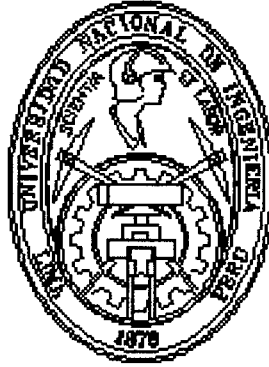


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**PREVENCIÓN DE LAS SOBRETENSIONES
EN LA APLICACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS
EN SISTEMAS DE POTENCIA**

**TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
JOSÉ URIEL LEÓN SOLÓRZANO**

PROMOCIÓN 2010-2

LIMA – PERÚ

2011

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

**A mi esposa Carmen y
a nuestras hijas Sara,
Andrea y Estela.**

A mi padre y a mi madre.

CONTENIDO

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	2
1.1 MOTIVACIÓN DE LA TESIS	2
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	3
1.3 BREVE ESTADO DEL ARTE	3
1.4 RESUMEN DE LA TESIS	5
1.5 APORTE DE LA TESIS	7
CAPÍTULO 2	
MARCO CONCEPTUAL	9
2.1 RECURSOS DISTRIBUIDOS: GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	9
2.1.1 Generación Distribuida (GD)	9
2.1.2 Almacenamiento Distribuido (AD)	10
2.1.3 Recursos Distribuidos (RD)	10
2.1.4 Impacto de los RD en la red eléctrica	11
2.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA (PQ)	12
2.2.1 Análisis de los sistemas actuales de calidad energética	15
2.2.2 Sistemas basados en la conversión de electrónica de potencia (PE)	15
2.2.3 Sistemas basados en la tecnología tradicional mejorada	15
2.2.4 Automatización de la distribución	16
2.2.5 Sistemas energéticos de primera calidad	17
2.2.6 Tendencias del futuro	19
CAPÍTULO 3	
LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS	21
3.1 LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	21
3.1.1 Turbinas de gas	21
3.1.2 Microturbinas	22
3.1.3 Motores de combustión interna	24
3.1.4 Energía eólica	25
3.1.5 Energía solar	26
3.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	28
3.2.1 Descripción general	28
3.2.2 Estado actual de la tecnología	29
CAPÍTULO 4	
SOBRETENSIONES POR FALLAS A TIERRA	35
4.1 SOBRETENSIONES Y RECURSOS DISTRIBUIDOS	35
4.2 MÉTODOS EFICACES DE PUESTA A TIERRA	37
4.3 CONFIGURACIÓN ESTRELLA ATERRADA A TRIÁNGULO (1)	41

4.3.1	Triángulo del lado del generador y estrella aislada de tierra del lado del sistema	41
4.3.2	Triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema	43
4.3.3	Triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra no-rígida del lado del sistema	46
4.4	CONFIGURACIÓN ESTRELLA ATERRADA A ESTRELLA ATERRADA (2)	47
4.4.1	Estrella puesta a tierra del lado del generador y estrella puesta a tierra del lado del sistema	47
4.4.2	Estrella del lado del generador y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema	48
4.5	CONFIGURACIONES DELTA EN EL LADO DE ALTA (3 y 4)	49
4.5.1	Triángulo del lado del generador y del lado del sistema	49
4.5.2	Estrella puesta a tierra del lado del generador y triángulo del lado del sistema	50
4.6	DETECCIÓN Y DISPARO POR SOBRETENSIONES DE FALLA A TIERRA DE RD	52
4.6.1	Protección contra fallas a tierra del estator: 59G	53

CAPÍTULO 5

SOBRETENSIONES RESONANTES

	DURANTE EL FUNCIONAMIENTO EN ISLA	57
5.1	FUNCIONAMIENTO EN ISLA	57
5.1.1	Descripción	58
5.1.2	Causas.....	59
5.1.3	Efectos.....	59
5.1.4	Inversor anti-islanding	60
5.2	SOBRETENSIONES POR RESONANCIA EN RD DURANTE EL FENÓMENO "ISLANDING"	61
5.3	PROBLEMA TÍPICO: FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	65
5.3.1	Sobre tensiones por resonancia serie en TP's	67
5.3.2	Alternativas de solución	70

CAPÍTULO 6

SOBRETENSIONES RELACIONADAS

	CON LA REGULACIÓN DE VOLTAJES	73
6.1	REGULACIÓN DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	73
6.1.1	Regulación en una subestación	74
6.1.2	Regulación del consumo	74
6.1.3	Regulación suplementaria	75
6.2	TIPOS DE REGULADORES DE CONSUMO	75
6.2.1	Regulador de voltaje de inducción	75
6.2.2	Regulador de tipo paso (SRV)	76
6.3	LA REGULACIÓN DEL VOLTAJE Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS	78
6.3.1	Regulación, Sobretensiones y RD	80
6.4	CASO I: ANÁLISIS DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES DE TIPO RADIAL	82
6.4.1	Problemas de regulación de tensión	82
6.5	CASO II: FALLAS EN REGULADORES DE TENSIÓN DE 30 KV PROVOCADAS POR SOBRETENSIONES TEMPORARIAS	86

6.5.1	Reguladores de tensión	87
6.5.2	Red de 30 kV	89
6.5.3	Fallas en reguladores de tensión	90
6.5.4	Solución del problema.....	90
CAPÍTULO 7		
SOBRETENSIONES MEDIOAMBIENTALES Y RECURSOS DISTRIBUIDOS...		93
7.1	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, RD Y SOBRETENSIONES.....	93
7.1.1	Sobretensiones en sistemas de potencia de baja tensión	93
7.1.2	Sobretensiones en RD de media y alta tensión.....	95
7.1.3	Oleaje de tensión (voltage swell).....	96
7.2	CASO 1: LA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS DE LAS TURBINAS EÓLICAS	97
7.2.1	Experiencia mundial en la fabricación de turbinas eólicas.....	98
7.2.2	Sistemas de protección contra impactos directos de rayos	99
7.2.3	Sistemas de puestas a tierra en las turbinas eólicas	103
7.2.4	Protección contra sobretensiones y efectos secundarios del rayo	109
7.3	CASO 2: PROTECCIÓN CONTRA RAYOS Y SOBRETENSIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	110
CONCLUSIONES.....		115
BIBLIOGRAFÍA.....		128
ANEXOS		
Anexo N°1: CARACTERÍSTICAS DE LA CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON LA RED		
Anexo N° 2: SERIE DE ESTÁNDARES IEEE 1547TM		
Anexo N° 3: EVALUACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN POR LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA		
Anexo N° 4: CÁLCULO APROXIMADO DE LA SOBRETENSIÓN PERMANENTE POR EFECTO DE LA GD		
Anexo N° 5: LA REGULACIÓN DE TENSIÓN DE UN ALIMENTADOR GENÉRICO, SU PRESENTACIÓN GRÁFICA Y ANÁLISIS DESCRIPTIVO		
Anexo N° 6: PERFILES DE TENSIÓN DE UN ALIMENTADOR GENÉRICO CON GD		
Anexo N° 7: PROPUESTA REGULATORIA: REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GD		

PRÓLOGO

Los recursos distribuidos (RD) pueden ser una fuente de problemas de sobretensión para el sistema de energía eléctrica si no se ejerce atención en el diseño y la interfaz de los equipos RD. Por el contrario, los RD pueden ser afectados negativamente por las condiciones de sobretensión que se originan en los alimentadores de distribución durante las fallas, eventos de conmutación, o como consecuencia de un rayo.

El uso del aterramiento adecuado del RD, la interfaz del bobinado del transformador, los métodos apropiados de conmutación, la configuración de la protección anti-isla, la protección contra las sobretensiones eléctricas, y los equipos de calibración de la tensión disruptiva pueden ayudar a reducir la probabilidad de que los RD o el sistema de utilización se vean afectados por las sobretensiones.

Esta tesis revisa los problemas de sobretensión en la aplicación de RD en los sistemas de energía y recomienda métodos para la prevención de problemas asociados.

De manera concluyente, este trabajo aborda las consecuencias de la incorporación de energías renovables como parte del diseño y trabajo de los años actuales y venideros, sin embargo señala la inevitabilidad de este hecho como parte de las consecuencias de la crisis energética y el cambio mundial de la matriz energética.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DE LA TESIS

Los sistemas eléctricos de distribución, han sufrido cambios en su configuración debido, entre otras causas, a la inclusión de unidades generadoras pequeñas que son colocadas cerca a los lugares de consumo. Estas unidades se están volviendo populares ya que permiten aprovechar los recursos disponibles con tecnologías que no impactan negativamente en el medio ambiente en comparación con la generación tradicional.

La mayor parte de las unidades de generación distribuida se utilizan para suplir parte de la carga industrial, como soporte ante posibles fallos y en menor medida para suplir pequeñas poblaciones aisladas. Aunque las ventajas de la generación distribuida son grandes, aún no se han evaluado totalmente las consecuencias que su penetración a gran escala pueda causar en los sistemas eléctricos; por lo tanto, este es un tema asociado con la integración de los recursos distribuidos al sistema eléctrico de potencia tradicional.

La motivación principal para realizar esta tesis, es señalar las principales consecuencias que trae para la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, la aplicación de la generación distribuida y sus recursos a gran escala y de manera particular, señalar el nivel de las sobretensiones producidas y las medidas de prevención a tomar.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En los últimos años, se ha presentado un importante incremento en el número de instalaciones de pequeñas unidades de generación distribuida, las cuales se han conectado a las redes de distribución de media y baja tensión. Estas interconexiones devienen en costos y beneficios en dichas redes como son: elevar o reducir las pérdidas, elevar los flujos de potencia debido a los excesos inyectados por la generación distribuida y la disminución del flujo de potencia por la generación cercana a los centros de consumo. Estos cambios en los flujos de potencia causan sobretensiones y sobrecargas que se reflejan en la pérdida de líneas y la incapacidad de los generadores para sostener la tensión en ciertos nodos del sistema. De otro lado, también se presentan problemas que son inherentes al tipo de tecnología que se utilice para la generación (eólica, solar, microturbinas, etc.), tales como: pérdida repentina del par en el generador, falla en la caja de velocidades de un generador eólico, pérdida repentina de la potencia de salida de una microturbina, entre otros. Todas estas son situaciones con potencial para causar un impacto negativo en la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.¹

La presente tesis se centra en la estimación de las sobretensiones originadas por la incorporación y operación de la generación y recursos distribuidos en los sistemas eléctricos de potencia.

1.3 BREVE ESTADO DEL ARTE

Los recursos y generación distribuidos constituyen temas de enorme importancia debido a las consecuencias económicas del calentamiento global, rubros en los cuales éstos ofrecen ventajas frente a los sistemas centralizados. No obstante, la incorporación de la generación distribuida y los recursos

¹ Trebolle, David, "*La generación distribuida en España*". Tesis de Maestría. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2006.

correspondientes en la red presenta desafíos importantes no resueltos y, en este sentido, se están realizando esfuerzos para mejorar las tecnologías y sus correspondientes métodos de integración. A continuación expresamos algunos de estos esfuerzos:

En *“La Generación Distribuida en España”*, Tesis de Maestría de David Trebolle (Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 2006), se examinan los diferentes problemas que se encuentran en los sistemas de distribución españoles, dado los índices de integración de la generación distribuida, incluido el caso de las sobretensiones. Se realiza un análisis técnico y regulatorio de este nuevo escenario.

En *“A Reliability Assessment Methodology for Distribution Systems with Distributed Generation”*, Tesis de maestría de Suchismita Duttgupta (Louisiana State University, 2006) se evalúa el impacto que tiene la elevada penetración de la generación distribuida en los indicadores de confiabilidad de un sistema de distribución, y se plantea una metodología que permite analizar este tipo configuración de redes. Adicionalmente, se desarrolla una metodología para definir la capacidad y localización óptima de la generación distribuida, dado que la ubicación de esta tiene influencia sobre el perfil de tensiones en la red.

En *“Integration of Operation of Embedded Generation and Distribution Networks”*, de Goran Strbac publicada en IEEE Transactions on Computer Applications in Power (1999), se propone un manejo distinto para redes con un elevado nivel de penetración de generación distribuida, realizando un control activo sobre las tensiones del sistema de distribución.

En el libro *“Wind and Solar Power Systems”* de Mukund R. (1999), se analizan los componentes de las principales tecnologías emergentes utilizadas para generar electricidad, tales como: energía fotovoltaica, energía eólica, microturbinas, células de combustibles, entre otros. Se evalúan los requerimientos necesarios para la

interconexión con la red del sistema de potencia tradicional y algunos de los problemas que se presentan, tales como las sobretensiones.

En *“Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica”*, Tesis de Grado de Aranda Borghero (Universidad de Chile, 2002), se proponen modelos de mercados y marcos regulatorios para una planificación dinámica de sistemas eléctricos, con la finalidad de resolver el conjunto de desafíos técnicos y económicos que trae como consecuencia la introducción masiva de generación distribuida al sistema eléctrico chileno.

1.4 RESUMEN DE LA TESIS

Este documento consta de siete capítulos, los cuales tratan en forma teórica los principales impactos, que sobre la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia tendría una alta penetración de generación distribuida, y se realiza un análisis teórico en donde se expone la forma en que la generación distribuida y los recursos distribuidos afectarían la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia, y las consecuencias para su operación y, de manera particular se evalúa el impacto de las sobretensiones. Finalmente, se proponen alternativas para amortiguar los impactos negativos de la generación distribuida sobre la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia y las medidas de prevención de las sobretensiones resultantes de la aplicación de los recursos distribuidos en los sistemas de potencia.

El segundo capítulo desarrollamos los conceptos fundamentales necesarios para una adecuada comprensión del tema fundamental del presente trabajo. Así presentamos los recursos distribuidos y sus características y el concepto de calidad de potencia (PQ) en sus diversas manifestaciones en el sistema eléctrico de potencia.

El tercer capítulo, está asociado con una breve descripción de las principales tecnologías utilizadas para producir y almacenar energía eléctrica en forma no convencional. Algunas de estas tecnologías son turbinas de gas, microturbinas, motores de combustión interna, turbinas de vapor, eólica, solar. Para cada una de las tecnologías antes mencionadas se presenta su funcionamiento básico, sus principales elementos constructivos y sus principales características. Dejamos de lado algunas otras tecnologías por tener todavía un escaso nivel de penetración en el mercado eléctrico.

Se describe, igualmente, los conceptos básicos del funcionamiento de la generación distribuida e identificamos los principales impactos que tiene sobre la estabilidad del sistema de potencia.

En el cuarto capítulo se analiza las sobretensiones causadas por fallas a tierra, se evalúan y proponen los métodos eficaces de puesta a tierra y del apropiado interfaz de interconexión; se evalúa limitar la sobretensión en la línea por fallas a tierra limitando su duración, mediante la detección de la sobretensión y el apagado del generador lo más rápido posible, y, analiza el caso del disparo selectivo de generadores ante la ocurrencia de contingencias severas en el SEP y su éxito para mejorar la estabilidad del mismo.

En el quinto capítulo, describimos el funcionamiento en isla, característico de la penetración de los sistemas distribuidos en nuestros sistemas típicamente radiales y la presencia de sobretensiones resonantes durante el funcionamiento en isla, en particular en el caso de los circuitos ferorrresonantes, evaluándose las condiciones para que la ocurrencia de este caso.

En el sexto capítulo analizamos las sobretensiones relacionadas con la regulación de tensiones. Reconocemos la utilidad de los autotransformadores para cambiar los niveles de tensión de un subsistema a otro, elementos que están

equipados incluso para variaciones de taps bajo carga, que pueden controlar desde los límites de tensión hasta la minimización de pérdidas de potencia activa y reactiva. El efecto resultante sobre las tensiones y los demás terminales dependerá de la configuración de la red de generación y distribución de la carga.

En el sétimo capítulo tratamos la influencia de las condiciones medioambientales en la generación de sobretensiones de corta duración en los sistemas eléctricos que pueden dañar los Recursos Distribuidos si no han sido adecuadamente especificados para soportar estos eventos. Este capítulo trata sobre la protección del RD de los sistemas de potencia.

Se presentan, al final de los capítulos cuatro al sétimo, los casos prácticos más relevantes para los objetivos de cada caso.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones más pertinentes para todo sistema eléctrico de potencia y adaptables a las condiciones de las redes de nuestro país.

1.5 APORTE DE LA TESIS

En este trabajo se identifican las principales fuentes de generación distribuida y las tecnologías que permiten su aprovechamiento como energía eléctrica y su implementación en los sistemas eléctricos de potencia.

En esta tesis se pretende identificar los posibles impactos que sobre la estabilidad de tensión de un sistema de potencia, tiene la inserción a gran escala de la generación distribuida y, de manera particular, se señalan las características de las sobretensiones producidas. Se pretende mostrar la manera como ocurren estos eventos, así como los métodos y acciones que contribuyan a disminuirlos.

La información de esta tesis se puede utilizar como un punto de partida para realizar estudios más profundos y específicos, que estén encaminados a analizar la

estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia moderno con elevada penetración de generación distribuida.

Debido a la integración de generación distribuida en el sistema eléctrico de distribución, aparecen nuevos flujos de potencia a través de las líneas conformantes, tales que, pueden aparecer condiciones de funcionamiento indeseable en las líneas de distribución. Una de las preocupaciones que se desprende de la situación descrita es ¿cuál es la medida en que los recursos distribuidos pueden incluirse en un sistema eléctrico de potencia, sin que éstos afecten los límites de la estabilidad de tensión para los cuales fueron diseñadas las líneas? Y, de manera particular, ¿en qué medida ocurren las sobretensiones resultantes y qué métodos y acciones pueden contribuir a disminuir sus efectos perjudiciales? En esta tesis se darán las respuestas a estas preguntas.

CAPÍTULO 2 MARCO CONCEPTUAL

2.1 RECURSOS DISTRIBUIDOS: GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

En este trabajo se usarán las siguientes siglas: *RD: Recursos Distribuidos*, *GD: Generación Distribuida*, *AD: Almacenamiento Distribuido*.

El concepto más amplio corresponde a los Recursos Energéticos Distribuidos (RED), el cual incluye energéticos, tecnologías y otras opciones energéticas como la eficiencia energética, respuesta de la demanda, manejo de picos de demanda, etc. Los Recursos Distribuidos (RD) son parte de los RED y comprenden la Generación Distribuida (GD) y el Almacenamiento Distribuido (AD).

2.1.1 Generación Distribuida (GD)

Una definición ampliamente aceptada para la GD es: Generación a pequeña escala (1 kW a 50 MW) localizada cerca de las cargas. Esta generación puede estar: aislada o conectada a las redes de interconexión o conectada a las redes de distribución (también llamada generación embebida) o generación en instalaciones de clientes (interconectada o no). La GD utiliza energéticos abundantes en la zona donde se instale (viento, sol, agua, gas, gasolina, etc.).

Existen tecnologías convencionales para la GD, como los motores de combustión interna y las turbinas de gas; y tecnologías no convencionales, tales como: las celdas fotovoltaicas, aerogeneradores, celdas de combustible, microturbinas, motores Stirling, etc.

2.1.2 Almacenamiento Distribuido (AD)

La energía, en el sentido que nos compete, se puede almacenar de múltiples formas: almacenamiento de agua en niveles topográficos superiores, almacenamiento en forma de energía química (baterías), almacenamiento de frío o de calor, almacenamiento de gas o de otro tipo de combustibles fósiles o renovables, etc.

Sin embargo, existe una forma de almacenamiento de energía muy relacionada con la generación distribuida y consiste en almacenar energía proveniente directamente de la misma red eléctrica.

En este caso, en periodos de baja carga se toma electricidad de la red y se almacena en una forma de energía diferente y, luego, en horas de alta demanda, se vuelve a convertir en electricidad y se reinyecta a la red a través de la Generación Distribuida.

2.1.3 Recursos Distribuidos (RD)

Los RD a que se hace mención en este trabajo, corresponden a la GD conectada a las redes eléctricas y al AD donde la energía almacenada proviene, principalmente, de la misma electricidad de la red.

Los RD, entendidos como GD y AD, conectados a las redes eléctricas, proporcionan múltiples beneficios, tanto al sistema y sector eléctrico en general, como al medio ambiente si son implantados y usados con ese objetivo.

1. Beneficios alineados con el ambiente y oferta energética: Aprovechamiento de energéticos locales, renovables y amigables con el ambiente.
2. Fortalecimiento del sector eléctrico: Menores riesgos financieros; mejora la utilización de activos y permite diferir inversiones en la

infraestructura eléctrica; aumento de calidad y confiabilidad; suministro de energía y/o atención de picos.

3. Soporte a la red eléctrica: Disminución de pérdidas técnicas; evita congestión aguas arriba; gestión de tensión, de potencia reactiva; reserva para atender contingencias.
4. Beneficios para los consumidores: Menores costos de electricidad; mitiga riesgo de volatilidad de precios; mayor seguridad, confiabilidad y calidad de potencia; autogeneración-cogeneración.

2.1.4 Impacto de los RD en la red eléctrica

A pesar de los múltiples beneficios de los RD, su conexión a la red eléctrica conlleva impactos técnicos operativos, que es necesario identificar y solucionar. Los principales impactos de los RD en la red eléctrica, se deben a los generadores a ella conectados. Es decir, se deben más a la GD que al AD. La mayoría de los impactos técnicos, se deben a que la red eléctrica no fue diseñada ni concebida para conectarle GD a nivel de distribución. (En el Anexo N° 1 se presentan las características de la conexión de la GD a la red de potencia).

En una red eléctrica, conviven cargas muy disímiles (soldadores, hornos, cargas digitales, alumbrado, motores, resistencias, etc.) con diferentes tolerancias a la forma de onda de la tensión (magnitud, frecuencia, armónicos), por lo que la GD puede producir condiciones indeseables en cuanto a calidad, confiabilidad, eficiencia, sobretensiones peligrosas, aspectos de seguridad, etc.

Los principales impactos debidos a GD con motores de CA, son los aportes de éstos a la corriente de corto circuito y problemas relacionados con aislamientos accidentales, donde el GD quede atendiendo parte de la carga

eléctrica. Para este tipo de GD, se deben replantear los esquemas de protecciones usados.

Los inversores CD-CA se requieren cuando la electricidad se genera en CD, como es el caso de las celdas de combustible, paneles fotovoltaicos, utilización de energía almacenada en baterías avanzadas, etc.

El impacto de este tipo de GD en las redes eléctricas, está asociado con la calidad de la onda, debido a los armónicos provenientes de la pseudo onda de la CA generada por los inversores (conformada por múltiples escalones). Una de las consecuencias de este tipo de onda es el calentamiento de motores y transformadores, con su consabida pérdida de vida útil o necesidad de trabajar a ratios menores.

La Norma IEEE P 1547, señala la forma como debe conectarse la GD a las redes eléctricas, los impactos y la forma de solucionarlos (Ver Anexo N° 2).

2.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA (PQ)

En la actualidad, y debido a la liberalización del mercado de la energía en todo el mundo, el sector eléctrico está pasando por un importante proceso de reorganización. De un lado el sector se está expandiendo a medida que integra nuevos servicios energéticos, un marketing eficiente y unos servicios basados en las tecnologías de la información. De otro, la intensificación del uso de activos, la reducción de los costes de mantenimiento, el ahorro en inversión gracias al funcionamiento optimizado de las redes de distribución existentes y la reducción de personal son algunas de las vías que conducen a los objetivos de rentabilidad perseguidos.

Además, por razones económicas y medioambientales, en un próximo futuro las unidades de generación de energía distribuida con un nivel de potencia inferior a 10 MW se habrán convertido en una alternativa comercial a la generación centralizada de energía. Se estima que hoy cerca del 25% de las nuevas instalaciones de centrales energéticas son de este tipo.

Tanto la liberalización como la extensión de las unidades de generación distribuida de energía influirán en la calidad energética de la red de distribución. En este entorno de mercado, tan competitivo y cambiante, la calidad de la energía (PQ, Power Quality) será todavía más importante de lo que es hoy². Dependiendo de la estructura del sistema de distribución, el nivel de inversiones necesarias para alcanzar un determinado nivel de PQ puede variar substancialmente. Por otro lado, el valor de PQ viene determinado por las consecuencias económicas derivadas de una calidad deficiente. Por ejemplo, el coste de los daños provocados por un corte de energía pueden variar desde varios millones de dólares para una minoría de consumidores (aquellos que cuentan con una producción muy automatizada a apenas ningún coste para la mayoría de ellos.

Para satisfacer la demanda de energía de alta calidad se vislumbran, en principio, dos soluciones:

- Se puede aumentar la calidad de toda la red de distribución de MV (MT) instalando sistemas PQ, de energía de alta calidad, a nivel de red de distribución, cerca de las subestaciones primarias.
- Se pueden instalar sistemas PQ descentralizados cerca de los consumidores con procesos sensibles o directamente junto a la carga crítica.

El nivel de potencia de un sistema PQ descentralizado varía desde 1 kW, valor propio de los sistemas con bajo nivel de potencia, hasta las varias decenas de

² Arrillaga, J.; Bollen, M.; Watson, N.: *Power Quality Following Deregulation*. IEEE Proceedings 88, Nº 2 2000.

MW que alcanzan los grandes sistemas de protección de equipos en la industria pesada. Los sistemas PQ pequeños siempre se instalan en el lado de BT. El lado de MT es más favorable en los sistemas con nivel de potencia más alto.

Los sistemas PQ se basan en tecnologías tradicionales acreditadas o bien en la técnica de conversión de energía de potencia. Además, la tecnología de la información ofrecerá más prestaciones o creará nuevos servicios, acortando también las interrupciones de servicio en las redes de distribución por medio de conmutadores de MV operados automáticamente, por ejemplo.

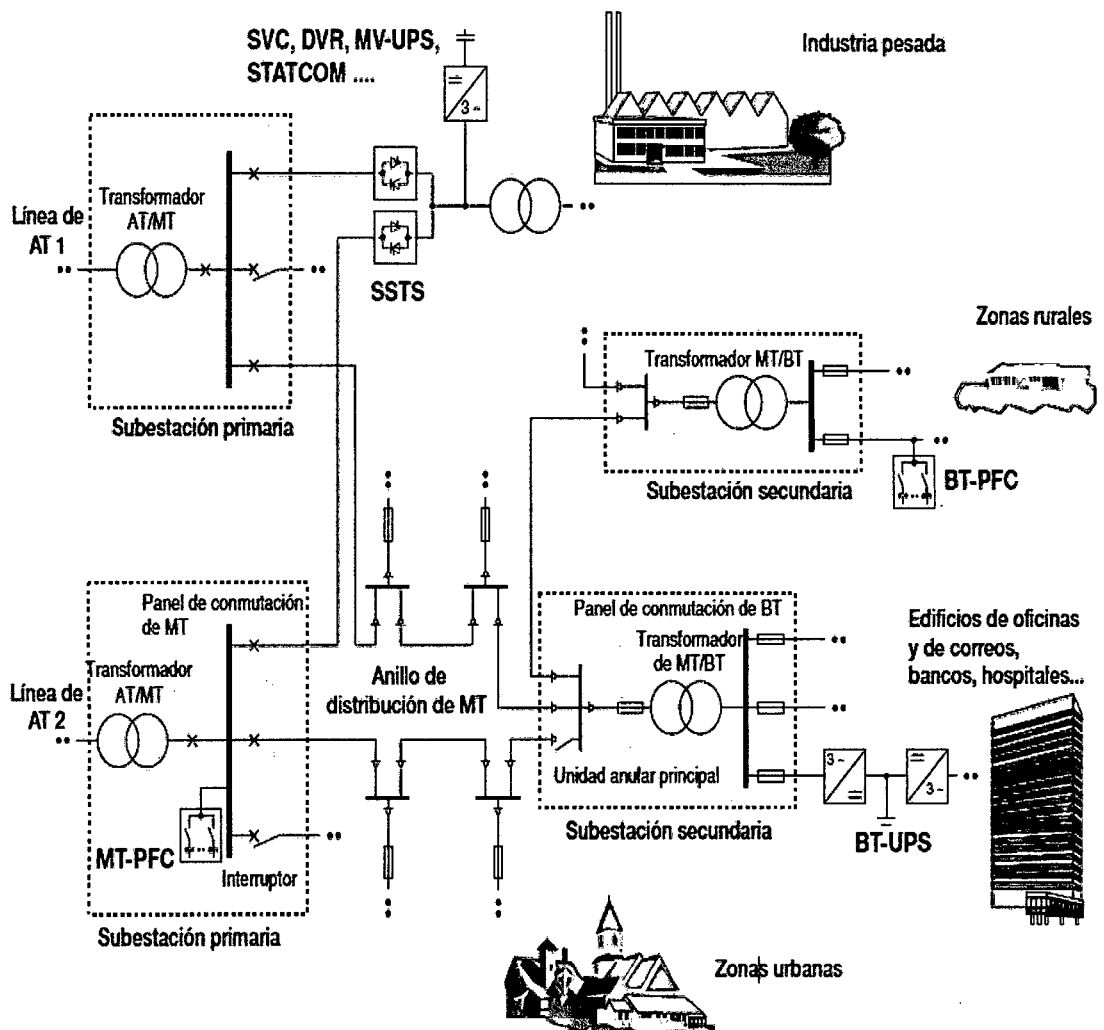


Figura 2.1. Red típica de distribución de MT con dispositivos para mejorar la calidad de la energía (concentración en la tecnología primaria). DVR: restaurador dinámico de tensión; LV-PFC: compensador de factor de potencia de BT; MV-PFC: compensador de factor de potencia de MT; LV-UPS: alimentación de energía de BT sin interrupciones; MV-UPS: alimentación de energía de MT sin interrupciones; STATCOM: compensador síncrono estático; SSTS: conmutador de transferencia de estado sólido; SVC: compensador de potencia reactiva.

2.2.1 Análisis de los sistemas actuales de calidad energética

En las redes de distribución de MT los sistemas de calidad energética constan principalmente de componentes primarios con un control adecuado del sistema en sí. En el caso de una red automatizada es posible disponer una interfaz con el sistema eficiente de información y control. La Figura 2.1 muestra soluciones típicas centradas en tecnologías primarias.

2.2.2 Sistemas basados en la conversión de electrónica de potencia (PE)

En el lado de Media Tensión, los sistemas más conocidos son el SVC (Static Var Compensator), el DVR (*Dynamic Voltage Restorer*), el MV-UPS y el STATCOM³. El SSTS (Solid State Transfer Switch) permite al cliente conectarse a otro suministrador si se produjera un fallo en la conexión a la red Media Tensión. Los modernos sistemas PQ basados en la electrónica de potencia están equipados con semiconductores mejorados de gran potencia y bajas pérdidas, que admiten frecuencias de conmutación superiores a 1 kHz. Esto se traduce en tiempos de respuesta extremadamente cortos y en una mayor eficiencia de los filtros de poco volumen.

2.2.3 Sistemas basados en la tecnología tradicional mejorada

Los interruptores conmutados síncronos de Media Tensión, los módulos de compensación del factor de potencia (módulos PFC) con bancos de condensadores conmutados y los sistemas de protección contra la resonancia constituyen el otro grupo de dispositivos destinados a mejorar la calidad de la energía⁴. Están basados en las tecnologías de conmutación tradicionales.

³ Bijlenga, B.; Grünbaum, R.; Johansson, T.: *SVC-Light, un poderoso instrumento para mejorar la calidad de la energía*. Revista ABB 6/98, pág. 21-30.

⁴ Cereda, C.; Gemme, C.; Reuber, Ch.: *Interruptor automático síncrono de media tensión con accionamiento magnético y control electrónico*. Revista ABB 6/99, pág. 13-21.

Estos sistemas PQ son muy compactos, fiables y rentables en comparación con las soluciones basadas en PE. Permiten un funcionamiento con pocas pérdidas y suelen integrarse como parte del sistema estándar de equipos de conmutación de Media Tensión. De ahí que estos sistemas puedan utilizar los equipos existentes de medición de la corriente y la tensión. Sin embargo, debido a su mecanismo de funcionamiento, el número de operaciones de conmutación es limitado, por lo que estos sistemas no se pueden emplear para un uso muy frecuente.

El sistema HSTS (*High Speed Transfer Scheme*), compuesto por interruptores rápidos con actuadores magnéticos, resulta una alternativa interesante, desde el punto de vista de costes y pérdidas, frente al SSTS. Esta solución ofrece una gran fiabilidad para unas inversiones limitadas. El HTST conmuta a una fuente de corriente alterna en un breve espacio de tiempo (típicamente menos de un periodo).

2.2.4 Automatización de la distribución

El control PQ, de la calidad de la energía, ha sido tradicionalmente uno de los principales objetivos de la automatización de la distribución (DA)⁵. La minimización de las consecuencias de los errores y el mantenimiento de la tensión a unos niveles tolerables son las características más comunes de la calidad de la energía proporcionada por la DA. Para realizar estas tareas se cuenta con dispositivos electrónicos inteligentes que reciben información de distintos sensores y controlan normalmente equipos primarios como conmutadores, reconectadores, bancos de condensadores, filtros activos, transformadores, etc. También hay esquemas de control basados en

⁵ Hart, D.G.; Egolf, M.; Lubkeman, D.; Mangum, W.; Laplace, C.: *Protection, Control and Automation of Distributed Feeders*. ABB Electric Utility Conference, 2000, Raleigh, USA.

inteligencia autónoma local y esquemas que emplean un control coordinado en toda la red. En la actualidad el primer esquema es el más extendido.

Las subestaciones secundarias que cuenten con servidores de Internet integrados y comunicación GSM sin cables permitirán a las compañías eléctricas vigilar y controlar los nodos críticos en la red a un coste razonable, pues no será necesario realizar más inversiones, ni en comunicación ni en la central.

2.2.5 *Sistemas energéticos de primera calidad*

Estos sistemas están diseñados para funcionar en redes de distribución de Media Tensión, muy cercanos al cliente. Los sistemas energéticos de primera calidad permiten controlar la red en tiempo real, protegen los equipamientos del cliente contra los problemas de la red y dan seguridad a la red de distribución de Media Tensión contra los problemas que se presenten en el lado de la carga.

Por ejemplo, la configuración que aparece en la Figura 2.2 es un sistema energético de primera calidad conectado a un anillo secundario de Media Tensión. En el lado de Baja Tensión se suministran cargas CA normales y protegidas, así como cargas CC. El sistema energético de primera calidad está formado por una subestación secundaria y varias unidades de generación locales.

La subestación secundaria cuenta con un sistema integrado para paliar las bajadas de tensión o los cortes de energía de corta duración. El conmutador rápido de Baja Tensión, situado entre las cargas protegidas y no protegidas, aísla ambas partes del bus en caso de fallo.

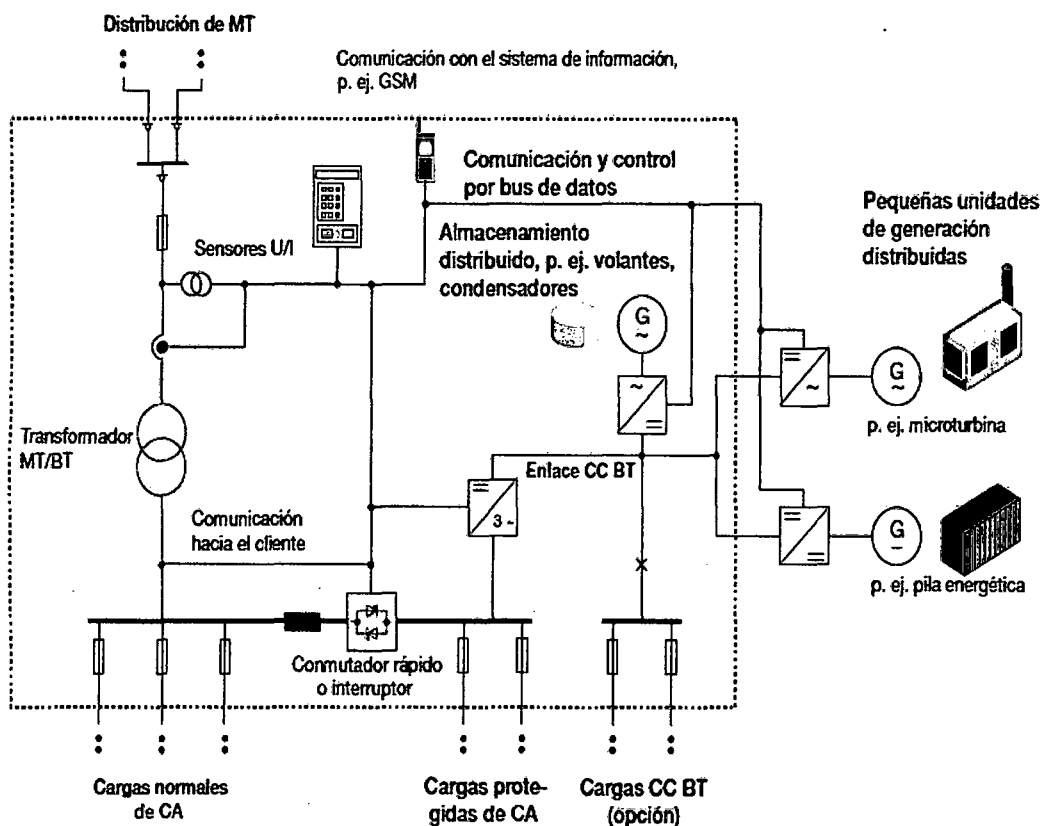


Figura 2.2. Ejemplo de sistema prediseñado de energía de primera calidad instalado en la subestación secundaria, con sistema UPS integrado para proteger las cargas críticas, interfaz integrado para los recursos distribuidos y productos avanzados para automatizar la distribución.

