, se hace atravesar esa corriente $i_m(t)$ por la impedancia de la red ficticia $Z_{fic} = R_{fic} + j\omega.L_{fic}$, lo cual provoca una caída de tensión que contiene las fluctuaciones de potencia de la máquina. Posteriormente esa caída de tensión se superpone a una tensión sinusoidal y libre de flicker $u_0(t)$ de frecuencia 50 Hz, amplitud constante igual al valor de pico de la tensión nominal fase-neutro de la red y ángulo de fase adecuado (igual al de la fundamental del voltaje $u_m(t)$ medido). Con esta tensión resultante de la superposición ($u_{fic}(t)$) se alimenta la entrada de un flickerímetro normalizado según IEC 61000-4-15 que mide el P_{st} . Finalmente se utiliza la expresión 3.5 donde ahora $S_k = S_{kfic}$ (potencia de cortocircuito de la red ficticia) y $P_{st} = P_{stfic}$ (indicador de severidad de flicker de corta duración medido en bornes de la máquina conectada a la red ficticia).

Haciendo referencia a la figura 3.2, lo anteriormente dicho se puede expresar en ecuaciones de la siguiente manera:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic}.i_m(t) + L_{fic} \frac{di_m(t)}{dt} \quad (3.6)$$

La fuente de voltaje ideal $u_0(t)$ puede ser generada de diferentes maneras. Pero dos propiedades deben ser cumplidas:

1. El voltaje ideal no puede tener ninguna fluctuación. Es decir, debe tener flicker nulo.
2. $u_0(t)$ debe tener el mismo ángulo eléctrico $\alpha_m(t)$ que la fundamental del voltaje medido $u_m(t)$. Esto asegura que el ángulo de fase entre $u_{fic}(t)$ e $i_m(t)$ sea el correcto, a condición de que se cumpla $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$

Para cumplir estas propiedades, $u_0(t)$ es definida como:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}}.U_n.\text{sen}(\alpha_m(t)) \quad (3.7)$$

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

Donde U_n es el valor rms nominal de la tensión compuesta de la red.

El ángulo eléctrico de la fundamental del voltaje medido puede ser descrito por la siguiente ecuación:

$$\alpha_m(t) = 2\pi \cdot \int_0^t f(t) \cdot dt + \alpha_0 \quad (3.8)$$

Donde:

$f(t)$ es la frecuencia (que puede variar con el tiempo).

t es el tiempo que transcurre desde el origen de la serie de tiempo.

α_0 es el ángulo eléctrico para $t = 0$.

Los valores de R_{fic} y L_{fic} deben ser seleccionados para obtener el ángulo de red (Ψ_k) apropiado para cada caso aplicando la siguiente ecuación:

$$\tan(\Psi_k) = \frac{2\pi \cdot f_g \cdot L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (3.9)$$

donde f_g es la frecuencia nominal de red (50 o 60 Hz).

La potencia de cortocircuito trifásica de la red ficticia es dada por la ecuación siguiente:

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (3.10)$$

Un apropiado valor para la relación $\frac{S_k}{S_n}$ debe ser usado para asegurar que al aplicar la tensión al flickerímetro este dé un valor de P_{st} dentro del rango requerido para una buena precisión del instrumento. Si se aumenta mucho la potencia de cortocircuito de la red ficticia se pierde precisión en la medida del P_{st} (el instrumento normalizado según IEC 61000-4-15 está pensado para trabajar con cargas que generan flicker y por tanto no mide bien para fluctuaciones de tensión muy pequeñas). Si se disminuye mucho la potencia de cortocircuito, podrían resultar significativas las fluctuaciones de tensión provenientes de otras cargas conectadas a la red. La norma IEC 61400-21 recomienda que $20 \leq \frac{S_k}{S_n} \leq 50$. La exactitud para el cálculo del P_{st} debe ser mejor que 5%.

La red ficticia se puede utilizar de las siguientes maneras:

- Implementación por software: Durante el ensayo se adquieren tensiones y corrientes con una tasa de muestreo de al menos 2000 samp/seg y luego con esas medidas se procede a calcular mediante software la tensión ficticia mediante uso de las ecuaciones 3.6 a 3.10. Posteriormente esa tensión ficticia

3.3. Patrones de emisión según la tecnología de la máquina

se procesa mediante un flickermeter normalizado implementado en software que arroja el valor de $P_{st, fic}$.

- Implementación vía hardware: Las corrientes y tensiones medidas durante el ensayo se hacen circular por una impedancia normalizada física (componente eléctrico real) y mediante circuitos electrónicos se superpone esta tensión a una tensión sinusoidal pura generada también por medios electrónicos. La salida, una tensión en voltios adecuada a la entrada del medidor de flicker, alimenta un instrumento normalizado externo en el que se miden los valores de $P_{st, fic}$. El equipamiento tiene que poseer además, la posibilidad de cambiar los valores de la relación X/R de la impedancia normalizada.

En el Apéndice A se presenta el procedimiento paso a paso para el cálculo de los coeficientes de flicker $c(\Psi_k, v_k)$ y de flicker escalonado $k_f(\Psi_k)$.

3.3. Patrones de emisión según la tecnología de la máquina

En el estudio de Barahona et. al. [8] se realiza una comparación de las medidas reales de dos parques, uno constituido por turbinas de velocidad fija (generador de inducción con dos bobinados, banco de condensadores controlado por tiristores y control tipo *stall*) y otro constituido por turbinas de velocidad variable (DFIG), con los resultados que se obtienen de la aplicación de la norma IEC61400-21 a partir de los resultados de los ensayos de tipo de cada clase de turbina.

Resulta interesante observar (figura 3.3 [8]) las distintas características que del punto de vista del flicker se obtienen para turbinas de velocidad fija y de velocidad variable en el ensayo de tipo. La gráfica (a) corresponde a una turbina de velocidad fija y la (b) corresponde a una turbina de velocidad variable. Las barras representan los distintos percentiles (de izquierda a derecha: 99 %, 98 %, 95 %, 50 % y mínimo, para valores de ángulo ψ de 30, 50, 70 y 85 grados). De acuerdo a estos resultados se puede ver que si bien el valor del 50 % no presenta diferencias significativas entre ambas tecnologías, los valores para los percentiles altos son mucho mayores en los que corresponden a la turbina de velocidad fija que en los que corresponden a la turbina de velocidad variable.

Otro elemento que resulta interesante observar es que el coeficiente de flicker es mucho más sensible al ángulo con la red en el caso de la turbina de velocidad fija que en el caso de la turbina con velocidad variable. En el caso de la turbina de velocidad fija, el flicker en operación continua se ve influido por la entrada y salida de condensadores para mantener el factor de potencia. La necesidad de compensación de reactiva aumenta para valores mayores de potencia activa, por lo que el coeficiente de flicker resulta mayor cuanto mayor sea el ángulo de la red. En el caso de la máquina de velocidad variable, se podría explicar la pequeña

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

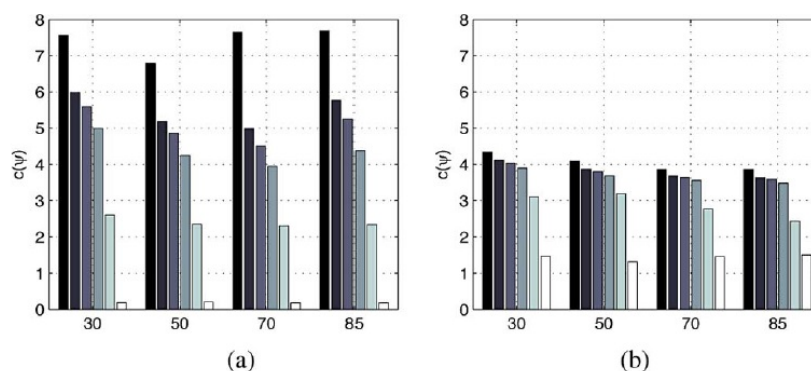


Figura 3.3: Coeficientes de flicker de acuerdo a los ensayos de tipo - (a) turbina de velocidad fija (b) turbina de velocidad variable.

disminución del coeficiente de flicker para ángulos de la red altos dado que el flicker se debe principalmente a variaciones en la potencia activa.

De acuerdo a los resultados presentados en el estudio citado [8], luego de comparar los resultados obtenidos al aplicar el método previsto en la norma y las medidas reales, se llega a la conclusión que a través de la metodología prevista en la norma se obtienen valores conservadores del flicker ya que los resultados son sistemáticamente mayores al aplicar la metodología de la norma que al determinarlos en base a medidas reales.

En estudios disponibles que analizan el flicker asociado a turbinas eólicas con tipología DFIG [14] se establece que como este tipo de generadores puede operar a velocidad variable, se puede aprovechar el efecto de rueda libre del rotor, de forma tal que se puedan atenuar las variaciones de corriente asociadas a pulsaciones de potencia (que podrían provenir de turbulencia, efecto sombra o el efecto del viento a lo largo de las palas). Con lo cual, es de esperar que la emisión de flicker en estos aerogeneradores sea baja.

En las figuras 3.4 y 3.5 se presentan, a modo de ejemplo, los coeficientes de flicker para dos modelos de aerogeneradores instalados en nuestro país (DFIG de 2.4 MW de potencia nominal y Full Load Converter de 3.0 MW de potencia nominal). En ambos casos los fabricantes indican $N_{10m} = 10$ y $N_{120m} = 120$.

3.3. Patrones de emisión según la tecnología de la máquina

Angulo de impedancia de fase ψ_k	30°	50°	70°	85°
Velocidad promedio anual de viento v_a (m/s)	Coeficiente de flicker $c(\psi_k, v_a)$			
$v_a = 6.0$ m/s	1.30	1.40	1.40	1.30
$v_a = 7.5$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30
$v_a = 8.5$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30
$v_a = 10$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30
Modo de operación (control de reactiva a $Q=0$ / otro)	Q=0			

a) Generador DFIG

Angulo de impedancia de fase ψ_k	30°	50°	70°	85°
Velocidad promedio anual de viento v_a (m/s)	Coeficiente de flicker $c(\psi_k, v_a)$			
$v_a = 6.0$ m/s	1.33	1.29	1.32	1.36
$v_a = 7.5$ m/s	1.33	1.32	1.36	1.40
$v_a = 8.5$ m/s	1.33	1.33	1.37	1.40
$v_a = 10$ m/s	1.33	1.34	1.37	1.41
Modo de operación (control de reactiva a $Q=0$ / otro)	Q=0			

b) Generador Full Load Converter

Figura 3.4: Coeficientes de flicker en operación permanente de dos turbinas instaladas en Uruguay

Caso de operación	Arranque a velocidad de cut-in			
Ángulo de impedancia de fase Ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $k_f(\Psi_k)$	0,07	0,07	0,06	0,06
Caso de operación	Arranque a velocidad nominal			
Ángulo de impedancia de fase Ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $k_f(\Psi_k)$	0,07	0,07	0,06	0,06

a) Generador DFIG

Caso de operación	Arranque a velocidad de cut-in			
Ángulo de impedancia de fase Ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $k_f(\Psi_k)$	0,03	0,02	0,02	0,02
Caso de operación	Arranque a velocidad nominal			
Ángulo de impedancia de fase Ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor $k_f(\Psi_k)$	0,05	0,04	0,04	0,05

b) Generador Full Load Converter

Figura 3.5: Coeficientes de flicker escalonado de dos turbinas instaladas en Uruguay

En las figuras 3.4 y 3.5 se puede observar, que en operación continua no es posible establecer un predominio en la emisión de flicker por parte de uno de los aerogeneradores. Sin embargo en operaciones de conmutación, es claro que el Full Converter tiene un mejor comportamiento que el DFIG.

Considerando potencias de cortocircuito de 700 MVA (ejemplo de valor en red de transmisión) y 350 MVA (ejemplo de valor en red de distribución de 31.5 kV), utilizando los coeficientes de las figuras 3.4 y 3.5 y las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4 se obtiene que tanto en operación continua como en arranques a distintas velocidades de viento, los valores de P_{st} y P_{lt} no superan 0.03. Es decir, valores de emisión individual muy bajos.

Capítulo 3. Flicker en aerogeneradores

Teniendo en cuenta las dos tecnologías de aerogeneradores preponderantes en nuestro país (DFIG y Full converter) no implican emisiones significativas individuales de flicker puede presumirse, que la emisión de flicker en un parque eólico es relativamente baja. Se verá que esto es efectivamente así con lo cual, el aspecto más relevante a analizar es la separación de la contribución del parque del flicker de fondo (“flicker background”). Este asunto no es sencillo. Existen algunas técnicas para realizar tal separación las cuales son analizadas en el Capítulo 5.

Capítulo 4

Mediciones de Armónicas y Flicker

Medir armónicos y flicker en situaciones de campo (in situ) es un desafío importante. Allí las condiciones no son controladas como en un laboratorio y se tienen variaciones muy importantes del mesurando (lo que se quiere medir) porque varían de manera importante los flujos de potencia y por tanto las magnitudes de las tensiones y las corrientes. Varían también las condiciones ambientales en las que se realiza la medida (que suelen ser más exigentes para el equipamiento) y puede también variar la frecuencia.

Veremos a continuación las principales características de los medidores de armónicas y flicker recogidas en estándares de la International Electrotechnical Commission (IEC), que son los que habitualmente cumplen los equipos de medición de parámetros de Calidad de Energía comerciales. Es importante observar que la IEC ha destinado un conjunto de normas para describir en forma muy precisa las características de los medidores, tanto de armónicas como de flicker. Esta preocupación por normalizar los medidores con mucho detalle, pone de manifiesto un esfuerzo consensuado entre la industria, los usuarios y la academia, para que los instrumentos respondan de manera comparable y confiable en las condiciones de alta variabilidad del mesurando. Condiciones en las que es necesario funcionen los medidores de parámetros de Calidad de Energía cuando se realizan mediciones in situ (“campana de mediciones”).

4.1. Medidores de armónicas

Las normas de referencia en este caso son la IEC 61000-4-30 [15] (referida más al procedimiento de medida) y la 61000-4-7 [19] (referida más al diseño de los instrumentos de medida).

Los medidores comerciales modernos utilizan procesamiento digital. Es decir, tras una etapa de acondicionamiento, las entradas de tensión y corrientes (analógicas) se convierten en una secuencia de números a través del uso de un conversor analógico-digital. Y a partir de esos números, correspondientes a muestras toma-

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

das cada un tiempo de muestreo t_s , se obtienen luego las componentes armónicas (amplitud y fase). Generalmente, para el cálculo, estos instrumentos modernos utilizan la Transformada Discreta de Fourier (DFT por sus siglas en inglés) o una de sus variantes: la Transformada Rápida de Fourier (FFT por sus siglas en Inglés). Pues si bien existen otras metodologías que se utilizan a nivel de metrología (por ejemplo Mínimos Cuadrados [12]) la norma IEC 61000-4-7 [19] explicita con mayor detalle las especificaciones para los instrumentos que utilizan DFT.

A continuación se comentarán someramente algunos conceptos fundamentales relacionados al tratamiento de señales y a la DFT para poder presentar mejor las razones que motivan las definiciones de "grupos de armónicas" y "grupos de inter-armónicas" que se presentarán luego y que definen la forma en la que miden los instrumentos comerciales actuales.

4.1.1. Base teórica para la realización práctica del cálculo de armónicas e interarmónicas

Como es sabido, bajo ciertas condiciones de regularidad, a toda señal temporal $x(t)$ se puede asociar su Transformada de Fourier $X(f)$ que da su espectro en frecuencia. En el caso de una señal periódica, compuesta por una fundamental de frecuencia $f = \frac{1}{T}$ y n armónicas, dicho espectro sería (idealmente) un tren de $n + 1$ impulsos correspondientes a: la fundamental y cada una de las n armónicas con su respectiva amplitud. Si la señal no es periódica tendrá un espectro continuo.

Por otro lado, una onda periódica $x(t)$ puede ser representada por una función $g(t)$ en una ventana de tiempo T_w (multiplo entero de su período), de manera que $x(t)$ corresponda a la infinita repetición de $g(t)$ en ventanas de tiempo T_w consecutivas. La DFT puede ser asimilada a una realización discreta de la Transformada de Fourier, que halla el espectro de la señal $x(t)$ a partir del de $g(t)$ obteniendo N muestras de $g(t)$ cada t_s en la ventana de tiempo T_w .

El Teorema del Muestreo nos dice que si la máxima frecuencia presente en la señal es f_{max} entonces la frecuencia de muestreo f_s debe cumplir que:

$$f_s = \frac{1}{t_s} > 2 * f_{max}^1 \quad (4.1)$$

La entrada para la DFT son los N puntos muestreados en T_w y su salida son $\frac{N}{2} + 1$ puntos en frecuencia que se denominan "bins" (intervalos) que se extienden desde 0 Hz a $f_p \text{ Hz}$, siendo f_p la llamada "folding frequency" (frecuencia de plegado) próxima a $\frac{f_s}{2}$. Estos bins se corresponden con el espectro de la señal medida siguiendo las siguientes reglas:

¹Usualmente por el tema del diseño de filtro anti-alias la frecuencia de muestreo se elige bastante por encima de $2 * f_{max}$.

4.1. Medidores de armónicas

El bin 0 corresponde al nivel de continua de la señal.

Los bins se espacian equidistantes en frecuencia, con paso de la frecuencia de valor igual a f_{step} que es el inverso de la longitud temporal del registro de entrada:

$$f_{step} = \frac{1}{T_w} \quad (4.2)$$

La longitud temporal del registro de entrada se puede determinar a partir de la frecuencia de muestreo y del número de puntos muestreados contenidos en dicho registro:

$$f_{step} = \frac{f_s}{N} \quad (4.3)$$

La frecuencia asociada a cada bin está dada por:

$$f_n = \frac{n * f_s}{N}, \text{ con } n = 0, 1, \dots, \frac{N}{2} \quad (4.4)$$

siendo n el número del bin.

La frecuencia del último bin, conteniendo la frecuencia máxima de la DFT, es $\frac{f_s}{2}$. Por lo tanto, el rango de frecuencia de una DFT es desde 0 Hz hasta $\frac{f_s}{2}$.

Así por ejemplo, si un ciclo de una onda senoidal pura se ajusta exactamente en el registro temporal, se mostrará un valor en el bin 1 de la salida de la DFT. Si se dobla la frecuencia de la onda senoidal, entonces cabrán dos ciclos completos en un registro temporal y su energía aparecerá en el bin 2. Triplicar la frecuencia original de la onda senoidal causará una respuesta del dominio de la frecuencia en el bin 3, y así sucesivamente.

La norma IEC 61000-4-7 [19] establece que la ventana usada debe ser de 10 períodos (sistemas de 50 Hz) o 12 períodos (sistemas de 60 Hz) alcanzando de esta manera un ancho aproximado de 200 ms. La ventana debe ser además rectangular y debe estar sincronizada con la frecuencia de red. El uso de ventana de Hanning es permitido en el caso de pérdida de sincronización, sin embargo dicha pérdida debe ser indicada en el display del instrumento y los datos adquiridos deben ser marcados y no deben ser usados para el propósito de determinar cumplimiento de normativas, pudiendo si ser usados para otros propósitos. Por tanto, para instrumentos comerciales fabricados bajo este estándar se tiene una resolución en frecuencia de $df = f_{step} = \frac{1}{200 \text{ ms}} = 5 \text{ Hz}$.

Los equipos modernos usualmente toman entre 200 y 300 muestras por período. Supongamos para fijar ideas, que un equipo toma 256 muestras por período. Esto implicará adicionalmente que:

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

La frecuencia máxima (teórica) que podría medir sería: $f_{max} = \frac{f_s}{2} = \frac{1}{2} * \frac{256}{20ms} = 6,4 kHz$, que corresponde a la armónica 128 en sistemas de 50 Hz.

La cantidad de bins sería: $\frac{N}{2} + 1 = \frac{256*10}{2} + 1 = 1281$. Y entonces se tendrían 1280 intervalos de amplitud 5 Hz desde 0 Hz hasta 6.4 kHz (1280*5Hz), con la componente fundamental apareciendo en el bin 10. Por lo cual, podría ser aceptable encontrar en la ficha técnica del equipo, la especificación de que mide correctamente hasta la armónica 100 por ejemplo.

Como se mencionó, la DFT opera sobre un registro temporal de longitud finita en un intento por aproximar la transformada de Fourier de una señal periódica. Asume para ello, que esta señal periódica corresponde exactamente a la repetición infinita de la señal muestreada en la ventana de tiempo T_w . Si esto no sucede, existirán solapamientos o truncamientos en la señal temporal, similares a los que se muestra (en rojo) en la figura 4.1 y en consecuencia el espectro de la DFT no será una buena aproximación para la forma integral de la transformada de Fourier de la señal medida.

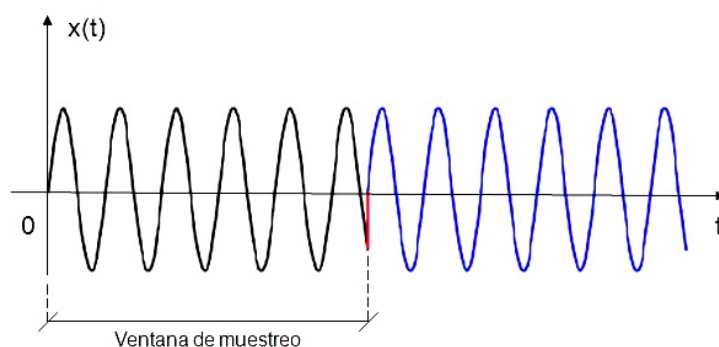


Figura 4.1: Solapamiento en el tiempo

Se cometerá en el dominio temporal el denominado "*trunc error*" (error de truncamiento). Este error tiene su contrapartida en el dominio de la frecuencia produciendo el fenómeno denominado "*spectral leakage*" (fuga espectral) en el que parte de la energía asociada a un determinado bin se "*fuga*" a los circundantes.

Así por ejemplo, si se tiene una senoide pura y el ancho de la ventana es igual a 50 veces su período, esperaríamos que en el espectro de frecuencia solo apareciera un valor en el bin 50. Sin embargo, de producirse el fenómeno de leakage el aspecto del espectro se asemejará al de la figura 4.2.

La igualdad de Parseval, que se presenta a continuación, establece de manera general la equivalencia entre energía en el dominio del tiempo y en el dominio de la frecuencia.

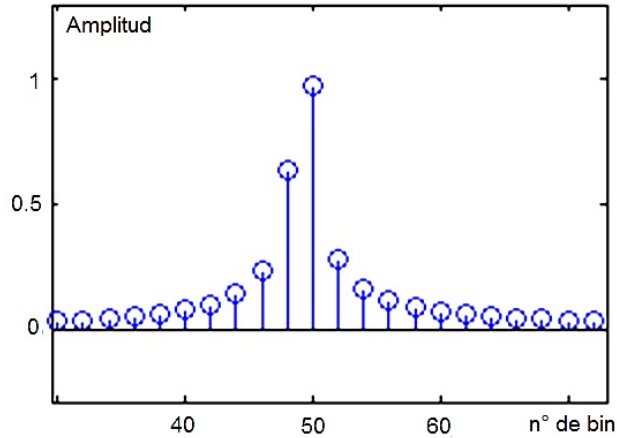


Figura 4.2: Spectral leakage

$$\int_{-\infty}^{+\infty} [x(t)]^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} |X(j\omega f)|^2 df \quad (4.5)$$

donde $X(j\omega)$ es la Transformada de Fourier compleja de $x(t)$ y $\omega = 2\pi f$.

En el caso ideal en que la señal digitalizada es exactamente periódica y de ancho de banda limitado, y la ventana de tiempo se sincroniza con el período de la señal, la ecuación 4.5 se realiza en forma práctica como:

$$\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [g(t_i)]^2} = \sqrt{\sum_{k=0}^{\frac{N}{2}} |C_k|^2} \quad (4.6)$$

Como se puede observar, la ecuación 4.6 establece que el valor eficaz calculado a partir de los componentes en el dominio de la frecuencia es igual al valor eficaz de la señal, en este caso obtenida a partir de muestreo y digitalización de la señal medida.

En las condiciones ideales ya definidas, el espectro de potencia calculado por DFT devuelve la potencia media de los componentes espectrales presentes en la señal medida en la ventana de tiempo definida. El espectro de potencia representa exactamente la potencia total de la señal, la potencia de las componentes en frecuencia individuales, y las frecuencias de estas componentes.

Para situaciones prácticas, existen las referidas condiciones ideales cuando todas las componentes de la señal medida son armónicas exactas de la frecuencia de red, puesto que el ancho de ventana elegido (200 ms) es múltiplo del período de red. Esto se garantiza además, gracias a los estrictos requisitos de sincronización

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

contenidos en la norma IEC 61400-4-7, en los que se especifica un máximo error de sincronización² de 0.03 % (300 ppm).

Por lo tanto, si la señal contiene solamente la fundamental y armónicas puras de ella, a los efectos prácticos la fuga espectral sería despreciable. Sin embargo, si la señal contiene inter-armónicas y/o las amplitudes de las armónicas varían (fluctuación de armónicas) el fenómeno de leakage está presente, y produce una pérdida de información sobre la distribución de la potencia en frecuencia, aunque la potencia total de la señal generalmente permanece representada con buena exactitud.

Las fluctuaciones de armónicas y las inter-armónicas están presentes en los sistemas de potencia, por lo cual la determinación del espectro usando solo DFT resulta inadecuada. Por ello la norma IEC 61400-4-7 propone el cálculo de armónicas e inter-armónicas en grupos y subgrupos utilizando un promedio y produciendo por tanto un efecto de suavizado. Se separa en dos casos: armónicas e inter-armónicas de baja frecuencia (hasta 2 kHz, armónica 40) y componentes de alta frecuencia (de 2 kHz en adelante y hasta 9 kHz).

4.1.2. Armónicas e inter-armónicas de baja frecuencia

Para armónicas se define el grupo de orden h como:

$$Y_{g,h}^2 = \frac{1}{2} * Y_{C,n*h-\frac{n}{2}}^2 + \sum_{k=-\frac{n}{2}-1}^{\frac{n}{2}-1} Y_{C,n*h+k}^2 + \frac{1}{2} * Y_{C,n*h-\frac{n}{2}}^2 \quad (4.7)$$

Dónde:

$Y_{C,j}$ es el valor eficaz de la componente en frecuencia asociada al componente espectral (bin) j de la DFT de la señal $y(t)$ (corriente o tensión).

n es el número de períodos de $y(t)$ abarcados por el registro (10 para sistemas de 50 Hz).

$N_B = n * h$, $h = 1, \dots, \frac{f_s}{2 * f_{red}}$ es el orden del componente espectral (número de bin).

Es decir, para cada armónica se utilizan 11 bins: el central correspondiente a la frecuencia de la armónica y los 5 circundantes a cada lado.

Para sistemas de 50 Hz, esta ecuación puede ser reescrita en términos de frecuencia (asociada a cada bin) como:

²El error se define cómo $E_{rr} = 100 * \frac{|N * t_s - T_w|}{T_w}$

4.1. Medidores de armónicas

$$Y_{g,h}^2 = \frac{1}{2} * Y_{C,50*h-25}^2 + \sum_{k=-4}^4 Y_{C,50*h+5*k}^2 + \frac{1}{2} * Y_{C,50*h+25}^2 \quad (4.8)$$

Siendo h el orden de la armónica.

El subgrupo de orden h se define como:

$$Y_{sg,h}^2 = \sum_{k=-1}^1 Y_{C,n*h+k}^2 \quad (4.9)$$

La cual para sistemas de 50 Hz y en términos de frecuencia se transforma en:

$$Y_{sg,h}^2 = \sum_{k=-1}^1 Y_{C,50*h+5*k}^2 \quad (4.10)$$

Como se puede ver en el subgrupo se utilizan para el cálculo 3 bins: el central correspondiente a la frecuencia de la armónica y los dos circundantes (uno a cada lado).

