



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

**MICRO CORTES DE SUMINISTRO: IMPACTO Y TÉCNICAS DE MITIGACIÓN
EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

GONZALO EDUARDO PAREDES MARTINEZ

**PROFESOR GUÍA:
LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
OSCAR EDUARDO ORLANDO MOYA ARAVENA
GUILLERMO ANDRES JIMENEZ ESTEVEZ**

**SANTIAGO DE CHILE
MARZO 2008**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: GONZALO E. PAREDES MARTINEZ
FECHA: 04 DE DICIEMBRE DE 2007
PROF. GUÍA: Sr. LUIS S. VARGAS DIAZ

“MICRO CORTES DE SUMINISTRO: IMPACTO Y TECNICAS DE MITIGACION EN
GENERACION DISTRIBUIDA”

El concepto de calidad de servicio en redes eléctricas ha tenido un fuerte impulso desde la década de los 80, abarcando un amplio rango de fenómenos individuales, muchos de los cuales son conocidos por la ingeniería con anterioridad a este concepto. Es decir, lo que se ha incorporado es una visión de cómo se debe tratar un problema específico, observando el sistema como un todo y no centrándose en el problema individual. El micro corte es un fenómeno electromagnético, considerado dentro de calidad de servicio como una variación de suministro de corta duración.

Los micro cortes son reducciones de corta duración del voltaje RMS. Las principales causas de este fenómeno son los cortocircuitos y partidas de grandes motores industriales. Se vuelve de importancia el estudio del micro corte debido a los problemas que éste produce en otros dispositivos como: reguladores de velocidad, computadores, equipos de los procesos de control, generadores y motores industriales. Algunos de ellos, muy sensibles a este tipo de anomalía, se desconectan en presencia de disminuciones del valor RMS de la tensión.

Los micro cortes de suministro no generan daños significativos para la industria como las interrupciones de corta o de larga duración, las que son menos comunes. Por otro lado, el micro corte se da más veces al año, produciendo un daño total mayor por micro corte que por interrupciones de suministro. Si este fenómeno se repite durante los meses, en un punto particular de una red eléctrica, dentro de un año las desconexiones por causa de micro cortes se vuelven considerables, produciendo pérdidas y deteriorando los equipos.

Se distinguen diversas técnicas de mitigación. Algunas de las cuales se basan en la idea de disminuir el número de fallas, y otras intentan reducir los tiempos de despeje de falla para aplacar este problema. Incorporar elementos entre el punto de conexión y el dispositivo sensible al micro corte es una de las técnicas más usadas. También se han realizado estudios que intentan mejorar la característica del dispositivo o del sistema para soportar estas variaciones de la tensión.

En el estudio de caso se desarrolla un método de análisis de viento, estimando la potencia y energía que un aerogenerador teóricamente debería inyectar a la red. Se propone un estimador de cortes de suministro, por oposición de Potencia Estimada y Potencia Eléctricas Registrada, permitiendo cuantificar económicamente las pérdidas para la GD.

Por su parte las simulaciones pretenden evaluar el fenómeno del micro corte en un punto específico del SIC, observando el impacto operacional que tienen éstos sobre un generador en distribución. Finalmente se desarrolla una interface que simula el fenómeno de micro corte, permitiendo evaluar el comportamiento de un sistema de bloques frente a este tipo de anomalías.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres, Sergio y Claudina, que han sido el pilar fundamental de mi vida y un ejemplo a seguir. También a mis hermanos César y Claudia por el apoyo durante todos estos años y al resto de mi familia, mis tíos, tías, cuñado, cuñada, primos y primas, que me han alentado durante tantos años.

Quiero agradecer a mi profesor guía Luis Vargas toda la ayuda y el tiempo dedicado a este proyecto. Su guía y apoyo personal han sido muy importantes durante mi carrera en la universidad. Agradezco a Guillermo Jiménez por su colaboración en mi memoria de título y por formar parte de la comisión.

Le doy las gracias a Luis Gardeweg, Ricardo Gardeweg y Cristian Enríquez por su apoyo al proyecto, su tiempo y buena disposición.

Agradezco a mis amigos que me han acompañado en este largo periodo. A Javier, Rosario, Gabriela, Keith, Francisca, Priscila y Rodrigo que me apoyaron en el proyecto y con quienes compartimos gratos momentos trabajando juntos. A muchos otros que no alcanzo a nombrar y han estado ahí, les agradezco también.

Índice	
Capítulo 1: Introducción	6
1.1 Motivación.....	7
1.2 Objetivos.....	7
1.3 Descripción del documento	8
Capítulo 2: Calidad de suministro	9
2.1 Definiciones.....	9
2.2 Calidad de servicio.....	9
2.3 Calidad de suministro y calidad de producto.....	10
2.3.1 Calidad del voltaje.....	11
2.3.2 Clasificación, conceptos y definiciones	11
2.3 Normas y regulaciones	13
Capítulo 3: Micro cortes	17
3.1 Magnitud del micro corte	18
3.2 Duración del micro corte	29
3.3 Tolerancia de voltaje	31
3.4 Metodología para la estimación de micro cortes	33
3.4.1 Monitoreo de voltaje	34
3.4.2 Método de la distancia crítica	35
Capítulo 4: Técnicas de mitigación	36
4.1 Elementos de mitigación instalados entre el dispositivo y el punto de conexión.....	36
4.1.1 UPS.....	36
4.1.2 Cambio de la fuente de Suministro	39
4.1.3 Compensador dinámico de voltaje	39
4.1.4 Motor – Generador	40
4.1.5 Compensador Estático Reactivo (CER)	40
4.2 Reducción de los tiempos de despeje de fallas	46
4.3 Reducción del número de fallas.....	48
4.4 Cambios en el sistema	49
4.5 Mejoras en la inmunidad de los dispositivos frente a un micro corte.....	50
Capítulo 5: Estudio de caso y simulaciones	51
5.1 Información técnica del aerogenerador y comparación con la NTCO.....	51
5.2 Potencia Estimada	52
5.2.1 Procedimientos, resultados y discusiones de la Potencia Estimada.....	52
5.3 Estimador de cortes de suministro	56
5.3.1 Resultados y discusiones del estimador de cortes de suministro	58
5.4 Simulaciones.....	64
5.4.1 Simulaciones en una red eléctrica y estimación de micro corte	64
5.4.1.2 Resultados y discusiones de las simulaciones.....	68
5.4.2 Herramienta para simular micro corte en diagramas de bloque	80
5.4.2.1 Discusiones sobre la herramienta	81
Capítulo 6: Conclusiones	83
Capítulo 7: Referencias bibliográficas.....	86
Capítulo 8: Anexos	89
8.1 Anexos capítulo 2	89
8.1.1 Conceptos asociados a calidad de suministro y producto.....	89
a) Transitorio	89

b) Variaciones de voltaje de corta duración	89
c) Variaciones de voltaje de larga duración.....	90
d) Voltaje desbalanceado.....	91
e) Distorsión de la forma de onda.	91
f) Fluctuación de voltaje (flicker)	92
g) Variación de la frecuencia fundamental.....	93
8.2 Anexos relacionados al capítulo 3	93
8.2.1 Comportamiento de equipos frente a micro corte	93
a) Computadores	93
8.2.1.2 Reguladores de velocidad	95
8.2.1.3 Motores de inducción	97
8.3 Anexos relacionados al capítulo 5	98
8.3.1 Descripción general del aerogenerador	98
8.3.2 Operación del aerogenerador	99
8.3.3 Supervisión e influencia a la red	100
8.3.4 Potencia Estimada	101
8.3.5 Resultados del estimador de cortes de suministro	102
8.3.6 Resultados de las simulaciones en DigSilent.....	105
8.3.7 Resultados de la herramienta para simular micro corte.....	107

Capítulo 1: Introducción

La calidad de suministro ha tomado gran importancia en las últimas décadas debido al desarrollo de nuevos equipos sensibles a este tipo de interrupciones, los que generan pérdidas económicas en la industria al ver afectada su operación normal producto de estos fenómenos electromagnéticos presentes en las redes. Por su parte los consumidores, cada vez más informados sobre estas anomalías, comienzan a buscar soluciones para enfrentar estos problemas y no ver afectada su producción debido a las variaciones de suministro.

Con la creciente preocupación por el desabastecimiento energético, la generación distribuida ha experimentado un impulso significativo en nuestro país, motivada fuertemente por la proliferación de tecnologías en base a energías renovables. Esta industria ve afectada su producción por las variaciones de suministro en las redes de distribución.

El micro corte es una variación de suministro de corta duración que se produce por fallas o partida de grandes motores industriales. Un micro corte de una profundidad baja puede pasar desapercibido para muchos equipos pero aquellos sensibles a la variación de la tensión se desconectan en presencia de este fenómeno. Éste puede desconectar un generador de inducción repetidas veces en un año produciendo pérdidas económicas a la generadora. Si este problema se hace frecuente durante el año las pérdidas aumentan y es razonable buscar técnicas que lo mitiguen. Suponiendo que se puede cuantificar el problema de micro corte, en forma teórica o con mediciones, surge la pregunta ¿Cuales son los costos económicos que se deben incorporar, solo energía o energía y costos intangibles?

Los costos intangibles asociados al micro corte son elementos técnicos que afectan el funcionamiento de la máquina. Un generador que se detiene reiteradas veces por mes producto de micro cortes de suministro desgasta sus frenos y tiene más posibilidades de tener problemas con la caja de cambios (si posee una), disminuyendo la vida útil del GD. Estos costos que son causados por micro cortes o cortes de suministro deben ser considerados al evaluar económicamente la pérdida total que produce del fenómeno.

Por estos motivos resulta importante el estudio y la clasificación de los fenómenos electromagnéticos asociados a calidad de suministro, en particular el micro corte.

1.1 Motivación

Un micro corte puede ser producido por fallas en la red de distribución o transmisión del sistema. Se caracteriza por una disminución transitoria del valor RMS de la tensión, por lo que no genera una interrupción de suministro. Debido a que en distribución los generadores eólicos utilizan mayoritariamente máquinas de inducción, al producirse un micro corte se activan protecciones que desconectan al generador de la red. Esta condición fuera de servicio perdura hasta que se establecen los procedimientos de reconexión, los que generalmente involucran desde unos pocos minutos hasta media hora o incluso una hora, con el consiguiente perjuicio económico para la generación distribuida (GD).

Actualmente este problema se presenta en redes eléctricas afectando la industria GD, en particular a los generadores eólicos conectados a la red en distribución, quienes ven disminuida su producción de potencia y energía cuando estos micro cortes se multiplican durante el mes.

1.2 Objetivos

El objetivo general de este proyecto de memoria es presentar una solución técnica al problema del micro corte, y efectuar un estudio de caso para los generadores eólicos en distribución. Es importante destacar que no se implementará una técnica de mitigación específica, entregando una visión general de las soluciones que actualmente existen para este fenómeno. El trabajo considera las nuevas normas y regulaciones del sector eléctrico, además de estimar el costo económico que representa este problema para una empresa tipo.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Definir calidad de servicio y contextualizar los cortes y micro cortes de suministro en redes eléctricas. En este punto se pretenden abarcar en forma general los temas relacionados a calidad de servicio a fin de entender el contexto en el que se presenta el micro corte de tensión.
- Clasificar los micro cortes de suministro y observar las problemáticas que ésta presenta.
- Analizar las nuevas normas y regulaciones del sector eléctrico relacionadas a la calidad de servicio.
- Realizar una modelación de regímenes de vientos y simulación de Potencia Esperada, para un parque eólico ubicado en la Región del Maule, en el período Noviembre 2005 - Octubre 2007.
- Proponer un estimador de cortes de suministro para el estudio de caso, y evaluar las pérdidas económicas.

1.3 Descripción del documento

En el capítulo 2 de este documento se realiza un estudio de la calidad de suministro, incorporando conceptos, terminología y un contexto para el estudio de micro cortes. Además se presentan algunos puntos de las Normas Chilena y reglamentos asociados a calidad de servicio y suministro, y pequeños medios de generación distribuidos.

En el capítulo 3 se estudia en profundidad el fenómeno de micro corte, entregando una clasificación de éste. En el capítulo 4 se presentan diversas técnicas de mitigación al problema de micro corte.

El capítulo 5 incluye el estudio de caso, donde se realiza un análisis de viento-potencia y se propone un estimador de calidad de suministro. Éste también consta de simulaciones y herramientas desarrolladas por el alumno.

En el capítulo 6 se entregan las conclusiones del estudio de título; el capítulo 7 corresponde a la bibliografía del trabajo; y en el capítulo 8 se incluyen los anexos al documento.

Capítulo 2: Calidad de suministro

2.1 Definiciones

La Norma Técnica Chilena define tres conceptos asociados al servicio eléctrico; Calidad de servicio, Calidad del producto y Calidad de suministro.

La Calidad de Servicio se define como: “Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad de Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.”

La Calidad del Producto se define como: “Componentes de la Calidad de Servicio que permiten calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.”

La Calidad de Suministro se define como: “Componentes de la Calidad de Servicio que permiten calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.”

2.2 Calidad de servicio

El concepto de calidad de servicio en redes eléctricas ha tenido un fuerte impulso desde la década de los 80, abarcando un amplio rango de fenómenos individuales, muchos de los cuales son conocidos por la ingeniería con anterioridad a este concepto. Es decir, lo que se ha incorporado es una visión de cómo se debe tratar un problema específico, observando el sistema como un todo y no centrándose en el problema individual. Un ejemplo de esto se daría al momento de corregir el factor de potencia de una instalación. Teniendo en cuenta el concepto de calidad de servicio, esta acción se debería coordinar con el control de armónicas para no producir resonancia en la red. De esta forma no sólo es de interés el problema individual sino el sistema en su conjunto.

Las cuatro razones principales que han aumentado el interés en este tema son:

- El desarrollo y uso de equipos más sensibles a las variaciones de suministro en las últimas décadas. Como por ejemplo, equipos con electrónica de potencia y en especial microprocesadores.
- La creciente tendencia a mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos ha llevado al desarrollo de dispositivos como reguladores de velocidad para motores, o instalación de capacitancias Shunt para reducción de pérdidas, entre otros. Aumentando con ellos los niveles de armónicos en las redes, fenómeno preocupante para el funcionamiento y la futura capacidad del sistema.

- El consumidor final está cada vez más consciente de los problemas asociados a la calidad de servicio (cortes de suministro, micro cortes, distorsión armónica, etc.) y comienza a buscar herramientas para solucionarlos.
- La interconexión de los sistemas hace que las fallas en uno de los componentes traiga consecuencias significativas en el conjunto, si los sistemas están integrados.

Detrás de estas cuatro razones está el interés del consumidor final de mejorar su productividad, con máquinas más eficientes y procesos productivos automatizados, paradójicamente muchas veces estos equipos son los más afectados por la calidad de servicio, e incluso son fuentes de otros problemas para las redes.

Es importante no olvidar que la calidad de servicio tiene una fuerte incidencia económica en la industria y es por este motivo que se ha convertido en un tema de estudio. Un proceso productivo que se ve interrumpido por la calidad de suministro puede producir grandes pérdidas económicas para la industria. Por otro lado, la empresa eléctrica que entrega el servicio se puede ver enfrentada a demandas y pérdidas de clientes importantes producto de éste tipo de anomalías. Actualmente los consumidores residenciales que se encuentran cada vez más informados, comienzan a exigir a las empresas eléctricas calidad de servicio, esto genera costos intangibles tales como; personal que debe atender las quejas o solicitudes, estudios y consultorías en caso de ser necesario, contratación de abogados para manejar los problemas legales asociados, además de la pérdida de confianza de los clientes hacia la empresa que entrega el servicio. Con todos estos antecedentes existen motivos suficientes como para destinar fondos al estudio de la calidad de servicio.

2.3 Calidad de suministro y calidad de producto

Dependiendo del punto de vista con el que se evalúe la calidad de suministro puede tener distintas definiciones. Para una compañía eléctrica, la calidad de suministro puede estar definida por la confiabilidad del sistema y basándose en estadísticas, ésta se puede medir en forma porcentual evaluando la calidad de suministro. Una empresa que construye un dispositivo eléctrico puede considerar como calidad de suministro, las características eléctricas que permiten el correcto funcionamiento del dispositivo que desarrollan.

Al estudiar la calidad de suministro y calidad de producto es necesario definir conceptos claros para ser interpretados por ingenieros eléctricos, operadores del sistema y diseñadores, facilitando así la tarea de trabajar en conjunto para desarrollar soluciones a los problemas que se presenten. Para esto se recurre a estándares que entreguen criterios técnicos en la cuantificación de estas características.

2.3.1 Calidad del voltaje

El suministro eléctrico se traduce en la capacidad de entregar energía a un consumo, que es proporcional al voltaje y la corriente entregados en el tiempo. A su vez un sistema de generación eléctrica sólo controla las características de la tensión, y no presenta control de las corrientes que las distintas cargas absorben. Luego es natural que la calidad de suministro y la calidad de producto se evalúen en función de la calidad del voltaje, definiendo rangos de operación aceptable según sea el caso.

En la práctica es necesario considerar los efectos que tienen las corrientes sobre las variaciones del voltaje, ya que éstas en su paso a través de las impedancias del sistema pueden producir variaciones significativas en la tensión.

Algunas de las situaciones en que la corriente produce anomalías se describen a continuación.

- En el caso de una falla, la corriente que alimenta ésta, genera una caída de la tensión, produciendo un corte o micro corte de suministro.
- Las corrientes que aparecen por descargas atmosféricas generan impulsos de voltaje en las líneas. Estos pueden conducir a descargas disruptivas entre los conductores terminando la línea en cortocircuito.
- Las cargas que generan armónicas en la corriente, en su paso a través de la impedancia del sistema, distorsionan el voltaje y así la tensión distorsionada se extiende a otros consumidores.

Es claro entonces que aunque la calidad de suministro y producto se evalúen en función de la calidad del voltaje, es necesario incorporar los fenómenos de la corriente para lograr entenderlas.

2.3.2 Clasificación, conceptos y definiciones

Con el fin de establecer un lenguaje que evite las ambigüedades al momento de clasificar los fenómenos electromagnéticos presentes en los sistemas eléctricos, se han incorporado términos usados por IEEE, IEC y CIGRE para estandarizar las definiciones de cada uno de los fenómenos. De esta forma se ha llegado a la siguiente clasificación [2].

Categorías		Espectro de frecuencia	Duración	Magnitud del voltaje	
1. Transitorio	1.1 Impulso	Nano segundos	5 [ns] de subida	< 50 [ns]	
		Micro segundos	1 [us] de subida	50 [ns] - 1 [ms]	
		Mili segundos	0.1 [ms] de subida	> 1 [ms]	
	1.2 Oscilatorio	Frecuencia Baja	< 5[kHz]	0.3 - 50 [ms]	0 - 4 [pu]
		Frecuencia Media	5 - 500 [kHz]	20 [us]	0 - 8 [pu]
		Frecuencia Alta	0.5 - 5 [MHz]	5 [us]	0 - 4 [pu]
2. Variaciones de Corta Duración	2.1 Instantáneas	Interrupciones		0.5 - 30 [Ciclos]	< 0.1 [pu]
		Micro cortes		0.5 - 30 [Ciclos]	0.1 - 0.9 [pu]
		Aumento de Tensión		0.5 - 30 [Ciclos]	1.1 - 1.8 [pu]
	2.2 Momentáneas	Interrupciones		30 [Ciclos] - 3 [s]	< 0.1 [pu]
		Micro cortes		30 [Ciclos] - 3 [s]	0.1 - 0.9 [pu]
		Aumento de Tensión		30 [Ciclos] - 3 [s]	1.1 - 1.4 [pu]
	2.3 Temporales	Interrupciones		3 [s] - 1 [min]	< 0.1 [pu]
		Micro cortes		3 [s] - 1 [min]	0.1 - 0.9 [pu]
Aumento de Tensión			3 [s] - 1 [min]	1.1 - 1.2 [pu]	
3. Variaciones de Larga Duración	3.1 Interrupción Sostenida		> 1 [min]	0.0 [pu]	
	3.2 Baja Tensión		> 1 [min]	0.8 - 0.9 [pu]	
	3.3 Sobre Tensión		> 1 [min]	1.1 - 1.2 [pu]	
4. Voltaje Desbalanceado			Estado Constante	0.5 - 2 %	
5. Distorsión de la Forma de Onda	5.1 DC		Estado Constante	0 - 0.1 %	
	5.2 Armónica	0 - 100th	Estado Constante	0 - 20 %	
	5.3 Interarmónicas	0 - 6 [kHz]	Estado Constante	0 - 2 %	
	5.4 Por conmutación		Estado Constante		
	5.5 Ruido	Amplio Ancho de Banda	Estado Constante	0 - 1 %	
6. Fluctuaciones de voltaje		< 25 [Hz]	Intermitente	0.1 - 7 %	
7. Variaciones de la frecuencia nominal			< 10 [s]		

Tabla 1: Clasificación de los Fenómenos Asociados a Calidad de Suministro y Producto.

La Tabla 1 entrega la clasificación usada para describir los fenómenos de calidad de suministro y producto, mostrando sus principales características en magnitud, duración y frecuencia. En capítulo 8 se detallan estos conceptos.

2.3 Normas y regulaciones

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Chilena abarca: terminologías usadas, funciones y atribuciones de los distintos integrantes, exigencias mínimas en el diseño de instalaciones y sistemas de información y comunicación. Concentrado gran parte de su contenido en la seguridad. El capítulo 5 de esta versa sobre las exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio y en él se encuentran algunos artículos que son de interés en el estudio de calidad de servicio.

El Artículo 5-10 por ejemplo regula los sistemas de subtransmisión obligándolos a: “contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al sistema de transmisión troncal u otros sistemas de subtransmisión, un factor de potencia medido en intervalos de 15 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:”

- a) 0,96 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 (kV).
- b) 0,98 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 (kV).

De la misma forma el artículo 5-11 regula los sistemas de transmisión adicional, con sus límites de tensión y factor de potencia respectivos. En general la norma solo se avoca a los límites de tensión, factor de potencia y variaciones de la frecuencia, la que debe estar regulada para no sufrir variaciones mayores a 0,4% (Artículo 5-27).

Actualmente se ha incorporado a la norma el decreto supremo 327 sobre zonas rurales y exigencias de calidad de servicio. Este debido a que la electrificación rural ha alcanzado niveles crecientes en los últimos años y se han incorporando áreas de difícil acceso y de topografía que hace necesario adecuar la normativa a la realidad de estas zonas.

Por lo que en ésta se definen las características que deben cumplir aquellas áreas que sean consideradas como rurales. Se consideran dos tipos de zonas rurales (zona rural tipo 1 y zona rural tipo 2). A continuación se citan las definiciones de cada zona.

“Se entenderán como zonas rurales tipo 1, a aquellas comunas que cumplen simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Condición 1

- Población total inferior a 70.000 habitantes
- Población total mayor a 70.000 habitantes y relación entre viviendas urbanas y superficie total de la comuna, inferior a 350 viviendas/km² (N° Viv. Urb/km² < 350).

Condición 2

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000.
- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000 y una relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de media tensión, inferior a 15 kW/km ($kW/km_{MT} < 15$).

Condiciones de clasificación para zona rural tipo 2

Se entenderá como zonas rurales tipo 2 a aquellas zonas que cumplen con las condiciones establecidas para ser clasificada como zona rural tipo 1 y, adicionalmente, en forma simultánea, se cumplen las siguientes condiciones:

Condición 1: Ser suministradas por un alimentador cuya longitud total conectado a través de líneas de media tensión sea superior a 75 Km.

Condición 2: Ser suministradas por un alimentador cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador mediante líneas de media tensión y medida en kVA, respecto de la suma de las longitudes de esas mismas líneas de media tensión expresada en kilómetros, sea inferior a 50 kVA/km.”

Para medir la calidad de servicio en las diferentes zonas rurales, se definen los siguientes índices.

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT.
- b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK.
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT.
- d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK.

El decreto además fija los valores máximos de cada uno de estos índices por zona (considerando sólo interrupciones internas de la red)

Zona rural tipo 1

- FMIT: 7 veces al año
- FMIK: 5 veces al año
- TTIT: 28 horas al año
- TTIK: 18 horas al año

Zona rural tipo 2

- FMIT: 11 veces al año
- FMIK: 8 veces al año
- TTIT: 42 horas al año
- TTIK: 27 horas al año

En la Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (NTCO) se considera: la terminología y el marco ordenador para los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (en adelante, PMGD), procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD, exigencias técnicas de conexión y exigencias técnicas para la operación de un PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución. La NTCO también regula las exigencias técnicas para las pruebas de los PMGD.

Dentro de los artículos que aplican a la operación normal se especifica que el PMGD no debe energizar la red de distribución (de media tensión), o parte de ella, cuando ésta se encuentra desenergizada salvo autorización o previa coordinación con la Empresa Distribuidora o con la Empresa con instalaciones de Distribución.

En operación normal el Artículo 3-18 libera al PMGD de la regulación de tensión y en caso que la distribuidora necesite de este servicio deberá ser acordado por las partes. Por otro lado el PMGD no debe originar una elevación de la tensión por sobre el 6% en el punto de repercusión, que es el punto mas cercano a un PMGD en el que están conectados otros clientes o que existe posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes.

En esta sección se regula también la instalación de compensación de reactivos estipulando que la potencia, conexión y control del sistema deberá ser acordada con la Empresa Distribuidora o con la Empresa con instalaciones de Distribución. Los condensadores instalados juntos con el PMGD no podrán ser conectados a la red de media tensión antes de sincronizar el generador y deberán ser desconectados en forma simultánea.

En el Artículo 3-19 se explicita que el PMGD debe permitir su sincronización sin generar oscilaciones de tensión mayores que un 6% que la tensión previa a la sincronización, y también exige que esta acción no debe producir parpadeo según lo indicado en el artículo 3-33 de la presente Norma Técnica (NT). En este artículo en particular se fijan los ajustes máximos que deben tener los generadores sincrónicos; diferencia de tensión (10%), diferencia de frecuencia (0,5 Hz) y diferencia de ángulo de fase (10°).

En caso de estado de alerta, el PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media tensión durante fallas en el circuito al cual está conectado. Cuando en la red de media tensión se utiliza reconexión, el tiempo de despeje de la protección de desacoplamiento deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se desconectará durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión. El cierre o la conexión del interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la red se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión. El PMGD debe estar separado de la red de media tensión cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado que corresponda.

Artículos 3-28 y 3-29 entregan los tiempos de despeje o desconexión del PMGD para distintos rangos de tensión y frecuencia respectivamente.

En los Artículos 3-32 y 3-33 relacionados con la calidad de servicio del PMGD se indica que éste o su instalación no deberán inyectar corriente continua mayor al 0.5% de su corriente nominal (en el punto de conexión) y que tampoco deben generar parpadeo para otros clientes.

La ley N° 19.940 ha establecido un buen escenario para el desarrollo de pequeñas centrales a base de energías renovables no convencionales. A continuación se destacan algunos artículos de relevancia económica y operacional.

El artículo 71-7 libera del pago (total o parcial) de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal, a los generadores cuya potencia suministrada sea menor a 20 [MW]. En particular aquellas instalaciones que no superen los 9 [MW] estarán libres del pago total de peaje, siempre y cuando la capacidad conjunta no supere el 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico.

En el artículo 91 se agrega el derecho de todo propietario de medio de generación sincronizado al sistema a vender energía a costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia a precio nudo. En el mismo artículo se declara que los concesionarios de servicios de distribución y empresas dueñas de líneas de distribución que utilizan bienes nacionales de uso público, deben permitir la conexión de los medios de generación cuyos excedentes de potencia no superen los 9 [MW]. A este se agrega también que los propietarios de las instalaciones que operen interconectadas deben prestar los servicios complementarios de que disponga.

El artículo 71-5 versa sobre la accesibilidad a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, no discriminatoria entre todos los usuarios. De esta forma los propietarios de estas instalaciones no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad.

Estas disposiciones legales ayudan a los medios de generación no convencionales y hacen que su operación sea factible y competitiva en generación distribuida, evitando el pago de peajes y recibiendo pagos a precios de mercado.

Capítulo 3: Micro cortes

Los micro cortes son reducciones de corta duración del voltaje RMS. Las principales causas de este fenómeno son los cortocircuitos y partidas de grandes motores industriales. Se vuelve de importancia el estudio del micro corte debido a los problemas que éste produce en otros dispositivos como: reguladores de velocidad [20], computadores, equipos de los procesos de control, generadores [23] y motores industriales. Algunos de ellos, muy sensibles a este tipo de anomalía, se desconectan en presencia de disminuciones del valor RMS de la tensión.

Los micro cortes de suministro no generan daños significativos para la industria como los cortes de corta o de larga duración, los que son menos comunes. Por otro lado, el micro corte se da más veces al año, produciendo un daño total mayor por micro corte que por interrupciones de suministro. Si este fenómeno se repite durante los meses, en un punto particular de una red eléctrica, dentro de un año las desconexiones por causa de los micro cortes se vuelven considerables, produciendo pérdidas y deteriorando los equipos. Si este fuese el caso de un regulador de velocidad de una laminadora de Huachipato o un motor de la gran minería, las pérdidas por causa de los micro cortes serán millonarias.

Otro punto a considerar es lo difícil que es mitigar esta eventualidad. En muchos casos un corte de suministro de corta y larga duración se puede prevenir mediante instrumentación, de costo relativamente alto, en la red de distribución [1]. Sin embargo el micro corte se puede producir aguas arriba de la red de distribución a cientos de kilómetros del punto en el que se presenta el problema, por lo que no existen métodos simples para prevenir este fenómeno.

El micro corte de tensión queda definido principalmente por su duración y su magnitud. Además de estas características un micro corte de tensión presenta componentes de alta frecuencia, y un pick inmediatamente después del evento. En el Gráfico 1 se muestra la simulación de un micro corte.

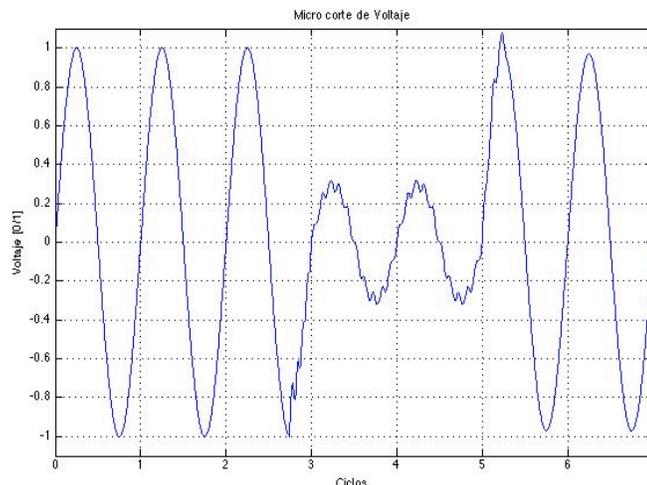


Gráfico 1: Simulación de un micro corte

3.1 Magnitud del micro corte

La tensión, por su característica compleja, debe ser estudiada tanto en magnitud como en variación angular, siendo importantes las diferencias entre el voltaje durante el micro corte y el voltaje pre-micro corte.

Para lograr clasificar en magnitud este fenómeno, se debe encontrar una forma de estimar el voltaje en un punto común de una red. Luego, incorporar la presencia de elementos como transformadores, formas de conexión de la carga y escenarios de fallas. De esta forma se obtendrán resultados que permiten clasificar, bajo ciertas condiciones, la tensión durante un micro corte en los terminales de un consumo.

El segundo aspecto para clasificar el micro corte es su duración, tema que se tratará con posterioridad en este capítulo.

La magnitud del micro corte se determina, como acuerdo general, según el valor RMS del voltaje, que queda determinado por la ecuación 3.1;

$$V_{rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^{i=k} v_i^2} \quad (3.1)$$

donde V_{rms} es el voltaje RMS en el instante k , N es el número de muestras por ciclo y v_i son las tensiones muestreadas en el dominio del tiempo.

Para el micro corte del Gráfico 1 se ha calculado el RMS de la tensión tomando una ventana móvil de 256 muestras por ciclo, ambos resultados en [°/1] se presentan en el Gráfico 2.

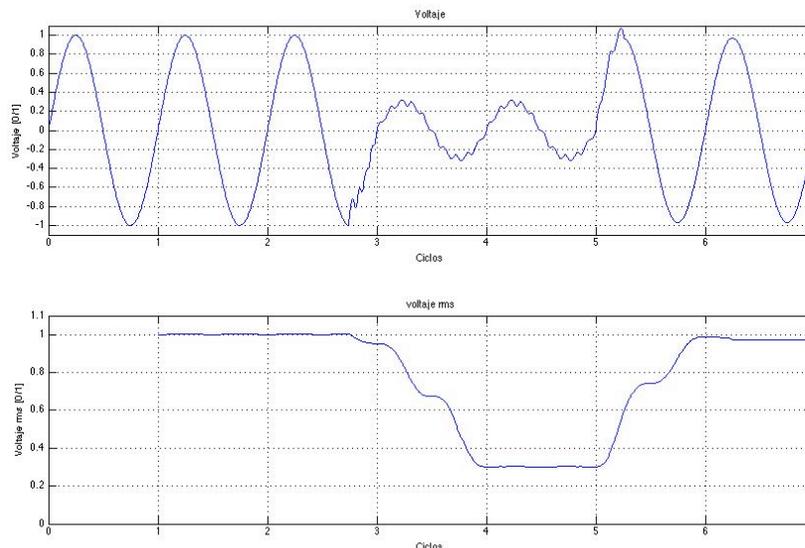


Gráfico 2: Voltaje (t) [°/1] y Voltaje RMS [°/1]

El micro corte simulado en el tiempo cae en magnitud al comienzo del tercer ciclo y se recupera terminando el cuarto ciclo. Observando el valor RMS de la tensión, el que no es constante durante el fenómeno, se puede apreciar que éste tarda aproximadamente un ciclo en las transiciones, tanto en la caída como en la recuperación del voltaje, y entrega valores intermedios a los que presenta realmente.

En monitores de calidad de servicio, el cálculo del valor RMS se hace por lo general solo una vez por ciclo, por lo que es probable que el monitor entregue valores mayores a los que realmente presenta la anomalía en el tiempo debido al efecto de las transiciones.

También se observa que luego del evento la tensión llega a valores por debajo del 100%. Este efecto es producido principalmente por las corrientes “inrush” de grandes motores industriales.

En las simulaciones realizadas el micro corte tiene una magnitud de 30%. Esto quiere decir que cae al 30% del voltaje nominal y no que la disminución sea de un 30%. Esta es la convención usada en los Estados Unidos, donde se caracteriza al micro corte con el voltaje durante la anomalía. De esta forma para referirse al porcentaje en el que cae la tensión, en el ejemplo simulado, se propone utilizar la frase "el micro corte cae en 70%". Por otro lado la convención utilizada por IEC, de uso común en Europa, identifica al micro corte por la caída del voltaje. Según ésta el ejemplo presentado en el Gráfico 2 correspondería a un micro corte del 70%.

En adelante cuando se mencione la magnitud o profundidad del micro corte, se referirá a la tensión durante el fenómeno, adoptando de esta forma la convención usada en Estados Unidos.