Tanto los dispositivos de almacenamiento de energía a corto plazo como la generación local de energía se conectan mediante la barra del bus CC. El uso de un bus CC común permite reducir el número de componentes y a la vez permite conectarse a la red mediante un convertidor normal. El enlace CC se puede configurar para conectar de forma sencilla distintas unidades complementarias.

Puesto que los sistemas modernos de generación distribuida, como las microturbinas o las pilas energéticas, tienen una capacidad limitada de seguimiento de carga, es necesario disponer de unidades adicionales de almacenamiento de energía a corto plazo para garantizar la estabilidad de funcionamiento del sistema. Por ejemplo, la combinación de una microturbina y un volante garantiza un eficaz seguimiento de la carga.

La solución integrada tiene un costo del ciclo de vida menor que las soluciones tradicionales no integradas.

2.2.6 Tendencias del futuro

En el siglo XXI la tecnología CCAT tendrá un papel destacado, puesto que los nuevos semiconductores de gran potencia, con gran capacidad de conmutación rápida, permitirán disponer de instalaciones muy compactas. Gracias a los importantes adelantos de la tecnología CCAT y de la tecnología CC por cable, el enfoque del sistema CCAT está penetrando ahora en el ámbito de las redes de distribución de energía⁶.

Hasta ahora, la tecnología de convertidores CA/CC era demasiado costosa para aplicarla en sistemas de distribución de Media Tensión. Pero gracias a las innovaciones técnicas también parece factible la sustitución económica del típico transformador de distribución MT/BT de 60 Hz en el campo de bajas potencias (de 100 kW hasta 2 MW por unidad) por un 'transformador electrónico' conmutado de alta potencia. El transformador basado en la electrónica puede funcionar tanto en una entrada CAAT (trifásica o monofásica) o en una entrada CCMT. Este sistema permite equilibrar la carga y garantiza una baja distorsión por las corrientes armónicas. Las bajadas de tensión e incluso los cortes breves de energía en el lado de MT se podrán paliar sin problemas con condensadores de enlace de CC. Para los cortes de mayor duración se podrán emplear equipos controlables conectados directamente al enlace de CC. En la Figura 2.3 aparece una futura red de distribución de MT.

⁶ Aernloev, B.: *HVDC 2000, Nueva generación de instalaciones CCAT*. Revista ABB 3/96, pág. 10-18.

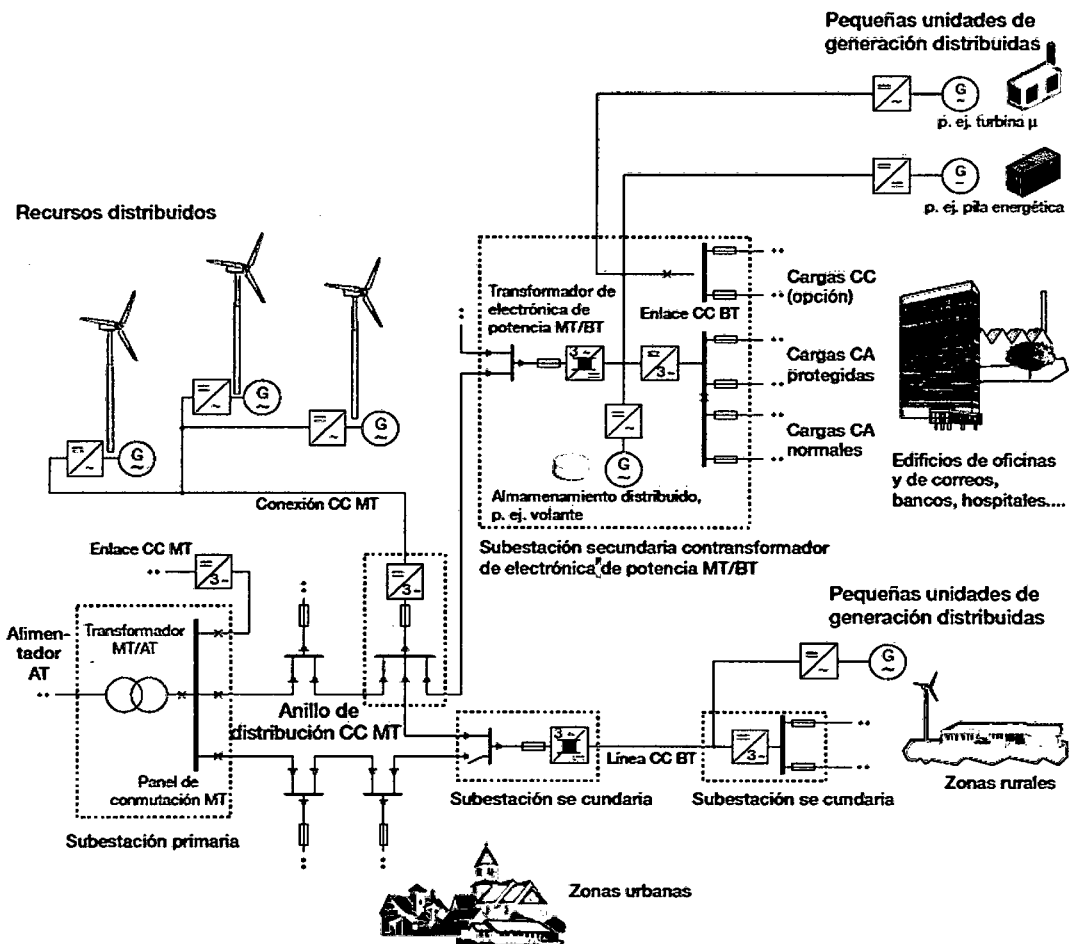


Figura 2.3. Red de distribución de Media Tensión con subsistemas CC (redes de Baja y Media Tensión) y un alto nivel de recursos distribuidos. Los convertidores CA-CA de conmutación a alta frecuencia con enlace CC ofrecen una alta calidad de energía a los clientes especiales.

CAPÍTULO 3 LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS

3.1 LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida describe la utilización de forma individual o integrada de pequeños generadores por parte de las empresas eléctricas, clientes o terceros, en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico o a usuarios determinados. Las principales tecnologías consideradas como generación distribuida son: energía eólica, energía solar, turbinas de gas, microturbinas, energía mareomotriz, motores de combustión interna.

3.1.1 Turbinas de gas

La turbina de gas es un motor térmico de flujo continuo que se caracteriza por una baja relación peso–potencia y una muy elevada velocidad de giro. Una turbina de gas simple está compuesta de tres partes principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia.

En los últimos años, se ha procesado un gran desarrollo de las turbinas de gas debido, principalmente, a las necesidades de la industria aeronáutica. Los avances en la eficiencia y confiabilidad de esta tecnología hacen de ésta una excelente alternativa para las aplicaciones en generación distribuida.

Las turbinas a gas tienen una inercia relativamente pequeña lo que les permite una rápida respuesta a los cambios en la demanda, siendo una nueva ventaja de esta tecnología lo que la hace adecuada para alimentar la

demanda de manera local, e incluso para trabajar en isla alimentando parte de la red de distribución. Una desventaja de las turbinas a gas es que su eficiencia se afecta por el porcentaje de plena carga al que se encuentre operando.

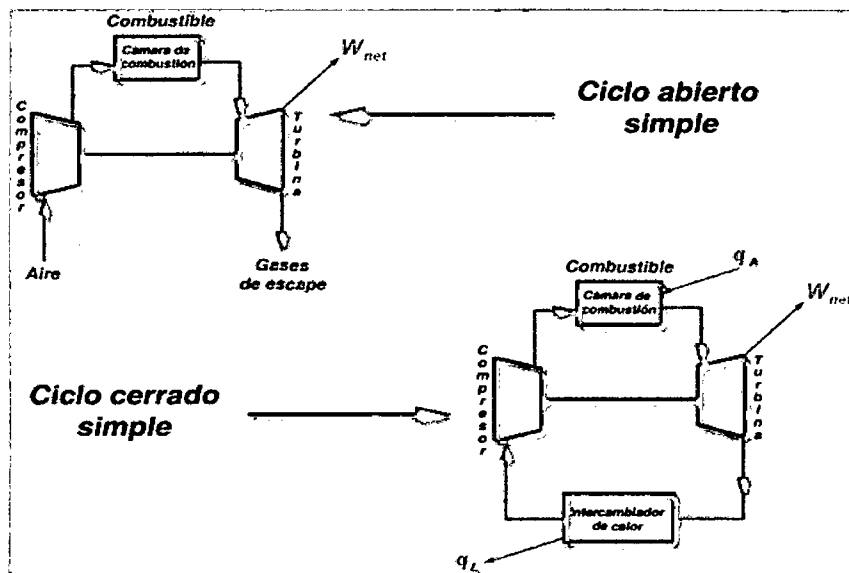


Figura 3.1. Elementos constructivos de las turbinas a gas.

3.1.2 Microturbinas

Las microturbinas son muy pequeñas turbinas a gas (de 200 a 500 kW), que normalmente cuentan con un sistema de recuperación e intercambio de calor, el cual se adiciona para mejorar su eficiencia.

El aire ambiental es comprimido por un compresor radial y precalentado en el recuperador usando el calor del gas turbinado. Luego, este aire se dirige a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible para realizar la ignición. El gas caliente resultante se expande en una o varias turbinas produciendo potencia mecánica de rotación que se entrega al compresor y al generador. El escaso número de partes móviles, su tamaño compacto y una menor emisión de ruidos y gases, son sus principales ventajas en comparación con una turbina a gas estándar. Su

principal desventaja es su alto costo. El esquema de una microturbina típica (ABB de 100 kW) se muestra en la Figura 3.2⁷.

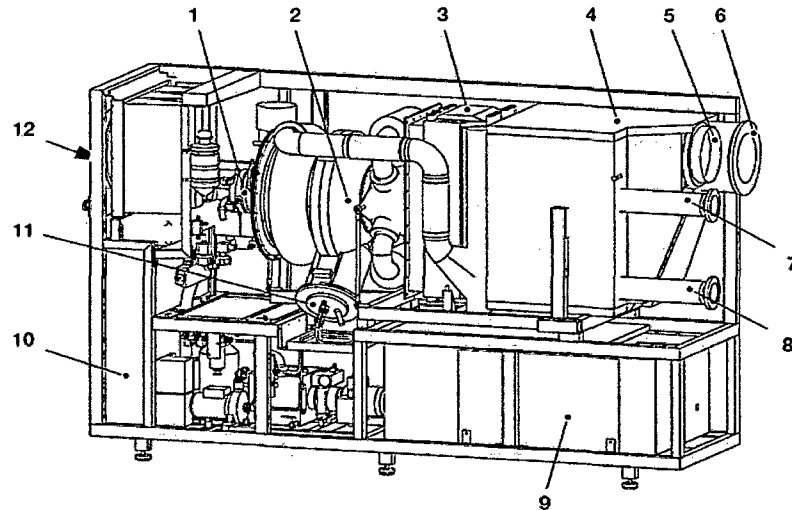


Figura 3.2. Partes de la microturbina ABB MT100 CHP (Combined Heat and Power): 1 Alternador, 2 Motor de turbina a gas, 3 Recuperador, 4 intercambiador de calor y gases de escape, 5 Salida de aire de ventilación, 6 Salida de gases de escape, 7 Entrada de agua, 8 Salida de agua caliente, 9 Electrónica de potencia, 10 Sistema de control, 11 Cámara de combustión y 12 Entrada de aire.

Las microturbinas pueden utilizarse de diversas formas: a) como energía de respaldo; b) para satisfacer picos de demanda; c) en sistemas híbridos con células de combustible; y d) en vehículos eléctricos híbridos.

Si el alternador está conectado directamente a la red, se utiliza, normalmente, una caja de engranajes para acoplar la frecuencia a la cual gira la microturbina con la frecuencia de la red. Menos usual, pero con el mismo objetivo, dado los elevados costos, es el uso de electrónica de potencia (convertidor estático de frecuencia).

Con la objetivo de mejorar el control de velocidad (frecuencia), las turbinas a gas pueden estar dotadas con la llamada "geometría variable", en la que a través de álabes ajustables se controla el flujo de gas hacia la turbina y hacia el compresor, logrando así el control sobre el punto de funcionamiento de la turbina.

⁷ Tomada de "Microturbinas: Hacia la generación distribuida de energía y calor". Anders Malmquist, Ola Aglén, Edgar Keller, Marco Suter, Jari Wickström. Revista ABB 3/2000.

3.1.3 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna, son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión desplazan un émbolo o pistón, que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y logrando un movimiento de rotación. Los motores de combustión interna se utilizan, principalmente en plantas de cogeneración y en sectores muy diversos. Tienen una mayor fiabilidad ante variaciones de carga, en comparación a las turbinas de gas y pueden, en función de su diseño, utilizar variados combustibles como energía primaria.

Su principal uso es como apoyo en caso de huecos de tensión. Su ventaja principal es su rápida respuesta. Los altos niveles de ruido, altos costos de mantenimiento y operación y elevadas emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) y (SO_x), son sus desventajas principales. La eficiencia energética de estos motores se sitúa en el rango de 30 al 45% con expectativa para alcanzar el 50% en los de reciente fabricación, producto del mejoramiento de materiales y procesos.

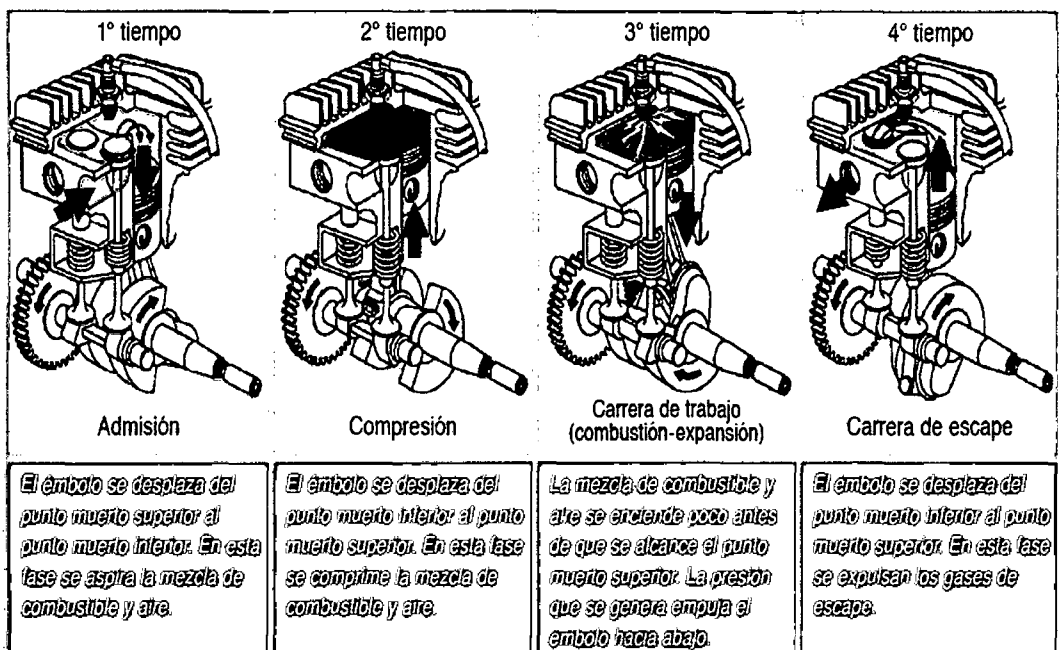


Figura 3.3. Principio de funcionamiento del motor de combustión interna de cuatro tiempos.

Por su bajo costo en comparación con los otros tipos, es el tipo de generación distribuida más utilizada. Los motores de combustión son tecnologías que se pueden desplazar al sitio donde haya requerimiento de generación de energía eléctrica; además, se utilizan como elemento de soporte al sistema en situaciones de emergencia.

3.1.4 Energía eólica

Esta tecnología aprovecha la energía del viento y la transforma en energía eléctrica. La potencia de estos equipos se encuentra en un rango que va desde unos 30 kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología que alcanza índices de fiabilidad en las máquinas del 97%.

La energía del viento se origina del calentamiento diferencial que provoca el sol sobre la atmósfera y las irregularidades de la superficie terrestre. Aunque solo entre el 1 y 2% de la energía solar que llega a la tierra se convierte en energía cinética del viento, la cantidad total es enorme.

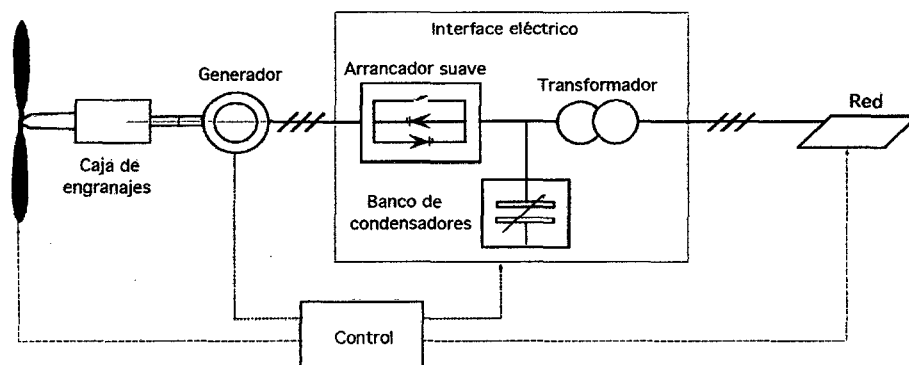


Figura 3.4. Aerogenerador de velocidad fija con batería de capacitores para compensar reactivos.

En las centrales eólicas, la energía mecánica entregada por las palas de un aerogenerador se transforma en energía eléctrica a través de generadores asíncronos y de inducción, que son las tecnologías predominantes. Nos inclinamos por la utilización de generadores asíncronos, ya que son capaces de absorber las variaciones de la velocidad del viento;

no obstante, presentan el inconveniente que absorben potencia reactiva de la red, lo cual deteriora el perfil de tensiones del sistema. Para evitar esto se usan generadores asíncronos con capacidad de controlar la magnitud de potencia reactiva que toman de la red. Estos se llaman asíncronos doblemente alimentados, los cuales permiten regular la tensión de salida, variando así el consumo de potencia reactiva. Esta opción es muy valiosa cuando el generador se enlaza a redes débiles, donde una fuerte absorción de potencia reactiva puede disminuir la tensión de la zona conexión hasta valores inaceptables⁸.

3.1.5 Energía solar

Esta tecnología tiene su fundamento en un conjunto de "células solares o fotovoltaicas" fabricadas de un material semiconductor cristalino, que al ser incididas por la luz solar, produce una corriente eléctrica por efecto fotovoltaico. En la fabricación de las células fotovoltaicas, se utilizan compuestos que son capaces de un aporte importante de energía al recibir la radiación solar. La producción mundial de las células fotovoltaicas tiene mayoritariamente como materia prima el silicio. El rendimiento de estas células está entre 15% y 25%, es decir, sólo una pequeña fracción de la energía lumínica se aprovecha realmente en forma de energía eléctrica. Éste rendimiento es menor cuanto más alta es la temperatura.

El fenómeno físico en las células fotovoltaicas es idéntico al que sucede en la unión *p-n* del diodo. Cuando la unión absorbe la luz incidente, la energía entregada por los fotones es entregada a los electrones del material, provocando la aparición de portadores de carga, los cuales determinan un gradiente de potencial en el área de la unión y terminan

⁸ Treballe, David, "*La generación distribuida en España*". Tesis de Maestría. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2006.

acelerándose por la influencia del campo eléctrico generado. Finalmente, los portadores de carga circulan como corriente a través del circuito externo.

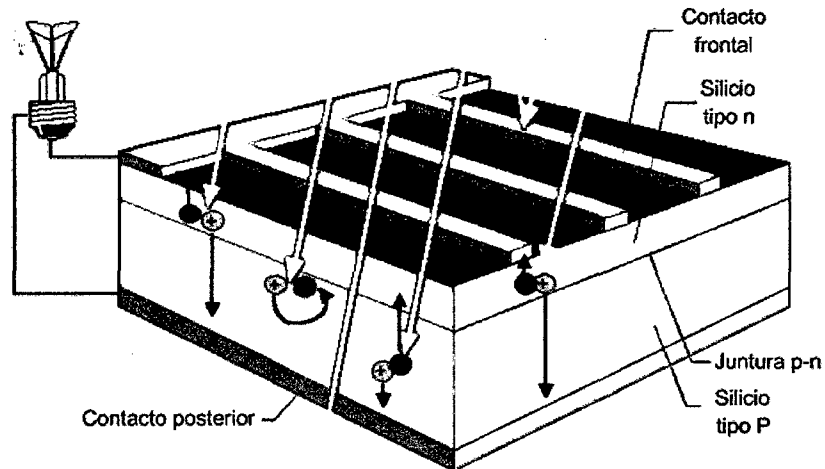


Figura 3.5. Esquema de una celda solar de silicio⁹. El efecto fotovoltaico transforma la energía de los fotones en una diferencia de tensión en la unión *p-n*.

En términos prácticos, las células solares se agrupan eléctricamente (en serie y paralelo) para obtener los valores de tensión y corriente deseados y se encapsulan entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. El conjunto constituye un generador fotovoltaico.

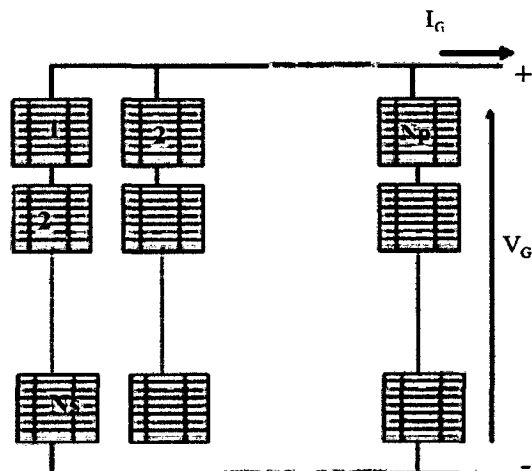


Figura 3.6. Células solares en serie y paralelo que conforman un generador.

El principal problema que presentan las células fotovoltaicas es su elevado costo, aunque las investigaciones recientes están logrando abaratar

⁹ Fuente: *Photovoltaic Systems Engineering*.

a un ritmo importante su costo de producción. Hoy puede estimarse que cada vatio de potencia obtenida de las células fotovoltaicas cuesta alrededor de 10 dólares, lo cual es excesivo.

3.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.2.1 Descripción general

El almacenamiento de electricidad como desarrollo tecnológico surge en respuesta a la necesidad de sincronizar oferta y demanda de un bien que, sin dichos sistemas de acumulación, tendría que ser producido y consumido de forma instantánea. La tecnología implicada es diversa, tanto en la forma de proceder al almacenamiento energético (en forma de energía química, gravitacional, eléctrica, térmica y otras) como en cuanto a las características del propio sistema de almacenamiento (potencia, energía, peso, tamaño, eficiencia, velocidad de carga y descarga, vida media y otros).

Se puede distinguir los sistemas en términos de la función a desempeñar. Aunque algunos sistemas pueden operar en todas las categorías funcionales, las restricciones vienen dadas en términos de costos. Así, podemos distinguir entre:

1. **Sistemas de mejora de calidad de la potencia:** solo operan en tiempos inferiores al segundo para asegurar la estabilidad de la potencia suministrada.
2. **Sistemas puente de potencia:** operan en intervalos de segundos a minutos para asegurar la continuidad del servicio cuando se cambia de fuente de generación energética.
3. **Sistemas de gestión de la energía:** se utilizan para desacoplar generación y consumo de energía eléctrica. Una aplicación típica es

la nivelación de la carga, que implica la carga del sistema de almacenamiento cuando el coste de la energía es bajo para ser utilizada cuando el coste es elevado.

3.2.2 Estado actual de la tecnología

De forma más concreta, entre las tecnologías implicadas en el almacenamiento de energía eléctrica se pueden distinguir las siguientes.

A) Tecnología de baterías

En las baterías la energía eléctrica es almacenada (cargada) o liberada (descargada) mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones a los electrodos (cátodo y ánodo), conectados por un electrolito (soluciones líquidas, polímeros conductores sólidos, gel y otros), para llevar cabo reacciones específicas de reducción/oxidación (redox). Frecuentemente se utilizan catalizadores para acelerar las tasas de reacción a niveles aceptables.

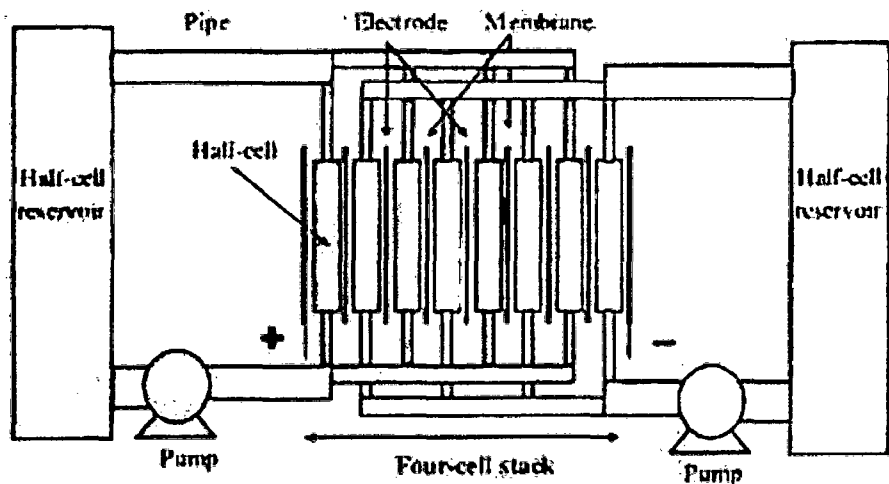


Figura 3.7. Esquema de funcionamiento de una batería.

Durante la carga, la energía se almacena químicamente al incrementarse la composición de iones cargados contenidos en el electrolito a través de reacciones redox selectivas en los electrodos que consumen o

producen electrones. Durante la descarga, la energía se libera por transporte de iones, causando reacciones redox que ocurren de forma inversa en los electrodos. Luego el ánodo (electrodo oxidante) y el cátodo (electrodo reductor) cambian de posición entre carga y descarga.

La electricidad se produce en corriente continua y para aplicación en centrales de potencia normalmente se convierte a corriente alterna mediante un inversor. Las baterías son generalmente costosas, requieren mucho mantenimiento y tienen vida útil limitada.

B) Almacenamiento en aire comprimido

Esta tecnología comúnmente se denomina CAES (Compressed Air Energy Storage) y comprende tanto el sistema de almacenamiento como la turbina de gas que genera electricidad a partir de la expansión del aire comprimido (Figura 3.8). La idea surge de la posibilidad de almacenar aire comprimido a partir de energía eléctrica consumida de la red en los períodos de bajo coste y poder producir electricidad en los períodos en los que se paga a precios elevados.

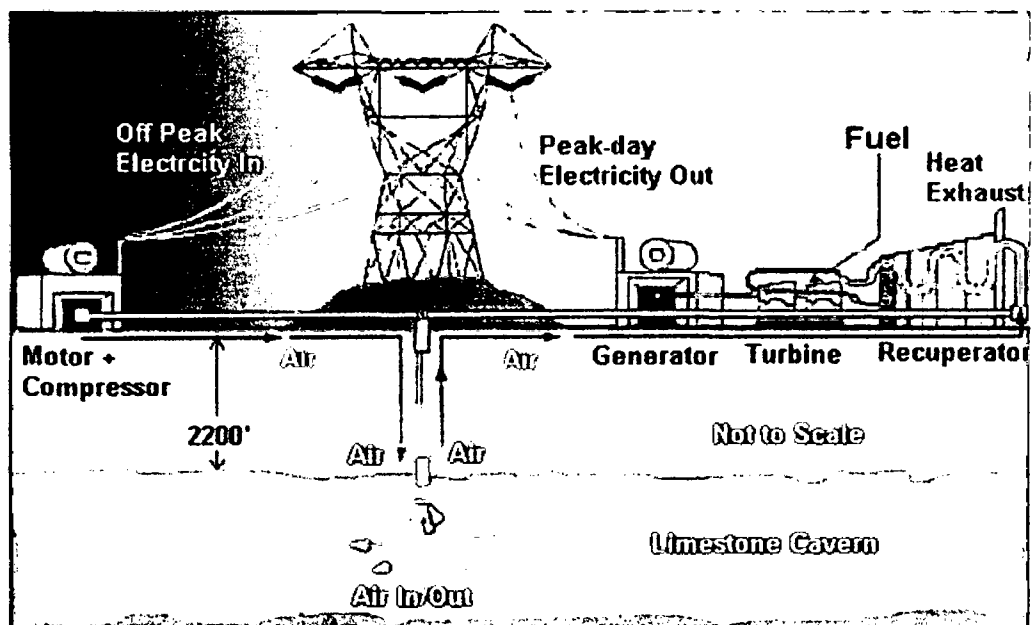


Figura 3.8. Esquema de un sistema de almacenamiento por aire comprimido y alimentado con gas natural.

En tecnología CAES se considera que la planta puede consumir un 40% menos de gas natural que con turbinas de gas convencionales dado que, en éstas 2/3 del gas natural se consume para comprimir aire para el proceso de combustión, algo que ya vendría servido con el aire comprimido almacenado.

C) Volantes de inercia

Este tipo de dispositivos está compuesto por un cilindro rotatorio de masa elevada, confinado mediante levitación magnética dentro de un estator (Figura 3.9). El volante de inercia opera en vacío para mejorar su eficiencia y se conecta a un generador para producir electricidad. Las principales ventajas del volante de inercia son las pocas exigencias de mantenimiento, su larga vida útil y su comportamiento inerte a condiciones medio-ambientales.

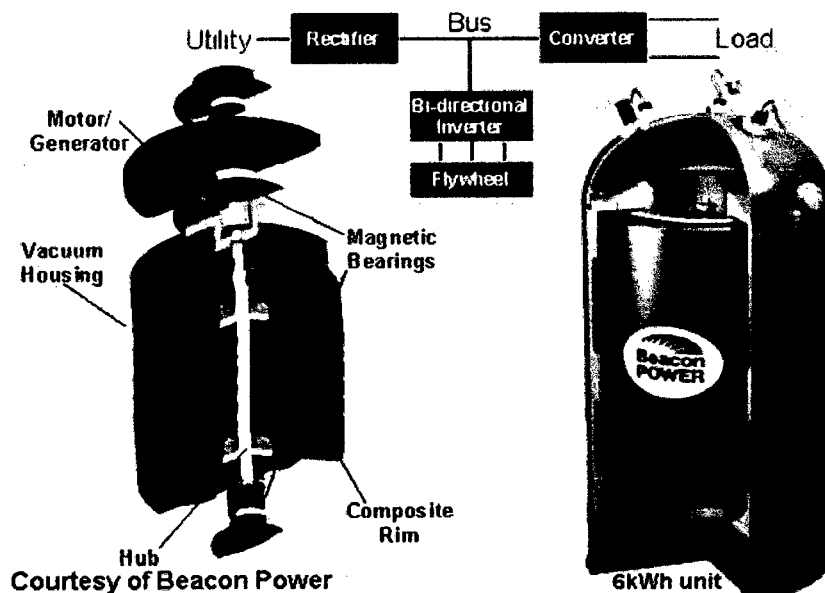


Figura 3.9. Esquema de un volante de inercia.

Mientras que los volantes de inercia de gran potencia están muy desarrollados y aplicados en tecnología aeroespacial y UPS, aún queda trabajo por delante para aplicaciones en las que se exija su operación

durante períodos prolongados de tiempo. En este tipo de dispositivos las pérdidas en stand-by son menores al 1%, y el paso de 0% a 100% de potencia entregada se logra en períodos de tiempo inferiores a los 5 ms.

D) Almacenamiento en superconductores

Este tipo de dispositivos también se denominan sistemas Superconducting Magnet Energy Storage (SMES). En este caso la energía es almacenada en el campo magnético creado por un flujo de corriente en una bobina superconductor (Figura 3.10). Los cables de la bobina han de ser enfriados criogénicamente a temperaturas inferiores a la temperatura crítica, ya que por encima de ésta se pierden dichas propiedades. Una vez que la bobina superconductor se carga, la corriente no decaerá, con lo que la energía quedará almacenada hasta que la bobina sea de nuevo conectada a la red para ser descargada. Sólo se registran pérdidas significativas en el proceso rectificador/inversor para pasar corriente de AC a DC y al revés.

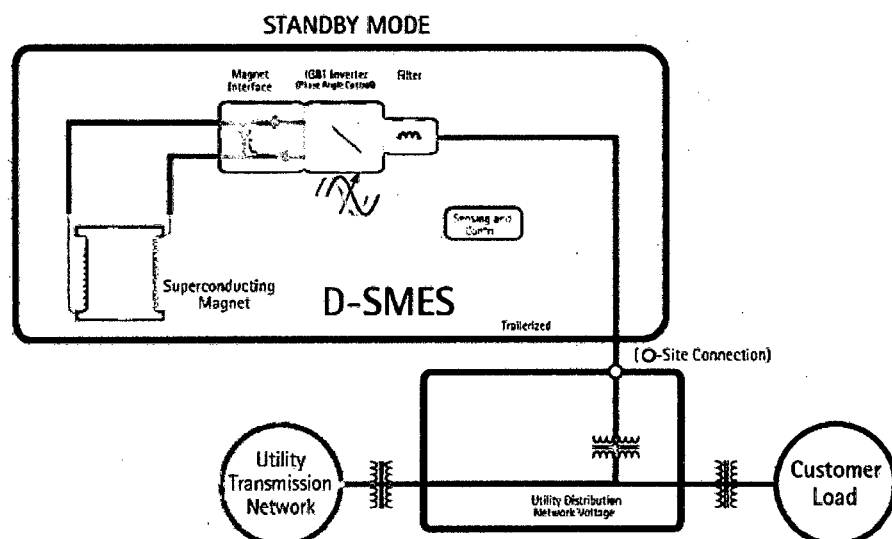


Figura 3.10. Esquema de un sistema superconductor para el almacenamiento de energía eléctrica.

Las principales ventajas de estos sistemas son: (i) el pequeño espacio de tiempo entre los procesos de carga y descarga (casi instantáneo); (ii) la muy pequeña pérdida de energía en los procesos de carga y descarga;

y (iii) la inexistencia de partes móviles en los componentes principales del sistema. El mayor inconveniente es el precio.

E) Almacenamiento en supercondensadores electroquímicos

Los supercondensadores electroquímicos almacenan energía eléctrica entre los dos condensadores eléctricos en serie que forman mediante iones del electrolito la doble capa eléctrica dibujada en la Figura 3.11. La distancia entre tipos de carga es de unos pocos angstroms, siendo la densidad de energía de estos dispositivos miles de veces mayor que las de los condensadores electrolíticos.