Una inter-armónica es una componente del espectro cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia de la fundamental y que a su vez se encuentra entre dos armónicas³. En la realización práctica del espectro usando la DFT y en sistemas de 50 Hz como el de Uruguay, las inter-armónicas corresponderían a aquellos bins que no son múltiplos de 10, ya que el bin $10 * h$ corresponde a la armónica h. Como las inter-armónicas suelen variar en amplitud y también en frecuencia, la norma IEC 61000-4-7 propone realizar el cálculo en grupos de inter-armónicas, asignando a la frecuencia del grupo el promedio de las frecuencias armónicas entre las que se encuentra el grupo. Así, para sistemas de 50 Hz las inter-armónicas serán: 75, 125, 175, ..., $25 * (2h + 1)$ con $h = 2, \dots, 39$. La fórmula propuesta es la siguiente:

$$Y_{ig,h}^2 = \sum_{k=1}^{n-1} Y_{C,n*h+k}^2 \quad (4.11)$$

Dónde $Y_{ig,h}$ denota el valor eficaz correspondiente grupo de inter-armónicas h. Para el caso de sistemas de 50 Hz, la ecuación anterior se transforma en:

$$Y_{ig,h}^2 = \sum_{k=1}^9 Y_{C,50*h+5*k}^2 \quad (4.12)$$

³Las componentes que no siendo múltiplo entero de la frecuencia de red tienen frecuencia por debajo de la de fundamental se denominan comúnmente sub-armónicas.

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

Así por ejemplo, la inter-armónica del grupo 5 correspondería a la frecuencia $f=275$ Hz y se utilizan los bins correspondientes a las 9 frecuencias (resolución 5 Hz) comprendidas entre 250 Hz ($h=5$) y 300 Hz ($h=6$).

Para reducir el efecto de la fluctuación de amplitud y fase de las armónicas en el grupo de inter-armónicas, la norma propone quitar los extremos, por lo que la ecuación 4.11 se transforma en:

$$Y_{isg,h}^2 = \sum_{k=2}^{n-2} Y_{C,n*h+k}^2 \quad (4.13)$$

Se calculan de esta manera los llamados subgrupos centrados de inter-armónicas. En términos de frecuencia y para sistemas de 50 Hz la fórmula es la siguiente:

$$Y_{isg,h}^2 = \sum_{k=2}^8 Y_{C,50*h+5*k}^2 \quad (4.14)$$

Las frecuencias de los grupos centrados de inter-armónicas corresponden a las mismas que las de los respectivos grupos de inter-armónicas.

La bondad de la incorporación de los grupos y subgrupos de armónicas e inter-armónicas en las mediciones, es evaluada en la norma IEC 61000-4-7 mediante algunos ejemplos, en los que se muestra para ondas simuladas la reducción del error cuando se usan grupos y subgrupos, llegando a valores del orden de 20 % en la disminución.

4.1.3. Componentes de alta frecuencia

Para componentes de frecuencia más allá de los 2 kHz y hasta los 9 kHz inclusive la norma propone el cálculo según el siguiente agrupamiento:

$$Y_{B,b} = \sqrt{\sum_{f=b-95Hz}^{b+100Hz} Y_{Cf}^2} \quad (4.15)$$

Se agrupa entonces en bandas de 200 Hz (recordar que la resolución es 5 Hz) comenzando en el centro de banda b inmediatamente superior al rango de armónicas (encima de los 2 kHz). Los centros de banda serán entonces para sistemas de 50 Hz como el de Uruguay: $b = 2,1 + k * 0,2$ [kHz] con $k = 1, 2, \dots, 34$ que serían las componentes de frecuencia informadas en la medida.

Vale la pena destacar que cuando el rango de las armónicas termina en la 50^{ava}, se especifica que la ecuación 4.15 sería válida para b mayor o igual a 2.5 kHz. Por

4.1. Medidores de armónicas

supuesto que la frecuencia de muestreo debe ser tal, que permita alcanzar a medir señales de 9 kHz, y también la ventana deberá ser rectangular con ancho 10 (50 Hz) o 12 (60 Hz) períodos de red.

4.1.4. Parámetros calculados a partir de grupo y subgrupo de armónicas

Se define la Distorsión Armónica Total para grupo y subgrupo de armónicas de la siguiente manera en forma respectiva:

Group Total Harmonic Distortion (THDG):

$$THDG_Y = \sum_{h=h_{min}}^{h_{max}} \left(\frac{Y_{g,h}}{Y_{g,1}} \right)^2, \text{ donde } h_{min} \geq 2 \quad (4.16)$$

Usualmente $h_{min} = 2$ y $h_{max} = 50$, dependiendo de la norma utilizada para cumplimiento de límites de emisión.

Subgroup Total Harmonic Distortion (THDS):

$$THDS_Y = \sqrt{\sum_{h=h_{min}}^{h_{max}} \left(\frac{Y_{sg,h}}{Y_{sg,1}} \right)^2}, \text{ donde } h_{min} \geq 2 \quad (4.17)$$

Usualmente $h_{min} = 2$ y $h_{max} = 50$, dependiendo de la norma utilizada para cumplimiento de límites de emisión.

4.1.5. Medidores de armónicas según IEC 61000-4-30

La norma IEC 61000-4-30 [15] define los métodos de medición e interpretación de resultados para los parámetros de Calidad de Energía en general, y para las armónicas en particular. Completa las especificaciones dadas en la norma IEC 61400-4-7 y junto a ella determinan el "medidor normalizado".^{en} cuanto a armónicas se refiere.

Especifica tres clases de métodos de medición (A, S y B):

Clase A: Es la más exigente. Definida para mediciones de alta precisión que se requieren en situaciones contractuales, que implican por ejemplo, resolución de disputas o determinación de cumplimiento de estándares.

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

Clase S: Es un poco menos exigente que la A. Está especificada para estudios estadísticos como por ejemplo campañas para determinación del nivel de cumplimiento general de estándares de Calidad de Energía, posiblemente de un número reducido de parámetros. Si bien utiliza las mismas ventanas de tiempo para la agregación en la medición que la clase A, el fabricante puede elegir los tiempos de agregación y tiene menos exigencia en cuanto a sincronización de las ventanas de muestro y a la exactitud de las mediciones. La razón de ser de esta clase es disponer de métodos y equipamientos de medida más económicos en aplicaciones que no requieren tan alta precisión.

Finalmente, la clase B se definió para evitar hacer obsoletos instrumentos presentes en el mercado que no son clase A ni S, al momento de emisión de la norma. Por tanto, no se la recomienda para nuevos diseños y probable sea quitada en próximas ediciones.

El medidor normalizado tiene por alcance la medición de armónicas en redes eléctricas en general, y pruebas de emisión o susceptibilidad de dispositivos, equipos o sistemas.

El diagrama de bloques del medidor normalizado es el siguiente:

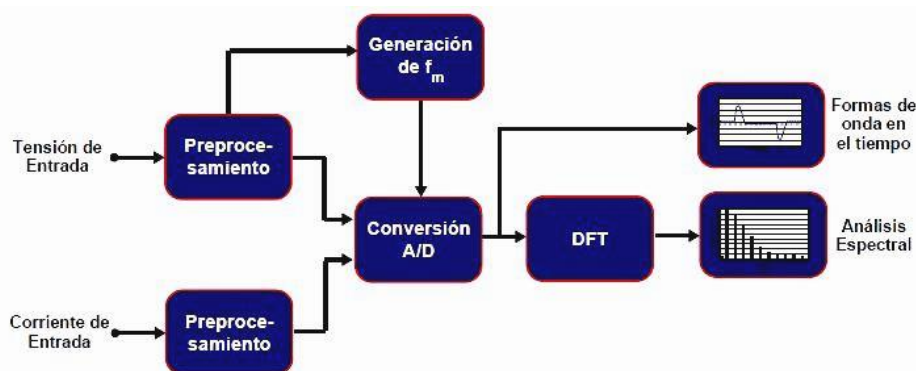


Figura 4.3: Diagrama de bloques del medidor de armónicas normalizado

Donde con f_m se denota la frecuencia de muestreo (f_s).

Es importante destacar que el bloque "Análisis Espectral" puede incluir (en caso de instrumentos clase A), además del despliegue en pantalla de los resultados, otras funcionalidades como el agrupamiento de armónicas e inter-armónicas.

De aquí en adelante y en lo que resta de la sección, centraremos nuestra atención en medidores Clase A, por ser la clase del instrumento usado para recabar las medidas en la presente tesis y el usado en la amplia mayoría de los estudios académicos relativos a armónicas.

4.1. Medidores de armónicas

En cuanto a la exactitud, se establece para los medidores clase A que debe ser la correspondiente a clase I según IEC 61000-4-7. Allí se establece lo indicado en la Tabla 4.1, donde U_m e I_m son respectivamente los valores de tensión y corrientes medidos, y U_N e I_N son respectivamente los rangos nominales de entrada del instrumento.

Clase	Medición	Condiciones	Error Máximo admitido
I	Tensión	$U_m \geq 1 \% U_N$	5 % U_m
		$U_m < 1 \% U_N$	0,05 % U_N
	Corriente	$I_m \geq 1 \% I_N$	5 % I_m
		$I_m < 1 \% I_N$	0,05 % I_N
II	Tensión	$U_m \geq 1 \% U_N$	5 % U_m
		$U_m < 1 \% U_N$	0,15 % U_N
	Corriente	$I_m \geq 1 \% I_N$	5 % I_m
		$I_m < 1 \% I_N$	0,5 % I_N

Tabla 4.1: Exactitud de medidores según IEC 61400-4-7

Respecto a la modalidad de registro, se basa en el muestreo en las ventanas de 10 ciclos (50 Hz) o 12 ciclos (60 Hz) definidas en IEC 61000-4-21 y el período de agregación puede ser: 150 ciclos (50 Hz) o 180 ciclos (60 Hz), 10 minutos o 2 horas. Se debe disponer de un "Real Time Clock" para sincronizar cada 10 minutos los intervalos de tiempo de 10/12 ciclos y 150/180 ciclos, para el cual se especifica una exactitud respecto al UTC ("Coordinated Universal Time") y criterios para disposición de datos solapados luego de la sincronización.

De esta manera por ejemplo, dentro de cada período de observación de 10 minutos, se tendrá una gran cantidad de ventanas de muestreo. Cada una de ellas arrojará un valor "instantáneo" para cada una de las armónicas e inter-armónicas. Los equipos normalmente brindan los valores mínimos, máximos y medios de cada período de 10 minutos, los cuales se calculan a partir de la ventana con menor valor, la ventana de mayor valor y el valor promedio de todas las ventanas respectivamente.

Los estándares que limitan las emisiones típicamente refieren a períodos de observación 10 minutos, aunque en algunas aplicaciones puede ser necesario utilizar períodos de agregación menores, lo cual es previsto en la IEC 61000-4-30. Por otra parte, también es usual considerar como valor de referencia el valor promedio en 10 minutos, pero en ocasiones puede ser útil conocer el máximo valor que la magnitud ha alcanzado.

Con respecto a la forma en la que son calculados los valores en cada ventana de

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

10/12 ciclos, para el caso de armónicas se especifica que se debe utilizar subgrupos de armónicas para las tensiones ($U_{sg,h}$) y las corrientes ($I_{sg,h}$) según lo definido en la ecuación 4.10. Se debe informar hasta la armónica $h=50$.

La distorsión armónica total informada es la THDS definida por la ecuación 4.17 tanto para la corriente como para la tensión, considerando $h_{min} = 2$ y $h_{max} = 50$.

En lo que respecta a inter-armónicas, se especifica que se debe informar los subgrupos de inter-armónicas de tensión ($U_{isg,h}$) y corriente ($I_{isg,h}$) definidos según la ecuación 4.14 hasta el orden de la 50ava armónica.

Tanto para armónicas como para inter-armónicas se indica que si una subten-sión (dip) o sobretensión (swell) ocurre durante uno de los 10/12 ciclos los datos deben ser debidamente marcados.

4.2. Medidores de flicker

A continuación se muestra un diagrama de bloques del medidor de flicker (“flickermeter”, “flickerímetro”) normalizado según IEC 61000-4-15 [20]:

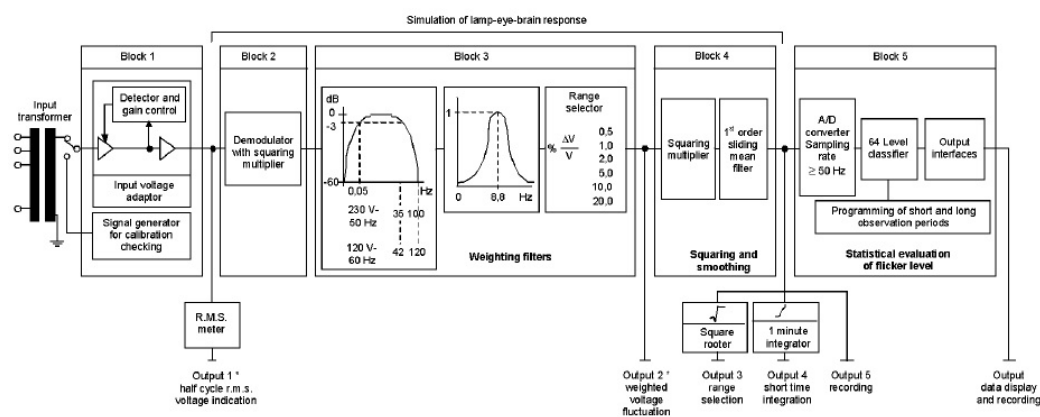


Figura 4.4: Diagrama funcional del medidor de flicker IEC

Posterior a una etapa de acondicionamiento (bloque 1) se puede dividir el flickerímetro en dos partes. La primera se encarga de simular la respuesta de la lámpara, el ojo y el cerebro (bloques 2, 3 y 4). La segunda se encarga del análisis estadístico de la señal de flicker obtenida de la primera parte del equipo (bloque 5).

Bloque 1: Adaptador de tensión de entrada

Previo a este bloque hay un transformador de entrada, cuya función es proveer de aislamiento galvánico al equipo y adaptar la señal de entrada al instrumento al

4.2. Medidores de flicker

nivel de trabajo de los circuitos del mismo. La tensión nominal de entrada va desde 55 a 415V a la frecuencia de red.

La función principal del adaptador de tensión de entrada es proveer al bloque 2 un valor normalizado de tensión eficaz, ya que para el cálculo del flicker solo interesa el cambio relativo $\frac{dv}{v}$ expresado en por unidad del valor rms promedio de tensión en 60 segundos. La funcionalidad es dada por un circuito de control automático de ganancia con pasos de 10% a 90% y con respuesta característica 1 minuto. Así de esta manera por ejemplo, las mediciones de flicker pueden hacerse con independencia del nivel de la portadora y se pueden expresar como un porcentaje. Es decir, una fluctuación de 1% en 240V dará la misma salida que una fluctuación de 1% en 200V. También en el bloque 1 se encuentra un generador de señales para ser usado en la calibración del equipo.

Bloque 2: Demodulador cuadrático

Este bloque recupera las fluctuaciones de tensión mediante la operación matemática de elevación al cuadrado.

Si la señal de salida del bloque 1 es una senoide u de frecuencia fundamental ω (frecuencia de red) modulada por una senoide de amplitud m y frecuencia Ω (dentro del rango de flicker):

$$u(t) = A \cdot \cos(\omega t) \cdot (1 + m \cdot \cos(\Omega t)) \quad (4.18)$$

Entonces la salida del bloque 2 será la siguiente:

$$u^2(t) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{m^2}{2}\right) + \frac{1}{2} \left(1 + \frac{m^2}{2}\right) \cos(2\omega t) + \frac{m^2}{8} \cos(2(\omega + \Omega)t) + \frac{m^2}{8} \cos(2(\omega - \Omega)t) + \frac{m}{2} \cos(2(\omega + \Omega)t) + \frac{m}{2} \cos(2(\omega - \Omega)t) + m \cos(\Omega t) + \frac{m^2}{4} \cos(2\Omega t)$$

Como se puede apreciar la salida del demodulador tienen una cantidad elevada de términos, de los cuales los que sirven son aquellos cuyas frecuencias se encuentran dentro del rango de frecuencias de flicker.

Bloque 3: Filtro de pesado

Está compuesto por dos filtros:

- El primero es un filtro pasabandas que elimina el componente de continua y las componentes de frecuencia doble de la salida del demodulador cuadrático.
- El segundo es un filtro de pesado que simula la respuesta en frecuencia a fluctuaciones de tensión sinusoidales de lámparas de filamento incandescente (230V - 60W) combinada con el sistema visual humano.

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

La señal de salida del filtro pasabandas es:

$$u_s(t) = m \cdot \cos(\Omega t) + \frac{m^2}{4} \cdot \cos(2\Omega t) \quad (4.19)$$

Como se puede apreciar, aún para modulación sinusoidal pura, la señal demodulada posee una componente adicional del doble de la frecuencia de interés. Esto introduce un error pero su magnitud es pequeña, dado que este es proporcional al cuadrado de la amplitud de la señal modulante.

El filtro de pesado viene dado por la siguiente expresión:

$$F(s) = \frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega_1^2} \cdot \frac{1 + \frac{s}{\omega_2}}{\left(1 + \frac{s}{\omega_3}\right) \cdot \left(1 + \frac{s}{\omega_4}\right)} \quad (4.20)$$

A continuación se presentan los valores de los parámetros de la transferencia $F(s)$ para una lámpara de 230V-60W-50Hz (para una lámpara de 120V-60W-60Hz los valores son ligeramente diferentes).

Parámetro	valor
k	1,74802
λ	$2\pi * 4,05981$
ω_1	$2\pi * 9,15494$
ω_2	$2\pi * 2,27979$
ω_3	$2\pi * 1,22535$
ω_4	$2\pi * 21,9$

Tabla 4.2: Parámetros de filtro ponderado. Caso lámpara 230V - 60W

Es importante notar que en la figura 4.5 donde se muestra el diagrama de Bode del filtro de pesado, el máximo se da para $f = 8,8Hz$.

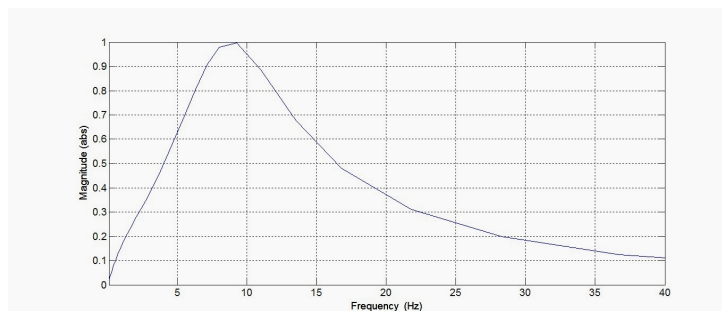


Figura 4.5: Diagrama de bode del filtro de pesado

Bloque 4: Multiplicador cuadrático y suavizado

Está compuesto por un multiplicador cuadrático y un filtro pasabajos de primer orden. Este filtro simula el efecto de almacenamiento de la imagen en el cerebro y su constante de tiempo es $\tau = 300ms$.

Siendo la señal de entrada al bloque 1 dada por la ecuación 4.18, a la entrada del filtro de pesado se tiene:

$$m(t) = m \cdot \cos(\Omega t) = m \cdot \cos(2\pi f_M t) \quad (4.21)$$

El filtro de pesado modifica la amplitud y la fase de la fluctuación de tensión. Esta modificación es función de la frecuencia f_M con lo cual, a la salida del filtro de pesado tendremos:

$$m_1(t) = m \cdot |F(f_M)| \cdot \cos(2\pi f_M t + \phi(f_M)) \quad (4.22)$$

Donde $|F(f_M)|$ y $\phi(f_M)$ son respectivamente módulo y fase de la transferencia 4.20.

Al elevar al cuadrado resulta:

$$[m_1(t)]^2 = \frac{1}{2} \cdot [mF(f_M)]^2 + \frac{1}{2} \cdot [mF(f_M)]^2 \cdot \cos(4\pi f_M t + 2\phi(f_M)) \quad (4.23)$$

El filtro pasabajos deja pasar el primer término de la ecuación 4.23 sin atenuación, mientras que atenúa la componente oscilante (cosinusoide). La atenuación de la componente oscilante está dada por:

$$F_{FPB} = \frac{1}{\sqrt{1 + \omega^2 \tau^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 16\pi^2 f_M^2 0,3^2}} \quad (4.24)$$

$\tau = 300ms$ es la constante de tiempo del filtro pasabajos. La salida del bloque 4 del flickerímetro es la sensación de flicker instantánea del llamado modelo Rashbass-Koenderink-van Doorn.

Para una fluctuación de tensión estacionaria, la sensación de flicker instantánea está dada por:

$$S(t) = \frac{1}{2} \cdot [m \cdot |F(f_M)|]^2 \quad (4.25)$$

El flicker instantáneo $S(t)$ tiene en cuenta la sensibilidad de la combinación lámpara-ojo-cerebro en cada frecuencia de la fluctuación de tensión.

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

Bloque 5: Analizador estadístico

El flicker instantáneo se procesa estadísticamente en este bloque y los resultados son el P_{st} (cada 10 minutos) y el P_{lt} cada dos horas.

La sensación de flicker instantáneo $S(t)$ y el P_{st} son conceptos diferentes.

Un valor unitario de flicker instantáneo $S(t)$ corresponde al umbral de perceptibilidad para el 50% de los observadores de una lámpara incandescente de 230V-60W. Por lo tanto, cuando $S(t)$ exceda el valor uno, más del 50% de los observadores notará flicker en la luz. Esto es interesante pero no sirve para caracterizar la molestia de flicker.

Un valor unitario de P_{st} corresponde a un nivel de flicker en el cual la mayoría de los observadores experimenta *molestia*. El P_{st} es calculado a partir de la función de distribución de probabilidades de flicker instantáneo en un intervalo de 10 minutos. LA expresión para el cálculo del P_{st} a partir del $S(t)$ es la siguiente:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (4.26)$$

Los percentiles $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} representan la sensación instantánea de flicker excedida por el 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo de medición respectivamente.

El período de medición normalizado y utilizado para fines de evaluación y control de cumplimiento de límites es de 10 minutos.

Es importante observar que la raíz cuadrada en la expresión del P_{st} de la ecuación 4.26 cancela la relación cuadrática existente entre la fluctuación de tensión y el flicker instantáneo. Por lo cual, el P_{st} resulta directamente proporcional a la magnitud de la fluctuación de tensión.

Para una mejor comprensión de la relación entre P_{st} y $S(t)$ se propone el siguiente ejemplo:

Supongamos que el valor de $S(t) = 4$ estuvo presente la mitad del tiempo en un intervalo de 10 minutos y la otra mitad del tiempo resulta $S(t) = 0$. En este caso, todos los percentiles de la ecuación 4.26 son iguales a 4 y por tanto el P_{st} resulta:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 * 4 + 0,0525 * 4 + 0,0657 * 4 + 0,28 * 4 + 0,08 * 4} = 1,43$$

Por su parte, si en 2 horas de medición el P_{st} de los primeros diez minutos fue 1,43 y el resto del tiempo cero, el P_{lt} vale:

4.3. Transductores de tensión y corriente

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{1,43^3 + 0^3 + \dots + 0^3}{12}} = 0,625$$

Es importante mencionar que el bloque 5 digitaliza la señal con un convertor A/D de al menos 6 bits de resolución, lo cual corresponde a 64 clases. A partir del tiempo de permanencia en cada clase (ver figura 4.6) se construye la función de probabilidad acumulada y se calculan los percentiles. La frecuencia de muestreo mínima es de 50 samples/seg lo cual corresponde a 30000 puntos en 10 minutos.

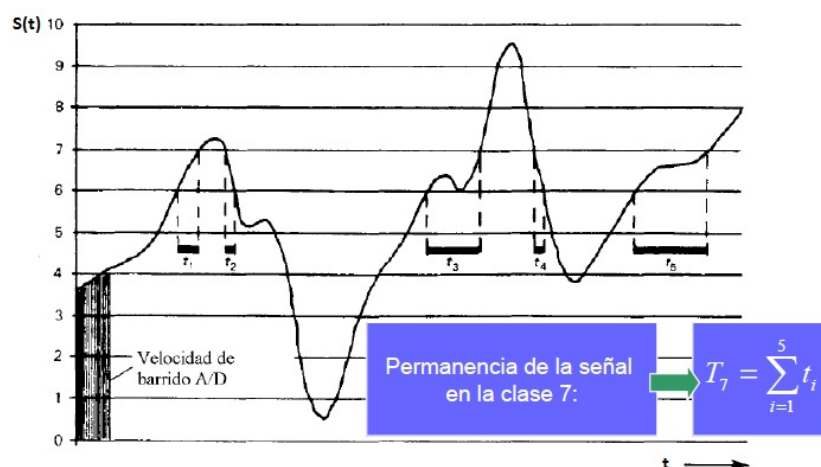


Figura 4.6: Diagrama funcional del medidor de flicker IEC

Para finalizar, es de destacar que el flickerímetro es un instrumento diseñado básicamente para medir bien cerca del P_{st} unitario. Pues es solo para este punto que se realizan verificaciones de la exactitud (5 % o mejor), mediante modulaciones rectangulares detalladas en la Tabla 5 de [20]. Siendo que el rango de medición para P_{st} en un instrumento clase A según [16] es 0.20 a 10.

4.3. Transductores de tensión y corriente

En nuestro país, en los puntos de acoplamiento común (PACs) de parques eólicos las tensiones típicamente son 31.5 kV o 150 kV y las corrientes pueden ir desde algunas decenas de Amperes a algunas centenas de Amperes dependiendo de la potencia instalada en el parque. Por lo cual, para realizar campañas de mediciones, es necesario el uso de transductores (transformadores) para adecuar las corrientes y tensiones a medir a los ratings de entrada de los instrumentos de medida (algunos cientos de voltios y unos pocos Amperes). Estos transductores se intercalan en el circuito de medida y por lo general están instalados de manera permanente en los PACs. Resulta entonces muy importante conocer el desempeño de estos transformadores en las mediciones de armónicas y flicker para tener una idea de los eventuales errores en los que se puede incurrir en una campaña de medición.

Capítulo 4. Mediciones de Armónicas y Flicker

En lo que sigue, se dejará de lado el análisis de los transductores de corriente (pinzas de efecto Hall y sondas Rogowski) propios de los equipo de medida de armónicas y flicker normalizados (según IEC 61000-4-30) comunmente utilizados. Las razones para ello son que por un lado cada uno de estos sensores tiene, en su rango de aplicación, desempeño satisfactorio para el rango de frecuencias requerido (0 a 2.5 kHz) [31] y por otro, los fabricantes de equipos de medida han optimizado sus prestaciones para mediciones de parámetros de calidad de energía y, por lo general, se brindan especificaciones detalladas que permiten cumplir además, los requisitos de exactitud de la norma IEC 61000-4-30.

4.3.1. Transformadores de corriente

Para realizar mediciones de armónicas, los transformadores de corriente (TIs) deben tener una adecuada respuesta en frecuencia en la banda de frecuencia de interés (0 a 2.5 kHz), esperando una transferencia como la que se muestra en la figura 4.7.

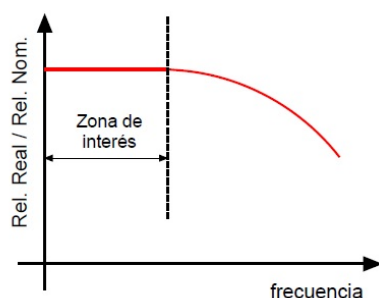


Figura 4.7: Respuesta en frecuencia deseable para los transformadores de corriente

En donde en el eje de ordenadas se muestra el cociente entre la relación de transformación medida en un ensayo de respuesta en frecuencia y la relación de transformación nominal a 50 Hz.