Otro aspecto que se debe aclarar es la referencia que se toma para caracterizar la magnitud del micro corte. Esta puede ser el voltaje nominal o el voltaje antes del evento. Para este estudio se utilizará de referencia el voltaje nominal, como lo propone la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIPEDDE).

Con el objetivo de entender en forma general el efecto que produce un micro corte en una red eléctrica, se exhibe el siguiente ejemplo. La Ilustración 1 presenta el esquema de una red radial, distinguiendo generación, transmisión, subtransmisión y distribución. Es importante destacar que además de la generación clásica, se ha agregado en la distribución un pequeño medio de generación distribuida (PMGD), que en este caso corresponde a un generador eólico de inducción, por lo que su generación depende fuertemente del estado de la red en el punto de conexión. El GD se ha modelado como un consumo 5 (despreciable en magnitud pero fundamental para la generación) y una generación dependiente de ese consumo y por supuesto del viento, GD (5, v), así cada vez que el cliente 5 se ve afectado por un micro corte, esto repercute en el GD.

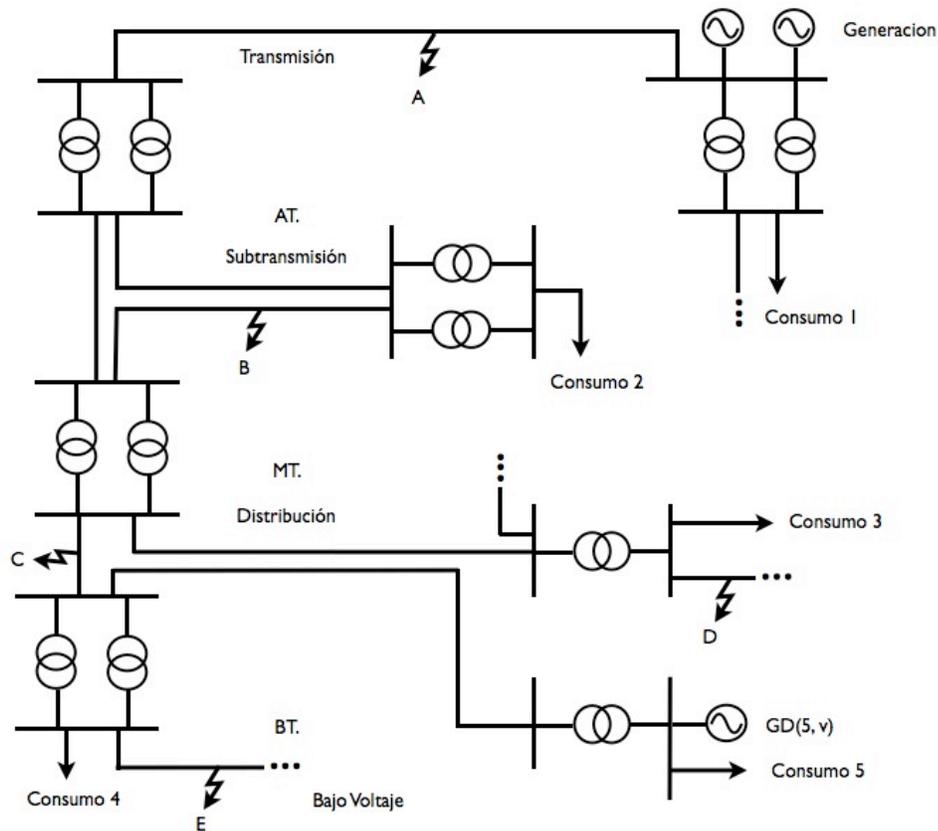


Ilustración 1: Esquema de una red radial.

En cada uno de los sectores se aprecian consumos, identificados por números de 1 a 4, y fallas, indicadas por letras entre A y E, las cuales no se producen en forma simultánea.

Un incidente en la red de transmisión, posición A, causará un micro corte en las subestaciones que se encuentran conectadas con la línea en falla. Este micro corte se transfiere aguas abajo a todos los consumos alimentados por estas dos subestaciones (consumos 1, 2, 3, 4 y 5). Para el caso del consumo 1, la profundidad del micro corte será menor en comparación al resto de los consumidores, debido a que la generación presente en el lado de alta de la subestación mitiga la disminución de la tensión producto del micro corte.

Una falla en la posición B origina un micro corte profundo en las subestaciones contiguas a la línea con problemas (subtransmisión), y de igual forma para todos los clientes alimentados aguas abajo de este punto (consumos 2, 3, 4 y 5). Por otro lado, no causa una caída importante de voltaje para el cliente 1, esto debido al efecto regulador de los generadores y también producto de la alta impedancia presente entre el sistema de subtransmisión y el consumo 1, la que limita considerablemente la caída de tensión.

Una contingencia en la posición C, ocasiona un micro corte de gran magnitud en los consumo 4 y 5, originando una interrupción de servicio, de corta o larga duración, cuando los dispositivos de protección despejen la falla. Por su parte, el consumo 2 experimenta un micro corte de reducida profundidad, mitigado por el efecto de las impedancias de los transformadores. De igual forma y

gracias a la regulación de los generadores es probable que el cliente 1 no perciba ningún efecto producto de esta falla. El consumo 3 se ve afectado por un micro corte de gran magnitud y, si además el sistema de distribución utiliza re-conectores, en el caso de una interrupción de servicio de larga duración, el consumo 3 experimenta micro cortes luego de cada reconexión.

Una falla en D, produce un micro corte de gran magnitud en el consumo 3, y uno de menor incidencia en 4 y 5. En forma inversa ocurre cuando la falla es en E. Los clientes más perjudicados son 4 y 5, experimentando el cliente 3 un micro corte suave. En ambos es muy probable que los consumos 1 y 2 no se vean alterados por estos incidentes.

En todas aquellas fallas en que el consumo 5 no se ve afectado en forma significativa por el micro corte, es decir, que no actúen las protecciones desconectando al generador de la red, y además las condiciones de vientos son favorables para la generación eólica, el GD ayuda a mantener la tensión en el punto de conexión. Y esto mejora localmente el voltaje para todos aquellos clientes conectados también a este punto.

El efecto paliativo que tienen las impedancias de una red sobre el micro corte es de suma importancia al evaluar el efecto sobre los consumos. Para el caso de una red radial, se puede efectuar un análisis simplificado considerando una fuente, la falla y dos impedancias; Z_{GC} entre la generación y el punto de conexión común (pcc) y Z_{FC} entre pcc y la falla. La Ilustración 2 muestra un esquema radial simplificado que se propone en [1].

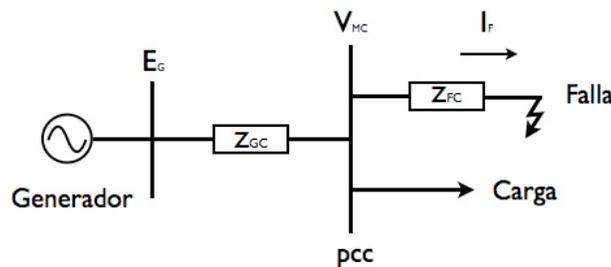


Ilustración 2: Esquema radial simplificado.

Considerando que durante la falla, la corriente de la carga es despreciable en comparación a la corriente que la alimenta, se obtiene un divisor de tensión (asumiendo que $E_G = 1$) y se calcula el voltaje de micro corte, V_{MC} en pcc, según la ecuación 3.2.

$$V_{MC} = \frac{Z_{FC}}{Z_{FC} + Z_{GC}} \quad (3.2)$$

donde V_{MC} es el voltaje durante el micro corte en pcc, Z_{GC} es la impedancia entre la generación y el punto de conexión común (pcc) y Z_{FC} es la impedancia entre pcc y la falla.

Para el cálculo de la impedancia entre la fuente y el pcc se utiliza el nivel de cortocircuito en pcc y la tensión de la línea (V_L), considerando además que ésta es puramente reactiva se tiene la siguiente expresión general para Z_{GC} [1].

$$Z_{GC} = j \frac{V_L^2}{S_{pcc}} [\Omega] \quad (3.3)$$

donde S_{pcc} es el nivel de cortocircuito en pcc y V_L la tensión de la línea.

Por su parte la impedancia entre la falla y pcc se calcula en función de la sección de la línea y de su largo. La presencia de un transformador en la línea aleja eléctricamente los consumos conectados a pcc de la falla, disminuyendo la incidencia del micro corte en estos clientes, debido al aumento de Z_{FC} por los kilómetros de cable presente en los enrollados del transformador.

Se ha determinado en forma simple una expresión que permite estimar el voltaje durante un micro corte. A su vez se puede apreciar que la impedancia entre la falla y el pcc es una variable que depende de la distancia a la que se produce el incidente, y de la existencia de transformadores en la línea. Considerando esto y definiendo la impedancia del transformador (z_T) y la impedancia por kilómetro de línea (z_L), se puede obtener la incidencia del micro corte en función de la distancia a la falla (L).

$$V_{MC} = \frac{z_L \cdot L + z_T}{z_L \cdot L + z_T + Z_{GC}} \quad (3.4)$$

donde z_T es la impedancia del transformador, z_L la impedancia por kilómetro de línea y L la distancia a la falla.

Otra forma de estimar el micro corte es a través de los niveles de cortocircuito, definiéndolo en el punto de falla como S_F (ecuación 3.5), se puede rescribir la expresión del voltaje en pcc V_{MC} como se muestra en la ecuación 3.6.

$$S_F = \frac{V_L^2}{Z_{GC} + Z_{FC}} \quad (3.5)$$

$$V_{MC} = 1 - \frac{S_F}{S_{pcc}} \quad (3.6)$$

donde S_F es el nivel de cortocircuito en el punto de falla, S_{pcc} es el nivel de cortocircuito en pcc, V_{MC} es el voltaje durante el micro corte en pcc, Z_{GC} es la impedancia entre la generación y pcc, y Z_{FC} es la impedancia entre pcc y la falla.

Hasta este punto se han presentado dos formas de estimar el voltaje asociado a un micro corte en un punto específico de una red. Este posee una representación polar en ángulo y magnitud, definiendo las impedancias de la ecuación 3.2 como: $Z_{FC} = R_{FC} + j X_{FC}$ y $Z_{GC} = R_{GC} + j X_{GC}$. Se obtiene el siguiente valor para el ángulo de V_{MC} .

$$\angle V_{MC} = \angle Z_{FC} - \angle(Z_{FC} + Z_{GC}) = \arctan \left[\frac{X_{FC}}{R_{FC}} \right] - \arctan \left[\frac{X_{FC} + X_{GC}}{R_{FC} + R_{GC}} \right] \quad (3.7)$$

donde $\angle V_{MC}$ es el ángulo del fasor V_{MC} durante el micro corte. X_{FC} y R_{FC} son las reactancias y resistencia equivalentes de la impedancia entre la falla y el punto de conexión Z_{FC} . De igual forma X_{GC} y R_{GC} corresponden a la parte compleja y real de la impedancia entre la generación y el punto de conexión Z_{GC}

Tanto la magnitud como el desfase definen el voltaje durante un micro corte. El argumento de la tensión toma un valor igual a cero cuando se cumple la condición de la ecuación 3.8.

$$\frac{X_{GC}}{R_{GC}} = \frac{X_{FC}}{R_{FC}} \quad (3.8)$$

Luego se observa que a medida que disminuye el valor de $\frac{X_{FC}}{R_{FC}}$, también lo hace el salto de fase o el desfase angular.

Dependiendo del tipo de micro corte se obtiene la forma de evaluar su magnitud. En el caso de un micro corte trifásico desbalanceado se tiene una disminución de la magnitud distinta en las tres fases, por lo que el cálculo depende del criterio utilizado. Considerar la menor magnitud de las tres fases es un posible criterio, otro sería por ejemplo sacar un promedio de ellas.

Luego de obtener el voltaje V_{MC} , es necesario fijar un escenario en el que se produce el micro corte. Lo usual es que el consumo esté conectado al secundario de un transformador, en estrella, delta o zig-zag. La conexión y el tipo de falla que produce el micro corte (trifásica desbalanceada, monofásica, etc.) son elementos que se agregan al análisis a continuación.

En primer lugar la conexión y el efecto de los enrollados en la transferencia de un micro corte al secundario de un transformador se incorpora mediante la ecuación 3.9.

$$V_2 = T_i \cdot V_1 \quad (3.9)$$

donde V_2 es el voltaje en el secundario, V_1 el voltaje en el primario y T_i transformación que depende del tipo de transformador con $i = 1,2,3$.

La incorporación de un transformador, en el estudio de micro cortes presenta las siguientes transformaciones T_i de acuerdo con Bollen [1].

- a) T_1 : Transformadores que no modifican el voltaje. Único caso conexión estrella-estrella ambos neutros a tierra.

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

T_1 es la unidad, por lo que el transformador no modifica el voltaje.

- b) T_2 : Transformadores que eliminan la secuencia cero del voltaje. Conexiones estrella-estrella con uno o ambos neutros levantados de tierra y conexiones delta-delta y delta-zigzag.

$$T_2 = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

La transformación T_2 se desprende del hecho que el transformador elimina la secuencia cero del voltaje, que es igual a $\frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$, de esta forma la tensión del primario, menos la secuencia cero, será igual a la tensión del secundario. Al desarrollar la resta para cada una de las fases se llega a la transformación T_2 .

- c) T_3 : Transformadores que cambian en ángulo y fase el voltaje. Conexiones delta-estrella, estrella-delta y estrella-zigzag.

$$T_3 = \frac{j}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

T_3 Rota en 90° el fasor, dejando como eje de simetría del micro corte el eje real, y cambia la base en [pu] con el factor $\sqrt{3}$. Matemáticamente se tiene que $T_3^2 = T_2$, lo que eléctricamente es conectar un transformador Dy en cascada con otro Yd. El resultado de esto es el mismo que se obtiene con un transformador Dd o la transformación T_2 .

T_3 también permite llevar las tensiones fase neutro a tensiones entre fases, que corresponde a una transformación estrella-delta.

Un transformador, por ejemplo Dy11, experimenta un micro corte que se mide en las variaciones o diferencias en magnitud y desfase angular, antes y durante el micro corte. El desfase que tenga el transformador entre primario y secundario no es relevante, ya que todo el diagrama fasorial, antes y durante la falla, puede girar para ubicarse en una posición deseada sin alterar los datos.

Incorporadas las transformaciones es necesario fijar escenarios de fallas para identificar los distintos tipos de micro corte. Las simplificaciones adoptadas son las siguientes;

- La secuencia cero del voltaje no se propaga a los terminales del equipo.
- Las impedancias de secuencia positiva y negativa de Z_{GC} son iguales.
- Todas las corrientes son despreciables en comparación a la corriente de falla.

En primer lugar se desarrollan tres escenarios de contingencia; falla monofásica a tierra, falla bifásica y falla trifásica balanceada, con cargas estrella y delta acopladas directas al punto de conexión, que es lo mismo que considerarlas conectadas a un transformador T_1 .

Para el caso de una falla monofásica a tierra se tienen las siguientes tensiones fase neutro en la carga.

$$V_a = V [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{2} - \frac{1}{2}j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.13)$$

donde V es la magnitud de la tensión durante el micro corte en $[^\circ/1]$, V_a es la tensión fase neutro de la fase a, V_b es la tensión fase neutro en $[^\circ/1]$ de la fase b (para este caso $V_b=1<120^\circ [^\circ/1]$) y V_c la tensión fase neutro en $[^\circ/1]$ de la fase c (para este caso $V_c=1<-120^\circ [^\circ/1]$).

Con una conexión de carga en estrella, la tensión V_a llega a un valor V durante la falla y las otras dos fases no se ven afectadas por el micro corte. Mediante T_3 se transforma la carga de estrella a delta, obteniendo los valores de la tensión fase-fase, para una carga conectada en delta durante una falla monofásica a tierra.

$$V_a = 1 [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V\right) \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V\right) \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.14)$$

donde V_a V_b V_c son tensiones fase-fase y V es la tensión durante el micro corte.

Como se aprecia en la ecuación (3.14) una carga en delta ve afectada dos de sus fases producto de una falla monofásica a tierra. En la Ilustración 3 se observan los diagramas fasoriales de ambas conexiones. Los fasores antes del micro corte se muestran en línea punteada y los vectores durante la falla se destacan en línea continua.

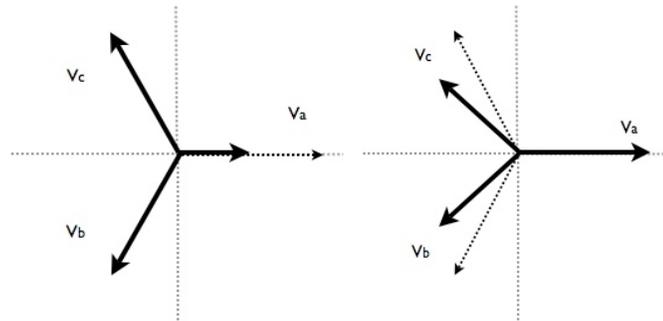


Ilustración 3: Conexión Estrella (izquierda) y Conexión Delta (derecha)

En el caso de la conexión estrella se ha supuesto que la falla solo afecta el voltaje de la fase en contingencia, y las otras dos fases no se ven afectadas. En la realidad eso no ocurre y ellas ven incrementada su tensión, producto del alto valor que tiene la impedancia de secuencia cero en comparación con la impedancia de secuencia positiva durante la falla. Esto es válido solo para el caso de la falla monofásica, ya que tanto la falla bifásica como la trifásica no incorporan en sus mallas de secuencia la impedancia de secuencia cero. Agregando V_0 a las ecuaciones se pueden obtener nuevamente los voltajes fase neutro de la ecuación (3.13) como se expone en la ecuación (3.15). Esto no modifica el voltaje en los terminales del equipo ya que se ha supuesto que el voltaje de secuencia cero no se propaga a estos.

$$V_a = \frac{4V}{3} - \frac{1}{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = \left(\frac{V}{3} - \frac{5}{6} \right) - \frac{1}{2} j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = \left(\frac{V}{3} - \frac{5}{6} \right) + \frac{1}{2} j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.15)$$

Una falla bifásica presenta los siguientes voltajes fase neutro en la carga, para un micro corte de magnitud V .

$$V_a = 1 [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{2} - \frac{1}{2} V \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} V \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.16)$$

Al aplicar nuevamente la transformación estrella-delta (T_3) a la ecuación (3.16), se llega a la expresión del voltaje entre fases de una carga conectada en delta.

$$V_a = V [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{2} V - \frac{1}{2} \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = -\frac{1}{2} V + \frac{1}{2} \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.17)$$

Se puede concluir de las ecuaciones que, producto de una falla bifásica, una carga en conexión delta sufre un micro corte en sus tres fases. Por su parte una carga en conexión estrella solo ve afectada dos de sus fases. Con estos cuatro casos básicos se clasifican tres tipos distintos de micro corte, que se desprenden de las ecuaciones (3.13), (3.16) y (3.17). Observando la ecuación (3.14) se puede ver que ésta es un caso particular de la ecuación (3.16). Esto se puede verificar evaluando una magnitud de micro corte auxiliar V^* en (3.16) que cumpla con $v^* = \frac{1}{3} + \frac{2}{3} V$, donde V la magnitud real del micro corte.

En una falla trifásica la tensión de cada fase disminuye en igual cantidad, luego los voltajes por fase son;

$$V_a = V [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{2} V - \frac{1}{2} V \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = -\frac{1}{2} V + \frac{1}{2} V \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.18)$$

Éste es el último caso con el que se forman la primera clasificación de micro corte [1]. En la Ilustración 4 se presentan los fasores a escala calculados para un micro corte de 50%.

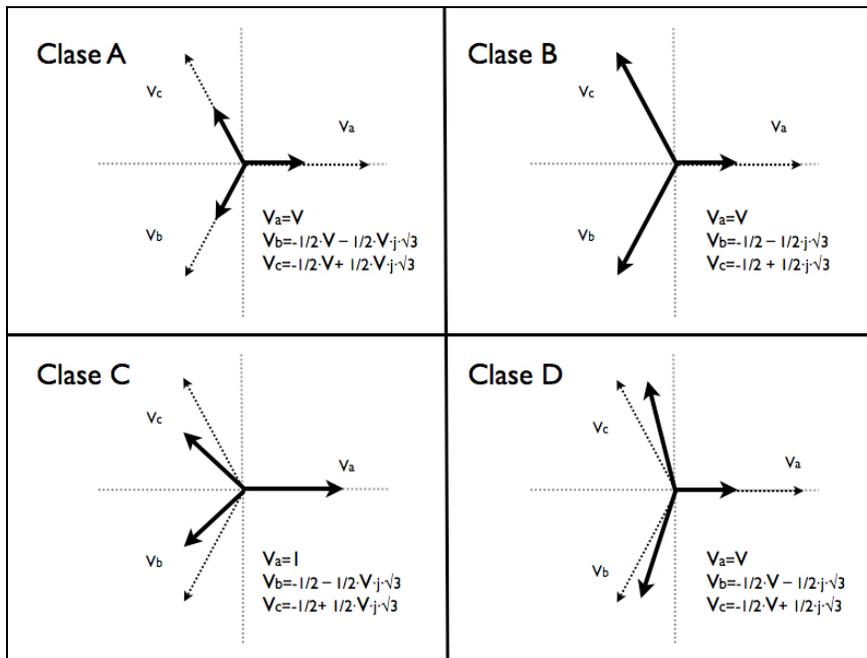


Ilustración 4: Clasificación de Micro Cortes

Un micro corte A (ecuación 3.18) se produce por una falla trifásica balanceada o también por partidas de motores industriales. Los micro cortes C (ecuación 3.16) y D (ecuación 3.17) son producidos por fallas no simétricas.

Un micro corte B (ecuación 3.13) es el único que incorpora la secuencia cero del voltaje, la que en muchos equipos no tiene efecto alguno, como se verá posteriormente.

En los argumentos estudiados se ha incluido un transformador conectado a la carga que no modifica la tensión. A continuación se incorpora el efecto de los transformadores T_2 y T_3 al análisis, para identificar en cada caso como se transmite el micro corte a los terminales de un equipo.

Se comenzará por la falla monofásica, agregando un transformador T_2 a una carga conectada en estrella. Este tipo de transformador elimina la secuencia cero del voltaje, el que tiene un valor calculado de $V_0 = \frac{1}{3}(V - 1)$. Luego de restar V_0 a los voltajes (V_a , V_b , V_c) de la carga estrella, los fasores resultantes se muestran en la ecuación (3.19).

$$V_a = \frac{1}{3} + \frac{2}{3}V [^\circ/1] \quad ; \quad V_b = -\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V - \frac{1}{2} \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad ; \quad V_c = -\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V + \frac{1}{2} \cdot j\sqrt{3} [^\circ/1] \quad (3.19)$$

donde V es la magnitud del micro corte.

Este es un caso particular de la Clase D. Evaluando en la ecuación 3.17 una magnitud auxiliar V^* , que cumpla con $V^* = \frac{1}{3} + \frac{2}{3}V$ donde V es la magnitud real del micro corte, se obtiene (3.19). En

adelante esta forma de evaluar la magnitud del micro corte se denotará por un * luego de la clasificación, para este caso D*.

Con un transformador T_2 y una carga en conexión delta, no se modifica la tensión, ya que el voltaje entre fases de una carga en delta no presenta componentes de secuencia cero. Por lo que en este caso el transformador T_2 no tienen ningún efecto sobre el micro corte experimentado por la carga, siendo éste el mismo que experimenta una carga delta para una falla monofásica es decir C* (ecuación 3.14).

Si ahora se agrega un transformador tipo T_3 conectado con su secundario a una carga en estrella, la carga experimenta el mismo micro corte que una carga conectada en delta al primario del transformador, o sin transformador. Para el caso de una falla monofásica esto sería un micro corte C*. Si ahora el transformador tipo T_3 conecta una carga en delta, entonces las transformaciones son dos, una de estrella a delta con T_3 y otra de primario a secundario también con T_3 . Al aplicar dos veces la transformación T_3 se obtiene el mismo efecto que al usar T_2 , aplicado esta transformación a la carga en estrella se llega a un micro corte D*.

Anteriormente se ha analizado la falla bifásica con carga, en estrella o delta y además con T_1 (o sin transformador) y éstas corresponden a micro cortes, C para estrella y D para delta.

En una falla bifásica se elimina la componente de secuencia cero. Esto ocurre matemáticamente al momento de imponer las condiciones de corrientes y voltajes, por lo que un transformador T_2 que elimina la secuencia cero, no produce ningún efecto en el micro corte. Para la carga en conexión estrella el micro corte será C y para la carga en delta será D.

La falla bifásica con T_3 y carga en estrella, tendrá el mismo comportamiento que una carga en delta sin transformador, produciendo un micro corte clase D. Con T_3 y carga en delta se usan nuevamente dos transformaciones T_3 , una de estrella a delta y la otra de primario a secundario, en la práctica esta doble transformación tiene el mismo efecto que T_2 y como se había comentado este transformador no produce ningún efecto en el micro corte, el que es tipo C. La Tabla 2 resume los análisis sin transformadores, considerando la conexión de la carga y el tipo de falla.

Tipo de falla	Carga en estrella	Carga en delta
Trifásica	Micro Corte A	Micro Corte A
Bifásica	Micro Corte C	Micro Corte D
Monofásica a tierra	Micro Corte B	Micro Corte C*

Tabla 2: Micro Corte y Conexión

La Tabla 3 muestra los tipos de transformadores y como se transmite un micro corte a un nivel menor de tensión.

Transformadores	Micro corte A	Micro corte B	Micro corte C	Micro corte D
T_1 (YNyn)	A	B	C	D
T_2 (Yy, Dd, Dz)	A	D*	C	D
T_3 (Yd, Dy, Yz)	A	C*	D	C

Tabla 3: Transferencia de un micro corte al secundario de un transformador T_i

Se puede apreciar en la Tabla 3 que en muchos casos el micro corte se transmite a niveles menores de voltaje sin influencia del transformador. El micro corte B es el único que incorpora la secuencia cero del voltaje en su cálculo y solo se da en un caso. En el resto de los micro cortes el único cambio en magnitud se produce con el uso de T_3 desde C a D y vice-versa.

Luego de encontrar el comportamiento del voltaje durante un micro corte se estudiará la otra variable que hace posible su clasificación: la duración del evento.

3.2 Duración del micro corte

Otra característica que permite la clasificación de este fenómeno es su duración, la que está directamente ligada a los tiempos de despeje de falla que tienen las protecciones, siendo la duración del micro corte un tanto mayor que éste.

En una red eléctrica normalmente las protecciones que poseen menores tiempos de reacción se encuentran en el sistema de transmisión, donde los tiempos de apertura críticos son bastante pequeños y se requieren equipos de alta velocidad. La subtransmisión también utiliza interruptores de alta velocidad y diferenciales que permiten despejar fallas en tiempos muy breves. Por otro lado, en el sistema de distribución se utilizan en su mayoría seccionadores o protecciones de sobre corriente que aumentan el tiempo de despeje de la falla. Pero también es posible encontrar en baja tensión fusibles limitadores de corriente que poseen tiempos de despeje de falla muy bajos, cercano a medio ciclo.

Es por esto que la duración del micro corte dependerá del lugar donde se produzca la falla y de las protecciones presentes en ese lugar. En general se tiene que mientras mayor sea el nivel de tensión, menor es el tiempo de reacción de las protecciones (siendo los fusibles de baja tensión la excepción) y por ende de los micro cortes. En la Ilustración 5 se presenta un esquema duración-magnitud, desarrollado en [1], que permite clasificar el micro corte en seis áreas según la fuente que lo produce.

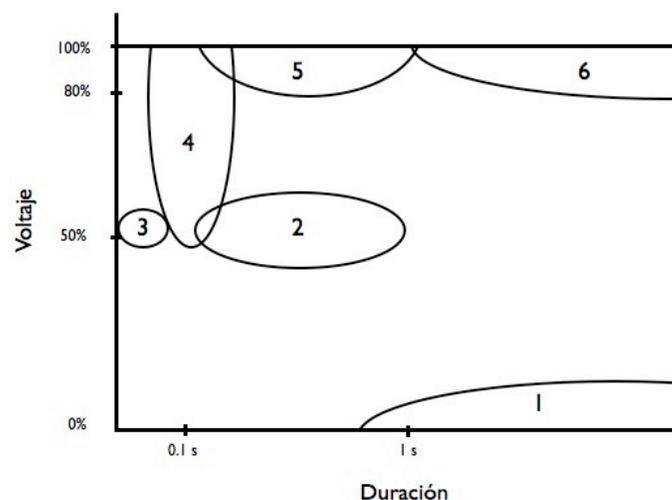


Ilustración 5 : Esquema Duración-Magnitud

Los números asociados a cada área corresponden a la clasificación de la Ilustración 5:

1. Interrupción de servicio de corta duración.
2. Falla local en el sistema de distribución
3. Fusibles de baja tensión.
4. Falla en el sistema de transmisión.
5. Falla remota en el sistema de distribución.
6. Partida de grandes motores industriales.

La medición de la duración de un micro corte es un tema que presenta diversas dificultades. En primer lugar se debe tener una referencia de voltaje RMS, bajo la cual se considera que el evento es un micro corte. Una referencia usada comúnmente es el 90% de la tensión nominal.

Otro problema al estimar la duración de un micro corte es la frecuencia con que se mide el valor RMS de la tensión. Típicamente en un monitoreo de calidad de servicio se realiza una medición de la tensión RMS por ciclo, de esta forma si el micro corte comienza en un punto intermedio del ciclo, no justo en el comienzo o final de éste, la medición entrega un resultado intermedio subestimando el micro corte. Lo mismo ocurre en el momento en que se recupera la tensión o en el último ciclo del evento.

Este es un problema para clasificar micro cortes de corta duración ya que las transiciones sesgan la duración real que tiene el fenómeno. Si éste es el caso por ejemplo de un micro corte de tres ciclos de duración producto de una falla remota (la magnitud del micro corte es mitigada por la distancia eléctrica), la tensión no necesariamente bajará del nivel de referencia (90%), tanto al comienzo como al final del micro corte. Registrándose un micro corte de menor duración y no uno de tres ciclos como realmente aconteció. Este error no presenta grandes problemas para el micro corte de larga duración.

El micro corte de larga duración ve sesgada su medición por otro efecto llamado micro corte post-falla. Como lo dice su nombre este fenómeno ocurre luego de despejar la falla, y su principal característica es que la tensión no se recupera en forma inmediata, y las medidas del voltaje RMS se encuentran por debajo de los valores antes del micro corte o de su 100%. Una de las principales causas de este efecto radica en los motores de inducción [20]. Ellos durante el micro corte disminuyen su torque, el que depende en forma cuadrática de la tensión, y por consiguiente disminuye fuertemente su velocidad. En el momento que se despeja la falla, el motor intenta restablecer su operación normal y para lograr esto se produce un consumo importante de corriente, del orden de diez veces la corriente nominal del motor. Con esto restablece su campo, logrando acelerar la máquina hasta su velocidad de operación. Este consumo transitorio del motor de inducción es el responsable del micro corte post-falla, que puede alargar la medición del micro corte original en un par de segundos. En estos casos la referencia entre un monitor y otro puede producir grandes diferencias en la duración del micro corte. Este efecto se muestra en la Ilustración 6.

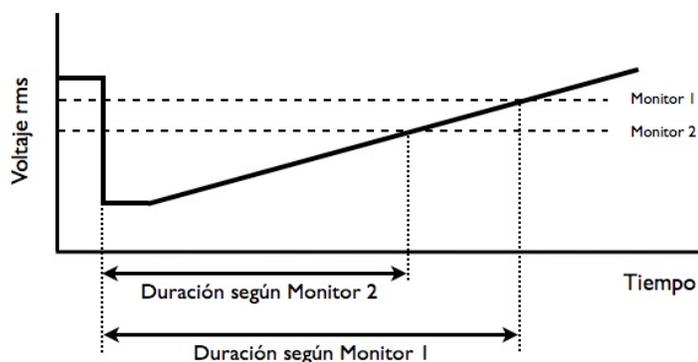


Ilustración 6: Monitoreo con distintas referencias

Luego de identificar las problemáticas que presenta la medida de la duración de un micro corte, y de encontrar una clasificación para el evento que permite estimar su magnitud en los terminales de un consumo, se ha expuesto una clasificación Magnitud-Tiempo, que permite ubicar geográficamente la fuente del micro corte.

De esta forma se puede concluir que todo micro corte queda caracterizado por su duración y magnitud. La primera directamente ligada a los tiempos de despeje de las protecciones, al lugar de la contingencia y a la calibración de los equipos de medida. Y la segunda en relación a la conexión de la carga, los tipos de transformadores y los posibles escenarios de falla. Para ambas se ha presentado una clasificación que permite trabajar con el fenómeno, determinando sus características en un consumo dado.

3.3 Tolerancia de voltaje

Los dispositivos eléctricos en su mayoría han sido diseñados para operar a un voltaje RMS continuo. El cuanto puede disminuir ese voltaje sin que el equipo deje de funcionar es un tema esencial en el diseño de instalaciones, por lo que se vuelve de importancia del estudio de este tema en el caso del micro corte. Si es necesario realizar un estudio de la tolerancia del voltaje se debe determinar el comportamiento en cada pieza crítica de la instalación o realizar una prueba a la instalación completa.

La curva de tolerancia de voltaje permite determinar por cuánto tiempo los equipos seguirán funcionando luego de una interrupción de servicio. En la Ilustración 7 se muestra un requerimiento de tolerancia de voltaje de una subestación tipo [1].

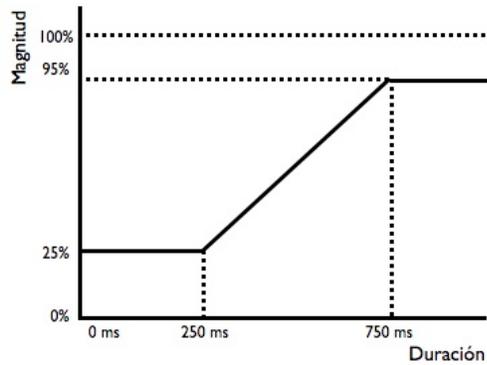


Ilustración 7

Una instalación puede acogerse a un requerimiento de voltaje tolerancia por ley (siguiendo un estándar IEC) o por requerimientos internos de una empresa, para proteger equipos de alto costo o críticos en procesos industriales importantes. En todos estos casos disponer de curvas de voltaje tolerancia permite realizar este tipo de estudios en forma más simple.

En la Tabla 4 podemos distinguir una serie de equipos eléctricos con distintos niveles de tolerancia de voltaje, con rangos alto, medio y bajo. Para cada uno de ellos la tabla entrega el tiempo que permanece el equipo en funcionamiento luego de que la tensión se va a cero, seguido del porcentaje de micro corte bajo el cual el equipo continúa funcionando indefinidamente [1]. Cualquier micro corte que tenga una magnitud o un tiempo mayor a los que se entregan en la Tabla 4, puede llevar a un mal funcionamiento del equipo o a su desconexión.