Los electrodos suelen realizarse con carbono poroso y el electrolito puede ser orgánico o acuoso (más barato aunque con menos densidad energética en este segundo caso). Por otro lado, aunque los condensadores electroquímicos convencionales ya están bien desarrollados, los supercondensadores con densidades energéticas superiores a 20 kWh/m^3 están aún en desarrollo.

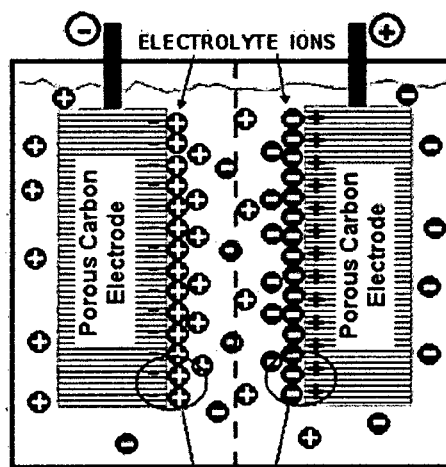


Figura 3.11. Esquema de funcionamiento de un supercondensador.

F) Centrales hidráulicas de ciclo reversible

Este tipo de centrales es el más utilizado como sistema de almacenamiento dentro de los sistemas eléctricos. Se plantea más para

cubrir demandas de energía que de potencia. Utiliza dos depósitos de agua, separados al menos verticalmente, de forma que el agua es bombeada al depósito superior en las horas de menor coste de la electricidad y es turbinada al depósito inferior cuando es requerida (normalmente a mayores precios por venta de electricidad). También se puede utilizar almacenamiento bajo tierra mediante pozos y otras cavidades, así como bombeo de agua de mar, lo que evita la necesidad de depósito inferior. La eficiencia de este tipo de dispositivos se sitúa en el rango 70 – 85% y los tiempos de descarga pueden abarcar hasta varios días.

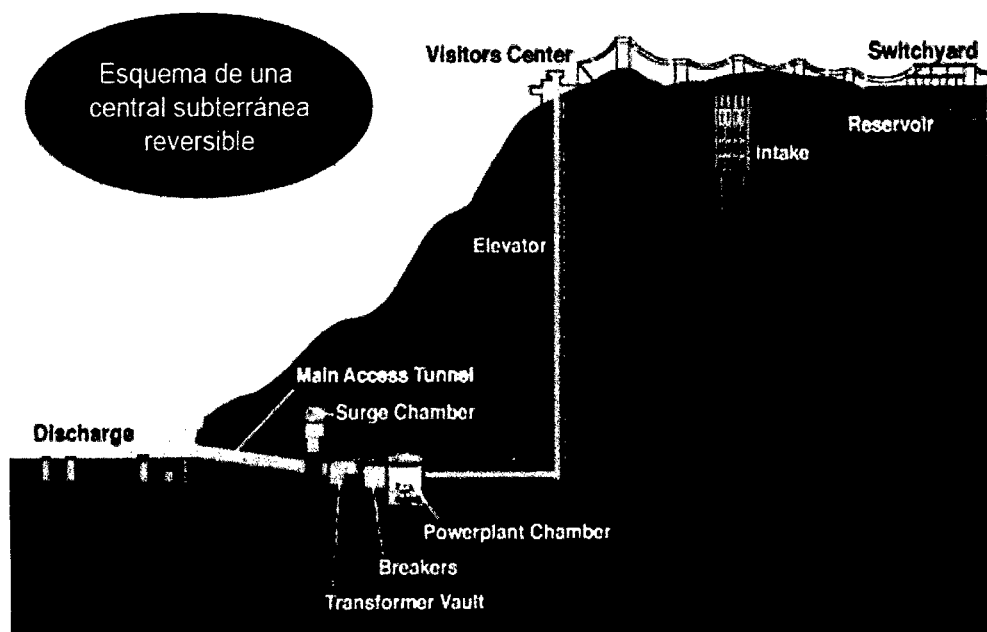


Figura 3.12. Esquema de una central subterránea reversible.

CAPÍTULO 4 SOBRETENSIONES POR FALLAS A TIERRA

4.1 SOBRETENSIONES Y RECURSOS DISTRIBUIDOS

El apropiado aterramiento y el uso adecuado del correcto transformador de interfaz para RD es importante para evitar sobretensiones en el sistema eléctrico durante las fallas a tierra. Esto es importante cuando la interfaz de RD es un circuito de distribución de cuatro hilos con neutro multiaterrado. Este tipo de diseño de circuitos de tierra representa la gran mayoría de los circuitos.

Para entender cómo un RD puede generar una sobretensión durante una falla a tierra, consideremos la Figura 4.1. En este ejemplo, tenemos un circuito de distribución de cuatro hilos con neutro multiaterrado que tiene un conductor (fase C) con falla al neutro. Una vez que esto ocurre, una alta corriente de falla se genera hasta que el interruptor de la subestación se abre (por lo general después de cinco ciclos). Una vez que la fuente de la subestación está desactivada, si el RD sigue alimentando el sistema, entonces el potencial del neutro (tierra) se convierte esencialmente en el de la fase C del RD. Cualquier carga o equipo conectado entre una fase que no tenga fallas (A o B) y el neutro será sometido pronto a tensiones que son equivalentes a la tensión de línea a línea –que es aproximadamente 1,73 veces mayor que en el momento de la condición de pre-falla. Los transformadores de distribución que atienden a clientes en estas fases están conectados de línea a neutro y por lo tanto el equipo del cliente se somete a tales sobretensiones.

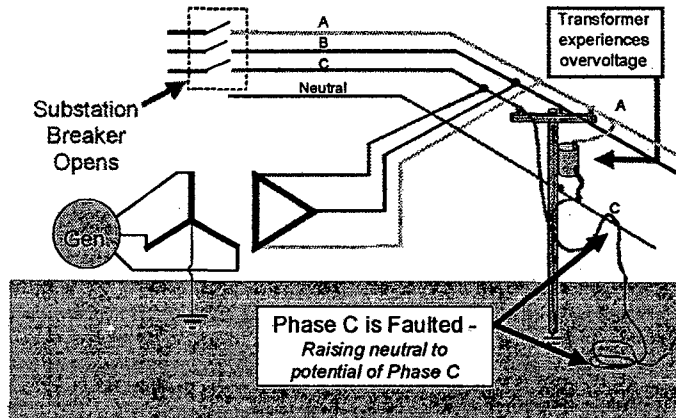


Figura 4.1. Sobretensión debido a una conexión a tierra de RD en la alimentación de un sistema de potencia.

Para una explicación más detallada de la sobretensión de falla a tierra, tenga en cuenta el diagrama vectorial de la Figura 4.2. En el momento de condiciones de pre-falla, las fases y neutro (tierra) están en el rango normal con las tres tensiones equilibradas con 120° de separación. Una vez que se presenta la falla, y después que el interruptor de la subestación se abre, el neutro (tierra) se eleva hasta el mismo potencial que la fase C y la tensión de línea de las fases A y B se convierten a 1,73 veces el valor de pre-falla. Dado que la tensión pre-falla nominal puede ser tan alta como 105% debido a la asignación de regulación de tensión ANSI, la tensión puede elevarse tan alto como 182% de la nominal durante el estado de falla. Los equipos del circuito de utilización tales como los pararrayos y cargas pueden ser dañados en tan sólo unos pocos ciclos de este elevado voltaje, por lo que esto representa un grave riesgo para los equipos de servicios públicos y las cargas.

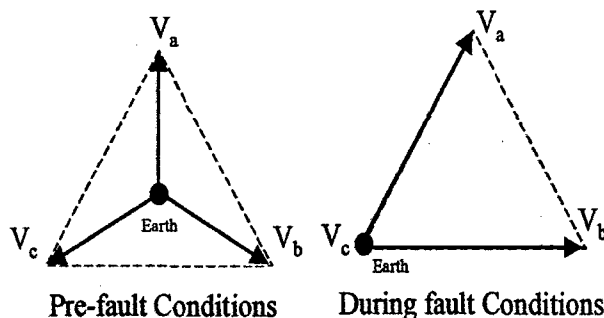


Figura 4.2. Diagrama vectorial que muestra la compensación neutral durante una falla de línea a tierra.

El aumento extremo de la tensión que se muestra en la Figura 4.2 (durante la falla) en realidad no ocurre hasta que el interruptor de la subestación se abre y se forma una isla. Hasta ese momento la tensión de línea a tierra en el sistema eléctrico estaba "bajo control" en cierta medida por el efecto del "banco de tierra" del transformador de la subestación. No es hasta que el interruptor de alimentación se abre que el RD empieza a imponer la grave sobretensión en el alimentador. Sin embargo, podría ocurrir una sobretensión parcial antes de la apertura del interruptor, dependiendo de qué tan fuerte es la fuente de RD en relación con el sistema de potencia en el punto de conexión.

En la práctica, la saturación del transformador puede reducir ligeramente la sobretensión por la falla a tierra y, la carga en el generador (si el generador es relativamente pequeño en la isla) puede también limitar significativamente la severidad de la sobretensión. Sin embargo, a pesar de estos efectos limitantes, la sobretensión puede ser lo suficientemente alta como para causar daño – especialmente a grandes generadores. El diseño de la interconexión debe tomar las medidas pertinentes para prevenir o al menos limitar la sobretensión. Existen varios enfoques para limitar el impacto de las sobretensiones de falla a tierra:

1. Usar "efectivo aterramiento" de la interfaz del generador.
2. Detectar localmente la falla a tierra lo más rápido posible para disparar la unidad de GD antes del funcionamiento en isla.
3. Use un disparo de transferencia antes del disparo de la isla.

4.2 MÉTODOS EFICACES DE PUESTA A TIERRA

El primer enfoque, toma de tierra eficaz, es requerido generalmente por las empresas de servicios públicos (y recomendado por la mayoría de los expertos en interconexión) como la manera apropiada para conectar un generador distribuido a

un circuito de distribución de cuatro hilos multiaterrado. La puesta a tierra efectiva significa que el generador está conectado a tierra lo suficientemente bien para que el aumento de la tensión en las fases no falladas durante una falla a tierra no sea mayor que alrededor de 125% por encima de la tensión nominal del sistema. Este es el mismo estándar que ha sido diseñado para los circuitos de utilización por ANSI C62.92¹⁰, que define un sistema de aterramiento efectivo que se consigue con los siguientes criterios:

$$X_0/X_1 \leq 3 \quad \text{y} \quad R_0/X_1 \leq 1$$

Donde las impedancias equivalentes de la fuente de alimentación de RD en el sistema eléctrico de potencia son:

X_0 = la impedancia de secuencia cero de RD.

X_1 = impedancia de secuencia positiva.

R_0 = resistencia de secuencia cero.

Las características de la máquina RD, la impedancia de puesta a tierra utilizada (si la hay), y el tipo de interfaz empleado en el transformador para la interconexión son los factores que determinan estas relaciones de impedancia. Básicamente, si las proporciones anteriores se cumplen, entonces esto es equivalente a decir que el camino de secuencia cero (camino de retorno de neutro y tierra) para el generador tiene una impedancia suficientemente baja en relación con la secuencia positiva dado que no es muy seguro que un cambio de neutro pueda producirse durante una falla a tierra.

Ciertos tipos de transformadores no proporcionan ninguna vía de secuencia cero (X y R son esencialmente infinitos). Por ejemplo, un interfaz de transformador con un bobinado en delta en la parte de alta, parece como si la de fuente de RD no tuviera conexión a tierra con respecto al sistema de utilización –incluso si el RD está

¹⁰ ANSI/IEEE C62.92–1989, "Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems", Part 1–Introduction.

aterrado en el lado de baja tensión. Para ser efectivamente aterrado, por lo general, solamente un bobinado tierra–estrella en la parte de alta va a funcionar. La Figura 4.3 muestra cuatro interfaces comunes del transformador.

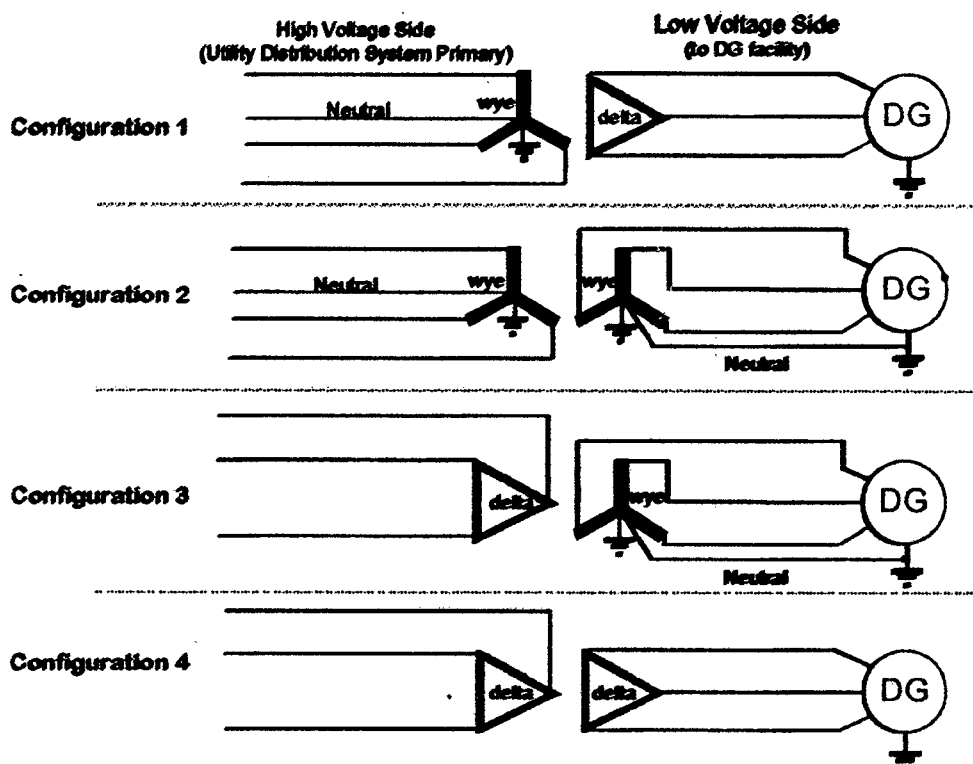


Figura 4.3. Cuatro interfaces comunes de transformador para RD. Sólo los dos primeros pueden proporcionar conexión a tierra eficaz.

La interconexión en forma directa de un GD con la red de potencia, es desaconsejable y llena de riesgos, principalmente en caso de conectarse a líneas aéreas, ya que los generadores poseen nivel de aislamiento incompatible con el correspondiente del sistema de potencia¹¹.

Se necesita de un transformador de interconexión, cuyas funciones sean: adecuar los niveles de tensión, evitar la inyección de corriente continua al sistema, bloquear las armónicas triples, controlar las corrientes de cortocircuito, facilitar la detección de sobrecorrientes desde el sistema y evitar las sobretensiones por

¹¹ Arritt, R., Dugan, R., "Distributed generation interconnection transformer and grounding selection", IEEE PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pág. 1-7, 2008.

resonancia^{12y13}. No existen especificaciones inflexibles al respecto, sin embargo, se dispone de recomendaciones de las empresas eléctricas, y hasta hace algunos años existía la Norma ANSI/IEEE 1001-1988, que presentaba los tipos de conexión, analizando sus ventajas y desventajas.

El fenómeno de sobretensión por ferresonancia, sin desbalance, se produce al emplear GD, ya sea con generador sincrónico o asincrónico, para cualquier tipo de conexión del transformador de interconexión. Las condiciones necesarias para que aparezca son: GD funcionando en isla, potencia de la carga menor a tres veces la del generador, capacidad del sistema entre el 25% y 500% de la potencia del generador y debe existir un transformador saturado. La solución consiste en desconectar la GD inmediatamente falte la alimentación del sistema, lo que solo se logra al emplear el relé detector de valores pico de tensión^{14y15}.

Las maneras posibles de conectar este transformador son: a) triángulo del lado del GD y estrella aislada de tierra del lado del sistema, b) triángulo del lado del GD y estrella puesta a tierra rígida en el otro, c) triángulo del lado del GD y estrella puesta a tierra no-rígida del lado del sistema, d) Triángulo en ambos lados, e) Estrella puesta a tierra del lado del GD y triángulo del lado del sistema, f). Estrella puesta a tierra en ambos lados, y g) Estrella del lado del GD y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema. En el Anexo N° 3 se presenta los resultados experimentales de una de las evaluaciones de sobretensiones que ha sido tomada como referencia para la elaboración de nuestras conclusiones, referida a este y otros capítulos de esta tesis.

¹² Feero, W.E. and Gish, W.B., "Overvoltages caused by dsg operation: synchronous and induction generators", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, N° 1, pág. 258-264, 1986.

¹³ Zhang, W.Y., Zhu, S.Z., Zheng, J.H. and Zhang, H., "Impacts of distributed generation on electric grid and selecting of isolation transformer", 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, pág. 1-7, 2005.

¹⁴ Feero, W.E. and Gish, W.B., *Ibidem*.

¹⁵ Mozina, C., "The impact of distributed generation", PAC World, Vol. 05, pág. 18-25, Summer 2008.

4.3 CONFIGURACIÓN ESTRELLA ATERRADA A TRIÁNGULO (1)

Este tipo de arreglo es la manera más efectiva de poner a tierra un generador. También proporciona un buen aislamiento del generador frente a fallas a tierra en el lado de la utilización y el aislamiento frente a los armónicos triples desde/hacia el generador. El generador no tiene que tener un neutro a tierra para este tipo de disposición para servir como una fuente efectiva a tierra.

Una desventaja clave de este enfoque es que es realmente siendo muy bueno su arreglo de puesta a tierra, tiene una impedancia de secuencia cero muy baja que puede interferir con el flujo normal de corriente de falla en el sistema de distribución. Esto puede alterar la coordinación de protección al provocar la desensibilización de los relés de tierra, operaciones no deseadas del fusible y falsas operaciones de los dispositivos de protección aguas arriba (como reconectores y seccionadores). También puede haber corrientes no deseadas que circulen en el delta de la bobina debido al componente de secuencia cero de estado estacionario de la tensión del sistema de utilización. El uso de una impedancia de tierra en la conexión de puesta a tierra del neutro del transformador, en su caso, puede reducir estos problemas a un nivel aceptable en muchos casos. La impedancia se debe seleccionar para que no se mantenga por encima las relaciones de puesta a tierra de ANSI C62.92.

4.3.1 Triángulo del lado del generador y estrella aislada de tierra del lado del sistema

Si la red eléctrica es de cuatro conductores, con el cuarto o neutro multi-aterrado, con la finalidad de facilitar la utilización de transformadores monofásicos (fase-neutro), la conexión a tierra del neutro del transformador se constituye en una solución de compromiso entre la seguridad de las cargas monofásicas y el nivel sensibilidad de la protección del sistema al

enfrentarse a fallas a tierra¹⁶. De la misma manera se usa la distribución empleando tres conductores que, según las características de la red eléctrica, puede resultar económica. Se ahorra un conductor y sus adecuados elementos de sujeción, pero se encarece por el nivel de aislamiento de los equipos, lo que está relacionado con el nivel y condiciones de las puestas a tierra. En que el centro de estrella del transformador del GD esté aislado, la falla monofásica en el alimentador determina un desplazamiento del neutro, cuyo nivel depende de la resistencia de falla. Si ésta es nula, la tensión sobre las fases sanas pasa de ser fase-neutro a fase-fase en las proximidades de la falla. Esta condición se mantiene aún después de la operación del interruptor del alimentador, mientras el GD continúe alimentando la falla. Sobretensión que es perjudicial para el aislamiento de los equipos y puede cebar los descargadores de sobretensión y dañarlos, así como sobresaturar los transformadores monofásicos, estableciendo el flujo en zonas no preparadas para sostenerlo. Con el fin de evitar esta sobretensión, es de uso recomendado la regla 2:1, que señala que la carga conectada al generador “en isla” debe ser por lo menos el 200% de su potencia, teniendo en cuenta que la sobretensión es controlada en amplitud por la carga y en duración por la protección^{17y18}. Este tipo de conexión bloquea las armónicas triples que, generadas por el GD, se abren paso hacia el sistema.

¹⁶ Nagpal, M., Plumptre, F., Fulton, R. and Martinich, T.G., “*Dispersed Generation-Utility Perspective*”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 42 No. 3, pág. 864 – 872, 2006.

¹⁷ Mozina, C., Ob. cit.

¹⁸ Nagpal, M., Plumptre, F., Fulton, R. and Martinich, T.G., Ob. cit.

4.3.2 *Triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema*

La puesta a tierra rígida del centro de la estrella del equipo de interconexión, evita el corrimiento del neutro frente a la falla monofásica, por lo que evita las sobretensiones en las fases sanas. Este nuevo camino a tierra altera la distribución del componente de secuencia cero, repartiéndolo entre la puesta a tierra del transformador de la subestación o del alimentador y el homólogo de la GD. Los valores de dicha repartición dependen de las potencias relativas y de las impedancias de los caminos a tierra, pudiendo encontrarse relaciones de más de 2:1 entre las corrientes a tierra por la protección del alimentador sin y con la GD conectada.

Esta disminución en las corrientes puede alcanzar valores tan altos como 4:1 en caso de que se tenga el transformador del generador conectado y la GD desconectada. Esta disminución de la corriente, indiscutiblemente baja la sensibilidad de la protección y consiguientemente disminuye la zona protegida, como puede observarse en la Figura 4.3¹⁹.

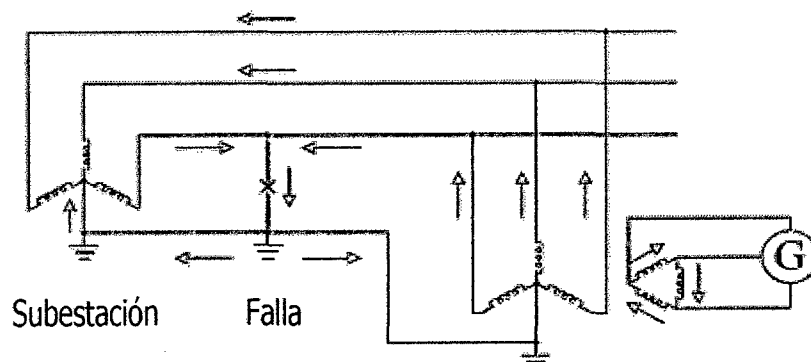


Figura 4.3. Repartición de corrientes y disminución de sensibilidad del relé del alimentador.

Si la falla está en las inmediaciones de la GD, puede no ser detectada por el interruptor de la subestación, y los fusibles cercanos (del lado de la GD

¹⁹ Nagpal, M., Plumtre, F., Fulton, R. and Martinich, T.G., Ob. cit.

de la falla) pueden acelerar su operación, haciendo fracasar la coordinación “salva fusibles” con los reconectores.

Si en la salida de la misma estación hay otro alimentador que está en falla, como el *b* de la Figura 4.4, puede provocar la apertura del interruptor del alimentador *c*, conectado a la GD y que no está involucrado en la falla. Este inconveniente puede ser resuelto mediante el empleo de protección direccional, equipo con mayor complejidad y elevado costo. El transformador de la GD, ofrece un camino a tierra a todas las fallas a tierra para todos los distribuidores alimentados desde la misma estación de transformación (*a*, *b* y *c*). Esta condición somete al transformador a un elevado número de fallas y a un consumo excesivo de vida útil. Asimismo, los interruptores localizados aguas abajo en los alimentadores, pueden ser superados en su capacidad de ruptura debido al aporte de la GD. La solución puede lograrse a través de la elevación de la tensión de cortocircuito del transformador (o sólo de la impedancia de secuencia cero), o mediante una impedancia de puesta a tierra. La primera alternativa no es seductora para la empresa eléctrica dado que se trata de un equipo “especial”, que requiere repuestos especiales y mayor adiestramiento del personal, aumentando así los riesgos de error. La segunda alternativa es más aceptada, con lo que estamos en el caso *c*. La puesta a tierra del transformador de interconexión brinda un camino a la corriente de secuencia cero, sea de desbalance o de falla, por lo que, según su impedancia relativa, puede absorber un elevado porcentaje del desbalance del sistema y su relé abrir por sobrecarga, aunque sea solo de secuencia cero, lo que se soluciona con una impedancia que se oponga a esa secuencia, que no debe arriesgar a los equipos por sobretensión²⁰.

²⁰ W.Y. Zhang, S.Z. Zhu, J.H. Zheng, and H. Zhang, Ob. cit.

Para grandes GD este esquema se considera como el mejor. Sus ventajas son: esquemas de protección bien conocidos por parte de usuarios y empresas, el triángulo bloquea las armónicas producidas por el GD, facilita la detección de las fallas a tierra desde el transformador de interconexión, ya que contribuye en su corriente y, en caso de operar en isla, la puesta a tierra impide la ferresonancia²¹. Se pueden mencionar como desventajas: las armónicas tienden a introducirse al transformador elevando su temperatura, se modifican los caminos de las armónicas triples pudiendo aparecer problemas por interferencias en comunicaciones, contribuye a las corrientes de falla a tierra lo que puede dañarlo, puede causar el disparo “simpático” de los relés de otros alimentadores no fallados, requiere modificaciones costosas en los esquemas de relés como inter-comunicaciones y, por último, el transformador puede resultar dañado por sobrecorrientes si su tensión de cortocircuito es del 4 al 5%²².

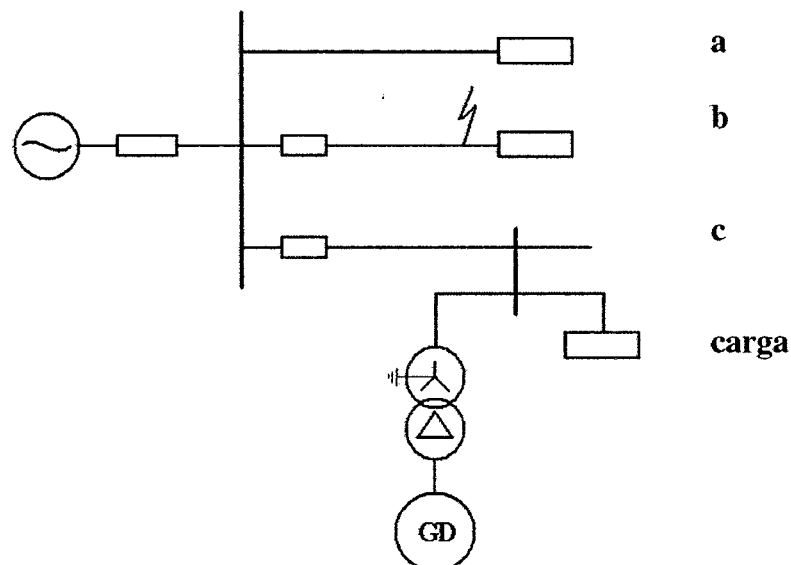


Figura 4.4. Esquema simplificado con varios alimentadores partiendo de la misma barra.

²¹ Arritt, R. and Dugan, R., Ob. cit..

²² Arritt, R. and Dugan, R., Ob. cit..

4.3.3 *Triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra no-rígida del lado del sistema*

Empleando impedancia de puesta a tierra obtenemos una condición intermedia entre las anteriores. Así, se limita el corrimiento del neutro y controla el valor de la componente de secuencia cero de la corriente (debidas a armónicas triples, desbalance y/o fallas), por lo cual es una solución de compromiso. La solución se logra al adoptar valores límites para las sobretensiones sobre las fases sanas, y para la pérdida de sensibilidad de la protección (p.e. 122% y 5% respectivamente²³). Para 13,2 kV, p.e., representan valores de impedancia de puesta a tierra de 1 a 1,5 veces la impedancia de secuencia cero del transformador de interconexión. Otra referencia, indica un valor de impedancia que limite la corriente de falla a tierra, a valores entre 1 y 2 veces la nominal del transformador, reconociendo el riesgo de sobretensión y el posible daño a los descargadores²⁴. Esta condición, no transfiere armónicas producidas en la GD y permite el paso parcial de las armónicas del sistema. Al principio, el reactor del neutro puede ser satisfactorio, pero la participación de GD puede cambiar la situación, por lo cual su cálculo debe hacerse con un amplio margen en previsión de futuras GD. Su valor se calcula en base al siguiente criterio: $X_0/X_1 \leq 3$ y $R_0/X_1 \leq 1$, en otras palabras $X_N \leq X_{t1} + X_{g1} - X_{t0}/3$ donde X_N es la reactancia de neutro, X_{t0} reactancia de secuencia cero del transformador, X_{t1} reactancia positiva transformador y X_{g1} reactancia positiva generador.

Estas consideraciones dan garantía de una puesta a tierra efectiva para el punto de interconexión sistema-GD. Para fallas en otros puntos

²³ Nagpal, M., Plumtre, F., Fulton, R. and Martinich, T.G., Ob. cit.

²⁴ ANSI/IEEE Std. 1001-1988, *IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities With Electric Utility Systems*, 1988.

deben adicionarse las impedancias a las de secuencia positiva y cero del transformador²⁵.

4.4 CONFIGURACIÓN ESTRELLA ATERRADA A ESTRELLA ATERRADA (2)

Este tipo de conexión crea un aterramiento efectivo del generador con respecto al sistema de utilización sólo si el mismo generador tiene un neutro a tierra y puede satisfacer las proporciones de tierra ($X_0/X_1 \leq 3$ y $R_0/X_1 \leq 1$). Si el generador no cumple con estas relaciones o no está conectado a tierra, entonces este tipo de transformador no será una conexión a tierra eficaz (incluso si las conexiones del neutro del transformador están conectadas a tierra a ambos lados).

Uno de los inconvenientes principales de este arreglo es que algunos generadores (ciertos inversores y máquinas rotativas) no funcionan bien o no están diseñados para una conexión de neutro a tierra. Los armónicos triples también pueden transmitirse directamente a/desde el sistema de utilización y el generador. Algunos diseños de máquinas rotativas necesitan una impedancia en el neutro para limitar los niveles de falla a magnitudes que no dañen el bobinado.

4.4.1 Estrella puesta a tierra del lado del generador y estrella puesta a tierra del lado del sistema

Es una conexión para la alimentación de cargas estrictamente trifásicas. Entre las ventajas, puede señalarse que es poco probable la ocurrencia de ferresonancia en alimentaciones mediante cables, los dispositivos de maniobra son de menor costo (sus tensiones raramente superan el valor de fase) e impide el corrimiento del neutro en caso de falla monofásica. Entre sus desventajas, podemos indicar que el GD ve el desbalance de fases del sistema y deja pasar las corrientes homopolares así

²⁵ Arritt, R. and Dugan, R., Ob. cit..

como las triples, el GD alimenta todos los tipos de fallas del sistema, el sistema colabora en las fallas internas del GD elevando el nivel de daño. La principal desventaja es el aporte de las corrientes homopolares que cargan al generador y al sistema, en aquellos generadores que, debido a su paso de bobinado, generan estas armónicas en tensión. Es importante el efecto del desbalance que en los generadores provoca un flujo de secuencia negativa, propiciando elevadas corrientes de frecuencia doble en los circuitos cerrados rotóricos, originando elevada sollicitación térmica en ellos. La presencia de una impedancia en la puesta a tierra del generador para el bloqueo de estas armónicas, sitúa en riesgo al personal por la presencia de elevada tensión de esa armónica sobre esta impedancia. En isla, esta impedancia puede hacer que el sistema no esté efectivamente puesto a tierra, y esté sometido a sobretensiones. Es la conexión utilizada en generadores con inversores que requieren aislamiento de tierra y para los asíncronos, sin neutro²⁶.

4.4.2 Estrella del lado del generador y estrella puesta a tierra rígida del lado del sistema

Esta disposición presenta como principal inconveniente el ofrecer un camino para el tránsito de las armónicas triples, especialmente la tercera, generadas ya sea por la GD o por la electrónica del inversor. Este fenómeno aparece usualmente y en forma sorpresiva tanto en el lado del usuario como para la empresa eléctrica, cuando se interconecta un generador que ya ha estado en uso como respaldo sin manifestar problemas, poniéndose ahora en evidencia por elevadas corrientes por el neutro²⁷. Este comportamiento se debe a que la carga del usuario presenta alta impedancia a estas armónicas,

²⁶ Arritt, R. and Dugan, R., Ob. cit..

²⁷ Dugan, R. and McDermott, T., "Distributed Generation", IEEE Ind. App. Mag., Vol.8, N°2, pp.19-25, 2002.

pero la red representa un sumidero a esas frecuencias. La alternativa es suministrar un arrollamiento en triángulo, con baja impedancia. La falla a tierra ubicada entre el GD y el transformador, se refleja directamente al alimentador, y puede ser vista por la protección de la estación y sacar a todo el sistema; debe coordinarse protección de generador con protección de estación²⁸.

La *b* es la mejor conexión, basada en la experiencia y lo mejor de las protecciones, es la empleada en los transformadores de las centrales.

4.5 CONFIGURACIONES DELTA EN EL LADO DE ALTA (3 y 4)

Estas dos configuraciones no proporcionan conexión a tierra eficaz para el sistema de utilización independientemente de la forma en que el generador esté conectado a tierra. Ellas tienen algunas ventajas, tener menos interferencia con respecto a la protección de falla a tierra del circuito de utilización, el aislamiento de armónicos, etc. Estos tipos de transformadores de alimentación son ideales en un sistema de distribución sin conexión a tierra (3 hilos en delta), pero no se recomiendan para aquellos de uno y cuatro alambres multiterrados tipo neutro del sistema. Se suele detectar algún nivel de sobretensión de falla a tierra por detección/disparo si se utilizan en sistemas de cuatro hilos con neutro multiterrado.

4.5.1 Triángulo del lado del generador y del lado del sistema

Esta conexión se utiliza en GD de baja potencia, necesita que el generador de la GD se conecte en estrella puesta a tierra y no aporta corriente a las fallas a tierra, por lo tanto no insensibiliza a la protección del alimentador²⁹. Esta conexión, con transformador de la GD aislado de tierra en el lado del sistema, frente a una

²⁸ Mozina, C., Ob. cit.

²⁹ ANSI/IEEE Std. 1001-1988, *IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities With Electric Utility Systems*, 1988.

falla a tierra en el alimentador que determina la apertura de la alimentación del sistema, somete a los dispositivos aún alimentados desde la GD a una sobretensión permanente de tensión de línea en lugar de tensión de fase, sobretensión que daña a los descargadores, como puede observarse en la Figura 4.5. (El cálculo de la sobretensión permanente se muestra en el Anexo N° 4).

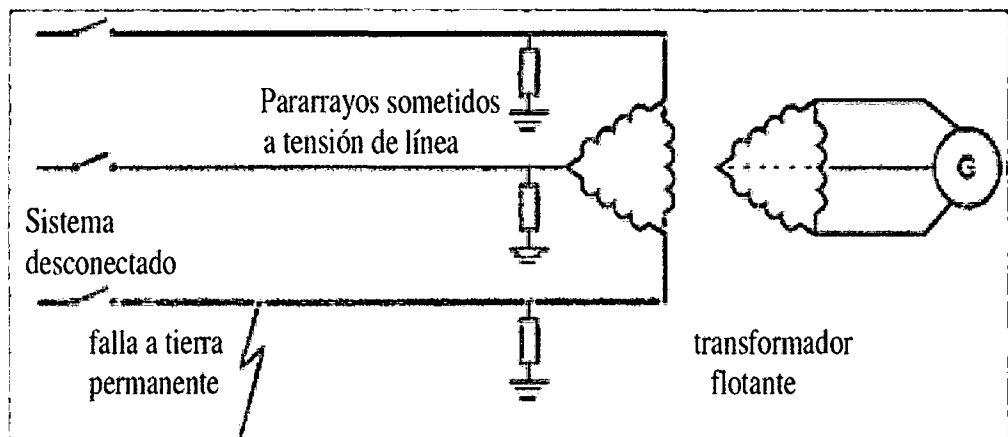


Figura 4.5. Sobretensión permanente por falta de referencia de tierra en conexión triángulo-triángulo.