En nuestro país no se solicitan ensayos de respuesta en frecuencia para los TIs en los puestos de conexión y medida, y por tanto generalmente no es fácil obtener información detallada de la transferencia para transformadores específicos (resultados de ensayo de rutina o recepción). Si se puede acceder a información general de parte del fabricante para el modelo de transformador en cuestión, o a referencias de la literatura sobre el comportamiento en frecuencia del tipo de transformador empleado. Para el caso concreto de los TIs, autores de reconocido prestigio en temas de calidad de energía como Arrillaga & Watson [36], expresan que para el tipo habitualmente usado en sistemas de potencia (bobinados en núcleo de material ferromagnético inmersos en un medio aislante) tienen exactitud menor al 3% en el rango 0 a 10 kHz, por lo cual, hasta la armónica 50 (2.5 kHz), se está dentro de los rangos admisibles previstos en la IEC 61000-4-7 [19]. Este mismo autor menciona además, en [36] algunas recomendaciones prácticas a la hora de utilizar estos TIs para medición de armónicas, las cuales se resumen a continuación:

4.3. Transductores de tensión y corriente

- Si se dispone de varios secundarios usar el de relación de transformación más elevada. En las relaciones de transformación más elevadas se registran las menores corrientes de magnetización y por tanto se tiene una mejor exactitud.
- La carga debe ser de impedancia lo más baja posible para reducir la tensión en el secundario y por consiguiente la corriente de magnetización.
- El factor de potencia de la carga debe ser lo más alto posible, para prevenir que el valor de la impedancia crezca con la frecuencia y se obtengan errores mayores por incremento de la corriente de magnetización (respecto a la corriente secundaria).
- Siempre que sea posible, usar el secundario en cortocircuito y una pinza de corriente con buena precisión (a fin de asegurarse que se está en cumplimiento de lo establecido en la IEC 61000-4-7).

4.3.2. Transformadores de tensión

Con los transformadores de tensión (TVs) sucede algo similar a los transformadores de corriente, y es deseable que el comportamiento en el rango de frecuencias de interés sea como el de la figura 4.7. También, al igual que los TIs, en nuestro país tampoco se solicitan ensayos de respuesta en frecuencia para los TVs. Pero, existe una diferencia que es la siguiente:

La literatura especializada sugiere que el comportamiento de los TVs no es tan bueno en el rango de frecuencias de interés (0 a 2.5 kHz) y el desempeño depende del tipo de TV que se utilice. A continuación, se presenta una breve descripción de las prestaciones para los tipos usuales de TVs en Sistemas de Potencia, siguiendo a Arrillaga & Watson [36].

- Transformadores convencionales o “magnéticos” (bobinados en núcleo de material ferromagnético): a niveles relativamente bajos de tensión primaria (menos de 11 kV) se desempeñan sin mayores inconvenientes respecto a la exactitud a 50 Hz, manejándose valores de 3% (dependiendo obviamente del estado de carga del TV) hasta frecuencias del orden de 5 kHz. Para valores mayores de tensión, suelen ocurrir resonancias a frecuencias más bajas (entre los 500 Hz y 1kHz), como se muestra en la figura 4.8, donde se presentan transferencias para 400 kV (trazo lleno), 200 kV (-.-.) y 20kV (- - -). Estas resonancias se producen por la interacción entre las capacidades internas e inductancias del equipo, parámetros estos que responden al tipo constructivo y el nivel de aislación. Así, cada transformador en particular, tendrá su propia respuesta en frecuencia, que puede ser muy diferente a otro transformador incluso del mismo tipo.

Como regla general, se considera que para medidas de tensiones con este tipo de transformadores, no se obtienen medidas dentro de la exactitud requerida más allá de la armónica 5ta (250 Hz).

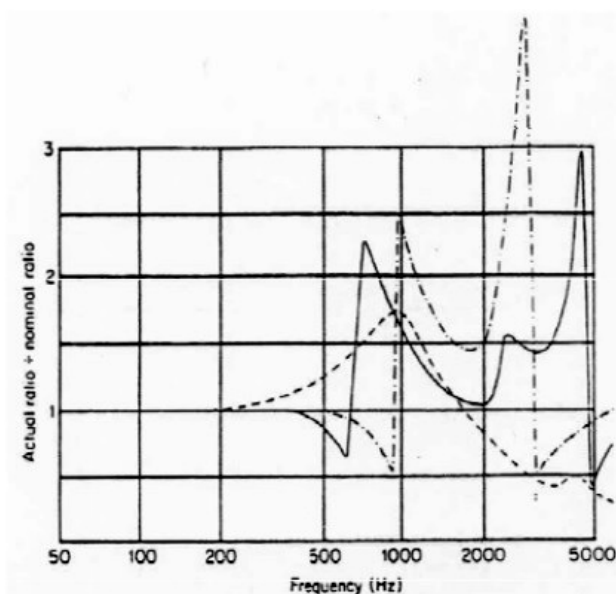


Figura 4.8: Ejemplos de respuesta en frecuencia de transformadores de tensión. Gentileza IITREE - Universidad Nacional de La Plata

- Transformadores capacitivos: Su configuración típica es la que se muestra en la figura 4.9. Como se puede ver allí, consta de un divisor capacitivo conectado a un transformador convencional (magnético). Esta combinación permite que los requerimientos sobre los niveles de aislación del transformador magnético sean menores y por eso se utilizan a niveles de transmisión. Sin embargo, desde el punto de vista de la respuesta en frecuencia, la combinación no resulta en una mejora. Por el contrario, es común asumir que estos transformadores no son adecuados para las medidas de armónicas, en la medida que presentan resonancias tan bajas como 200 Hz o incluso menos.

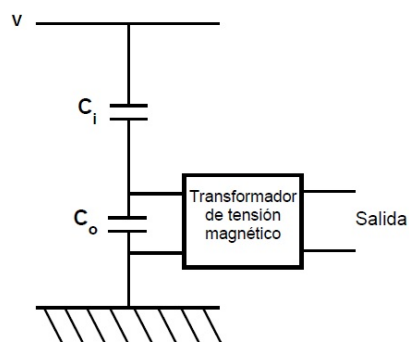


Figura 4.9: Esquema simplificado de un transformador capacitivo

Cabe mencionar además, que es posible hacer uso de divisores capacitivos. Estos, pueden usarse con buen desempeño (en cuanto exactitud) en medición de

4.3. Transductores de tensión y corriente

armónicas, pero presentan algunos inconvenientes como el fenómeno de "ringing" que los hace particularmente susceptibles a problemas con transitorios impulsivos. Por esta razón, no son comunes en sistema de potencia (los que se utilizan requieren cuidado y equipamiento adicional) y en particular, no se utilizan en los PACs de Uruguay. Por lo cual, su mención, es simplemente a título informativo.

Finalmente, hay que destacar que en las mediciones de indicadores de severidad de flicker (Pst y Plt) que se obtienen a través del procesamiento de señales de tensión de la red, se trabaja a frecuencia industrial con eventual modulación en amplitud en el rango de algunos pocos Hz a algunas decenas de Hz, por lo cual el comportamiento de los TVs en cuanto a su exactitud es aproximadamente el mismo que a 50 Hz, siendo entonces adecuados para la aplicación.

Capítulo 5

Emisiones en Parques Eólicos

5.1. Introducción

Se presenta aquí una descripción de los principales modelos recogidos en la literatura para la agregación de armónicas y flicker en el PAC de un parque eólico.

Para el caso de flicker se considera solamente el modelo propuesto por la norma IEC 61400-21. Esto es así porque en la revisión bibliográfica realizada, no se encontró evidencia de desempeño inadecuado de las estimaciones propuestas por la norma, lo cual fue luego confirmado en el presente trabajo con mediciones de campo. Por el contrario, existen estudios como por ejemplo el de *Barahona et. al.* [8] que señalan que la norma es conservadora respecto a mediciones de campo como es de esperar. De hecho actualmente la norma está en revisión¹ pues en el tiempo en que se escribió la versión vigente existía una participación importante en el mercado mundial de turbinas de velocidad fija, pero actualmente en la mayoría de los países del mundo hay instaladas máquinas de velocidad variable, las cuales debido a la incorporación de electrónica de potencia producen pocas fluctuaciones de potencia [28] y por tanto poca emisión de flicker. Se estima que la nueva versión de la norma simplificará la evaluación estadística de los coeficientes de flicker utilizada actualmente (detallada en la sección 3.2.1), quitando las mediciones de viento e incorporando en su lugar bins de potencia activa (similar al caso de armónicas).

Por otra parte, como se expresó en 3.1, actualmente con el advenimiento de nuevas tecnologías en la iluminación (LFCs y LEDs) el flicker como parámetro de calidad de producto técnico está siendo cuestionado.

La situación en el caso de armónicas es diferente. Se consideran tres modelos:

Por un lado está el que en el contexto del presente trabajo llamaremos “modelo A” que utiliza solamente los lineamientos de la norma IEC 61400-21. Este modelo (usado como referencia), como se verá, no considera la topología de la red eléctrica

¹Se espera que la nueva versión sea publicada en 2017

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

interna del parque o mejor dicho la asume de una determinada manera. Pero sí considera la variación en el tiempo de las armónicas en amplitud y en fase.

Por otro lado está el modelo que en el contexto de este trabajo llamaremos “modelo B”, que se basa en la consideración del detalle de la red interna del parque. La agregación final de emisiones en el PAC puede hacerse siguiendo los lineamientos de la IEC 61400-21 o no. Las consideraciones específicas para la realización del modelado de la red interna (como por ejemplo las correcciones de los valores de los componentes según la frecuencia) y las diferentes metodologías de agregación en el PAC dan lugar a diferentes variantes del modelo B.

Finalmente se estudia un “modelo C”, el cual solo considera el efecto de la variación en el tiempo de las armónicas en amplitud y en fase. Este último modelo fue incluido por la siguiente razón:

Al comenzar este trabajo, se tenía la sospecha de que para el caso de parques eólicos, la evolución temporal de las armónicas tenía un comportamiento muy diferente al de las cargas perturbadoras clásicas presentes en Sistemas Eléctricos de Potencia, principalmente por la aleatoriedad del viento y su impacto en la generación de potencia. Dado que la fórmula propuesta para la agregación en el modelo A proviene de IEC/TR 61000-3-6 (la cual es genérica para cargas distorsionantes), y teniendo en cuenta que en algún trabajo como por ejemplo el de *Medeiros et al.* [29] se han reportado diferencias importantes entre los resultados de mediciones de campo y las predicciones del modelo A, se pretendía evaluar en que medida la norma contemplaba esa variación temporal de las armónicas, a través de la comparación del desempeño de sus predicciones con la de algún modelo que incluyera en detalle las principales bases teóricas de este fenómeno.

Al inicio, el camino seguido fue partir de la distribución de la velocidad de viento en el sitio del parque para obtener a partir de allí las potencias, y luego a través de los datos de ensayo normalizados de emisión individual de aerogeneradores obtener la emisión de armónicas. Es importante destacar en este punto, que el ensayo normalizado IEC 61400-21 para emisión de armónicas individuales de aerogeneradores brinda para cada armónica h ($h = 2, 3, \dots, 50$) la distorsión (en por ciento de la corriente nominal de la máquina, valor diezminutal) para 11 bins de potencia (0% al 100% en pasos de 10%). Con lo cual, teniendo la distribución temporal de potencias para cada máquina en condiciones normalizadas (período de al menos una semana y valores diezminutales) se podría predecir la generación de armónicas en el parque. Sin embargo, tras una revisión teórica del tema y el procesamiento de datos de potencia individual de máquinas para los parques Caracoles I y II de UTE (5 años de medidas) y Florida I de Polesine (3 semanas de medidas), fue confirmada la dificultad de predicción de una distribución de potencias de manera genérica (sin hacer intervenir la rosa de vientos del lugar y el layout del parque bajo estudio por ejemplo). Además, por la resolución de 10% impuesta a los resultados de potencia en el ensayo normalizado de las máquinas

(único dato confiable de emisión armónica individual del que se parte dado un modelo específico de máquina), cualquier esfuerzo mayor tendiente a mejorar la exactitud en la predicción de potencias no se reflejaría en igual medida una mejora en la exactitud en la predicción de emisiones armónicas por efecto de redondeo al bin de potencia más cercano.

Finalmente, para la implementación del modelo C el camino elegido fue basarse en el trabajo de *Tentzerakis y Papathanassiou* [34] sobre características generales de distribución de armónicas en aerogeneradores individuales. A este trabajo se arribó por cita de un trabajo recientemente publicado por *Math Bollen*² [10]. Bollen, utilizando un modelo B y resultados de mediciones de campo concluye en su trabajo algo similar a lo que se concluye en la presente tesis. Sin embargo, los detalles de la metodología empleada son diferentes a los del modelo B que se usa en el presente trabajo, fundamentalmente porque en esta Tesis se dio prioridad a hacer uso de los datos de ensayo normalizados de las máquinas como input para los modelos.

Un análisis general del problema de estimar la emisión total de armónicas en el PAC de un parque eólico, lleva a considerar al menos los siguientes factores:

1. La emisión individual del modelo de máquina que se pretende instalar. Es decir, el espectro en frecuencia de las emisiones individuales. Aquí se puede usar información bibliográfica o datos de ensayo normalizado. En el presente trabajo se optó por la última alternativa.
2. El efecto de agregación entre las máquinas.
3. La amplificación por resonancias en el PAC.

El modelo A considera únicamente los factores 1 y 2. El modelo B considera todos los factores y el modelo C considera los factores 1 y 2 pero de manera en principio diferente al modelo A. Por lo tanto, el uso de los tres modelos y su comparación con los resultados de mediciones de campo para un parque en concreto, permitió para el caso de estimación de emisión de armónicas en el PAC:

- Comprender la influencia de la topología interna de la red del parque por comparación de las predicciones del modelo B y las de los modelos A y C con los resultados de las mediciones de campo.
- Comprender de mejor manera las hipótesis que subyacen a la fórmula para agregación de armónicas propuesta en IEC 61400-21 por comparación entre las estimaciones de los modelos A y C.

²Autor de los libros “Understanding Power Quality Problems. Voltage Sags and Interruptions” ISBN: 0-7803-4713-7 y “Signal Processing of Power Quality Disturbances” ISBN: 13-978-0-471-73168-9.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

- Evaluar el desempeño, al menos en un caso, de la norma IEC 61400-21 por comparación entre las predicciones del modelo A con los resultados de las mediciones de campo. En particular, permitió contrastar la hipótesis prevista a priori de resultado más conservador para las estimaciones de acuerdo a norma.

5.2. Modelo para emisión de Flicker en el PAC

A continuación se presenta un resumen de la metodología para estimación de los índices de severidad de flicker (P_{st} y P_{lt}) en el PAC de un parque eólico previo a su conexión, a partir de la información de emisión individual del modelo de máquina que se pretende instalar, de la cantidad de máquinas y las características de la red a la que se pretende conectar el parque.

Como se mencionó en el Capítulo 3, el estudio de emisión de flicker de una turbina eólica depende del tipo de operación a la que está sometida y por ello la norma distingue dos casos claros de funcionamiento: operación continua y operación de conmutación.

La *operación continua* refiere a un funcionamiento normal de la turbina excluyendo puesta en marcha o apagado de la misma. Por otra parte la *operación de conmutación* hace referencia a la puesta en marcha o conmutación entre generadores o bobinados de una misma máquina.

Veremos como la norma sugiere realizar los cálculos de emisión para cada uno de estos casos.

Operación Continua

Antes de pasar al detalle de las fórmulas propuestas, conviene repasar al procedimiento utilizado por la norma, el cual se presenta de forma gráfica en la figura 5.1.

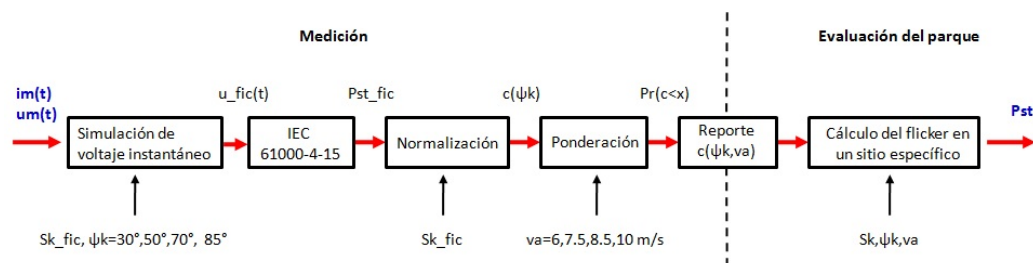


Figura 5.1: Procedimiento de evaluación de flicker de acuerdo a [16]

Haciendo referencia a la figura 5.1, previo a la etapa que estamos analizando

5.2. Modelo para emisión de Flicker en el PAC

(Evaluación del parque) existe la etapa de Medición, cuyo resultado es un informe normalizado con los coeficientes de flicker $c(\Psi_k, v_a)$. Estos coeficientes son obtenidos como se explica en el Capítulo 3, a partir del registro de corriente y tensión de un aerogenerador, que son el insumo para la simulación de la fluctuación de tensión provocada por la turbina en el PAC de una red ficticia. A la tensión ficticia ($u_{fic}(t)$) se le mide el P_{st} mediante un flickermeter normalizado IEC 61000-4-15, y luego los resultados se normalizan para la potencia de cortocircuito de la red ficticia. Finalmente los resultados se ponderan estadísticamente para distintas distribuciones de velocidad de viento, obteniendo la matriz de coeficientes de flicker dependientes de las velocidades medias de viento (v_a) y del ángulo de impedancia de red (Ψ_k).

Lo que se pretende en esta etapa es pasar de la red ficticia a la red en la que efectivamente se instalará la máquina y eventualmente si es más de una máquina, contemplar el efecto de agregación. El modelado de este efecto se basa en la llamada "ley de adición" propuesta en [18], que expresa que si se tienen n fuentes de flicker caracterizadas por sus índices de severidad P_{st_i} y estas se combinan en una barra, el P_{st} total viene dado por la siguiente expresión:

$$P_{st_{tot}} = \alpha \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{st_i}^\alpha} \quad (5.1)$$

Donde α fue elegido específicamente para el caso de generadores eólicos.

En esta etapa tiene en cuenta además el viento, a través de la incorporación de la velocidad media anual en el sitio de instalación.

Caso unitario

Como se explica en el Capítulo 3, el percentil 99 de emisión de flicker de una única turbina durante operación continua puede ser estimado de la siguiente forma:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (5.2)$$

Donde:

$c(\psi k, v_a)$: Es el coeficiente de flicker de la turbina para la fase de impedancia de red ψk determinada (en el PAC), y para el promedio anual de velocidades de viento v_a a la altura del buje de la turbina y en el sitio de instalación de la misma.

S_n : Es la potencia aparente nominal de la turbina.

S_k : Es la potencia aparente de corto-circuito en el PAC.

Caso multiple

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

En caso de ser conectadas más turbinas al PAC, el aporte de todas al flicker puede ser estimado por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{\omega t}} (c_i(\psi k, va) \cdot S_{n,i})^2} \quad (5.3)$$

Donde:

$c_i(\psi k, va)$: Es el coeficiente de flicker de la i -ésima turbina.

$S_{n,i}$: Es la potencia aparente nominal de la i -ésima turbina.

$N_{\omega t}$: Es el número de turbinas conectadas al PAC.

S_k : Es la potencia aparente de corto-circuito en el PAC.

Operación de conmutación

Caso unitario

La emisión debido a operaciones de conmutación de una única turbina puede ser estimada aplicando las siguientes ecuaciones:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10m}^{0,31} \cdot k_f(\psi k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (5.4)$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120m}^{0,31} \cdot k_f(\psi k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (5.5)$$

Donde:

$k_f(\psi k)$: es el coeficiente escalonado de flicker de la turbina para un ψk dado en el PAC.

S_k : Es la potencia aparente de corto-circuito en el PAC.

Caso múltiple:

En caso que más turbinas estén conectadas al punto de acoplamiento común, la emisión de flicker de la suma de ellos puede ser estimada de la siguiente forma.

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{\omega t}} N_{10m,i} \cdot (k_{f,i}(\psi k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (5.6)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{\omega t}} N_{120m,i} \cdot (k_{f,i}(\psi k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (5.7)$$

Donde:

5.2. Modelo para emisión de Flicker en el PAC

$N_{10m,i}$ y $N_{120m,i}$: son el número máximo de operaciones de conmutación de la turbina individual durante 10 y 120 minutos respectivamente.

$k_{f,i}$: es el coeficiente escalonado de flicker de la i-esima turbina.

$S_{n,i}$: es la potencia aparente nominal de la i-esima turbina.

S_k : Es la potencia aparente de corto-circuito en el PAC.

Como se menciona en la Sección 3.3, el verdadero inconveniente detectado en el marco del presente trabajo no fue la emisión de flicker de un parque eólico en si misma (no se encontró evidencia de inconvenientes en la revisión bibliográfica realizada y tampoco en las mediciones de campo) sino la estimación de una emisión baja del parque en presencia de un ruido de fondo elevado.

En el Capítulo 6 se verá en detalle el resultado de una campaña de medición de flicker, pero como resultado de la investigación llevada adelante en esta Tesis, se puede afirmar que en al menos en dos parques con tecnologías diferentes (DFIG y Full Converter) se verificó el problema de pretender medir emisiones de flicker de parques estimadas en Pst cercano a 0,1 en presencia de un flicker background con $Pst = 0,38$ a $0,46$. Cuestión que no es sorprendente si se lee con cuidado el inciso 7.3.1 (“Voltage fluctuations - General”) de la norma IEC 61400-21 [16] y se repasa en la metodología utilizada para medir emisiones individuales de aerogeneradores. Pues allí, justamente para independizarse de la red MT a la que se conecta la máquina bajo ensayo (entre otras cosas por las fluctuaciones de tensión que pudieran estar presentes por causa de otras cargas), se opta por utilizar el camino de estimar las emisiones por medición de corrientes y tensiones y usar la metodología de red ficticia propuesta en el inciso E.3.5 del Anexo E informativo de [18]. A primera vista, parecería más fácil utilizar la clásica fórmula de adición 5.1 y dos mediciones normalizadas el PAC (una el parque sin conectar y otra con el parque conectado). Pero la utilización de esta fórmula, despejando la contribución del flicker del parque como se muestra en la ecuación 5.8, por la proximidad de los niveles típicos encontrados (de emisión del parque y del flicker base), la variabilidad natural de las emisiones y la exactitud del sistema de medición, puede dar lugar a incertidumbres grandes en los resultados, siendo posible incluso la obtención de valores de Pst negativos, lo cual obviamente carece de sentido físico. Esto se puede ver de forma más clara en 6.2.2, donde se analizan los resultados de las mediciones de campo realizadas en el parque Florida I.

$$Pst_{parque} = \sqrt[3]{Pst_{parqueconectado}^3 - Pst_{parquesinconectar}^3} \quad (5.8)$$

Es conveniente mencionar que si bien la metodología de dos mediciones (con y sin el emisor de flicker conectado) y uso de la ecuación 5.8 es mencionada en [18], allí se hace la salvedad que el Pst del flicker base tiene que ser menor a 0.5. Y obviamente, la fuente sospechada de emisión de flicker tiene que tener una emisión bastante por encima del ruido de fondo.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

Sin duda la medición de corrientes y tensiones en el PAC junto a la simulación de la fluctuación de tensión en una red ficticia y la medición de Pst con un flicker-meter digital normalizado es el mejor camino para la estimación de flicker de un parque eólico. Sin embargo, pese a que esto es posible, resulta poco práctico a la hora de evaluar el cumplimiento de una reglamentación o Grid Code. Pues en general a tales efectos, se realizan campañas de mediciones con instrumentos normalizados IEC pensados para registro de valores diezminutales y no para digitalización de señales con la frecuencia de muestreo requerida (2 kHz o más). Es decir, estimar el flicker haciendo uso de la metodología de red ficticia, requeriría el uso en campo de equipamiento específico y no utilizado en forma habitual en mediciones de parámetros de calidad de energía.

Un camino alternativo para estimar la emisión del parque se presenta en 6.2.2. Sin embargo, debe destacarse que la metodología que allí se utiliza con fines estadísticos, no puede ser utilizada con fines de verificación de cumplimiento de límites pues se trata de un procedimiento no normalizado. Lo que corresponde usar en este caso, como ya se mencionó, es la metodología que hace uso de mediciones de corrientes y tensiones y del concepto de red ficticia, siempre que la relación *potencia de cortocircuito/potencia del parque* permita obtener valores de Pst dentro del rango normalizado de medición y el flickerímetro utilizado cumpla las condiciones establecidas en el inciso 7.3.1 de [16].

Finalmente, no se debe olvidar que desde el punto de vista de la compatibilidad electromagnética, lo importante en una barra es en definitiva la emisión global (aporte de todas las fuentes de flicker a la barra) y no la emisión individual de una fuente de flicker de valor despreciable respecto al ruido de fondo, y además mantener la consigna de niveles de planificación, los cuales siempre implican un margen para eventuales aportes futuros (por expansiones) o aportes no considerados (cargas perturbadoras no declaradas al operador del sistema eléctrico).

5.3. Modelos para emisión de armónicas en el PAC

5.3.1. Modelo A: Estimaciones haciendo uso exclusivo de lineamientos de IEC 61400-21

La norma IEC 61400-21 [16] establece requisitos detallados para la medición, registro y presentación de resultados de emisiones individuales de armónicas, interarmónicas y armónicas de alta frecuencia (2 a 9 kHz) para aerogeneradores individuales ensayados en condiciones estandarizadas. Asimismo, describe metodologías para la evaluación de estos parámetros de calidad de energía en el punto de conexión con la red, cuando los aerogeneradores se instalan en un determinado lugar y posiblemente en grupos. Se trata de estimaciones, cuyas fórmulas de cálculo refieren a la norma IEC/TR 61000-3-6 [17].

5.3. Modelos para emisión de armónicas en el PAC

Se presenta a continuación, en forma breve, la metodología propuesta en [16] para las estimaciones globales en el PAC de la distorsión armónica en corriente. Esta metodología resulta relevante por ser, como ya se ha mencionado en el caso de flicker, un estándar utilizado usualmente a nivel mundial para la evaluación de la conformidad de la calidad de producto técnico de parques que ingresan a un sistema eléctrico. Las estimaciones que se presentan a continuación pretenden representar las emisiones de perturbaciones esperadas de una turbina eólica o un grupo de turbinas instaladas en un sitio específico y son válidas para turbinas eólicas con PAC en media o alta tensión en sistemas de potencia con frecuencia fija (variaciones de $\pm 1Hz$).

A continuación se presenta la fórmula de cálculo propuesta para la suma de contribuciones:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N\omega t} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i}\right)^\beta} \quad (5.9)$$

Donde:

$N\omega t$: Es el número de turbinas eólicas conectadas al PAC.

$I_{h\Sigma}$: Es la h-ésima distorsión armónica de corriente en el PAC.

n_i : es la relación del transformador de la i-ésima turbina.

$I_{h,i}$: es el h-ésimo orden armónico de distorsión de corriente de la i-ésima turbina. Estos valores de distorsión son proporcionados por el fabricante para 11 bins de potencia (de 0% a 100% de la potencia nominal de la máquina) y son el resultado de un ensayo normalizado previsto también en la norma.

β : es el exponente con valor numérico a ser seleccionado de acuerdo a la tabla 6.5.

La norma establece además, que si las turbinas son iguales y sus convertidores conmutados por la red (situación no realista), es probable que las armónicas estén en fase y por ello se sugiere utilizar $\beta = 1$ para todos los ordenes h .