Equipo	Tolerancia de Voltaje		
	Rango Superior	Promedio	Rango Inferior
PLC	20 ms, 75%	260 ms, 60%	620 ms, 45%
Tarjeta de entrada PLC	20 ms, 80%	40 ms, 55%	40 ms, 30%
Controlador de velocidad	30 ms, 80%	50 ms, 75%	80 ms, 60%
Control de protecciones	10 ms, 75%	20 ms, 65%	30 ms, 60%
Motores de partida	20 ms, 60%	50 ms, 50%	80 ms, 40%
Computador	30 ms, 80%	50 ms, 60%	70 ms, 50%

Tabla 4: Tolerancia de voltaje

Un estándar que describe las pruebas de voltaje-tolerancia de equipos es el IEC 61000-4-11 y aunque este no habla de la curva de tolerancia voltaje, define distintos escenarios de magnitud y duración de un micro corte en los que el equipo debe ser probado. Es importante destacar que dentro de este estándar no se especifica ninguna prueba o método para medir la tolerancia, y la única consideración que se debe tener en cuenta es que la transición entre pre-micro corte y micro corte sea instantánea al igual que entre micro corte y post-micro corte. Un apéndice de este estándar menciona dos formas de realizar la medición. Una de ella es utilizando un transformador con dos enrollados en su secundario (uno a 100% del voltaje requerido y el otro a la magnitud del

micro corte deseada), para este caso el micro corte se produce al realizar un switch apresurado de los voltajes de salida. La otra forma es generar el micro corte usando un generador de funciones en cascada con un amplificador. Estos dos métodos permiten realizar las pruebas de tolerancia de un equipo a la vez. Para realizar la prueba de una instalación completa se debe tener la certeza de que la interconexión entre los equipos no produzca un deterioro importante en las unidades al momento de operar.

Luego de introducir el concepto de tolerancia de voltaje es posible estudiar el comportamiento de algunos equipos que tendrán incidencia en el estudio de caso. En el capítulo de anexos se adjunta el comportamiento de algunos equipos de interés.

En [24] se desarrolla un método gráfico que permite coordinar micro cortes con la tolerancia o sensibilidad de los equipos presentes en una instalación.

3.4 Metodología para la estimación de micro cortes

Las interrupciones de servicio están íntimamente ligadas a eventos estocásticos en las redes eléctricas, por lo que para estudiar este fenómeno es necesario identificar cuáles son los principales motivos de las interrupciones de suministro. En general, el micro corte está correlacionado con eventos meteorológicos o climáticos de origen aleatorio, como son las caídas de rayos y las tormentas de viento o nieve. Pero también pueden estar influenciados por políticas de mantenimiento de alguna empresa. En primer lugar, es importante definir una metodología para la estimación de las interrupciones de suministro. Ésta se constituye básicamente en tres pasos:

- a) Determinar el comportamiento del sistema: Fundamentalmente consiste en obtener el número de micro cortes de una cierta característica (magnitud-duración) que se presentan en un punto específico de conexión. En esta etapa de la metodología se desarrollan diversos métodos, el monitoreo real de voltaje, una predicción estocástica y el método de la distancia crítica.
- b) Obtener la tolerancia de voltaje del equipo. La tolerancia de voltaje de un equipo queda definida por el tiempo y la magnitud del micro corte bajo el cual un aparato se mantiene en conexión. La tolerancia de voltaje se puede obtener para más de una característica magnitud-duración, encontrando así una curva de tolerancia de voltaje, como se señaló anteriormente.
- c) Estimación del impacto: Obteniendo la información de a y b, es posible calcular los costos asociados a micro cortes y evaluar económicamente posibles formas de mitigación.

A continuación se presentan dos de los métodos para determinar el comportamiento del sistema

3.4.1 Monitoreo de voltaje

El monitoreo de la tensión se realiza en un punto del sistema a la vez y permite obtener los valores tanto de magnitud como de duración de los micro cortes. Una de las consideraciones que se debe tener es que el tiempo de monitoreo está en estrecha relación con la cantidad de muestras que se obtienen y mientras mayor sea el número de muestras, menor será el error cometido al estimar el número de interrupciones de servicio.

Si se considera que el micro corte es una variable aleatoria que sigue una distribución exponencial o de Poisson, se está asumiendo que no existe una dependencia entre un futuro evento y el tiempo que ha transcurrido desde el último evento. La probabilidad de obtener k medidas de micro corte durante un periodo de n años con un valor esperado u y desviación estándar \sqrt{nu} , queda expresada en la ecuación (3.20).

$$P_r(x = k) = e^{-nu} \cdot \frac{(nu)^k}{k!} \quad (3.20)$$

La estimación del número de eventos por año (u_{est}) se calcula según (3.21).

$$u_{est} = \frac{x}{n} \quad (3.21)$$

Si se aproxima la distribución de Poisson por una normal con esperanza u y desviación estándar $\sigma = \sqrt{\frac{u}{n}}$ se puede calcular el error relativo (E_r) que se produce al estimar u según la ecuación (3.21), utilizando un intervalo de confianza de 95% que en el caso de la normal (u, σ) corresponde al intervalo $[u - 1.96\sigma, u + 1.96\sigma]$.

$$E_r = \frac{1.96 \cdot \sigma}{u} \approx \frac{2}{\sqrt{nu}} \quad (3.22)$$

En forma inversa se puede determinar el tiempo n necesario para no superar un cierto nivel de error.

$$n > \frac{4}{uE^2} \quad (3.23)$$

Las ecuaciones anteriores permiten calcular el nivel de confianza en la estimación de la cantidad de micro cortes anuales que se producen en un punto específico de la red, luego de monitorear este punto por un periodo de tiempo determinado. Esta estimación va a depender de las condiciones climáticas o meteorológicas, las que pueden presentar cambios significativos de un año a otro, siendo necesario un tiempo de monitoreo considerable para llegar a estimaciones más exactas. Otro punto a considerar son los cambios que sufre en el tiempo la red eléctrica, el

aumento de los consumos, reemplazo de líneas, cambios de protecciones e incluso políticas de mantenimiento pueden modificar el número de interrupciones de servicio.

3.4.2 Método de la distancia crítica

Como se ha estudiado en el capítulo 3, la magnitud del micro corte depende de la distancia entre la falla y el punto donde se quiere estimar éste (ecuación 3.4). Luego se puede calcular una distancia crítica a la cual se produce una interrupción de suministro para un micro corte de magnitud V . La ecuación (3.24) entrega esta distancia.

$$L_{critica} = \frac{(Z_{GC} + z_T) \cdot V - z_T}{z_L(1-V)} \quad (3.24)$$

donde $L_{critica}$ es la distancia crítica en kilómetros, z_T es la impedancia equivalente de los transformadores entre la falla y el punto de conexión común (pcc), z_L es la impedancia por kilómetro de línea entre la falla y pcc, Z_{GC} es la impedancia equivalente entre la generación y pcc.

Si se suponen conocidas las impedancias y el nivel de micro corte, $L_{critica}$ toma un valor dado. Éste multiplicado por la cantidad de cortes por kilómetro de línea por año (C_{Km}), entrega el total de cortes estimado que se producen durante un año para cada nivel de magnitud, $MC(V)$.

$$MC(V) = C_{Km} \cdot L_{critica} = C_{Km} \cdot \frac{(Z_{GC} + z_T) \cdot V - z_T}{z_L(1-V)} \quad (3.25)$$

donde $MC(V)$ es la cantidad de micro cortes de una magnitud V por año.

Capítulo 4: Técnicas de mitigación

Un micro corte en muchas ocasiones no genera una interrupción grave de suministro y se vuelve realmente un problema cuando se producen interrupciones de servicio.

Toda falla produce un micro corte en más de un punto de una red eléctrica, y como se ha estudiado mientras más alejada se encuentre la falla, ésta se mitigará en forma natural. Pero cuando una máquina como un generador o motor de inducción ve afectada su operación y producción debido a un micro corte, es natural querer mitigar esta eventualidad para disminuir las pérdidas. [19] presenta un estudio de caso de una planta industrial que ve afectada su producción por este fenómeno.

Se distinguen diversas técnicas de mitigación. Algunas se basan en la idea de disminuir el número de fallas, otras intentan reducir los tiempos de despeje de falla para aplacar este problema. Incorporar elementos serie entre el punto de conexión y el dispositivo sensible al micro corte es una de las técnicas más usadas, por lo que gran parte de la investigación está orientada a esta forma de mitigación [3]-[18]. También se han realizado estudios que intentan mejorar la característica del dispositivo o del sistema para soportar estas variaciones de la tensión. Cada una de estas técnicas de mitigación se estudia a lo largo de este capítulo.

4.1 Elementos de mitigación instalados entre el dispositivo y el punto de conexión.

Este método es el más usado en la mitigación de los micro cortes y debe su popularidad al hecho de que es una técnica en la que el consumidor tiene el control sobre la situación.

Además de las técnicas que se han desarrollado en forma exclusiva para solucionar el problema de los micro cortes, en el último tiempo se han propuesto dispositivos [11] [12] que buscan mejorar la calidad del suministro compensando micro cortes, aumentos de la tensión y distorsión armónica.

En [18] se entrega una descripción de los niveles de potencia y tensión en los que se aplican algunas de las tecnologías que se describen en esta sección, centrandó el estudio en baja y media tensión.

Algunos ejemplos de equipos serie que permiten mitigar micro cortes se presentan a continuación.

4.1.1 UPS

Los UPS (Uninterruptible Power Supply) son los equipos más usados en baja tensión para contrarrestar el efecto de los cortes y micro cortes de suministro. Ideales en ambientes de oficina estos dispositivos permiten mantener la tensión, incluso frente a interrupciones de larga duración gracias a una batería interna que puede mantener el suministro. Existen distintas configuraciones para una UPS. En [16] se describen tres topologías convencionales y se propone una nueva configuración que permite: una compensación dinámica de la tensión frente a micro cortes,

compensación de reactivos asegurando un factor de potencia igual a 1 y una disminución de la distorsión armónica total a la entrada. Todo esto con una transición rápida entre el estado de operación normal y el estado de respaldo. Esta nueva UPS puede actuar con las características de dos de las topologías convencionales (on-line y line-interactive) al modificar el algoritmo de control. A continuación se describen las tres configuraciones básicas de UPS: 1) off-line; 2) line-interactive; y 3) on-line.

Una UPS off-line también llamadas passive-standby UPS son utilizadas en aplicaciones que no superan los 2 [kVA]. En la Ilustración 8 se observa que esta configuración está compuesta por: un interruptor estático que conecta el consumo y la alimentación de la red, un rectificador que carga las baterías en operación normal y un inversor que permite alimentar la carga frente a caídas de tensión.

Este sistema sencillo, de pequeñas dimensiones y de bajo costo tiene las desventajas de no realizar compensación de reactivos ni de distorsión armónica, tampoco entrega un buen desempeño con cargas no lineales y carece de aislamiento entre el consumo y la red.

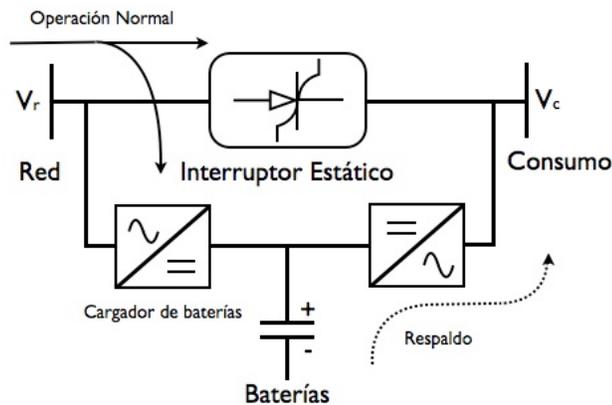


Ilustración 8: configuración UPS off-line

La configuración line-interactive presenta algunas ventajas comparativas con la versión off-line y normalmente es usada en aplicaciones de potencia media y baja. Existen dos configuraciones posibles para este tipo de UPS. La primera consta de un interruptor estático en serie con una inductancia entre el consumo y la red. En paralelo a esto, se observa en la Ilustración 9, un convertor bilateral que actúa como cargador de baterías en operación normal y como inversor al momento de operar como respaldo. Este esquema presenta la posibilidad de eliminar la distorsión armónica en la entrada, pero sus atributos en cuanto a la corrección del factor de potencia y a la regulación de tensión son limitados.

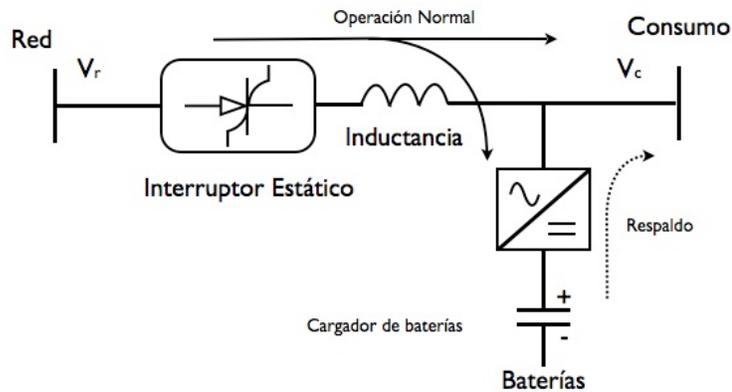


Ilustración 9: primera configuración UPS line-interactive

La segunda alternativa, también llamada delta-conversion UPS, posee dos etapas de conversión como se observa en la Ilustración 10. La primera en serie con la red a través del transformador y la segunda en paralelo al consumo. Al igual que en el caso anterior en operación normal el interruptor se encuentra cerrado y las baterías se recargan. Al producirse un corte en el suministro el interruptor estático abre y el consumo es alimentado por las baterías. La rama paralela actúa como cargador de baterías y permite eliminar la distorsión armónica en la entrada. Por su parte el convertor serie actúa como regulador de voltaje mitigando micro cortes y aumentos de tensión. Esta configuración permite el control independiente de la tensión de salida, de la corrección del factor de potencia y de la distorsión armónica. En [17] se propone un control digital para este tipo de UPS. Algunas de las desventajas que posee esta topología son: los complejos algoritmos de control, la baja efectividad en el aislamiento entre red y consumo, los costos del transformador y su peso.

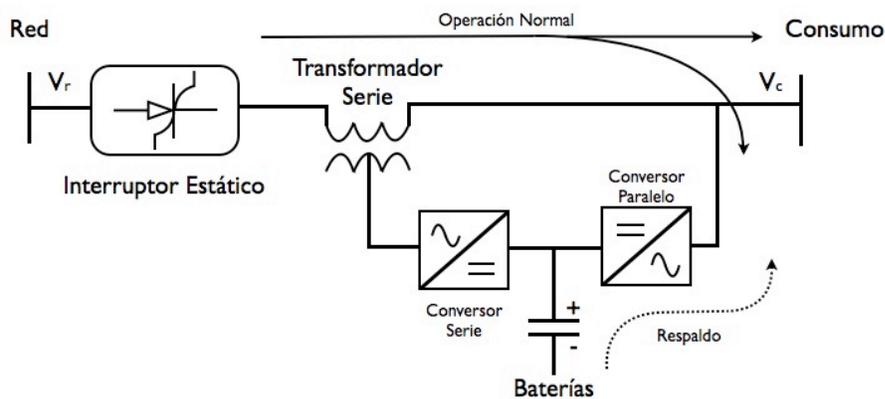


Ilustración 10: segunda configuración UPS line-interactive

El esquema de una UPS on-line es el que se muestra en la Ilustración 11. Esta configuración ha sido la más utilizada en aplicaciones de alto voltaje y potencia elevada, debido a la capacidad de entregar un suministro regulado y acondicionado al consumo con transiciones rápidas entre los estados de operación normal y de respaldo.

En operación normal el suministro es rectificado a un voltaje DC no regulado, el que permite recargar las baterías además de ingresar al inversor. Éste convierte el voltaje DC del rectificado

en un voltaje AC filtrado y regulado para el consumo. En el caso en que la operación sea la de respaldo, el voltaje DC de las baterías será la entrada para el inversor y se mantendrá el suministro en la carga. En caso de fallar el acondicionamiento del suministro el interruptor estático conectará en forma automática el consumo a la red.

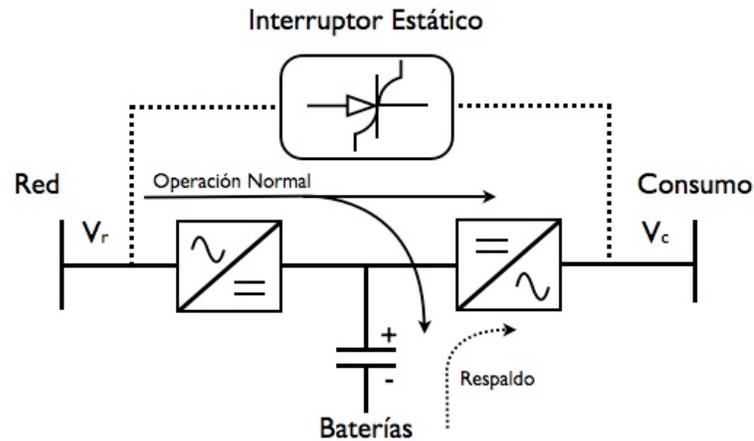


Ilustración 11: UPS on-line

En los casos en que la UPS no es capaz de suministrar el total de la potencia que requiere el consumo, por ejemplo en el caso de un corte de suministro de larga duración, es posible utilizar un sistema híbrido que incorpore a la UPS un sistema motor-generador [15].

4.1.2 Cambio de la fuente de Suministro

Estos dispositivos transfieren la carga de una fuente de suministro con micro corte a otra que no presente el fenómeno, demorando menos de medio ciclo en la transferencia (siempre que exista una fuente de suministro disponible). Esta técnica es usada actualmente en media tensión y se establece como una tecnología prometedora hasta los 25 kV [18] [20].

4.1.3 Compensador dinámico de voltaje

Esta tecnología utiliza electrónica para introducir una fuente de tensión entre carga y red, compensando de esta forma el voltaje de suministro durante un micro corte. Dependiendo de la forma de compensación se distinguen distintas configuraciones si se dispone de una fuente de suministro externa que aporta o no potencia activa. El uso de esta técnica en baja tensión no entrega resultados muy distintos a los de una UPS. Luego es en media tensión donde esta solución presenta resultados importantes para la industria, siendo una de las únicas técnicas que mitiga en forma eficiente y controlada la presencia de micro cortes. Diversas configuraciones de compensadores dinámicos de voltaje se han desarrollado en las últimas décadas en especial aquellas utilizan suministro externo de potencia como bancos de condensadores, baterías o máquinas rotatorias.

[7] entrega herramientas técnicas utilizadas en el diseño de un compensador dinámico de voltaje basado en tiristores IGCT. En [5] se presenta un ejemplo de compensador dinámico con banco de condensadores que no utiliza transformador en su configuración, esto disminuye los costos y la complejidad del método control. Se discute en forma detallada el método de control utilizado y la forma en que opera el dispositivo, dando un especial énfasis a la dinámica del regulador de voltaje DC. Esta técnica logra mitigar un corte de suministro de 100% de magnitud con una duración entre 5 y 8 ciclos.

Otro método de control denominado pre-falla es usado para compensar el voltaje en el consumo. Éste utiliza un detector de falla que guarda las características del ángulo de la tensión justo antes de que ocurra [6]. Con esta información, que es la salida de un circuito PLL (Phase Locked Loop), es compensada la tensión durante el fenómeno. Este método no tiene buenos resultados en el caso de una falla monofásica, debido a que dentro de los algoritmos usados no se detecta la secuencia cero, obteniendo como resultado oscilaciones angulares.

Otras metodologías de control se basan en la información post-falla. En ellas la distorsión durante el fenómeno permite reconstruir las tensiones balanceadas. Esta técnica puede ser desarrollada mediante PLL o a través del método de componentes simétricas. El primero tiene la ventaja de utilizar un algoritmo de gran rapidez, pero por otro lado no elimina los saltos de fase. La segunda técnica introduce un retardo producto de los cálculos pero logra eliminar los saltos de fase. En [6] se presenta un algoritmo eficiente que permite estimar las componentes simétricas y que es capaz de trabajar con sistemas de múltiples salidas, observando robustez y un comportamiento dinámico de gran rapidez.

4.1.4 Motor – Generador

Es la solución que se obtiene con grandes equipos para mitigar los cortes y micro cortes de suministro. Tiene como desventajas el ruido producido por la máquina y los costos de mantenimiento. En su construcción un set motor-generador puede ser combinado con generadores de respaldo y convertidores de electrónica de potencia para aumentar su respuesta en el tiempo. Una configuración alternativa con una UPS se propone en [15] donde se describen acciones de control y se analizan resultados comparativos de las técnicas por separado y en conjunto.

4.1.5 Compensador Estático Reactivo (CER)

La incorporación de elementos en serie con el consumo, es una de las técnicas más utilizadas en la mitigación de micro cortes de suministro. En las últimas décadas el uso de esta técnica ha permitido solucionar por completo el problema del micro corte.

Dependiendo de cuan sensible es la carga a las variaciones de la tensión, se proponen diversas técnicas de compensación [3] con distintos grados de exactitud, tanto en la corrección de la magnitud como del desfase. Estas también presentan diferencias en la respuesta transitoria de la tensión.

Un CER tiene como finalidad regular la tensión durante un micro corte y básicamente está compuesto de:

- Un transformador, que permite elevar la tensión en la carga y es el elemento conectado en serie a ella.
- Un modulador de ancho de pulso PWM, usado para generar los voltajes de compensación en magnitud y desfase deseado.
- Un sistema de control que actúa sobre el PWM.
- Un filtro AC de armónicas
- Una unidad de almacenamiento de energía, que es alternativa dependiendo de la técnica utilizada en la compensación.

La compensación puede ser reactiva pura o activa y reactiva. Dependiendo de la sensibilidad y requerimientos del consumo se deberá optar por una u otra. A continuación se estudian ambos métodos.

a) Compensación reactiva

El esquema usado para este tipo de compensación es el que se muestra en la Ilustración 12, en el no existe inyección de potencia activa y se asume que el voltaje que entrega el compensador serie, V_{SVR} , está en cuadratura con la corriente en la carga I_C . El diagrama fasorial de la Ilustración 13 permite comprender de mejor forma la compensación reactiva.

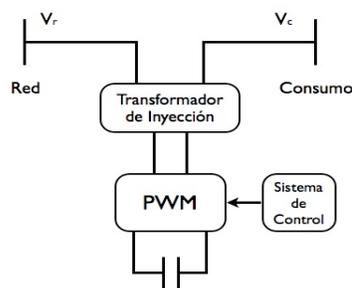


Ilustración 12: Esquema de la compensación Reactiva Pura

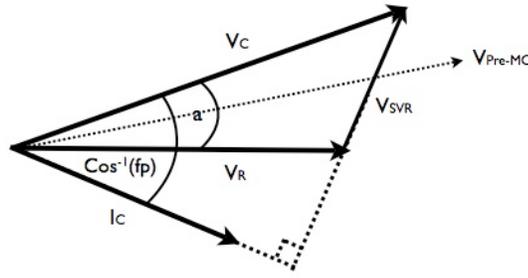


Ilustración 13: Compensación reactiva

En la Ilustración 13 se observa el vector V_{Pre-MC} (en línea discontinua) que corresponde a la tensión previa al micro corte, V_{SVR} es la tensión que compensa el elemento serie, V_R es la tensión de la red durante el micro corte, V_C es la tensión en la carga durante el micro corte e I_C es la corriente en la carga durante el micro corte.

Según lo señalado anteriormente, no existe inyección de potencia activa en esta técnica. Luego, las potencias de entrada y salida del dispositivo serie son iguales. Definiendo $\phi = \text{Cos}^{-1}(fp)$ con ϕ es el ángulo entre la corriente y el voltaje de carga, y fp el factor de potencia, se tiene (4.1) y (4.2).

$$P_{entrada} = 3|V_R||I_C| \cdot \text{Cos}(\phi - a) \quad (4.1)$$

$$P_{salida} = 3|V_C||I_C| \cdot fp \quad (4.2)$$

Donde fp corresponde al factor de potencias y a es el ángulo entre V_C y V_R . Igualando ambas potencias se obtiene los siguientes resultados.

$$|V_R| \cdot \text{Cos}(\phi - a) = |V_C| \cdot fp \quad (4.3)$$

$$a = \phi - \text{Cos}^{-1}\left(\frac{|V_C| \cdot fp}{|V_R|}\right) \quad (4.4)$$

Es de interés calcular el voltaje mínimo de suministro que puede ser compensado por el elemento serie. De (4.3) se puede despejar el valor del voltaje entregado por la red, además se sabe que la función coseno es menor o igual a 1, luego para este valor se obtiene el mínimo en el voltaje de red V_R^{Min} . Lo anterior se expresa en (4.5).

$$|V_R^{Min}| = |V_C| \cdot fp \quad (4.5)$$

El valor mínimo se da también cuando el voltaje que entrega el compensador serie es el máximo ($V_{SVR} = V_{SVR}^{Max}$). Considerando que el voltaje en la carga es la suma del voltaje de red más el voltaje del compensador, se calcula el módulo voltaje de suministro de la red, incorporando la condición de que el voltaje del compensador sea máximo, y se obtiene una nueva expresión para el voltaje de red mínimo (V_R^{Min}) que se puede compensar.

$$|V_R^{Min}| = \sqrt{|V_C|^2 - 2|V_{SVR}^{Max}| \cdot |V_C| \text{seno}(\phi) + |V_{SVR}^{Max}|^2} \quad (4.6)$$

Tanto en (4.5) como en (4.6), se observa una fuerte influencia del factor de potencia en el voltaje mínimo de suministro que se puede regular. Esto hace que el rango de acción del compensador esté en función de la carga, lo que limita su aplicación a consumos con factor de potencia alto.

b) Compensación Activa y Reactiva

A continuación se estudiarán dos métodos de compensación activa y reactiva. Ambos poseen una configuración como la que se muestra en la Ilustración 14 y en ambos casos hay inyección de potencia activa. La principal diferencia de estos dos métodos es la forma en que se realiza la compensación, mientras uno de ellos corrige la tensión sumando el voltaje del compensador serie en fase con el voltaje de red, el otro corrige tanto en magnitud como en desfase.

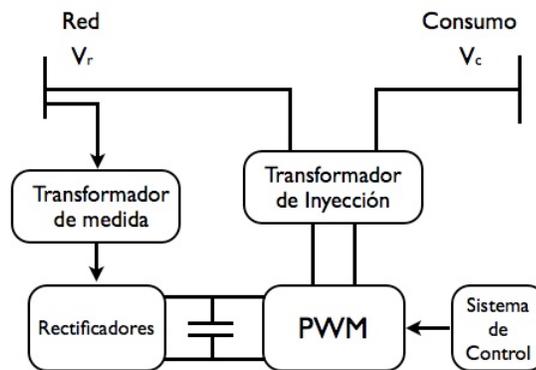


Ilustración 14: Esquema de la compensación Activa y Reactiva

b.1) Compensación en fase

La compensación en fase se observa en el diagrama fasorial de la Ilustración 15. En él se aprecia que el voltaje que inyecta el compensador serie (V_{SVR}) está en fase con el voltaje de red (V_R), corrigiendo solo la magnitud del micro corte y no el desfase. V_{Pre-MC} es la tensión antes del micro corte.

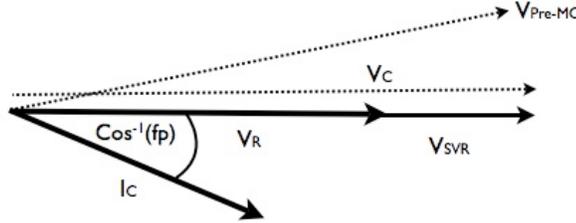


Ilustración 15: Diagrama fasorial compensación en fase

La ecuación (4.7) entrega el mínimo valor del voltaje de suministro (V_R^{Min}) que puede ser compensado para llevar la tensión de la carga a la magnitud previa al micro corte (V_{Pre-MC}), esto se logra considerando que el voltaje que entrega el compensador serie es el máximo (V_{SVR}^{Max}).

$$|V_R^{Min}| = |V_C| - |V_{SVR}^{Max}| \quad (4.7)$$

La ecuación (4.8) corresponde a la potencia aparente (S_{SVR}) que entrega el compensador serie.

$$|S_{SVR}| = |I_c| \cdot (|V_C| - |V_R|) \quad (4.8)$$

Para una reserva de energía dada E_r , es posible calcular el tiempo (t_{SVR1}) que el SVR puede mantener un nivel de micro corte según (4.9)

$$t_{SVR1} = \frac{E_r}{(|I_c| \cdot (|V_C| - |V_R|) \cdot fp)} \quad (4.9)$$

b.2) Compensación en magnitud y desfase

En este caso como se observa en el diagrama fasorial de la Ilustración 16, la tensión durante el micro corte en la carga (V_C) se encuentra en fase con el voltaje antes del micro corte V_{Pre-MC} . Esta técnica es utilizada para equipos que son sensibles a los cambios de fase de la tensión.

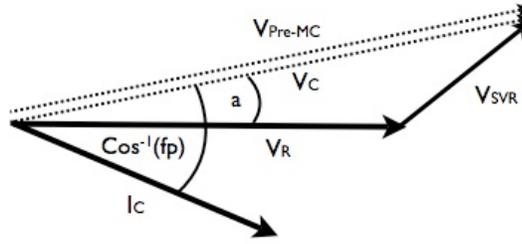


Ilustración 16: Compensación en magnitud y desfase

El cálculo del voltaje mínimo de alimentación que puede ser corregido, se presenta en (4.10).

$$|V_R^{Min}| = |V_C| \cdot \text{Cos}(a) - \sqrt{|V_{SVR}^{Max}|^2 - |V_C| \text{seno}^2(a)} \quad (4.10)$$

donde V_C es la tensión durante el micro corte en la carga, la tensión que entrega el compensador es máxima V_{SVR}^{Max} y V_R^{Min} es la mínima tensión de la red que se puede compensar. Es posible calcular con (4.11) el ángulo máximo de compensación a^{Max} , que es el desfase entre la tensión previa al micro corte y la tensión de la red durante el fenómeno.

$$a^{Max} = \text{seno}^{-1} \left[\frac{|V_{SVR}^{Max}|}{|V_C|} \right] \quad (4.11)$$

En (4.12) se estima el tiempo (t_{SVR2}) que un SVR puede mantener un micro corte con una reserva de energía E_r .

$$t_{SVR2} = \frac{E_r}{\left[|I_c| \cdot \left[|V_c| \cdot fp - |V_R| \cdot \text{Cos}(\phi \pm a) \right] \right]} \quad (4.12)$$

En (4.10) y (4.7) se puede apreciar que en estas dos técnicas la tensión compensada no depende del factor de potencia de la carga a diferencia del caso sin fuente de energía. Por otro lado fp afecta directamente el tiempo que el CER puede mantener un cierto nivel de micro corte como se observa en (4.12) y (4.9).

Sobre el esquema de la Ilustración 14 se han realizado numerosos estudios de técnicas de mitigación, aplicando diferentes métodos de control. [8] muestra que mediante un control basado en el aislamiento de las componentes armónicas de la corriente en la carga, es posible mitigar micro cortes en presencia de cargas no-lineales. Logrando también filtrar la distorsión armónica de la tensión de suministro. En [13] utilizando la misma configuración se observa el comportamiento que tiene el CER frente a una carga dinámica (motor de inducción).

En [9] Bollen, Wang y Jenkins proponen una versión mejorada de un CER. Ésta difiere por completo de las configuraciones antes presentadas incluyendo: un PLL digital (DPLL),

inversores IGBT, un control proporcional diferencial PI, un circuito lógico y una serie de transformadores de potencial y de corriente. Los resultados muestran mejoras en la mitigación de micro cortes que no presentan saltos de fase. Sin embargo si la tensión presenta variaciones angulares durante el micro corte, el sistema tiene un mal funcionamiento disminuyendo la capacidad de compensación y aumentando el micro corte post-falla.

Dentro de las técnicas de control que se distinguen para un CER, una ampliamente usada es aquella que se basa en la descomposición de la tensión desbalanceada de secuencia positiva y negativa en dos sistemas de ejes rotatorios directo y en cuadratura (dq) diferentes. Esta forma de control permite un manejo apropiado del transitorio en el caso de un micro corte. Otra metodología clásica de control basada en los fasores y en las componentes de secuencia, que permite además evaluar el comportamiento de régimen permanente, tiene la desventaja de involucrar el cálculo del valor RMS con lo que se introduce un retardo de al menos medio ciclo para tomar acciones de control [4].

Un prototipo de CER que mejora las características del tiempo de respuesta al utilizar el método de control de componentes simétricas se presenta en [10]. Este compensador llamado D-STATCOM entrega buenos resultados en la mitigación de micro cortes y mejora la calidad del suministro del sistema.

4.2 Reducción de los tiempos de despeje de fallas

Esta técnica de mitigación no reduce la cantidad de micro cortes, pero si su duración, de esta forma disminuyen los eventos que sacan de servicio a un consumidor.

Como se comentó en el capítulo 3, la tolerancia de un equipo está definida por el tiempo durante el cual es tolerable un micro corte de magnitud. Luego si se disminuye la duración del micro corte, disminuyendo el tiempo de despeje de falla, el equipo experimenta la misma cantidad de micro cortes, pero de menor duración, lo que en muchos casos permite que el equipo no salga de funcionamiento.

Para lograr este objetivo son usados los fusibles limitadores de corriente e interruptores estáticos, que permiten despejar una falla en menos de medio ciclo. Otros limitadores de corriente de falla no limitan en forma considerable los tiempos de despeje de falla, pero reducen la magnitud de la corriente de falla en forma significativa en uno o dos ciclos [21] [22].

Es importante distinguir que el tiempo de despeje de falla no es solo el tiempo que demora la protección en abrir, sino también, el tiempo que necesita ésta para tomar una decisión. Al estudiar esta forma de mitigación es necesario considerar la topología de las redes de distribución.

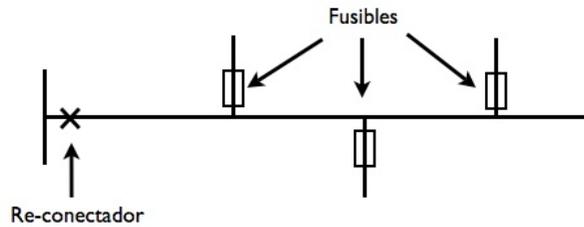


Ilustración 17: sistema de distribución con un interruptor para todo el alimentador

El esquema de la Ilustración 17 posee un solo interruptor para proteger todo el alimentador. El relé de protección junto con el interruptor están configurados para un cierto nivel de corriente, nivel que deberá ser excedido para cualquier falla dentro del alimentador y no deberá ser superado cuando la falla se produce en otro punto de la red o por una condición de la carga dada. En el momento en que la corriente supera el valor máximo permitido, el relé entrega la señal de apertura y el interruptor abre el sistema en pocos ciclos. El tiempo de despeje de falla típico en este tipo de sistemas es del orden de 100 milisegundos y es comúnmente usado en líneas aéreas.

Para disminuir la interrupción de larga duración se incorporan a estos sistemas un reconector y fusibles en sus derivaciones. En este primer caso para reducir el tiempo de despeje de falla es necesario un interruptor de mayor rapidez, interruptores estáticos y una serie de limitadores de corriente se presentan como posibles soluciones. El uso de fusibles limitadores de corriente de alta velocidad para proteger el alimentador completo puede generar dificultades para lograr una rápida reconexión. El uso de estos fusibles en las derivaciones también podría generar arcos si estos actúan antes que el interruptor principal, por lo que se debe coordinar los tiempos de apertura del interruptor principal y de las derivaciones. De esta forma, el uso de un interruptor principal de mayor velocidad permitirá el uso de protecciones de mayor rapidez en las derivaciones.