4.5.2 Estrella puesta a tierra del lado del generador y triángulo del lado del sistema

La principal característica de esta conexión es su alto riesgo de ferresonancia en caso de falla de alguna fase en el alimentador, que sucede cuando opera alguno de los fusibles colocados en el alimentador y el generador es desconectado del transformador siguiendo las exigencias vigentes. Reúne las condiciones para ferresonancia: falta de una o dos fases en la alimentación, capacidades contra tierra (concentradas en forma de capacitor o distribuidas en forma de cable) y arrollamiento en triángulo o sea sin tierra de referencia, como puede verse en Figura 4.6. La ferresonancia representa la mayor sobretensión de régimen permanente que puede presentarse en un sistema eléctrico, cuya onda es fuertemente distorsionada, la que puede observarse en la Figura 4.7. Dejar conectado el

generador no es una solución, ya que lo sometería a una elevada sobrecorriente de secuencia negativa. La solución radica en el uso de protección contra falla de fase o la reducción de capacidad del lado del sistema. La conexión estrella–estrella mejora el problema, pero no elimina el riesgo; se elimina conectando a tierra al neutro, lo cual origina los problemas ya descritos³⁰.

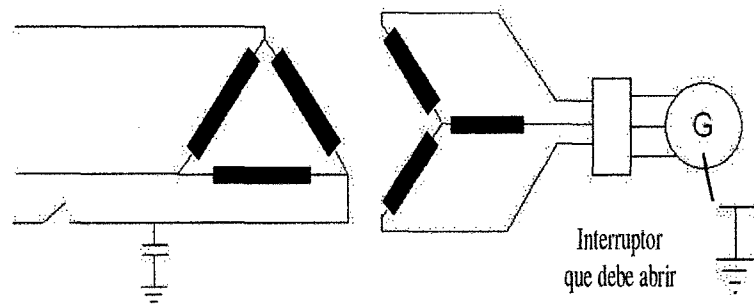


Figura 4.6. Situación conducente a la aparición de ferresonancia.

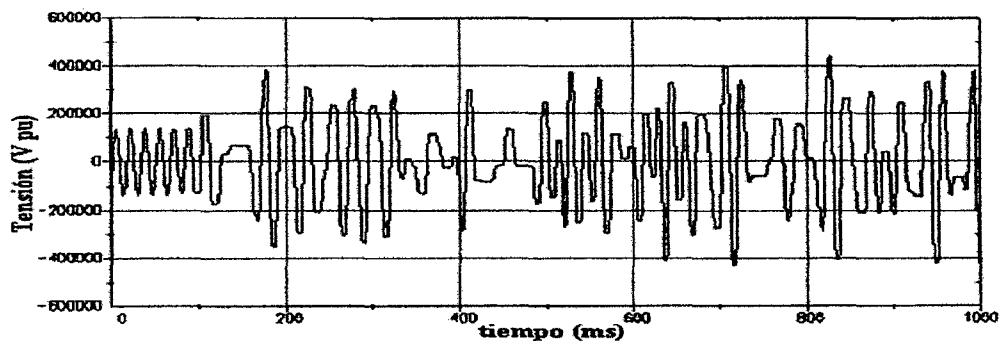


Figura 4.7. Ejemplo de ferresonancia, donde se observa la típica onda cuadrada.

Sus ventajas más resaltantes son: las armónicas triples generadas por el GD no alcanzan el sistema de potencia, suministra algo de aislamiento a los huecos de tensión del sistema y no aporta corriente a las fallas a tierra en el sistema. Entre las desventajas pueden señalarse: expuesto a ferresonancia debido a los cables de alimentación, calentamiento por las corrientes de tercera armónica entre generador y transformador en estrella a

³⁰ Dugan, R. and McDermott, T., ob. cit.

tierra y frente a una falla a tierra en isla la puesta a tierra no es suficiente para evitar la ferresonancia.

4.6 DETECCIÓN Y DISPARO POR SOBRETENSIONES DE FALLA A TIERRA DE RD

Otra forma de limitar la sobretensión en la línea por fallas a tierra es limitar su duración. Esto puede hacerse mediante la detección de la sobretensión y el apagado el generador lo más rápido posible. El plan consiste en un banco de transformadores de potencial (PT) de estrella aterrada a delta que alimenta a un relé de sobretensión (59G) (ver Figura 4.8). En esta disposición, cuando ocurre una falla a tierra en el primario, una tensión de secuencia de cero de grandes componentes de aparece repente en los terminales del delta abierto del banco PT –causando que dicho relé se dispare.

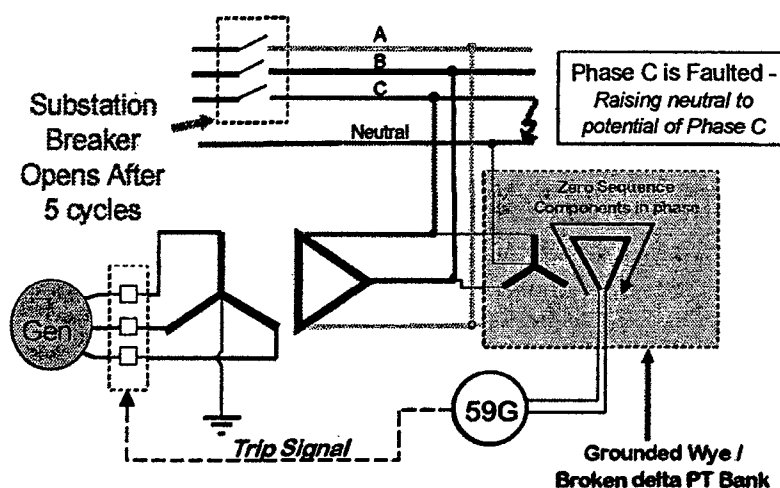


Figura 4.8. Esquema de detección de fallos de sobretensión con el relé 59G y banco de transformadores de potencial en estrella aterrada/delta abierto.

El principal problema de este enfoque es que si se utiliza en lugar del aterramiento eficaz, la sobretensión se sigue produciendo y el RD no puede ser abierto antes que se produzca daño a los equipos del circuito de utilización y las cargas de los clientes. Este enfoque funciona mejor si el relé 59G y el tiempo de

compensación automática son lo suficientemente rápidos como para disparar el generador fuera de línea antes de que la protección del circuito de utilización se abra. Esto no siempre se puede lograr debido a la necesidad del tiempo de retardo del relé para evitar disparos molestos. Puesto que las cargas se pueden dañar en tan sólo unos pocos ciclos de sobretensión extremos, esto puede ser riesgoso.

4.6.1 Protección contra fallas a tierra del estator: 59G

El método de aterramiento afecta el grado de protección proporcionado por los relés diferenciales. Cuando se tiene una impedancia de puesta a tierra muy elevada y la magnitud de la corriente de falla es muy pequeña es difícil detectar fallas de alta impedancia debido a que los relés diferenciales no responden a fallas monofásicas a tierra.

Un relé separado en el neutro aterrado dará protección sensible si es que este puede ser ajustado sin considerar la corriente de carga. El relé de tierra puede también actuar para fallas a tierra fuera del generador. Por este motivo es necesario un retardo de tiempo para coordinar con otros relés coincidentes.

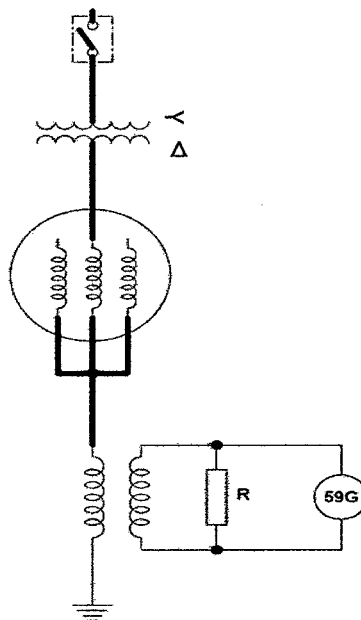


Figura 4.9. Generador con puesta a tierra de alta impedancia.

Una falla sobre uno de estos circuitos no dispararía la máquina, los relés en el circuito fallado despejarán tales fallas. En la puesta a tierra de alta resistencia del neutro del generador se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria.

El esquema de protección contra falla a tierra del estator más común en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59G) conectado a través de una resistencia de puesta a tierra para detectar la tensión de secuencia cero, como se muestra en la Figura 4.9.

La resistencia secundaria es usualmente elegida de modo que, dada una falla entre fase y tierra en los terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltamperios reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores y los devanados de los transformadores conectados a los terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 A primarios.

El relé que se utiliza para esta función está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y a otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador.

Típicamente el relé de sobretensión tiene un ajuste mínimo aproximado de enganche (pickup) de 5 V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar las fallas a través de todo el devanado del estator.

El esquema de protección con 59G es claro y confiable, sin embargo este relé protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente tensión residual de 60 Hz. Es fundamental proporcionar a los principales generadores de un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado.

Uno de las alternativas es usar un relé de bajo voltaje de tercera armónica. Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas, ellos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación y la carga de la máquina.

Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede utilizarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro. Uno de los métodos está basado en el hecho que el nivel del voltaje de tercera armónica en el neutro disminuye las fallas cercanas al neutro.

Por lo tanto, un relé de bajo voltaje de tercera armónica medido en el extremo del neutro puede utilizarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra fallas a tierra, como puede ser un relé de sobretensión (59G) que opere en el voltaje neutro de 60 Hz.

La combinación de ambos relés protege al 100% del devanado del estator. En la Figura 4.10 se presenta un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica.

La Figura 4.11 ilustra la superposición de las funciones del 27TG (tercera armónica) y del 59G para proteger el 100% del devanado del estator.

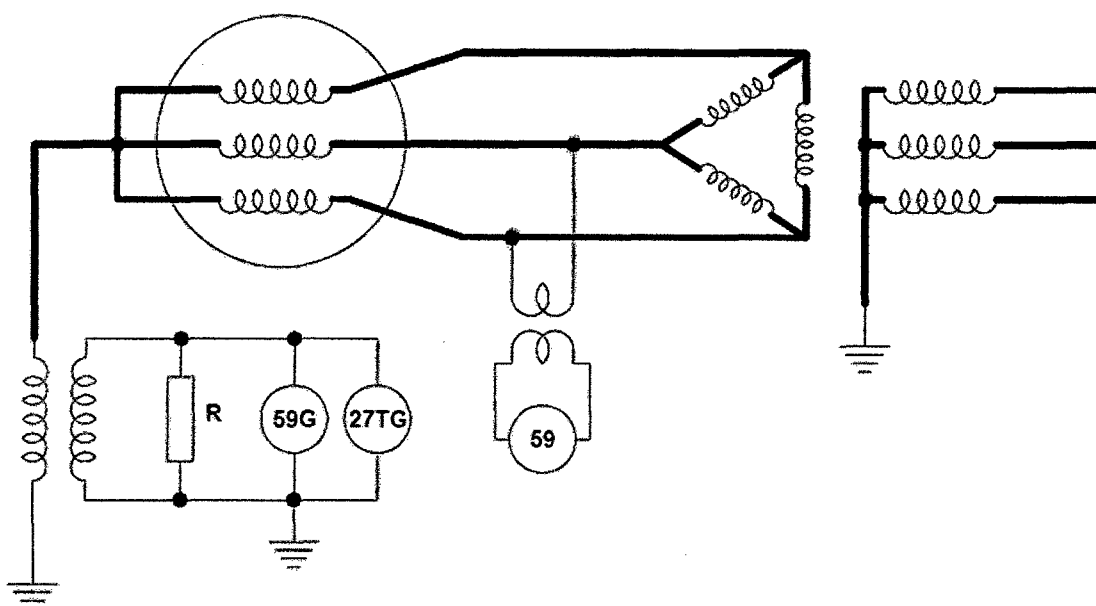


Figura 4.10. Esquema de protección a tierra con bajo voltaje de tercera armónica, donde 59: Relé de sobretensión instantáneo, 59G: Relé de sobrevoltaje sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz), 27TG: Relé de bajo voltaje sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz).

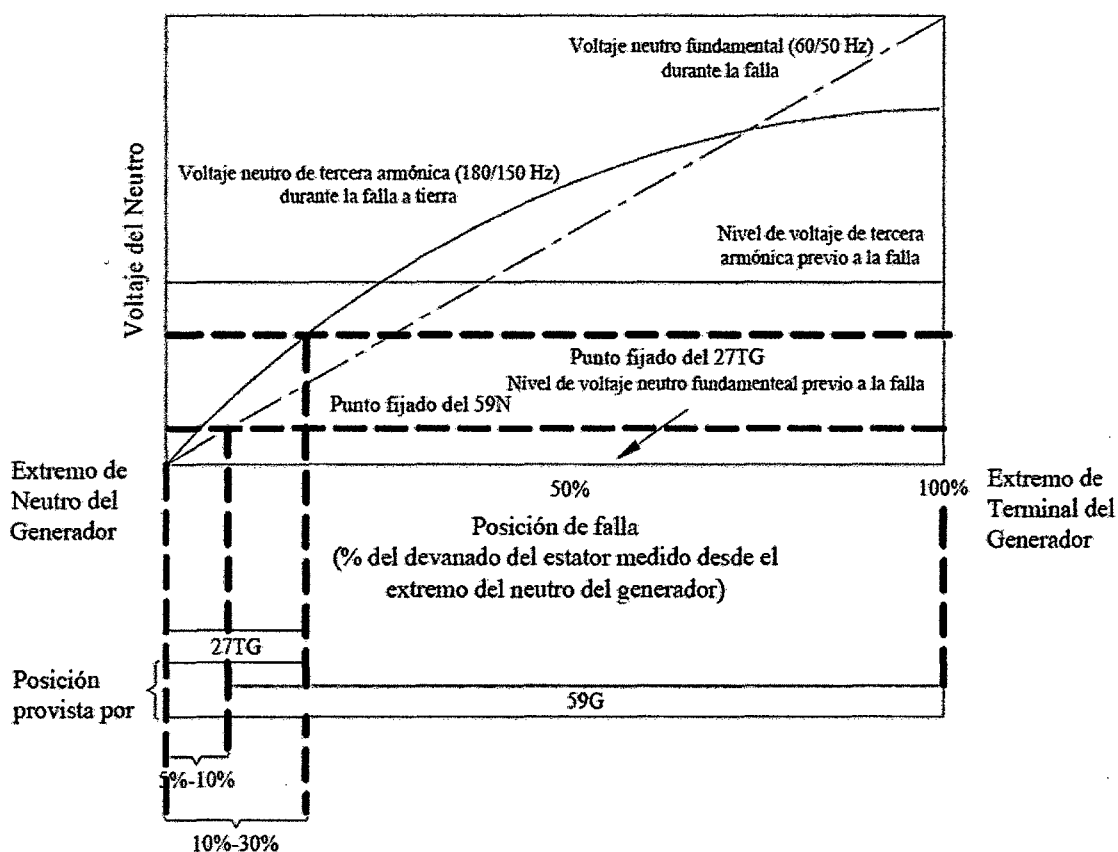


Figura 4.11. Superposición del relé 59G con el de tercera armónica (27TG).

CAPÍTULO 5 SOBRETENSIONES RESONANTES DURANTE EL FUNCIONAMIENTO EN ISLA

5.1 FUNCIONAMIENTO EN ISLA

Isla o “islanding” es una condición eléctrica que se produce cuando una fuente GD continúa suministrando energía a una parte de la red eléctrica después de que dicho segmento de la red haya sido interrumpido o desconectado. De esta manera la red eléctrica deja de administrar esa parte aislada del sistema de distribución, que tiene tanto carga como generación, comprometiendo la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.

En un sistema solar fotovoltaico, cuando se produce la isla en una parte de la red desconectada de la fuente principal, las cargas en esta parte continúan siendo totalmente alimentadas por el sistema. Constituye una condición de seguridad básica para los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red el que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada; situación en que la magnitud de las cargas conectadas no debe ser tenida en cuenta.

Dado el caso de varios sistemas fotovoltaicos conectados a una red de BT, es probable que la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico coincida con la cantidad de energía consumida por las cargas de la red. En estas condiciones no existe flujo de energía con la red eléctrica y, es posible que los sistemas fotovoltaicos no detecten la posible desconexión de la red, alimentando las cargas conectadas y produciéndose de este modo la condición de isla.

En el caso de las turbinas eólicas que están funcionando en isla y se restablece la conexión a la red principal, surgirán corrientes muy elevadas en la red y en los generadores eólicos, lo que podría desencadenar una gran descarga de energía sobre la parte mecánica de la turbina (ejes, engranajes, rotor) semejante a una conexión dura del generador a la red.

Por lo tanto, el controlador electrónico de la turbina eólica debe sensor continuamente la tensión y la frecuencia de la red. En el caso que estos parámetros superen un cierto valor, durante una fracción de segundos, la turbina deberá ser desconectada de la red y detenida inmediatamente (en este caso, usando los frenos aerodinámicos).

5.1.1 Descripción

El sistema fotovoltaico presentado en la Figura 5.1 consiste en un equipo de generación fotovoltaico y un inversor, la fuente de tensión de la red eléctrica está representada a la derecha y el correspondiente interruptor que permite aislar la red del equipo. El nodo "a" es el PCC (point of common coupling) o punto de conexión entre la carga del usuario y el sistema de suministro. Si el sistema fotovoltaico continúa energizando las cargas a la izquierda del interruptor después de que el interruptor se haya abierto, entonces el equipo fotovoltaico y las cargas quedan aislados del resto, produciéndose la condición de isla.

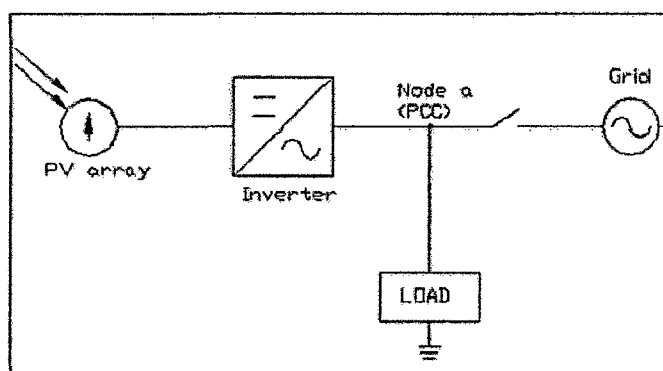


Figura 5.1. Esquema del sistema fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red deben tener, por lo menos, métodos de protección de sobre/sub-tensión y sobre/sub-frecuencia que logren que el inversor deje de suministrar energía a la red en caso de que la frecuencia o la amplitud de la tensión en el PCC superen los límites establecidos. Estos sistemas de protección aseguran los equipos de los usuarios pero también sirven como métodos pasivos de detección anti-isla.

5.1.2 Causas

Las siguientes situaciones pueden producirse en inversores para conexión a red como resultado de la condición "islanding", tales como: fallo detectado por la red y que trae como consecuencia la activación de un elemento de desconexión, pero no detectado por el inversor o los elementos de protección; apertura accidental del suministro de red por fallos del equipo; modificaciones imprevistas en la red de los sistemas de distribución y cargas; desconexión planificada para servicios de mantenimiento, bien en un punto de la red, bien en la entrada del servicio; errores humanos o vandalismo y un accidente natural.³¹

5.1.3 Efectos

Son numerosas las razones por las cuales la condición de isla debe ser prevista en cualquier tipo de generación de energía con conexión a red, pero las principales son: seguridad, responsabilidad y mantenimiento de la calidad de la energía suministrada a los consumidores. Éstos confían en la calidad de la energía suministrada por la red, pero además, éstas deben disponer de inversores anti-islanding en sus sistemas por las siguientes razones:

³¹ Prieto García, Carlos, *El Mantenimiento en las Redes de Distribución de Energía Eléctrica en Media Tensión*. Trabajo de fin del curso *Experto Universitario en Mantenimiento Predictivo y Diagnóstico de Fallos*, Universidad de Sevilla, España, 2006-2007.

- a) La red eléctrica no puede controlar la tensión y la frecuencia en caso de “islanding”, de modo que las instalaciones del usuario puede sufrir daños.
- b) La red, junto con el propietario del sistema de generación, pueden ser responsabilizados de los daños producidos a los equipos conectados, como consecuencia de las variaciones de tensión y frecuencia fuera de los límites permitidos.
- c) El “islanding” puede constituirse en un peligro para los trabajadores de la red o los consumidores, ya que una línea aparentemente desconectada de toda fuente de alimentación puede continuar activa.
- d) El aislamiento producido puede obstaculizar la línea o dañar el equipo de generación o cualquier otro equipo conectado, debido al cierre fuera de fase.
- e) El “islanding” puede interferir con el restablecimiento manual o automático del servicio normal de la red.³²

5.1.4 Inversor anti-islanding

Un normal funcionamiento de la red requiere que la tensión, frecuencia y forma de onda de la tensión se mantengan dentro de unos límites determinados. Los fallos producidos en un generador de energía o en la red deben ser localizados y desconectados rápidamente para que el efecto de las fluctuaciones de tensión o frecuencia sobre la calidad energética de la red sea mínimo y para prevenir daños en la red y/o el generador. El mantenimiento requiere también una desenergización de la red, y los sistemas de generación deben detectar esta situación para que no se

³² Ibidem.

produzca una realimentación en la línea, hecho que supone un peligro para el personal de mantenimiento o los consumidores.

Los dispositivos de protección del generador deben permitir la desconexión de la red en caso de fallo, de desenergización por mantenimiento o cuando los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos. Los dispositivos de protección básicos están situados en el inversor y consisten en la detección de sobre/ sub tensiones y frecuencias en la red. Muchas veces el nivel de protección básico ayuda a prevenir el efecto de la condición de isla, pero otras muchas resulta insuficiente, especialmente en el caso en el que la potencia suministrada por el equipo fotovoltaico iguala el consumo de las cargas.

El inversor anti-isla está diseñado para sistemas con conexión a la red, caracterizándose por tener, además de métodos de protección pasivos basados en la detección de sobre/sub tensiones y frecuencias, de métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de la red. En condiciones de operación normales, estos inversores no deben mantener una situación de aislamiento y deben estar diseñados de modo que sus métodos activos sean apropiados para un gran número de unidades instaladas a lo largo de los sistemas de distribución de la red, de modo que los diferentes métodos no se interfieran entre sí. Un inversor anti-isla debe superar un test anti-isla para ser considerado como tal.

5.2 SOBRETENSIONES POR RESONANCIA EN RD DURANTE EL FENÓMENO “ISLANDING”

Otra forma de sobretensiones que pueden ocurrir son las sobretensiones de resonancia. Si se produce el funcionamiento en isla de la RD, es posible que una

condición de resonancia serie se desarrolle entre el generador y el banco de condensadores de corrección de factor de potencia conectados en el alimentador (ver Figura 5.2). Esta resonancia puede ocurrir en condiciones de falla o sin falla con cualquier tipo de interfaz de transformador. La forma más simple de resonancia en serie se produce entre la reactancia subtransitoria del generador y los condensadores del sistema³³. La gravedad de la sobretensión que se produce depende de la Q del circuito resonante que se forma y las características del generador. Las cargas en isla como las resistencias de amortiguación, la reducción de la Q de la resonancia, es el peor de los escenarios que se producen bajo condiciones de carga ligera en la isla. Este tipo de resonancia es también conocida como de auto-excitación y es el fenómeno que ocurre con motores de inducción con condensadores y, por supuesto, con generadores de inducción.

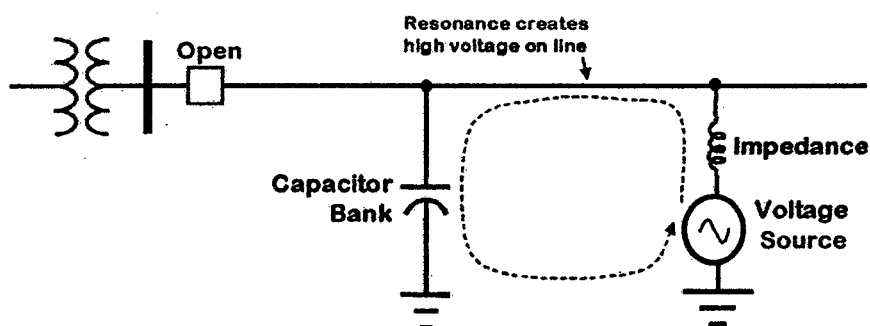


Figura 5.2. Condición de resonancia serie entre RD y el banco de condensadores de alimentación.

Otra forma de resonancia es la ferorrresonancia. Esta es una interacción entre la reactancia no lineal de magnetización de los transformadores y otros dispositivos magnéticos y la capacidad del sistema. Cuando RD es la fuente impulsora de la ferorrresonancia, pueden ocurrir sobretensiones que pueden llegar tan alto como 3 p.u.^{34y35}. Los generadores síncronos y de inducción pueden excitar

³³ Dugan, R.C. y Ritzky, D.T., "Electric Distribution System Protection Problems Associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, N° 6, pág. 1121-1127, Junio 1984.

³⁴ W.E. Feero, W.B. Gish, "Overvoltages Caused by DSG Operation: Synchronous and Induction Generators". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, pág. 258-264, Enero 1986.

la resonancia y puede ocurrir con las tres fases conectadas (el circuito monofásico no es un requisito de ferorresonancia convencional) durante el funcionamiento en isla. Las peores formas de esta condición tienden a aparecer en las interfaces de conexión a tierra del RD (por ejemplo, delta o estrella-sin conexión a tierra), pero el fenómeno puede ocurrir en cierta medida con cualquier tipo de interfaz del transformador. Hay muchas oportunidades para la interacción entre RD y los dispositivos de alimentación que pueden llevar a tales ferorresonancias (ver Figura 5.3).

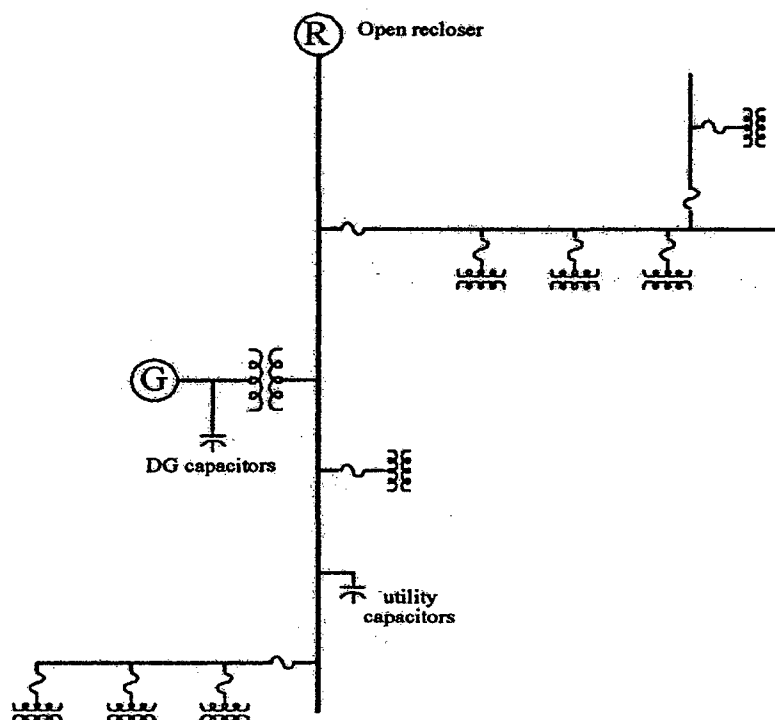


Figura 5.3. Hay muchas posibles interacciones entre los condensadores, RD y los dispositivos del transformador que pueden conducir a condiciones de resonancia en serie o ferorresonancia.

Un RD ferorresonante puede provocar fallos por sobretensiones en los casos en que se han aplicado descargadores bien valorados³⁵. Un pararrayos bien diseñado es uno al que se aplica la calificación de descargador principal de tal

³⁵ W. B. Gish, W.E. Feero, and S Greuel, "Ferroresonance and Loading Relationships for DSG Installations". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWRD-2, N° 3, pág. 953-959, Julio 1987.

³⁶ T.A. Short, J.J. Burke, R.T. Mancao, "Application of MOV's in the Distribution Environment". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, N° 1, pág. 293.305, Enero 1994.

manera que su MCOV (tensión máxima de funcionamiento continuo) tiene poco margen por encima del sistema de clasificación nominal. Por ejemplo, un descargador con un MCOV de 8,4 kV aplicado en un alimentador de 13,8 kV, con una tensión de línea a tierra de 7,97 kV.

Hay cuatro condiciones necesarias para que se produzca ferorrresonancia con RD. Estos son las siguientes:

1. El generador debe estar operativo en un estado de isla.
2. El generador debe suministrar más energía que la que hay de carga en la isla.
3. Debe tener suficiente capacitancia disponible en la isla para resonar (por lo general 30-400% del valor nominal del generador).
4. Un transformador tiene que estar presente en la isla para servir como la reactancia no lineal.

La mejor manera de prevenir las condiciones de ferorrresonancia con RD es asegurar que el generador sea confiable, de rápida acción de la protección anti-isla y no deben estar aislados con baterías de condensadores de gran tamaño. La buena protección anti-isla es también útil para la reducción de otros impactos potenciales en el sistema –como sobretensiones de falla a tierra. La protección anti-isla se lleva a cabo mediante el uso de la tensión ajustada e intervalos de frecuencia de operación en los relés de tensión y frecuencia se emplean para detectar rápidamente cuando la tensión y/o la frecuencia en los terminales de la máquina están fuera de límites «normales». Intervalos típicos son bastante apretados, como +/-10% para la tensión y dentro de +/-1% o más estricto para la frecuencia. IEEE 929–2000 es una norma actualmente activa que establece los valores para los inversores fotovoltaicos³⁷. UL1741 es otro estándar que especifica los valores (que

³⁷ IEEE Std. 929-2000, "Recommended Practice for Utility Inteface of Photovoltaic Systems".

son los mismos que los valores de IEEE 929–2000) para todo tipo de paquetes de inversor o convertidor³⁸ y IEEE P 1547, una vez que se convierta en un estándar activo, le señalará la configuración de todo tipo de dispositivos tanto RD como en las máquinas rotativas y los dispositivos de tipo inversor)³⁹.

5.3 PROBLEMA TÍPICO: FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial en las plantas industriales son empleados para medida y protección. Su conexión se realiza en delta abierto. Esta tipo de conexión implica la utilización de solamente dos transformadores de potencial, por lo que económicamente se tiene un ahorro en la compra de un TP para cada celda. Además, se requiere un espacio menor para alojar sólo dos TP's dentro de los tableros. No obstante, se ha observado que es factible que se presenten sobretensiones resonantes por maniobra en estos equipos.

Por otro lado, es una práctica común, en el nivel de 13,8 kV⁴⁰ por ejemplo, aterrizar únicamente un equipo de potencia, ya sea un generador o uno de los transformadores de enlace, por lo que el sistema eléctrico queda expuesto a sobretensiones por maniobras, eventos en interruptores, etc., que pueden ser de magnitud considerable. Además, debido a los niveles de tensión que se emplean en las plantas industriales y a la conexión usada, es preciso utilizar cables de energía de hasta un kilómetro para aterramiento del neutro, lo cual aumenta considerablemente la capacitancia a tierra del sistema de potencia de la planta.

³⁸ UL Std. 1741, "Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems". Enero 2001.

³⁹ IEEE Std. P1547 Draft Version 8.0, "Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems". Agosto 2001.

⁴⁰ Rosales, I., et al. "Modernización del sistema eléctrico de los Complejos Procesadores de Gas para la transferencia de energía excedente a la CFE", Décimaquinta Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, Julio del 2002.

De acuerdo con las estadísticas de algunas industrias, los TP's que han fallado, por lo general se ubican cerca de una fuente de potencia (generador o transformador), que está aislada de tierra.

Las Figuras 5.4 y 5.5, son ejemplos de los efectos de la sobretensión en tableros de distribución con TP's en conexión delta abierta. La falla del transformador de potencial destruyó completamente el tablero que lo albergaba, provocó a su vez el disparo de los generadores conectados al sistema y la pérdida total de la energía eléctrica de la planta. En estas condiciones, el centro industrial estuvo fuera de operación por varias horas originando fuertes pérdidas económicas.



Figura 5.4. Daños en el TP y celda donde se encontraba conectado.

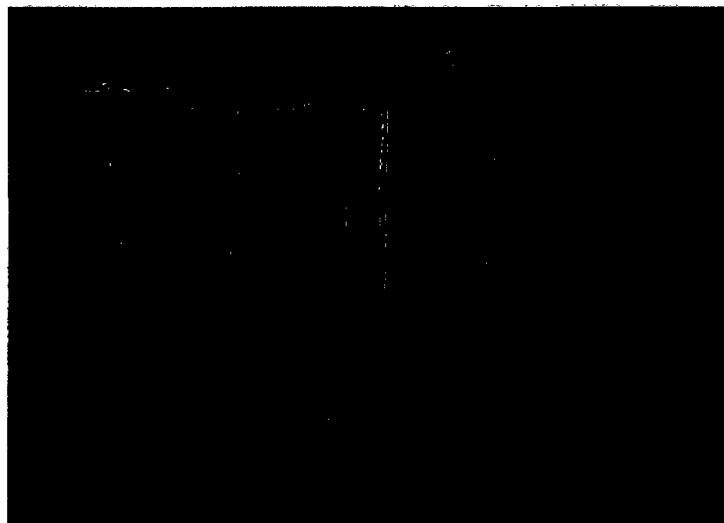


Figura 5.5. Daños en el tablero donde se encontraba el TP.

El tablero donde se encontraba el transformador de potencial fallado era del tipo metal-enclosed y estaba constituido por 11 celdas de 13,8 kV, con una capacidad de corriente de 2 kA. Nueve de las celdas tenían interruptores al vacío, con sus respectivos equipos auxiliares. Una de las celdas era utilizada únicamente para fines de medida. La celda restante, se encontraba vacía debido a que ésta no pudo ser rehabilitada después de la falla de uno de sus transformadores de potencial ocurrida tres años antes. Uno de los alimentadores del tablero se encontraba conectado a uno de los generadores de la planta industrial.

Los materiales utilizados frecuentemente como separadores en este tipo de tableros, como la fibra de vidrio, son altamente inflamables; por lo que al presentarse el arco de falla a tierra el incendio se extiende fácilmente a todo el equipo.

5.3.1 SOBRETENSIONES POR RESONANCIA SERIE EN TP's

5.3.1.1 Conexión en delta abierta de los TP's

La causa probable de falla en los transformadores de potencial, es consecuencia del efecto de resonancia serie que podría presentarse por la conexión en delta abierta del arrollamiento primario del TP. Este fenómeno puede presentarse en las condiciones que se describen líneas abajo. En la Figura 5.6 se observa que ocurrida la falla a tierra en el punto F , al final de uno de los alimentadores, se conforma un circuito RLC formado por la resistencia (R_{11} y R_{12}), la inductancia (L_{11} y L_{12}) y la capacitancia (C_{12}) de los alimentadores. En condiciones de falla circulará una corriente a través de estos elementos; esta corriente podría tener una componente de una frecuencia tal (1 a 10 kHz) que pudiera generar una resonancia serie en el circuito.

La inductancia típica del arrollamiento primario de un TP es del orden de 28,5 H a 60 Hz, si el cable de energía tuviera una longitud de 1 m, éste presentaría una capacitancia de 1 nF. Por lo tanto, para que se presente el fenómeno de resonancia serie es necesaria una frecuencia de 990,8 Hz.

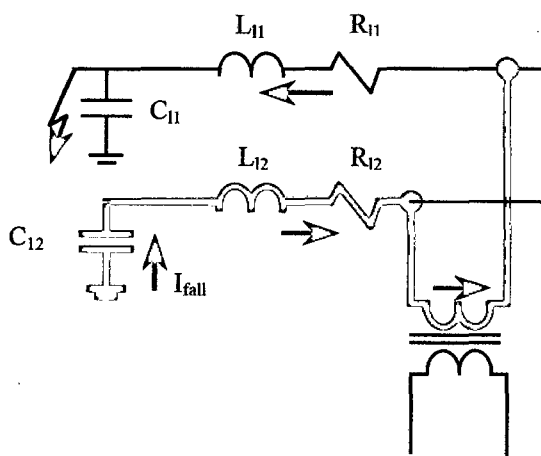


Figura 5.6. Circuito de la conexión de un TP en conexión delta abierta.