Orden del armónico	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

Tabla 5.1: Selección de exponente en función del armónico

Se explicita que la ecuación 5.9 no toma en cuenta el uso de transformadores con distinto índice horario, que podrían cancelar armónicos particulares. Si este fuera el caso, sugiere considerar medidas adecuadas para incluir el efecto de la diferencia de índices horarios.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

La ecuación 5.9 puede ser aplicada también a interarmónicas y componentes de alta frecuencia. Como se asume que no están no correlacionados según el orden, se recomienda el uso de $\beta = 2$ para la suma de contribuciones en estos casos.

Analizando con detalle la fórmula de la ecuación 5.9 y estudiando [17] se pueden sacar algunas conclusiones:

La primera es que la norma IEC 61400-21 asume que para una dada armónica de corriente h de valor $I_{h,i}$ generada por la turbina i , esta llega tal cual al PAC. Es decir, sin derivaciones intermedias. Esto no es una situación realista puesto que existen capacidades asociadas a cables y filtros de otras turbinas que ofrecen un camino (muy atractivo) para la corriente $I_{h,i}$. Sin embargo, puede pensarse a primera vista, que podría constituir un “peor caso”. En definitiva, se asume que la topología del circuito interno al parque son fuentes de corriente coincidentes en el PAC, corregidas solamente con la relación de transformador elevador de cada máquina ubicado en góndola o a pie de molino.

La segunda conclusión, derivada de la primera, es que al no tenerse en cuenta el detalle de la red interna del parque, la estimación de la norma no puede prever eventuales incrementos en las corrientes armónicas por efecto de armónicas de tensión de fondo y resonancias en el PAC. Esto no está mal desde el punto de vista del espíritu que persigue la norma (cuantificar las emisiones provenientes del parque). Sin embargo, puede ser de utilidad ante eventuales discrepancias con las mediciones de campo que se realicen con fines académicos o regulatorios, y por ello se destaca aquí este aspecto.

Finalmente, la tercera conclusión es que 5.9 si considera el hecho de que los valores de las armónicas varían con el tiempo, fenómeno referido en la literatura como “diversidad en el tiempo”. Esto es así porque 5.9 se inspira en la fórmula propuesta IEC/TR 61000-3-6 que contempla este fenómeno, la cual fue puesta a prueba desde hace muchos años en muchos casos de estudio, como por ejemplo el de *Robinson et. al.* [32] que data de comienzos del presente siglo. Ahora, atendiendo a la particularidad de la variación con el tiempo de las armónicas para el caso de aerogeneradores (cambios en pocos segundos como se refiere en el inciso 7.4 de [16]) subsistía la duda de si la forma en que se presenta la “diversidad en el tiempo” para aerogeneradores difería de la forma en la que se presenta en otras cargas de un SEP. Esto fue lo que motivó la inclusión del modelo C.

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

5.4.1. Introducción

En términos generales, el estudio de los niveles de contaminación armónica en una red se puede obtener realizando mediciones, o a través de un modelo de simulación computacional o con la combinación de ambos. La mayor dificultad de los estudios que incluyen modelos computacionales se encuentra cuando coexisten múltiples fuentes de armónicos y más aún si existe alguna condición de resonancia. El abordaje del problema generalmente incluye un modelado detallado de la red eléctrica en el punto donde se pretende evaluar la contaminación y sus cercanías, detalle que va disminuyendo a medida en que nos alejamos del punto de evaluación. A este tipo de modelos, a menudo se les llama “determinísticos”, porque a priori no consideran la variación en el tiempo de las armónicas (tanto en amplitud como fase). De hecho generalmente las cargas perturbadoras se modelan como fuentes de tensión (o de corriente) cuyos valores son obtenidos de mediciones, ensayos o bibliografía (en ciertas condiciones) y cuyas fases se asumen de determinada manera.

Los modelos determinísticos para la evaluación de los niveles de perturbación en la red ante la instalación de una fuente perturbadora deben poder reflejar los impactos de ésta no solo a nivel general sino cómo varía el nivel de perturbaciones a lo largo del día, bajo distintas circunstancias de carga y el efecto en distintos puntos del sistema. Esto impone un desafío importante en la selección de los modelos a utilizar para modelar los distintos componentes del sistema y en especial las cargas conectadas en el área de estudio, las cuales pueden presentar dificultades para determinar tanto en su dependencia con la frecuencia como también en la limitación para representar distintas condiciones de carga del sistema ante distintas condiciones de funcionamiento de la fuente de perturbación.

La característica de variación en el tiempo inherente a los armónicos puede hacer necesario que se realice un determinado número de estudios armónicos al utilizar modelos determinísticos. Cada variación debe ser analizada para diferentes configuraciones de la red (variación de parámetros de la red, conexión y desconexión de dispositivos como capacitores y reactores), lo que puede llevar a que se deba realizar una cantidad importante de casos de estudio.

En el estudio con este tipo de modelos se suelen tomar condiciones representativas de operación del elemento en estudio bajo condiciones del sistema general que sean compatibles con las condiciones elegidas.

En la evaluación del desempeño de una carga perturbadora a nivel de la red de transmisión, se recomienda modelar al menos una parte de la red del siguiente nivel de tensión inferior y colocar la carga equivalente allí.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

Dado que, si bien para algunos equipamientos, en particular para las turbinas eólicas, existen registros de ensayos bajo norma de la emisión armónica para distintas condiciones de generación, una vez conectadas al sistema eléctrico, dada la variada situación del mismo en cuanto a topología y perfil de carga, es siempre recomendable que los modelos que se utilicen se puedan respaldar y calibrar con medidas de campo realizadas previa y posteriormente a la instalación de la nueva carga perturbadora. Dos estrategias destacan aquí:

La primera conocida en la literatura como “frequency scan” que refiere a la variación sistemática de frecuencia en un modelo computacional desde un valor inicial hasta uno final dentro de un rango de interés (por ejemplo 0 a 2.5 kHz) de la corriente o tensión inyectada en un punto (barra) del modelo construido. En general se inyectan corrientes en una barra (donde se encuentra la carga perturbadora) y se relevan tensiones en todas las barras y se obtiene así, la impedancia (o admitancia) armónica para cada una de las barras. Aunque en algún caso, puede suceder que se inyecten tensiones armónicas en una barra y se observen también tensiones armónicas en el resto de las barras, como por ejemplo en la situación en la que se pretende evaluar el impacto en las tensiones del sistema del background de tensiones armónicas en la red del distribuidor. El “frequency scan” tiene la utilidad de que permite ser usado como ayuda para validar un modelo. En la medida que la respuesta en frecuencia en el PAC puede ser evaluada a 50 Hz, se puede obtener de allí el valor de la impedancia en el PAC a 50 Hz y se la puede comparar con los valores obtenidos a partir de datos de cortocircuitos.

La segunda es el flujo de cargas. En principio una vez construido el modelo a simular en un programa de cálculo, es posible realizar un flujo de cargas para cada componente armónica. En particular, para la fundamental (50 Hz). Por tanto, es posible utilizar también esta herramienta a modo de validación del modelo construido, en la medida en que se pueden comparar los resultados de simulaciones con mediciones de tensiones, corrientes y potencias en las distintas barras del modelo ya sea a 50 Hz (lo más usual) o a frecuencias de armónicas (si se dispone de mediciones).

En el estudio de emisiones de un parque eólico, en general se les asigna a todas el mismo perfil de armónicos dado por los valores del ensayo normalizado. Se puede elegir un peor caso de agregación considerando para cada orden de armónica el valor más alto del ensayo y asignarlo a todas las máquinas. Además de considerar fases tales que se produzca el mayor aporte en el PAC. Pero esta situación no será realista, porque las mediciones normalizadas consideran el percentil 95 de al menos una semana de registro de valores 10 minutales que de alguna manera son menos extremistas que el peor caso. Si se usara este peor caso para el diseño de un filtro de armónicas por ejemplo, este terminaría siendo sobredimensionado. Por tanto, hay que asumir de alguna manera realista las fases y amplitudes de las armónicas de los aerogeneradores que se modelan como fuentes de corriente. O una forma de agregación que no considere las fases pero que tenga en cuenta la

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

ya mencionada “diversidad en el tiempo” de las armónicas. En este trabajo se opta por este último camino usando la fórmula propuesta en IEC/TR 61000-3-6.

Existe una variedad importante de programas comerciales capaces de implementar modelos determinísticos, como por ejemplo; ATP, Matlab, ETAP o DIgSILENT. En el presente trabajo se optó por el uso del DIgSILENT porque permite hacer las correcciones por frecuencia de los parámetros de la red detallada en 5.4.2 para todas las armónicas de una vez sola sin necesidad de elaborar un modelo para cada armónica como por ejemplo en el caso de ATP. Y porque además dispone en su librería de un modelo de aerogenerador al que se le pueden cargar los datos del ensayo normalizado IEC 61400-21 y se puede optar por hacer uso de la agregación utilizando a fórmula de IEC/TR 61000-3-6. Por otra parte, existen trabajos como los de *J. Wasilewski et. al.* [35] y *G. Mendonça et. al.* [30] en donde se utiliza el módulo Power Factory para estudio de armónicas de DIgSILENT con buenos resultados. Lo cual, da una idea del comportamiento de las correcciones en frecuencia utilizadas por este programa.

Una descripción un poco más detallada de la funcionalidades del Power Factory - DIgSILENT se encuentra en 5.4.3. Previo a ello se hará una breve revisión de los modelos comúnmente utilizados para los principales componentes de un sistema eléctrico de potencia: líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, máquinas rotantes y cargas cuando se realiza un estudio de armónicas con un modelo tipo B. Se hablará en términos generales de acuerdo a la revisión bibliográfica realizada puntualizándose las particularidades del modelo utilizado por Power Factory - DIgSILENT cuando sea pertinente. Se prefirió este camino para poner en evidencia la dificultad a la hora de decidir la variante del modelo B a utilizar.

5.4.2. Circuitos equivalentes para los distintos componentes del sistema

Líneas de transmisión y cables

Las líneas de transmisión de corta longitud se pueden representar por su equivalente π de parámetros concentrados.

Como primera aproximación podría tomarse a la resistencia independiente de la frecuencia, pero en un modelo más detallado y también si se trata de líneas largas, es necesario considerar el efecto pelicular que introduce una corrección en la resistencia según se trate de una línea (ecuación 5.10) o un cable (ecuación 5.11)³.

$$R = R \times \left(1 + \frac{0,646 \times h^2}{192 + 0,518 \times h^2}\right) \quad (5.10)$$

³Valores utilizados por EDF para líneas y cables de 150 kV

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

$$R = R \times (0,187 + 0,532 \times h^{1/2}) \quad (5.11)$$

El valor de la inductancia es prácticamente igual al valor de 50 Hz, mientras que la capacidad de cada condensador considerado se puede considerar igual a la mitad que corresponde a la potencia reactiva dada por la línea, sin carga y alimentada con una tensión en 50 Hz.

Cuando se trata de líneas muy largas y cuando se desea analizar armónicos de alta frecuencia se puede utilizar el modelo de parámetros distribuidos o bien dividir la línea en tramos mas cortos a los que se puede asociar un modelo π de parámetros concentrados. La línea deberá dividirse asociando tantos modelos π en cascada como la máxima frecuencia para la que se quiere representar a los efectos de considerar los efectos de propagación. La cantidad de modelos en cascada depende de la frecuencia y de la longitud de la línea (ecuación 5.12).

$$f_{max} = \frac{Nv}{8l} \quad (5.12)$$

donde: N: número de secciones π en cascada

l: longitud de la línea (km)

v: velocidad de propagación = $\frac{1}{\sqrt{LC}}$

Por ejemplo, una línea de 1500 km en 50 Hz requiere de 3 modelos π en cascada a los efectos de lograr una precisión del orden del 1%. Al aumentar la frecuencia, la cantidad de modelos π que permiten mantener esa precisión aumentan proporcionalmente: una línea de 300 km requiere de 30 modelos π en cascada para mantener la precisión del 1% para el armónico 50. Esta aproximación no conserva la precisión en la proximidad de condiciones de resonancia.

Power Factory de DIgSILENT utiliza correcciones algo diferentes. Considera que tanto cables subterráneos como líneas aéreas pueden modelarse mediante circuitos π usando directamente parámetros distribuidos. Los parámetros nominales de una línea (o cable) pueden ser expresados como:

$$Z' = R' + jhX' \quad (5.13)$$

$$Y' = jhB'/2 \quad (5.14)$$

Donde h es el orden de la armónica.

El modelo corregido para la línea (o el cable) es mostrado a continuación:

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

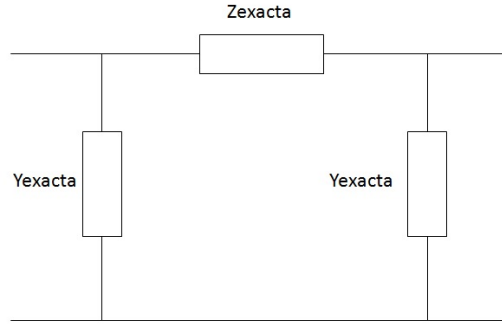


Figura 5.2: Modelo pi equivalente exacto para líneas y cables

Donde:

$$Z_{exacta} = Z_0 \cdot \sinh(\gamma l) \quad (5.15)$$

$$Y_{exacta} = \frac{1}{Z_0} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (5.16)$$

Donde $\gamma = \sqrt{Z' \cdot Y'}$ es la constante de propagación y $Z_0 = \sqrt{\frac{Z'}{Y'}}$ es la impedancia característica.

Debido al efecto skin, la resistencia de la rama serie es dependiente de la frecuencia. Power Factory corrige el valor de resistencia utilizando la siguiente ley de dependencia polinomial:

$$y(f_h) = (1 - a) + a \cdot \left(\frac{f_h}{f_1}\right)^b \quad (5.17)$$

con $a = 1$ y $b = 0,5$. La dependencia de la resistencia con la frecuencia se expresa finalmente como: $R'(f_h) = R' \cdot y(f_h)$.

Vale aclarar que el modelo es válido tanto para secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero y comentar además, que el efecto de línea larga es más significativo en cables subterráneos que en líneas aéreas debido a los mayores valores de capacitancia shunt de los primeros.

Transformadores

Para el modelado de los transformadores se suele despreciar la inductancia de magnetización ya que en condiciones normales de operación su contribución no es muy significativa. Sin embargo, si el transformador estuviera trabajando en condiciones de saturación, se deberían agregar al modelo del transformador fuentes de inyección de corrientes armónicas apropiadas.

En la literatura consultada existen varios modelos sugeridos para transformadores. Entre ellos se destacan el propuesto por Baird [7] y el sugerido por CIGRE [3]

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

El modelo para el transformador sugerido por CIGRE es el que se muestra en la figura 5.3. El valor de la reactancia corresponde a la inductancia de fugas del transformador a 50 Hz. Las resistencias R_s y R_p son constantes y sus valores estimados se pueden obtener a partir de 5.18 y 5.19, donde U es la tensión nominal y S es la potencia nominal del transformador.

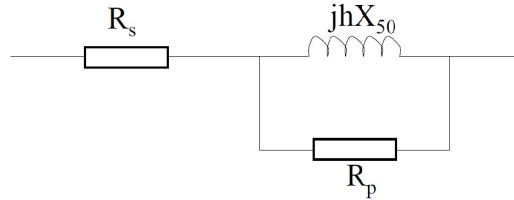


Figura 5.3: Modelo para transformadores - sugerido por CIGRE

$$90 < \frac{U^2}{SR_s} < 110 \quad (5.18)$$

$$13 < \frac{SR_p}{U^2} < 30 \quad (5.19)$$

El modelo propuesto por Baird [7] es el que se muestra en la figura 5.4. El valor de la reactancia corresponde al que se obtiene a través de la inductancia de fugas del transformador a 50 Hz. La resistencia R está dada por 5.20, donde J es la relación entre las pérdidas por histéresis y las pérdidas por efecto Foucault y usualmente se toma igual a 3 para núcleos de acero laminado [22].



Figura 5.4: Modelo para transformadores - sugerido en [7]

$$R = 0,1026 \times k \times h \times X_{50} \times (J + h) \quad (5.20)$$

$$k = \frac{1}{J + 1} \quad (5.21)$$

En los parámetros de los transformadores el efecto pelicular produce una pequeña disminución de la inductancia y un aumento de la resistencia con el aumento de la frecuencia, como se observa en la figura 5.5 [36].

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

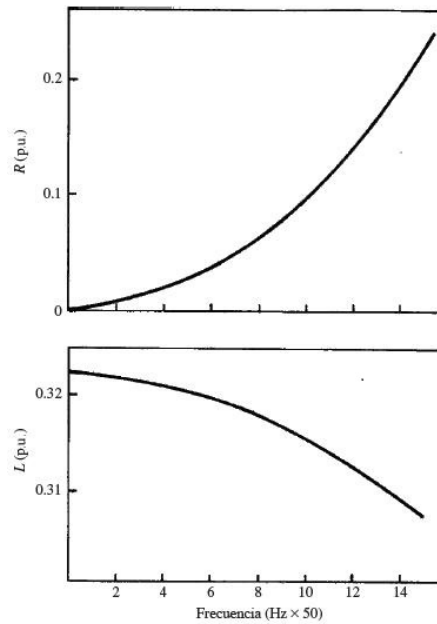


Figura 5.5: Variación típica de la resistencia y la inductancia en función de la frecuencia

Power Factory utiliza un modelo tipo T para los transformadores considerando la impedancia magnetizante. Esto lo hace porque el programa permite el estudio de subarmónicas en donde este componente juega un rol fundamental. El modelo para las secuencias directas se muestra a continuación en la figura 5.6

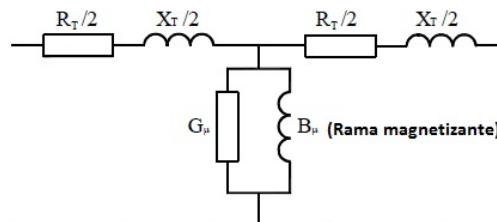


Figura 5.6: Modelo equivalente para transformador usado por Power Factory (secuencias positiva y negativa)

El modelo equivalente para la secuencia cero, como se sabe depende del tipo de conexionado de los bobinados del transformador.

Finalmente cabe señalar que debido al hecho de que las frecuencias naturales de resonancia de los transformadores aparecen usualmente por encima de los 5 kHz y que las capacidades de los bobinados (entre espiras, entre bobinados, de bobinados a masa) son relativamente pequeñas comparadas con las capacidades de las líneas y los cables, las capacidades del bobinado se desprecian y no son incluidas en el modelo.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

Cargas

Las cargas son un elemento muy importante en lo que respecta a la amortiguación en condiciones de resonancia. Sin embargo, de acuerdo a la literatura revisada, es particularmente difícil obtener un modelo preciso para estimar las impedancias que representan las cargas del sistema, dado que son elementos que presentan una gran variación con el tiempo.

Algunos estudios han determinado modelos equivalentes para las cargas para casos particulares pero que no resultan adecuados para su generalización a otros estudios. De todas formas existen propuestas para el modelado de las cargas para el análisis de armónicos que pueden ser utilizadas en casos generales con resultados aceptables.

De acuerdo a lo recomendado por CIGRE se distinguen tres métodos [3]:

- *Modelo 1:* Se desprecia la inductancia de la carga, considerándola infinita. La carga se considera como una resistencia equivalente que se calcula a partir de la potencia activa (P_{50}) que consumen dichas cargas, como $R = U_N^2/P_{50}$ (donde U_N es la tensión nominal a 50 Hz). A medida que aumenta la frecuencia el valor de R va aumentando, recomendándose utilizar $1,3R$ para el quinto armónico y $2R$ para el décimo armónico.
- *Modelo 2:* La resistencia equivalente se modela como en el Modelo 1 pero se asocia con una reactancia en paralelo. Esta reactancia se determina realizando una estimación de la cantidad de motores en servicio que componen la carga, su potencia instalada y la inversa de su reactancia, multiplicada por orden del armónico considerado.
- *Modelo 3:* Este modelo se obtuvo a partir de resultados de mediciones en salidas de media tensión. Se recomienda para armónicos desde el orden 5 hasta el orden 20. En este rango las cargas se pueden representar por una reactancia X_s en serie con una resistencia R y este conjunto es conectado en paralelo con una reactancia X_p , donde:

$$R = \frac{U^2}{P_{50}} \quad (5.22)$$

$$X_s = 0,073hR \quad (5.23)$$

$$X_p = \frac{hR}{6,7 \tan \varphi_{50} - 0,74} \quad (5.24)$$

donde:

$$\tan \varphi_{50} = \frac{Q_{50}}{P_{50}} \quad (5.25)$$

En otros trabajos, [22] y [36], se sugieren otros modelos adicionales a los anteriores que se pueden adoptar para el modelado de las cargas:

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

- *Modelo 4:* La carga se modela como una impedancia Z_n que se determina a partir de:

$$R = \frac{U^2}{P_{50}} \quad (5.26)$$

$$X = \frac{U^2}{Q_{50}} \quad (5.27)$$

$$\frac{1}{Z_n} = k \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{jX} \right) \quad (5.28)$$

donde:

$$k = 0,1h + 0,9 \quad (5.29)$$

- *Modelo 5:* En este modelo se sugiere mantener constantes los valores calculados a 50 Hz, modelando la carga como una impedancia Z_n tal que:

$$\frac{1}{Z_n} = \frac{1}{R} + \frac{1}{jX} \quad (5.30)$$

Power Factory utiliza para las cargas una variante del modelo 2 que se presenta a continuación en la figura 5.7.

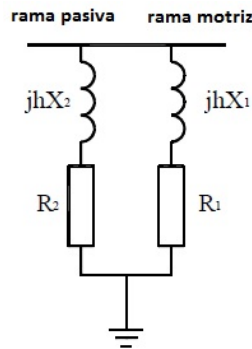


Figura 5.7: Modelo general para cargas usado por Power Factory

Lo que hace el programa básicamente es pensar una carga como resultado de dos componentes: una rama pasiva modelada por la resistencia R_2 y la reactancia X_2 que representaría el consumo fijo base de la carga, y una rama motriz modelada por la resistencia R_1 y la reactancia X_1 que representaría la parte variable de la carga (motor).

Los valores de los componentes del circuito de la figura 5.7 son determinados en base a la potencia activa P y el factor de carga k del motor mediante la siguiente fórmula:

$$R_2 = \frac{V^2}{(1 - k) \cdot P} \quad (5.31)$$

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

$$X_1 = X_m \cdot \frac{V^2}{k_m \cdot k \cdot P} \quad (5.32)$$

$$R_1 = \frac{X_1}{k_3} \quad (5.33)$$

$$X_2 = 0,1 \cdot R_2 \quad (5.34)$$

Donde $k_m \approx 1,2$ es el llamado factor de instalación, X_m es el valor en p.u. de la reactancia de rotor bloqueado del motor ($\approx 0,2$) y $k_3 \approx 8$) es el factor de calidad del circuito motor.

El modelado de cargas de electrónica de potencia es mucho más dificultoso, pues más allá de ser fuentes de emisiones armónicas, estas cargas no presentan una configuración RLC constante y por tanto por sus características no es aplicable en rigor a un modelo en el que el análisis se basa en superposición lineal. Se tienen por tanto aproximaciones. Power Factory tiene una librería de los convertidores básicos de Electrónica de Potencia comúnmente encontrados en Sistemas de Potencia.

Máquinas rotantes

Generadores sincrónicos

Los generadores se pueden modelar como una impedancia compuesta por una resistencia en serie con una reactancia según 5.35.

$$Z_g = R\sqrt{h} + jX_d''h \quad (5.35)$$

donde R se obtiene de las pérdidas de la máquina y X_d'' corresponde a la reactancia subtransitoria de la máquina.

Debe notarse que esta impedancia no es válida para la frecuencia fundamental, ya que para la secuencia positiva la impedancia de la máquina está basada en la reactancia sincrónica.

Para tomar en cuenta el efecto pelicular debería agregarse un factor dependiente de la frecuencia multiplicando la reactancia.

Motores de inducción

La impedancia de un motor de inducción, despreciando la inductancia de magnetización es:

$$Z_m = R_{mh} + jX_{mh} \quad (5.36)$$

donde, para la frecuencia fundamental ($h=1$):

$$X_{m1} = X_1 + X_2 = X_B \quad (5.37)$$

$$R_{m1} = R_1 + \frac{R_2}{S} = R_B \left(a + \frac{b}{S} \right) \quad (5.38)$$

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

donde R_B es la resistencia total con rotor bloqueado, R_1 es la resistencia de estator relacionada con R_B a través de un coeficiente a (que típicamente se toma como 0,45), R_2 es la resistencia de rotor relacionada con R_B a través de un coeficiente b (que típicamente se toma como 0,55), X_B es la reactancia total del motor con el rotor bloqueado y S es el deslizamiento ($S = 1 - \omega_r/\omega_s$).

Para frecuencias armónicas:

$$X_{mh} = hX_B \quad (5.39)$$

$$R_{mh} = R_B(a \cdot k_a + \frac{b}{S_h}k_b) \quad (5.40)$$

donde k_a y k_b son factores de corrección para tomar en cuenta el efecto pelicular en el estator y en el rotor, respectivamente, y S_h es el deslizamiento aparente para la frecuencia correspondiente al armónico h .

$$S_h = \frac{\pm h\omega_s - \omega_r}{\pm h\omega_s} \quad (5.41)$$

Entonces:

$$S_h \approx 1 - \frac{\omega_r}{h\omega_s} \quad (5.42)$$

para los armónicos de secuencia positiva y

$$S_h \approx 1 + \frac{\omega_r}{h\omega_s} \quad (5.43)$$

para los armónicos de secuencia negativa.

Si se asume una variación exponencial para la resistencia con la frecuencia de la forma:

$$k_a = h^\alpha \quad (5.44)$$

$$k_b = (\pm h - 1)^\alpha \quad (5.45)$$

entonces la resistencia equivalente del motor para $\alpha = 0,5$ queda:

$$R_{mh} = R_B[a\sqrt{h} + (\pm hb\sqrt{\pm h - 1})/(\pm h - 1)] \quad (5.46)$$

Generadores de armónicas

Usualmente los generadores de armónicas se representan a través de fuentes de corriente donde la amplitud del generador se ajusta de acuerdo a mediciones realizadas.

En el caso de que se esté tratando de modelar una turbina eólica como fuente de armónicos, el modelo de fuente de corriente será válido si el perfil de armónicos generados por la turbina no cambia ante variaciones de tensión en el estator o ante desbalances en la red.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

La validez de la utilización del modelo de fuente de corriente para las turbinas eólicas depende también del tipo de estudio que se esté realizando. Si se trata de análisis en condiciones estacionarias la utilización del modelo de fuente de corriente es adecuada, mientras que si se trata de análisis de transitorios, donde las condiciones puedan cambiar por acción del control del equipo, sería más adecuado el modelado a través de fuentes de tensión.

El argumento de variación de tensión que invalidaría la utilización de fuentes de corriente como modelo para generadores de armónicos en el sistema está muy ligado a la fortaleza de la red en el punto de análisis. En este sentido el modelo de fuente de corriente es adecuado cuando se está estudiando una red fuerte. Para redes débiles el impacto de la contaminación armónica de fondo de la tensión y la dependencia de la frecuencia en el comportamiento de las turbinas eólicas puede resultar significativa.

En el caso de turbinas eólicas con VSC, los armónicos generados varían con las condiciones de la red, con las condiciones de operación de la turbina y de acuerdo a las condiciones de funcionamiento del control de la misma. Es por ello que en redes débiles, la representación de este tipo de turbinas a través de fuentes de corriente puede ocasionar errores considerables. En estos casos se recomienda la representación de estos generadores a través de un equivalente Norton o Thevenin [6].