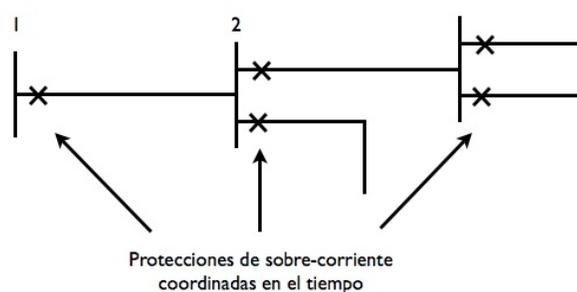


Ilustración 18: sistema de distribución con subestaciones en cascada

El esquema presentado en la Ilustración 18 corresponde a un sistema compuesto por un conjunto de subestaciones de distribución conectadas en cascada, con protecciones de sobre-corrientes. El relé que se encuentra a mayor distancia de la falla actuará en forma instantánea, luego a medida que las protecciones se acercan al origen de la falla, su tiempo aumentará 500 [ms] entre cada uno de los relé. De esta forma, en 1 el tiempo de espera será de 1000 [ms] y en 2 de 500 [ms].

En este caso el uso de protecciones de sobre-corriente de tiempo inverso disminuye en cierta forma el tiempo de despeje de falla. Sin embargo, éste resulta comúnmente mayor a un segundo.

Para obtener tiempos de despeje menores es necesario disminuir los tiempos de espera entre protecciones, lo que puede conducir a una pérdida de selectividad al momento de desconectar carga. En la literatura se proponen métodos para prevenir desconexiones por error y también técnicas que disminuyen los tiempos de despeje sin producir pérdida de selectividad. Otros métodos propuestos utilizan las curvas de tolerancia de voltaje para obtener curvas de corriente, las que se contrastan con las curvas de los relés obteniendo los puntos de operación de las protecciones.

El tiempo de apertura del interruptor aguas abajo es muy importante en este tipo de redes y el uso de dispositivos de alta velocidad permite disminuir considerablemente los tiempos de despeje de falla. El esquema de la Ilustración 18 es el que se utiliza en redes subterráneas y la distribución de sectores industrializados.

En el sistema de transmisión, debido al uso de interruptores de alta velocidad, se vuelve difícil el uso de esta técnica para mitigación de los micro cortes. Otro aspecto que limita los tiempos de despeje de fallas es la estabilidad transitoria, de suma importancia en transmisión. En algunos casos el uso de interruptores de mayor velocidad puede ser de utilidad, ayudando a disminuir los tiempos de despeje de falla y el tiempo de margen entre protecciones distantes. Una disminución en los tiempos de espera, entre una protección y otra, no reducirá en forma considerable el tiempo de despeje en condiciones normales de falla, pero sí en el caso de que las protecciones fallen y actúen los relé de apoyo. Sin embargo, esta reducción en los tiempos de espera puede generar la desconexión de dos o más componentes del sistema en forma simultánea, perdiendo la selectividad, esencial en el sistema de transmisión.

El uso de protecciones de respaldo de mayor velocidad es una medida efectiva para disminuir los tiempos de despeje de fallas. Finalmente aunque estas soluciones se presentan en redes eléctricas, en muchos casos son de un costo muy alto y se opta otras técnicas de mitigación.

4.3 Reducción del número de fallas

La reducción del número de fallas, permite una reducción en la cantidad de micro cortes e interrupciones sostenidas de suministro, siendo una técnica que mejora la calidad de suministro. En general, ésta es considerada como la forma natural de mitigar el fenómeno de los micro cortes, pero en la práctica es difícil de implementar.

Un corto circuito afecta tanto a los clientes (consumidores) como a la empresa eléctrica encargada del suministro, deteriorando sus equipos y produciendo costos asociados a las fallas. Por esta razón en muchas redes las empresas eléctricas ya han reducido el número de fallas dentro de lo que económicamente es factible.

Alguna de las acciones que se pueden adoptar para reducir el número de fallas son:

- Instalación de cables de guardia
- Aumento del nivel de aislamiento de los conductores
- Implementar políticas de poda de árboles
- Reemplazo de líneas aéreas por cables subterráneos
- Aumentar la frecuencia de los mantenimientos e inspecciones

Al igual que con otras formas de mitigación es necesario comparar, los costos económicos que producen la salida de servicio de un equipo con la inversión necesaria para implementar algunas de estas técnicas.

4.4 Cambios en el sistema

Al modificar el sistema de suministro es posible reducir la severidad del micro corte. Modificaciones que en la transmisión y subtransmisión puede tener costos muy altos. Algunas de las formas de mitigación usando esta técnica son:

- La instalación de un generador cerca de la carga sensible. En este caso la máquina ayuda a mantener la tensión durante el micro corte y la disminución del voltaje es proporcional al aporte del generador a la corriente de falla.
- Instalar bobinas limitadoras de corriente en lugares estratégicos del sistema, para aumentar la distancia eléctrica entre una carga sensible y la falla. Esta técnica puede producir micro cortes de mayor profundidad en otros clientes.
- Alimentar la carga desde dos o más subestaciones. Esto aumenta la cantidad de micro cortes, pero disminuye su severidad, mientras mayor sea la independencia de una subestación con las otras, mayor será la mitigación, logrando el mejor resultado cuando la carga es alimentada desde dos subestaciones de transmisión distintas.
- La instalación de reconectores, reduciendo la cantidad de clientes por reconector, también permite reducir las interrupciones de corta duración.
- La instalación de redundancia adicional también permite reducir interrupciones de larga y corta duración. Esta técnica se justifica solo para grandes consumidores industriales, debido a su alto costo.

Otra acción que también puede considerarse como cambios en el sistema, y que eventualmente puede mejorar la calidad de suministro, es la coordinación de eventos que permitan mitigar los efectos de un micro corte [14]. Esta técnica se puede utilizar para evitar los micro cortes producto de la partida de grandes motores industriales, que es un evento conocido y programado. De esta forma antes de que el motor entre en funcionamiento se coordina un aumento de la tensión en el

punto que él se conecta, mediante un aumento en la generación o la incorporación de un banco de condensadores. El voltaje no cae y se estabiliza en un valor deseado mitigando el micro corte sin grandes costos.

Otra acción que se puede considerar como cambio en el sistema, es la modificación automática de los taps de un transformador para mitigar un micro corte. Los alcances de esta técnica se describen en [26].

4.5 Mejoras en la inmunidad de los dispositivos frente a un micro corte

Esta es quizás la técnica más eficiente para evitar la salida de servicio de equipos debido a micro cortes. Sin embargo, no es una solución rápida, ya que muchas veces el cliente no conoce la inmunidad del equipo, no cuenta con curvas de tolerancia o simplemente no hay conocimiento sobre la manufactura del mismo. Para evitar esta falta de información es necesario, al momento de adquirir un equipo, exigir al fabricante los niveles de tolerancia que posee el dispositivo. En ocasiones la información es desconocida incluso por el fabricante. En esos casos si se desea tener un equipo con niveles de inmunidad conocido se deberá encargar su construcción en forma especial.

Además de mejoras en grandes equipos es importante también la inspección de contactos, sensores, relé y dispositivos menores que pueden producir mejoras en el sistema como conjunto. En general, un equipo deberá ser inmune a las interrupciones de suministro y no deberán producir daños significativos o situaciones de peligro debido a éstas.

Capítulo 5: Estudio de caso y simulaciones

En el estudio de caso se desarrolla un método de análisis de viento para los años 2005, 2006 y 2007, estimando la potencia y energía que un aerogenerador teóricamente debería inyectar a la red. Para esto se cuenta con datos reales, de potencia y velocidad del viento, de un generador eólico de inducción ubicado en la región del Maule, comuna de Chaco, sector Faro Carranza.

Con la Potencia Estimada, mediante el análisis de viento e incorporando las características del aerogenerador, y la Potencia Eléctrica Registrada se propone un estimador de cortes de suministro por oposición de Potencia Estimada y Potencia Eléctrica Registrada, permitiendo cuantificar económicamente las pérdidas para la GD.

Por su parte, las simulaciones pretenden evaluar el fenómeno del micro corte en un punto específico del SIC, observando el impacto operacional que tienen éstos sobre un generador en distribución. Para lograr este objetivo se simula, a través de DigSilent, un alimentador de distribución tipo y se incorporan líneas de transmisión presentes entre Alto Jahuel y Charrúa, estimando los niveles de micro corte producto de fallas en distintos puntos del sistema.

Finalmente se desarrolla una interface, en MATLAB, que simula el fenómeno de micro corte, permitiendo evaluar el comportamiento de un sistema de bloques frente a este tipo de anomalías, y en particular apreciar la respuesta de alguna técnica de mitigación.

5.1 Información técnica del aerogenerador y comparación con la NTCO

Antes de comenzar el análisis de potencia y viento del estudio de caso es importante conocer el funcionamiento del generador con el que se está trabajando. Para esto se adjunta a los anexos su forma de operar, procedimientos de conexión y desconexión, compensación de fase e influencias y supervisión de la red.

Dentro de los procedimientos de conexión y desconexión del aerogenerador se cumplen los requerimientos que se estipulan en la norma. En caso de falla el Generador de inducción se desconecta en 0,2 [s] tiempo de despeje un tanto mayor a los 0,16 [s] que la norma estipula en el caso más exigente. El aerogenerador censa la red y para variaciones de tensión de $\pm 10\%$ éste se separa de la red, estos valores límites cumplen con los exigidos por la norma. En presencia de variaciones de la frecuencia el aerogenerador permite medidas entre 51[Hz] y 47[Hz], por su parte la norma solo acepta variaciones de 0,5 [Hz] por lo que estos valores máximos, que son programables, deberían ser modificados para cumplir con los requerimientos. Los valores límites se muestran en la Tabla 5.

	Norma PMGD	Generador eólico
Diferencia de Tensión	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$
Diferencia de Frecuencia	$\pm 0,5$ [Hz]	+1[Hz] /-3 [Hz]
Diferencia de ángulo de fase	± 10 [°]	-

Tabla 5: Valores límites de variaciones de suministro

5.2 Potencia Estimada

Se dispone de tres medidores de velocidad de viento, externos al generador, que entregan registro cada diez minutos del valor promedio del viento: el mínimo, máximo y la desviación estándar de la variable muestreada. Además el aerogenerador comienza a entregar potencia a la red cuando los vientos superan un valor entre 3 y 4 [m/s]. Se considera entonces que con vientos sobre 4 [m/s] el GD estará en condiciones para generar.

De esta forma es posible calcular, para todos los intervalos de tiempo, la probabilidad de que los vientos sean mayores a 4 [m/s]. Esto se desarrolló considerando que las muestras entregadas se distribuyen como Normales con esperanza y varianza conocida (datos entregados por los medidores), transformando las medidas a una Normal (0,1), se calculó la probabilidad de que la variable aleatoria (velocidad del viento) fuese mayor que 4 [m/s]. Este resultado permite discriminar, con el uso de una herramienta estadística, los intervalos de tiempo en que hay mayor certeza de estar produciendo.

Se consideró en forma particular el caso en que la velocidad mínima registrada en un intervalo es mayor a 4 [m/s], en este periodo el generador deberá estar produciendo a menos que existan problemas en el suministro eléctrico que excita al generador de inducción.

Para obtener las potencias asociadas a las medidas de velocidad de viento, se debe interpolar la curva del Aerogenerador (Potencia en función de la velocidad del viento) e ingresar como vector de entrada la velocidad del viento. Se escogió la velocidad media del viento, por intervalo, como variable de entrada. Esta elección será comentada en las discusiones de este capítulo.

Con la interpolación de la curva del Aerogenerador, las medidas de velocidad de viento y la probabilidad de superar los 4 [m/s] por intervalo, se calculó la Potencia y Energía Estimada para distintos niveles de confianza.

En adelante cuando se comente sobre la “Potencia Estimada X%”, se entenderá que en cada intervalo de tiempo la Potencia Estimada tiene una probabilidad, mayor o igual a X, de superar durante los diez minutos la velocidad de 4 [m/s]. El caso de Potencia Estimada 100% corresponde a todos los intervalos que tienen una velocidad mínima mayor a 4 [m/s].

5.2.1 Procedimientos, resultados y discusiones de la Potencia Estimada

Debido a la gran cantidad de datos que entregan los registros de viento, el primer paso fue ordenar la información. Para esto se desarrolló un programa que agrupa las medidas diarias por mes en forma automática. Luego de esto se revisa el correlativo de la información y se agrupa en Excel, donde se realizan los cálculos de probabilidad y Potencia Estimada %.

Para el cálculo de la Potencia Estimada se evaluaron tres posibles métodos de interpolación de la curva del aerogenerador, a través de la herramienta computacional MATLAB. El primero empleando suma de exponenciales (modelo de Gauss), el segundo utilizando suma de funciones sinusoidales y el tercero representado por un polinomio característico. Todos estos, de orden

nueve, entregan resultados con un 99% de confiabilidad, por esto la elección del método definitivo se basó en los índices de calidad de interpolación que se presentan en la Tabla 6.

Modelos	SSE	R-square	R-Square adj	RMSE
Suma de Sinusoides	2,803	0,9999	0,9993	1,184
Suma de exponenciales	2,793	0,9999	0,9993	1,182
Polinomio característico	6,853	0,9999	0,9998	0,6544

Tabla 6: Índices de Interpolación

SSE muestra la suma de los cuadrados de las desviaciones de los valores ingresados para la interpolación con respecto a la función obtenida. Un menor valor en esta medida entrega una mejor interpolación. R-Square es una señal de cuán bien la función de interpolación representa la variación de los datos. Un valor cercano a 1 asegura un buen resultado. R-square adj es un parámetro de los grados de libertad que presenta la función y nuevamente un valor cercano a uno representa una mejor interpolación. Finalmente RMSE, es la raíz cuadrada del error cuadrático medio y mientras más bajo sea su valor la interpolación es más certera.

La solución entregada por el método de Gauss, suma de exponenciales, presentó los índices de interpolación más certeros de las tres. En el Gráfico 3 se observa la interpolación obtenida.

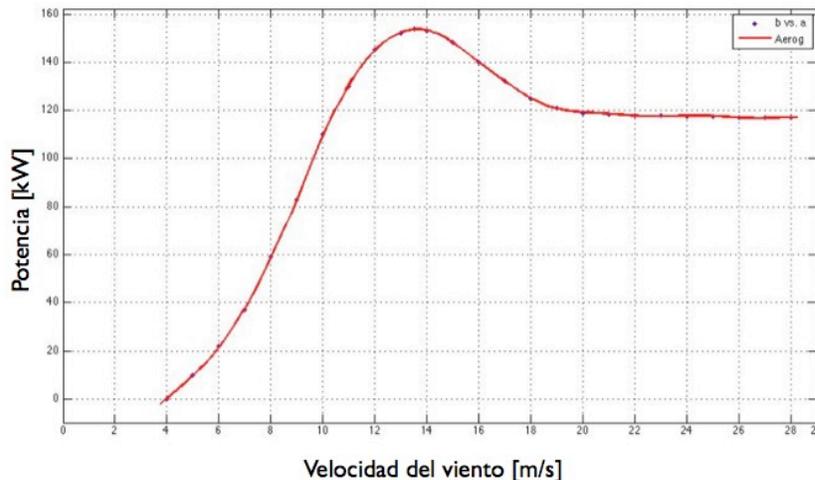


Gráfico 3 : Curva Interpolada del Aerogenerador

Con la interpolación que se muestra en el Gráfico 3 , las medidas de velocidad de viento a tres alturas distintas (20, 30 y 40 metros) y la probabilidad de superar los 4 [m/s] por intervalo, se calculó la potencia y energía estimada para distintos intervalos de confianza. Los niveles de certeza utilizados para el cálculo de las Potencias Estimadas fueron; 100%, 95%, 90%, 85% y 80%. La Tabla 7 y la Tabla 8 resumen los resultados del año 2006 y los encontrados entre los meses de enero y julio del 2007, respectivamente.

Año 2006	40 metros	30 metros	20 metros
Potencia Promedio Estimada Año 2006 [kW]	27,64	24,15	21,02
Energía Total Estimada Año 2006 [kWh]	233.929,90	202.854,54	179.474,64
Promedio de Vientos Año 2006 [m/s]	6,13	5,13	4,88
Numero de medidas Sin Viento Año 2006	1.092	1.620	936
Diferencia 80%-100% Año 2006 [kWh]	18.123,01	20.393,05	21.500,13
Diferencia 95%-100% Año 2006 [kWh]	12.052,59	13.534,66	13.444,29

Tabla 7: Tabla resumen año 2006

Año 2007	30 metros	20 metros
Potencia Promedio Estimada Enero-Julio[kW]	19,23	16,32
Energía Total Estimada Enero-Julio [kWh]	93.217,04	80.704,06
Promedio de Vientos Enero-Julio [m/s]	4,80	4,57
Numero de medidas Sin Viento Año 2007	1.412	834
Diferencia 80%-100% Enero-Julio [kWh]	11.875,55	11.586,54
Diferencia 95%-100% Enero-Julio [kWh]	7.567,74	7.195,65

Tabla 8: tabla resumen año 2007

Las mediciones de velocidad de viento se efectúan en 3 canales a 40 metros (CH1), 30 metros (CH2) y 20 metros (CH3). El promedio de velocidad por canal se presenta en la Tabla 8.

Meses	Promedio de Vientos CH1 [m/s]	Promedio de Vientos CH2 [m/s]	Promedio de Vientos CH3 [m/s]
Noviembre-05	5,475433912	5,295449983	5,100909704
Diciembre-05	5,365696231	5,198751702	5,038005452
Enero-06	5,696074007	5,377719855	5,218419865
Febrero-06	4,807946854	4,636384381	4,480115927
Marzo-06	5,503100249	5,293944871	5,130836905
Abril-06	5,440402367	5,157380161	4,937022274
Mayo-06	4,223044298	3,966521739	3,701780204
Junio-06	4,817117117	4,43724309	4,023351648
Julio-06	5,934708625	5,528751187	5,018329466
Agosto-06	5,567751547	5,103410924	4,722582842
Septiembre-06	4,679069767	4,371145481	4,214400189
Octubre-06	5,711835529	5,395091035	5,169674355
Noviembre-06	6,447158432	6,144228518	5,98819847
Diciembre-06	6,468433023	6,202005927	5,977158396
Enero-07	5,965610249	5,682720588	5,538454607
Febrero-07	Fuera de servicio	5,073605757	4,867832525
Marzo-07	Fuera de servicio	5,013398465	4,816681818
Abril-07	Fuera de servicio	4,72605364	4,486168224
Mayo-07	Fuera de servicio	4,449057904	4,14188851
Junio-07	Fuera de servicio	4,355113362	4,097174877
Julio-07	Fuera de servicio	4,289127424	4,013984587

Tabla 9: Promedio Velocidad de Viento por Canal.

Los resultados de los años 2005, 2006 y hasta febrero del 2007 corresponden a un registro de viento aproximadamente a un kilómetro del lugar donde se encuentra físicamente el generador. A partir de marzo del 2007 los medidores de viento se encuentran en el mismo lugar que el aerogenerador. Durante los meses de marzo, abril y mayo del 2007 el generador eólico estuvo detenido por problemas mecánicos, por lo que a partir de junio del 2007 se tiene un registro eléctrico y de vientos en paralelo.

En el Gráfico 4 se pueden observar los resultados de la potencia promedio a distintas alturas o por canal. Por su parte el Gráfico 5 entrega los resultados de potencia promedio para distintos niveles de certeza.

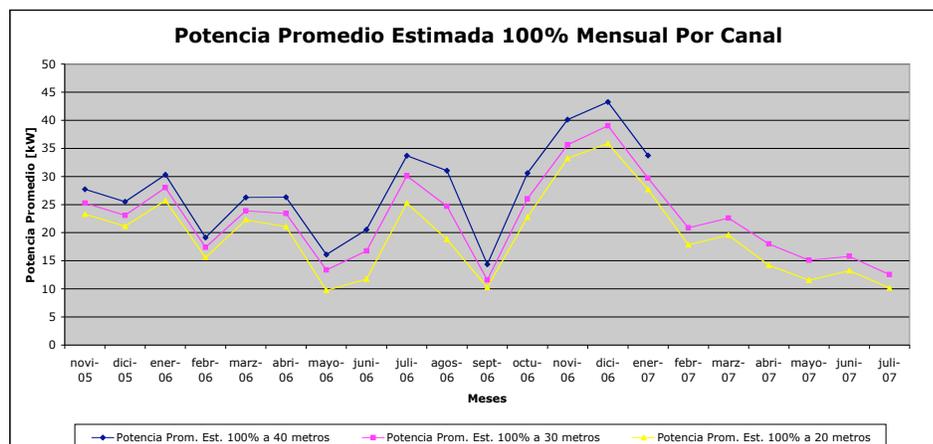


Gráfico 4: Potencia Promedio Estimada 100% por canal

El Gráfico 4 entrega una idea del aumento en potencia que experimenta un generador por el hecho de estar a mayor altura, en general, la potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento, esto hace que un aumento de 1 [m/s] en los promedios de vientos mensual se traduzca en un fuerte aumento de la potencia y energía generados. Esta es una de las razones por la que los nuevos aerogeneradores alcanzan mayores alturas y es una también un incentivo económico al instalar este tipo de tecnologías.

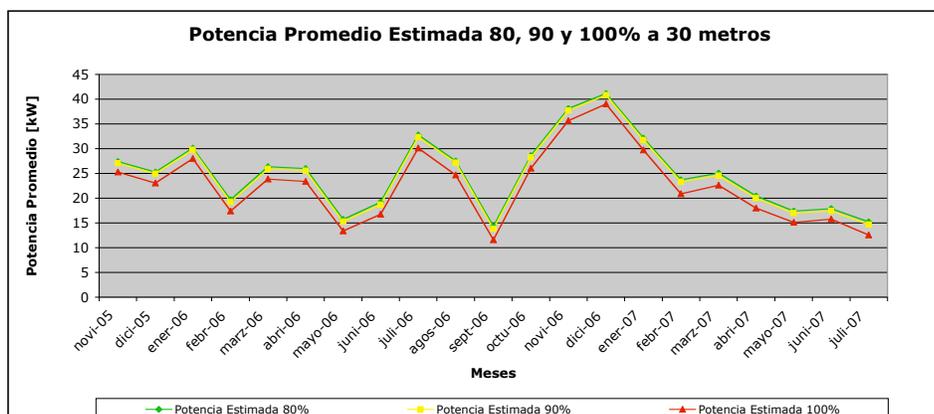


Gráfico 5: Potencia Promedio para distintos niveles de certeza a 30 metros (CH2)

El Gráfico 5 muestra la diferencia que existe en las Potencias Estimadas con distintos niveles de certeza, se puede apreciar que a medida que disminuye el nivel de certeza la potencia promedio aumenta. Otra forma de ver los resultados es que a medida que aumenta la certeza que se desea obtener, se castiga el promedio de la potencia estimada. Un resultado que llama la atención es la poca diferencia que se produce entre la Potencia Estimada 80% y 90%.

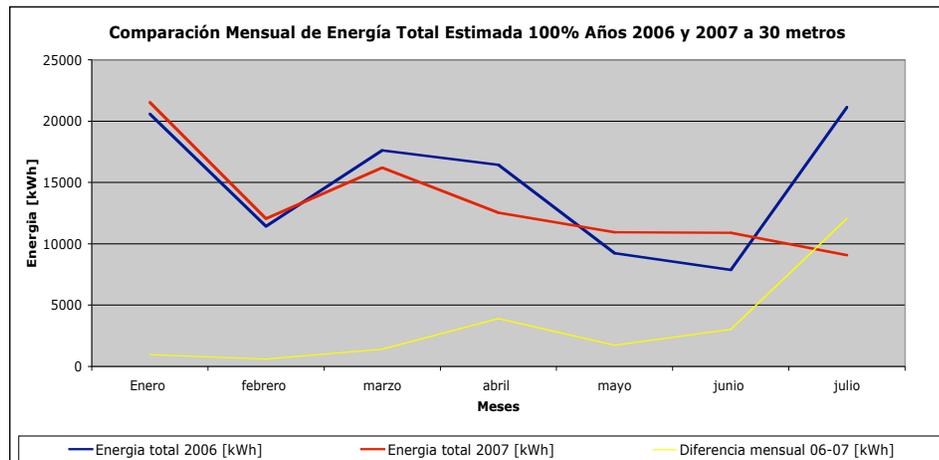


Gráfico 6: Comparación Energía Total Estimada 100% 2006 y 2007 a 30 metros

En el Gráfico 6 se ha comparado la Energía Total Estimada 100% entre los años 2006 y 2007, durante los dos primeros meses se observa una fuerte correlación de las medidas, luego la diferencia entre los años aumenta (curva en amarillo). Esto se explica por el cambio de lugar del instrumento de medida y permite dar cuenta de lo importante que es el lugar físico donde se estima la potencia.

Otro factor interesante de analizar es el factor de planta del aerogenerador. En la operación del generador eólico se utiliza el cambio del número de polos para pasar de un generador de 30 [kW] a uno de 150 [kW], para distintos niveles de velocidad de viento. Luego para calcular el factor de planta es necesario saber a priori cuantas horas mensuales trabaja en cada una de las configuraciones. Esta información detallada no se encuentra disponible por lo que no es posible calcular el factor de planta real de la máquina.

5.3 Estimador de cortes de suministro

El estimador por oposición de Potencia Estimada y Potencia Eléctrica Registrada es un método propuesto por el alumno, que utiliza la información de la velocidad del viento y las potencias registradas en los medidores de la compañía eléctrica para estimar la cantidad de interrupciones de suministro del GD.

Para este análisis se utiliza la Potencia Estimada 100%, es decir, se consideran solo los intervalos de tiempo en que la velocidad de viento mínima registrada es superior a 4 [m/s] y es esta potencia la que se compara con el registro eléctrico.

Para tener un estimador certero es necesario hacer la comparación teórica-eléctrica con los datos de vientos desde Junio a la fecha, ya que la información anterior de viento no corresponde al lugar donde está instalado el GD. Como se observó en el Gráfico 6, el lugar donde se realicen las medidas está fuertemente correlacionado con los resultados de la Potencia Estimada. Además se ha considerado solo la medida de viento del canal 2, que se encuentra a la misma altura que el centro de las aspas del aerogenerador a 30 metros del suelo.

Otro problema que se presenta es que el registro eléctrico entrega medidas cada quince minutos y la información del viento se registra cada diez minutos, esto hace que para lograr comparar ambos registros sea necesario unificar el intervalo de medida. Se desarrolló un programa, que ajusta a 15 minutos los registros de Potencia Estimada. En la Ilustración 19 se enseña el procedimiento para el ajuste temporal y los factores que determinan cada una de las potencias ajustadas a quince minutos.

3/7/07 14:00	0	3/7/07 14:00	4,626
3/7/07 14:10	20,1093497	3/7/07 14:15	20,1093497
3/7/07 14:20	20,1093497	3/7/07 14:30	19,334
3/7/07 14:30	18,9463494	3/7/07 14:45	15,4391
3/7/07 14:40	15,7606453	3/7/07 15:00	14,796
3/7/07 14:50	14,7960378	3/7/07 15:15	14,796
3/7/07 15:00	14,7960378		
3/7/07 15:10	14,7960378		

Ilustración 19: Ejemplo del ajuste de temporal

En el cálculo de la potencia promedio de un período de quince minutos se ha considerado el aporte de un intervalo de diez minutos y de cinco minutos con ponderaciones de 2/3 y 1/3, respectivamente. Las fórmulas que resumen el procedimiento son las que se muestran en (5.1) y (5.2).

$$\overline{P}_{15} = \frac{2}{3} \overline{P}_{10} + \frac{1}{3} \overline{P}_{20} \quad ; \quad \overline{P}_{45} = \frac{2}{3} \overline{P}_{40} + \frac{1}{3} \overline{P}_{50} \quad (5.1)$$

$$\overline{P}_{30} = \frac{1}{3} \overline{P}_{20} + \frac{2}{3} \overline{P}_{30} \quad ; \quad \overline{P}_{00} = \frac{1}{3} \overline{P}_{50} + \frac{2}{3} \overline{P}_{00} \quad (5.2)$$

donde es \overline{P}_i la potencia promedio en el minuto i .

Se puede apreciar que estas cuatro ecuaciones realmente son dos que se alternan ya que la potencia a los 15 minutos \overline{P}_{15} posee la misma estructura de cálculo que la potencia promedio a los 45 minutos \overline{P}_{45} , lo mismo ocurre a los 00 y los 30 minutos.

Con la Potencia Eléctrica Registrada y la Potencia Estimada ajustada en el tiempo a intervalos de quince minutos, la comparación entre ambas se efectúa mediante 4 indicadores que entregan un valor de cuantas veces las medidas coinciden y son opuestas, estimando la presencia o ausencia de generación. Los indicadores para evaluar la efectividad del método se definen como:

$$I_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } (P_{Estimada} > 0 \text{ y } P_{Eléctrica} = 0) \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (5.3)$$

$$I_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } (P_{Estimada} = 0 \text{ y } P_{Eléctrica} > 0) \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (5.4)$$

$$I_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } (P_{Estimada} > 0 \text{ y } P_{Eléctrica} > 0) \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (5.5)$$

$$I_4 = \begin{cases} 1 & \text{si } (P_{Estimada} = 0 \text{ y } P_{Eléctrica} = 0) \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (5.6)$$

En cada intervalo de 15 minutos solo uno de los indicadores entrega un valor distinto de cero. La suma de los indicadores I_3 e I_4 a lo largo de un mes corresponde a las medidas en que ambos registros coinciden. La suma total del indicador I_1 corresponde al total de medidas en corte y la suma del indicador I_2 a lo largo del mes es el total de medidas opuestas.

Se dan dos posibilidades en el caso de registros opuestos: el de Potencia Estimada muestra generación y el medidor eléctrico no lo hace, o el medidor eléctrico registra generación y la Potencia Estimada es cero. El alcance de estos eventos se comentará en este capítulo.

Otra medida que permitirá evaluar si el estimador es certero es la correlación entre los registros.

5.3.1 Resultados y discusiones del estimador de cortes de suministro

Los resultados que se entregan a continuación corresponden al mes de Julio de año 2007 y pretenden ser un ejemplo del análisis realizado mensualmente. La información detallada de los meses de agosto y septiembre se agrega a los anexos.

La Tabla 10, la Tabla 11 y la Tabla 12 muestran los resultados de los indicadores, que se han calculado para Potencias Estimadas entre 40% y 100% en intervalos de 10%. También se ha considerado como límite inferior la Potencia Estimada 10%.

Julio 2007	N° de medidas acertadas	N° de medidas en corte	N° de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	2.427	172	363
Potencia Est. 40%	2.205	151	606
Potencia Est. 50%	2.174	144	644
Potencia Est. 60%	2.078	135	749
Potencia Est. 70%	2.001	129	832
Potencia Est. 80%	1.913	127	922
Potencia Est. 90%	1.781	115	1.066
Potencia Est. 100%	1.444	85	1.433

Tabla 10: Medidas de los indicadores, Julio 2007

Julio 2007	% de medidas acertadas	% de medidas en corte	% de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	81,94	5,81	12,26
Potencia Est. 40%	74,44	5,10	20,46
Potencia Est. 50%	73,40	4,86	21,74
Potencia Est. 60%	70,16	4,56	25,29
Potencia Est. 70%	67,56	4,36	28,09
Potencia Est. 80%	64,58	4,29	31,13
Potencia Est. 90%	60,13	3,88	35,99
Potencia Est. 100%	48,75	2,87	48,38

Tabla 11: Tabla Porcentual de Índices

Julio 2007	Horas al mes que coinciden	Horas al mes en corte	Horas al mes subestimadas
Índices	(I3 + I4) [Hrs]	I1 [Hrs]	I2 [Hrs]
Potencia Est. 10%	606,75	43	90,75
Potencia Est. 40%	551,25	37,75	151,5
Potencia Est. 50%	543,5	36	161
Potencia Est. 60%	519,5	33,75	187,25
Potencia Est. 70%	500,25	32,25	208
Potencia Est. 80%	478,25	31,75	230,5
Potencia Est. 90%	445,25	28,75	266,5
Potencia Est. 100%	361	21,25	358,25

Tabla 12: Tabla de Índices en Horas

La Tabla 10 entrega el número de medidas en corte, el número de medidas subestimadas y el número de medidas que coinciden, cada una de éstas corresponden a un intervalo de 15 minutos en que el generador presenta uno de estos tres estados. La Tabla 11 y la Tabla 12 muestran los mismos resultados en porcentaje y en horas.

En Julio el generador presenta 85 medidas en corte, lo que corresponde a 21,25 horas del mes en que las condiciones de viento aseguran que el aerogenerador debería estar produciendo y no lo hace. Estas medidas en corte pueden ser ocasionadas por una baja calidad en el suministro eléctrico o por problemas en los instrumentos de medida del GD, tanto en los que censan la red

como en los que miden la velocidad del viento. Se ha corroborado que estos instrumentos se encuentran en buenas condiciones, por lo que las medidas en corte se deben a problemas en el suministro eléctrico.

En el centro del Gráfico 7 se presenta un ejemplo de una gran cantidad de medidas en corte el día 21 de Julio.

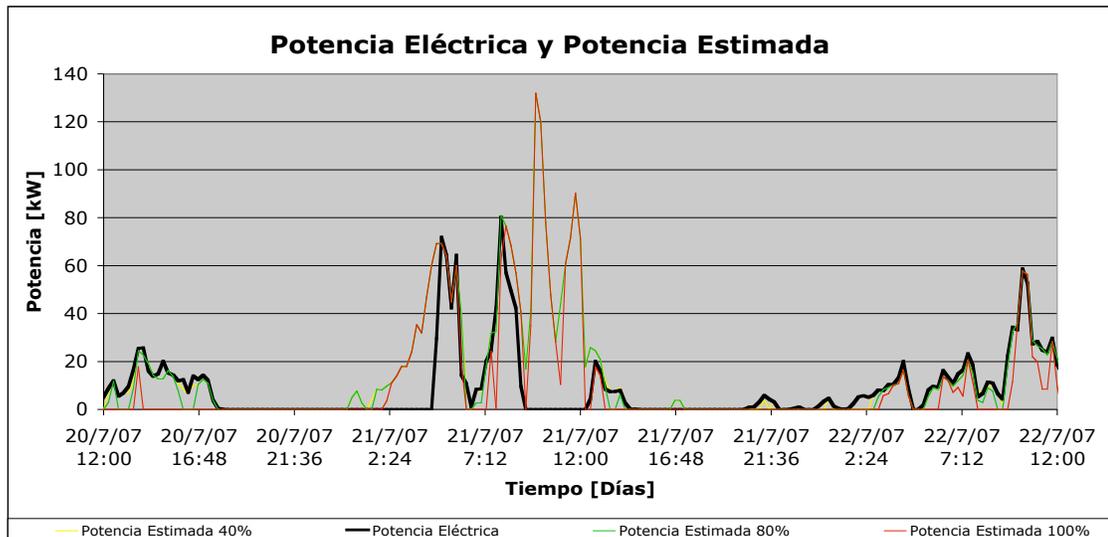


Gráfico 7: Ejemplo de medidas en corte

Se han tomados medidas con distintos niveles de certeza, la intención que tiene abarcar este amplio rango es la de explicar la gran cantidad de medidas opuestas que se presentan en el estimador. En la Tabla 11 se pueden observar que las medidas asociadas al indicador 1, que corresponde a la estimación de los cortes de suministro, no varía en forma significativa a medida que disminuye el nivel de certeza, distinguiendo que el aerogenerador se encuentra fuera de servicio entre 2,8% y 5,8% del mes. Por otro lado, los momentos en que la Potencia Estimada es cero y el aerogenerador registra potencia eléctrica distinta de cero, aumentan en un porcentaje considerable a medida que aumenta el nivel de certeza, de 12% a 48%.