Por ejemplo, en las estadísticas de un centro industrial donde se presentó este fenómeno, se observa que ocurrieron cambios en la relación de transformación 5 minutos 30 segundos antes de que ocurriera la falla en el tablero; debido a la presencia de cortocircuitos entre espiras la inductancia del devanado primario cambia, lo que ocasiona que la frecuencia de resonancia varíe.

Por otro lado, como mecanismo de protección de los TP's, frecuentemente se usan fusibles de 2 A en el lado de alta tensión. Sin embargo, esta protección sólo resulta útil para el caso de fallas francas a tierra en el TP, y no permite detectar cortocircuitos internos en los arrollamientos del transformador.

Como se observó en los registros del sistema de potencia, la falla del tablero se originó por los cortocircuitos entre espiras del

arrollamiento primario del TP. La situación más crítica tuvo lugar en el instante en que se había dañado el 25% del arrollamiento primario del TP, en cuyo caso la corriente máxima que podría circular por este arrollamiento sería de 45 mA. Se observa que este valor de corriente es muy pequeño y, por lo tanto, la falla no será detectada por los fusibles emplazados en el transformador de potencial.

5.3.1.2 Deficiencias en el diseño y construcción de los TP's

Los transformadores de potencial utilizados en este nivel de tensión normalmente son tipo encapsulado. El proceso de encapsulado es un proceso fundamental, si no se hace debidamente pueden quedar burbujas atrapadas en de la resina utilizada, dando lugar a descargas parciales. Este efecto deteriora el aislamiento de los arrollamientos, como consecuencia se pueden presentar cortocircuitos entre espiras.

En los TP's presentados en las Figuras 5.4 y 5.5, se observaron cavidades donde no penetró apropiadamente la resina.

Durante el ensayo de descargas parciales a los TP's se observaron niveles de carga superiores a los establecidos por norma (50 pC)⁴¹. A la tensión nominal de los TP's se registraron niveles de descargas parciales del orden de 1 000 – 2 000 pC. Igualmente, se registran aumentos notables en los niveles de capacitancia y $\tan \delta$ a partir de los 6 kV. Dos de los transformadores fueron sometidos a pruebas de impulso, ambos soportaron la prueba de impulso reducido, sin embargo fallaron durante la prueba de impulso recortado (ver Figura 5.7).

⁴¹ IEC 44-4-1980, "Instrument transformer, Part 4, Measurement of partial discharges".

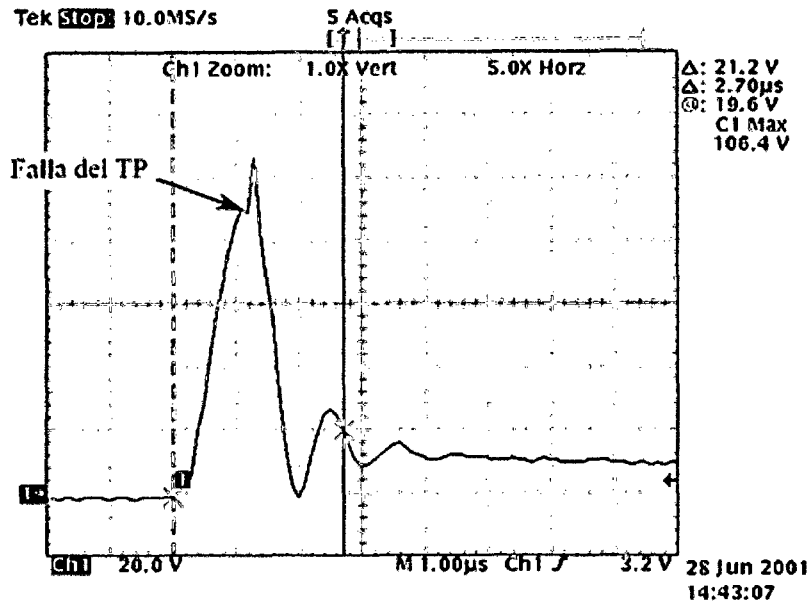


Figura 5.7. Resultados de la prueba de impulso recortado.

5.3.2 Alternativas de solución

5.3.2.1 Conexión en estrella del TP

Para resolver el problema de resonancia serie que se puede presentar en la conexión delta abierta, el devanado primario de un conjunto de transformadores de potencial se puede conectar en estrella aterrada. Esta conexión limita la posibilidad de que se presente el fenómeno de resonancia, debido a que sólo se tiene la capacitancia parásita del transformador. En la Figura 5.8 se muestra el arreglo en estrella aterrada del TP. Como se observa en la figura, en caso de que ocurra una falla en el punto F en una de las fases, es remota la posibilidad que se presente una resonancia en el circuito a una frecuencia de maniobra. Esto se debe a que uno de los extremos del devanado primario del TP se encuentra aterrado.

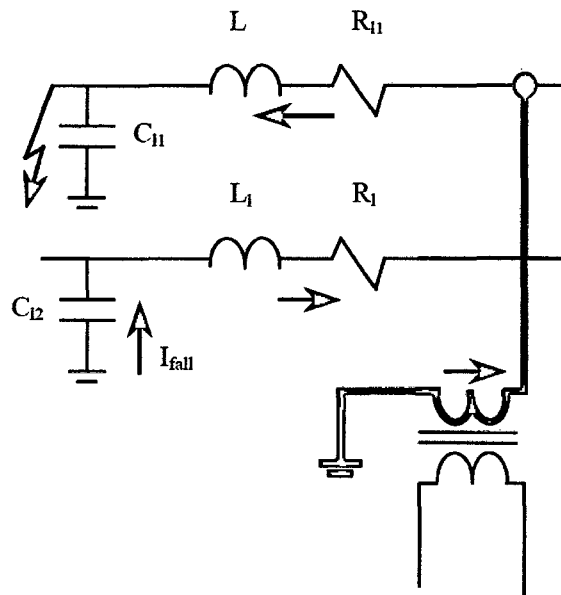


Figura 5.8. Circuito de la conexión de un TP en conexión estrella aterrado.

Para que se presente una sobretensión por resonancia serie es necesario que la frecuencia sea de la magnitud de los MHz. Si un TP presentara una capacitancia parásita de 1 TF, por ejemplo, se requeriría una frecuencia cercana a 1 MHz para que se presente el fenómeno de resonancia.

Cuando se presente una falla en un TP, en la conexión estrella aterrada, el fusible de protección actuará liberando al TP. Es preciso que se evite que se susciten fallas entre fases para evitar arcos que pudieran incendiar el tablero, si es del tipo metal-enclosed. Es necesario que se instalen separadores no inflamables entre las celdas de los tableros para evitar que los incendios se propaguen a otras celdas.

La conexión en estrella aterrada implica contar con tres transformadores de potencial y contar con un mayor espacio en los tableros, por lo que esta condición debe tenerse presente en la adquisición de nuevos tableros. Otra condición es evitar materiales

inflamables, como la fibra de vidrio, en su empleo como separadores de las celdas de los tableros.

5.3.2.2 Implementación de cuchillas desconectoras

Otra manera de evitar daños en los TP's, es instalando cuchillas desconectoras bajo carga en cada una de las fases de la delta abierta, como se observa en la Figura 5.9. Dado que el proceso de falla es lento se puede detectar a través de un relevador que opere como diferencial de tensión y ordene abrir una cuchilla. Este cambio es sencillo de implementar en tableros nuevos y requiere de un análisis específico para cada tablero debido a las corrientes de falla que podrían presentarse en cada uno.

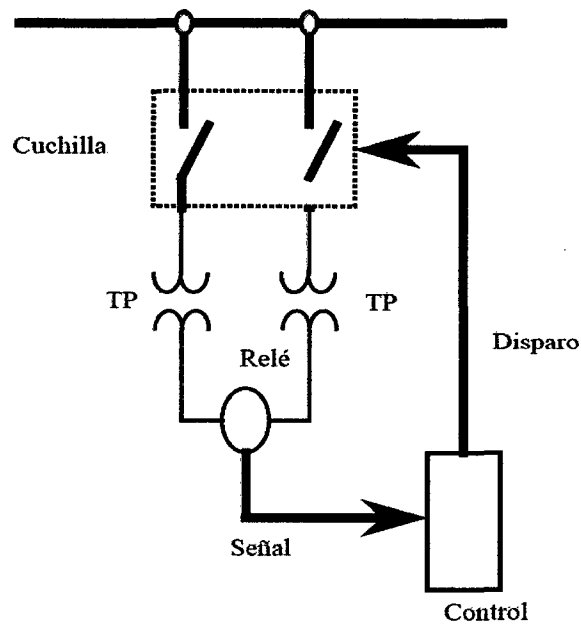


Figura 5.9. Conexión de cuchillas desconectoras bajo condiciones de carga en transformadores de potencial en delta abierta.

CAPÍTULO 6

SOBRETENSIONES RELACIONADAS CON LA REGULACIÓN DE VOLTAJES

6.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores con cambio de taps tienen una enorme importancia en el control de tensiones en los sistemas de potencia, para el control de voltaje y de potencia reactiva.

Los autotransformadores están equipados incluso para variaciones de taps bajo carga (OLTC), son utilizados para cambiar niveles de tensiones de un subsistema a otro (por ejemplo, 500 kV a 230 kV) y pueden ser controlados ya sea mecánica o manualmente. Hay algunos transformadores cuya variación de taps está dispuesta de tal manera de tener un adecuado sistema de control de los límites de voltaje hasta la minimización de pérdidas de potencia activa y reactiva.

El control de un transformador causa cambios en las tensiones de sus terminales e influye sobre el flujo de potencia reactiva de sus devanados. La configuración de la red de generación y la distribución de la carga determinarán los valores de voltajes y las condiciones de las terminales.

Se requiere de un cambio de nivel genérico de tensión para el control coordinado de los cambiadores de taps de todos los transformadores interconectados a los subsistemas. Los voltajes, en situaciones de carga elevadas, reducen al mínimo los requerimientos de potencia reactiva y aumentan la efectividad de las pérdidas en las capacitancias shunt.

Ciertos rangos de tensiones pueden ser conservados mediante los transformadores con cambio de taps bajo carga (OLTC). Mientras que éstos son empleados para las variaciones bruscas que suceden en los sistemas, los transformadores con taps fijo deben elegirse con mucha precaución dependiendo a grandes rasgos de variaciones debidas a expansiones del sistema, aumento de la carga, o cambios estacionarios. Para análisis de flujos de potencia óptimo, se disponen de métodos apropiados para establecer cambios de taps convenientes.

La regulación automática de tensión en sistemas de distribución se alcanza mediante uno o más de los siguientes métodos: regulación en una subestación, regulación de consumo individual en una subestación y regulación suplementaria a través de consumos.

6.1.1 Regulación en una subestación

Usualmente, los transformadores de distribución en una subestación presentan cambiadores de taps, y tienen el equipamiento requerido para cambiar automáticamente el voltaje en el secundario. La subestación puede tener, separado del transformador, como una opción, un regulador de la tensión de los terminales del secundario. Generalmente, esta regulación utiliza equipos trifásicos, por lo tanto, los reguladores trifásicos se pueden usar en aplicaciones donde se encuentra un desbalance apreciable entre las fases de las tensiones.

6.1.2 Regulación del consumo

La regulación de tensión a nivel del consumo debe controlar el voltaje de cada consumidor. Los reguladores de voltaje monofásicos son requeridos cuando cada fase individualmente satisface determinadas características de carga. Los reguladores trifásicos pueden disponer de la misma cantidad de controles que los monofásicos, cuando las fases tienen carga equilibrada y

cuando el voltaje de suministro es balanceado. Si la subestación abastece a distintos consumidores, los consumos se pueden agrupar si tienen características idénticas, y el control de los voltajes de cada grupo de consumidores correrá a cargo de un regulador común.

6.1.3 Regulación suplementaria

Un transformador convencional con cambiadores de taps cumple dos funciones elementales: transformación de voltaje y control de voltaje. Los reguladores de voltaje de consumo sólo desarrollan la última función, o sea, ellos varían el voltaje sin cambiar la razón de vueltas básicas. Los reguladores adicionales y las capacitancias shunt ubicadas en determinados puntos, en caso de consumos muy amplios, proporcionan regulación suplementaria de dichos consumos.

6.2 TIPOS DE REGULADORES DE CONSUMO

Los reguladores de tipo inducción y de tipo paso (SVR) son los tipos básicos de reguladores de voltaje de consumo.

6.2.1 Regulador de voltaje de inducción

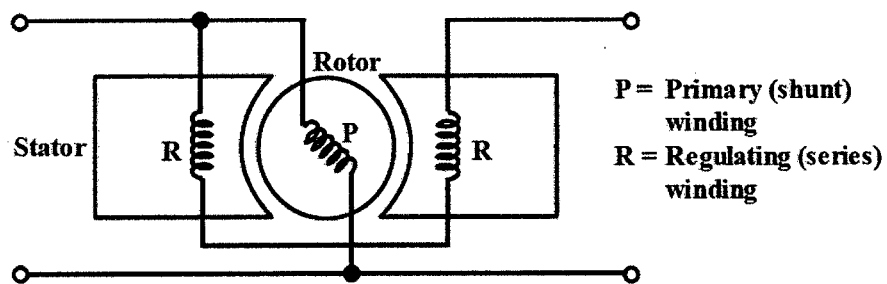


Figura 6.1. Esquema de un regulador de inducción.

Este regulador consiste de dos grupos de arrollamientos: (a) el arrollamiento del primario apoyado sobre el rotor y conectado a través de la línea, y (b) el arrollamiento del regulador apoyado sobre el estator y conectado en serie con la línea.

La tensión inducida en el arrollamiento serie regulado está agregado al arrollamiento del primario entregando la tensión de salida. La polaridad y el valor del voltaje inducido obedecen a la orientación relativa de los arrollamientos regulados con respecto a los arrollamientos del primario. La tensión de salida puede ser variada entre límites mínimos y máximos mediante cambios en la posición del rotor. Un motor eléctrico, que responde a una señal de control, puede controlar la mencionada posición del rotor.

El control exacto y continuo, y la ejecución confiable son características de este regulador de tensión.

6.2.2 Regulador de tipo paso (SRV)

El regulador de tensión SRV es básicamente un autotransformador con taps o pasos en los arrollamientos serie. No obstante, es únicamente un dispositivo de control de voltaje; es decir, no es usado para transmisión de tensión.

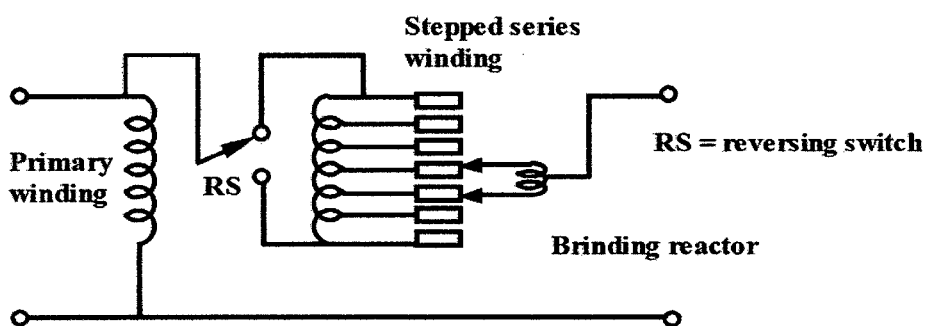


Figura 6.2. Esquema de un regulador de voltaje de paso.

La tensión inducida en los arrollamientos serie son, ya sea, sumados o restados de forma que la tensión del primario depende de la polaridad de los arrollamientos serie. Se dispone de un RS (reversing switch) para cambiar esta polaridad. Las magnitudes de las tensiones de salida en los arrollamientos serie son modificadas mediante el cambio de posición del tap, el cual pueden actuar bajo carga.

Los reguladores de tipo paso son empleados para corrección de tensiones en alrededor de 10% mediante unos 32 pasos, cada paso representando un 5/8% del cambio en la tensión. Esto se alcanza mediante taps en los arrollamientos serie en ocho partes iguales, con cada parte dispuesta 1 a 8 de 10% en el cambio de voltaje. El terminal de salida es conectado para que el tap del centro del puente reactor esté asociado con el mecanismo del cambio de taps. Lo anterior permite que se divida cada paso en dos partes iguales, dando un total de 16 pasos de 5/8% cada uno. El reversing switch (RS) permite al regulador tanto aumentar como disminuir la salida de tensión, cubriendo un rango de más o menos un 10% de regulación de voltaje en un total de 32 pasos.

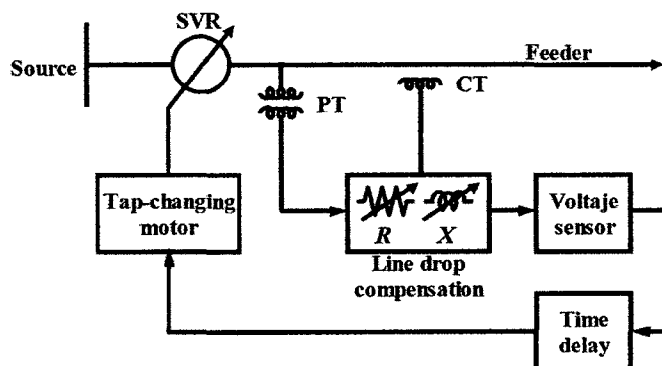


Figura 6.3. Mecanismo de control del SVR.

El regulador de tipo paso es un dispositivo que ocupa una tensión constante (dentro de un rango estrecho) en sus terminales del secundario, o en los mismos puntos seleccionados sobre el consumo que se determinó mediante las variaciones de la resistencia (R) y reactancia (X) de un compensador de pérdidas en la línea. El sensor (Figura 6.3) compara la tensión de entrada con una tensión de referencia. Si la tensión de entrada de un punto varía más allá de una tolerancia o amplitud para un cierto tiempo, el motor cambiador de taps opera el mecanismo cambiador de taps en una

dirección como para llevar la tensión a un rango no muy estrecho. Este rango se llama "ancho de banda", y es típicamente un 2% de variación sobre la tensión de referencia. El tiempo de retardo es ajustable (Figura 6.3) e impide que el regulador entregue una respuesta temporal o se corrija a sí mismo variaciones de tensión efectuadas. El tiempo que ocupa el movimiento de cambio del primer tap es típicamente 30 segundos, pero bien puede estar en el intervalo de 30 a 60 segundos.

El mecanismo cambiador de taps utiliza, por cada movimiento de tap adicional, un intervalo de 2 a 8 segundos, llegando a ser 6 segundos un intervalo típico. Así, el cambio por la posición de taps, en promedio, requiere aproximadamente 2 minutos.

6.3 LA REGULACIÓN DEL VOLTAJE Y SISTEMAS DISTRIBUIDOS

Un sistema de distribución busca brindar a los usuarios una tensión que esté dentro del intervalo normado. La regulación de tensión está sostenida dentro de los márgenes relativos de la periodicidad y estacionalidad de la carga.

El flujo de potencia y sus correspondientes variaciones pueden originar problemas en la conservación de la magnitud de la tensión, o bien sus esquemas de implementación determinar que los elementos de regulación respondan impropriamente.

El análisis de la regulación de la tensión requiere una matriz completa de las interacciones de los siguientes componentes: el diseño del alimentador, la magnitud de la carga, el nivel de penetración, la localización y la estrategia específica de la regulación de la tensión.

Si el nivel de penetración se amplía, el rango de la tensión global se modificará y con frecuencia se ampliará. En el Anexo Nº 5 se presenta gráficamente

los efectos de la regulación de tensión para un alimentador genérico que incluye GD.

Además, dado un sistema eléctrico que tiene múltiples alimentadores desde una subestación común, irregular distribución de cargas y GD, y que no se ha diseñado para que los límites del voltaje sean adecuados en las variadas condiciones resultantes, la magnitud de la potencia activa se constituye factor importante en la manipulación del perfil de carga.

Cuando las cargas y la configuración de la red son las normales, pero las unidades generación distribuida están fuera de servicio, la tensión ha descendido a niveles inaceptablemente bajos en aproximadamente el 50% de los buses con carga. Este caso extremo presenta la situación incuestionable que cuando las mismas se vuelven una fuente mayor de potencia y se las retira arbitrariamente del servicio se pueden presentar dificultades graves. El Anexo N° 6, para un circuito determinado, muestra un conjunto de perfiles de carga-voltaje que presentan el efecto de las unidades distribuidas que conservan su intervalo de salida para una variación de la carga desde el valor pico hasta el 20% del mismo.

Asimismo, la inversión del flujo de potencia, que ocurre cuando la GD excede las necesidades de potencia del consumidor en un alimentador, logra confundir a los reguladores de tensión de pasos.

Numerosas de nuestras redes radiales son configuradas hoy como circuitos cerrados con un punto normalmente abierto. Si el generador frecuente para un alimentador no está disponible, el punto abierto puede cerrarse y abastecerse en la dirección contraria, tal como se presenta en la Figura 6.4.

El regulador de tipo paso en A regulará ahora el voltaje del lado aguas abajo en la posición B en lugar del lado normal aguas abajo en la ubicación C. Algunos

SVRs tienen una lógica que comprueba automáticamente la orientación del flujo de potencia y cambian el esquema de control cuando dicho flujo se invierte.

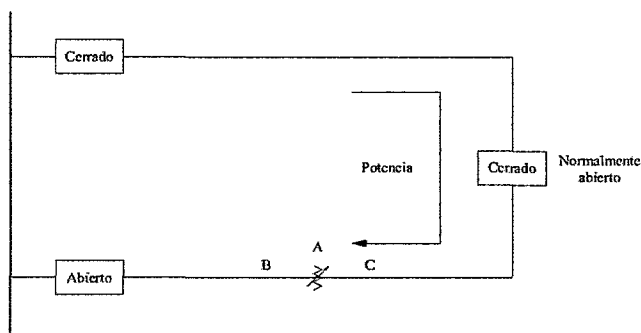


Figura 6.4. Esquema de una red radial.

Igualmente, si debido a la salida de la GD el flujo queda invertido, la lógica de los SVRs determinará el cambio de sus mandos para regular la tensión en el lado de la red en lugar del lado del alimentador. Se presentará entonces la inestabilidad del control del SVR que se trasladará a su límite de regulación, disminuyendo la tensión en el lado lejano de la subestación. No puede corregirse fácilmente esta oscilación del regulador (que usa información local) sin la existencia de una infraestructura de comunicaciones o un diseño de automatización de la distribución.

6.3.1 Regulación, Sobretensiones y RD

Las sobretensiones relacionadas con la regulación no son tan graves como las debidas a la relación de falla de neutro a tierra o a la resonancia del sistema. Sin embargo, aún pueden representar una amenaza para las cargas. Bajo condiciones adecuadas, es posible que la tensión pueda ser empujada por encima de los límites normales cuando RD alimenta una gran cantidad de energía en el sistema (ver Figura 6.5). El límite máximo normal es de 106% según la norma ANSI C84.1–1989 Rango B⁴². Uno podría pensar que el intervalo de protección de voltaje utilizado en la mayoría de RD

⁴² ANSI Std. C84.1-1989, "Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz)".

lo protegen contra esto. Sin embargo, los intervalos de protección tienen por objeto la protección anti-isla y los ajustes actuales (como las de IEEE 929-2000) no protegen contra los problemas de regulación de voltaje que están un poco fuera de los intervalos de operación normal de ANSI. Estos ajustes permiten sobretensiones sostenidas de hasta 110% del valor nominal existente. Tal vez una mejora en futuras versiones de estas normas sería la de utilizar la configuración de la mejor coordinación con el rango límite del voltaje superior señalado en ANSI B. Es pertinente presentar una propuesta técnica que contribuya a la mejor configuración de la conexión de la GD y que podemos revisar en el Anexo N° 7.

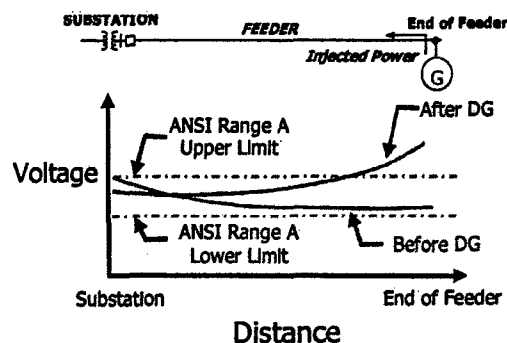


Figura 6.5. Sobretensiones relacionadas con la regulación.

En la aplicación de RD, los problemas de regulación de tensión pueden ser fácilmente seleccionados al observar los niveles de tensión pre-RD en el punto de conexión, las impedancias de línea y la configuración del regulador empleado, y el resultado esperado actual de la RD. El cambio de voltaje en la línea (sin incluir el regulador de voltaje y conmutación de las interacciones del banco de condensadores) se puede predecir a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Aumento de tensión} = I_{RD} (R \cos \theta + X \sin \theta)$$

donde:

I_{RD} es la corriente inyectada de los recursos distribuidos.

R y X son la resistencia de la línea y la reactancia mirando hacia atrás con un regulador de precisión aguas arriba, y

θ es el ángulo de la corriente inyectada en relación a la tensión de la línea de referencia del sistema.

6.4 CASO I: ANÁLISIS DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES DE TIPO RADIAL

Algunos procesos industriales necesitan un suministro continuo de energía. Una interrupción puede determinar pérdidas económicas cuyas magnitudes pueden ser considerables. Así se determina la necesidad de un sistema propio de generación eléctrica. Este sistema está formado por más de un generador, para que en casos de falla o mantenimiento de un generador, siempre el suministro eléctrico quede garantizado. Asimismo, se tiene una conexión de respaldo conectada a la red pública de manera permanente.

Resumiremos y comentaremos el caso de una planta industrial con estas características.

6.4.1 Problemas de regulación de tensión

6.4.1.1 Variaciones de tensión en la red pública

La Figura 6.6 muestra un enlace característico entre un clásico sistema de potencia radial con generación propia y la red pública de suministro. Aquí, los generadores cubren la demanda local de energía del sistema y se tiene un enlace permanentemente conectado, para situaciones de emergencia. Así, los generadores tienen una tensión de generación ligeramente mayor que la tensión de suministro de la red, para que exista un flujo de potencia del orden de algunos MW hacia la red pública.

En este esquema, se pueden presentar problemas de regulación de tensión, determinados por variaciones en la tensión de suministro de la red. Si el transformador de conexión no cuenta con cambiador de derivaciones bajo carga (OLTC), la regulación de tensión en el bus, tiene que ser conservada por los generadores. De manera automática, se atrasa el factor de potencia de los generadores, elevando su corriente de excitación.

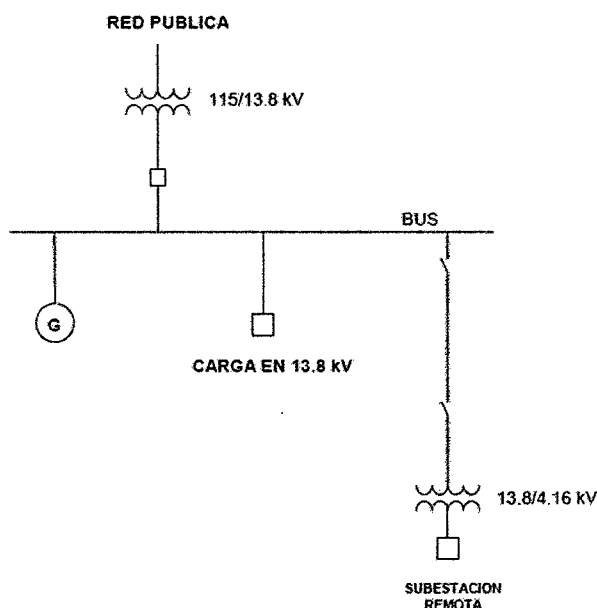


Figura 6.6. Esquema con generación, transmisión y consumo de carga de un sistema radial en 13,8 kV.

6.4.1.2 Caída de tensión en reactores

Varias fuentes de tensión determinan un mayor aporte de corriente de cortocircuito en el sistema. Cuando se eleva la corriente de cortocircuito, se tiene que elevar el calibre de los conductores y como consecuencia el costo de la instalación. Además, mientras más elevada es la corriente de cortocircuito, más elevado es el peligro generado por la potencia que se disipa en una falla. Por estos motivos, reducir la corriente de cortocircuito es la tendencia natural.

Dos técnicas predominan en la reducción de la corriente de cortocircuito: a) instalar reactores en serie con las fuentes de tensión, y b) incrementar la impedancia del transformador de enlace. Los estudios de cortocircuito, señalan la posibilidad que en algún transformador de enlace, se requiera una impedancia superior al 16%. Este valor supera el valor máximo que proporcionan los fabricantes y la disponibilidad comercial (del orden de 15%). Un sistema de potencia con un bus de sincronización, se muestra en la Figura 6.7, en el que se observan conectan las conexiones de las fuentes de voltaje mediante reactores limitadores de corriente.

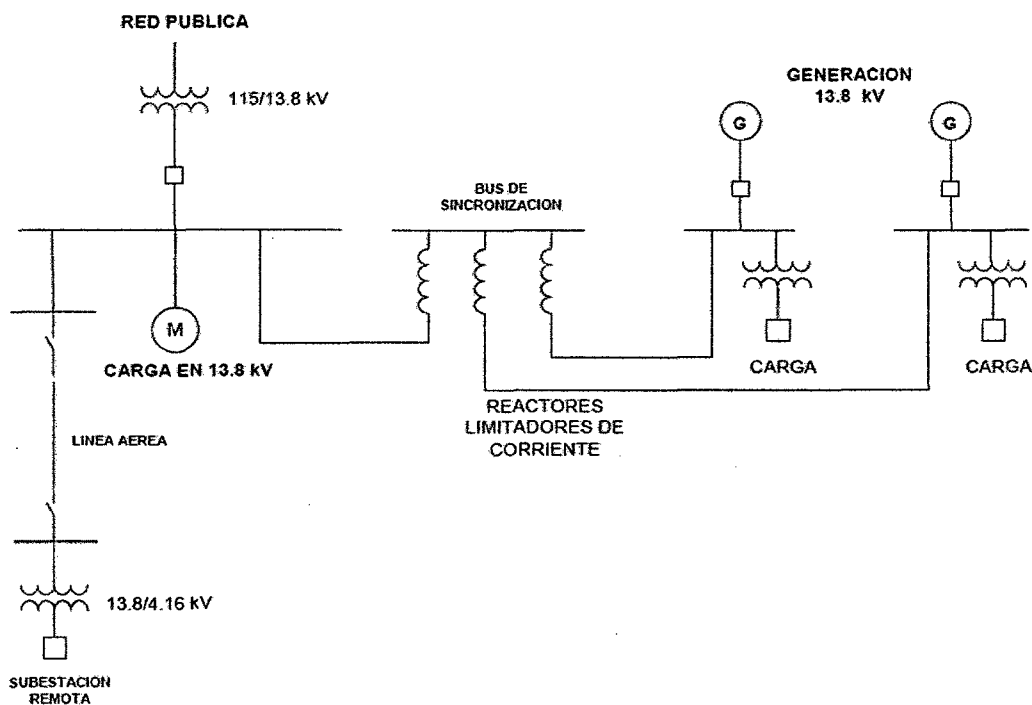


Figura 6.7. Esquema con generación, transmisión y consumo de carga de un sistema radial en 13,8 kV, con reactores limitadores de corriente de cortocircuito.

Se observa, en la Figura 6.8, que los reactores producen una caída de tensión de 2,3%, así que los generadores tienen que operar en condiciones de sobreexcitación para suministrar una tensión de

14,4 kV, para que el voltaje en el bus de enlace se mantenga en 14,0 kV. La sobreexcitación de los generadores incrementa la concentración de flujo magnético axial en los extremos del núcleo del estator de cada generador, determinando un incremento en la temperatura de los extremos del núcleo. Esto trae como consecuencia el envejecimiento acelerado del aislamiento de las bobinas y de las laminaciones del estator.

Otro método para disminuir la corriente de cortocircuito, es elevar la impedancia del transformador de interconexión entre el sistema de potencia y la red pública. Los estudios de cortocircuito señalan que la impedancia requerida puede ser mayor del 15%, que es el valor máximo que suministran los fabricantes. En consecuencia, un sistema que requiera el cambio de un transformador con una impedancia superior al 15%, tiene la opción de la fabricación especial, que técnicamente es posible, pero económicamente representaría un costo muy elevado.

Es recomendable, por tanto, la instalación de transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga⁴³ para mantener la regulación de tensión en los niveles permitidos.

⁴³ Rosales, I.; López, J. J.; García, J.; Robles, E.; García, D.; Guzmán, B. *"Interconexión de los centros industriales con la red eléctrica del servicio público"*. Boletín IIE; Vol. 24, N° 1, México, 2000.

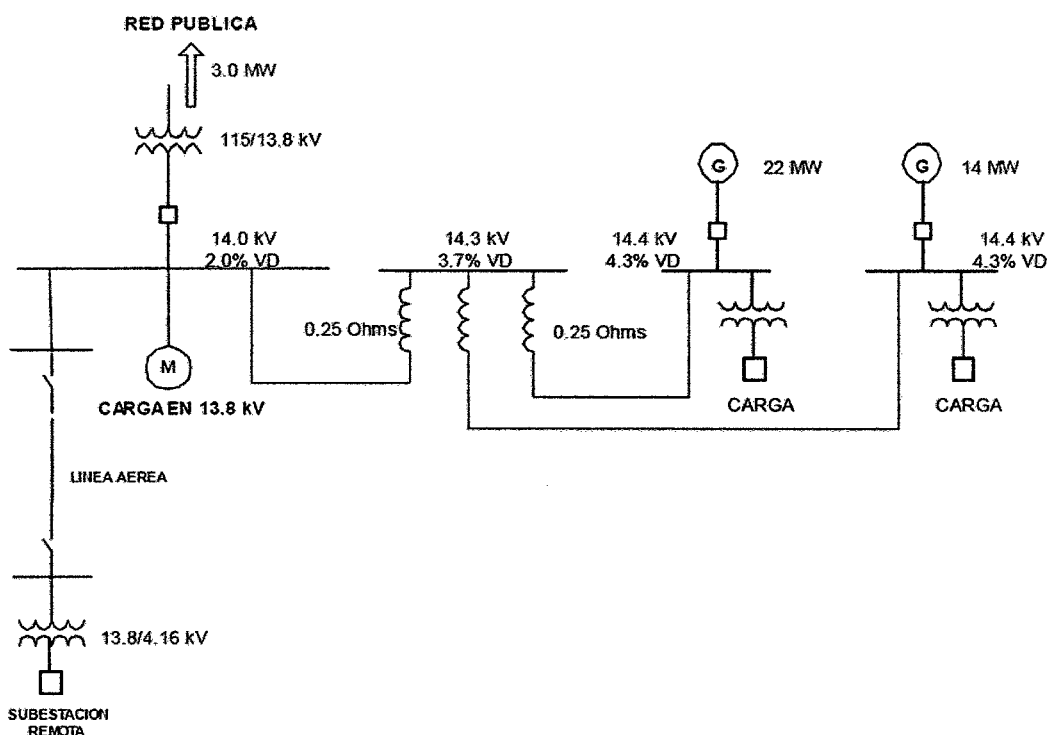


Figura 6.8. En un sistema eléctrico radial, obsérvese el efecto de la conexión de reactores limitadores de corriente de cortocircuito en la transferencia de potencia hacia la red pública.

6.5 CASO II: FALLAS EN REGULADORES DE TENSION DE 30 KV PROVOCADAS POR SOBRETENSIONES TEMPORARIAS

Este caso describe una recurrente falla de bancos de reguladores de tensión de que se incorporaron a una red de 30 kV que posee un sistema de neutro aterrado a través de resistencia de 50 ohm. Un esquema representativo se muestra en la Figura 6.9.

Las sobretensiones en el equipo de control produjeron fallas frecuentes en los varistores de protección haciendo que los equipos estuvieran fuera de servicio la mayor parte del tiempo.

Observando los valores de tensiones máximas medidas por los reguladores, el problema fue resuelto intercalando un filtro de tensión homopolar entre los transformadores de tensión y los circuitos de control y mando del regulador. De esta

manera la tensión puede ser medida correctamente en módulo y fase, aún con el sistema desequilibrado y previene las sobretensiones de secuencia cero.