Contaminación armónica de fondo

En muchos casos de análisis y dada la proliferación de equipos con electrónica de potencia incluida, no es posible despreciar la contaminación armónica de fondo preexistente en la red. En estos casos se sugiere la representación de la contaminación armónica de fondo a través de una fuente de tensión ligada al sistema en estudio a través de una impedancia equivalente.

5.4.3. El programa Power Factory de DIgSILENT

Como fue mencionado en la introducción del presente capítulo, existen varios programas para construir modelos determinísticos para correr flujos de carga de armónicas y realizar barridos en frecuencia. En la presente tesis se optó por usar el programa Power Factory de DIgSILENT (**DI**gital **SI**muLation of **E**lectrical **NeT**works) GmbH Alemania.

No se hará aquí un estudio exhaustivo del Power Factory, para lo cual se aconseja remitirse al manual de usuario provisto por el desarrollador. Simplemente se enumerarán las principales características del programa, las cuales motivaron a su utilización, y se verán algunos ejemplos de ingreso de datos para componentes que fueron utilizados en el modelo que se construyó para el presente trabajo.

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

Power Factory es una herramienta muy utilizada a nivel internacional para diversos estudios en sistemas eléctricos de potencia (flujos de carga, evaluación de corrientes de cortocircuito, transitorios electromagnéticos, análisis de riesgos por arco eléctrico, coordinación de protecciones) y en particular, posee un módulo denominado “Power Quality and Harmonics Analysis” (PQHA) con el cual es posible realizar los siguientes estudios:

- Flujo de carga de armónicas.
- Barrido en frecuencia.
- Análisis de flicker según IEC 61400-21.
- Medición de indicadores de severidad de flicker (Pst y Plt) mediante flicker-meter digital.

La potencia del módulo PQHA de Power Factory radica en su especificidad para estudios con armónicas y por ello ha sido utilizado en varios estudios académicos sobre armónicas como por ejemplo [35], [30] y [38]. En particular, el flujo de carga de armónicas puede realizarse para redes trifásicas balanceadas y desbalanceadas y además, es posible realizar suma de contribuciones de armónicas según la metodología descrita en IEC/TR 61000-3-6, que es la que recoge la norma IEC 61400-21.

Power Factory cuenta con modelos propios para fuentes de armónicas que van desde simples fuentes de corrientes hasta modelos de convertidores de electrónica de potencia, incluyendo algunos modelos de aerogeneradores desarrollados directamente por los fabricantes de estos equipos. Además, incorpora de manera automática, las correcciones por frecuencia analizadas en 5.4.2 y lo hace para todos los órdenes de armónicas de la 2 a la 50. Los datos necesarios para los modelos de los componentes se pueden obtener a partir de información de proyecto ejecutivo (caso de líneas aéreas) y ensayos de rutina (caso de cables, máquinas).

Finalmente es importante resaltar que la ventaja de disponer de las correcciones por frecuencia de los componentes del sistema eléctrico incorporadas en el software, y el hecho de que estas correcciones hayan sido utilizadas con éxito en otros estudios académicos sobre armónicas permite acotar el grado de incertidumbre a la hora de explicar eventuales discrepancias entre las mediciones y el modelo utilizado para cuantificar las emisiones.

Ingreso de datos de componentes en Power Factory

Para cada componente eléctrico (transformador, red externa, cables, líneas, etc) los datos necesarios para su definición en Power Factory se ingresan a través de su ventana o ficha de ingreso de datos correspondiente. En la figura 5.8 se presenta a modo de ejemplo la ventana de ingreso de datos correspondiente al transformador elevador 150/31.5 kV/kV del parque Florida I (ver 6).

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

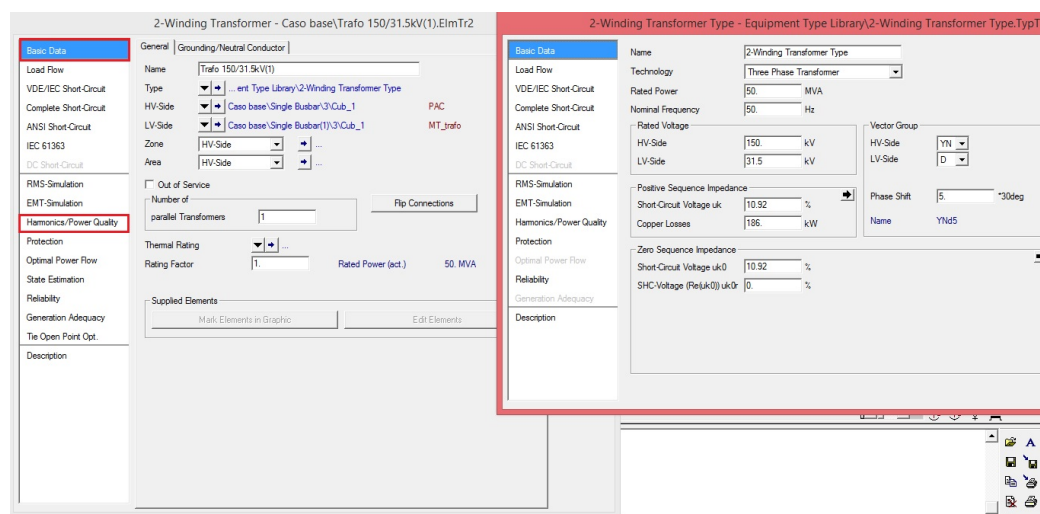


Figura 5.8: Ejemplo de definición de componente eléctrico (transformador) en Power Factory

Como se puede observar, existen varias solapas, no todas relevantes para un estudio de armónicas. De hecho las relevantes para este tipo de estudios son *Basic Data* y *Harmonics/Power Quality*. En la solapa *Basic Data* se definen los datos básicos del componente. Es decir, los datos que son comunes para todos los estudios posibles de realizar en Power Factory (flujos de carga, cortocircuitos, flujo de armónicas, etc). Destaca allí el campo *Type*, donde se puede optar por un modelo incluido en la librería o por uno de elaboración propia (si no se dispone en la librería del que se necesita). En la misma figura 5.8 se puede observar el tipo definido para el transformador elevador en cuestión, el cual no es de librería y fue definido a partir de los resultados de ensayos de rutina del fabricante.

La solapa *Harmonics/Power Quality* contiene la información necesaria para realizar el frequency scan o el flujo de armónicas. Por ejemplo, allí se definen los valores en Amperes de las fuentes emisoras de armónicas como se muestra en la figura 5.9

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

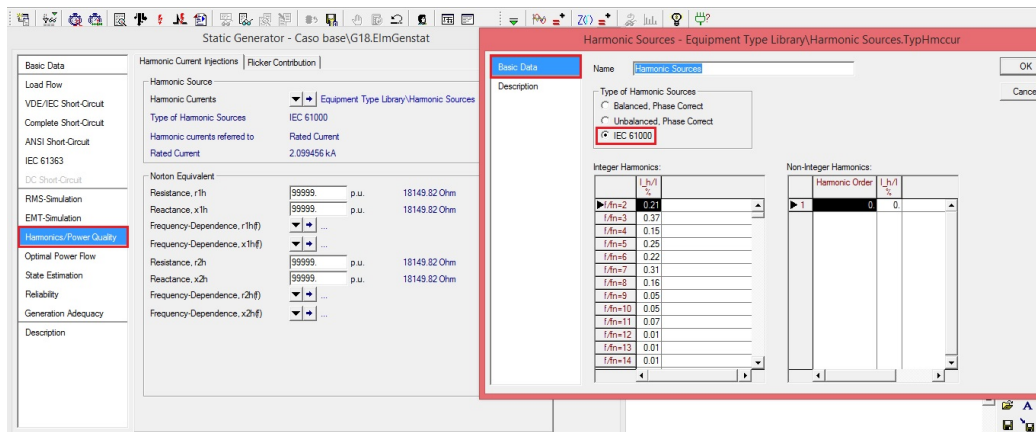


Figura 5.9: Ejemplo de definición de una fuente de armónicas en Power Factory

Los componentes definidos (transformadores, cargas, red externa) que conforman la red eléctrica bajo estudio, se conectan entre sí a través de cables o líneas aéreas (que también tienen su definición como componente) que confluyen a barras, a las cuales se define su nivel de tensión. El proceso de construcción del modelo es en la secuencia: primero se definen las barras con sus correspondientes niveles de tensión. Luego, se definen los componentes, los cuales se conectan a las barras a través de líneas (o cables). Por último, se definen las líneas (o cables) como componentes (se ingresan sus datos básicos⁴ y sus datos específicos para el uso del PQHA⁵). Finalmente, la red eléctrica bajo estudio se puede conectar a una red pública (componente denominado en el Power Factory como *External Grid*) que puede ser definida por su equivalente Thevenin, y a la cual es posible definir además, distorsión armónica en tensión (polución armónica en tensión de fondo).

Agregación de armónicas

Una vez construido el modelo en Power Factory (en adelante PF), las diferentes fuentes de armónicas (supongamos en lo que sigue que son n en cantidad) pueden definirse por alguno de los tres métodos siguientes:

- Definición del control en caso de que se utilicen de manera exclusiva modelos de la librería de PF.
- Definición de módulo y fase de cada una de las armónicas: puede ser para cada fase si se opta por trabajar con la opción de flujo de armónicas desbalanceado, o puede ser un único valor de amplitud y fase para las tres fases si se opta por la opción flujo de armónicas balanceado.

⁴Por ejemplo valores de resistencia, inductancia y capacitancia por kilómetro, y características geométricas del tendido

⁵Por ejemplo definición de factores de corrección por frecuencia en los componentes

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

- Definición de amplitud de las armónicas únicamente, si se opta por utilizar la metodología de IEC/TR 61000-3-6. Si se opta por esta metodología, esto debe ser sealado en la solapa de datos de la fuente armónica correspondiente (ver figura 5.9).

Una vez definidas las fuentes de armónicas, el PF realiza un flujo de carga para cada orden h de armónicas de la siguiente forma:

Pasiva $n - 1$ fuentes dejando solamente 1 activa y calcula las corrientes y tensiones en todos los nodos. Este procedimiento se repite para cada una de las fuentes. Al final del proceso entonces, para cada nodo de la red se tendrían n corrientes y n tensiones, las cuales luego se agregan. La agregación depende de como fueron definidas las fuentes de armónicas:

Si todas las fuentes fueron definidas mediante módulo o fase o eventualmente hay alguna fuente de la librería de PF (por tanto no hay ninguna fuente definida para usar la metodología de IEC/TR 61000-3-6), las armónicas (de corriente por ejemplo) se suman directamente en cada nodo respetando sus correspondientes amplitudes y fases.

Si por el contrario, alguna de las fuentes es definida IEC/TR 61000-3-6 entonces la agregación se hace mediante el uso de la fórmula propuesta en norma mencionada, que recordamos a continuación para el caso de corrientes⁶:

$$I_{total} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^n I_i^\beta} \quad (5.47)$$

donde β depende del orden de la armónica que se trate y es elegido de acuerdo a la Tabla 6.5.

Un caso particular lo constituye la situación en la que existe contaminación armónica de fondo en la red externa. En este caso, el usuario puede definir en Power Factory el valor de la armónica correspondiente (supongamos que es la j -ésima) y optar por la opción *IEC 61000* (agregación utilizando IEC/TR 61000-3-6). Si se opta por este camino, como se realizó en el presente trabajo (ver 6.5), entonces además de incluir las restantes fuentes armónicas (de corriente por ejemplo) que se encuentren en el caso de estudio, se incluye una fuente de tensión armónica de orden j con el valor definido, y se la incluye en el proceso descrito en los párrafos anteriores a fin de calcular las corrientes y tensiones armónicas de orden j en todos los nodos.

⁶Hay una versión totalmente equivalente para las tensiones

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

5.4.4. Modelo C: Estimaciones usando características generales de la diversidad en el tiempo de aerogeneradores

Como se ha mencionado en 5.3.1, en un informe de ensayo según IEC 61400-21, el fabricante proporciona para el modelo de máquina ensayado, entre otras cosas, la distorsión armónica individual (como porcentaje respecto a la fundamental) desde la armónica 2 hasta la 50 inclusive. Y además, esta información de distorsión armónica individual se repite para 11 bins de potencia: desde 0% de la potencia nominal de la máquina hasta 100% de la potencia nominal de la máquina. Resultando entonces, que para cada ensayo de emisión de armónicas, se obtiene una matriz de 539 valores, cuyas filas corresponden al orden (número) de las armónicas y cuyas columnas corresponden a los bins de potencia. Esto puede considerarse como una concesión al hecho de que la emisión armónica depende del estado de generación de las máquinas.

Ahora bien, el trabajo en el que se basa el modelo que aquí se presenta, de *Tentzerakis y Papathanassiou* [34] verifica otra cosa mediante mediciones de campo de varios modelos de aerogeneradores (DFIG y Full Converter): la emisión armónica en Amperes (o porcentaje de la corriente nominal de la máquina) sería más o menos constante para todos los puntos de funcionamiento de un aerogenerador. Aquí vale una aclaración: no es que se postule que no hay variación con el estado de carga, sino que se afirma que la variación es pequeña. De hecho, en el trabajo se afirma que la dependencia con el punto de operación de la turbina es más grande a bajas frecuencias. A altas frecuencias, donde las armónicas están relacionadas solamente a la conmutación de los convertidores, se afirma que la dependencia disminuye por completo. En definitiva lo que se postula es que la variación del punto de operación de la turbina no explica bien la variación de la emisión armónica observada la cual se modela por tanto como aleatoria.

No se pudo profundizar respecto a lo postulado por *Tentzerakis y Papathanassiou* pues hacerlo, hubiera implicado un estudio pormenorizado de las topologías y controles de convertidores usuales en turbinas eólicas, lo cual excede el objeto de este trabajo. Y además, hubiera sido necesario el acceso a mediciones a pie de molino de máquinas individuales funcionando solas lo cual no es sencillo de lograr. Por ello, y con base a la confianza de que el trabajo al que hace referencia fue citado en un trabajo por un autor reconocido como M. Bollen, se decidió usar los resultados de [34] como base para la elaboración de un modelo que contemplara la diversidad en el tiempo de las armónicas en aerogeneradores para, agregación mediante, compararlo con el propuesto por IEC 61400-21. Porque además, en definitiva, los resultados serían contrastados con mediciones de campo.

A continuación se presentan en forma resumida, las principales conclusiones a las que se arriba en [34] respecto a las emisiones armónicas individuales en aerogeneradores.

Capítulo 5. Emisiones en Parques Eólicos

Características estadísticas del espectro de armónicas

Las magnitudes de las armónicas individuales son variables aleatorias.

El espectro de emisión armónica individual en períodos pequeños (10 ciclos de red) sigue una distribución de Weibull. Entonces la magnitud de cada armónica I_h tiene asociada la siguiente función de densidad de probabilidad:

$$f(I_h) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{I_h}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{I_h}{c}\right)^k\right) \quad (5.48)$$

Donde k y c son respectivamente los factores de forma y escala de la distribución. A bajas frecuencias el factor de forma es relativamente elevado ($k \geq 3$) y por tanto la distribución se aproxima mucho a una normal. A frecuencias más altas $k \approx 2$ la distribución se aproxima a una distribución de Rayleigh. De hecho se admite que para frecuencias arriba de 1 kHz la aproximación por Rayleigh es generalmente válida.

El agrupamiento propuesto en IEC 61000-4-7 y detallado en la sección 4.1.2 tiene por efecto que la distribución de amplitudes sea normal con independencia de la frecuencia. Se constata que el agrupamiento produce valores medios mayores que en la situación en la que no se agrupa. El efecto es más importante a frecuencias altas (mayores a 1kHz) donde el “*spectral leakage*” a frecuencias adyacentes es más notable.

El efecto del promedio en el tiempo, por ejemplo en mediciones normalizadas donde se promedia cada diez minutos, provoca que las distribuciones de las armónicas individuales sean también normales con la misma media, pero con menos desviación estándar en que el caso sin promediar. Lo cual es consistente con la distribución de una media muestral obtenida de una población normal. Con lo cual, el promedio en el tiempo y el agrupamiento actuando juntos refuerzan la representatividad del valor medio en las emisiones, lo cual es consistente con las recomendaciones de usar este valor recogidas en la normativa IEC.

En cuanto a las fases de las armónicas, se verifica que para bajas frecuencias siguen una distribución normal de baja desviación estándar mientras que para altas frecuencias se verifica que siguen una distribución uniforme $U[0, 2\pi)$.

Implementación del modelo C

Siguiendo los lineamientos detallados anteriormente, el modelo fue implementado como una rutina de Matlab. Teniendo en cuenta que las mediciones de un informe de ensayo normalizado IEC 61400-21 para aerogeneradores son promedios diezminutales para 11 bins de potencia, se realizaron las siguientes consideraciones particulares:

- Para cada armónica se estimó que la media y la desviación estándar de su distribución normal es la misma que la que surge del cálculo utilizando los

5.4. Modelos B: Estimaciones haciendo uso de un modelo computacional de la red interna del parque

valores correspondientes a los 11 bins de potencia del informe. En el caso de que algún dato no sea informado (porque el valor de la armónica es inferior al 0.10 % de la corriente nominal de la máquina) se asume que el valor es 0.05 % de la corriente nominal de la máquina.

- Para las armónicas de orden menor a 5 se asumió que la fase sigue una distribución normal de media φ (elegido al azar en el intervalo $[0, 2\pi)$) y desviación estándar $\pi/6$.
- Para las armónicas de orden entre 5 y 10 inclusive se asumió que la fase sigue una distribución normal de media φ (elegido al azar en el intervalo $[0, 2\pi)$) y desviación estándar $2\pi/3$.
- Para las armónicas de orden mayor a 10 se asumió que la fase sigue una distribución uniforme $U[0, 2\pi)$.

Con estas consideraciones la rutina Matlab realiza una simulación Montecarlo de N casos, correspondientes a la cantidad de mediciones diezminutales del período que se considere (en el caso que se analiza en el capítulo 6 se usa $N = 3166$). Para cada uno de estos casos la rutina genera en forma randómica para cada orden de armónica N_{wt} valores (igual a la cantidad de aerogeneradores del parque) de amplitud y de fase siguiendo las respectivas distribuciones de probabilidad. Luego, para cada caso y para cada armónica, se procede a realizar la suma de los N_{wt} fasores de corriente correspondientes. Es decir, terminada la simulación, se tienen N valores para cada una de las armónicas $h = 2, 3, \dots, 50$ que constituyen la distribución de armónicas esperada en el PAC teniendo en cuenta la diversidad en el tiempo específica para aerogeneradores, y asumiendo al igual que en el modelo A que toda la corriente armónica que inyecta la máquina llega al PAC.

Finalmente, la rutina calcula el percentil 95 de cada una de las distribuciones de armónicas en el PAC y estos 49 valores son el resultado del modelo. Estos son los valores a ser contrastados con los P95 correspondientes a las mediciones de campo.

Capítulo 6

Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

6.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de aplicar los modelos que se presentan en el Capítulo 5 a un parque eólico en particular. Se trata del parque Eólico Florida I de la empresa Polesine S.A., situado en el departamento de Florida. Este parque tiene una capacidad instalada de aproximadamente 50 MW compuesta por 21 aerogeneradores marca Nordex modelo N117, de tecnología DFIG y potencia unitaria 2.4MW conectados como se muestra en el diagrama de la figura 6.1.

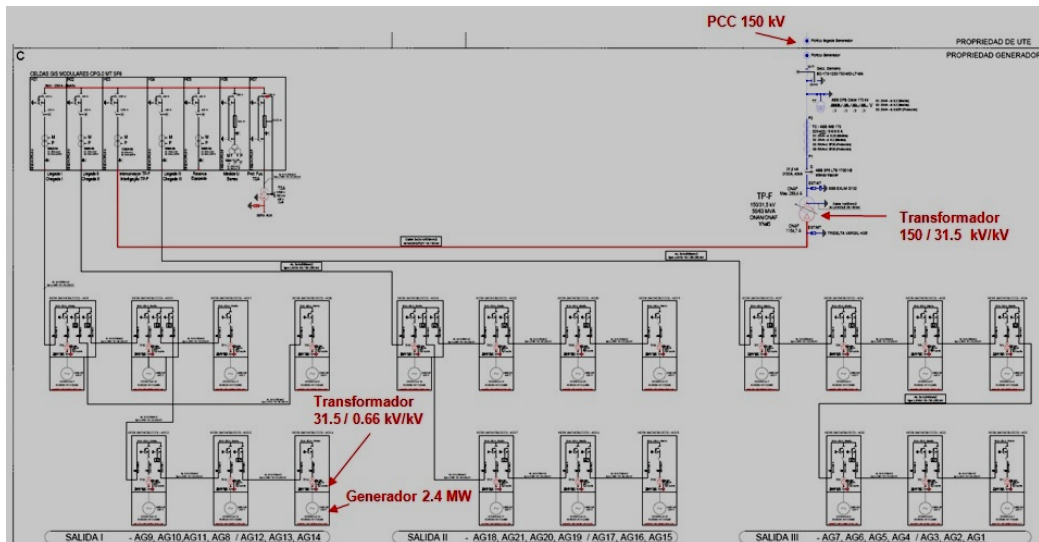


Figura 6.1: Diagrama unifilar general del parque

Como se puede ver en el diagrama, cada generador se conecta a la red MT interna del parque a través de un transformador elevador de relación de transformación

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

nominal $n = 31,5/0,66kV/kV$. En la red MT, los generadores son colectados a través de una conexión tipo guirnalda al secundario de un transformador de relación de transformación nominal $n_{AT} = 150/31,5kV/kV$, cuyo primario en 150 kV se conecta al PAC con la red de alta tensión de UTE. En el PAC, se considera a la red de UTE con una potencia de cortocircuito mínima de $766MVA$ y una relación $X/R = 5,22$.

Los datos de emisiones individuales de las máquinas que se utilizan en los modelos, fueron obtenidos del certificado de ensayo de tipo del fabricante según IEC 61400-21. Los resultados de los modelos fueron contrastados con mediciones en sitio en el PAC y en el secundario en 31.5 kV del transformador elevador 150 / 31.5 kV/kV.

En lo que respecta a flicker, el análisis que aquí se presenta se basa en mediciones realizadas en el PAC a nivel de 150 kV con un registrador marca Schneider modelo ION 7650 clase A 61000-4-30. Fueron procesadas medidas realizadas durante noviembre de 2014 (dos semanas), junio y julio de 2015 (una semana cada mes) y setiembre de 2015 (2 semanas).

En lo que respecta a armónicas, la campaña de mediciones se extendió desde el 8 de setiembre de 2015 al 30 de setiembre de 2015 totalizando 527.5 horas de registro. Las medidas fueron realizadas con un analizador de calidad de energía marca Hioki modelo PW3198 clase A según IEC 61000-4-30 en el secundario de 31.5 kV del transformador elevador 150 / 31.5 kV/kV. El punto de medición se eligió por dos razones:

- A falta de ensayos de respuesta en frecuencia de los transformadores de medida de tensión instalados (situación común en nuestro país), se optó por medir en transformadores inductivos, asumiendo un mejor comportamiento de estos frente a los capacitivo-inductivos en base a una revisión bibliográfica (ver Sección 4.3.2). Las medidas de armónicas de tensión de forma correcta (sobre todo la quinta) es muy importante para el ajuste de los modelos tipo B y fue de gran utilidad en el presente trabajo.
- Se eligió medir la agregación lo más cercanamente posible a las fuentes individuales (aerogeneradores).

Fueron registrados en valores diezminutales las potencias (activa, reactiva y aparente), las armónicas de corriente y tensión (hasta la 50 inclusive). Se registraron además los valores e índices de severidad de flicker de corta y larga duración a los efectos de poder validar las medidas realizadas en el lado AT, ya que al equipo Hioki se le pudo relevar su comportamiento en IIE-FING-UdelaR en cuanto a exactitud en Pst en el rango 0.1 a 10.

6.2. Emisiones de flicker

6.2.1. Estimación teórica de índices de severidad utilizando IEC 61400-21

Indices de severidad de flicker en régimen de operación continua

Para el cálculo del Pst y el Plt se utilizó la fórmula siguiente, presentada en 5.2

$$Pst = Plt = \frac{1}{S_k} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{N\omega t} (c_i(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (6.1)$$

donde en el caso que se estudia se tiene que:

$S_k = 766MVA$: potencia de cortocircuito mínima en el PAC.

$N\omega t = 21$: cantidad de aerogeneradores instalados.

$\Psi_k = \arctg(\frac{X}{R}) = \arctg(5,22) = 79,16^\circ$: ángulo de fase de la impedancia de la red de UTE vista desde el PAC.

$S_{n,i} = 2,4MVA$: potencia nominal de la i-esima turbina (es la misma para todos los aerogeneradores).

$c_i(\Psi_k, v_a)$: coeficiente de flicker de la i-esima turbina para un ángulo de impedancia de red Ψ_k y para velocidad promedio anual de viento a altura de buje v_a .

De acuerdo a lo establecido por la norma, los coeficientes de flicker se calcularon para el ángulo de red de UTE en el PAC, usando interpolación, a partir de la tabla contenida en el reporte de ensayo de tipo normalizado del modelo de máquina instalado, que a continuación se presenta:

Network impedance phase angle ψ_k	30°	50°	70°	85°
Annual average speed wind v_a (m/s)	Flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$			
$v_a = 6.0$ m/s	1.30	1.40	1.40	1.30
$v_a = 7.5$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30
$v_a = 8.5$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30
$v_a = 10$ m/s	1.50	1.40	1.40	1.30

Figura 6.2: Coeficientes de flicker en operación continua para el modelo de turbina instalado

Los coeficientes de flicker obtenidos para $\Psi_k = 79,16^\circ$ usando interpolación resultaron ser:

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

Velocidad de viento promedio anual v_a (m/s)	Coefficiente de Flicker $c(79.16^\circ, v_a)$
$v_a = 6.0$ m/s	1.34
$v_a = 7.5$ m/s	1.34
$v_a = 8.5$ m/s	1.34
$v_a = 10$ m/s	1.34

Figura 6.3: Coeficientes de flicker para $\Psi_k = 79,16$

En la tabla siguiente, se presentan los resultados de índice de severidad de flicker en el PAC, calculados a partir de la ecuación 6.1, utilizando los coeficientes de flicker de la figura 6.3:

Velocidad de viento promedio anual v_a (m/s)	$P_{st\Sigma}$	$P_{lt\Sigma}$
$v_a = 6.0$ m/s	0.02	0.02
$v_a = 7.5$ m/s	0.02	0.02
$v_a = 8.5$ m/s	0.02	0.02
$v_a = 10$ m/s	0.02	0.02

Figura 6.4: Índices de severidad de flicker en el PAC

De acuerdo al mapa eólico nacional [21], la velocidad de viento anual promedio en el parque bajo estudio está entre $7,5\text{m/s}$ y $8,5\text{m/s}$. Por lo tanto, se puede concluir que de acuerdo a IEC 61400-21 los índices de severidad de flicker de corta y larga duración en el PAC debido al solo efecto del parque son:

$$P_{st} = 0,02 \text{ y } P_{lt} = 0,02$$

Índices de severidad de flicker en operaciones de conmutación

Siguiendo lo propuesto en IEC 61400-21, se consideran dos situaciones:

- Puesta en marcha a velocidad de cut-in.
- Puesta en marcha a velocidad nominal.

Es importante resaltar, que la situación de “worst case between switching”, prevista en la norma para máquinas con más de un generador o múltiples bobinados no aplica en el caso bajo estudio.

Para los cálculos de los indicadores de severidad de flicker de corta y larga duración en el PAC se utilizan respectivamente las siguientes fórmulas presentadas en 5.2:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \cdot (k_{f,i}(\varphi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right\}^{0,31} \quad (6.2)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \cdot (k_{f,i}(\varphi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right\}^{0,31} \quad (6.3)$$

6.2. Emisiones de flicker

En el caso que se analiza:

$S_k = 766 MVA$: potencia de cortocircuito mínima de la red de UTE en el PAC.