Estos altos porcentajes son producto de la subestimación de la potencia que se calcula en forma teórica. Su principal foco es el hecho de que en un intervalo de diez minutos, en el que se alcanza un promedio de velocidad de viento entre 3 y 4 [m/s], la probabilidad de superar los 4 [m/s] es baja y en muchos casos inferior al 10%, pero esto no elimina la posibilidad de que durante un par de minutos el viento haya aumentado su velocidad por sobre los 4 [m/s] para luego permanecer en reposo, disminuyendo así el promedio.

Otro factor que aumenta la subestimación de la Potencia Estimada % es la velocidad a la que se conecta el GD. Se ha considerado que éste debe comenzar a entregar energía a la red cuando la velocidad del viento es igual o mayor a 4 [m/s], pero el aerogenerador lo hace realmente entre 3 [m/s] y 4 [m/s], dependiendo del incremento que tenga la velocidad del viento. Esto hace que muchas de las medidas subestimadas se den a potencia baja cuando el aerogenerador recién ha partido y por esto los promedios diarios de potencia no son afectados considerablemente por la

subestimación. Estos resultados que se observan en el Gráfico 9 y en el Gráfico 8 respectivamente.

Es fundamental entender que la probabilidad no asegura la condición de funcionamiento o no funcionamiento, a excepción del caso en que se considera la velocidad mínima registrada por sobre los 4 [m/s], que corresponde a la Potencia Estimada 100%.

Julio 2007	Correlación de Potencia Eléctrica
Potencia Est. 10%	0,93930
Potencia Est. 40%	0,93911
Potencia Est. 50%	0,93895
Potencia Est. 60%	0,93841
Potencia Est. 70%	0,93771
Potencia Est. 80%	0,93668
Potencia Est. 90%	0,93414
Potencia Est. 100%	0,91631

Tabla 13: Correlación entre Potencia Eléctrica y Potencia Estimada %

La Tabla 13 entrega una medida de la correlación que existe entre la Potencia Eléctrica Registrada y la Potencia Estimada %. Es claro que a medida que se relaja la certeza existe una mayor correlación entre ambos registros. Es importante tener en consideración que la correlación es una medida de la relación lineal que existe entre las dos potencias, sin embargo el comportamiento de ambas en esencia es no lineal, por lo que esta medida se ha apoyado con los indicadores y en forma gráfica. El Gráfico 8 apoya en forma visual el resultado de la correlación. En él se presenta la Potencia Eléctrica promedio diaria entregada por el generador eólico y se compara con las Potencias Estimadas promedio diarias con niveles de certeza de 100%, 80% y 40%, permitiendo tener una visión general de mes.

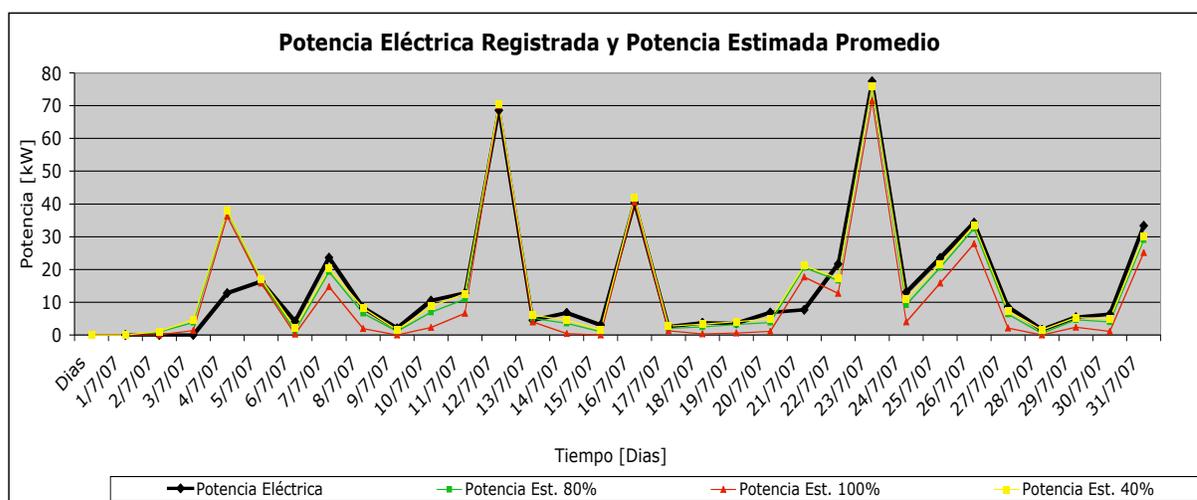


Gráfico 8: Potencia Total Eléctrica y Estimada por Día

En el Gráfico 9 se muestra un intervalo de estimación de dos días, esta visión punto a punto del estimador da cuenta del comportamiento no lineal de las potencias, efecto que no se aprecia en otros gráficos. El calce de potencia se da en forma muy similar, para los distintos rangos de certeza, cuando los valores de potencia son altos. Para potencias bajas de generación será mejor el calce a medida que disminuye la exigencia de probabilidad, de esta forma la Potencia Estimada 40% en amarillo calza en forma muy precisa cuando no lo hacen 80% (verde) y 100% (rojo).

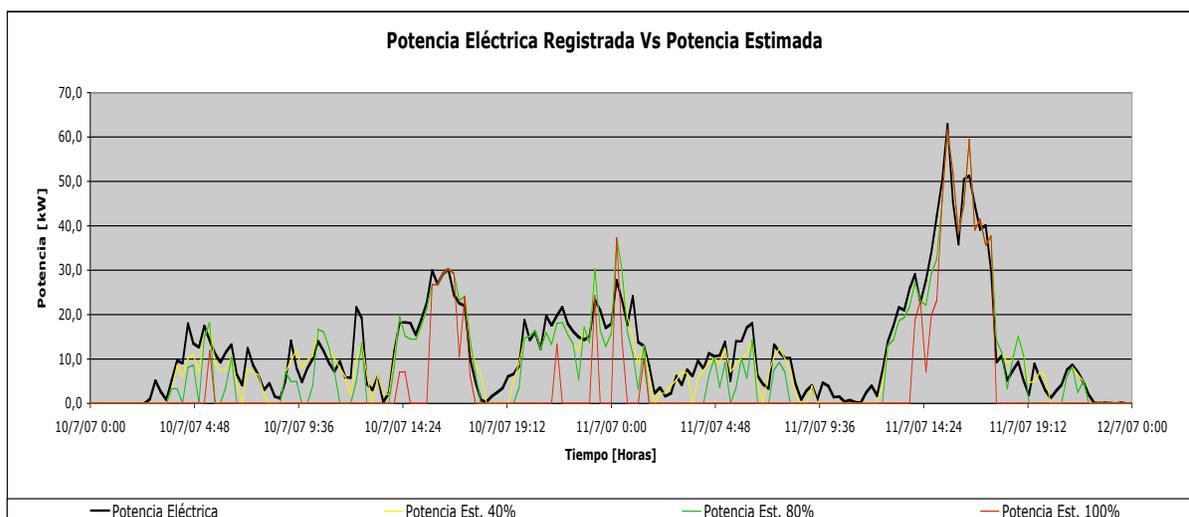


Gráfico 9: Vista Punto a Punto de la Estimación

La Tabla 14 entrega las pérdidas de energía para los meses de Julio, Agosto y Septiembre. Se puede apreciar que en Julio las pérdidas de energía, producto de cortes o micro cortes, fueron mas significativas que en los dos meses siguientes. Este comportamiento puede estar ligado a las estaciones del año y a la meteorología, coincidiendo el mes de septiembre con el final del invierno. Sin embargo para llegar a una conclusión de esta naturaleza es necesario un análisis por un periodo de tiempo mayor.

Mes	Energía Total perdida [kWh]		
	Julio	Agosto	Septiembre
Estimación 10%	1.125,270	510,402	25,668
Estimación 40%	1.093,269	482,901	18,667
Estimación 50%	1.086,268	480,401	18,667
Estimación 60%	1.073,209	474,245	16,347
Estimación 70%	1.064,910	468,262	16,347
Estimación 80%	1.059,824	462,644	16,347
Estimación 90%	1.035,218	457,785	16,347
Estimación 100%	938,609	436,457	16,347

Tabla 14: Resumen Energía total perdida mensual

Para el cálculo de las pérdidas económicas asociadas a los cortes de suministro, se consideró el precio de la energía a \$ 39,42 el kWh. En la Tabla 15 se entregan los costos económicos producto de las pérdidas de energía. A esto se debe agregar los costos intangibles por el deterioro de los equipos, los que sin duda son más significativos y producen pérdidas a futuro.

Meses	Costo [\$]		
	Julio	Agosto	Septiembre
Estimación 10%	44.358	20.120	1.012
Estimación 40%	43.097	19.036	736
Estimación 50%	42.821	18.937	736
Estimación 60%	42.306	18.695	644
Estimación 70%	41.979	18.459	644
Estimación 80%	41.778	18.237	644
Estimación 90%	40.808	18.046	644
Estimación 100%	37.000	17.205	644

Tabla 15: Resumen Costo de Energía perdida mensual

Los costos intangibles asociados al micro corte son elementos técnicos que afectan el funcionamiento de la máquina. Por ejemplo un generador que se detienen 40 veces por mes producto de micro cortes de suministro utiliza un freno que se desgasta disminuyendo su vida útil. La caja de cambios de algunos aerogeneradores también se ve afectada y es otra de las fallas mecánicas que se producen por la desconexión repentina del generador. El mantenimiento incorpora estos costos que son causados por micro cortes o cortes de suministro por lo que deben ser considerados al evaluar económicamente las pérdidas del fenómeno.

Para evaluar solo las pérdidas por concepto de energía en un año, se puede suponer un comportamiento de los cortes y micro cortes relacionado con las estaciones del año. El lugar donde se encuentra el GD está cerca de la costa, por lo que durante los meses de verano aumenta el consumo eléctrico producto de la migración de los veraneantes. Esto debilita la red y la hace más vulnerable a micro cortes y cortes de suministro. En el invierno producto de las lluvias y el aumento de la humedad se esperaría también un aumento de la cantidad de cortes o micro cortes de suministro. En otoño y primavera, como ocurrió en Septiembre, se puede suponer una tendencia a la disminución del fenómeno. Según lo anterior, para estimar las pérdidas durante un año se consideraron 6 meses como se registraron en Julio y 6 meses como ocurrió en septiembre. Los resultados se presentan en la Tabla 16.

Mes	Costo anual [\$]
Estimación 10%	272.220
Estimación 40%	262.995
Estimación 50%	261.339
Estimación 60%	257.702
Estimación 70%	255.739
Estimación 80%	254.536
Estimación 90%	248.716
Estimación 100%	225.866

Tabla 16: Estimación anual de Costos

5.4 Simulaciones

Las simulaciones que se presentan a continuación permiten estimar el fenómeno de micro corte en dos ámbitos distintos. En primer lugar se simulará con DigSilent el comportamiento de un sistema eléctrico que incluye generación, transmisión y distribución, logrando identificar cambios y variaciones en un punto específico de la red.

La segunda herramienta que se entrega permite simular el fenómeno de micro corte a nivel del consumidor, evaluando por ejemplo el comportamiento de un sistema de bloques o de una planta que tiene por entrada un voltaje trifásico que presenta un tipo de micro corte.

5.4.1 Simulaciones en una red eléctrica y estimación de micro corte

Para estudiar el comportamiento de un GD frente a un micro corte se han desarrollado distintos escenarios en el SIC. A través de DigSilent se han simulado una serie de eventos, que incluyen partidas de motores industriales y fallas, observando el voltaje en el punto de conexión del generador de inducción. Para incorporar el alimentador en el que se encuentra conectado el GD, se ha reducido el modelo del SIC de 49 barras a uno de 25 barras, las simplificaciones realizadas fueron las siguientes;

- Se concentró todo el consumo y la generación al sur de Charrúa en una carga y un generador equivalente.
- El sistema al Norte de Alto Jahuel se modeló como una red externa o barra PQ.

En la Ilustración 20 se presenta el modelo del SIC de 49 barras, los sectores encerrados en línea punteada corresponden a las simplificaciones comentadas anteriormente.

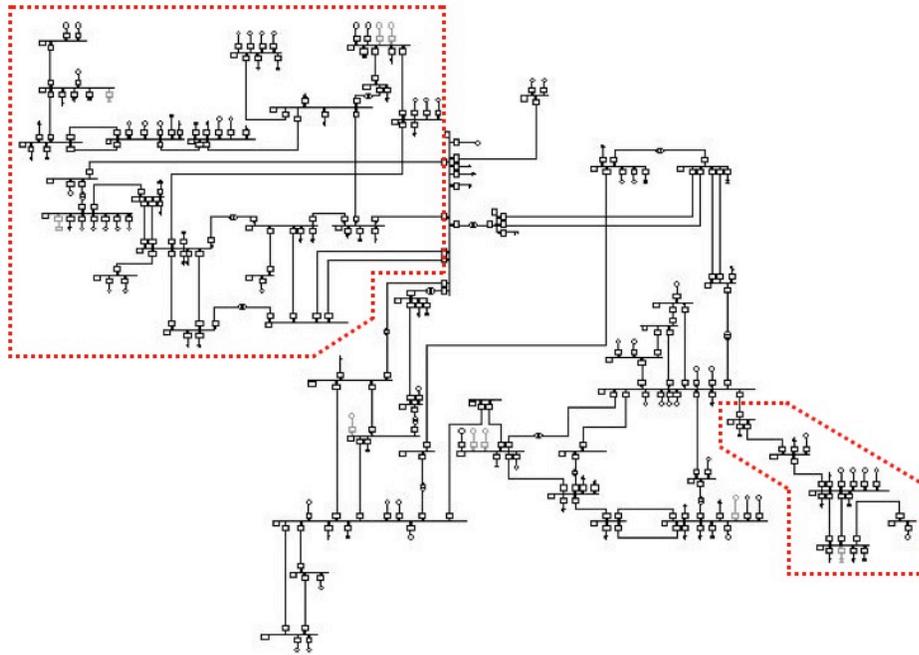


Ilustración 20: Modelo del SIC de 49 barras

Para lograr ambas simplificaciones se tomaron los resultados de un flujo de carga con el SIC de 49 barras, registrando las potencias activas y reactivas de cada uno de los elementos.

De Charrúa al sur se sumaron las potencias activas y reactivas de las cargas, encontrando una carga equivalente y lo mismo se efectuó para los generadores, encontrando un generador equivalente. En la Tabla 17 y en la Tabla 18 se entregan las cargas y generadores presentes al sur de Charrúa.

Cargas	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA _r]
Barro Blanco 1	31,88671	9,56973
P. Montt	116,3791	34,91558
Barro Blanco 2	31,88671	9,56973
Valdivia	61,3206	18,39618
Temuco	116,4998	34,95274
Total Carga	357,9729	107,404

Tabla 17: Cargas al Sur de Charrúa

Generadores	Tipo de Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA _r]
Canutillar	PV	161	-14,55
Antilhue	PV	52	18,36
CELCO Valdivia	PQ	6	0
Capullo	PQ	12	0
Pilmaiquén	PQ	18	0
Pullinque	PQ	30	0
Total Generación		279	3,81

Tabla 18: Generadores al Sur de Charrúa

La suma total de la Tabla 17 y la Tabla 18 corresponden a la carga y al generador equivalente. Estos resultados se presentan en la Tabla 19.

Equivalente Sur	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]
Carga Equivalente	357,9729	107,404
Generación Equivalente	279	3,81

Tabla 19: Generador y Carga Equivalente

En el caso de las simplificaciones al norte de Alto Jahuel además de registrar las cargas y los generadores se considera el aporte de reactivos de los condensadores. En la Tabla 20 se muestran los resultados del flujo de carga registrado para los generadores. La Tabla 21 presenta las cargas al norte de Alto Jahuel y la Tabla 22 la compensación de reactivos.

Generación	Tipo	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]
Taltal I	PV	0,71	-27,49
Taltal II	PV	0,71	0,52
Diego Almagro	PV	16,27	34,9
Huasco TG	PV	0,41	-0,43
Huasco TV	PQ	0,09	-0,09
Guacolda	PV	304,74	44,01
Balalita	PQ	2	0,01
Los Molles	PV	18,1	4,06
Ventanas 1	PV	118,68	-88,11
Ventanas 2	PQ	221,28	100
Nehuenco I	PV	2,18	-2,25
Nehuenco II	PV	375,23	8,65
Nehuenco III 9B	PV	0,59	-0,71
San Isidro	PQ	281,14	-2,05
Aconcagua	PV	29,52	73,18
Chacabuquito	PQ	20,17	-0,26
Los Quilos	PQ	32,23	-0,23
Alfalfal	PV	116,05	423,38
Volcán	PQ	13,08	8
Florida	PQ	26,17	10,52
Maitenes	PQ	14,18	11,41
Queltehues	PV	49,25	-30,68
Puntilla	PQ	14,08	8
Nueva Renca	PV	314,18	98,81
Renca	PV	0,54	-1,16
Rapel	PV	304,11	-35,74
Total Generación		2275,69	636,25

Tabla 20: Resultados Flujo de Carga al Norte de Alto Jahuel

Cargas	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]
Carrera Pinto 1	10,77756	3,233268
Carrera Pinto 2	10,77756	3,233268
D. Almagro	109,6152	32,88085
Cardones	198,9854	59,69468
Maitencillo	67,63472	20,29034
P. Azucar	116,3942	34,85897
Los Vilos 1	16,71231	4,979976
Los Vilos 2	16,71231	4,979976
Quillota 110	177,1759	53,14721
Quillota 220	104,0499	31,20847
Agua Santa	84,52549	25,65521
Agua Santa 2	85,48549	25,64521
Las Vegas	128,296	38,46601
Los Almendros 110	428,0178	128,4016
San Cristobal	298,3662	89,48895
Cerro Navia 110	393,1492	117,9326
Chena	312,4656	93,70902
Cerro Navia 220	74,86076	22,24265
Lampa 1	18,63334	5,528145
Lampa 2	18,59334	5,578145
Polpaico	277,2185	83,43904
Total Cargas	2948,447	884,5936

Tabla 21: Resultados Flujo de Carga al Norte de Alto Jahuel

Compensación	Potencia Reactiva[MVar]
D. Almagro	-20,07
Cardones	-10,34
Maitencillo	-22,39
P. Azucar	-23,86
sansan1	-8,98
sansan	-9,36
San Cristobal	-37
Chena	-27,47
Cerro Navia 110	-56,26
Polpaico	-19,87
Total compensación	-235,6

Tabla 22: Resultados Flujo de Carga al Norte de Alto Jahuel

Para obtener el modelo de la red externa se restan las potencias activas y reactivas totales, la carga menos la generación. Al resultado de la potencia reactiva se suma el total de compensación, que es negativo, encontrando el modelo de red externa. En la Tabla 23 se entregan estos resultados.

Red externa	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]
PQ	-672,7568	12,74359

Tabla 23: Modelo de red Externa

De esta forma el modelo del SIC de 25 barras es el que se muestra en la Ilustración 21.

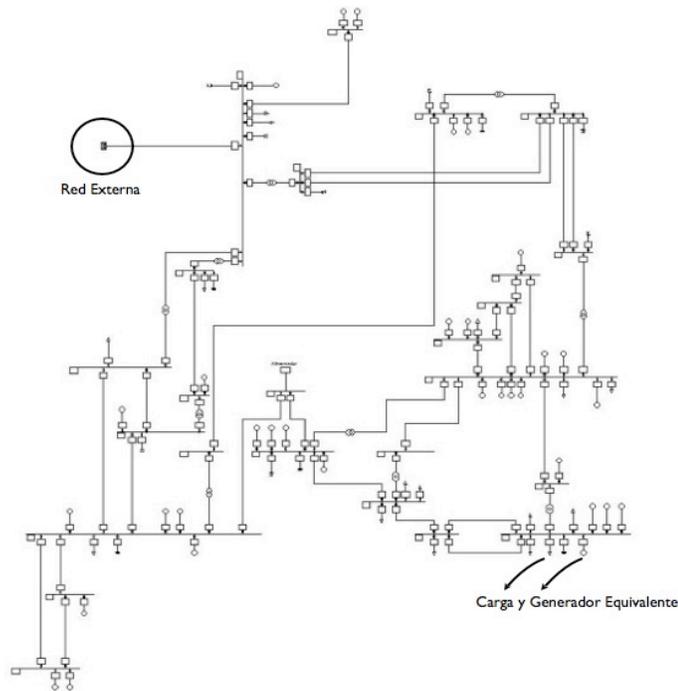


Ilustración 21: Modelo del SIC con 25 barras

Luego de simplificar el sistema interconectado central se construyó un alimentador con características topológicas similares a las del estudio de caso. Este se incorporó al SIC de 25 barras en la Subestación Linares 154. Desde este punto hasta la Subestación Parral la información real del sistema se encuentra disponible por lo que fue incorporada a los elementos de la simulación, aguas abajo de S/E Parral la información de las líneas es confidencial (propiedad de EMELECTRIC), por lo que se consideraron líneas aéreas tipo y cargas equivalentes, para simular el alimentador. Se agregaron elementos conocidos de la topología (distancias) e información básica del alimentador real como potencia instalada y demanda máxima. En la Ilustración 22 se muestra el esquema del alimentador utilizado.

5.4.1.2 Resultados y discusiones de las simulaciones

Se consideraron fallas en distintos puntos de distribución y transmisión, logrando evaluar el efecto que pueden tener éstas en el GD, estimando la distancia crítica a la que una falla saca de funcionamiento al GD y el efecto paliativo que tiene la distancia eléctrica en la mitigación del micro corte. Además se han considerado escenarios de fallas con y sin el GD, observando el efecto que tiene éste en la caída de tensión para un cliente cercano. Otra característica que se observó fue la influencia que tiene la presencia de motores de inducción en la duración de un micro corte.

También se simularon conexiones repentinas de grandes motores de inducción evaluando así distintos niveles de micro cortes dependiendo de la distancia al GD.

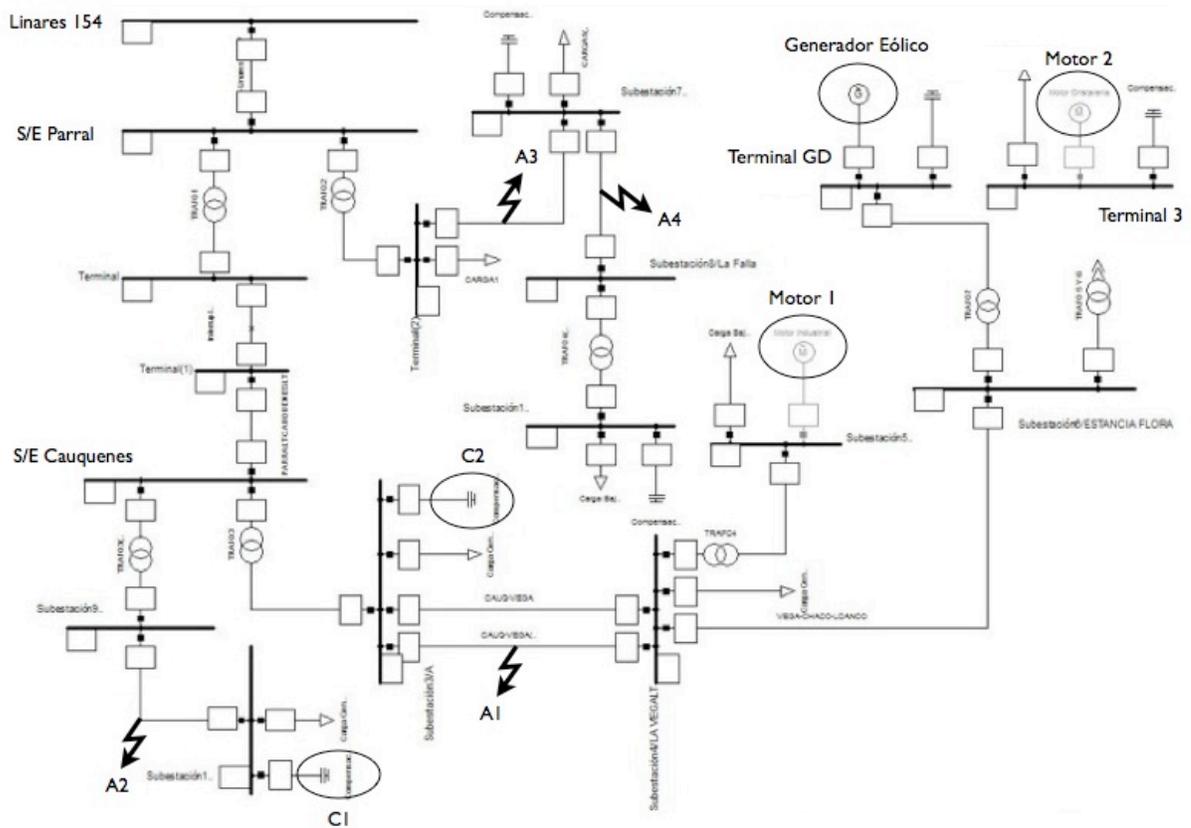


Ilustración 22: Alimentador Usado en la Simulación

El alimentador tipo fue construido con las siguientes características. Desde S/E Linares 154 se conectó una línea de 18 [Km] hasta subestación Parral. Desde ella hasta subestación Cauquenes se consideró una instalación de 20 [Km]. El tramo siguiente, de Cauquenes a la Vega se estimó en 15 [Km] de línea y finalmente desde la Vega a Chaco la distancia fue de 24 [Km]. En total la rama del alimentador que llega al GD tienen 77 [Km] desde subestación Linares hasta el punto donde se desea medir el micro corte.

Se agregaron dos ramas en el alimentador para simular fallas en distribución. La primera se desprende de S/E Parral y tiene una extensión de 60 [km] en dos tramos de 30 [Km]. La segunda se deriva de S/E Cauquenes y posee una extensión de 30 [Km].

Se consideró una demanda máxima de 4,5 [MW] en febrero del 2007 y una potencia instalada de 8 [MVA], información del alimentador que fue entregada por la distribuidora.

Las fallas simuladas en el alimentador (A1, A2, A3 y A4) son trifásicas balanceadas y para obtener la duración real del micro corte, el estado de los motores 1 y 2 se ha fijado en fuera de servicio. Esto se observa en la Ilustración 22.

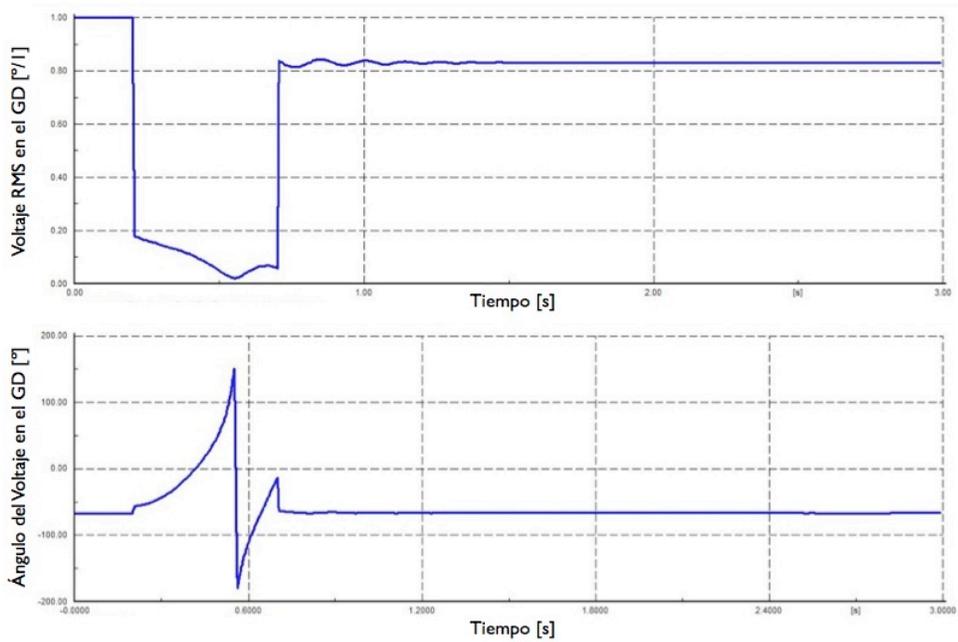


Gráfico 10: Tensión en el GD producto de la falla A1

El Gráfico 10 muestra el voltaje RMS en [p.u.] y el ángulo de la tensión en [°] del GD producto de la falla A1 al 50% de la línea Cauquenes–La Vega. Este primer resultado muestra un micro corte entre 10% y 20% hasta la mitad del evento, luego la tensión cae por debajo de 10% lo que es considerado una interrupción de servicio. Es razonable que la tensión en el GD caiga en un alto porcentaje ya que la falla se produce en la rama que lo alimenta a una distancia de 31,5 [Km] del generador. También se observa una variación angular cercana a 200 [°] durante a falla.

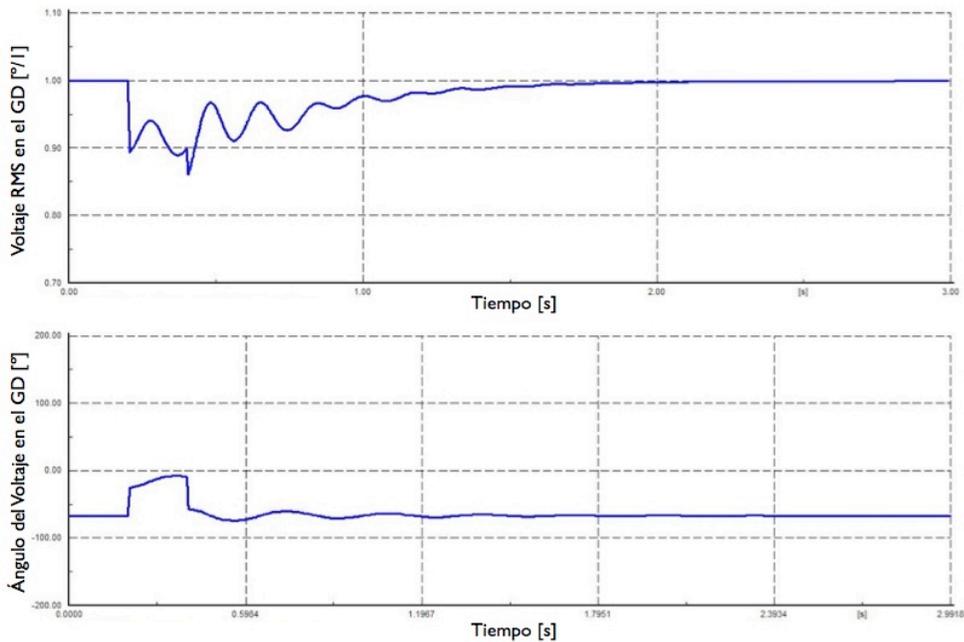


Gráfico 11: Tensión en el GD producto de la falla A2

La simulación que entrega como resultado el Gráfico 11 corresponde a la falla A2 en la rama que se desprende de S/E Cauquenes. Ésta se ubicó al 50% de la línea y se encuentra a una distancia de 54 [Km] del GD. En este caso la disminución de la tensión está al límite de lo que se considera micro corte (0,9 [p.u.]) y para esta rama los 54 kilómetros corresponderían a la distancia crítica.

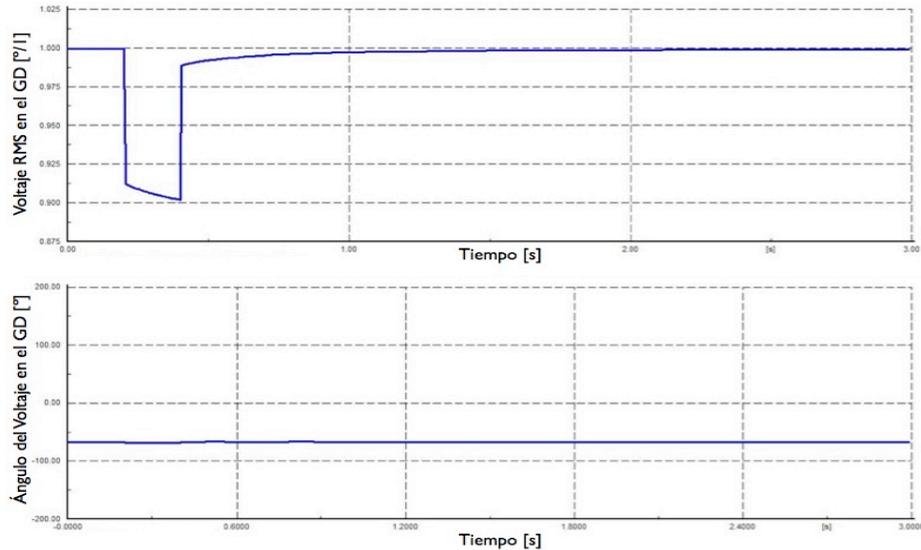


Gráfico 12: Tensión en el GD producto de la falla A3

Al simular la falla A3 a 71 [Km] del GD, se observa el valor RMS y el ángulo de la tensión en [°/1] en el Gráfico 12. Esta falla se produce a la distancia crítica en la rama que se desprende de S/E Parral, a una distancia mayor en esta derivación el GD no se desconectará producto de una falla. El Gráfico 13 entrega el valor RMS y el ángulo de la tensión producto de la falla A4 a 104 [Km] del GD.