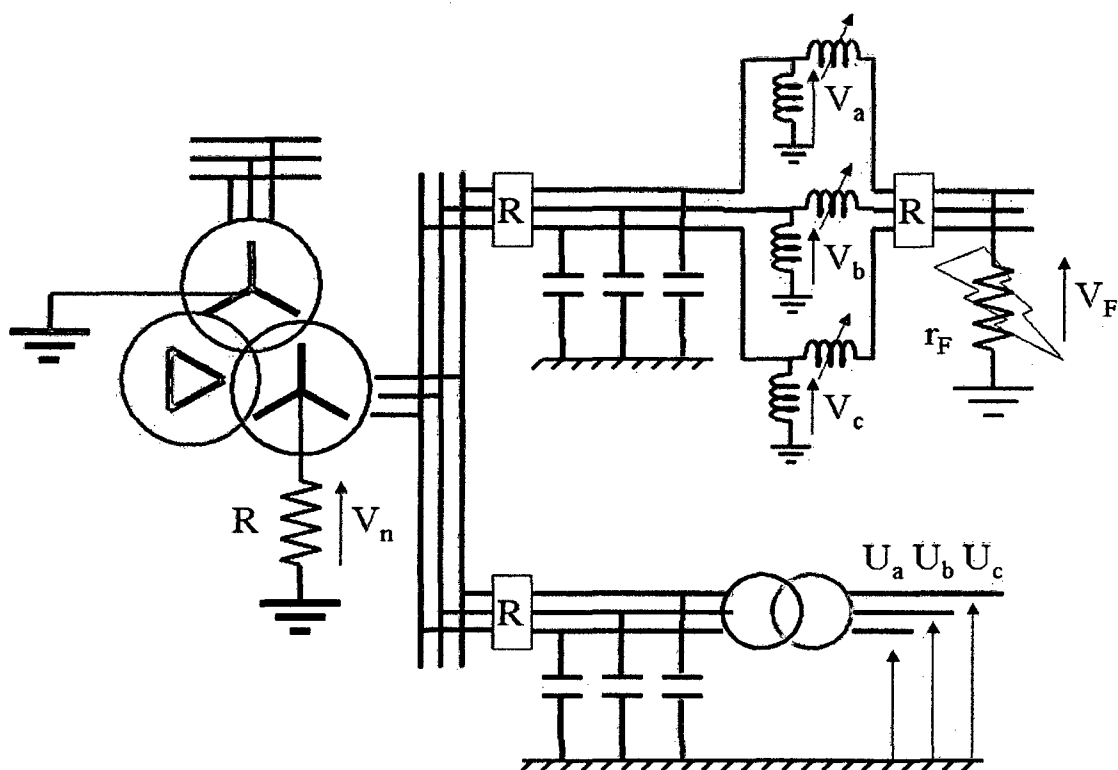


Figura 6.9. Diagrama trifilar de la red.

6.5.1 Reguladores de tensión

Para satisfacer los requerimientos de tensiones máximas y mínimas obligatoriamente se deben incorporar soluciones a la red (teniendo presente la importancia de la longitud de las líneas de las redes de distribución), que principalmente son el control de potencia reactiva mediante la instalación de condensadores y/o a través de la instalación de reguladores de tensión. Se ha provisto a la red de 30 kV de bancos de reguladores de 15 MVA a través de unidades monofásicas.

En general, pueden seleccionarse bancos de condensadores monofásicos que pueden conectarse de diversas formas y teniendo en

cuenta sus correspondientes ventajas: estrella con neutro aterrado, estrella con neutro aislado, triángulo cerrado o triángulo abierto.

El regulador de tensión es un autotransformador, que utilizando la conexión serie de forma aditiva y sustractiva, de esta manera se logra una variación de la tensión en más o en menos utilizando una única bobina serie que tiene tomas múltiples a efectos de regular la tensión de salida, como se muestra en la Figura 6.10.

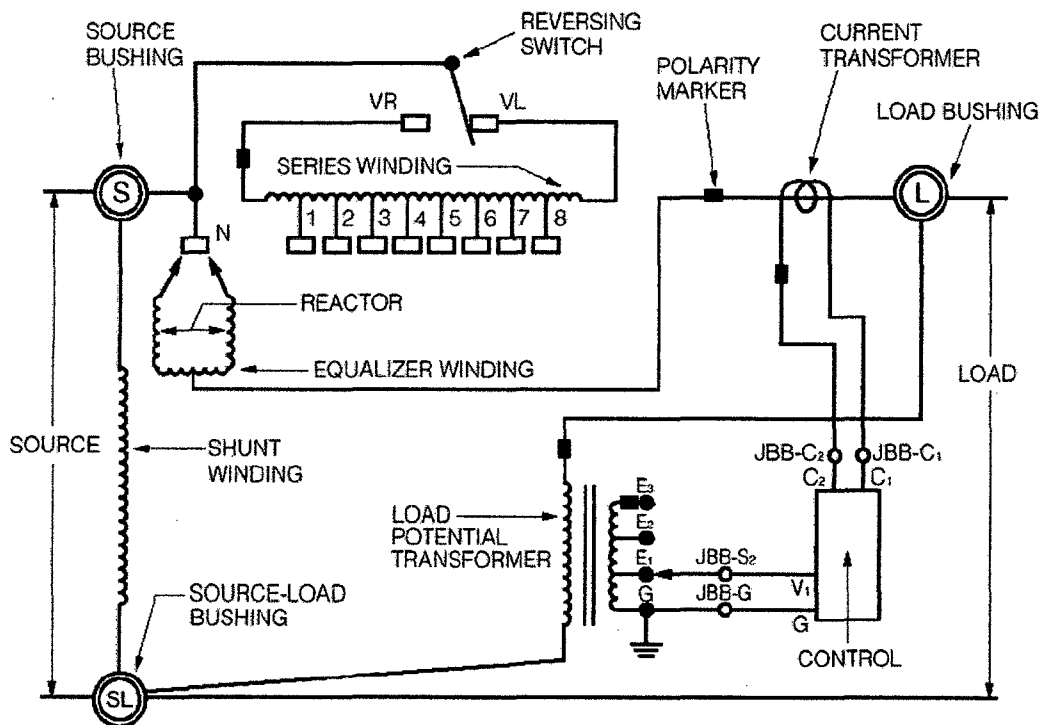


Figura 6.10. Diagrama interno simplificado del regulador de tensión descrito.

Los bancos de reguladores de tensión S225-10-10S están constituidos por unidades monofásicas conectadas en estrella con neutro conectado a tierra. En algunos casos se han descubierto señales de que durante un determinado periodo de fallas se ha intentado aislar el neutro de los reguladores de tierra.

El control puede regular la tensión al término de la línea utilizando como objetivo de la tensión a controlar, el valor calculado más una caída de tensión ajustable mediante la selección de un valor determinado de impedancia.

Desde transformadores de tensión incorporados en las unidades reguladoras y conectados internamente entre fase y tierra se alimenta a los circuitos de medida y control, además del motor del cambiador bajo carga de cada unidad.

Las especificaciones del fabricante señalan que los reguladores S225-10-10S están diseñados para operar en sistemas con el neutro aterrado en forma rígida. Además, tienen un control que prevé la operación de los mismos desde cualquiera de los dos bornes reguladores, de manera que normalmente operan alimentados en un sentido, pero, debido a maniobras en redes anilladas pueden ser alimentados desde el lado donde se conecta normalmente la carga y de esa forma alimentar hacia "atrás" un segmento de la red.

Los reguladores tienen medida de corriente, tensión, potencia activa, reactiva y factor de potencia por fase. El sistema de neutro que se emplee determina el diseño de un equipo eléctrico de media tensión; sin embargo, los sistemas de medida y control y monitoreo adjuntos requieren consideraciones especiales.

6.5.2 Red de 30 kV

El circuito de 30 kV se encuentra alimentado desde la red de 150 kV de transmisión a través de un transformador con conexión YNdyn, con devanado de compensación en triángulo y devanado secundario en estrella con neutro conectado a tierra mediante una resistencia de 50 ohm.

Importantes sobretensiones se producen en redes de distribución conectadas a tierra de esta forma, durante la falla de una fase a tierra.

6.5.3 Fallas en reguladores de tensión

El neutro de la red de 15 kV se encuentra conectado directamente a tierra, aunque, debido a la baja impedancia de los transformadores de distribución, no siempre se obtienen las condiciones que definen un sistema rígidamente aterrado, esto es $X_0/X_1 < 3$ y $R_0/X_1 < 1$.

Los primeros bancos de reguladores de tensión de 30 kV que se incorporaron a la red fallaron repetidamente. Desde el momento en que resolvió el problema, no se han generado problemas con los equipos.

Transformadores de tensión internos a los reguladores, con conexión estrella-estrella, con ambos neutros aterrados alimentan desde la red al sistema de control de los reguladores. Esta configuración se debe principalmente a la utilización de unidades monofásicas, de forma que las tensiones de secuencia cero se transmiten directamente a los circuitos secundarios.

Las sobretensiones sobre el equipo de control producían fallas frecuentes en los varistores de protección haciendo que los equipos estuvieran fuera de servicio la mayor parte del tiempo.

El problema fue resuelto incluyendo un filtro de tensión homopolar entre los transformadores de tensión y los circuitos de control y mando del regulador. De tal manera que la tensión puede ser medida correctamente en módulo y fase, aún con el sistema desequilibrado y previene las sobretensiones de secuencia cero.

6.5.4 Solución del problema

El filtro debe cumplir las siguientes características:

- Transformar tensiones directas e inversas desde el primario hacia el secundario, eliminando las tensiones de secuencia cero.
- Tener la potencia suficiente como para alimentar el circuito de control del regulador, el que incluye las fuentes de las plaquetas de control, contactores y el motor de mando del conmutador bajo carga del regulador.
- Mantener la precisión de la tensión transferida en módulo y ángulo, ya que las funciones del regulador, además de la función de control de tensión necesitan el módulo de la tensión; también calcula potencia y factor de potencia, razón por la cual debe transferirse adecuadamente el ángulo de la tensión fase–tierra.

Si bien los reguladores poseen bobinados de potencia aislados de masa, un borne primario y un borne secundario de los transformadores de tensión se encuentran conectados a masa.

Debió formarse un circuito trifásico, utilizando los tres bobinados secundarios de tensión de cada uno de los reguladores monofásicos, para eliminar la tensión de secuencia cero.

Debe tenerse en cuenta que no es posible la creación de un punto neutro ficticio utilizando divisores, por ejemplo resistivos, debido a la potencia que consume el control. Las opciones de conexión fueron:

- Triángulo–zigzag con el neutro del secundario aterrado.
- Estrella–estrella con el neutro del secundario aterrado.

Se escogió la primera alternativa, debido a que la segunda opción precisa de un equilibrio de impedancias más importante entre los tres transformadores del filtro y debido a que las cargas de cada transformador son monofásicas y variables, dependiendo de la función que esté

desempeñando el control del regulador, este equilibrio es más difícil de lograr.

El filtro fue construido utilizando una configuración de capas, con el bobinado primario en el centro de las tres capas. Se definió un filtro con clase 0,5 y 100 VA.

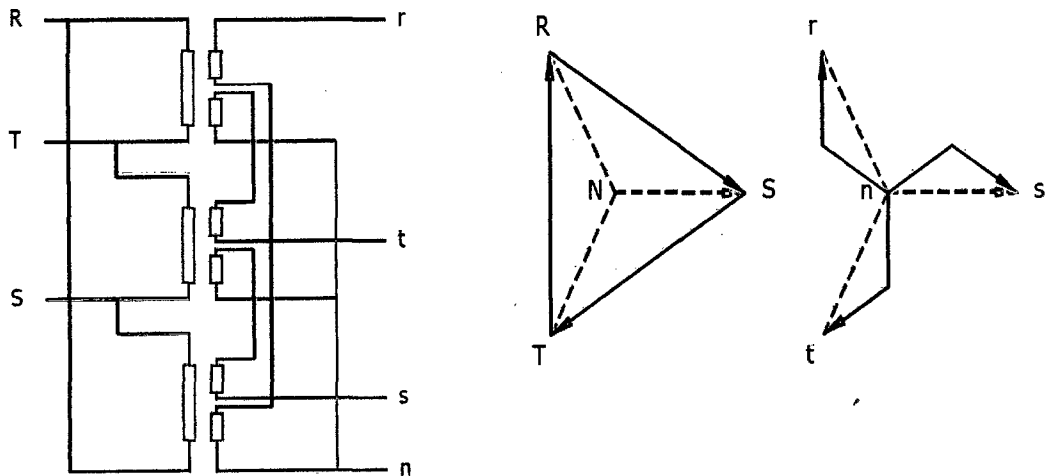


Figura 6.11. Diagrama de conexión del filtro y de fasores.

CAPÍTULO 7

SOBRETENSIONES MEDIOAMBIENTALES Y RECURSOS DISTRIBUIDOS

7.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, RD Y SOBRETENSIONES

Hasta ahora la discusión se ha centrado en los impactos de la sobretensión en RD en el sistema eléctrico. Sin embargo, una variedad de eventos de tensión anómala, que incluyen sobretensiones transitorias, así como importantes aumentos de la frecuencia de alimentación de tensión se pueden originar en el sistema eléctrico. Estos resultados en los niveles de tensión de pico que, aunque de corta duración, puede dañar el RD si no ha sido especificado adecuadamente para soportar estos eventos. Esta sección trata sobre la protección del RD del sistema de potencia.

7.1.1 Sobretensiones en sistemas de potencia de baja tensión

Las sobretensiones son una amenaza para la RD en los lugares que hay de moderada a alta incidencia de rayos. Estos son eventos de corta duración, impulsos de unos pocos cientos de microsegundos o menos de duración. Las magnitudes de las sobretensiones pueden ser de hasta 6 kV en los sistemas de energía secundaria, dependiendo de la naturaleza del diseño del sistema y la exposición al daño. IEEE C62.41 caracteriza el entorno del aumento de los rayos y el cambio que se puede esperar dentro de los varios tipos de edificios⁴⁴. El equipo RD debe estar diseñado para soportar estas sobretensiones sin sufrir daños. Los pararrayos debidamente

⁴⁴ IEEE C62.41-1991, "IEEE Recommended Practice on Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits".

coordinados son clave para asegurar que el aumento de los fallos relacionados con el equipo pueda ser minimizado. Las buenas prácticas de protección para las sobretensiones también deben proteger contra las sobretensiones de conmutación más típicos.

Algunos tipos de RD son más vulnerables que otros. Por ejemplo, las torres de las turbinas de viento pueden ser alcanzadas por un rayo y los paneles fotovoltaicos están expuestos con frecuencia en los campos o los tejados y podrían ser golpeados por impactos directos de rayos. Incluso la caída de rayos cercanos pueden inducir aumentos de muchos miles de voltios en los sistemas de cableado.

Los inversores están expuestos a estas sobretensiones procedentes de muchas direcciones, el puerto de entrada de CC, el puerto de CA y la interconexión a través de los puertos de comunicación y control (ver Figura 7.4). Todos los puertos deben estar protegidos con pararrayos conectados a una tierra de referencia común. Incluso un rayo cerca a tierra puede causar bastante diferencia en el potencial de tierra entre los diferentes puntos de referencia de tierra y los componentes de estado sólido no sensibles, si no se proporciona la compensación adecuada de la referencia de tierra.

El tipo de pararrayos utilizado para proteger los dispositivos de estado sólido sensibles, como los inversores, es fundamental para el éxito de la protección. Los dispositivos más sencillos de pararrayos de entrehierro múltiple tienen una tensión de cebado que no se coordina con el aumento de resistencia de los transistores. Un MOV (Metal Óxide Varistor) es un dispositivo contra las sobretensiones mucho más adecuado que se recomienda para la protección de la alimentación (CA y CC) de los puertos de los inversores. Los puertos de comunicación pueden necesitar otros

dispositivos debido a la alta capacidad del MOV que puede bloquear algunos de los circuitos de comunicación.

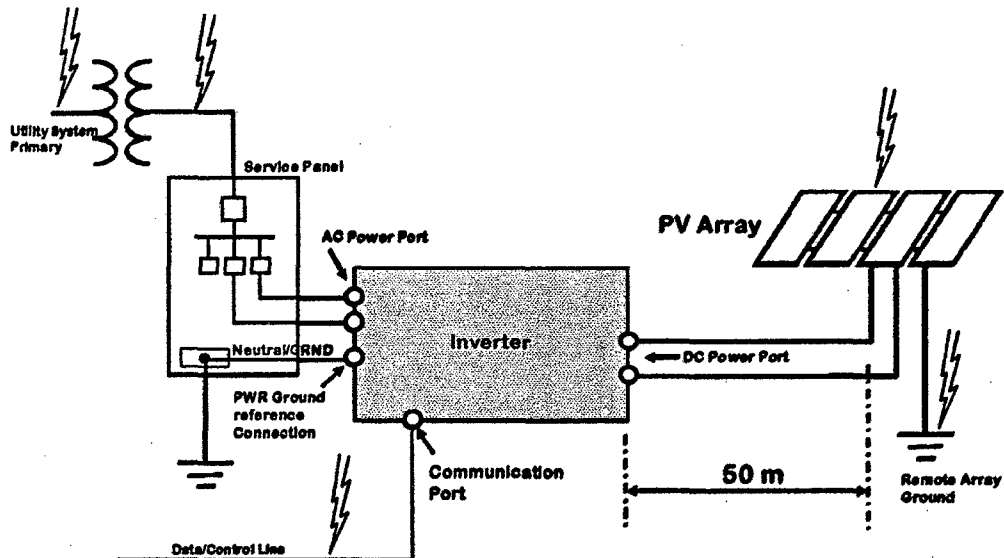


Figura 7.4. Los inversores pueden estar expuestos a las sobretensiones de diferentes puertos. Todos los puertos deben estar protegidos con pararrayos referidos a un único punto de tierra.

7.1.2 Sobretensiones en RD de media y alta tensión

Más grandes RD emplearán equipos calificados como de media y alta tensión, tales como transformadores, interruptores y generadores. En un área con menos actividad de rayos, estos dispositivos deben estar protegidos con pararrayos adecuados coordinados por las prácticas aceptadas por la industria (como por IEEE C62.22⁴⁵). Además, los cables subterráneos deben estar protegidos con pararrayos *rise pole* (estos pararrayos tienen una capacidad de disipar energía mayor que los pararrayos tipo normal duty) y pararrayos *open point*. Los pararrayos deben ser seleccionados para que puedan soportar la máxima tensión continua en el estado de equilibrio en la línea temporal y bajo sobretensiones. Los parámetros de voltaje de operación permanente máximo (MCOV)⁴⁶ y la

⁴⁵ IEEE C62.22–1995, "Application of Metal Oxide Surge Arresters on AC Power Systems".

⁴⁶ Voltaje alterno efectivo de frecuencia industrial más alto que se puede aplicar permanentemente entre los terminales de un pararrayos de óxido metálico.

capacidad de sobretensiones temporales (TOV)⁴⁷ deben cumplir con estos requisitos. Los condensadores en cascada pueden ser utilizados en máquinas rotativas en conjunto con pararrayos para reducir el estrés de los devanados impuesto por el fuerte aumento de las tensiones.

7.1.3 Oleaje de tensión (*voltage swell*)⁴⁸

Otro tipo de evento de sobretensión común en los sistemas de distribución es el oleaje de tensión. Este es el mismo fenómeno discutido anteriormente con respecto a las fallas a tierra. Sin embargo, el enfoque aquí es cómo la tensión de alimentación del sistema se eleva e impacta al RD (no como el RD causa la elevación). Dado que el sistema de alimentación de cuatro hilos de distribución está, normalmente, aterrado de manera efectiva, esto significa que las averías en el sistema darán lugar a olas de voltaje de hasta un 125% del valor nominal. Estas pueden ocurrir muchas veces por año debido a las diversas fallas que se pueden esperar. Cualquier RD conectado al sistema con fase a neutro en un cable de cuatro hilos con neutro multiterrado estará expuesto a estas olas. Para asegurar la supervivencia sin daños, la RD debe ser diseñada para sobrevivir hasta el nivel máximo de elevación esperada más algún margen (135% durante 5 segundos es una buena regla de oro). Los instaladores de RD también deben reconocer que los pararrayos están destinados a oleadas impulsivas de corta duración y no son adecuados para la protección del oleaje de tensión. El único medio de protección es conectar el generador de una forma

⁴⁷ Es una sobretensión oscilatoria de relativamente larga duración, esta levemente amortiguada o en ciertas ocasiones no está amortiguada. El rango de frecuencias del TOV, abarca desde unos pocos Hz hasta algunos cientos de Hz, y su duración va desde algunos milisegundos a algunas horas (dependiendo del tiempo de despeje de la falla).

⁴⁸ Los *voltage swells* (que traduciremos como *oleaje de tensión*) se definen como el aumento de la tensión en la frecuencia fundamental para una corta duración que va del medio ciclo a 1 min. Los valores típicos son 110–180% de la tensión nominal del sistema.

(fase a fase) donde no se ve el oleaje de tensión o diseñar el equipo para soportar la condición sin daño.

7.2 CASO 1: LA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS DE LAS TURBINAS EÓLICAS

Los parques eólicos, se encuentran ubicados principalmente en lugares muy propensos a la caída de rayos. En una sola décima de segundo, un rayo puede ocasionar graves daños en una turbina eólica, esto puede ser observado en las Figuras 7.5(a) y (b). Este daño principalmente sucede al impactar una descarga atmosférica sobre los álabes o paletas de las turbinas. Por lo tanto, cada vez se hace más necesario que estas turbinas cuenten con un sistema de protección eficaz contra el impacto de rayos. Con el incremento del tamaño de las turbinas eólicas y de sus álabes (han aumentado hasta más de 2 MW, y su desarrollo continúa), aumenta el riesgo de que la turbina resulte dañada por el impacto de un rayo. Simultáneamente, aumentan los costos de los repuestos, debido a que son más grandes y por tanto más caros. Así, tanto los fabricantes de turbinas eólicas como las compañías de seguro y los dueños de las turbinas exigen sistemas de protección contra rayos que brinden la mayor seguridad posible.

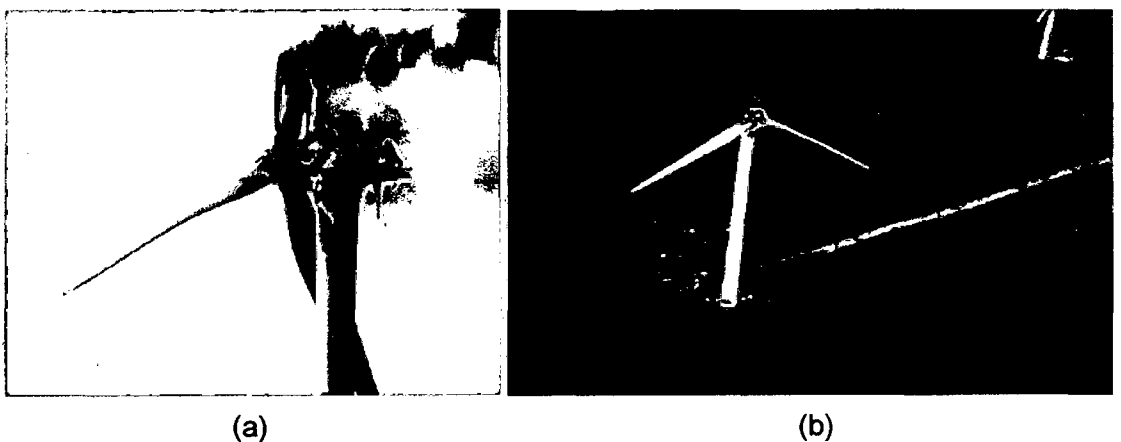


Figura 7.5 (a) y (b). Daños en turbinas eólicas por impacto de rayos.

Las turbinas eólicas tienen un conjunto de instalaciones eléctricas y electrónicas, concentradas en una pequeña área: elementos eléctricos de conexión, maniobra y control, motores, convertidores, sistemas de barras con sensores y accionamientos, etc. Todos estos elementos son muy sensibles a sobretensiones e impulsos como los que son ocasionados por los rayos.

7.2.1 Experiencia mundial en la fabricación de turbinas eólicas⁴⁹

El sistema de protección contra rayos que LM Glasfiber utiliza en sus paletas, está diseñado de acuerdo al denominado "Nivel de protección 1" según las normas internacionales CEI/IEC, que es equivalente al grado de protección contra el 98% de los rayos que produzcan. Igualmente, ha desarrollado un nuevo tipo de receptor que mejora la protección contra rayos en el extremo de la paleta. El DrainReceptor forma parte integral del sistema de protección. Está ubicado en el extremo mismo de la paleta, uno de los lugares más expuestos a la descarga de los rayos. Este terminal o receptor intercepta el rayo y lo conduce eficazmente al sistema de protección contra rayos de la paleta, pero esta no es su única función, el DrainReceptor combina la protección contra rayos con el drenaje del condensado de agua. Durante el trabajo de las turbinas, se produce el condensado en el interior de los álabes como resultado de los cambios de temperatura del aire exterior. Este condensado debe ser eliminado, ya que bajo la acción de las revoluciones, se almacenará en el extremo del álabe. Para impedir esto se estuvo utilizando un agujero de drenaje, pero las estadísticas señalan el riesgo de descarga de rayos en el agujero de drenaje. Este riesgo se elimina combinando la captura de los rayos en el extremo del álabe con el drenaje del condensado.

⁴⁹ Tomaremos como referencia la experiencia de LM Glasfiber, reconocido productor mundial de turbinas eólicas.

LM Glasfiber protege los álabes contra los rayos mediante de una serie de receptores de rayos en ambos lados de la paleta y en su punta. Estos terminales, distribuidos en la paleta sirven para conducir la energía desde el propio rayo hasta la torre, a través de un sistema de conductores en el interior del álabe. Nuevas soluciones de protección contra rayos ampliarán la captación efectiva de la paleta y será un elemento importante para la eficiente protección de las paletas con fibra de carbono, que requieren medios especiales contra rayos. Los álabes del futuro fabricados con equipos electrónicos integrados de monitorización, requerirán una mayor seguridad contra el impacto de descargas atmosféricas. La captación de rayos por medio de bandas de desviación,⁵⁰ fáciles de montar tanto durante la fabricación como en el posterior montaje, funciona como antenas para los rayos y amplían el área de captación. Los pequeños trozos de metal crean un canal de aire ionizado que dirige el rayo al receptor por encima de la superficie. La ventaja es que la superficie de la paleta y las láminas superiores no se verán dañadas por la caída de un rayo, como es el caso cuando la protección está por debajo de la superficie. Por lo tanto, se evitarán reparaciones y gastos que suponen grandes costos y pérdidas de producción de energía durante los 20 años de vida de una turbina eólica.

7.2.2 Sistemas de protección contra impactos directos de rayos

La primera medida a tomar para proteger una turbina eólica contra el impacto de rayos es subdividir la misma en zonas de protección (Figura 7.6). Es muy importante que los parámetros de las corrientes de rayos que afectan la zona O_A desde el exterior deban ser reducidos mediante medidas de apantallamiento y mediante la instalación de dispositivos de protección

⁵⁰ News Letter, LM Glasfiber, Septiembre 2005.

contra sobretensiones, así se asegurará que los equipos que se encuentran situados dentro de la turbina trabajen sin interferencias.

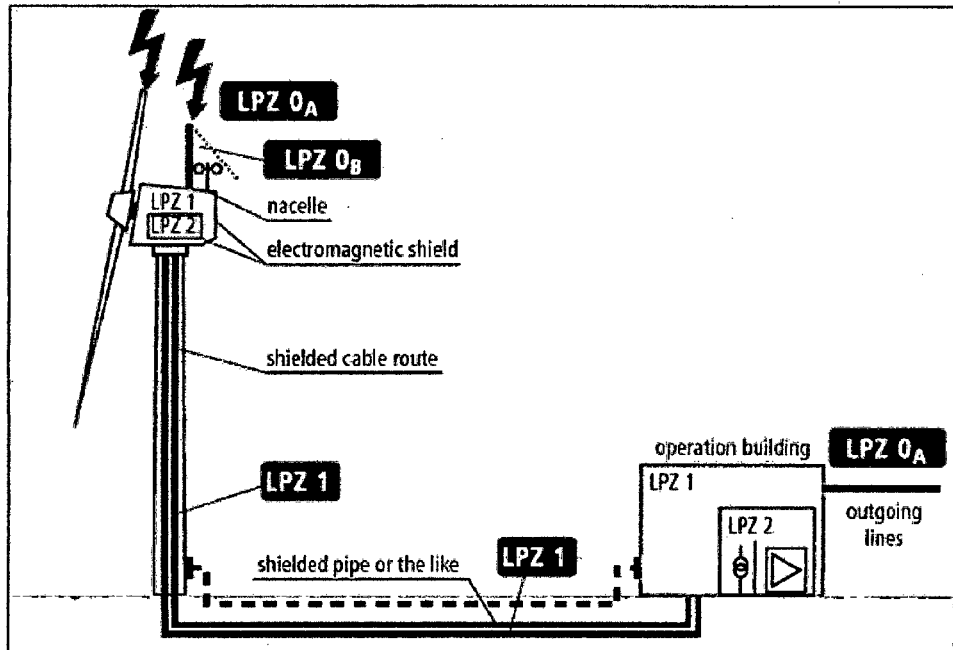


Figura 7.6. Zonas de protección contra rayos para una turbina eólica⁵¹.

El riesgo de impacto a una turbina eólica se incrementa cuadráticamente en función de su altura⁵². Así, se hacen necesarias un conjunto de medidas para proteger las turbinas contra el impacto directo de rayos y contra los efectos secundarios de los mismos.

Cuando un rayo cae sobre una paleta, se crean enormes fuerzas si el sistema de derivación de descargas atmosféricas de la paleta no está en condiciones de recibir y derivar controladamente a tierra el potencial energético del rayo.

Para el dimensionamiento de los sistemas de protección contra rayos de turbinas eólicas, debe ser considerado el caso de turbinas que posean una altura mayor de 60 metros, y que se encuentren en zonas de elevado nivel cerámico. En las mismas pueden originarse rayos positivos, también

⁵¹ DEHN, "Lightning Protection Guide", 2008

⁵² *ibidem*.

llamados rayos tierra-nube (15% de las ocurrencias mundiales), además de los rayos nube-tierra. Estos rayos positivos que comienzan de las estructuras y objetos de gran altura llevan picos máximos de corrientes con valores bajos (aproximadamente 15 kA) y la carga transferida puede ser muy elevada, determinando la aparición de potenciales significativos los cuales pueden causar mucho daño⁵³, constituyéndose así en los más peligrosos.

El sistema de protección externo de las turbinas eólicas las protege contra los efectos mecánicos destructivos y contra el fuego y combina el sistema de puntas captadoras, los bajantes y el sistema de puesta a tierra.

Las técnicas normalmente usadas para proteger los álabes de la turbinas contra los efectos de los rayos se presentan en la Figura 7.7. La principal característica diferenciadora es si un limitado número de terminales o receptores se usa para interceptar el rayo (tipos A y B) o si el diseño es hecho para proteger la totalidad del álabe (tipo C y D). La configuración Tipo A muestra como usando uno o dos terminales en la punta del álabe, se puede usar como bajante el conductor de acero para el control de freno conectado a la punta. En un álabe sin una punta movable (tipo B) se instala un conductor adicional. La configuración C tiene las bajantes localizadas en los bordes del álabe. El tipo D muestra el uso de una malla conductora en cada cara del álabe. El principal mecanismo de daño es cuando la corriente del rayo forma un arco en el aire existente dentro del álabe. La onda de presión de choque causada por el arco puede hacer explotar el álabe o romper la estructura constructiva de la misma. En álabes con tamaños de hasta 20 m de longitud se emplean receptores en la punta del álabe,⁵⁴

⁵³ Wind Energy Handbook, 2001.

⁵⁴ Ibidem.

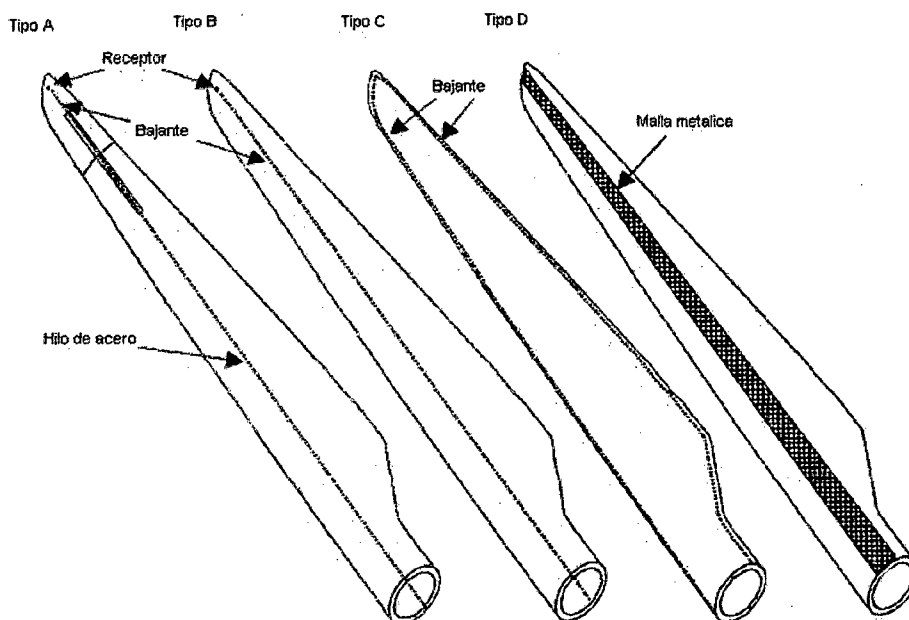


Figura 7.7. Métodos de protección de los álabes contra descargas atmosféricas.⁵⁵

Protección del nacelle

El nacelle se fabrica con una placa de acero y funciona con el principio de jaula de Faraday. Su volumen interior, al encontrarse herméticamente cerrado, garantiza una considerable atenuación del campo electromagnético en comparación con el exterior del nacelle.

Los instrumentos meteorológicos en la parte posterior del pabellón se protegen por un pararrayos separado.

Conductores de conexión

Los cables deberán ser conductores apantallados para proteger el sistema de los acoplamientos electromagnéticos e interferencias. Las pantallas de los conductores deberán equipotencializarse en sus dos extremos, para garantizar una protección efectiva contra los efectos electromagnéticos.

⁵⁵ Ibidem.

El sistema de conductores bajantes

La torre metálica puede utilizarse como conductor desde el nacelle hasta el sistema de puesta a tierra. En caso de existir torres de concreto, el sistema de las bajantes estará empotrado en el concreto, para lo cual se utilizará conductor redondo de 8 a 10 mm de diámetro o conductores planos de 30 x 3,5 mm de acero galvanizado.

7.2.3 Sistemas de puestas a tierra en las turbinas eólicas

Las turbinas eólicas de manera similar al resto de los equipos eléctricos necesitan ser conectadas a tierra con la menor impedancia posible.

En el mayor de los casos, los parques eólicos se encuentran ubicados sobre terrenos montañosos o colinas con suelos de elevada resistividad, donde es muy difícil obtener valores bajos de impedancia con el sistema de puesta a tierra. Encontrándose ubicados, además, en zonas de elevado nivel cerámico.

La mayoría de los daños que ocurren sobre las turbinas eólicas y sus equipos son debidos a impactos directos de rayos y, en menor medida, a tensiones transferidas producto de fallas cercanas. Corrientemente, el mismo sistema de puesta a tierra es usado para la protección contra fallas y contra impactos de rayos. No obstante, la función de cada una es marcadamente diferente debido a las componentes de alta frecuencia que tienen las corrientes de las descargas atmosféricas.