$N_{wt} = 21$: cantidad de aerogeneradores instalados.

$S_{n,i} = 2,4 MVA$: potencia aparente nominal de la i -ésima turbina (es la misma para todas las turbinas).

$N_{10m,i} = 1$: Número máximo de operaciones de conexión en 10 minutos para la i -ésima turbina declarado por el fabricante (dato obtenido del informe de ensayo del aerogenerador de acuerdo a IEC 61400-21). Constituye un peor caso teórico.

$N_{120m,i} = 1$: Número máximo de operaciones de conexión en 120 minutos para la i -ésima turbina declarado por el fabricante (dato obtenido del informe de ensayo del aerogenerador de acuerdo a IEC 61400-21). Constituye un peor caso teórico.

- $N_{120m,i} = 10$ para arranque a velocidad de cut-in.
- $N_{120m,i} = 1$ para arranque a velocidad nominal.

$k_{f,i}(\varphi_k)$: coeficiente de flicker escalonado (“flicker step factor”) en función del ángulo de impedancia de cortocircuito. Para el cálculo se utiliza la siguiente tabla correspondiente a ensayo normalizado del modelo de aerogenerador instalado.

Situación de arranque	Flicker step factor $k_f(\varphi_k)$			
	$\varphi_k = 30^\circ$	$\varphi_k = 50^\circ$	$\varphi_k = 70^\circ$	$\varphi_k = 85^\circ$
Start-up at cut-in wind speed	0.07	0.07	0.06	0.06
Start-up at rated wind speed or higher	0.07	0.07	0.06	0.06

Figura 6.5: Flicker step factors

Usando interpolación, de acuerdo a lo sugerido por la norma, se obtiene $k_{f,i}(79, 16^\circ) = 0,06$ (para ambas situaciones de arranque). A continuación se presentan los resultados obtenidos al aplicar las ecuaciones 6.2 y 6.3 utilizando los datos mencionados:

Situación de arranque	$P_{st\Sigma}$	$P_{lt\Sigma}$
Start-up at cut-in wind speed	0.01	0.01
Start-up at rated wind speed	0.01	0.00

Figura 6.6: Índices de severidad de flicker en el PAC en maniobras de conmutación

Como se puede apreciar, la contribución estimada del parque al flicker es despreciable, tanto en operación continua como en transitorios de arranque. De hecho es tan baja que a priori resulta esperable que sea muy difícil de medir como se verá a continuación.

6.2.2. Resultados de la medición de flicker

Mediciones en 150 kV

Se presentan a continuación los resultados de medición de Pst en el PAC de 150 kV del Parque Florida I para cada uno de los períodos de medición analizados. En los gráficos, el eje de abscisas corresponde al número de la medida diezminutal (la primera medida obtenida a los diez minutos es la número 1, la segunda obtenida a los 20 minutos es la 2 y así sucesivamente), y el eje de ordenadas corresponde al Pst medido. Se distingue entre la situación parque funcionando (color más fuerte, “parque ON”) y parque sin funcionar (color más tenue, “parque OFF”). La detección de la condición de funcionamiento se realizó por inversión de flujo de la potencia activa. Dado que el medidor ION 7650 registra potencia cada 15 minutos y Pst cada 10 minutos, fue necesario para los tres primeros registros, hacer una correspondencia entre mediciones y descartar las medidas correspondientes a las transiciones entre estados ON y OFF del parque. Cada transición invalida 1 o 2 medidas dependiendo del momento en el que se de respecto al origen del registro. En algún período en el que las transiciones fueron muy frecuentes se descartó un el período completo, que abarcó más de 2 medidas, para no introducir confusión en el análisis. Para el último registro no fue necesario realizar tal correspondencia, pues durante el mismo fue medida la potencia en el lado MT del transformador 150/31.5 kV/kV cada diez minutos con el analizador Hioki.

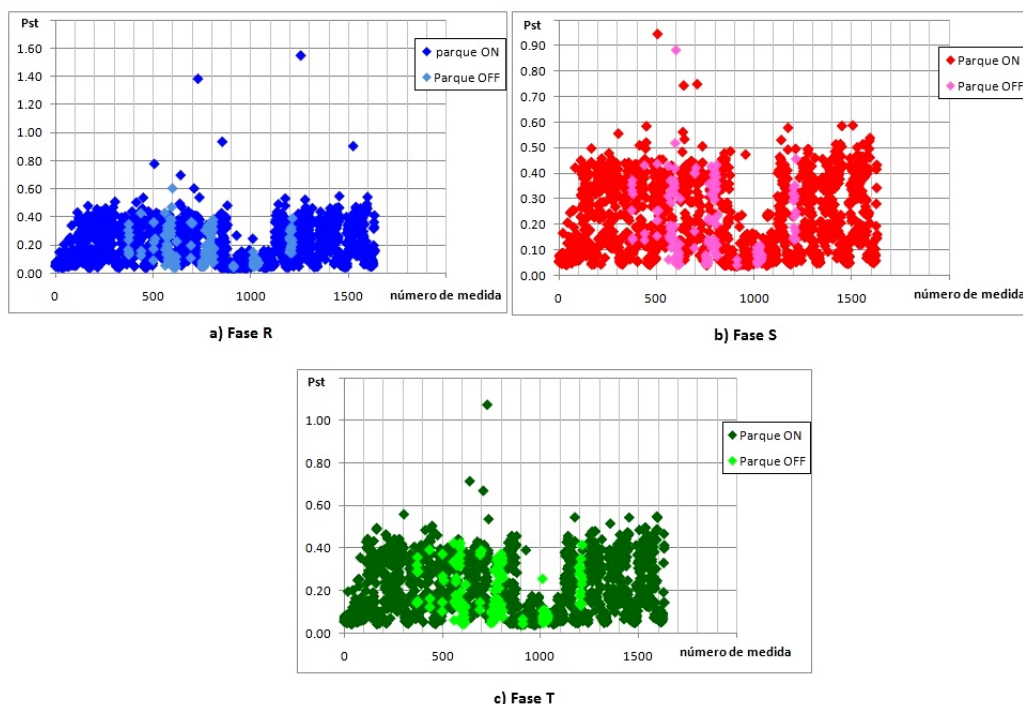


Figura 6.7: Distribución de Pst del 01 al 15 de noviembre de 2014

6.2. Emisiones de flicker

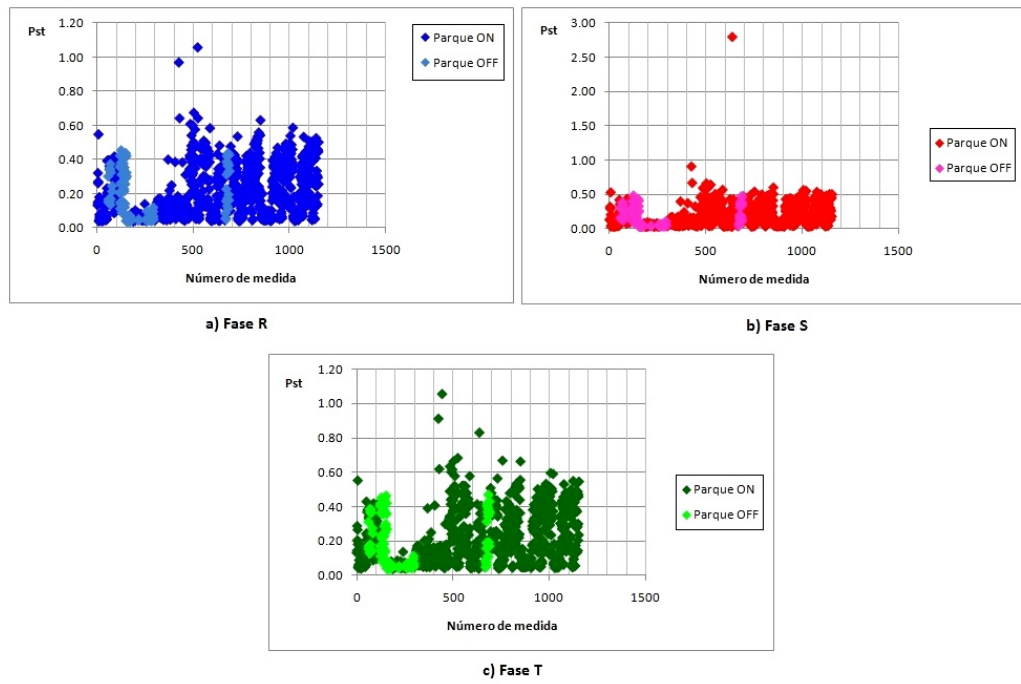


Figura 6.8: Distribución de Pst del 01 al 08 de junio de 2015

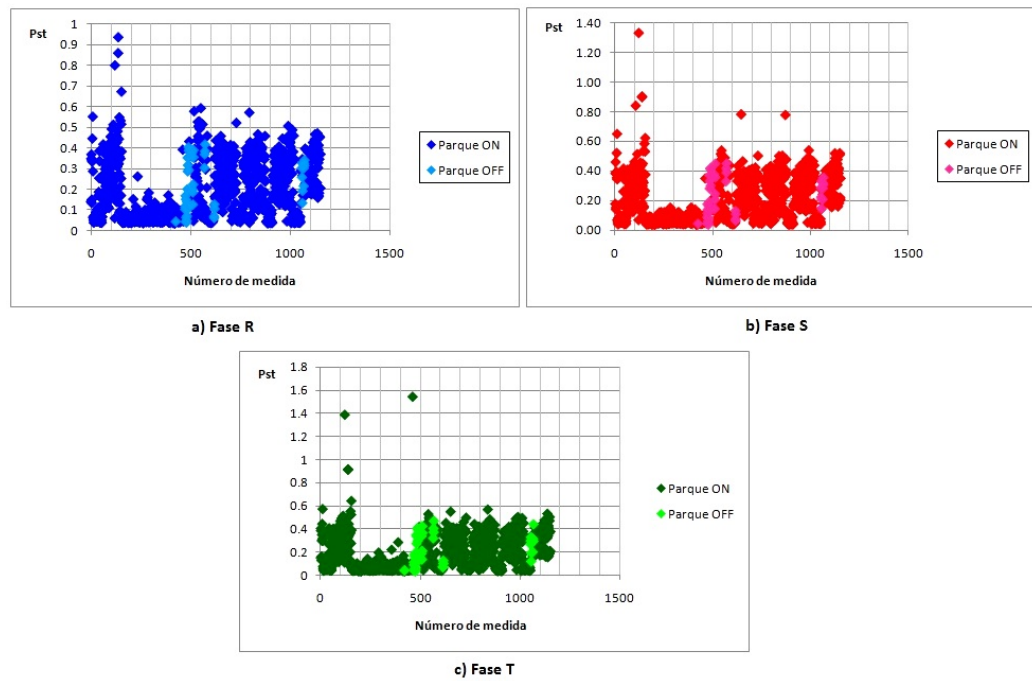


Figura 6.9: Distribución de Pst del 01 al 08 de julio de 2015

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

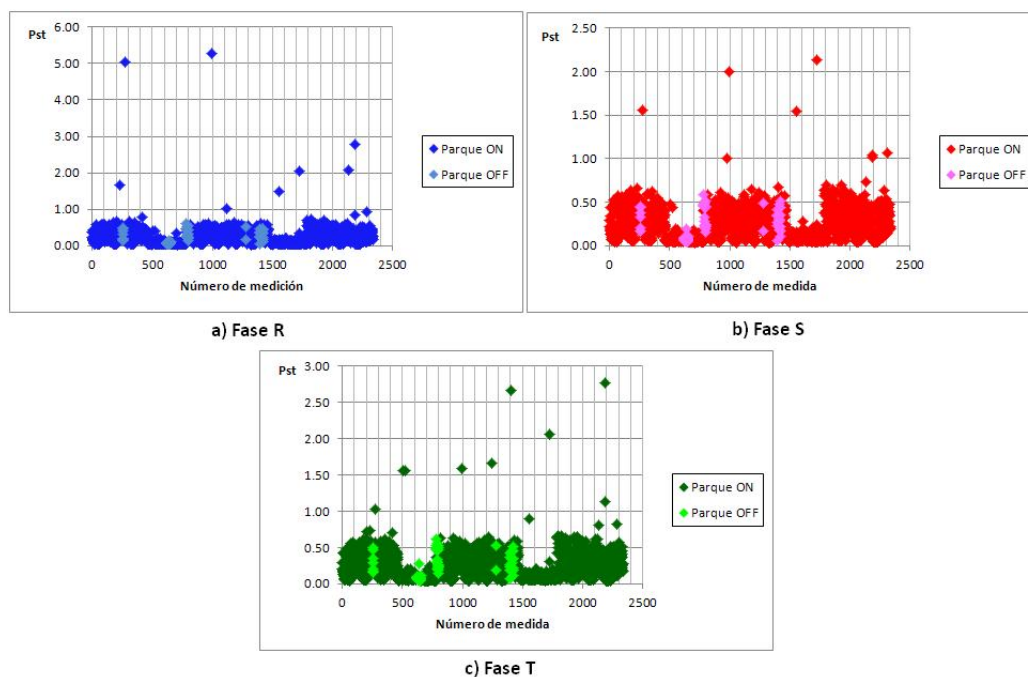


Figura 6.10: Distribución de Pst del 08 al 24 de setiembre de 2015

Como se puede observar en las figuras 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10, si bien es esperable que el percentil 95 (P_{95}) de Pst con el parque funcionando sea mayor al correspondiente con el parque sin funcionar, la diferencia entre ambos parece ser pequeña. Esto efectivamente es así. A continuación se presentan los valores de P_{95} medidos.

Periodo	P95 fase R	P95 fase S	P95 fase T
Noviembre de 2014	0.42	0.38	0.44
Junio de 2015	0.46	0.46	0.48
Julio de 2015	0.43	0.43	0.44
Setiembre de 2015	0.52	0.52	0.53

Tabla 6.1: P_{95} de Pst con el parque en funcionamiento para cada uno tres períodos de tiempo analizados, discriminados por fase

Periodo	P95 fase R	P95 fase S	P95 fase T
Noviembre de 2014	0.36	0.32	0.42
Junio de 2015	0.42	0.42	0.42
Julio de 2015	0.39	0.42	0.42
Setiembre de 2015	0.49	0.49	0.52

Tabla 6.2: P_{95} de Pst con el parque sin funcionar para cada uno tres períodos de tiempo analizados, discriminados por fase

6.2. Emisiones de flicker

Si a cada uno de los grupos de mediciones se les calcula promedio aritmético y desviación estándar se obtiene:

- Flicker con funcionando: $\overline{Pst} = 0,459$, $s = 0,046$
- Flicker background: $\overline{Pst} = 0,424$, $s = 0,056$

Un cálculo de incertidumbres clásico nos lleva a concluir, considerando una exactitud de 5% para el flickerímetro (valor muy conservador teniendo en cuenta que el instrumento normalizado se calibra solo para $Pst = 1$ como se explica en 4.2) que los valores las respectivas emisiones de flicker con factor de cobertura $k=2$ (correspondiente a un nivel de confianza de 95%) son:

- Flicker con el parque funcionando: $0,422 \leq Pst \leq 0,496$
- Flicker background: $0,383 \leq Pst \leq 0,465$

Con lo cual, dado el solapamiento de intervalos, no se puede distinguir la emisión de flicker con el parque funcionando de la del parque sin funcionar. Es decir, por la limitación que impone el uso de un instrumento de campo (normalizado) y la propia variabilidad del fenómeno, no se puede distinguir el aporte de flicker del parque del flicker de fondo. Sin embargo, en base a las mediciones, si se puede afirmar que es pequeña, del orden de lo previsto en el estudio teórico. Esto se puede justificar de la siguiente manera:

El flicker de fondo medido es consistente con el considerado por las normas IEC como se puede constatar en el ejemplo del Anexo G3 de [18] y teniendo en cuenta los valores típicos de coeficientes de transferencia AT/MT . En base a los datos relevados se puede estimar que el Pst de base en PAC de Florida I se encuentra entre 0.38 y 0.47. Por otro lado, si consideramos como válida la estimación de emisión teórica máxima para el parque de Pst de 0.02 tendríamos (usando ley de suma de flicker con exponente 3) que se tendría una emisión en el PAC con el parque funcionando de 0.38 a 0.47 lo cual es consistente con lo medido (0.42 a 0.50).

En este punto, es muy importante destacar que no es buena práctica el uso de la ley de suma con exponente 3 en forma de resta de la emisión medida con el parque funcionando menos la emisión medida con el parque sin funcionar. Por el hecho básico de que cantidades pequeñas medidas con incertidumbre relativamente grande restadas dan lugar a un resultado con incertidumbre magnificada.

En efecto, si para simplificar la notación reescribimos la ecuación 5.8 llamando $A = Pst_{parque}$, $B_1 = Pst_{parqueconectado}$ y $B_2 = Pst_{parquesinconectar}$ tenemos que:

$$A = \sqrt[3]{B_1^3 - B_2^3} \quad (6.4)$$

y la incertidumbre relativa expandida ($k=2$) para A resulta ser:

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

$$u(A) = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{B_1^3}{B_1^3 - B_2^3}\right)^2 \cdot u(B_1)^2 + \left(\frac{B_2^3}{B_1^3 - B_2^3}\right)^2 \cdot u(B_2)^2} \quad (6.5)$$

Donde $u(B_1)$ y $u(B_2)$ son las incertidumbres relativas de B_1 y B_2 respectivamente.

De aquí se puede apreciar claramente que la proximidad de valores de B_1 y B_2 puede llevar a valores de incertidumbre extremadamente grandes. En efecto, para el caso de la medición del parque Florida I la aplicación de esta fórmula hubiera conducido a una incertidumbre relativa expandida ($k=2$) de al menos 53 %.

Mediciones en 31.5 kV

Como ha sido mencionado, las mediciones de flicker del lado MT en setiembre de 2015 fueron realizadas en paralelo con las del lado AT, a fin de validar de alguna manera las lecturas del medidor ION 7650. Pues el equipo Hioki utilizado para realizar las mediciones del lado MT, propiedad de la Facultad de Ingeniería – UdelaR, cuenta con certificado de calibración de origen de 03/15 y además, su desempeño fue evaluado en su rango de medición a través de mediciones de Pst en señales con modulación cuadrada propuestas en [20]¹ verificándose en todo el rango de medición un desempeño satisfactorio (exactitud menor al 5 %).

De los resultados de las mediciones, se pudo observar buena concordancia en los valores por encima de $Pst=0.20$ (diferencias del orden del 10 % o menos). Sin embargo, para valores bajos de Pst (próximos a 0.1 o menores) se observaron discrepancias del 200 % o más. No obstante esto último, por tratarse de valores bajos muy alejados del percentil 95, los valores de Pst del lado de AT como en el lado de MT no presentaron diferencias grandes. A continuación se presentan los resultados tanto para el parque funcionando como para el parque sin funcionar, comparando las medidas del lado AT con las del lado MT.

	Pst Fase R	Pst Fase S	Pst Fase T
Lado MT	0.572	0.585	0.576
Lado AT	0.523	0.517	0.529

Tabla 6.3: Comparación de Pst en lado MT y AT del transformador elevador 150/31.5 kV/kV - Caso parque generando

¹Los valores Pst diferentes a 1 fueron obtenidos a partir de la variación de la amplitud de la modulación para las mismas frecuencias de cambio de las ondas propuestas en [20], aprovechando la relación directa entre el Pst y la amplitud de la modulación.

6.2. Emisiones de flicker

	Pst Fase R	Pst Fase S	Pst Fase T
Lado MT	0.490	0.526	0.501
Lado AT	0.489	0.491	0.522

Tabla 6.4: Comparación de Pst en lado MT y AT del transformador elevador 150/31.5 kV/kV - Caso parque sin generar

Antes de hacer una comparación lo primero que hay que decir es que es esperable que del lado MT exista un nivel mayor de flicker que del lado AT. Esto es así porque:

- El flicker background tiene que ser el mismo en AT que en MT, pues aparte de un pequeño consumo del equipamiento auxiliar de las máquinas y elementos de control de las celdas MT, no hay más carga conectada del lado MT del transformador elevador aparte de los aerogeneradores. Por lo cual, el coeficiente de transferencia de flicker AT/MT debe ser muy próximo a 1.
- El flicker provocado por los aerogeneradores es mayor en el lado MT que en el AT por la reducción en la potencia de cortocircuito. De hecho, si se realizara el cálculo detallado en 6.2.1 considerando el PAC en el secundario del transformador 150/31.5 kV/kV, donde la potencia de cortocircuito de la red sin considerar el parque es aproximadamente 300 MVA, se tendría que la emisión máxima esperable de flicker sería 0.026 (operación continua) y 0.051 (operación de arranque) en lugar de los valores de 0.02 (operación continua) y 0.01 (operaciones de arranque) esperables en el lado AT. Sin embargo, teniendo en cuenta que la incertidumbre expandida ($k=2$) para los valores medidos es del orden del 10 %, tenemos que no sería posible distinguir la variación del aporte del parque según el nivel de tensión del ruido de fondo.

Ahora sí, observando los resultados se puede verificar que lo medido es consistente con lo previsto:

Una mayor diferencia entre valores MT y AT en el parque ON que en el parque OFF (producto de la diferencia del aporte del parque) pero no distinguible del ruido de fondo. Y un ruido de fondo de valores similares en el lado AT y en el lado MT.

En definitiva se concluye entonces que, al menos en este caso analizado, el aporte del parque al flicker es no significativo respecto al ruido de fondo, de hecho con un sistema de medición comercial típico no es posible medirlo. Y la estimación realizada según norma IEC 61400-21 es consistente con el resultado de las mediciones, tal cual lo observado en la revisión bibliográfica realizada para este trabajo.

6.3. Emisiones de armónicas

Como fue mencionado en la introducción del presente capítulo, las mediciones de armónicas fueron realizadas en el secundario del transformador elevador 150/31.5 kV/kV. Por lo tanto, las estimaciones de los modelos se harán en este punto de la instalación bajo estudio que de ahora en adelante será referido como “PAC-MT” a fin de poder realizar las comparaciones correspondientes entre modelos y con las mediciones de campo.

Por otra parte, las estimaciones de los modelos no son presentadas en orden alfabético. Se presenta primero la del A, luego la del C y finalmente la del B. Esto es así porque resulta interesante comparar los resultados de la norma (modelo A) con los del modelo C pues ambos solo consideran la diversidad en el tiempo más no la topología de la red interna del parque. Ya que el modelo A basa su agregación en una fórmula genérica para cargas distorsionantes y el modelo C basa su agregación en el comportamiento específico de armónicas en aerogeneradores. Pese a esta alteración en el orden de exposición se prefirió conservar la nomenclatura inicial para los modelos pues refleja el orden en que estos fueron estudiados en el marco del presente trabajo.

6.3.1. Estimación según el modelo A: uso exclusivo de lineamientos de IEC 61400-21

Para el cálculo de la distorsión armónica en el PAC – MT para cada orden de armónica h , se procedió en primera instancia, a la estimación para cada orden h de la corriente total, resultante del aporte de todos los aerogeneradores, de acuerdo a la fórmula propuesta en la norma y que fuera presentada en la Sección 5.3.1:

$$I_{\Sigma h} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i}\right)^\beta} \quad (6.6)$$

Donde para el caso bajo estudio:

$N_{wt} = 21$: cantidad de aerogeneradores instalados.

$n_i = n = \frac{31,5}{0,66} = 47,73$: relación de transformación del transformador elevador el i -ésimo aerogenerador (es la misma para todos los aerogeneradores).

β : Exponente seleccionado de acuerdo a la siguiente tabla, presentada en la Sección 5.3.1:

$I_{h,i}[A]$: valor de la h -ésima armónica de corriente correspondiente al i -ésimo aerogenerador calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{h,i}[A] = \frac{I_{h,i}[\%]}{100} \cdot I_n$$

Donde los $I_{h,i}[\%]$ se obtienen a partir del informe de ensayo de tipo del modelo de aerogenerador que proporciona el fabricante (Ver Apéndice B), e $I_n = 2099A$ es la corriente nominal del aerogenerador (del lado BT).

6.3. Emisiones de armónicas

Orden del armónico	β
$h < 5$	1, 0
$5 \leq h \leq 10$	1, 4
$h > 10$	2, 0

Tabla 6.5: Selección de exponente en función del armónico

En virtud de que todas las relaciones de transformación n_i son iguales, y asumiendo igual espectro de emisión para todos los aerogeneradores (son de un mismo modelo) la ecuación 6.6 puede reescribirse como:

$$I_{\Sigma h} = \frac{\sqrt[\beta]{N_{wt}}}{n} \cdot I_{h,i} [A] \quad (6.7)$$

La ecuación 6.7 evalúa la combinación de armónicas para cada orden h en el $PAC - MT$ pero en Amperes. Para expresar los valores en % la ecuación 6.7 se transforma en:

$$I_{\Sigma h, PAC} = 100 \cdot \frac{\sqrt[\beta]{N_{wt}}}{n} \cdot \frac{I_{h,i}}{I} [\%] \quad (6.8)$$

Donde $I = 916,4A$ es la corriente nominal del parque en el $PAC - MT$, cuyo valor resulta de aplicar el cálculo siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = 50MW / (\sqrt{3} * 31,5kV) \cong 916,4A$$

A continuación, en la tabla 6.6 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la ecuación 6.8. Se estudiaron los diferentes estados de carga de los aerogeneradores, para los 11 bins de potencia (0 % a 100 % en pasos de 10 % siguiendo lo informado en el ensayo de tipo).

6.3. Emisiones de armónicas

No es objeto de este trabajo contrastar los valores de estudios de emisiones en parques eólicos con límites establecidos en estándares internacionales. Por ello, no se analizará este tema en detalle. No obstante, es importante destacar que los valores de emisiones armónicas en el *PAC – MT* estimados por la metodología de IEC 61400-21 son bajos para el caso que se analiza. Por ejemplo, se encuentran dentro de lo aceptable si se utilizan los límites de emisiones para P95 de la norma IEEE 519.

A los efectos de la comparación de desempeño de predicciones entre modelos (A,B y C), fue necesario la definición de los valores de emisiones individuales a usar en los estudios a fin de que los resultados sean comparables. Se optó por considerar la emisión de las máquinas para cada armónica como el promedio de los valores correspondientes a los 11 bins de potencia informados en el ensayo de tipo IEC 61400-21. Esta elección se basó en considerar las bases teóricas del modelo C (ver 5.4.4). Sin embargo, para el caso del modelo A también se considera el caso más pesimista (emisión armónica individual más alta para todas las armónicas), solo a los efectos de verificar si parados en este caso extremo la norma resulta conservadora respecto a las mediciones de campo como es de esperar. A continuación se presenta un gráfico con las estimaciones del modelo A para ambos casos:

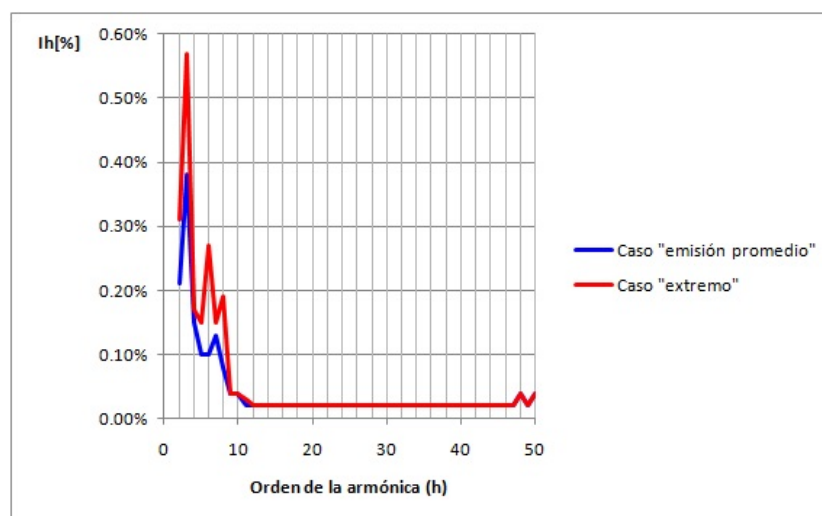


Figura 6.11: Estimaciones del modelo A para emisiones armónicas en el *PAC – MT*

La curva azul corresponde a los resultados de aplicar la ecuación 6.8 considerando la emisión promedio de la máquina. La curva roja corresponde a a los máximos de cada fila de la tabla 6.6².