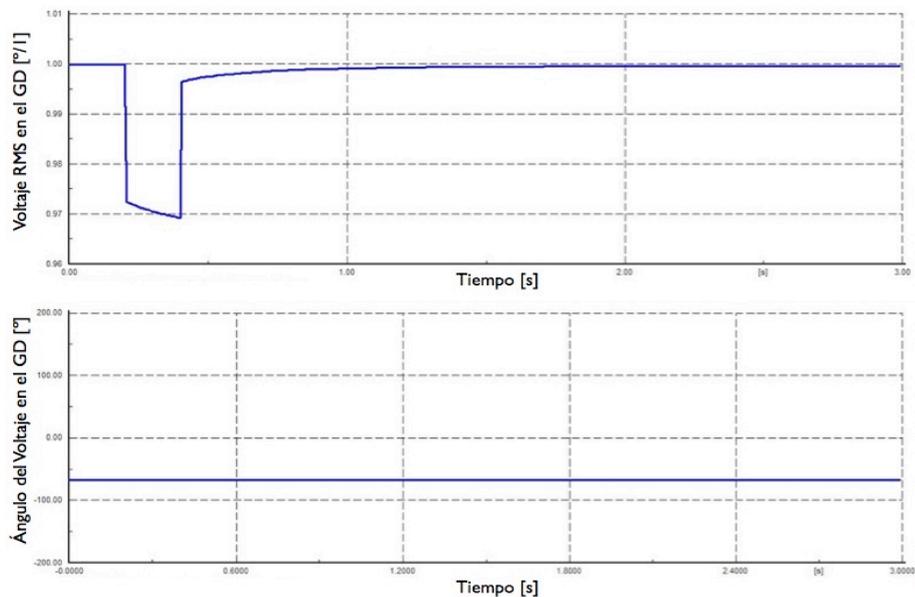


Gráfico 13: Tensión en el GD producto de la falla A4

Otra causa de micro corte es la partida de grandes motores industriales para simular esto se desarrollan dos escenarios independientes en los que entra en funcionamiento el motor 1 y el motor 2. El Gráfico 14 muestra la tensión en [%] en el GD producto de la partida del motor 1 y del motor 2 en orden descendente, ambos motores son idénticos con una potencia de 250 [kW]. La diferencia en la caída de la tensión se debe a que el motor 1 se encuentra a una mayor distancia del GD que el motor 2, sin embargo en ambos casos el voltaje no cae por debajo de 0,9[%] por lo que el fenómeno no se considera como micro corte. En particular es de interés el comportamiento de la tensión producto de la partida del motor 2 ya que la partida de éste es un evento real y común para el GD. Se han incorporado los parámetros reales del consumo del terminal 3 (Cristalerías Toro), las conexiones y características de los transformadores y los valores usados en la compensación reactiva.

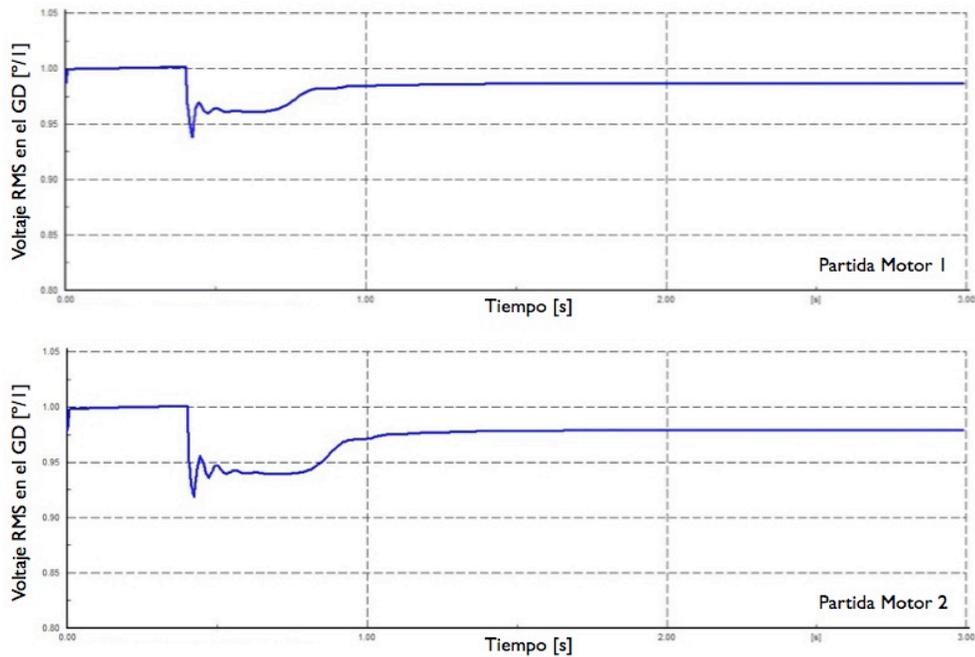


Gráfico 14: Tensión en el GD producto de la partida de los motores 1 y 2

En el Gráfico 15 se presenta la tensión RMS en [%] del GD producto de la falla A1 con una duración de 200 [ms] y 500[ms], valores escogidos según del esquema Duración-Magnitud entregado en la Ilustración 5 del capítulo 3.

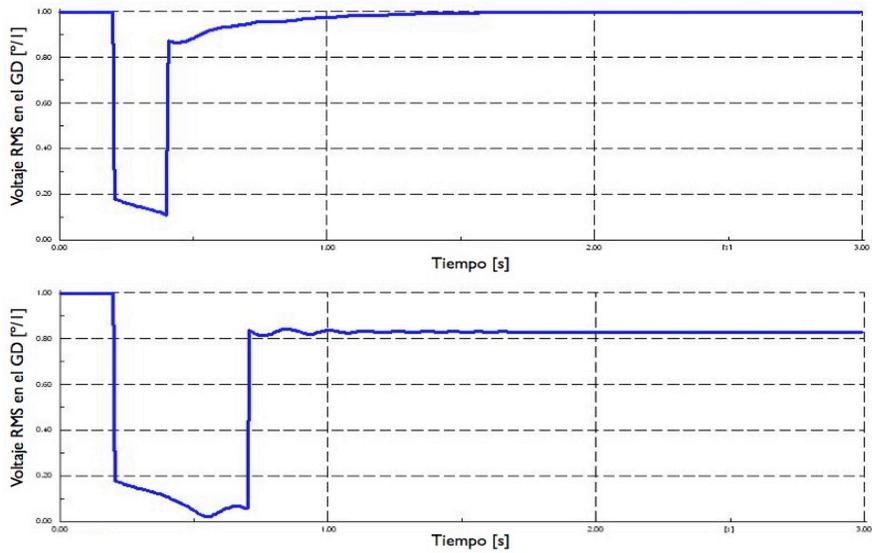


Gráfico 15: Tensión en GD con distinta duración de la falla A1

Se puede apreciar en el Gráfico 15 que al disminuir el tiempo de despeje de falla la tensión RMS no alcanza a caer en la misma magnitud que en el caso en que el tiempo de despeje es mayor. En este último el micro corte es más profundo y perdura luego de despejada la falla.

El Gráfico 16 muestra para la misma falla el comportamiento del ángulo en el GD. Se puede apreciar el mismo efecto que en el gráfico anterior, el ángulo experimenta una variación hasta el momento en que se despeja la falla, por lo que interrumpir antes el evento genera menos saltos de fase en el caso con tiempos de despeje menor.

Este es un ejemplo del efecto positivo que tiene la disminución del tiempo de despeje de falla como técnica de mitigación de los micro cortes y lo importante que puede resultar para clientes sensibles a las variaciones angulares de la tensión durante un micro corte.

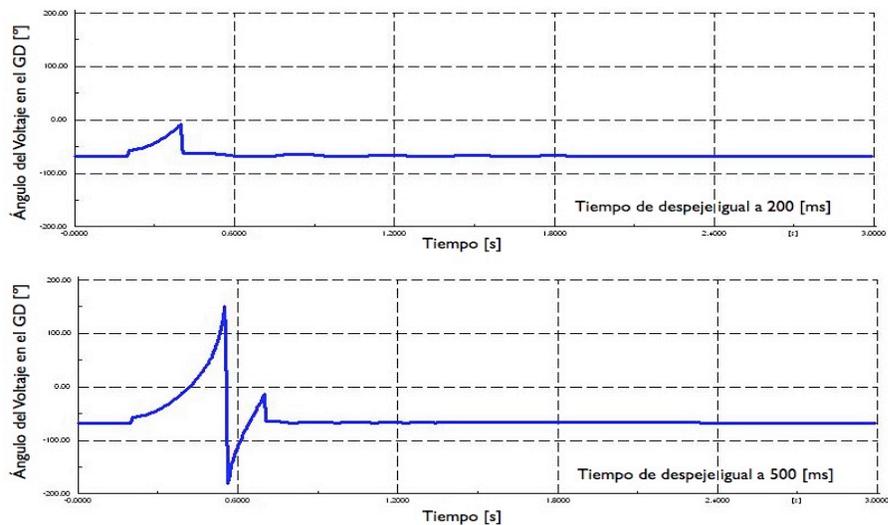


Gráfico 16: Ángulo en GD con distinta duración de la falla A1

Otros elementos que ayudan a mantener la tensión durante un micro corte son los condensadores que en operación normal regulan la tensión en forma local. Al sacar de servicio los condensadores C1 y C2, que se muestra en la Ilustración 22, se obtiene el resultado comparativo del Gráfico 17 con y sin compensación de reactivos producto de la falla A2.

Se puede observar en el Gráfico 17 que la compensación de reactivos, aun cuando disminuye con la caída de la tensión, es importante y eleva la el voltaje del GD en un 15% durante la falla con respecto al caso sin los condensadores C1 y C2. En operación normal la tensión del GD, sin estos condensadores, es cercana a 0,98 [°/1] observando una caída de tensión de 2% en comparación con el caso con condensadores. Esta caída de voltaje de 2% no saca de funcionamiento al GD en operación normal, pero la ausencia de los condensadores durante la falla produce un micro corte entre 0,75 [°/1] y 0,7 [°/1] que desconecta al GD, lo que no ocurre en el caso con compensación donde la tensión se mantienen sobre 0,9 [°/1] y el GD no se ve afectado.

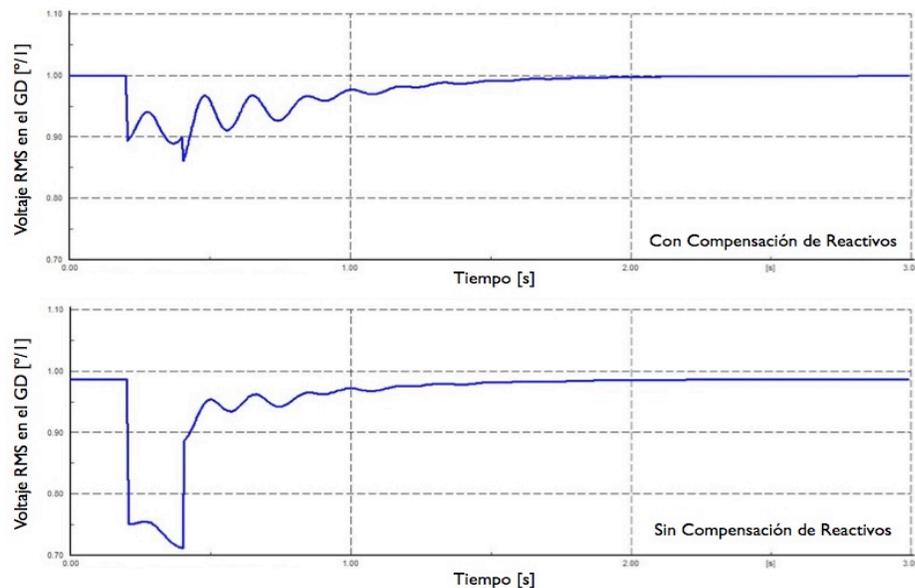


Gráfico 17: Tensión en GD con y sin compensación de reactivos

A continuación se han simulado fallas en el sistema de transmisión que permiten observar otras características del micro corte. En la Ilustración 23 se presenta en forma más detallada el sector del SIC de 25 barras en el que se simularon fallas. Éstas se denotan por Tri con $i=1,2,\dots,5$. Además se puede apreciar el alimentador de la Ilustración 22 conectado a la barra Linares 154.

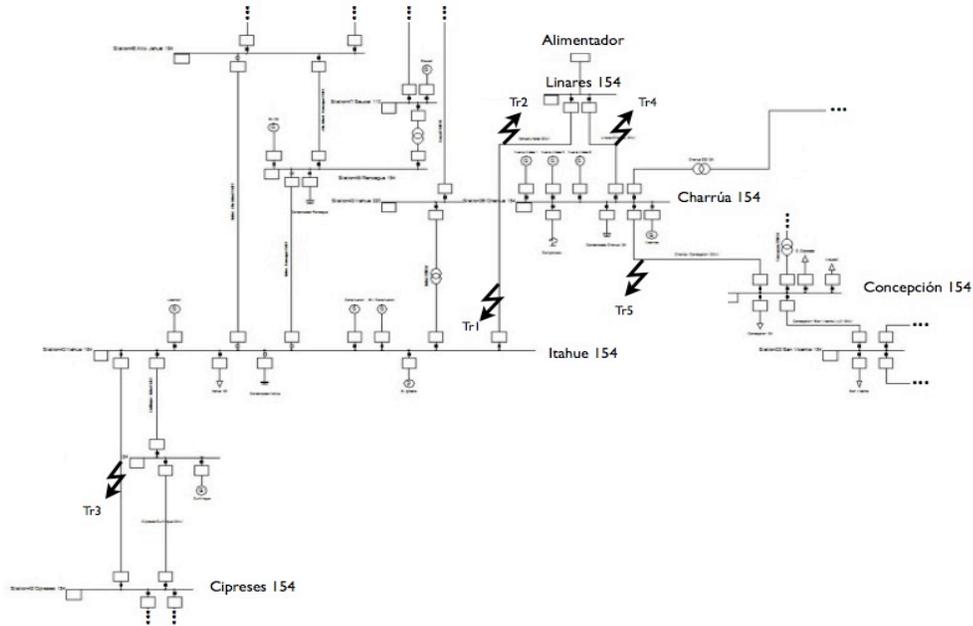


Ilustración 23: Sector del SIC de 25 barras en el que se realizan simulaciones de falla

En el Gráfico 18 se entregan los resultados de la tensión RMS del GD en [%/1] que resultan de las fallas trifásicas Tr1 y Tr2, estas se ubican a 10% y 90% de la línea Linares-Itahue lo que corresponde 75,5 [Km] y 8 [Km] de la subestación Linares respectivamente.

En el gráfico inferior, que corresponde a la falla mas cercana (90%), la magnitud cae por debajo de 0,2 [%/1]. Por su parte la falla mas lejana (10%), que corresponde al gráfico superior, presenta una tensión RMS cercana a 0,4 [%/1]. Este ejemplo muestra el efecto paliativo sobre el micro corte cuando la distancia entre la falla y el punto donde se desea medir la tensión es mayor.

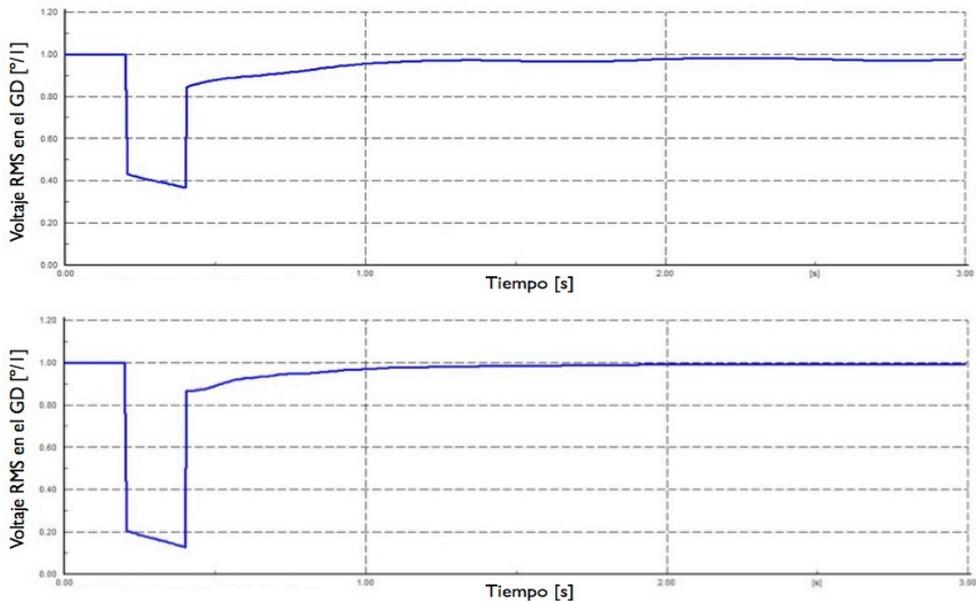


Gráfico 18: Falla a 75,5 [Km] y 8,396 [Km] de S/E Linares

Para el tramo Linares-Charrúa se simuló la falla Tr4 en el 50% de la línea. Con el objetivo de observar el efecto que tienen los motores industriales en la medición del micro corte se presentan dos escenarios. El primero con los motores 1 y 2 fuera de servicio (tensión en [°/1] en la parte superior del gráfico) y el segundo con los motores en servicio (tensión en [°/1] en la parte inferior del gráfico).

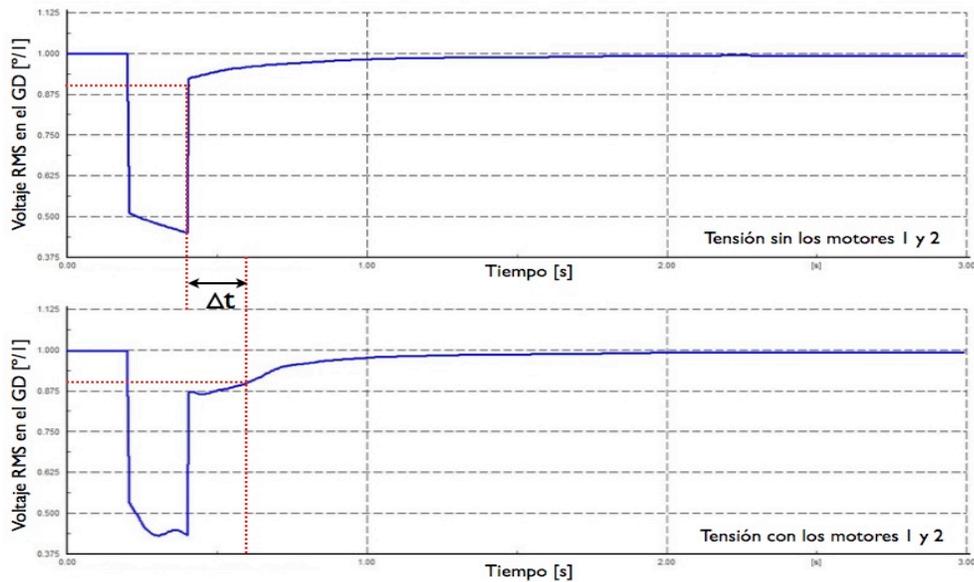


Gráfico 19: Tensión en el GD Producto de la falla Tr4 con y sin los motores 1 y 2

En el Gráfico 19 se observa el efecto post micro corte producido por la presencia de motores industriales. Fijando una referencia en 0,9 [°/1] (línea segmentada) para una misma falla con un tiempo de despeje de 200 [ms] se obtienen dos duraciones distintas del micro corte. En el caso en que los motores se encuentran en servicio, la duración del micro es cercana a 400 [ms], duplicando el valor registrado para caso con los motores fuera de servicio.

Si esta tensión alimentara un equipo con una tolerancia de voltaje de 90% durante 250 [ms], este equipo saldría de funcionamiento si los motores se encuentran activos, y no lo haría en el caso contrario.

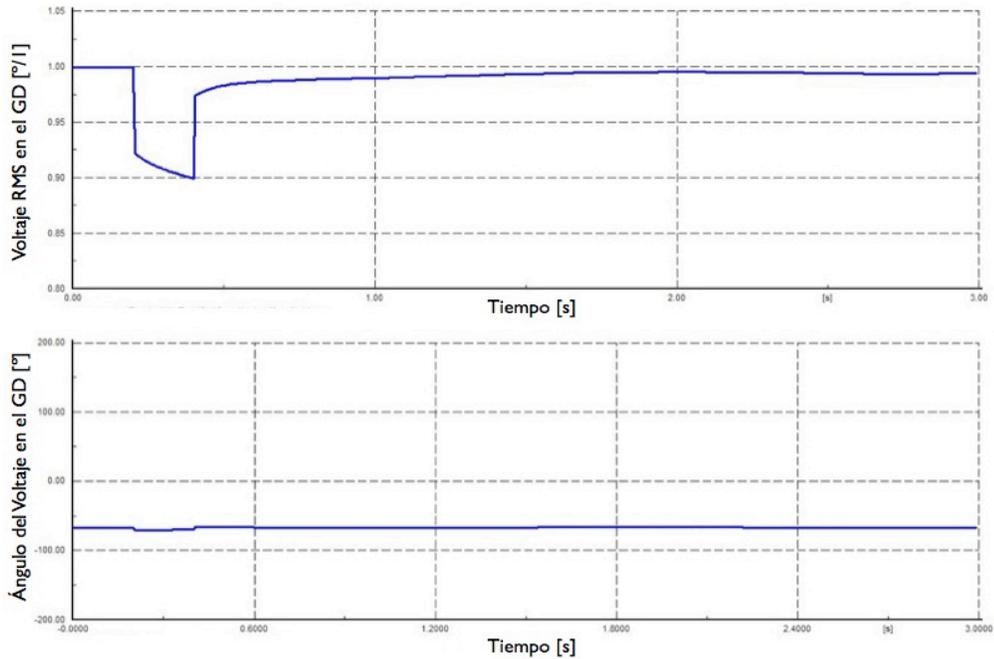


Gráfico 20: Tensión en el GD producto de la falla Tr5

El Gráfico 20 corresponde a la tensión RMS en [V] y al ángulo en [°] del GD producto de la falla Tr5. Este muestra la distancia crítica que se determina sumando la longitud de la rama del alimentador que llega al GD, la línea Linares-Charrúa y el 10% de la línea Charrúa-Concepción.

Hasta el momento todas las fallas se han considerado trifásicas balanceadas, con la finalidad de presentar el caso mas desfavorable. En este tipo de falla las tres fases cae en igual magnitud durante el micro corte, por lo que observar una de ellas permite un análisis representativo.

A continuación se extiende el análisis a fallas monofásicas y bifásicas, observando como la conexión del transformador que alimenta al GD modifica la tensión entre primario y secundario, comparando los resultados de las simulaciones con la teoría desarrollada en el capítulo 3. En todos los casos la falla se ha producido al 50% del tramo La Vega-Cauquenes que corresponde a la falla A1 del alimentador que se muestra en la Ilustración 22.

Para una falla monofásica el GD que se encuentra en conexión delta experimenta las siguientes tensiones por fase.

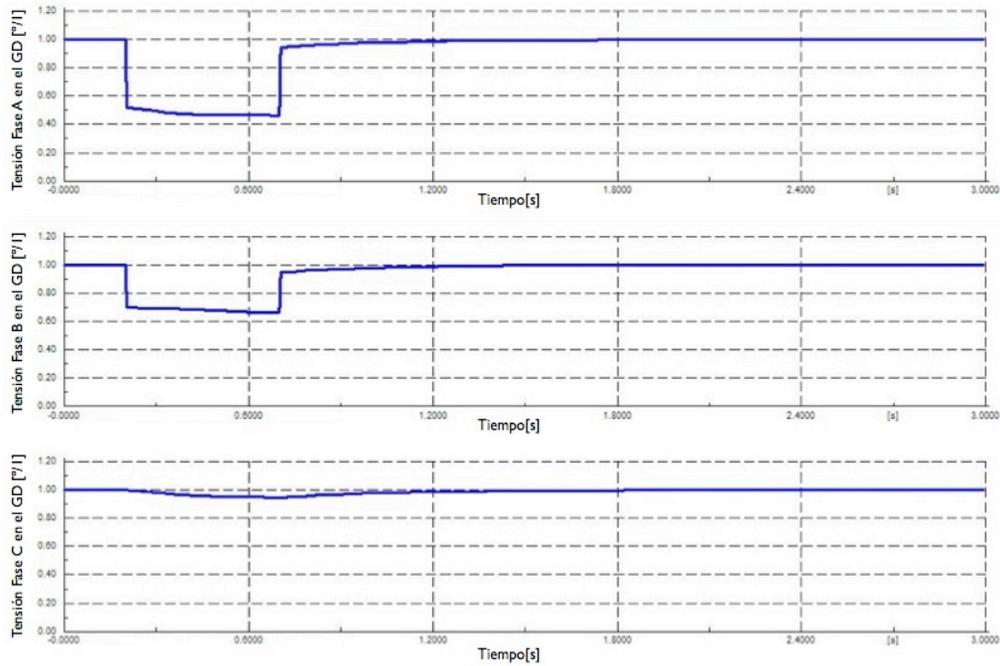


Gráfico 21: Tensión por fase del GD producto de una falla monofásica en A1

El Gráfico 21 muestra la tensión RMS en [pu] en cada fase del GD. Como se puede observar en la Tabla 3 para una falla monofásica a tierra que correspondería a un micro corte tipo B, el uso de un transformador Yd modifica el micro corte a uno tipo C*. Este mismo análisis es directo de la Tabla 2 si se considera que el GD se encuentra en conexión Delta. De una u otra forma el micro corte que se experimenta en los terminales del GD (lado de baja tensión del transformador) es del tipo C*.

En el Gráfico 22 se entrega el valor RMS del voltaje en el lado de alta tensión del transformador producto de la falla monofásica A1. Se puede apreciar que el micro corte presenta una caída de tensión importante en la fase en que se produce la falla (A) y una caída menos significativa en las otras dos fases (C y B). Teóricamente las dos fases que no están en corte deberían mantener su tensión, esto no ocurre debido a que la máquina de inducción intenta restaurar el campo magnético consumiendo reactivos y disminuyendo la tensión en las fases sanas. Por su parte el lado de baja tensión conectado en delta aplaca este efecto como se observa en el Gráfico 21.

El Gráfico 23 presenta el ángulo por fase en el GD producto de la falla monofásica a tierra en A1. Comparando el diagrama fasorial de la Ilustración 4, en el que se presenta la clasificación de los micro cortes, con los resultados del Gráfico 21 se puede observar la disminución en magnitud de dos de las fases en ambos casos. En el Gráfico 23 se muestra que las dos fases que caen en magnitud se acercan en ángulo durante la falla quedando aproximadamente a 60 [°] una de la otra. Por su parte la fase que no disminuye su magnitud no presenta salto de fase durante el micro corte. Todas estas características son muy similares a las observadas en la clasificación del capítulo 3.

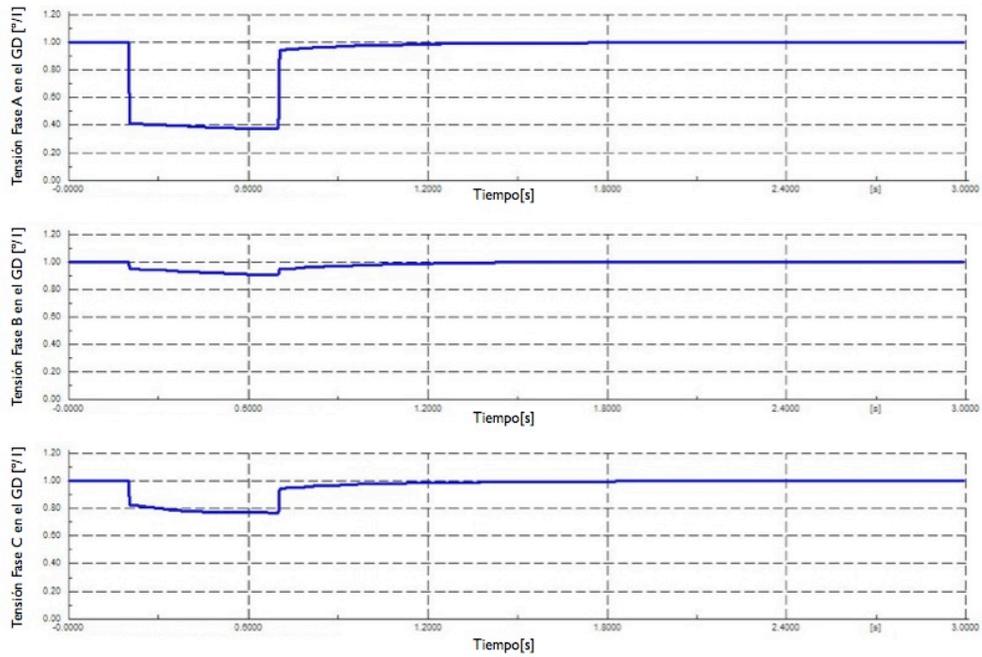


Gráfico 22: voltaje en el lado de alta tensión del transformador del GD

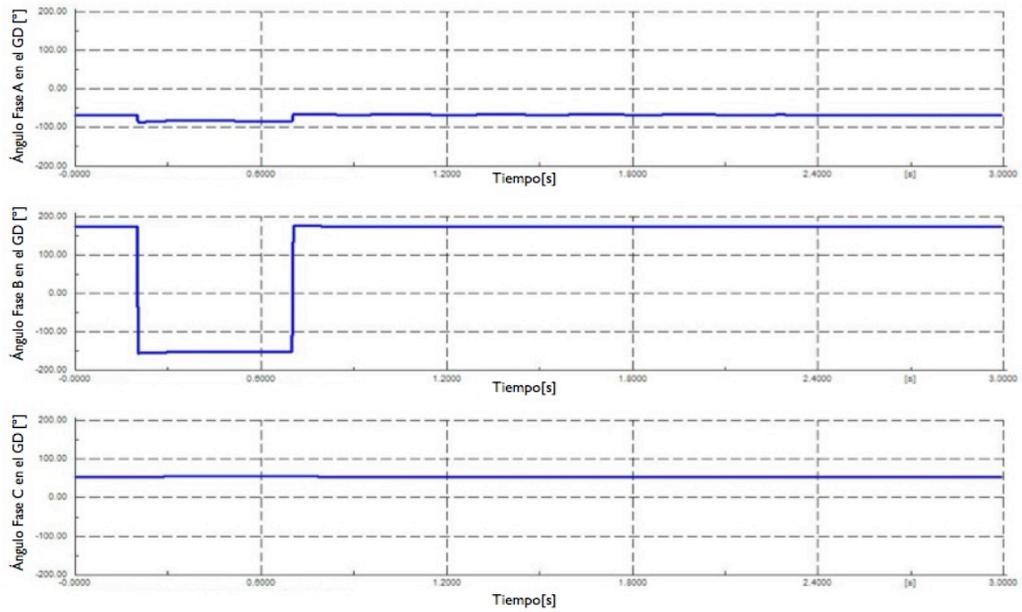


Gráfico 23: Ángulo por fase del GD producto de una falla monofásica en A1

Las simulaciones de las fallas bifásica y trifásica se adjuntan en los anexos, ya que el análisis realizado para el caso monofásico es análogo a estos dos ejemplos.

5.4.2 Herramienta para simular micro corte en diagramas de bloque

La herramienta desarrollada para simular el micro corte, se basa en la clasificación presentada en el capítulo 3 de esta memoria. Esta fue implementada en MATLAB y a través de una interface amigable permite generar un voltaje trifásico con las características que tendría un micro corte. De esta forma es posible modificar los parámetros de simulación; Magnitud, Duración, Clase de micro corte, amplitudes de las componentes armónicas, distorsiones pre y post micro corte e incluso la presencia de grandes motores industriales.

En la Ilustración 24 se observa la interface de MATLAB que permite simular el fenómeno del micro corte, su nombre es MC y se invoca desde la línea de comando.

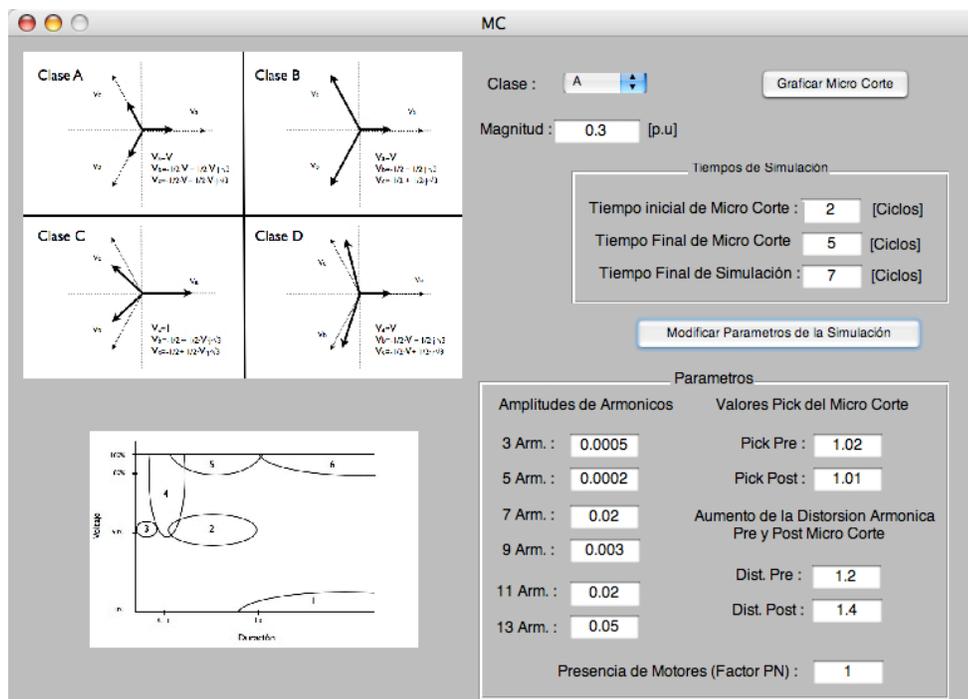


Ilustración 24: Interface MC

Junto a los parámetros se puede apreciar la clasificación Duración-Magnitud y las Clases de micro corte, para que el usuario sin mayor conocimiento pueda simular el fenómeno en forma correcta. Un ejemplo de los resultados que entrega el programa al oprimir el botón “Graficar Micro Corte” se muestra en la Ilustración 25.

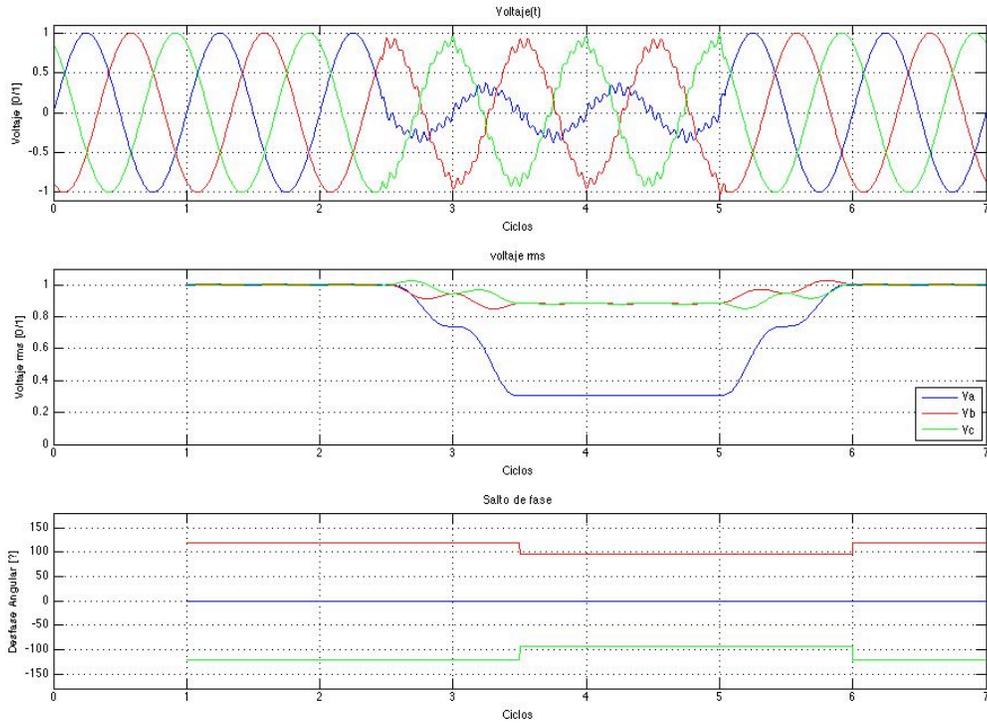


Ilustración 25: Resultados de MC

5.4.2.1 Discusiones sobre la herramienta

Esta interface que simula un micro corte en duración y magnitud entrega la posibilidad de evaluar sistemas de bloque frente a este fenómeno. En particular se propone como una herramienta para estudiar técnicas de mitigación. Utilizando los voltajes generados como entradas a un sistema es posible evaluar el comportamiento de equipos, estimar curvas de tolerancia e identificar puntos críticos de una planta.