La turbina eólica tiene una puesta a tierra que consiste habitualmente en un anillo alrededor de la torre (Figuras 7.8, 7.11, 7.12 y 7.13) a una profundidad de 50 cm a 1 metro con electrodos verticales combinados con dicho anillo. Es frecuente la interconexión del sistema de puesta a tierra con

los cimientos de la base de la torre de la turbina. El objetivo de esta puesta a tierra local es dotar al sistema de una unión equipotencial contra los efectos de los descargas atmosférica y las fallas a frecuencia de potencia (50/60 Hz) y, además, constituir un elemento del sistema completo de puesta a tierra del parque eólico. En España el valor requerido de la resistencia a tierra 2Ω en instalaciones de BT y en el Reino Unido el valor es 10Ω . Una resistencia pura puede ser la representación esquemática de esta puesta a tierra local.

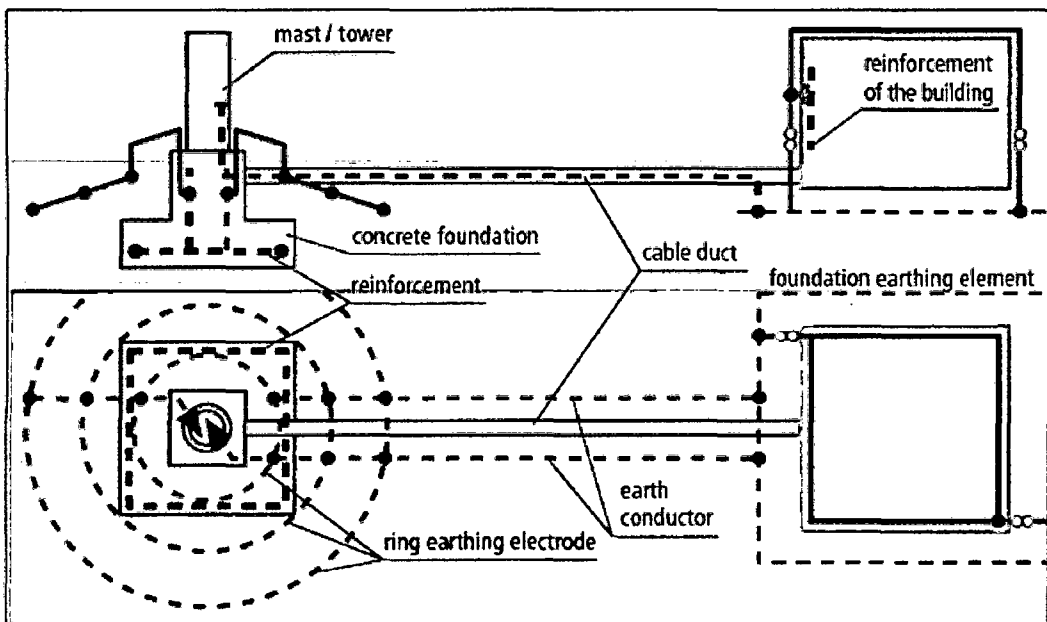


Figura 7.8⁵⁶. Elementos que componen el sistema de puesta a tierra de una turbina eólica.

La interconexión de los sistemas de puestas a tierra individuales que posee cada turbina eólica es una práctica común en los parques eólicos. Esto trae como consecuencia que la componente inductiva de la impedancia sea superior a la componente resistiva. El conductor de puesta a tierra que interconecta el sistema de puesta a tierra de cada turbina tiene un comportamiento similar al de una línea de transmisión pudiendo ser representado como un circuito equivalente π . Debido a la extensión de la red

⁵⁶ DEHN, ob. cit.

de tierra que interconecta a todas las turbinas, la impedancia serie que aparece tiene una magnitud que no puede ser despreciada.

Cuando una descarga atmosférica impacta una turbina eólica, alrededor de la misma ocurre un incremento del potencial en la tierra. Este crecimiento puede producir una sobretensión la cual puede causar daños en la turbina eólica, específicamente en el transformador. Las sobretensiones transferidas pueden dañar los transformadores de las turbinas eólicas vecinas, el equipo eléctrico, el transformador de la subestación y los cables eléctricos de distribución.

En⁵⁷ se presenta un análisis del comportamiento frente a descargas atmosféricas de diferentes sistemas de puesta a tierra. En este trabajo se demuestra que la impedancia del sistema de puesta a tierra no varía significativamente en función de su profundidad, sin embargo se demuestra que un incremento de la profundidad, trae como consecuencia la disminución de las tensiones de paso. También se demuestra que las descargas atmosféricas incrementan las tensiones de paso y la impedancia del sistema de puesta a tierra, en comparación a las fallas convencionales que ocurren a frecuencia de potencia (50/60 Hz). Asimismo, se arriba a la conclusión que con el aumento del diámetro del anillo del sistema de puesta a tierra se disminuyen las tensiones de paso. No será necesario aumentar electrodos verticales si el diámetro es lo suficientemente grande, en caso contrario se elevaría el costo de la instalación del sistema. Igualmente se concluye que aumentando la profundidad del sistema de puesta a tierra de 0,5 m a 0,8 m las tensiones de paso disminuirán apreciablemente.

⁵⁷ Olatz Ukar, "Optimal configurations design of wind turbines grounding system by numerical methods", Universidad Deusto, Bilbao (España), 2008.

El refuerzo metálico de los cimientos de la torre estará integrado y formará parte de la interconexión con el sistema de puesta a tierra. Se sugiere el uso de los cimientos estructurales y del edificio de control como sistema de puesta a tierra debido a la protección que ofrece el concreto a la corrosión de los conductores. Asimismo, se interconectarán la puesta a tierra de la base de la torre con la correspondiente del edificio de control con la finalidad de lograr un sistema de puesta a tierra equivalente con la mayor superficie.

El método verdaderamente efectivo para calcular la impedancia de tierra a frecuencia de potencia (50/60 Hz) de un parque eólico de gran tamaño es el de inyección de corriente⁵⁸. En esta prueba una corriente (entre 10–20 A) es inyectada dentro del sistema de puesta a tierra del parque eólico y se mide la caída de tensión con respecto a un punto llamado de referencia. No obstante, el camino de retorno de la corriente inyectada debe estar lo suficientemente lejos del parque eólico (entre 5–10 Km), para lograr que la medición no se vea afectada por el área efectiva de la puesta a tierra del parque eólico. Es por esto que las líneas eléctricas de distribución de energía, previamente desenergizadas, pueden ser utilizadas como camino para inyectar la corriente.

7.2.3.1 Criterios prácticos

Un parque eólico característico está formado por un número variable de turbinas (aproximadamente 30 unidades), separadas una de otra una distancia promedio de 130 m, en función de los puntos de mayor incidencia del viento y menor impacto visual.

⁵⁸ *Wind Energy Handbook*, ob. cit.

La puesta a tierra de cada turbina eólica se suele acoplar en grupos. Este acoplamiento se suele llevar a cabo en grupos de cinco turbinas y se conectan después al sistema de puesta a tierra de la correspondiente subestación. Asimismo, desde la red de MT se deriva en forma de T a cada turbina eólica, mediante soldadura aluminotérmica, tal como muestra en la Figura 7.9.

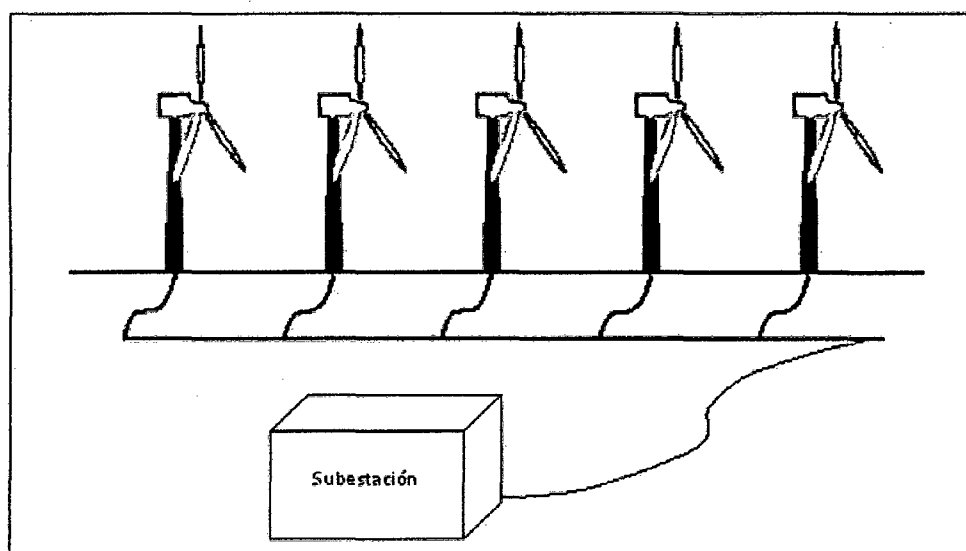


Figura 7.9. Conexión entre aerogeneradores.

Las puestas a tierra empleadas pueden resumirse en tres clases:

Clase 1: Es un círculo alrededor de la base del aerogenerador, con un diámetro aproximado de 11 m, en el que en dos extremos opuestos se disponen dos picas de 2 m de longitud, como se muestra en la Figura 7.10.

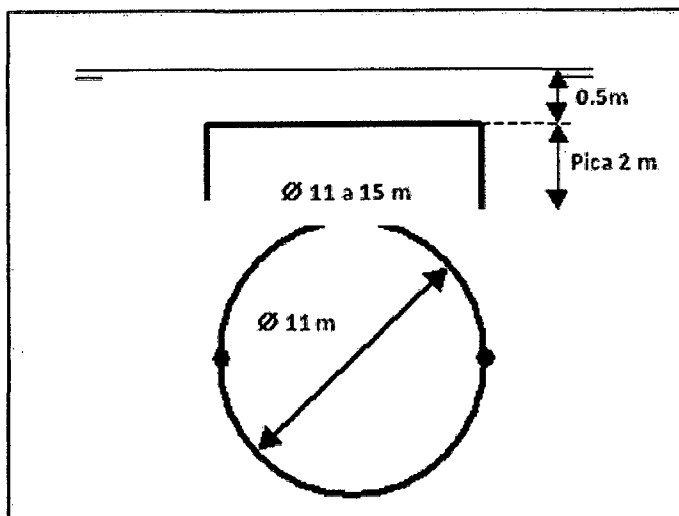


Figura 7.10. Esquema de la puesta a tierra, clase 1.

Clase 2: Se trata de un octógono como esquema tipo para la implementación de la puesta a tierra. Aquí, se tienen dos octógonos medidos en el terreno en dos niveles distintos, como se muestra en la Figura 7.11.

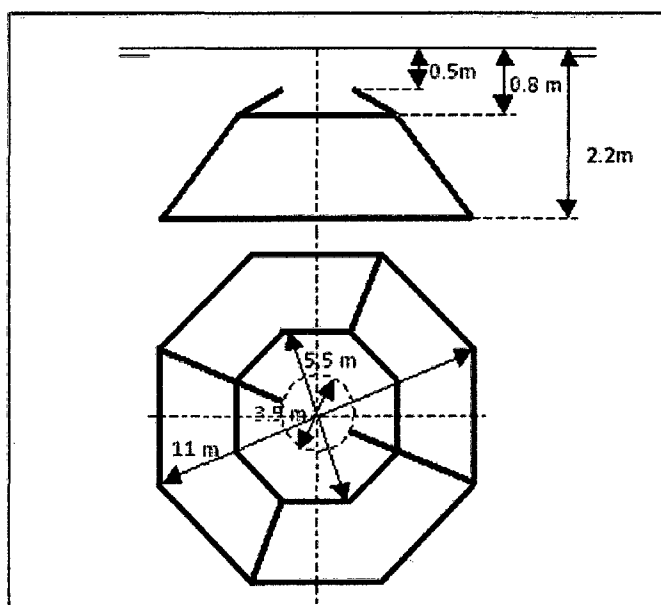


Figura 7.11. Esquema de la puesta a tierra, clase 2.

Clase 3: Es un anillo interior a la torre del aerogenerador en el contorno interno de la torre; otro anillo concéntrico y exterior a la base del aerogenerador sobre la cimentación del mismo y un anillo de

forma cuadrada concéntrico exterior a la cimentación unido por cuatro puntos a los redondos de acero situados en los puntos medios de las aristas externas de la cimentación. Estos tres anillos concéntricos se unen formando una superficie equipotencial, como se muestra en la Figura 7.12. Si no se obtiene una resistencia apropiada, se debe añadir dos picas a un metro de distancia del cuadrado.

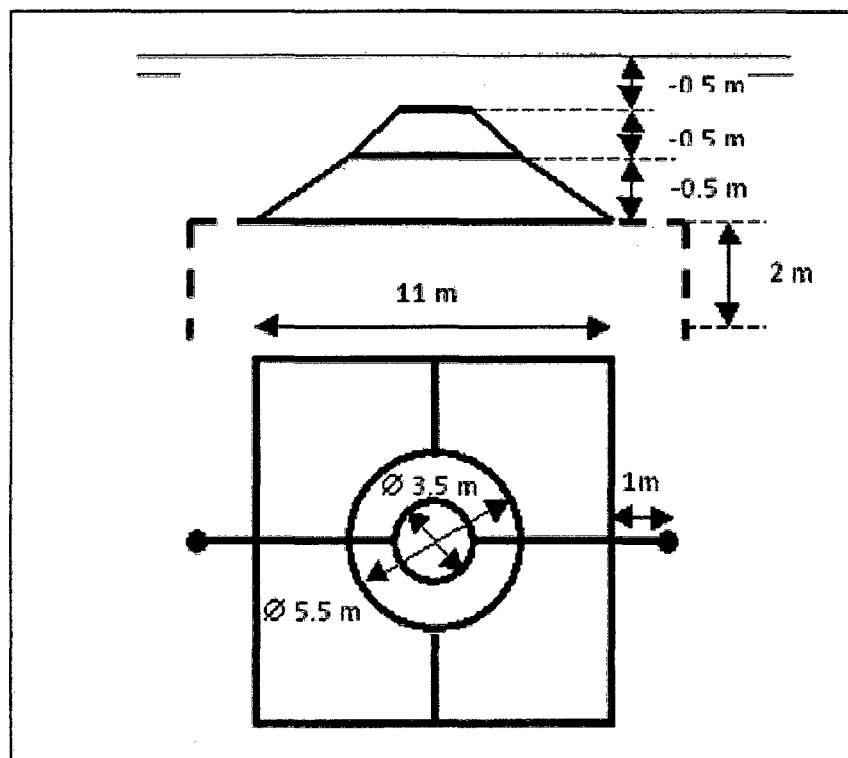


Figura 7.12. Esquema de la puesta a tierra, clase 3.

7.2.4 Protección contra sobretensiones y efectos secundarios del rayo

Adicionalmente al apantallamiento contra emisiones radiadas (interferencias), se debe proteger el sistema de cables contra las interferencias conducidas en las fronteras de las zonas de protección (LPZ) contra rayos, esto determinará la operación confiable de los equipos existentes.

En la zona de protección LPZ O_A - 1, se instalarán dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), que deben ser capaces de llevar a tierra las corrientes parciales de la descarga atmosférica sin causar daño a los equipos que se encuentran protegiendo. Estos dispositivos de protección contra sobretensiones clase 1 son ensayados con corrientes de impulso de forma de onda 10/350 μ s.

En las fronteras LPZ OA - 1 y LPZ 1 y mayores, solamente serán controlados los bajos impulsos de corriente con menor energía (resultantes de tensiones inducidas en el exterior o por sobretensiones generadas por el propio sistema). En estas zonas deberán colocarse DPS clase 2 (probados con corrientes de impulso con forma de onda 8/20 μ s).

Se deben tener en cuenta, para la selección de los DPS, las características de operación y el nivel de aislamiento de los equipos que se desean proteger.

7.3 CASO 2: PROTECCIÓN CONTRA RAYOS Y SOBRETENSIONES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La ubicación de la instalación fotovoltaica, en condiciones normales, no incrementa el peligro de impacto de descargas atmosféricas en la bodega. La implementación de una instalación fotovoltaica en un edificio no exige dispositivos adicionales de protección contra descargas atmosféricas.

En zonas abiertas, las instalaciones fotovoltaicas normalmente llevan su elemento de protección contra descargas atmosféricas, ya que el generador fotovoltaico, como parte prominente de la bodega, es la ubicación más propensa para impactos de rayos.

El impacto del rayo da lugar a efectos indirectos en los alrededores que afectan un radio aproximado de 1 km. La probabilidad que un rayo afecte indirectamente a la bodega es mucho mayor a que afecte directamente la bodega.

Los acoplamientos galvánicos, inductivos y capacitivos son consecuencia de los impactos indirectos de rayos. Hay que proteger las instalaciones eléctricas de la bodega de las sobretensiones que son consecuencia de los acoplamientos señalados. Las medidas e instalaciones de la bodega, que se encargan de la protección de los efectos indirectos de los rayos pero también de la conexión a la red de distribución pública, constituyen la denominada protección interna contra rayos. La adecuada función de esta protección interna tiene una condición previa, una buena conexión equipotencial, según la IEC 364-5-54. Esta es la conexión equipotencial a la que se conectan a tierra todas las tuberías metálicas.

La colocación lo más próxima posible de las conducciones positivas y negativas permitirá que el acoplamiento en la red principal de corriente continua se minimice. La experiencia recomienda una sección mínima de 16 mm^2 en cobre para los cables individuales apantallados. El extremo superior se debe unir al marco de los módulos y a la estructura metálica con una buena conductividad utilizando el camino más corto; también pueden utilizarse tubos de protección metálicos.

Se emplean varistores para proteger de acoplamientos capacitivos o inductivos y de sobrecargas de la red a la instalación fotovoltaica y a los dispositivos electrónicos conectados a ella. Estos varistores, generalmente incluidos en el inversor y pueden ampliar su protección con descargadores de sobretensión, montados en las cajas de conexiones del generador fotovoltaico y cajas de protección a la entrada del inversor en la parte de continua y a la salida en la parte de alterna.

El principio de “protección escalonada” rige para el proceso de selección, en el cual se distinguen tres tipos de protección:

- Clase 1: *Protección basta*. Son descargadores que se instalan lo más cerca de la acometida en baja tensión y brindan protección frente a corrientes de rayo.
- Clase 2: *Protección media*. Son descargadores que se instalan en los cuadros de distribución y están diseñados para la protección de instalaciones y equipos frente a sobretensiones originadas por descargas de rayo indirectas, conmutaciones en alta, inducciones y otros.
- Clase 3: *Protección fina*. Son descargadores de sobretensiones que se instalan lo más cerca posible del equipo a proteger para seguridad específica de equipos finales.

La coordinación entre los escalones de protección será garantizada con el aseguramiento imprescindible del desacoplo entre los mismos (longitud de cable entre tipo 1 y 2 superior a 15 m). En caso contrario se instalará un descargador combinado 1 + 2 (por ejemplo, DEHN ventil DV TT)⁵⁹.

⁵⁹ DHEN Ibérica, *Catálogo 2008*, Madrid – España, 2008

1. Instalación fotovoltaica en un edificio sin protección externa contra el rayo.
Photovoltaic System on a Building without Lightning Protection

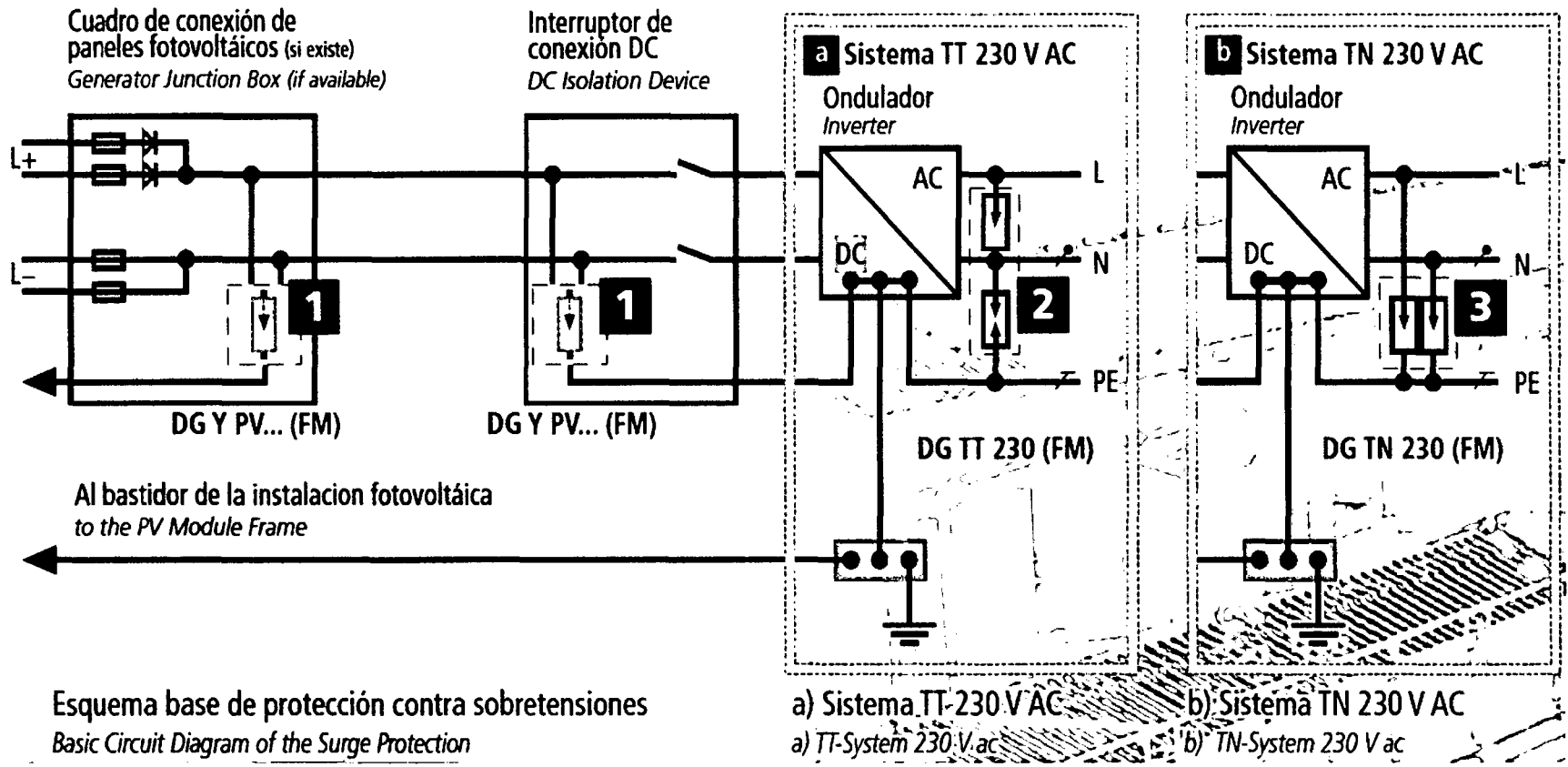
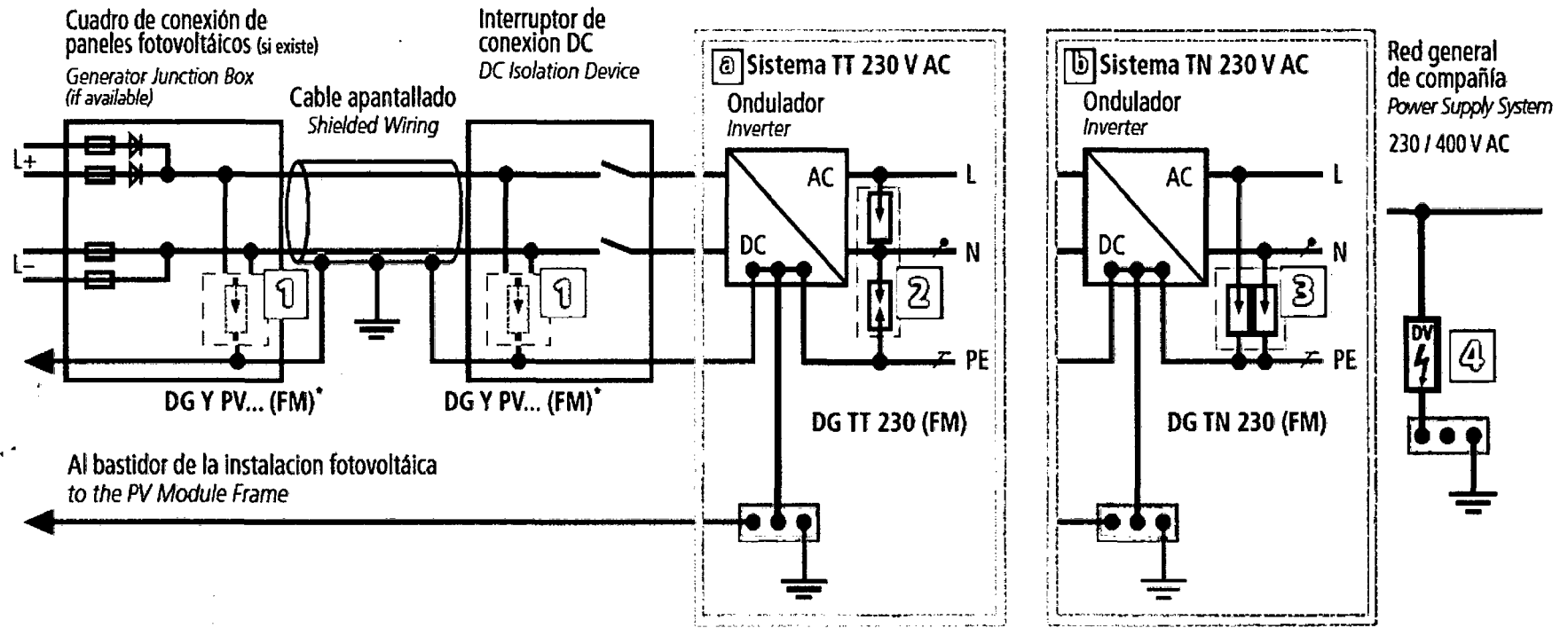


Figura 7.13: Esquema base de protección contra sobretensiones, parte 1⁶⁰

⁶⁰ DHEN Ibérica, *DHEN protects Photovoltaic Systems*, Madrid – España, 2004.

2. Instalación fotovoltaica de un edificio con protección externa contra el rayo
Photovoltaic System on a Building with Lightning Protection



Esquema base de protección contra sobretensiones
Basic Circuit Diagram of the Surge Protection

a) Sistema TT 230 V AC
 a) TT-System 230 V ac

b) Sistema TN 230 V AC
 b) TN-System 230 V ac

Figura 7.14. Esquema base de protección contra sobretensiones, parte 2⁶¹.

⁶¹ Ibidem.

CONCLUSIONES

Esta tesis ha cubierto una amplia gama de temas relacionados acerca de sobretensiones en Recursos Distribuidos. Está claro que el RD mal interconectado puede provocar sobretensiones que pueden dañar los equipos del circuito de utilización y las cargas de los clientes. Asimismo, los RD pueden ser susceptibles de daños por sobretensiones entrantes procedentes del sistema de potencia o rayos. El buen diseño, operación adecuada y correctas especificaciones de los equipos conectados al RD pueden mitigar la mayoría de los problemas asociados con estos temas. Es preciso señalar, que los valores presentados de las sobretensiones y formas de ondas, son compatibles con los publicados por otros investigadores. Sin embargo, a pesar de las sobretensiones presentadas, la incorporación de los RD ofrece ventajas técnicas y económicas que será preciso considerar teniendo en cuenta cada caso en particular. Teniendo en cuenta estas consideraciones, los factores clave a considerar en el diseño del RD, equipos e instalaciones son los siguientes:

ACERCA DE LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS

1. Para superar los retos debidos a la situación energética y del clima y los retos de los sistemas eléctricos, una de las principales estrategias es la implantación de Recursos Distribuidos (Generación y Almacenamiento Distribuido) mediante tecnologías limpias, eficientes e innovadoras que usen energéticos renovables.

Beneficios:

2. Los RD proporcionan múltiples beneficios, tanto al sistema y sector eléctrico como al medio ambiente, si son implantados y usados con ese objetivo.
 - a) *Beneficios alineados con el ambiente y oferta energética:* Aprovechamiento de energéticos locales, renovables amigables con el ambiente.
 - b) *Fortalecimiento del sector eléctrico:* Menores riesgos financieros, mejora la utilización de activos y permite diferir inversiones en la infraestructura eléctrica, aumento de calidad y confiabilidad y, suministro de energía y/o atención de picos.
 - c) *Soporte a la red eléctrica:* Disminución de pérdidas técnicas, evita congestión aguas arriba, gestión de voltaje, de potencia reactiva y reserva para atender contingencias.
 - d) *Beneficios para los consumidores:* menores costos de electricidad, mitiga riesgo de volatilidad de precios, mayor seguridad, confiabilidad y calidad de potencia y, autogeneración - cogeneración.
 - e) *Incentiva la competencia:* Atomiza y descentraliza la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para promover la competencia.
 - f) *Otros beneficios:* Por el hecho de ser modulares, flexibles y por su bajo tiempo de instalación, son considerados como una alternativa rápida y barata para solucionar problemas relacionados con déficit de infraestructura, brindando beneficios técnicos, económicos y ambientales.

Impactos de los RD en la red eléctrica:

3. A pesar de los múltiples beneficios de los RD, su conexión a la red eléctrica conlleva impactos técnicos operativos, que es necesario identificar y solucionar:
 - a) Los principales impactos de los RD en la red eléctrica, se deben a los generadores a ella conectados. Es decir, se deben más a la GD que al AD. La mayoría de los impactos técnicos, se deben a que la red eléctrica no fue diseñada ni concebida para conectarle GD a nivel de distribución.
 - b) En una red eléctrica, conviven cargas muy disímiles (soldadores, hornos, cargas digitales, alumbrado, motores, resistencias, etc.) con diferentes tolerancias a la forma de onda del voltaje (magnitud, frecuencia, armónicos.), por lo que la GD puede producir condiciones indeseables en cuanto a calidad, confiabilidad, eficiencia, sobrevoltajes peligrosos, aspectos de seguridad, etc.
 - c) El impacto causado por la GD sobre la estabilidad de un sistema de potencia, depende de la potencia conectada. En estas circunstancias y ante el evento que un sistema de potencia pierde una línea de transmisión, la situación será mucho más grave si con ésta también se pierde una cantidad de generación importante, como sería el caso de un sistema con alta penetración de generación distribuida.
 - d) Las diferentes fuentes de generación, así como los diversos detalles constructivos de las máquinas que la conforman, promueven variados impactos sobre el sistema de potencia. A lo largo del trabajo se ha mostrado como diferentes tecnologías tienen diferentes impactos sobre la estabilidad de un sistema de potencia, en especial sobre la estabilidad de tensión y como elementos generadores de sobretensiones.

- e) La inserción al sistema eléctrico de potencia de tecnologías de GD con poca o ninguna inercia, como son las células de combustible, las células fotovoltaicas o las microturbinas, entre otras, trae como consecuencia variaciones inadmisibles de frecuencia ante el evento de una perturbación o incluso en condiciones de operación normal. Así, un sistema de potencia relativamente grande incrementa su posibilidad de tener problemas de inestabilidad de frecuencia aún en condiciones normales de operación.
- f) Con las bajas inercias típicas de la GD, disminuye el tiempo que tienen las protecciones de las máquinas síncronas para despejar una falla sin que éstas pierdan el sincronismo. Se debe, pues, ajustar la operación de las protecciones, en especial para sistemas con alta penetración de GD.
- g) Básicamente, la GD entrega energía a la red mediante generadores de Corriente Alterna (CA) síncronos/asíncronos o mediante inversores de Corriente Directa (CD) a Corriente Alterna (CA). Los impactos dependen de cuál forma se estén utilizando.
- h) Algunas tecnologías en generación distribuida, entre las que se cuentan los sistemas eólicos, las microturbinas o los motores de combustión interna, entre otras, hacen uso de máquinas asíncronas. Éstas absorben la potencia reactiva necesaria para magnetizar sus devanados desde la red. Por lo anterior, las máquinas asíncronas deterioran el perfil de tensión en nodos cercanos, lo que repercute negativamente en la estabilidad de tensión del sistema. Una medida conveniente para amortiguar la pérdida de potencia reactiva en el sistema, consiste en acompañar a los generadores asíncronos con dispositivos para compensar reactivos. La inserción al sistema de tecnologías de GD

equipadas con máquinas síncronas, produce un efecto de mejoramiento del perfil de tensión y por ende, de la estabilidad de tensión.

- i) Los principales impactos debidos a GD con motores de CA, son los aportes de éstos a la corriente de corto circuito y problemas relacionados con aislamientos accidentales, donde el GD quede atendiendo parte de la carga eléctrica (islanding). Para este tipo de GD, se deben replantear los esquemas de protecciones usados.
- j) Los inversores CD-CA se requieren cuando la electricidad se genera en CD, como es el caso de las celdas de combustible, paneles fotovoltaicos, utilización de energía almacenada en baterías avanzadas, etc.
- k) El impacto de este tipo de GD en las redes eléctricas, está asociado con la calidad de la onda, debido a los armónicos provenientes de la pseudo onda de CA generada por los inversores (conformada por múltiples escalones).
- l) Una de las consecuencias de este tipo de onda es el calentamiento de motores y transformadores, con la consabida pérdida de vida útil o necesidad de trabajar a ratios menores.
- m) El sistema eléctrico deberá centrarse a nivel de ramas con una automatización inteligente suficiente para acomodar los perfiles de generación que cambian con las condiciones climáticas y el horario, cuyo resultado será una distribución continuamente variable en cuanto a flujo y dirección de la energía, en contraposición con el transporte unidireccional clásico y relativamente estable de las redes radiales tradicionales.

Barreras para los RD

4. A pesar del boom de los RD de finales de los 90, que hoy se ha revivido y del consenso sobre sus beneficios, aún persisten dificultades para masificar su uso. Lo ideal, desde el punto de vista del sistema eléctrico, sería que el dimensionamiento y ubicación de los RD, obedezcan a planes de optimización de la infraestructura eléctrica en los que se analice, simultáneamente, el lado de la red y el lado de la carga.
5. Sin embargo, existen otros agentes (consumidores o terceros), interesados en proyectos de GD conectada a las redes, como un negocio que les proporciona beneficios o ingresos. En la mayoría de los casos, con tamaños y ubicación de GD según sus necesidades e intereses. En este último caso se dificulta, para el operador de red, la planeación y operación de la red.
6. Las principales barreras para la masificación de los RD son:
 - a) Falta de experiencia sobre su conexión a la red y su gestión centralizada (despacho) en caso de masificarse.
 - b) Temor por impactos técnicos sobre la red.
 - c) Conflicto de intereses entre los diferentes agentes involucrados, “ganancias de unos son pérdidas para otros”.
 - d) Falta de claridad regulatoria. Las empresas eléctricas distribuidoras, no pueden generar ni dar señales de ubicación óptima de RD.
 - e) Costo de tecnología emergente.
 - f) Incertidumbres ambientales.

Rol de los RD en el sistema eléctrico del futuro

7. Por sus múltiples beneficios a la red y a los clientes, los RD son considerados básicos para el fortalecimiento del sistema eléctrico y deben ser parte

fundamental del circuito eléctrico del futuro. Los RD, cada vez más, se convierten en una alternativa fuerte para la expansión y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica.

8. Su uso generalizado tendrá un impacto insospechado en la red eléctrica del futuro y cambiará, radicalmente, la forma como se planea, opera y, en general, como se gestiona el sistema eléctrico.
9. Cada vez se hace más difícil construir nuevas plantas centralizadas de generación de electricidad debido principalmente, a las restricciones ambientales tanto para la construcción de la misma planta, como para la construcción de nuevas líneas de transmisión de electricidad. En el futuro, la generación masiva centralizada será gradualmente reemplazada por múltiples generadores distribuidos, debidamente conectados y gestionados desde una red eléctrica inteligente (SmartGrids).
10. Como consecuencia de la veloz disminución de los costos y a la disponibilidad de dispositivos de estado sólido muy fiables y de escasas pérdidas, capaces de llevar a cabo conmutaciones de alta frecuencia, es de esperar que los productos y soluciones energéticas basados en la electrónica asumirán un papel sobresaliente en el futuro de las redes de distribución y permitirán mejorar la calidad de la energía y conseguirán que los RD interactúen de manera eficaz con la red.
11. Es de importancia extrema contar con los criterios de conexión de GD claros y técnicamente sólidos para definir la incorporación óptima de los generadores, las restricciones operativas a las que deben someterse y el sistema de protección adecuado que asegure la operación confiable y segura de la red en presencia del generador.