²En los casos en los que en la tabla figura una cota y no un valor concreto se utilizó la cota

6.3.2. Estimación según el modelo C

El modelo presentado en la Sección 5.4.4, implementado como una rutina de Matlab, se utilizó con los datos de emisión armónica individual de ensayo de tipo normalizado (para cada armónica se utilizó el promedio de los valores de distorsión correspondientes a los 11 bins de potencia informados). La simulación Monte Carlo se realizó para $N = 3166$ casos que fue la cantidad de datos registrados en las mediciones de campo, a fin de tener resultados comparables. A continuación se presentan los resultados para una corrida en particular:

h	Ih[%]	h	Ih[%]	h	Ih[%]
2	0.20%	21	0.02%	40	0.02%
3	0.37%	22	0.02%	41	0.02%
4	0.14%	23	0.02%	42	0.02%
5	0.11%	24	0.02%	43	0.02%
6	0.13%	25	0.02%	44	0.02%
7	0.13%	26	0.02%	45	0.02%
8	0.09%	27	0.02%	46	0.02%
9	0.02%	28	0.02%	47	0.02%
10	0.02%	29	0.02%	48	0.06%
11	0.03%	30	0.02%	49	0.02%
12	0.02%	31	0.02%	50	0.07%
13	0.02%	32	0.02%		
14	0.02%	33	0.02%		
15	0.02%	34	0.02%		
16	0.02%	35	0.02%		
17	0.02%	36	0.02%		
18	0.02%	37	0.02%		
19	0.02%	38	0.02%		
20	0.02%	39	0.02%		

Figura 6.12: Emisión armónica en el PAC – MT según el modelo C

El gráfico de la figura 6.13 compara las predicciones de la norma IEC 61400-21 con las del modelo C:

Se puede observar una muy buena concordancia entre las predicciones. Las mayores diferencias fueron en algunos ordenes altos ($h = 48$ y $h = 50$) donde se registran diferencias absolutas de 0,03% y en las armónicas $h = 6$ (diferencia absoluta de 0.03%) y $h = 9$ (diferencia absoluta de 0.02%). Por otra parte, en sucesivas corridas, el comportamiento del modelo C fue muy estable. Se concluye por lo tanto que las predicciones son coincidentes y en definitiva la fórmula utilizada por IEC 61400-21 tomada de IEC/TR 61000-3-6 modela bien la diversidad en el tiempo las armónicas en aerogeneradores. Lo cual significa que desde el punto de vista de la agregación de armónicas, considerando la diversidad en el tiempo, los aerogeneradores no se comportan diferente a otras cargas emisoras de armónicas presentes en los sistemas eléctricos de potencia.

6.3. Emisiones de armónicas

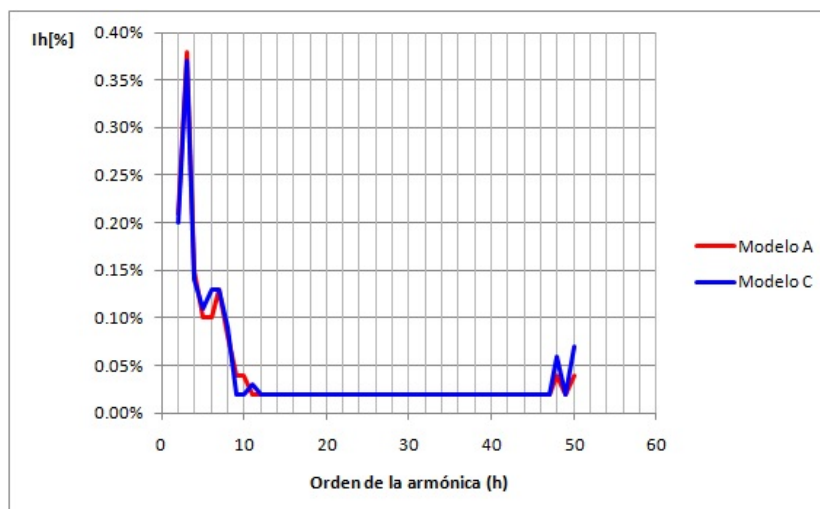


Figura 6.13: Comparación entre predicciones del modelo A y C

6.3.3. Estimación según el modelo B: modelo del parque en Power Factory

Se presentan aquí los resultados arrojados por el modelo B cuyas características generales se detallan en la Sección 5.4, implementado en Power Factory de DIGSILENT. Los datos de los componentes de la red interna del parque necesarios para la elaboración del modelo computacional fueron proporcionados por el propietario de la instalación y surgieron de las siguientes fuentes:

- Documentación del proyecto ejecutivo para el caso de longitudes de cables y tipo de canalizaciones utilizadas para cables subterráneos.
- Ensayos de rutina para los parámetros eléctricos de los componentes: cables, transformadores de pie de molino 31.5/0.69 kV/kV y transformador elevador 150/31.5 kV/kV.

La red de UTE en el PAC de 150 kV fue modelada por su equivalente Thevenin. Los aerogeneradores fueron modelados haciendo uso del modelo “Static generator” de la librería de Power Factory y al igual que en los modelos A y C, los valores de las armónicas son el promedio de los 11 valores informados en el ensayo para cada una de ellas.

La figura 6.14 muestra la vista gráfica del programa para el modelo completo desarrollado.

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

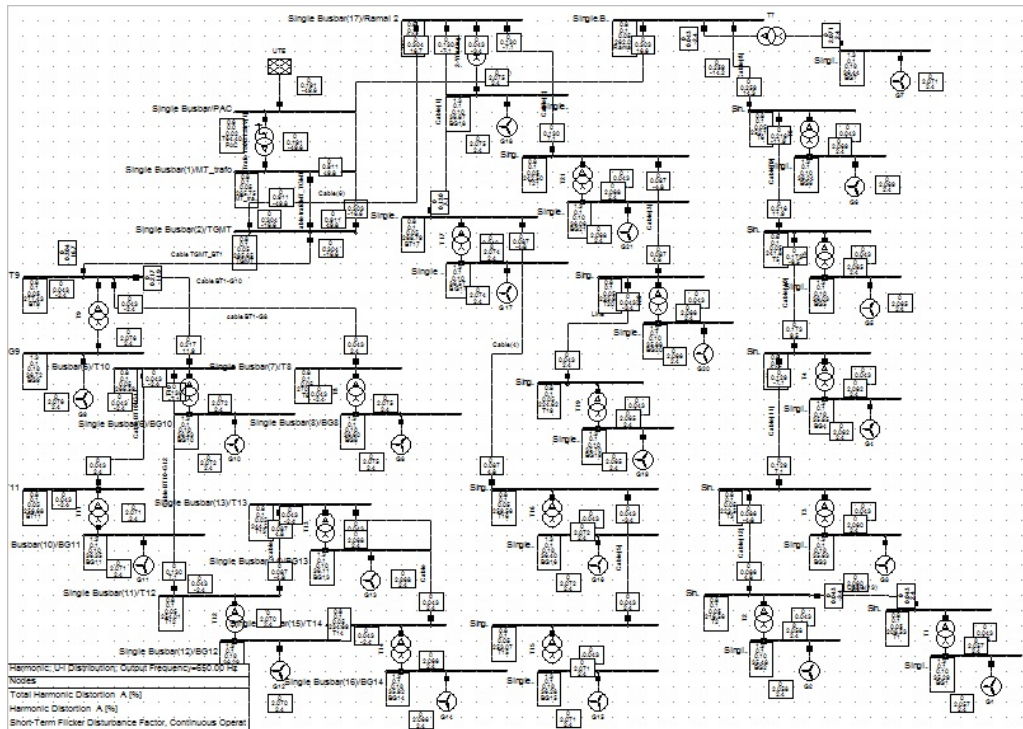


Figura 6.14: Vista gráfica del modelo en Power Factory del parque Florida I

Una vez confeccionado el modelo computacional, el mismo fue verificado mediante flujo de carga y frequency scan. A continuación se muestran dos capturas de pantalla del software en la que se pueden ver, como resultado de flujo de carga, la potencia de cortocircuito en el *PAC* y la corriente nominal en el *PAC_{MT}*.

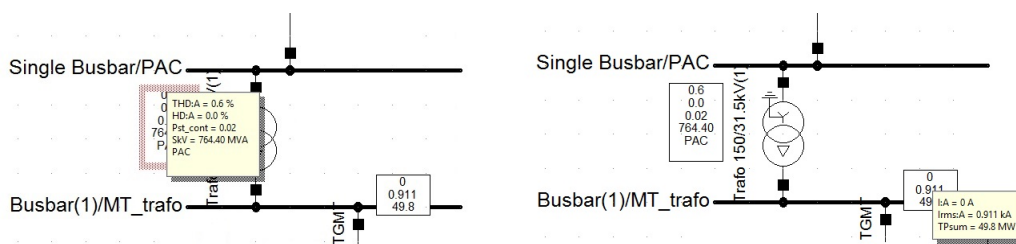


Figura 6.15: Resultados de flujo de armónicas a 50 Hz

Se puede observar que los valores están respectivamente cerca de los valores calculados 766 MVA y 916.4 A. Los valores de THD:A y HD: A corresponden respectivamente a la Total Harmonic Distortion en corriente y a la Harmonic Distortion a la frecuencia de estudio (50 Hz en este caso). Se puede observar también que la potencia total que fluye por la barra (TP:sum) es próxima a los

6.3. Emisiones de armónicas

50MW y que el Pst en la barra (Pst_{cont}) es 0.02, valor este último coincidente con el cálculo realizado en 6.2.1.

El frequency scan arrojó un valor de impedancia directa a 50 Hz en el PAC de 29.43Ω muy próximo al que surge del cálculo a partir de la potencia de cortocircuito en el punto.

A continuación se presentan los resultados obtenidos, primero en forma de gráfico comparando los resultados obtenidos con los arrojados por el cálculo de la norma IEC, y luego en forma de tabla con los valores correspondientes.

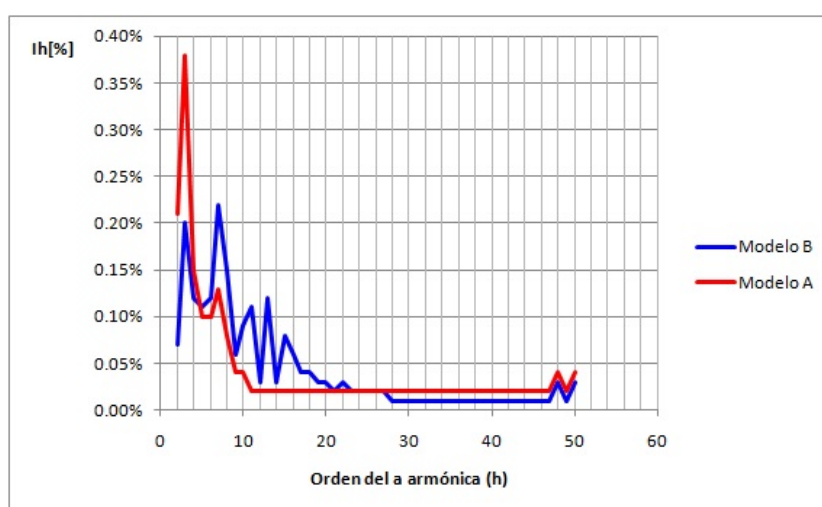


Figura 6.16: Gráfico de resultados del modelo B

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

h	Ih[%]	h	Ih[%]	h	Ih[%]
2	0.09%	21	0.02%	40	0.01%
3	0.24%	22	0.03%	41	0.01%
4	0.12%	23	0.02%	42	0.01%
5	0.11%	24	0.02%	43	0.01%
6	0.12%	25	0.02%	44	0.01%
7	0.22%	26	0.02%	45	0.01%
8	0.15%	27	0.02%	46	0.01%
9	0.06%	28	0.01%	47	0.01%
10	0.09%	29	0.01%	48	0.03%
11	0.11%	30	0.01%	49	0.01%
12	0.03%	31	0.01%	50	0.03%
13	0.12%	32	0.01%		
14	0.03%	33	0.01%		
15	0.08%	34	0.01%		
16	0.06%	35	0.01%		
17	0.04%	36	0.01%		
18	0.04%	37	0.01%		
19	0.03%	38	0.01%		
20	0.03%	39	0.01%		

Figura 6.17: Resultados del modelo B

En la figura 6.16 se puede observar que el modelo B estima a menos el valor de la segunda armónica y quinta armónica y las armónicas de alto orden, mientras que estima a más los valores de armónicas de frecuencias intermedias (aproximadamente entre 5 y 25 Hz) en donde el modelo B presenta algunos picos. Estos picos, aparecen por considerar la red interna del parque, serán analizados en la sección siguiente.

6.4. Mediciones en el $PAC - MT$

La campaña de medición se extendió desde el 08 al 30 de setiembre de 2015, registrándose 3166 valores diezminutales para cada orden de armónicas. A continuación se presentan los valores de percentil 95 (P95) mínimo y máximo de las corrientes armónicas medidas. Los porcentajes fueron calculados de la siguiente manera: valor de P95 (máximo y mínimo de las tres fases) dividido corriente nominal del parque en 31.5 kV (916.4 A) multiplicado por 100.

6.5. Comparación entre modelos y con las mediciones de campo

h	P95 min	P95 max	h	P95 min	P95 max	h	P95 min	P95 max
2	0.23%	0.24%	21	0.01%	0.01%	40	0.00%	0.00%
3	0.15%	0.27%	22	0.01%	0.02%	41	0.00%	0.00%
4	0.20%	0.20%	23	0.03%	0.05%	42	0.00%	0.00%
5	0.41%	0.45%	24	0.00%	0.00%	43	0.00%	0.00%
6	0.01%	0.02%	25	0.02%	0.03%	44	0.00%	0.00%
7	0.15%	0.17%	26	0.01%	0.01%	45	0.00%	0.00%
8	0.03%	0.03%	27	0.00%	0.01%	46	0.00%	0.00%
9	0.01%	0.01%	28	0.00%	0.00%	47	0.00%	0.00%
10	0.01%	0.02%	29	0.01%	0.01%	48	0.00%	0.00%
11	0.08%	0.08%	30	0.00%	0.00%	49	0.00%	0.01%
12	0.01%	0.01%	31	0.01%	0.01%	50	0.00%	0.00%
13	0.07%	0.07%	32	0.00%	0.00%			
14	0.02%	0.02%	33	0.00%	0.00%			
15	0.04%	0.05%	34	0.00%	0.00%			
16	0.02%	0.02%	35	0.01%	0.01%			
17	0.09%	0.09%	36	0.00%	0.00%			
18	0.01%	0.01%	37	0.01%	0.02%			
19	0.04%	0.04%	38	0.00%	0.00%			
20	0.03%	0.04%	39	0.00%	0.00%			

Figura 6.18: P95 de corrientes medidas en el *PAC – MT* del parque Florida I - setiembre de 2015

Se observa variación importante de tercera y quinta armónica siendo las restantes prácticamente constantes.

6.5. Comparación entre modelos y con las mediciones de campo

A partir de los datos de las tablas 6.6, 6.13 y 6.17 se pueden realizar las comparaciones numéricas, pero conviene para un análisis más claro ver la información en forma gráfica. Por ello, a continuación se presenta la comparación de los resultados de cada uno de los modelos con los resultados de las mediciones de campo representados por los valores máximos y mínimos de P95.

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

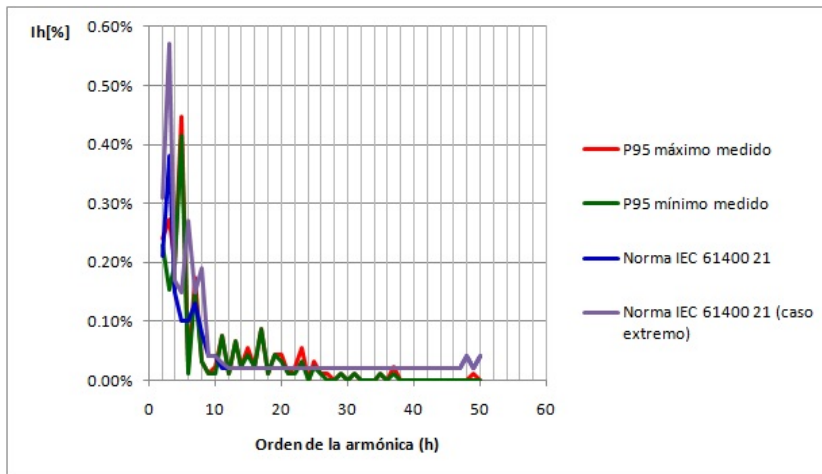


Figura 6.19: Comparación de predicciones del modelo A contra mediciones de campo en el parque Florida I

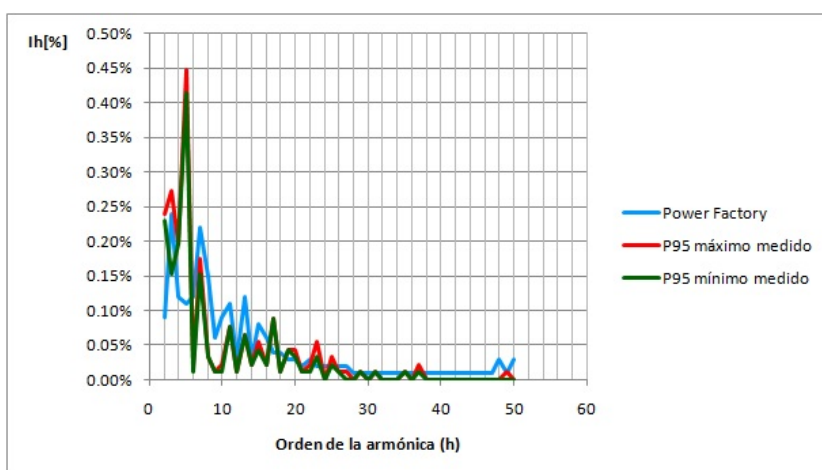


Figura 6.20: Comparación de predicciones del modelo B contra mediciones de campo en el parque Florida I

6.5. Comparación entre modelos y con las mediciones de campo

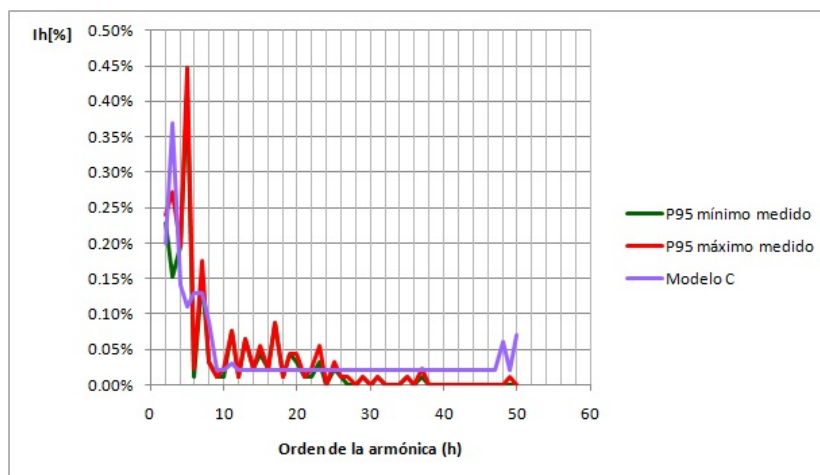


Figura 6.21: Comparación de predicciones del modelo C contra mediciones de campo en el parque Florida I

Para el caso del modelo A (norma IEC 61400-21), como se puede apreciar en la figura 6.19, se consideran los dos casos ya vistos: generación armónica promedio y generación máxima individual para cada orden de armónica (en el gráfico denominado “caso extremo”).

Lo primero que se puede observar respecto a las estimaciones según norma, es que aún la más exigente tiene valores de emisión inferior a los medidos. Lo cual no es menor puesto que se espera que las estimaciones de una norma sean las más conservadoras y siempre sean una cota superior para los valores medidos. Este no es un hecho sorprendente pues, como ya se ha expresado, existen trabajos publicados que señalan esto mismo.

Los segundo, es que tanto el modelo A como el C (que como se vió en 6.3.2 tienen comportamiento muy similar) funcionan bastante bien para valores de frecuencia bajos y altos. Sin embargo, en el rango medio de frecuencias (250 a 1250 Hz) no sucede lo mismo. Si se comporta bien el modelo B, pues explica de mejor manera el comportamiento no constante de emisiones en ese rango de frecuencias registrado en las mediciones. La diferencia entre los modelos A y C con el B es solamente la consideración de la topología en la red interna del parque, pues la agregación en el *PAC – MT* finalmente la hacen de igual forma, utilizando la fórmula de IEC 61000-3-6. Por lo tanto se puede concluir para este caso de estudio, que la topología de la red interna juega un papel importante en la explicación de emisiones armónicas el rango medio de frecuencias referido anteriormente.

Por último, el modelo B explica de buena manera casi todas las emisiones excepto dos de ellas: la de segunda armónica y la de quinta armónica. Respecto a la discrepancia en segunda armónica, no se encontró en este trabajo una razón verificable para ello. Repasados los datos medidos y el modelo B, se proponen dos posibles explicaciones: La primera es que la emisión reportada en el ensayo sea

Capítulo 6. Desempeño de los modelos de combinación de emisiones en un PAC

menor a la realmente emitida por la máquina y la segunda es que exista alguna magnificación en el PAC-MT no contemplada por el modelo. Es importante señalar que pese a la discrepancia con el modelo, la emisión medida es muy pequeña y está por debajo de los límites de normas internacionales.

Para la discrepancia en la quinta armónica si se encontró una explicación y fue la siguiente:

Analizados los datos de distorsión armónica en tensión cuando el parque no estaba funcionando se pudo comprobar la existencia de quinta armónica en tensión de valor medio 0.44 % de la fundamental (única armónica presente las demás, hasta donde se puede confiar razonablemente en los transformadores de tensión, fueron despreciables). Incorporado esto en el modelo B de Power Factory se obtuvo el resultado que se presenta en forma gráfica en la figura 6.22. Cabe señalar que Power Factory para modelar este efecto corre un flujo de carga de armónicas adicional, pasivando las 21 fuentes de corriente correspondientes a los aerogeneradores obteniendo una corriente por el PAC-MT, la cual luego se agrega con las otra 21 mediante la fórmula de agregación propuesta en IEC 61000-3-6.

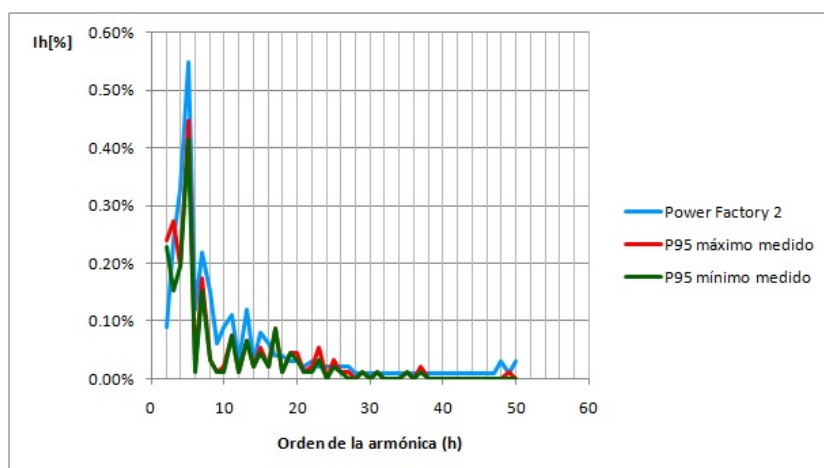


Figura 6.22: Resultado del modelo en Power Factory incorporando la 5ta armónica en tensión.

Puede parecer a primera vista extraño la presencia de quinta armónica de tensión en media tensión pero no lo es. Existe una cantidad importante de trabajos que documentan la existencia de esta armónica en redes de distribución y transmisión como por ejemplo el de *Robinson et. al.* [32] y *Yingjie et. al.* [39] con valores similares a los encontrados. Por otra parte, el trabajo de P. P. Issouribehere et. al. documenta un estudio de emisiones armónicas en una red MT, en la cual se pudo constatar la presencia en la red de background de 5ta armónica de tensión [26]. El origen de esta quinta armónica puede explicarse por pequeño aporte de generadores sincrónicos de polos salientes [36] y fundamentalmente por corrientes de 5ta armónica a niveles de tensión menor, que circulando por las redes llegan a niveles de tensión más altos (hay que recordar que corrientes de 5ta armónica se

6.5. Comparación entre modelos y con las mediciones de campo

transforman en caídas de tensión de 5ta armónica). La 5ta armónica en corriente es la primera en importancia puesto que la tercera es generalmente eliminada por conexionado de transformadores, y en los sistemas eléctricos de potencia se verifica las armónicas siguen en general una tendencia decreciente con la frecuencia.

En base a los resultados, se concluye que dentro de los modelos analizados, la combinación: agregación según norma IEC 61400-21 y uso de modelo computacional de la red interna del parque considerando correcciones de frecuencia (modelo A + modelo B) es la que mejor explica la emisión armónica conjunta del parque eólico Florida I. Lo cual si se piensa de manera más general no es sorprendente, pues de este modo se tienen en cuenta los dos aspectos que a priori parecen más relevantes en la cuantificación de emisiones armónicas en corriente: su variación en el tiempo y la forma en que estas corrientes circulan por el circuito en el que se pretenden evaluar.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajo a futuro

Los resultados de las mediciones de campo en un parque eólico de Uruguay (Sección 6.2.2) confirman lo recogido de manera unánime en la literatura especializada, respecto a que no se encuentran en estudios experimentales evidencias de desempeño no satisfactorio de la metodología sugerida por IEC 61400-21 para la agregación de flicker en el punto de acoplamiento común de un parque eólico con la red. Es decir, la metodología para agregación de flicker propuesta en la norma IEC 61400-21 puede considerarse técnicamente adecuada.

De manera concordante con los resultados de la revisión bibliográfica, se pudo verificar que un parque de nuestro país equipado con turbinas de tecnología tipo III, instalado en un punto de la red con potencia de cortocircuito razonable, no presenta inconvenientes desde el punto de vista de la emisión de flicker (emisiones muy bajas, indistinguibles del flicker background). Como la tecnología DFIG representa el 70 % de las turbinas instaladas en Uruguay y la tecnología Full Converter (30 % restante) tiene en general valores de emisión más bajos que la DFIG, se puede concluir que la incorporación de parques eólicos en Uruguay no representa actualmente un inconveniente desde el punto de vista de la emisión de flicker.