En el caso presentado los parámetros de la simulación corresponden a un Micro Corte Clase D, con magnitud 30%, comienzo en la mitad del segundo ciclo y termino en el quinto ciclo. El resto de los parámetros se mantuvieron según el valor por defecto, que corresponden a los que se observan en la Ilustración 24.

Los gráficos que entrega MC corresponden al voltaje en el tiempo, su valor RMS y los saltos de fase. Los resultados de la Ilustración 25 se pueden comparar con el diagrama fasorial del Micro corte Clase D que se muestra en la Ilustración 26, observando total coherencia tanto en los cambios de magnitud de cada fase como en los cambios angulares que se producen por el fenómeno.

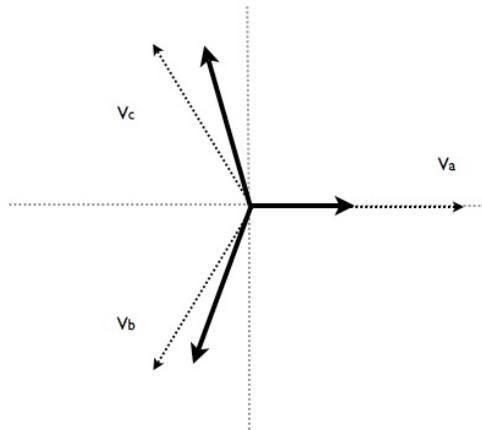


Ilustración 26: Diagrama Fasorial Micro Corte Clase D

Los resultados de cada tipo de micro corte y se agregan a los anexos para corroborar el correcto funcionamiento de la interface.

Capítulo 6: Conclusiones

El estudio de viento realizado para el período noviembre 2005 y julio 2007, entregó resultados de los promedios mensuales de velocidad de viento en el sector donde se encuentra instalado el GD. Se observó un incremento aproximado de 1 [m/s], por cada diez metros que se eleva el medidor. Este incremento de la velocidad se traduce en aumentos cúbicos de la potencia, por lo que al considerar la instalación de nuevos aerogeneradores se debe tener en cuenta esta variable en la evolución económica de nuevas tecnologías.

Se desarrolló un método para estimar la potencia que teóricamente debería inyectar el aerogenerador a la red. El procedimiento se basa en la interpolación de la curva potencia-viento de la máquina, evaluando las velocidades en esta curva, y se obtiene la Potencia Estimada. Este análisis permite: evaluar económicamente un proyecto eólico en un sector donde se ha realizado un monitoreo de vientos, contrastar distintas tecnologías y proyectar la inyección o retorno que el GD tendrá para la empresa.

Se ha propuesto un estimador de cortes de suministro incorporando la característica estocástica de la potencia generada por un GD. Este estimador utiliza la información de los registros de vientos (media, desviación estándar, máximo y mínimo) para entregar la probabilidad de que la variable aleatoria, velocidad del viento, supere durante todo el período de registro los 4 [m/s]. Sobre esta velocidad el GD se conecta a la red y comienza a entregar potencia y energía. Incorporando al cálculo de la Potencia Estimada el análisis estadístico, se obtienen Potencias Estimadas % con distintos niveles de certeza. Los resultados de este estimador en el tiempo entregan correlaciones entre 0,91 y 0,93 con la potencia registrada en los medidores de la compañía eléctrica. Para lograr esta comparación se ajustó la Potencia Estimada %, de intervalos de diez minutos a intervalos de quince minutos, coincidiendo así con la potencia eléctrica.

Para el análisis del estimador de cortes de suministro se utilizó la Potencia Estimada 100%, que corresponde a los momentos en que la velocidad mínima registrada en un período es mayor a 4 [m/s]. Este es el escenario más conservador, en el que se asegura que el GD debe estar produciendo. Por este motivo la Potencia Estimada 100% no es la que aproxima con menos error la potencia eléctrica, sino por el contrario, ésta subestima en muchas oportunidades la potencia eléctrica real. Relajando el nivel de certeza se tiene mayor correlación entre la potencia Estimada y la real, y en la práctica una Potencia Estimada 80% entrega resultados satisfactorios sin disminuir en demasía este parámetro.

Se desarrollaron cuatro indicadores para cuantificar el número de medidas opuestas y certeras entre ambas potencias (Estimada % y Eléctrica). Entre ellos, un índice de la cantidad de veces que el GD debería estar produciendo y no lo hace. Los resultados muestran que en Julio entre un 2% y 5% de las medidas, el generador presenta esta condición. Lo que se produce entre 21 y 43 horas mensualmente fuera de servicio. Para el mes de Septiembre la cantidad de cortes o micro cortes disminuyen llegando como máximo a 9 en todo el mes. Estimando las pérdidas por concepto de energía durante un año éstas se encuentran aproximadamente entre \$ 226.000 y \$ 272.000.

Para el estudio de caso se proponen como técnicas de mitigación, el uso de una UPS o la instalación de un compensador serie. La conexión del GD a la red es en baja tensión, por lo que ambas soluciones son factibles. Sin embargo, el costo de una UPS es bastante menor que el de un compensador serie, y estos costos se deben comparar con los entregados por el estimador de cortes de suministro para evaluar la factibilidad económica de la solución.

El análisis desarrollado a través de simulación permitió estimar los niveles de micro corte en un alimentador tipo, y en particular en un GD, observando el fenómeno en magnitud y desfase angular. Estas simulaciones intentaron ser una estimación del fenómeno para el estudio de caso y aunque se adoptaron los parámetros del GD, similitudes en la topología y en la demanda del alimentador, éste no corresponde al que realmente se encuentra conectado el GD de Estancia Flora. Sin embargo se evaluó el efecto que produce un micro corte, producto de fallas y partidas de grandes motores industriales, sobre un GD. También se observó el fenómeno post-micro corte, que sesga la medición de este tipo de interrupciones de corta duración. Durante una falla se magnificó el aporte de los condensadores a la compensación. Además se identificaron distancias críticas sobre las cuales el GD sale de funcionamiento producto de una falla. Se observó el efecto positivo de la reducción de los tiempos de despeje de falla sobre un GD. Distintos escenarios de fallas, balanceadas y desbalanceadas, permitieron observar una coherencia entre la teoría desarrollada para este fenómeno y las simulaciones. Todo lo anterior fue simulado considerando las características reales del generador del estudio de caso.

Se entregó una herramienta computacional que permite a un usuario evaluar el comportamiento de un sistema de bloque frente al fenómeno de micro corte. Ésta se presenta como una interface amigable (MC) en la cual se pueden definir todos los parámetros del micro corte a simular, sin tener mayor conocimiento del fenómeno.

Se han identificado los fenómenos electromagnéticos asociados a la calidad de suministro en redes eléctricas, caracterizándolos en magnitud, espectro de frecuencia y duración según sea el caso, teniendo de esta forma una visión general del contexto en que se presentan los micro cortes. Se definieron también conceptos claros que permiten, sin ambigüedad, referirse a un evento o fenómeno en particular, recopilando clasificaciones y terminología de distintos estándares (IEEE, IEC, CIGRE).

Se apreció la importancia del consumidor y cómo la calidad de servicio se define en función de sus necesidades. Al comprender el concepto de calidad de suministro y calidad de producto como un todo, se integran soluciones a los distintos problemas que buscan mejorar el sistema en forma coordinada. No solo enfrentando un problema específico sino más bien tomando acciones que junto con resolver éste, mejoren la calidad de las redes. Se estudiaron las normas y regulaciones chilenas distinguiendo los niveles máximos y mínimos permitidos para las variaciones de frecuencia, voltaje y factor de potencia.

En cuanto al micro corte se estudió su caracterización, la que queda determinada principalmente por la magnitud de la tensión durante el evento y la duración de éste. Las causas de esta variación de suministro de corta duración son las fallas en las redes y partidas de grandes motores industriales.

Se han analizado distintos escenarios de falla con cargas conectadas en delta y estrella, encontrando cuatro clases de micro cortes que concentran los resultados del análisis. Luego se estudió la forma en que se transfiere el micro corte de un nivel de tensión a otro, debido a la presencia de transformadores, y observando en muchos casos que el micro corte no sufre modificación en su paso a través de estos dispositivos.

Con respecto a las técnicas de mitigación se puede concluir que éstas dependerán del tipo de micro corte que se desee corregir y de las características del sistema en el que se desea implementar.

Un micro corte producto de una falla en el sistema de transmisión o subtransmisión está caracterizado por una duración corta de hasta 100 [ms]. El micro corte producido por este evento es difícil de aplacar a través de la disminución del número de fallas o de mejoras en el sistema. Las soluciones más factibles se dan en la mejora de equipos y en la instalación de equipos de mitigación.

En baja tensión las UPS entregan una solución eficiente y económicamente adecuada al problema.

Un micro corte producto de una falla en la red de distribución tendrá una duración ligada a las protecciones usadas. Para un micro corte profundo y de larga duración la mejora en el sistema es la solución más simple y efectiva.

Para las interrupciones de suministro, especialmente de larga duración, la técnica de mitigación a las mejoras en el sistema o el uso de UPS, en combinación con generación de respaldo, se proponen como técnicas de mitigación.

Finalmente se propone como mejora para el estimador de corte de suministro un método alternativo que permite ajustar temporalmente las medidas de Potencia Eléctrica Registrada y Potencia Estimada. En este estudio se utilizó una ponderación simple como se mostró en las ecuaciones (5.1) y (5.2) pero es posible pensar en un ajuste que maximice la correlación entre ambas potencias.

Capítulo 7: Referencias bibliográficas

- [1] Math H.J. Bollen. “ IEEE Tutorial on Voltage Sag Analysis ”. Department of Electric Power Engineering. Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden.
- [2]. Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan and H. Wayne Beaty. “ Electrical Power Systems Quality ”.
- [3] C.S. Chang, S.W. Yang and Y.S. Ho. “ Simulation and Analisis of Series Voltage Restorer (SVR) for Voltage Sag Relief ”. Department of Electrical Engineering. National University of Singapore.
- [4] Ambra Sannino and Jan Svensson. “ A Series-connected Voltage Sources Converter for Voltage Sag Mitigation Using Vector Control and a Filter Compensation Algorithm ”. Department of Electrical Engineering. University of Palermo.
- [5] Eng Kian Kenneth Sng, S. Choin and D. Mahinda Vlathgamuwa. “ Analysis of Series Compensation and DC-Link Voltage Controls of a Transformerless Self-Charging Dynamic Voltage Restorer ”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, N°. 3 July 2004.
- [6] M.I. Marei, E.F. El-Saadany and M.M.A. Salama. “ An Efficient Control of the Series Compensator for Sag Mitigation and Voltage Regulation ”. Department of Electrical and Computer Engineering. University of Waterloo.
- [7] K. Chan and A. Kara. “ Voltage Sag Mitigation with an Integrated Gate Commutated Thyristor based Dynamic Voltage Restorer ”. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power October 14-16 1998, Athen- Greece.
- [8] Ambra Sannino and Jan Svensson. “ Static Series Compensator for Voltage Sag Mitigation Supplying Non-linear Loads ”.
- [9] P. Wang, N. Jenkins and M.H.J. Bollen. “ Experimental Investigation of Voltage Sag Mitigation by an Advanced Static Var Compensator ”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, N° 4, October 1998.
- [10] Hendri Masdi, Norman Mariun, Senan Mahmud, Azad Mohamed and Sallehhudin Yusuf. “ Design of a Prototype D-Statcom for a Voltage Sag Mitigation ”. Nation Power &Energy Conference (PE Con) 2004 proceedings, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [11] Malabika Basu, S.P. Das and Gopal K. Dubey. “ Performance Study of UPQC-Q for Load Compensation and Voltage Sag Mitigation ”. Department of Electrical Engineering. Indian Institute of Technology, Kanpur, India.
- [12] Hui Yan, Jun Li, Guoqing Tang and QianChen. “Study of Series Power Quality Compenstor with Feedback Control Strategy for Inverters”. 20004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004) April 2004 Hong Kong.

- [13] Ambra Sannino and Jan Svensson. “ Application of converter-based Series Device for Voltage Sag Mitigation to Induction Motor Load ”. 2001 IEEE Porto Power Tech Conference 10th-13th September, Porto, Portugal.
- [14] Valery Knyazkin and Lennart Söder. “ The Use of Coordinated Control to Mitigate the Impact of Voltage Sags Caused by Motor Start”. Division of Electric Power Systems. The Royal Institute of Technology, Sweden.
- [15] Allen Windhorn, P.E. “ A Hibrid Static/Rotary UPS System ”. Kato Engineering Division Reliance Electric Company.
- [16] Chia-Chou Yeh and Madhav D. Manjrekar. “ A Reconfigurable UPS System for Multiple Power Quality Applications ”. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, N° 4, July 2007.
- [17] Adel Nasiri. “ Digital Control of thre-phase Series-Parallel Uninterruptible Power Supply Systems ”. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, N° 4, July 2007.
- [18] Bradford P. Roberts and S & C Electric Company. “ Power Quality Solution Alternatives for Low and Medium Voltage Continuous Process Loads ”.
- [19] Angel Felce, Guillermo Matas and Ysmael Da Silva. “ Voltage Sag Analysis and Solution for an Industrial Plant with Embedded Induction Motors ”. Inelectra S.A.C.A. Caracacas, Venezuela.
- [20] Le Tang, Jeff Lamoree, Mark McGranaghan and Harshad Mehta. “ Distribution System Voltage Sags: Interaction with Motor and Drive Loads ”. Electrotek Concepts, Inc, Knoxville, Tennessee. Electric Power Research Institute, Palo Alto, California.
- [21] C.S. Chang and P.C. Loh. “ Designs Sintesis of Resonant Fault Current Limiter For Voltage Sag Mitigation and Current Limitation ”. Departament of Electrical Engineering. National University of Singapore.
- [22] C.S. Chang and P.C. Loh. “ Investigation of Voltage Quality Improvement with Coordinated Applications of Fault Current Limiter ”. Departament of Electrical Engineering. National University of Singapore.
- [23] T. Funabashi, H. Otaguro, T. Tanabe and R. Ykoyama. “ Protection of a embedded generator shaft system from an intantaneous voltage sag ”. Meidensha Corporation and Tokyo Metropolitan University, Japan.
- [24] Larry E. Conrad and Math H.J. Bollen. “ Volatge Sag Coordination for a Reliable Plant Operation ”. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, N° 6, November/ December 1997.
- [25] Xiaohua Jiang, Xun Liu, Xiaoguang Zhu, Yeye He, Zhiguang Cheng, Xiaopeng Ren, Zhenmin Chen, Luhai Gou and Xianrui Huang. “ A 0.3 MJ SMES magnet of a Voltage sag

compensation System ”. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 14, N° 2, June 2004.

[26] J. Faiz and B. Siahkollah. “ Sag mitigation by an electronic tapchanger specifications an comparisons with other custom power tools ”. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, N° 5, September 2005.

[27] 2000 IEEE Power Engineering Society. “ Conference Proceedings Volmen 4”. 23-27 January 2000, Singapore.

[28] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “Decreto Supremo N°244, Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y Pequeños medios de Generación establecidos en la Ley de Servicios Eléctricos”.

[29] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”.

[30] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “Decreto Supremo N° 327 Dicta Norma sobre definición de Zonas Rurales y Exigencias de Calidad de Servicio”.

[31] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión”

Capítulo 8: Anexos

8.1 Anexos capítulo 2

8.1.1 Conceptos asociados a calidad de suministro y producto

a) Transitorio

El término transitorio es usado constantemente para describir sistemas eléctricos y entrega la idea de un evento momentáneo no deseado. También es definido como el comportamiento instantáneo que tiene una variable al pasar de un estado de régimen permanente a otro distinto. En general el transitorio de una variable eléctrica puede ser de impulso u oscilatorio, división que se distingue en la Tabla 1 y que corresponde a la forma de onda que tendrá el voltaje o la corriente durante el transitorio.

Un transitorio impulsivo no está caracterizado por variaciones en la frecuencia, sino más bien por un tiempo de subida o pick y un tiempo de decaimiento o bajada, teniendo una polaridad unidireccional (positiva o negativa). La causa más común de este tipo de fenómeno es la caída de un rayo en una línea eléctrica.

El transitorio oscilatorio varía rápidamente entre polaridad positiva y negativa, quedando caracterizado por la frecuencia predominante, duración y magnitud. En la Tabla 1 se distinguen tres niveles de frecuencias (alta, media y baja). Un transitorio oscilatorio de alta frecuencia se encuentra entre los 5000 [kHz] y los 500 [kHz] con una duración del orden de los microsegundos. Este fenómeno se produce como respuesta a un transitorio de impulso en un sistema eléctrico local.

Para una frecuencia predominante entre los 500 [kHz] y 5 [kHz], que corresponde a una frecuencia media, la duración del fenómeno es del orden de las decenas de microsegundos y se puede producir por conexión y desconexión de; capacitancias y cargas, y también por transitorios de impulso.

En baja frecuencia, menor a 5 [kHz] y con tiempos entre 0,3 a 50 microsegundos el fenómeno de transitorio oscilatorio es producido por numerosas razones entre las que se encuentran; energizar bancos de condensadores, efectos de ferro-resonancia, energizar transformadores y transitorio de condensadores series. Este último fenómeno se da en especial en las redes de distribución y subtransmisión donde se pueden encontrar máximos en la magnitud de hasta 2 [pu] con valores típicos entre 1,3 [pu] y 1,5 [pu].

b) Variaciones de voltaje de corta duración

En esta categoría se han incorporado conceptos definidos por IEC en “Category of Voltage Dips and Short Interruptions”. Dentro de ésta clasificación se distinguen tres subdivisiones; las variaciones de voltaje de corta duración instantáneas, momentáneas y temporales dependiendo de la duración que tenga el fenómeno.

Todas ellas son producidas por; fallas en las redes, al energizar grandes consumos que requieren altas corrientes de partida o por desconexión intermitente del cableado. Dependiendo del lugar donde se produzca la falla y del estado de las redes se producirá una caída de la tensión (Micro cortes o Sag), aumento de la tensión (Swell) o pérdida total del voltaje (Interrupción). El evento que produce este fenómeno puede estar cerca o lejos del lugar donde se desea medir la variación, en ambos casos su duración dependerá del tiempo que demoren las protecciones en actuar.

Una interrupción ocurre cuando el voltaje o la corriente de carga es menor a 0,1 [pu] por un periodo menor a un minuto y sus posibles causas son fallas en el sistema, mal funcionamiento de los equipos o de su sistema de control. Estas dos últimas causas no permiten fijar criterios en la duración de la interrupción, ya que cada equipo se comporta en forma distinta frente al fenómeno. Las fallas en el sistema, como se comentó anteriormente, hacen que el tiempo de interrupción dependa de las protecciones. Si ellas poseen re-conectores de alta velocidad los tiempos serán menores, en cambio si la reconexión tiene tiempos de espera la interrupción instantánea se puede transformar en una momentánea o temporal. Es natural, en el caso de fallas, que durante los primeros instantes una interrupción presente las características de un micro corte, luego del cual la tensión cae por debajo del 10%, o se hace cero debido a la acción de las protecciones.

Un micro corte se caracteriza por tener una magnitud entre 0,1 [pu] y 0,9 [pu] con tiempos de duración entre 0,5 ciclos y 1 minuto. Estos son causados por fallas en las redes y también por partidas de grandes motores industriales o al energizar grandes consumos. En el Capítulo 3 se estudiará en forma detallada, la clasificación, convenciones utilizadas y problemas que presenta la medición de éste fenómeno.

Un aumento de la tensión se define entre 1,1 [pu] y 1,8 [pu] dependiendo si es instantánea, momentánea o temporal (ver Tabla 1), para tiempos entre 0,5 ciclos y 1 minuto. Este aumento del voltaje puede ocurrir al energizar grandes bancos de condensadores y a fallas en el sistema. En particular una falla monofásica a tierra puede generar este efecto en las fases sanas, dependiendo del lugar donde se evalúe el fenómeno éste tendrá una mayor o menor magnitud. Si por ejemplo se evalúa un aumento de tensión en un sistema levantado de tierra, que se enfrenta a una falla monofásica a tierra, las fases sanas aumentan su magnitud llegando a valores cercanos a 1,7 [pu] (para una Impedancia de secuencia cero infinita). Por otro lado si se intenta evaluar el fenómeno cerca de una subestación es probable que por la conexión de los transformadores la impedancia de secuencia cero sea despreciable, y la tensión en las fases sanas no sufra variaciones. Este fenómeno es menos común que un micro corte y en un alimentador tipo puede llegar a tener un valor cercano a 15% para una falla monofásica a tierra.

c) Variaciones de voltaje de larga duración

Se considera que una variación de voltaje es de larga duración cuando supera durante más de un minuto los límites del valor RMS fijados por ANSI C84.1. Este fenómeno se clasifica en Sobre Tensión, Baja Tensión e Interrupción Sostenida, dependiendo del valor RMS de la tensión.

La Sobre Tensión se manifiesta en un aumento del valor RMS por sobre 1,1 [pu] a la frecuencia de suministro, con una duración mayor a un minuto. Esta variación puede producir al energizar

un banco de condensadores, con el mal uso o configuración de los Taps de un transformador y más comúnmente por la desconexión de carga. Siendo una señal de que la red es muy débil en la regulación de voltaje o que el sistema de control es inadecuado.

Para considerar una Baja Tensión de larga duración, la magnitud debe ser inferior al 90% a la frecuencia de suministro durante más de un minuto. Este fenómeno inverso a la Sobre Tensión se puede producir al conectar cargas a la red, en la desconexión de bancos de condensadores y también en sistemas que presentan sobrecarga o excesos en el consumo.

La Interrupción Sostenida se caracteriza por preservar una tensión igual a cero por un tiempo superior a un minuto. En general luego de éste fenómeno la Interrupción es permanente y es necesaria la intervención humana para restaurar el suministro.

d) Voltaje desbalanceado

El desequilibrio de voltaje posee más de una definición y se evalúa en forma porcentual. Es posible cuantificar el desbalance considerando la división entre: la máxima variación de tensión o corriente (con respecto a sus valores iniciales) y su valor inicial o sin desbalance.

Otra forma de estimar este fenómeno en porcentaje es a través de la división de la tensión de secuencia cero con la de secuencia positiva, y también en la división de la tensión de secuencia negativa con la de secuencia positiva.

La principal causa del desbalance son las cargas monofásicas en circuitos trifásicos.

e) Distorsión de la forma de onda.

La distorsión en la forma de onda de una sinusoidal pura se caracteriza por su espectro de frecuencias, distinguiendo principalmente cinco tipos de ondas distorsionadas.

- **Distorsión DC**

La presencia de corriente o voltaje DC en un sistema es producto de un fenómeno geomagnético o del uso de rectificadores de media onda. Un ejemplo de un elemento que produce este fenómeno es el dimmer o reguladores de luminosidad, que disminuyen el voltaje RMS rectificando media onda. Una corriente directa tiene un efecto muy nocivo sobre transformadores, saturándolos en su operación normal, además de causar calentamiento y un aumento de las pérdidas de éstos. Adicionalmente la corriente continua puede causar erosión en electrodos conectados a tierra y otros contactos.

- **Distorsión armónica**

Las armónicas son señales sinusoidales de un múltiplo entero de la frecuencia fundamental o de operación de un sistema. Una señal distorsionada puede ser descompuesta en una suma de señales sinusoidales o armónicas. La distorsión armónica se origina en equipos que tienen un comportamiento no lineal. Esta distorsión de voltaje y corriente queda descrita por todo su espectro de armónicas, cada una con su magnitud y desfase angular.

Un índice utilizado en su medida es el THD (total harmonic distortion). Es importante tener en consideración que es un índice relativo, que puede generar confusión. Por ejemplo, es común que un regulador de velocidad con una carga liviana presente un alto porcentaje de THD en la corriente de entrada, sin embargo las magnitudes pueden ser bajas no generando problemas.

Para caracterizar a las corrientes armónica IEEE propone otro índice que es el TDD (total demand distortion). Este es muy similar a THD, pero se expresa en porcentaje de una corriente de carga dada, a diferencia de THD que es un porcentaje de la corriente fundamental.

- **Distorsión interarmónica**

Los voltajes y corrientes que poseen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, o frecuencia de operación del sistema (50hz – 60 hz), presentan Distorsión Inter-Armónica. Este fenómeno puede aparecer en una frecuencia dada o en una banda de frecuencia. Las principales fuentes de interarmónicas son los convertidores estáticos de frecuencia y motores de inducción. Una línea por la cual se envían señales también puede ser considerada como dentro de la Distorsión Interarmónica.

- **Distorsión por conmutación**

Es la distorsión periódica del voltaje que se produce por la conmutación de la corriente, entre una fase y otra, en dispositivos de electrónica de potencia. Las componentes de frecuencia asociadas a esta anomalía pueden ser bastante altas, y difícilmente se pueden medir con los instrumentos utilizados normalmente en un análisis de armónicas. Durante el período de conmutación de la corriente entre una fase y otra, se produce un pequeño corto circuito que es el causante de este fenómeno electromagnético.

- **Ruido**

El ruido se define como una señal eléctrica no deseada de un amplio ancho de banda superpuesta al voltaje o la corriente en un sistema. Las causas de ruido en un sistema eléctrico se deben a: sistemas de control, equipos de electrónica de potencia, cargas con rectificador de estado sólido e interruptores. Los problemas de ruido se incrementan cuando no existe una puesta a tierra apropiada.

Básicamente se considera que una distorsión es ruido cuando no se clasifica ni como distorsión armónica, ni como transitorio. Los micro controladores y los controladores programables son los más afectados con este tipo de problemas y una forma de mitigarlo es usando filtros.

f) Fluctuación de voltaje (flicker)

Las fluctuaciones de voltaje son variaciones sistemáticas del voltaje caracterizadas por una serie de cambios aleatorios en la tensión con una magnitud que no excede los rangos especificados de 0,9 a 1,1 [pu] (ANSI C84.1-1982). Este concepto está ligado al término flicker que resulta ser la respuesta de luminarias frente a fluctuaciones de voltaje percibidas como un parpadeo por el ojo humano. Técnicamente la fluctuación de voltaje es un fenómeno electromagnético, y el flicker es

una respuesta de estas fluctuaciones para una determinada carga. Ambos conceptos se encuentran ligados en los estándares y es común referirse al término “voltage flicker” para describir las fluctuaciones de voltaje. El flicker se define como una medida porcentual de su magnitud con respecto a la fundamental, y la medida de éste es en función de la percepción visual. Una variación del 5% ya es perceptible por el ojo humano.

g) Variación de la frecuencia fundamental

Se define como una desviación de la frecuencia nominal del sistema. Esta frecuencia está directamente ligada a la rotación de las máquinas generadoras o fuentes del sistema. El constante dinamismo en el balance de generación y carga produce cambios en la frecuencia. La duración de estos cambios dependerá de las características de la carga y de la respuesta que tengan los generadores al control del sistema. Las variaciones de frecuencia por sobre los límites normales de generación son producto de grandes desconexiones de carga o generación. Este es un fenómeno poco habitual en grandes sistemas eléctricos.

8.2 Anexos relacionados al capítulo 3

8.2.1 Comportamiento de equipos frente a micro corte

a) Computadores

Los computadores, tan esenciales hoy en día en la industria, se comportan en forma muy similar a muchos otros equipos electrónicos de uso regular (Ejemplo: Equipos de música, televisores, etc.). La diferencia se produce en las consecuencias que puede traer el corte de un dispositivo o de otro, por un lado procesos críticos, como un computador que controlan un proceso productivo de millones de dólares y por otro consumos residenciales en los que un parpadeo de la luz muchas veces pasa desapercibido.

Los computadores poseen una fuente de poder con un condensador que permite filtrar la señal disminuyendo su ripple y un regulador de tensión que entrega el voltaje DC a la salida de la fuente. Al momento del micro corte la tensión DC no rectificada en el condensador disminuye, con un decaimiento o retardo producto de la descarga del condensador, hasta alcanzar un valor por debajo del máximo valor de la tensión AC. Esta descarga queda solo determinada por la carga que está conectada a la salida del regulador y el voltaje alterno no tienen influencia en ella.

El regulador opera correctamente en un rango de tensiones de entrada, pudiendo mantener la tensión continua de la salida. Si la disminución del micro corte supera el rango aceptable para la entrada del regulador de tensión, llegará un momento en que el regulador no podrá mantener el voltaje de salida produciendo cortes y errores en la electrónica digital. El retardo en la caída de tensión producto del condensador de la fuente, es una característica directamente ligada al micro corte. Mientras mayor sea la magnitud del micro corte mayor será el tiempo de retardo en la caída de la tensión no rectificada. Mientras la tensión alterna sea menor que la tensión continua, la energía que se entrega a la carga será la acumulada en el condensador. La energía queda

determinada por la ecuación 8.1, se considera aquella que tiene acumulada el condensador en el momento que se inicia el micro corte, menos la que consume la carga.

$$\frac{1}{2}CV^2 = \frac{1}{2}CV_0^2 - P_c \cdot t \quad (8.1)$$

donde C es la capacitancia del condensador de la fuente, V_0 es el voltaje que tiene el condensador en el momento en que se inicial el micro corte, P_c es la potencia que consume la carga, t es el tiempo y V es el voltaje durante el periodo de descarga.

También se puede determinar la expresión de voltaje V durante el periodo de descarga o del condensador o decaimiento de la tensión.

$$V = \sqrt{V_0^2 - \frac{2P_c}{C}t} \quad (8.2)$$

El ripple es la diferencia entre el valor máximo y mínimo del voltaje DC y se expresa matemáticamente en (8.3) .

$$ripple = \frac{P_c T}{2V_0^2 C} \quad (8.3)$$

T es un ciclo de la frecuencia fundamental y se asume que la descarga de un condensador dura aproximadamente la mitad de un ciclo. Si se remplace la fórmula del ripple en la expresión del voltaje DC durante el periodo de descarga (8.2), se tiene una expresión para el voltaje durante el decaimiento.

$$V = V_0 \sqrt{1 - \frac{4 \cdot ripple}{T} \cdot t} \quad (8.4)$$

De (8.4) se desprende que mientras mayor sea el ripple del voltaje DC, en una operación normal, mayor será el decaimiento durante el micro corte.

En general los equipos están diseñados para tener una variabilidad entre el 50% y 90% en voltaje DC. En el momento en que el voltaje de decaimiento se hace igual al voltaje mínimo permitido (y este es conocido) se puede calcular el tiempo de decaimiento a través de (8.5). Este tiempo es cuanto demorará en desconectarse el equipo luego de un micro corte o desde otro punto de vista, cual es la máxima duración de micro corte que el equipo puede tolerar.

$$t = \frac{1 - \left(\frac{V}{V_0}\right)^2}{4 \cdot ripple} \cdot T \quad (8.5)$$

Luego mientras menor sea el ripple mayor será la cantidad de ciclos que va a poder funcionar el computador en presencia de un micro corte.

8.2.1.2 Reguladores de velocidad

El regulador de velocidad es otro elemento eléctrico susceptible a micro cortes que está presente en el control de motores industriales y por tanto en muchos casos es indispensable que éste se vea lo menos afectado posible.

Los controladores de velocidad son alimentados por un puente de diodo o un rectificador controlado como un SCR. Por lo general, los rectificadores tipo diodo se encuentran en los controladores de motores y los rectificadores controlados se encuentran en sistemas que necesitan mayor lógica para el control o que buscan un ajuste en el ángulo de disparo de los tiristores para lograr de esta forma mantener la tensión DC no regulada dentro del rango de operación del regulador. En la Ilustración 27 se presenta el esquema típico de un regulador de velocidad.

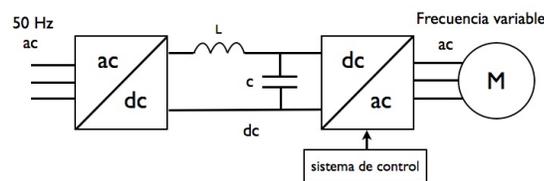


Ilustración 27: Esquema de un regulador de velocidad

La tensión alterna a la entrada del rectificador trifásico lleva la tensión a continua. Luego de este podemos ver una inductancia y un condensador conectados. Estos tienen un efecto importante en la disminución de la distorsión armónica producto de la transformación AC/DC. La tensión DC es luego transformada en una tensión alterna (AC) de frecuencia y magnitud variable. De esta forma el control de la velocidad del motor se hace a través de la magnitud y la frecuencia.

Los controladores de velocidad son muy sensibles al micro corte y la salida de servicio de uno de ellos puede ocurrir por la detección de un cambio en la operación normal y una posterior desconexión para prevenir el mal funcionamiento y el deterioro de los componentes de electrónica de potencia, bajo Voltaje lado DC, bajo voltaje lado AC, presencia de mucho ripple o falta de algún pulso en los diodos rectificadores. Otra causa es la desconexión de los fusibles de protección debido al aumento de las corrientes durante el micro corte o posterior al micro corte. En muchos casos el proceso que realiza un motor no es capaz de tolerar una caída en la velocidad o una variación en el torque, por lo que se desconecta en presencia de un micro corte.

En su mayoría los controladores de velocidad se desconectan cuando el lado de continua se ve enfrentado a un bajo voltaje. Los controladores más modernos tienen un reinicio automático que se produce cuando el voltaje vuelve a los valores en que el equipo puede operar. Los más antiguos, se conectan en forma manual o tienen un tiempo de retardo (espera) en que se vuelve a conectar el equipo. La reconexión automática se vuelve relevante en procesos que toleran ciertos niveles de velocidades y variaciones del torque.

Al igual que los computadores, los reguladores de velocidad se desconectan cuando la tensión continua (DC) alcanza valores inferiores a un valor mínimo. La capacitancia presente entre los

convertidores AC-DC introduce un retardo en el decaimiento de la tensión. El tiempo que demora el voltaje en decaer por debajo de este valor mínimo queda determinado por (8.6).

$$t = \frac{C}{2P_C} (V_0^2 - V_{Min}^2) \quad (8.6)$$

donde C es la capacitancia presente en el lado de continua, V_0 es la tensión en el condensador justo antes de la disminución de la tensión, P_C es la potencia que consume la carga y V_{Min} es la tensión DC mínima que soporta el regulador.

Mientras mayor sea la capacitancia, mayor será el tiempo que demora la tensión DC en alcanzar el valor mínimo, mejorando la característica voltaje-tolerancia. Fijando un nivel de tolerancia deseado se puede calcular la capacitancia necesaria para lograr esto con la ecuación (8.7).

$$C = \frac{2P_c \cdot t_{max}}{V_0^2 - V_{Min}^2} \quad (8.7)$$

En el caso de un micro corte C o D existe una variación de la magnitud y sus voltajes presentan saltos de fase. Se puede decir que para un micro corte C un regulador de velocidad nunca saldrá de servicio a causa de éste, ya que el rectificador trifásico en el momento que se produce el micro corte deja de funcionar como tal y funciona simplemente como un rectificador monofásico. La presencia de una fase con voltaje igual a uno permite el correcto funcionamiento del rectificador, para cualquier valor de la capacitancia.