A lo largo de la investigación realizada en el presente trabajo, se pudo constatar que en nuestro país se utiliza la fórmula de “resta cúbica” de la ecuación 7.1 como herramienta para estimar el aporte de flicker de un parque eólico en la etapa de ensayos previos a su conexión con la red. El resultado de aplicar esta fórmula, se contrasta luego con el límite de emisión estipulado para el parque en el Convenio de Conexión correspondiente y dicha comparación es en definitiva, el criterio que determina la habilitación para la entrada en servicio (o no) del parque en lo que a flicker respecta.

$$Pst_{parque} = \sqrt[3]{Pst_{parqueON}^3 - Pst_{parqueOFF}^3} \quad (7.1)$$

De acuerdo a lo analizado en la Sección 6.2.2, la aplicación de esta metodología no cuantifica de manera correcta la emisión que se pretende estimar por las siguientes razones:

Capítulo 7. Conclusiones y trabajo a futuro

Por un lado, la emisión de flicker de un Parque Eólico puede ser muy pequeña ($Pst < 0,1$) comparada con el flicker de fondo o “background” de la red MT o AT de nuestro país (Pst medio estimado en aproximadamente 0.42), y este flicker background tiene una variabilidad de aproximadamente 10 % de su valor medio, lo cual es al menos comparable con el aporte al flicker de un parque eólico. Por lo tanto, aún midiendo con un instrumento de muy buena exactitud (tipo de laboratorio), sería muy difícil distinguir el aporte de un parque eólico respecto a la variabilidad del flicker background en la barra a la que se conecta.

Por otro lado, aún no teniendo en cuenta la variabilidad natural del flicker background y considerando solo la incertidumbre del sistema de medición, se puede probar (Sección 6.2.2) que se pueden obtener valores altos de incertidumbre en el resultado al aplicar la “resta cúbica”. En efecto, si bien la incertidumbre del flickerímetro normalizado no se puede estimar de manera universal para valores bajos de Pst como los del flicker background (solo se define un valor de exactitud para $Pst = 1$), se puede afirmar que como mínimo es de un 6 % con $k = 2$ (correspondiente al 5 % de exactitud definido en IEC 61000-4-15 para $Pst = 1$). Este efecto, combinado con la proximidad de los valores de Pst utilizados en la fórmula de “resta cúbica” (indicadores de severidad de flicker con el parque funcionando y con el parque sin funcionar), conduce a incertidumbres muy elevadas en la determinación del aporte del parque. Es decir, aun considerando solamente dos mediciones normalizadas para el cálculo usando la “resta cúbica”, el resultado de esta podría tener una incertidumbre tal que no permita definir si la emisión de un parque eólico supera o no el límite de $Pst = 0,35$ utilizado usualmente en nuestro país.

En definitiva y en términos metrológicos, resulta que el principio de medición (fórmula de “resta cúbica”) no es adecuado para el mesurando (aporte de flicker del parque) con la exactitud requerida para el límite fijado ($Pst = 0,35$).

En base a la revisión bibliográfica realizada, se puede afirmar que una buena alternativa para evaluar la conformidad para la conexión de un parque eólico en una barra B del sistema de transmisión (o distribución), podría ser la evaluación de Pst global en dicha barra B. El resultado de esa medición normalizada debiera ser comparado con el límite correspondiente (que a falta de datos precisos de los coeficientes de transferencia de flicker en la red debiera ser fijado en $Pst = 1$). Y en caso de ser necesaria la estimación del aporte del parque, es conveniente utilizar la metodología que hace uso de mediciones simultáneas de corrientes y tensiones descrita en el Anexo E de IEC 61000-3-7, la cual es concordante con la utilizada para emisiones individuales de aerogeneradores en IEC 61400-21, u otra metodología internacionalmente aceptada y consistente respecto a los criterios básicos de la metrología.

En definitiva, se entiende que la utilización de la fórmula de “resta cúbica” como herramienta para definir (en lo que a flicker se refiere) la entrada en servicio

de un parque eólico no es adecuada. Y si bien, no se corre riesgo respecto a la entrada en servicio de una planta generadora emisora de altos niveles de flicker (pues como se ha expresado esto no es posible en parques eólicos equipados con aerogeneradores de tecnología tipo III y tipo IV), la aplicación de esta metodología puede originar controversias innecesarias y problemas de relacionamiento entre los actores del sistema eléctrico, además de gastos innecesarios y falta de confianza en los controles que se realizan para preservar una adecuada Calidad de Energía Eléctrica para el conjunto de los usuarios.

En cuanto a armónicas, tampoco se encontraron inconvenientes (valores elevados respecto a límites internacionalmente aceptados) en el sitio de medición. Pero a diferencia de flicker, se pudo comprobar (Sección 6.5) lo expresado en publicaciones como la de *Medeiros et. al.* [29], en donde se presenta evidencia de que la norma IEC 61400-21 (actualmente en revisión) subestima las emisiones para algunos órdenes de armónicas. En concreto, se encontró que las subestima en el rango de frecuencias medias (aproximadamente 250 Hz a 1250 Hz) donde la topología de la red interna del parque juega un papel importante. El resultado obtenido con mediciones de campo, si bien es conocido no deja de ser sorprendente, pues se contrapone a la clásica concepción de que la estimación de una norma siempre arroja el resultado más conservador.

Por lo tanto, para la estimación de armónicas en el PAC de un parque eólico, es aconsejable combinar un estudio determinístico utilizando un modelo computacional detallado de la red interna del parque con las correcciones de frecuencia correspondientes (por ejemplo utilizando DIGSILENT), con la fórmula para agregación de armónicas propuesta en IEC 61000-3-6. Además, sería también aconsejable en etapas previas a la instalación de un parque eólico, hacer un registro de mediciones normalizadas de distorsiones armónicas en tensión, el cual podría servir como insumo para mejorar la predicción teórica previa, o como un elemento más de análisis ante una eventual controversia en caso de superación de límites en la etapa de comisionamiento del parque. Tampoco esta metodología es admitida por la reglamentación actual en Uruguay, la cual se basa exclusivamente en la aplicación de la norma IEC 61400-21.

Como trabajo a futuro, sería interesante realizar campañas de mediciones de corrientes armónicas con digitalizadores adecuados para intentar contrastar con mediciones de campo las conclusiones a las que arriban en su trabajo *Tentzerakis y Papathanassiou* [34]. Conclusiones, que como se ha mencionado, parecen no mostrar discrepancia con la fórmula de agregación propuesta en IEC 61000-3-6.

Finalmente, sería importante además, realizar más estudios del tipo de los que se realizó en este trabajo para el Parque Florida I, en diferentes puntos de la red de Uruguay, para intentar validar las conclusiones sobre el desempeño de modelos para predicción de emisiones armónicas, contribuyendo de esta forma además, al acopio de información del nivel de perturbaciones en nuestro país de cara a una futura

Capítulo 7. Conclusiones y trabajo a futuro

reglamentación de parámetros de Calidad de Producto Técnico. Trabajo este que debiera enmarcarse en otro de mayor alcance, tendiente a aportar conocimiento sobre los niveles de perturbaciones existentes en nuestro sistema eléctrico, a fin de sentar las bases conceptuales para la elaboración de un Reglamento de Calidad de Producto Técnico nacional en el que tengan confianza todos los actores del sector eléctrico, a fin de establecer **niveles de compatibilidad, límites de emisión e inmunidad para flicker y armónicas** coherentes para garantizar la permanencia en el tiempo de una calidad razonablemente adecuada de la electricidad para el conjunto de la sociedad, sin incurrir en costos desmesurados.

Apéndice A

Procedimiento paso a paso para el cálculo de los coeficientes de flicker

A.1. Operación continua

Los coeficientes de flicker para operación continua $c(\Psi_k, v_a)$ deben ser hallados para ángulos de impedancia de red $\Psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ y 85° , como el percentil 99 para cuatro diferentes distribuciones de velocidad de viento con promedios anuales $v_a = 6m/s, 7,5m/s, 8,5m/s$ y $10m/s$ respectivamente. Se asume que los valores promedio de 10 minutos de velocidad de viento v siguen una distribución de Rayleigh cuya función distribución acumulada de probabilidad viene dada por la siguiente ecuación:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right) \quad (\text{A.1})$$

La velocidad anual promedio se refiere a la velocidad a la altura de buje.

Los coeficientes de flicker deben ser determinados con la turbina operando con potencia reactiva tan próxima a cero como sea posible. Si aplica, el set-point de reactiva debe ser puesto en cero. Si otro modo de operación es utilizado en el ensayo, este debe ser claramente establecido.

Para el cálculo se deben medir:

1. Las tres corrientes instantáneas de línea y las tres tensiones instantáneas fase-neutro en bornes de la turbina. Se deben tomar al menos 15 medidas de 10 minutos de duración (5 por fase) por cada bin de velocidad de viento de $1m/s$ de amplitud desde la velocidad de cut-in de la máquina hasta $15m/s$. La velocidad de viento es medida en valores promedios cada 10 minutos. Las magnitudes eléctricas requieren un muestreo con tasa de al menos $2kHz$ y una conversión A/D de al menos 12 bits de resolución. Los transformadores de corriente y tensión deben ser clase 1.0 de acuerdo a IEC 60044-1 y IEC

Apéndice A. Procedimiento paso a paso para el cálculo de los coeficientes de flicker

60044-2 respectivamente. La frecuencia de corte en las medidas de tensión y corriente deben ser de al menos $400Hz$.

2. Velocidad de viento con exactitud $0,5m/s$ y muestreada al menos cada $1Hz$

Las operaciones de conmutación deben ser excluidas, excepto aquellas debidas a capacitores durante la operación continua de la turbina.

El procedimiento para realizar el cálculo es el siguiente:

Para cada ángulo de impedancia de red y para cada distribución de velocidades de viento se repiten los siguientes pasos:

1. Con las series de medidas de 10 minutos de corrientes y tensiones se calculan las series temporales $u_{fic}(t)$ utilizando la metodología descrita en 3.2.2.
2. Con las series temporales $u_{fic}(t)$ se obtienen valores de $P_{st, fic}$ para la red ficticia con ángulo Ψ_k dado, utilizando un flickerímetro normalizado.
3. Para cada uno de los valores de $P_{st, fic}$ se obtiene un coeficiente de flicker utilizando la expresión siguiente: $c(\Psi_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n}$ donde S_n es la potencia aparente nominal de la turbina y $S_{k, fic}$ es la potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia.
4. Si se asocian los valores de coeficientes de flicker calculados a cada bin de potencia, se obtiene una distribución de coeficientes para una distribución dada de viento, cuya media anual puede o no coincidir con los valores normalizados. Para obtener la distribución de coeficientes para los valores medios anuales de velocidad de viento normalizados, se introduce un factor de ponderación para la frecuencia de coeficientes de flicker para cada bin de velocidad de viento. El factor de ponderación debe ser determinado entonces, por cada bin de velocidad de viento a fin de escalar la frecuencia de ocurrencia de los coeficientes de flicker medidos con los correspondientes para la distribución de velocidad de viento asumida. Esto se completa en los tres pasos siguientes.
5. La frecuencia de ocurrencia $f_{y,i}$ de velocidades de viento para el i-esimo bin de potencia viene dada por:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v_i - 0,5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v_i + 0,5}{v_a}\right)^2\right) \quad (A.2)$$

Donde:

v_i es el punto medio del i-esimo bin de velocidad de viento.

v_a es la velocidad anual promedio asumida para la distribución de viento.

A.2. Operaciones de conmutación

6. La frecuencia real de ocurrencia $f_{m,i}$ de coeficientes de flicker medida para el i -ésimo bin de velocidad de viento está dada por:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (\text{A.3})$$

donde:

$N_{m,i}$ es la cantidad de valores de coeficientes de flicker medidos dentro del i -ésimo bin de potencia.

N_m es el número total de valores de coeficientes de flicker medidos.

7. El factor de ponderación debe ser calculado para cada bin de $1m/s$ de velocidad de viento desde la velocidad de cut-in de la máquina hasta $15m/s$ a partir de los valores de $f_{y,i}$ y $f_{m,i}$ utilizando la ecuación siguiente:

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (\text{A.4})$$

Finalmente, debe ser hallada la distribución acumulada ponderada de coeficiente de flicker medidos y el coeficiente de flicker $c(\Psi_k, v_a)$ debe ser determinado con el percentil 99 de dicha distribución. Esto se detalla en los dos pasos siguientes.

8. La distribución acumulada ponderada de valores de coeficientes de flicker viene dada por la ecuación siguiente:

$$P_r(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \cdot N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \cdot N_{m,i}} \quad (\text{A.5})$$

Donde:

$N_{m,i,c < x}$ es la cantidad de valores de coeficientes de flicker menores o iguales a x dentro del i -ésimo bin de velocidad de viento.

N_{bin} es el número total de bins de velocidad de viento.

9. El coeficiente de flicker se determina como el percentil 99 de la distribución acumulada ponderada de valores de coeficientes de flicker. Es decir se halla el valor $c(\Psi_k, v_a)$ tal que $P_r(c < c(\Psi_k, v_a)) = 0,99$

A.2. Operaciones de conmutación

Con base a información suministrada por el fabricante, se establece el número máximo de operaciones de conmutación en 10 minutos N_{10m} y en 120 minutos N_{120m} . Si no se dispone de información del fabricante la norma sugiere valores a ser usados para N_{10m} y N_{120m} . Los valores de estos parámetros tienen que quedar registrados en el certificado de ensayo.

Para el cálculo de los coeficientes escalonados de flicker $k_f(\Psi_k)$ se toman las siguientes medidas:

Apéndice A. Procedimiento paso a paso para el cálculo de los coeficientes de flicker

- Corrientes de línea y tensiones fase-neutro en bornes de la máquina. Las medidas deben ser tomadas en un período de tiempo T_p lo suficientemente largo como para asegurar que el transitorio de conmutación ha concluido, pero no tan largo a fin de excluir posibles fluctuaciones de potencia por turbulencias. A fin de asegurar que los resultados de las mediciones son representativos de situaciones normales promedio, cada caso (arranque a velocidad nominal, arranque a velocidad de cut-in, “worst case between switching”) debe ser repetido 5 veces.
- La velocidad de viento deben ser medidas como promedio de 1 minuto durante la operación de conmutación dentro del rango de $\pm 2m/s$ de la velocidad de viento requerida (nominal, de cut-in).

La frecuencia de corte para las medidas de tensión y corriente debe ser al menos 1500 Hz para asegurar que las fluctuaciones armónicas debidas a un arranque suave electrónico sean correctamente incluidas en el cómputo del coeficiente. Las corrientes nominales de los transformadores de corriente debe ser adecuada a las corrientes de arranque. En caso de contar con arranque suave electrónico o algún otro medio de limitación de las corrientes de inrush, se sugiere usar transformadores de corriente nominal 2 a 4 veces la corriente nominal de la máquina. En caso de que no se cuente con limitación de corrientes de inrush se sugiere usar transformadores de corriente nominal 10 a 20 veces la corriente nominal de la máquina.

Los coeficientes escalonados de flicker deben ser determinados con la turbina operando con potencia reactiva tan próxima a cero como sea posible. Si aplica, el set-point de reactiva debe ser puesto en cero. Si otro modo de operación es utilizado en el ensayo, este debe ser claramente establecido.

Para cada valor de ángulo de impedancia de red Ψ_k se debe repetir el siguiente procedimiento:

1. Las mediciones de corriente y tensión deben ser combinadas para obtener la series temporales $u_{fic}(t)$ como en el caso del cálculo de coeficientes de flicker en operación continua.
2. A partir de las series temporales $u_{fic}(t)$ se obtienen los valores de emisión de flicker $P_{st, fic}$ para la red ficticia, mediante procesamiento en un flickerímetro normalizado. Esto resultará en 15 valores de $P_{st, fic}$ por cada caso (5 test y 3 fases).
3. El coeficiente escalonado de flicker $k_f(\Psi_k)$ se calcula luego a partir de la siguiente expresión:

$$k_f(\Psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fin}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0,31} \quad (A.6)$$

El $P_{st, fic}$ es evaluado en todo el período T_p

Apéndice B

Emisión armónica individual del aerogenerador N117

Apéndice B. Emisión armónica individual del aerogenerador N117

P[%]	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
h	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]	th [%]
2	0.19	0.19	0.17	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.24	0.28	0.31
3	0.18	0.24	0.25	0.44	0.36	0.39	0.40	0.41	0.43	0.44	0.57
4	0.14	0.17	0.17	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.14	0.15	0.14
5	0.16	0.17	0.22	0.31	0.42	0.36	0.26	0.22	0.20	0.20	0.18
6	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00	0.21	0.19	0.41	0.60	0.65
7	0.31	0.29	0.26	0.31	0.34	0.35	0.35	0.33	0.33	0.27	0.28
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.14	0.29	0.41	0.44
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.12	0.11	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	0.19	0.19	0.19	0.20	0.19	0.19	0.19	0.19	0.20	0.19	0.20

Referencias

- [1] *Proceedings of IEEE ICHPS VI: The 6th International Conference on Harmonics in Power Systems. (September 21 - 23, 1994, Bologna, Italy)*, Opening Lecture. Emanuel, A. E., Bologna, Italy, 1994. IEEE.
- [2] Ley N° 18.597. *Promoción del Uso Eficiente de la Energía*. Registro Nacional de Leyes y Decretos. Poder Legislativo, Montevideo, Uruguay, setiembre de 2009. 18p.
- [3] CIGRE Working Group 36-05. *Harmonics, Characteristic Parameters, Methods of Study, Estimates of Existing Values in the Network*. Electra no. 77, pp. 35-54.
- [4] Decreto N° 77/2006. *Promoción de Energía Renovable de pequeña escala*. Registro Nacional de Leyes y Decretos. Poder Legislativo, Montevideo, Uruguay, marzo de 2006. 1p.
- [5] T Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Chichester, UK : John Wiley & Sons, 2012. 1088p.
- [6] B. Badrzadeh et al. Power system harmonic analysis in wind power plants - part i: Study methodology and techniques. *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2012 IEEE*, pp. 1-11, 2012.
- [7] J. Baird. Elafant - audio frequency analysis of a power system. *New Zealand Electricity*, 1981.
- [8] B. Barahona et al. Validation of the standard method for assessing flicker from wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 26, No. 1, p. 373-378, 2011.
- [9] G. A. Barbera et al. Los nuevos sistemas de iluminación y su vinculación con las redes de suministro eléctrico. *Décimo Quinto Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú PR, Brasil*, 2013.
- [10] M. Bollen, K. Yang, and O. Larsson. Aggregation and amplification of wind-turbine harmonic emission in a wind park. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 30, No. 2, 2015.

Referencias

- [11] G.R. Calzolari et al. Modelado de una turbina eólica de velocidad fija con atp. *Octavo encuentro de especialistas en Energía, Pontecia, Instrumentación y Medida (EPIM). Montevideo, Uruguay, 2010.*
- [12] A. Cardozo et al. Progress in the standard system for power and energy measurements of UTE. In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2012. Renewable Energies in a Developing Continent. Montevideo, Uruguay, 2012.*
- [13] A. Carranza et al. Influencia del tercer armónico en corriente en el dimensionado del conductor neutro en una instalación eléctrica de baja tensión. *Octavo encuentro de especialistas en Energía, Pontecia, Instrumentación y Medida (EPIM). Montevideo, Uruguay, 2010.*
- [14] G. Chicco et al. Experimental analysis of wind farms connected to the high voltage grid: the viewpoint of power quality. *IEEE. ISEIMA'06. First International Symposium on Environment Identities and Mediterranean Area, pp.184-189, 2006.*
- [15] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-30 ed 2.0. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, 2008.
- [16] International Electrotechnical Commission. IEC 61400-21 ed 2.0. Wind Turbines. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, 2008.
- [17] International Electrotechnical Commission. IEC TR 61000-3-6. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-6: Limits- Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [18] International Electrotechnical Commission. IEC/TR 61000-3-7 ed 2.0. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [19] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-7 ed 2.1. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-7: Testing and measurement techniques - General Guides on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, 2009.
- [20] International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-15. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter. Functional and design specifications, 2010.
- [21] Dirección Nacional de Energía. *Mapa eólico nacional*. [On line]. [Consulta: 01 de julio de 2015]. Disponible en: <http://www.energiaeolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>.

- [22] T. J. Densem et al. Three phase transmission system modelling for harmonic penetration studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 2, 1984.
- [23] J.C. Gómez. *Calidad de Potencia: Para usuarios y empresas eléctricas*. Buenos Aires : Edigar, 2005. 542p.
- [24] A. Hooshyar et al. Development of a flickermeter to measure non-incandescent lamps flicker. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol 28, No.4, 2013.
- [25] P. Issouribehere et al. Mitigación de armónicas en instalaciones con drivers de motores. *Congreso internacional de distribución eléctrica (CIDEL)*. Argentina, 2002.
- [26] P. Issouribehere et al. Power quality measurements and mitigation of disturbances due to pwm ac drives. *IEEE PES General Meeting 2008. Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos*, Jul. 2008.
- [27] M.S. Janoff. Effect of bridge lighting on night time traffic safety. *Transportation Research Record*, Vol. 1172, pp 88-92, 1988.
- [28] A. Lazcano et al. Revision of the standard method of statical evaluation of flicker coefficients in wind turbines. *in Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014 IEEE 16th International Conference on , vol., no., pp.258-262, 25-28, May 2014*.
- [29] F. Medeiros et al. Considerations on the aggregation of harmonics produced by large wind farms. *Harmonics and Quality of Power (ICHQP). 2012 IEEE 15th International Conference on , vol., no., pp.364.369. 17-20, 2012*.
- [30] G. A. Mendonça et al. Wind farm and system modelling evaluation in harmonic propagation studies. *Int. Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12); Santiago de Compostela, Spain, 2012*.
- [31] Institute of Electrical and Electronic Engineers. IEEE Std. 519-1992 IEEE Recommended Practices and Requeriments for Harmonic Control in Electrical Power Sytems, 1993.
- [32] D. A. Robinson et al. Establishment of typical harmonic voltage levels in radial distribution systems. *in Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , vol.3, no., pp.1053-1058 vol.3, 2000*.
- [33] P. Sørensen et al. Power quality issues on wind power installations in denmark. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, p.1-6, 2007*.
- [34] S. Tentzerakis and S. Papathanassiou. An investigation of the harmonic emissions of wind turbines. *in Energy Conversion, IEEE Transactions on , vol.22, no.1, pp.150-158, March 2007*.

Referencias

- [35] J. Wasilewski et al. Harmonic domain modeling of a distribution system using the digilent powerfactory software. *Future Power Systems, 2005 International Conference on* , vol., no., pp.7 pp.,7, 18-18, 2005.
- [36] Arrillaga-J. Watson, N. R. *Power System Harmonics*. 2nd edition. New York : John Wiley 405p.
- [37] Uruguay XXI. *Energías Renovables -Oportunidades de Inversión*. [On line]. [Consulta: 30 de mayo 2015]. Disponible en: <http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Informe-de-energias-renovables.pdf>. Versión de agosto 2014.
- [38] K Yang. *Wind-Turbine Harmonic Emissions and Propagation through A Wind Farm*. PhD thesis, LULEÅ University of Technology - Sweden, 2012.
- [39] T. Yingjie et al. Background harmonic voltage test and evaluation. in *Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on* , vol., no., pp.1-5, 13-16, Sept. 2010.

Índice de tablas

4.1. Exactitud de medidores según IEC 61400-4-7	37
4.2. Parámetros de filtro ponderado. Caso lámpara 230V - 60W	40
5.1. Selección de exponente en función del armónico	57
6.1. P95 de Pst con el parque en funcionamiento para cada uno tres períodos de tiempo analizados, discriminados por fase	86
6.2. P95 de Pst con el parque sin funcionar para cada uno tres períodos de tiempo analizados, discriminados por fase	86
6.3. Comparación de Pst en lado MT y AT del transformador elevador 150/31.5 kV/kV - Caso parque generando	88
6.4. Comparación de Pst en lado MT y AT del transformador elevador 150/31.5 kV/kV - Caso parque sin generar	89
6.5. Selección de exponente en función del armónico	91
6.6. Emisión armónica en el <i>PAC – MT</i> según IEC 61400-21	92

Índice de figuras

2.1.	Reparto esperado de la potencia eólica según tecnología para 2016	7
2.2.	Evolución del reparto mundial en porcentaje de generación eólica por tecnología.	8
2.3.	Esquemático de topologías DFIG y Full Converter	8
2.4.	Rectificador trifásico 6 pulsos 2 vías	10
2.5.	Modulación PWM sinusoidal	11
2.6.	Espectro de aerogenerador DFIG de $P_n = 2,4MW$	12
2.7.	Espectro de aerogenerador Full Load Converter de $P_n = 3,0MW$.	13
3.1.	Curva de tolerancia de flicker de IEEE Std 141-1993 e IEEE Std 519-1992	17
3.2.	Red ficticia utilizada para simular el voltaje ficticio $u_m(t)$	21
3.3.	Coefficientes de flicker de acuerdo a los ensayos de tipo - (a) turbina de velocidad fija (b) turbina de velocidad variable.	24
3.4.	Coefficientes de flicker en operación permanente de dos turbinas instaladas en Uruguay	25
3.5.	Coefficientes de flicker escalonado de dos turbinas instaladas en Uruguay	25
4.1.	Solapamiento en el tiempo	30
4.2.	Spectral leakage	31
4.3.	Diagrama de bloques del medidor de armónicas normalizado	36
4.4.	Diagrama funcional del medidor de flicker IEC	38
4.5.	Diagrama de bode del filtro de pesado	40
4.6.	Diagrama funcional del medidor de flicker IEC	43
4.7.	Respuesta en frecuencia deseable para los transformadores de corriente	44
4.8.	Ejemplos de respuesta en frecuencia de transformadores de tensión. Gentileza IITREE - Universidad Nacional de La Plata	46
4.9.	Esquema simplificado de un transformador capacitivo	46
5.1.	Procedimiento de evaluación de flicker de acuerdo a [16]	52
5.2.	Modelo pi equivalente exacto para líneas y cables	63
5.3.	Modelo para transformadores - sugerido por CIGRE	64
5.4.	Modelo para transformadores - sugerido en [7]	64

Índice de figuras

5.5. Variación típica de la resistencia y la inductancia en función de la frecuencia	65
5.6. Modelo equivalente para transformador usado por Power Factory (secuencias positiva y negativa)	65
5.7. Modelo general para cargas usado por Power Factory	67
5.8. Ejemplo de definición de componente eléctrico (transformador) en Power Factory	72
5.9. Ejemplo de definición de una fuente de armónicas en Power Factory	73
6.1. Diagrama unifilar general del parque	79
6.2. Coeficientes de flicker en operación continua para el modelo de turbina instalado	81
6.3. Coeficientes de flicker para $\Psi_k = 79,16$	82
6.4. Índices de severidad de flicker en el PAC	82
6.5. Flicker step factors	83
6.6. Índices de severidad de flicker en el PAC en maniobras de conmutación	83
6.7. Distribución de Pst del 01 al 15 de noviembre de 2014	84
6.8. Distribución de Pst del 01 al 08 de junio de 2015	85
6.9. Distribución de Pst del 01 al 08 de julio de 2015	85
6.10. Distribución de Pst del 08 al 24 de setiembre de 2015	86
6.11. Estimaciones del modelo A para emisiones armónicas en el <i>PAC – MT</i>	93
6.12. Emisión armónica en el <i>PAC – MT</i> según el modelo C	94
6.13. Comparación entre predicciones del modelo A y C	95
6.14. Vista gráfica del modelo en Power Factory del parque Florida I . .	96
6.15. Resultados de flujo de armónicas a 50 Hz	96
6.16. Gráfico de resultados del modelo B	97
6.17. Resultados del modelo B	98
6.18. P95 de corrientes medidas en el <i>PAC – MT</i> del parque Florida I - setiembre de 2015	99
6.19. Comparación de predicciones del modelo A contra mediciones de campo en el parque Florida I	100
6.20. Comparación de predicciones del modelo B contra mediciones de campo en el parque Florida I	100
6.21. Comparación de predicciones del modelo C contra mediciones de campo en el parque Florida I	101
6.22. Resultado del modelo en Power Factory incorporando la 5ta armónica en tensión.	102

Esta es la última página.
Compilado el martes 22 diciembre, 2015.
<http://iie.fing.edu.uy/>