Para un micro corte tipo D, las tres fases caen en magnitud por lo que no hay fase que mantenga la tensión DC. La capacidad y el tiempo de retardo de ésta ayuda a mitigar el efecto de la caída de la tensión DC y mientras mayor sea mejor será el comportamiento del inversor. Sin duda, el efecto que tiene un micro corte C o D sobre el voltaje DC, es mucho menor que el impacto que tiene uno balanceado o de Clase A. La disminución de las tres fases en igual magnitud en numerosas ocasiones saca de servicio al regulador. Es importante concluir que para un micro corte tipo C o D, un regulador de velocidad que posee una capacitancia grande, logra mantener una magnitud aceptable a la entrada del regulador y en definitiva no sale de funcionamiento. Esto deja muy claro el importante papel que juega la capacitancia en la sensibilidad de este tipo de equipos.

El voltaje DC mínimo es usado como criterio para las protecciones de bajo voltaje y existe una relación muy fuerte entre la tolerancia del voltaje de un equipo y el valor mínimo en el lado de continua. La presencia de una serie de motores de inducción conectados cerca del lugar donde se quiere medir el micro corte afecta la magnitud de un micro corte, una forma de considerar esta influencia es a través del factor PN. El factor PN tiene un rango de valores experimentales entre 1 y 0,9 y castiga el mínimo voltaje DC de un regulador de velocidad o hace más severo el micro corte [1].

8.2.1.3 Motores de inducción

Las características de tolerancia de los motores y como se comportan ellos frente a un micro corte es de suma importancia en el estudio del fenómeno. En primer lugar es claro que si un motor es controlado por un regulador de velocidad y éste no es capaz de mantenerse en funcionamiento debido al micro corte ambos quedarán fuera de servicio. Por este motivo en el análisis se debe suponer que el controlador sigue operando en forma correcta durante el micro corte, observando de todas formas un decaimiento en la tensión DC no regulada. En la práctica se considera que el motor no ve un retardo en su micro corte producto de la capacitancia presente en el rectificador. Otro supuesto que se realiza es que el voltaje en los terminales del motor es igual al voltaje de suministro.

Una caída de la tensión en los terminales del motor causa una disminución en la velocidad y del torque de la máquina. La ecuación (8.8) describe el comportamiento de la velocidad del motor, relacionando las características mecánicas con las eléctricas.

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{2} J w^2 \right) = w \cdot (T_{elect} - T_{meca}) \quad (8.8)$$

donde T_{elect} es el torque eléctrico, T_{meca} es el torque mecánico, J es el momentum del motor bajo carga y w es la velocidad en [rad/seg].

Otra característica que interesa estudiar es la variación del deslizamiento en presencia de un micro corte, para esto se debe introducir la definición de la constante de inercia H y del deslizamiento s .

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J w^2}{w_0 T_{meca}} \quad (8.9)$$

$$s = \frac{w_0 - w}{w_0} \quad (8.10)$$

Con (8.8), (8.9) y (8.10) se obtiene la variación del deslizamiento Δs expresado en la ecuación (8.11), para un micro corte de magnitud V y duración Δt .

$$\Delta s = \frac{\partial s}{\partial t} \cdot \Delta t = \frac{1 - V^2}{2H} \cdot \Delta t \quad (8.11)$$

Los motores de inducción, en general son bastante poco sensibles a los micro cortes, pero existen ciertos eventos que pueden producir una interrupción de servicio. Los Micro cortes profundos producen oscilaciones en el momento en que cae la tensión y cuando se recupera. Estas oscilaciones se vuelven más severas si el flujo interno esta en desfase con el voltaje de alimentación, lo que ocurre cuando el micro corte presenta saltos de fase.

Otro efecto que se produce en la caída del voltaje al momento del micro corte, es la pérdida del campo magnético en el entre hierro, el transitorio que produce este fenómeno disminuye aun más la velocidad en el caso de micro cortes profundos. Durante este periodo el motor aporta a la corriente de corto circuito, ayudando en cierta forma a mitigar la falla.

Cuando el voltaje se recupera, el motor consume una alta corriente “inrush”, en primer lugar para restaurar el flujo en el entre hierro y en segundo lugar para acelerar nuevamente la máquina. Esta corriente es la causante del efecto post-micro corte, comentado en el comienzo de este capítulo y se vuelve de mayor importancia a medida que aumenta el número de motores conectados en un punto específico de la red.

Otra variable que puede producir problemas en los motores es la suciedad. Un sistema que está diseñado con una cierta tolerancia, luego de los años producto de la suciedad y el polvo comienza a fallar producto de micro cortes que antes no presentaban problemas.

Para el caso de motores sincrónicos se presentan problemas similares a los del motor de inducción; sobre corrientes, oscilaciones del torque y disminución de la velocidad. La gran diferencia entre ellos es que si el motor sincrónico pierde el sincronismo con la fuente, la maquina debe ser detenida y luego llevada nuevamente a su velocidad sincrónica para la reconexión.

8.3 Anexos relacionados al capítulo 5

8.3.1 Descripción general del aerogenerador

El Aerogenerador AN Bonus de rotor con eje horizontal posee aspas de 23 metros con inclinación fija y puede ser considerado como dos generadores o uno con cambio de polos. Esta máquina asíncrona opera en paralelo a la red y mediante un sistema de microprocesadores regula la conexión a ésta y supervisa; la operación y la seguridad del sistema, y el estado de la red.

El rotor es diseñado para altas revoluciones, con tres aspas de fibra de vidrio y ángulo de aspas fijo. Este utiliza el sistema “Stall” o de regulación por perdida aerodinámica en la regulación de potencia. La góndola compuesta de acero con tapa de fibra de vidrio asegura estabilidad y bajo nivel de sonido. Esta contiene las maquinas y todos los agregados auxiliares. La torre de acero, de 30 metros, alberga el tablero eléctrico de la regulación.

8.3.2 Operación del aerogenerador

El generador eólico opera en forma automática, regulado por el viento, con supervisión del sistema y de la red al mismo tiempo. Es posible realizar funciones básicas como orientación al viento, prendido con motor y stop manualmente.

En su operación automática, una vez que la velocidad del viento supere la velocidad de arranque, se activa la orientación hacia el viento y se suelta el freno. El rotor empieza a girar. En el momento que el generador pequeño alcance 920 [r.p.m.], la unidad de electrónica de potencia en base a tiristores en la cual se integran todas las funciones de la conexión a la red y la supervisión de los generadores también llamada módulo SPC, lo conecta a la red.

En general, el SPC trabaja regulado por corriente como regulador de corriente alterna aislado inductivamente. Luego el rotor acelera hasta que el generador pequeño gire con velocidad nominal. En este momento empieza la entrega de potencia a la red. Durante la aceleración del generador pequeño crece el ángulo del flujo de corriente según una rampa de tiempo programada internamente. La corriente de conexión del generador aumenta, hasta que el regulador de corriente se introduce y regula la corriente de conexión a su valor máximo programado. La corriente se mantiene constante hasta que el generador gire con revolución nominal. Con revolución nominal disminuye la corriente del generador y el ángulo de flujo de corriente de los tiristores es aumentado, hasta que los tiristores conducen completamente. En el momento que el generador entrega potencia a la red, es desconectado el regulador de corriente y el módulo SPC cortocircuitado. El generador se encuentra ahora directamente conectado a la red y son conectados los condensadores para la compensación de las fases.

Junto con la velocidad de viento varia la entrega de potencia a la red. Revolución de rotor y de generador se mantiene constante (750 [r.p.m.] o 1000 [r.p.m.], variación 2 %).

Al alcanzar la potencia nominal el generador pequeño, el módulo SPC lo separa de la red y conecta el generador grande. El rotor acelera hasta que el generador grande alcance su revolución nominal y entregué potencia a la red.

Para realizar el cambio del generador pequeño al grande, los condensadores de la compensación de fase deben ser desconectados de la red. El cortocircuito del módulo SPC es elevado y el ángulo de flujo de corriente de los tiristores es reducido, dentro de 4 a 5 periodos del voltaje de la red, a cero. El generador pequeño es separado del módulo SPC y la conexión a la red del generador grande es similar a la descrita para el generador pequeño.

Con aumento de velocidad de viento crece la potencia entregada a la red. Revolución de rotor y generador se mantiene constante (1000 [r.p.m.], variación < 1,5 %).

Sobrepasando una velocidad de viento de 28 [m/s], será frenado el rotor y el generador separado de la red. Esto se logra desconectando los condensadores de compensación de fases, reduciendo el ángulo de flujo de corriente de los tiristores a cero y finalmente desconectado el generador de SPC. Un reinicio automático se produce después de una reducción en la velocidad de viento a 17,5 [m/s].

Con el generador grande conectado a la red y su potencia generada bajando el 50 [%] de su potencia nominal y con velocidad de viento disminuyendo, el módulo SPC separa el generador grande de red y conecta el generador pequeño, proceso análogo al paso de generador pequeño a

grande. La revolución del rotor disminuye hasta que el generador pequeño gire con revolución nominal.

Con velocidad de viento disminuyendo y potencia generada bajando los 0,3 [kW], el módulo SPC separa el generador pequeño de la red. El rotor no será frenado y el generador pequeño vuelve a ser conectado a la red una vez que alcance una revolución de 1080 [r.p.m.], con velocidad de viento creciente.

Algunos datos de operación relevantes entregados por el fabricante se presentan a continuación:

- Velocidad de viento de arranque: 3- 4 [m/s]
- 150 [kW] con velocidad de viento: 13 [m/s]
- Velocidad de viento de frenado/ apago: 28 [m/s]
- Velocidad máxima de viento: 57 [m/s]
- Revolución máxima de rotor: 48,6 [1/min]
- Revolución de rotor: 40,37 [1/min], generador 150 [kW]
30,28 [1/min], generador 30 [kW]

Sistema eléctrico

- Factor de potencia: 0,93
- Tipo generador: generador asíncrono, cambio de polos
- Potencia nominal: 150/30 kW
- Voltaje / fases: 380 V - 3 fases
- Frecuencia - revolución: 50 Hz - 1000 [1/min]

8.3.3 Supervisión e influencia a la red

La supervisión de la red es realizada mediante un sistema de microprocesadores, en base a mediciones de frecuencia, voltaje y corriente. Cuando ocurre una falla en la red, se desconectan los condensadores de compensación de fase y el generador, haciendo detener la máquina. Se considera una falla de la red cuando una de las siguientes condiciones excede su límite:

- Voltaje Alto: Voltaje de fase mayor voltaje nominal + 10%
- Voltaje Bajo: Voltaje de fase menor voltaje nominal - 10%
- Falla en Frecuencia: Frecuencia mayor 51 [Hz] / menor 47 [Hz].
- Falla Simétrica: Corrientes asimétricas en las fases.

Con fallas de voltaje y frecuencia resulta un corte luego de 0,2 [s], en caso de otra falla el corte es a partir de 0,5 [s]. Un reinicio automático es realizado después de 10 minutos a partir del momento que los datos de la red volvieron al rango permitido (los valores limitantes son programables).

Cuando ocurre una falla en la red, como voltaje alto o bajo, falla de fase o variación de frecuencia los condensadores de compensación de fases son desconectados dentro de 0,2 [s] de la red.

La conexión a la red de los generadores, regulada por corriente, permite operación en paralelo a la red sin influencias negativas a ella. Para la consideración de la influencia pueden ser utilizados los siguientes datos:

- Tipo aerogenerador : 150/30 kW
- I_a max: Corriente de conexión máxima (regulable) : < 278 [A]
- $\angle a$: Ángulo de fase de corriente de conexión : 80°
- t_r : Tiempo de aumento de corriente de generador conectando a la red : > 200 [ms]
- t_f : Tiempo de bajada de corriente de generador desconectando de la red : > 80[ms]
- t_{in} : Tiempo del proceso de conexión a la red : < 20 [s]
- P_n : Potencia nominal con 12 - 13 m/s : 150 [kW]
- I_n : Corriente nominal : 233[A]
- $\cos(\phi)$: Factor de potencia con potencia nominal: 0,93

8.3.4 Potencia Estimada

Los resultados de las potencias estimadas con 100% de certeza se muestran a continuación.

Meses	Potencia 100% prom. CH1 [kW]	Potencia 100% prom.CH2 [kW]	Potencia 100% prom. CH3 [kW]
Noviembre-05	27,71356813	25,25993002	23,26735522
Diciembre-05	25,51721759	23,0678968	21,13190998
Enero-06	30,29336223	27,99426923	25,70821145
Febrero-06	19,12634044	17,39701816	15,58044322
Marzo-06	26,28507918	23,87810292	22,28393712
Abril-06	26,30762703	23,39226584	21,0736785
Mayo-06	16,08254905	13,37598323	9,731969791
Junio-06	20,54990695	16,73192508	11,74011116
Julio-06	33,6815096	30,11753565	25,27660647
Agosto-06	31,03165789	24,68426804	18,80129994
Septiembre-06	14,37191436	11,57638521	10,24348628
Octubre-06	30,58063033	26,00975574	22,75404162
Noviembre-06	40,09807898	35,64994945	33,19415253
Diciembre-06	43,26417555	39,01725425	35,86149675
Enero-07	33,75146329	29,7044551	27,67834587
Febrero-07		20,88287669	17,82271827
Marzo-07		22,60220436	19,55647858
Abril-07		17,99383668	14,21624029
Mayo-07		15,0981778	11,54332758
Junio-07		15,77107188	13,23449872
Julio-07		12,55570336	10,18534188

Tabla 24: Potencia Estimada promedio (100%) por Canal.

Meses	Energía 100% Total CH1 [kWh]	Energía 100% Total CH2 [kWh]	Energía 100% Total CH3 [kWh]
Noviembre-05	13838,30835	12583,65514	11509,58505
Diciembre-05	18844,46519	16939,52555	15503,77796
Enero-06	22376,69690	20585,11931	18981,22945
Febrero-06	12715,82867	11435,63994	10303,86645
Marzo-06	19358,96082	17614,08059	16464,11554
Abril-06	18524,95404	16429,16804	14979,87313
Mayo-06	11375,72302	9229,428429	6833,464788
Junio-06	9884,505243	7869,582095	5697,867285
Julio-06	24082,27936	21142,51003	18157,02898
Agosto-06	22565,18723	17850,83984	13806,42126
Septiembre-06	10093,87452	7983,847001	7243,852045
Octubre-06	22435,98912	18809,38836	16769,72867
Noviembre-06	28810,46975	25376,82235	23861,06331
Diciembre-06	31705,42998	28528,11574	26376,13086
Enero-07	25026,71003	21545,63143	20477,36289
Febrero-07		12038,97841	10352,02886
Marzo-07		16194,47942	14341,41763
Abril-07		12523,71033	10140,91807
Mayo-07		10951,21163	8455,487452
Junio-07		10897,81067	9447,226334
Julio-07		9065,217826	7489,621396

Tabla 25: Energía Estimada Total (100%) por Canal.

8.3.5 Resultados del estimador de cortes de suministro

Agosto 2007	Nº de medidas acertadas	Nº de medidas en corte	Nº de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	2.576	60	314
Potencia Est. 40%	2.341	39	570
Potencia Est. 50%	2.300	35	615
Potencia Est. 60%	2.157	31	762
Potencia Est. 70%	2.074	26	850
Potencia Est. 80%	1.974	25	951
Potencia Est. 90%	1.840	23	1.087
Potencia Est. 100%	1.367	13	1.570

Tabla 26: Medidas de los indicadores, Agosto 2007

Agosto 2007	% de medidas acertadas	% de medidas en corte	% de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	87,35	2,03	10,65
Potencia Est. 40%	79,38	1,32	19,33
Potencia Est. 50%	77,99	1,19	20,85
Potencia Est. 60%	73,14	1,05	25,84
Potencia Est. 70%	70,33	0,88	28,82
Potencia Est. 80%	66,94	0,85	32,25
Potencia Est. 90%	62,39	0,78	36,86
Potencia Est. 100%	46,35	0,44	53,24

Tabla 27: Tabla Porcentual de Índices Agosto 2007

Agosto 2007	Horas al mes que coinciden	Horas al mes en corte	Horas al mes subestimadas
Índices	(I3 + I4) [Hrs]	I1 [Hrs]	I2 [Hrs]
Potencia Est. 10%	644	15	78,5
Potencia Est. 40%	585,25	9,75	142,5
Potencia Est. 50%	575	8,75	153,75
Potencia Est. 60%	539,25	7,75	190,5
Potencia Est. 70%	518,5	6,5	212,5
Potencia Est. 80%	493,5	6,25	237,75
Potencia Est. 90%	460	5,75	271,75
Potencia Est. 100%	341,75	3,25	392,5

Tabla 28: Tabla de Índices en Horas Agosto 2007

Agosto 2007	Correlación con la Potencia Eléctrica
Potencia Est. 10%	0,94663
Potencia Est. 40%	0,94704
Potencia Est. 50%	0,94702
Potencia Est. 60%	0,94678
Potencia Est. 70%	0,94665
Potencia Est. 80%	0,94623
Potencia Est. 90%	0,94474
Potencia Est. 100%	0,93064

Tabla 29: Correlación entre Potencia Eléctrica y Potencia Estimada % Agosto 2007

Agosto 2007	Potencia Total Perdida [kW]	Energía Total Perdida [kWh]	Costo [\$]
Potencia Est. 10%	2.041,61	510,40	20.120,06
Potencia Est. 40%	1.931,60	482,90	19.035,96
Potencia Est. 50%	1.921,60	480,40	18.937,40
Potencia Est. 60%	1.896,98	474,25	18.694,75
Potencia Est. 70%	1.873,05	468,26	18.458,90
Potencia Est. 80%	1.850,58	462,64	18.237,44
Potencia Est. 90%	1.831,14	457,79	18.045,89
Potencia Est. 100%	1.745,83	436,46	17.205,15

Tabla 30: Costos económicos por Cortes de suministro Agosto 2007

Septiembre 2007	N° de medidas acertadas	N° de medidas en corte	N° de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	2.560	9	306
Potencia Est. 40%	2.349	3	523
Potencia Est. 50%	2.299	3	573
Potencia Est. 60%	2.205	1	669
Potencia Est. 70%	2.124	1	750
Potencia Est. 80%	2.044	1	830
Potencia Est. 90%	1.951	1	923
Potencia Est. 100%	1.609	1	1.265

Tabla 31: Medidas de los indicadores, Septiembre 2007

Septiembre 2007	% de medidas acertadas	% de medidas en corte	% de medidas subestimadas
Índices	(I3 + I4)	I1	I2
Potencia Est. 10%	88,92	0,31	10,63
Potencia Est. 40%	81,59	0,10	18,17
Potencia Est. 50%	79,85	0,10	19,90
Potencia Est. 60%	76,59	0,03	23,24
Potencia Est. 70%	73,78	0,03	26,05
Potencia Est. 80%	71,00	0,03	28,83
Potencia Est. 90%	67,77	0,03	32,06
Potencia Est. 100%	55,89	0,03	43,94

Tabla 32: Tabla Porcentual de Índices Septiembre 2007

Septiembre 2007	Horas al mes que coinciden	Horas al mes en corte	Horas al mes subestimadas
Índices	(I3 + I4) [Hrs]	I1 [Hrs]	I2 [Hrs]
Potencia Est. 10%	640	2,25	76,5
Potencia Est. 40%	587,25	0,75	130,75
Potencia Est. 50%	574,75	0,75	143,25
Potencia Est. 60%	551,25	0,25	167,25
Potencia Est. 70%	531	0,25	187,5
Potencia Est. 80%	511	0,25	207,5
Potencia Est. 90%	487,75	0,25	230,75
Potencia Est. 100%	402,25	0,25	316,25

Tabla 33: Tabla de Índices en Horas Septiembre 2007

Septiembre 2007	Correlación con la Potencia Eléctrica
Potencia Est. 10%	0,97323
Potencia Est. 40%	0,97340
Potencia Est. 50%	0,97336
Potencia Est. 60%	0,97328
Potencia Est. 70%	0,97316
Potencia Est. 80%	0,97292
Potencia Est. 90%	0,97237
Potencia Est. 100%	0,96492

Tabla 34: Correlación entre Potencia Eléctrica y Potencia Estimada % Septiembre 2007

Septiembre 2007	Potencia Total Perdida [kW]	Energía Total perdida [kWh]	Costo [\$]
Potencia Est. 10%	102,67	25,67	1.011,82
Potencia Est. 40%	74,67	18,67	735,87
Potencia Est. 50%	74,67	18,67	735,87
Potencia Est. 60%	65,39	16,35	644,38
Potencia Est. 70%	65,39	16,35	644,38
Potencia Est. 80%	65,39	16,35	644,38
Potencia Est. 90%	65,39	16,35	644,38
Potencia Est. 100%	65,39	16,35	644,38

Tabla 35: Costos económicos por Cortes de suministro Septiembre 2007

8.3.6 Resultados de las simulaciones en DigSilent

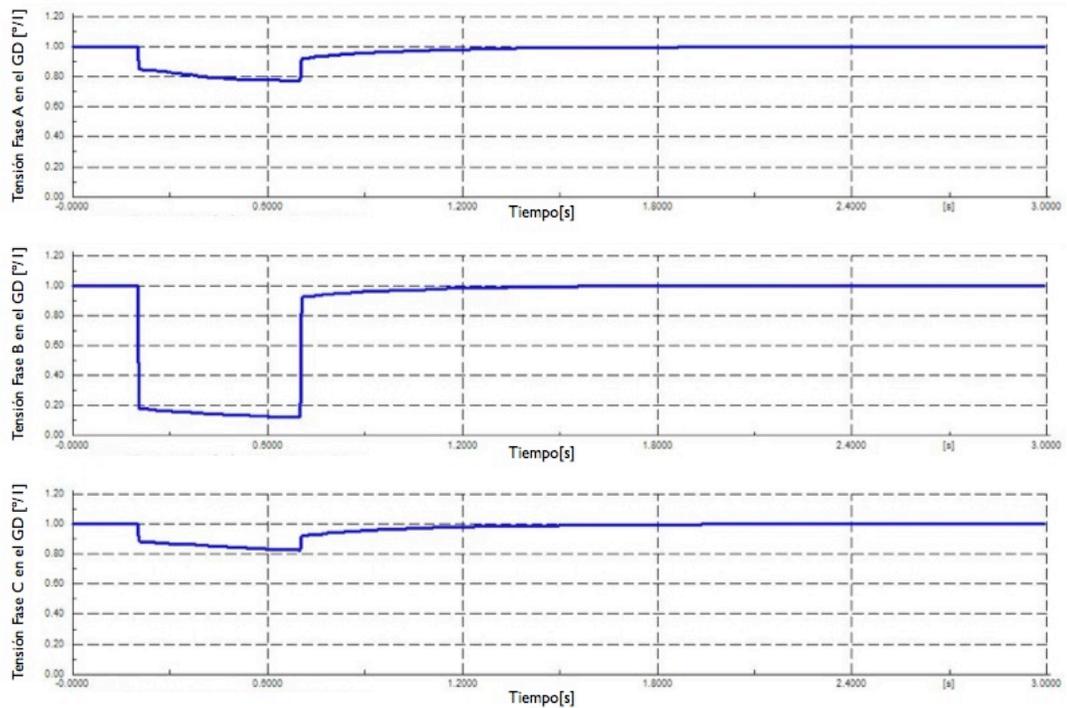


Gráfico 24: Tensión por fase en el GD producto de una falla bifásica en A1

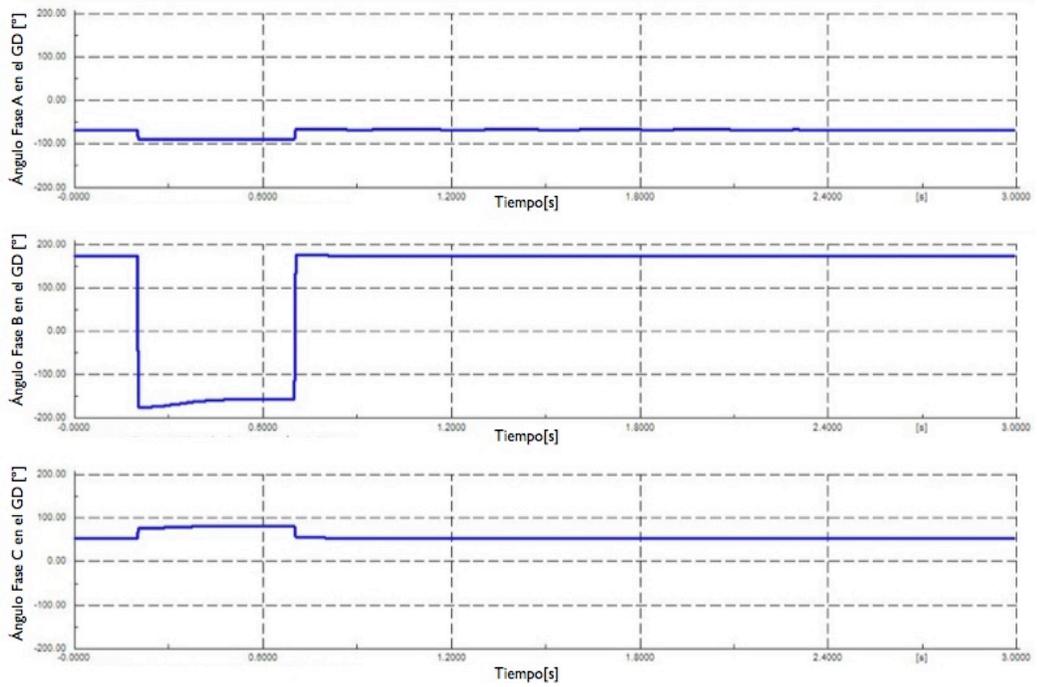


Gráfico 25: Ángulo por fase en el GD producto de una falla bifásica en A1

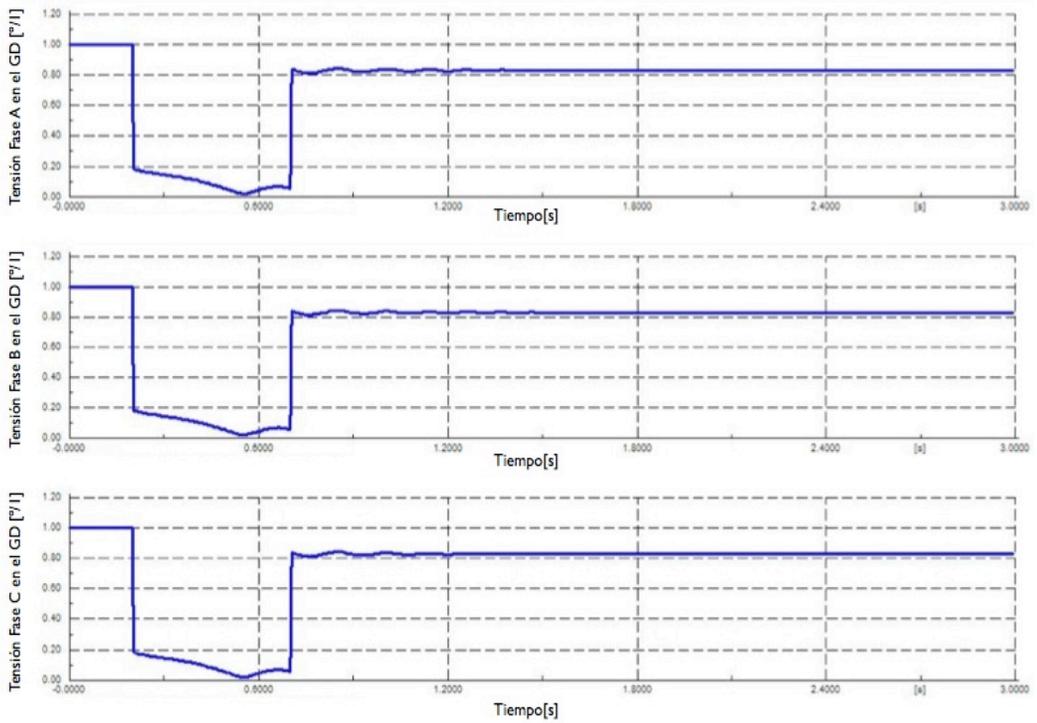


Gráfico 26: Tensión por fase en el GD producto de una falla trifásica en A1

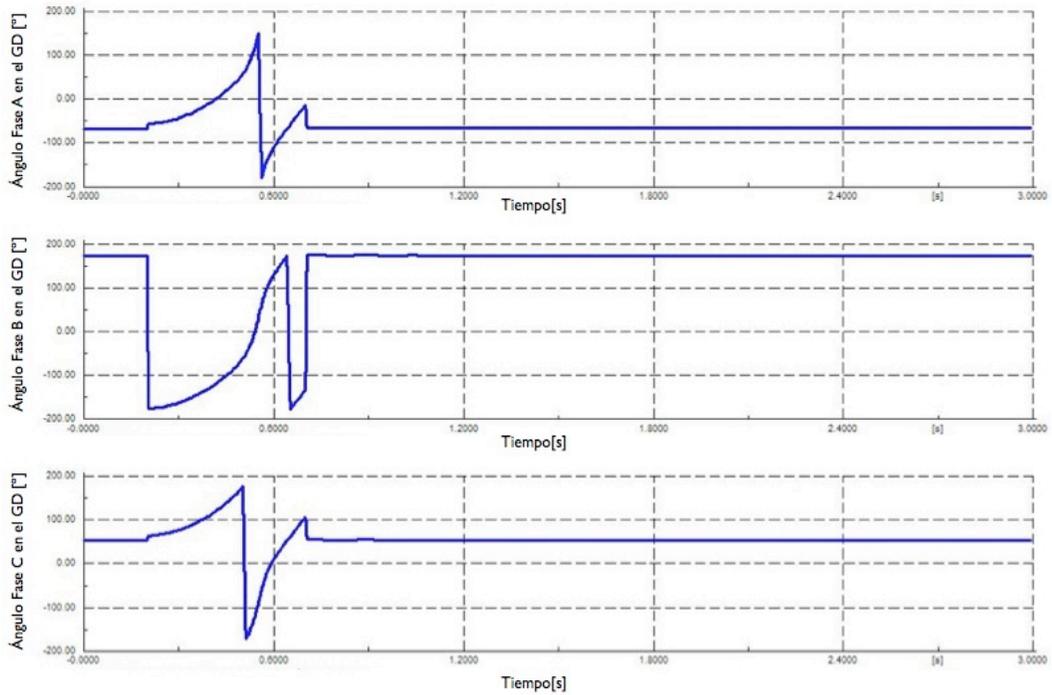


Gráfico 27: Ángulo por fase en el GD producto de una falla trifásica en A1

8.3.7 Resultados de la herramienta para simular micro corte

Los resultados de micro corte por clase, de la interface MC, para una magnitud de 50%, comienzo en 2,5 ciclos y termino en 5 ciclos se entregan a continuación.

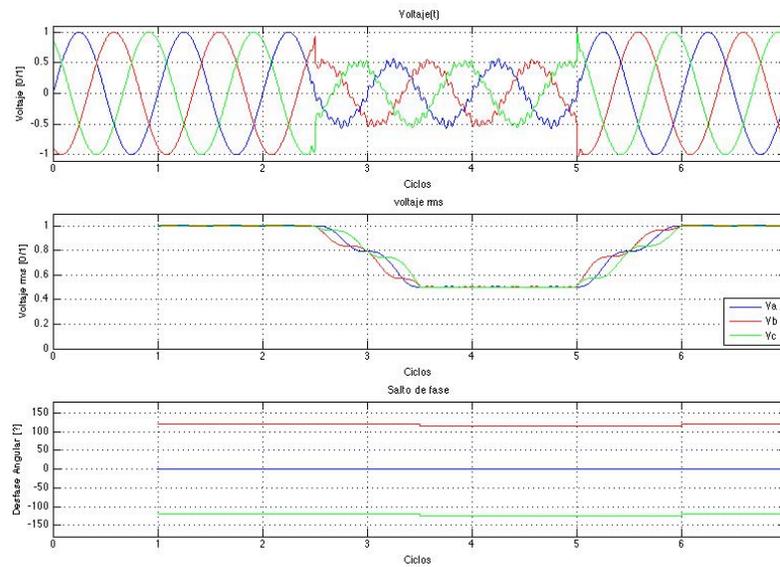


Ilustración 28: Micro Corte Clase A, 50%

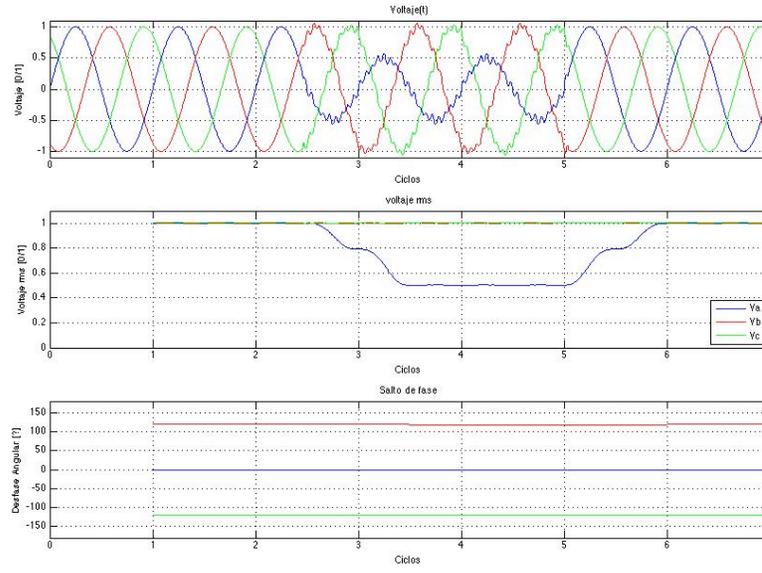


Ilustración 29: Micro Corte Clase B, 50%

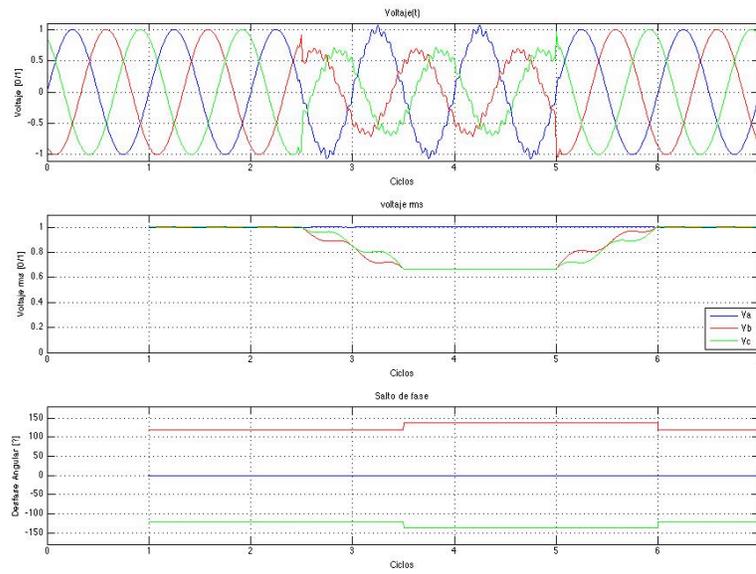


Ilustración 30: Micro Corte Clase C, 50%