SOBRETENSIONES POR FALLAS A TIERRA

12. Se debe usar siempre una adecuada conexión a tierra del transformador y una interfaz aceptable para la empresa de servicios públicos que limite el peligro potencial de sobretensiones por falla a tierra.
13. En la mayoría de los casos, el circuito de utilización va a necesitar una interfaz de tierra eficaz del generador de potencia con sistemas multiaterrados de cuatro hilos con neutro.
14. El tipo de conexión más adecuada del transformador de interfase "GD – sistema de potencia" es triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra semi-rígida del lado del sistema, en la cual las ventajas superan ampliamente a las desventajas.
15. Todos los problemas presentados pueden solucionarse mediante el empleo de un sofisticado esquema de protecciones, pero a un alto costo, cuyo límite está establecido en el momento en que el sobre costo contrarresta las ventajas del uso de la GD.
16. La selección de la acción de disparo adecuada para los relés de protección del generador es una de los aspectos más importantes de la protección de generadores. Esta tarea requiere de un amplio entendimiento de la protección del generador, la capacidad del sistema generador/turbina y las prácticas de operación/mantenimiento de la unidad. La selección del modo de disparo apropiado minimiza o previene daños y prepara para el rápido regreso a servicio de la unidad. Es preciso señalar que las principales preocupaciones relativas al disparo del generador son:
 - a) La sobrevelocidad que resulta al disparar el generador.
 - b) El estrés térmico debido al cambio rápido de carga.
 - c) Niveles altos de pares de la flecha debido a disturbios sucesivos.

SOBRETENSIONES RESONANTES DURANTE EL FUNCIONAMIENTO EN ISLA

17. Donde existen capacitancia distribuida o banco de capacitores conectados al sistema, entre otros casos, se genera la ferresonancia balanceada y desbalanceada.
18. La ferresonancia y la auto-excitación son fuentes potenciales de sobretensión en el RD. Confiante, de rápida acción contra la isla, la protección es crucial no sólo para evitar estos problemas, sino también para coordinar con los dispositivos de protección aguas arriba del circuito de utilización y limitar la duración de las sobretensiones de falla a tierra.
19. Los valores de sobretensión determinados experimentalmente como consecuencia del funcionamiento "en isla", van desde 1,4 a 4 pu, influenciados por el tamaño relativo del banco de capacitores, para valores de capacidad de aproximadamente 0,5 a 8 veces la potencia de los generadores.
20. Los esquemas utilizados actualmente en los sistemas de potencia que incluyen capacitores, tienen serias repercusiones en la operación de las plantas. Los esquemas de los sistemas de aterramiento correspondientes pueden producir sobretensiones transitorias de gran magnitud que afectan seriamente a los equipos que se tienen instalados.
21. Es importante que se lleven a cabo las modificaciones que sean necesarias en este tipo de sistemas, a fin de mejorar la confiabilidad en el servicio. El uso de esquemas en anillo y el cambio de los esquemas de aterramiento, son factores que deben tomarse en cuenta como parte de la modernización de estos sistemas.
22. Uno de los problemas más comunes que se presentan en este tipo de sistemas, es la falla de los TP's. Se ha visto que la conexión en delta abierta de estos dispositivos puede ocasionar problemas de resonancia, dando como

resultado la falla del transformador, destrucción de los tableros y pérdida de la energía eléctrica en la planta. El cambio de conexión de los TP's a una conexión en estrella, se presenta como una alternativa de solución.

23. Existe un amplio espectro donde la operación "islanding" jugará un papel muy importante en la operación de los sistemas con GD. Este espectro incluye cambios climáticos globales, apagones generales, salidas intempestivas por fallas, e isla planificada frente a apagones generalizados.

SOBRETENSIONES RELACIONADAS CON LA REGULACIÓN DE VOLTAJES

24. La regulación relativa de las sobretensiones de hasta el 110% se puede producir si la alimentación de alta potencia del RD en el sistema está en relación con la capacidad del punto de conexión. Las aplicaciones deben ser examinadas para identificar la probabilidad de un problema. Las ventanas operativas de tensión del estándar de protección anti-isla no permite ninguna protección para este tipo de sobretensión – a menos que la industria cambie las ventanas para que coincida con los límites superiores de las normas ANSI C84.1.
25. Un regulador de voltaje es un autotransformador con un cambiador de TAP bajo carga y es capaz de regular el voltaje en un rango de $\pm 10\%$, en una línea de distribución. De esta forma, el esquema ideal para controlar el voltaje en un alimentador de una línea de distribución es la composición entre la instalación de condensadores en paralelo y reguladores de voltaje.
26. La configuración de la distribución del sistema eléctrico repercute en gran medida en la confiabilidad de la operación de los equipos. Por lo anterior, se observa que para contar con una mejor regulación de tensión es necesario contar con un cambiador de derivaciones bajo carga en los transformadores

de interconexión con la red pública y evitar en lo posible el uso de reactores limitadores de corriente de cortocircuito, utilizando un valor apropiado de la impedancia del transformador.

27. Generar, transmitir y consumir carga en el mismo nivel de generación trae como consecuencia sobretensiones que incrementan el deterioro de los equipos de potencia. Por lo tanto, es necesario mantener el sistema de generación a otro nivel de voltaje diferente al de distribución y consumo.
28. Si la salida de la GD en un punto dado excede a la carga aguas abajo habrá un incremento de la tensión que puede superar el límite admisible. Asimismo, si una unidad distribuida grande está exportando potencia en un sitio inmediatamente después de un dispositivo de regulación del voltaje, el flujo de la corriente a través del mismo puede reducirse en gran medida o incluso invertirse. Como consecuencia, el voltaje aguas abajo puede descender fuera de los rangos admisibles.
29. La GD podría estar operando a su potencia total mientras que su carga asociada estar en un valor bajo. Esto posiblemente causará sobretensión debido al flujo de potencia invertido y bajos voltajes por la interacción con los dispositivos de regulación de la tensión. Igualmente, tampoco significa que los requerimientos de potencia reactiva sean reunidos por la GD que se maniobra a menudo con un factor de potencia unitario o incluso ligeramente adelantado. De la misma forma, el impacto de permitirle a la GD regular la tensión puede ser mezclado. Para el caso de carga ligera, elimina los inconvenientes de sobretensión. Sin embargo, para elevadas cargas, desmejora la regulación de la tensión.
30. Para evitar sobretensiones transitorias debido a que el sistema eléctrico de potencia quede flotado, se deben mantener como mínimo dos puntos

aterrizados de las fuentes de generación o transformadores de enlace con la red pública. Los transformadores de potencia de la acometida externa, pueden aterrizzarse con una resistencia a tierra común a los dos neutros. Los neutros de los generadores se pueden conectar en la misma forma.

SOBRETENSIONES MEDIOAMBIENTALES Y RECURSOS DISTRIBUIDOS

31. El equipo RD conectado en el sistema de alimentación secundaria puede estar expuesto a los rayos y sobretensiones. La protección contra sobretensiones es vital para la fiabilidad de ambos rotador e inversor basados en RD. La adecuada protección contra sobretensiones, incluye el uso de descargadores de sobretensión en todos los puertos y la protección contra todas las formas de entrada de sobretensión. Terreno potencial en el que las posibles diferencias entre los dispositivos de protección contra sobretensiones pueden ser particularmente amenazantes para algunos equipos (como inversores PV) y deben ser evitados.
32. El cambio de neutro del sistema de potencia durante las fallas pueden someter al RD a un oleaje de tensión (voltage swell) hasta un 125% del valor nominal. Los RD deben estar diseñados para soportar a estas olas, sin daños. Los pararrayos no ofrecen protección para las oleadas de tensión. Se protege sólo a través de la conexión del equipo generador en un modo de línea a línea o mediante el uso de equipos diseñados para soportar las olas de voltaje de línea a neutro.
33. El nivel de protección contra las sobretensiones siempre estará limitado a los valores señalados en la curva característica tensión–intensidad del pararrayos instalado en el sistema.

34. Los sistemas de protección contra rayos deben preservar la continuidad y seguridad de servicio, incrementando su confiabilidad y disponibilidad. Esto trae como consecuencia que decrezca el costo por kW no servido, lo cual redundará en el aumento de la facturación por la energía suministrada.
35. El estudio de las sobretensiones a las condiciones industriales como parámetro de selección del pararrayos, es fundamental, ya que en estas condiciones el dispositivo se encontrará operando normalmente en el sistema.
36. Cuando la I+D permita programas de protección que superen la práctica actual de brindar protección solamente a los puntos críticos del sistema y estén orientados a conseguir una red eléctrica con protección ampliamente distribuida será posible reconsiderar la coordinación del aislamiento y corregir las normas, dirigiéndonos a un "new BIL" persiguiendo una nueva configuración de aislamiento dinámica e interactiva.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Aranda Borghero., *"Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica"*. Tesis de la Universidad de Chile, Santiago de Chile. 2002.
- 2) Arosemena, Carlos, *"Estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia variando la penetración eólica"*. Diciembre, 2004.
- 3) Baldwin, M. *"Determination of frequency decay rates during periods of generation deficiency"*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, páginas 26-36, 1976.
- 4) Berizzi, A., *"Steady-state and dynamic approaches for the evaluation of loadability margins in the presence of secondary voltage regulation"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, páginas 1048-1057, Mayo, 2004.
- 5) Bianucci, Paola, *"Máquinas Hidráulicas: Energías Renovables"*. Energías del Mar. 2002.
- 6) Cutsem, T., *"Voltage Stability of Electric Power Systems"*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- 7) Dugan R., *"Issues for distributed generation in the US"*. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.
- 8) EG&G Technical Services, Inc., *"Fuel Cell Handbook"*. Noviembre, 2004.
- 9) Feijoo, Andrés, *"Electric Power Systems Research"* Noviembre, 2000.
- 10) Fouad, A., *"Power System Transient Stability Analysis: Using the Transient Energy Function Method"*. Editorial Prentice-Hall, 1991.
- 11) Gomes, S., *"Computing small-signal stability boundaries for large-scale power systems"*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, páginas 747-752, Mayo, 2003.
- 12) Goran, Strbac, *"Integration of operation of embedded generation and distribution networks"*. Research report. Manchester Center for Electrical Energy, 2002.
- 13) Hadsaid, N., *"Dispersed generation impact on distribution networks"*. IEEE Transactions on Computer Applications in Power, Vol. 12, páginas 22-28, Abril, 1999.
- 14) Hirohisa, Akia, *"Fuel cells and energy networks of electricity, heat, and hydrogen in residential areas"*. ELSERVIER Press, 2005.
- 15) International Council on Large Electric Systems – CIGRÉ, *"Analysis and Control of Power System Oscillations"*. Advisory Group 01, Study Committee 38, Diciembre, 1996.
- 16) Jenkins N., Allan R., *"Embedded Generation"*. The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 2000.
- 17) Kimmo K., Risto K., *"Distributed Generation – New Technical Solutions Required in the Distribution System"*. 2002.
- 18) Klein M., Rogers G., *"Transactions on Power Systems"*. Agosto, 1991.
- 19) Kundur, P., *"Power System Stability and Control"*. Editorial McGraw-Hill, New York, 1994.

- 20) Kundur P., Paserba J. "*Definition and classification of power system stability*". IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions.
- 21) Kundur P., Wang L., "*Small signal stability analysis: experiences, achievements, and challenges*". IEEE International Conference on Power System Technology, 2002.
- 22) Machowski J., Bialek J., "*Power System Dynamics and Stability*". John Wiley & Sons Ltd, 1997.
- 23) Malmquist, Anders, "*Microturbinas: hacia la generación distribuida de energía y calor*". Revista ABB 3/2000.
- 24) Makarov, Y., Dong, Z, "*A general method for small signal stability analysis*" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, pp. 979-985, Agosto, 1998.
- 25) Méndez Quezada., "*Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*" Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2005.
- 26) Mukund R., "*Wind and solar power systems*". Editorial CRC Press. 1999
- 27) National Renewable Energy Laboratory – NREL, "*Potential for Renewable Energy in the San Diego Region*". U.S. Department of Energy, CRC Press, 2005.
- 28) National Renewable Energy Laboratory – NREL, "*Gas fired distributed energy resource technology characterizations*". U.S. Department of Energy, Noviembre 2003.
- 29) Pavella M., Murthy P., "*Transient Stability of Power Systems, Theory and Practice*" John Wiley&Sons, 1994.
- 30) Peña, Emilio José, "*Convertidores Multinivel NPC*". 2006.
- 31) Revista ABB, "*Energía distribuida, energía alternativa y sostenibilidad*". 2001.
- 32) Rouco, Luis, "*Efecto del modelado de los transitorios de red en la respuesta de aerogeneradores basados en máquinas de inducción de jaula de ardilla ante huecos de tensión*". Universidad Pontificia Comillas. Madrid 2005.
- 33) Suchismita, Duttagupta, "*A Reliability Assessment Methodology for Distribution Systems with Distributed Generation*". Tesis de maestría. Louisiana State University. U.S.A., 2006.
- 34) Trebolle David, "*La Generación Distribuida en España*". Tesis de Maestría. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2006.
- 35) Van Wylen, Gordon J., "*Fundamentos de Termodinámica*". Editorial Limusa-Wesley, páginas 361-374. México, 1972.
- 36) Yao, Nan Yu, "*Electric Power System Dynamics*". Academic Press, New York, 1983.

ANEXO N° 1 CARACTERÍSTICAS DE LA CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON LA RED

Los sistemas eléctricos de potencia operan como sistemas estandarizados de corriente alterna a 60 Hz. La potencia se genera, principalmente, por generadores síncronos. Estos generadores impulsados por turbinas son los responsables de mantener la frecuencia del sistema y ésta es directamente proporcional a la velocidad de los generadores síncronos, como se observa en (A1.1).

$$f = \frac{p}{60} \cdot n_{sin} \quad (A1.1)$$

Donde n_{sin} denota la velocidad de sincronismo del generador en revoluciones por minuto (*RPM*), p el número de pares de polos en el circuito magnético y f es la frecuencia a la que se genera la tensión (Hz).

Debido a la variedad de fuentes de energía primaria, la generación distribuida puede generar electricidad por medio de máquinas eléctricas rotativas o estáticas. Cuando la energía primaria es convertida a energía mecánica, ésta se utiliza para mover las máquinas eléctricas rotativas (generadores síncronos o de inducción), generando así potencia alterna. Si dicha potencia es generada a la frecuencia del sistema o cerca de ella, el generador se puede acoplar directamente con la red. Sin embargo, si la frecuencia generada difiere de la frecuencia del sistema, se debe utilizar una interfaz de electrónica de potencia, este caso se podría presentar si la fuente de energía primaria es intermitente en la naturaleza, (el viento o las olas del mar).

La generación distribuida también puede producir potencia alterna por medio de un primomotor a altas velocidades de rotación (microturbinas). En este caso, la potencia alterna es generada a una frecuencia constante, pero a una frecuencia mayor que en la red, por lo que se requiere de una interfaz.

En caso de que se genere potencia directa (células fotovoltaicas o células de combustibles) la interfaz de electrónica de potencia se necesita para transformar potencia directa a alterna con la misma frecuencia de la red. En este sentido la conexión de la generación distribuida a la red se puede clasificar en dos categorías:

- Generación distribuida conectada directamente a la red
- Generación distribuida conectada indirectamente a la red

A1.1 Generación distribuida conectada directamente a la red

La Figura A1.1 muestra el diagrama esquemático de una unidad de generación distribuida conectada directamente a la red. El primomotor opera a velocidad constante y mueve al generador que puede ser tanto síncrono como de inducción.

A) Generación distribuida equipada con generadores síncronos

En los generadores síncronos la ecuación (A1.1) es aplicable y por tanto, manteniendo la velocidad del primomotor constante, el generador puede producir potencia a la frecuencia de la red. Este es el caso en las plantas de vapor, turbinas a gas y en plantas de cogeneración.

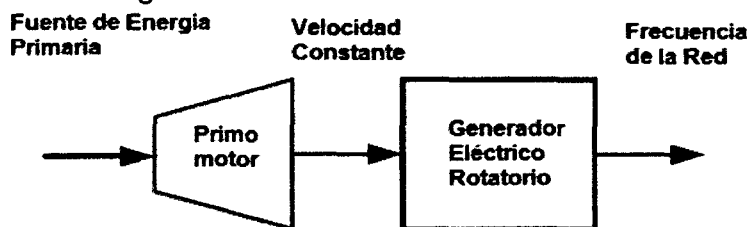


Figura A1.1. Diagrama esquemático de generación distribuida conectada directamente a la red.

B) Generación distribuida equipada con generadores asíncronos

Cuando el primomotor no opera a velocidad constante, es adecuado utilizar un generador de inducción, en este caso, n ya no será una velocidad constante y se aplica la ecuación (A1.2).

$$n = (1 - s) \cdot n_{sin} \text{ [RPM]} \quad (A1.2)$$

donde s representa el deslizamiento.

Los generadores de inducción son empleados, normalmente, en pequeñas plantas hidroeléctricas o en pequeños parques eólicos, en estos la velocidad del generador de inducción varía con la fuerza de torsión (par o torque) que se le aplique al rotor. Usualmente se utiliza una caja de engranaje para acoplar el rotor lento del primomotor con el rotor del generador que gira a una velocidad superior (1 200 a 1 500 RPM), como se muestra en el esquema de la Figura A1.2.

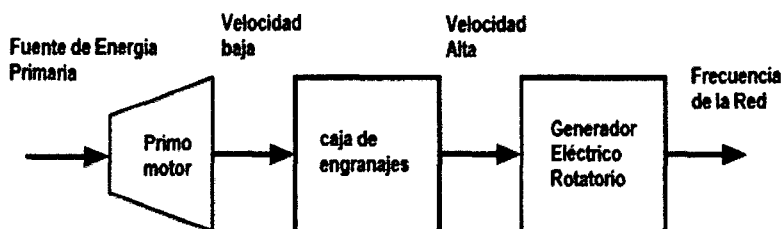


Figura A1.2. Diagrama esquemático de la conexión de generación distribuida a la red a través de una caja de engranajes.

A1.2. Generación distribuida indirectamente conectada a la red

Los sistemas de potencia operan a una frecuencia constante. No obstante, algunos tipos de generación distribuida generan electricidad de corriente directa (paneles solares, células de combustible), o generan electricidad de corriente alterna a frecuencias altas, o variables (microturbinas, algunos tipos de turbinas eólicas), lo anterior hace necesario la utilización de una interface para conectar estos dispositivos con la red. Para la generación distribuida indirectamente conectada a la red se distinguen los siguientes casos:

- Generación distribuida generando corriente directa
- Generación distribuida generando corriente alterna a alta frecuencia o con frecuencia variable
- Generador de inducción con convertidor en el rotor

A) Generación distribuida generando corriente directa

Una unidad de generación distribuida que entregue corriente directa está caracterizada, principalmente por utilizar generación eléctrica sin partes rotativas como son: las células de combustibles y las células fotovoltaicas. La Figura A1.3 muestra un diagrama simplificado de dicho tipo de plantas. La energía primaria es transformada en energía eléctrica sin la intervención de máquinas rotativas. La corriente directa de la salida puede ser fluctuante por lo que se suaviza con un capacitor, antes de ser convertida en corriente alterna a la misma frecuencia de la red. Adicionalmente, se puede implementar un filtro para limpiar la señal a la salida.

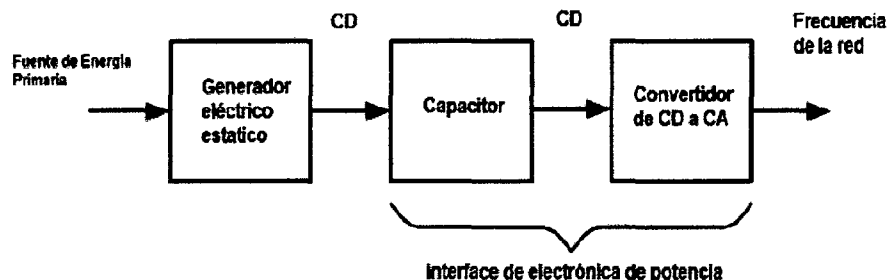


Figura A1.3. Generación distribuida indirectamente conectada a la red.

B) Generación distribuida generando a frecuencias altas o variables

Algunas unidades de generación distribuida, como las microturbinas o los aerogeneradores utilizan máquinas rotativas para generar electricidad, pero aun así necesitan conectarse a la red a través de electrónica de potencia. Existen dos situaciones en que la electrónica de potencia se utiliza como interface entre este tipo de máquinas generadoras y la red:

- Quando la máquina eléctrica rotativa genera corriente alterna a una frecuencia muy por encima de la encontrada en la red.
- Quando la fuente de energía primaria causa que el primomotor conduzca al generador eléctrico rotativo a una velocidad variable, resultando en una frecuencia variable.

Esto se ilustra en la Figura A1.4, la alta frecuencia o la frecuencia variable de la corriente alterna generada es rectificada a corriente directa. Un capacitor se encarga de suavizar la señal antes de ser transformada a la frecuencia de la red, y por último una etapa de filtrado se aplica para limpiar la señal.

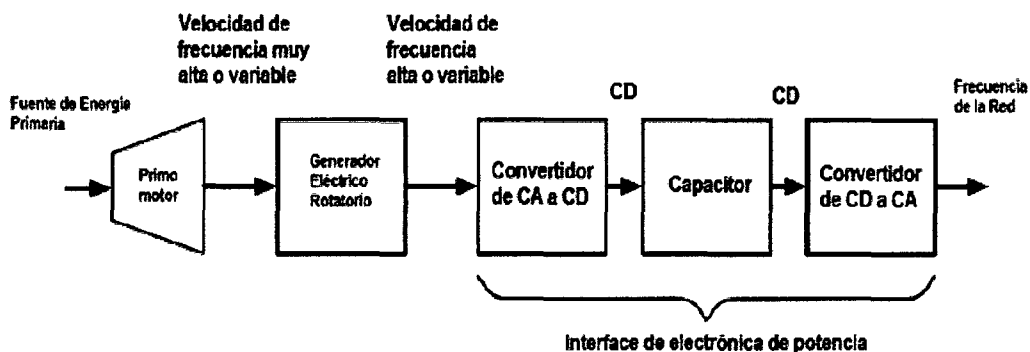


Figura A1.4. Generación distribuida indirectamente conectada a la red.

C) Generador de inducción con convertidor en el rotor

Los devanados del estator en un generador de inducción se pueden conectar directamente a la red, con los devanados del rotor conectados bidireccionalmente a la interface de electrónica de potencia como lo muestra la Figura A1.5. Las

frecuencias mecánicas y eléctricas del estator son controlables en un cierto rango, y las frecuencias eléctricas tanto del rotor como del estator se pueden igualar independientemente de la velocidad mecánica del rotor.

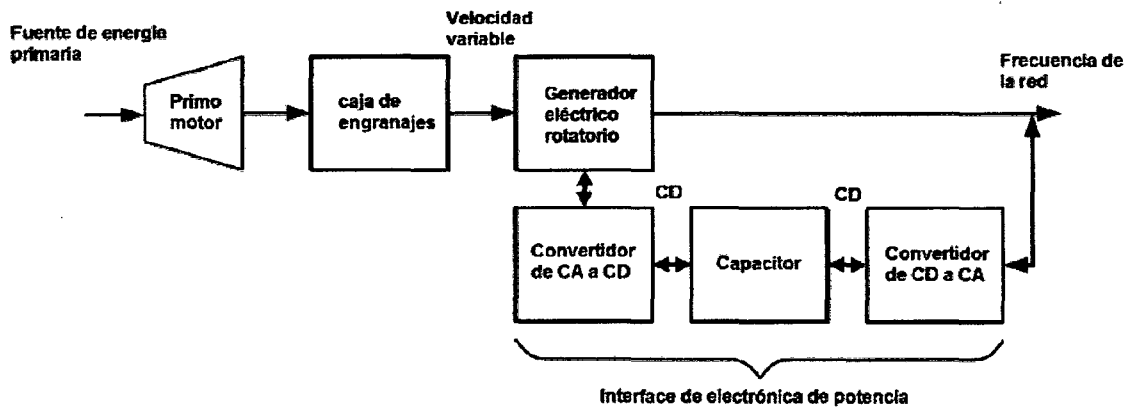


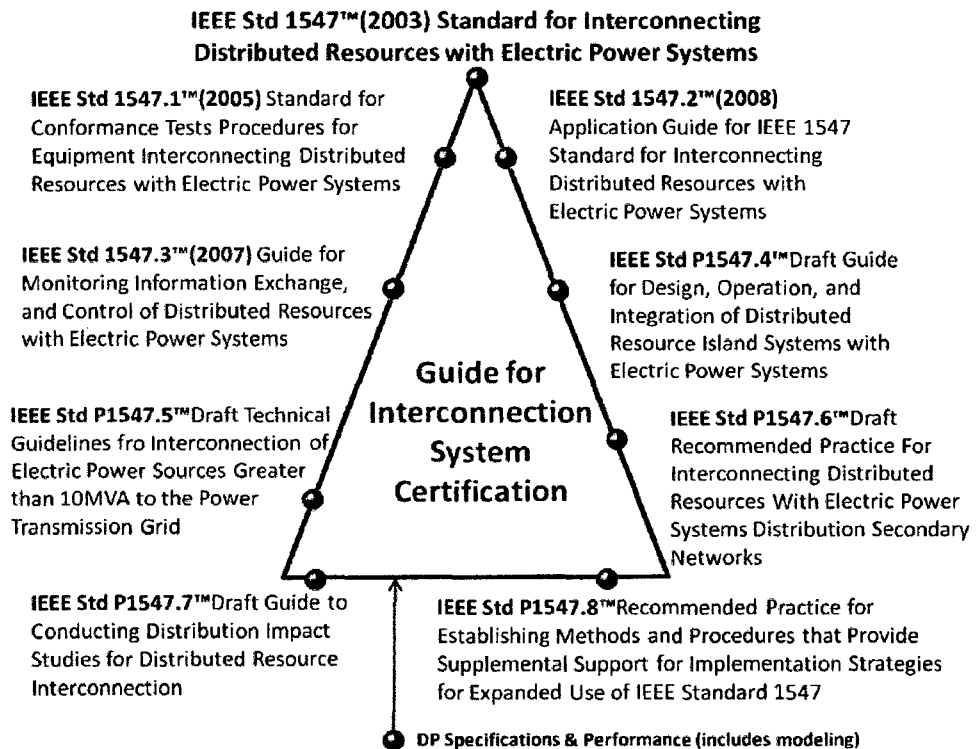
Figura A1.5. Generador de inducción con convertidor en el rotor.

ANEXO Nº 2 SERIE DE ESTÁNDARES IEEE 1547TM

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) ha iniciado el desarrollo de una serie de estándares que pretende ser una guía para la certificación de la interconexión de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos de potencia no fueron diseñados para dar cabida a unidades de generación y almacenamiento a nivel de distribución⁶².

Es por esto que surgen una serie de dificultades al incorporar el uso de recursos distribuidos en la red. Se requiere que las tecnologías de integración de estos recursos tengan un mayor desarrollo para aprovechar los beneficios y evitar los impactos negativos en la seguridad y confiabilidad de los sistemas.

Aparece una necesidad crítica por contar con un documento único de consenso para los requerimientos técnicos de la interconexión, en lugar de cumplir con numerosas prácticas y directrices locales. Esta serie de estándares provee criterios uniformes y requisitos acordes para la ejecución, operación, seguridad y mantenimiento de la interconexión de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos.



Fuente: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/dr_shared/

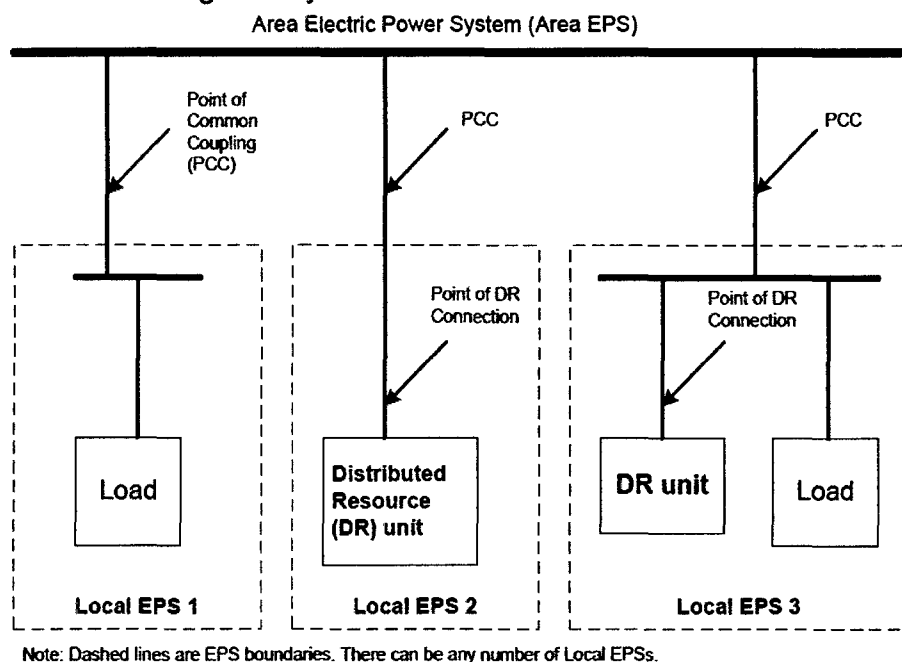
Figura A2.1. Serie de estándares de interconexión IEEE 1547TM.

⁶² IEEE Standards Coordinating Committee 21. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. IEEE Std. 1547TM-2003, páginas 1–16, Julio 2003.

La Figura A2.1 muestra el conjunto de estándares que dan soporte a la guía para la certificación de la interconexión de recursos distribuidos a los sistemas eléctricos. A continuación, se revisarán los conceptos requeridos para este trabajo, de los estándares IEEE 1547TM-2003 e IEEE 1547.3TM-2007.

A2.1 Revisión del estándar IEEE 1547TM-2003

Recibe el nombre de Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con los sistemas eléctricos de potencia y establece los criterios básicos y requerimientos mínimos para dicha interconexión. Adicionalmente, proporciona los requisitos relevantes para el funcionamiento, la operación, ejecución de pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones.



Fuente: IEEE Std 1547TM-2003

Figura A2.2. Diagrama de interconexiones.

Estas exigencias deberán cumplirse en el punto de conexión común (PCC) y aplican a todos los recursos distribuidos que se encuentren dentro del Local SEP.

De este estándar se toman los términos presentes en la Figura A2.2 y se definen a continuación:

1. **SEP:** Instalaciones que llevan energía hacia cargas eléctricas.
2. **Área SEP:** Sistema eléctrico que alimenta a sistemas eléctricos de potencia locales y está sujeto a supervisión regulatoria.
3. **Local SEP:** Sistema eléctrico contenido completamente dentro de un bien raíz o un grupo de ellos.
4. **Punto de conexión común (PCC):** Es el punto donde un Local SEP está conectado a un Área SEP.
5. **Recurso distribuido (RD):** Fuente de potencia eléctrica que no está directamente conectada a un sistema de transmisión. Se incluyen medios de almacenamiento y generación. Se le da esta misma definición a la Unidad RD.
6. **Generación distribuida (GD):** Instalaciones eléctricas de generación o subconjunto de recursos distribuidos conectados a un Área SEP mediante un PCC.

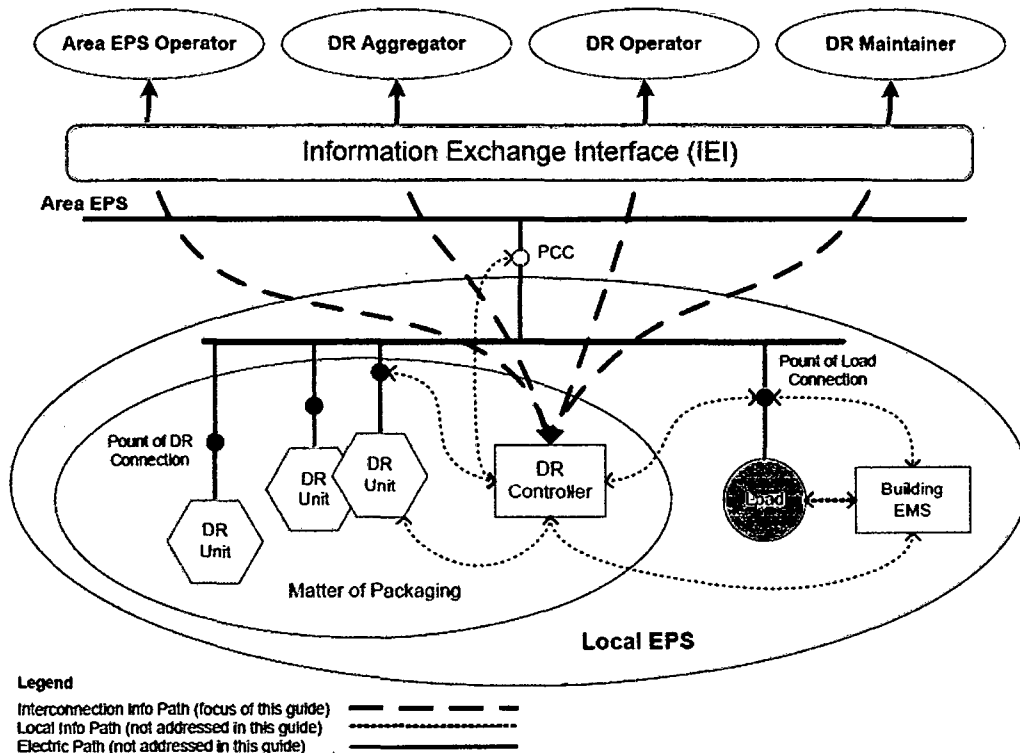
7. **Punto de conexión RD:** Es el punto donde una unidad RD está eléctricamente conectada al sistema eléctrico.

A2.2 Estándar IEEE 1547.3TM-2007

Es una Guía para el monitoreo, intercambio de información y control de los recursos distribuidos interconectados con los sistemas eléctricos de potencia y está destinada a facilitar la interoperabilidad y ser una ayuda en la implementación del monitoreo, intercambio de información y control (MIC) para dar soporte a la operación técnica y financiera de un recurso distribuido⁶³. Esta guía se ocupa principalmente del MIC entre el controlador de la unidad RD y el mundo exterior.

Plantea conceptos y metodologías que son de gran ayuda para los fabricantes y desarrolladores de sistemas de comunicación, gestión de energía, plataformas SCADA y equipamiento de protección y medida de los sistemas eléctricos.

Este estándar identifica a los participantes del sistema o stakeholders cuyas necesidades de MIC varían dependiendo del tipo, tamaño, ubicación y propiedad del recurso distribuido. Es posible implementar un mínimo de funcionalidades o un amplio conjunto de capacidades que permita satisfacer todas las necesidades de comunicación de cada stakeholder.



Fuente: IEEE Std 1547.3TM-2007

Figura A2.3. Diagrama de referencia para el intercambio de información.

En la Figura A2.3 se muestra el contexto en el cual se desarrolla este estándar. Su énfasis es conceptual y se focaliza en los lineamientos del MIC que son relevantes para la interconexión de RD. Los componentes del diagrama son consistentes con el estándar IEEE 1547TM-2003 y se definen a continuación.

⁶³ IEEE Standards Coordinating Committee 21. *IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*. IEEE Std. 1547.3TM-2007, páginas 1–158, Noviembre, 2007.

Los óvalos superiores representan a los stakeholders que intercambian información con las unidades RD acerca de su interconexión con el Área SEP.

Las unidades RD están representadas por hexágonos. Pueden haber una o varias unidades RD y debe existir al menos un controlador que ejecute las funciones de monitoreo y control sobre el recurso distribuido. Este controlador debe ser capaz de establecer comunicación con los stakeholders y elementos locales.

El círculo representa una carga. Algunas de ellas pueden contar con sistemas de gestión de energía (EMS) para optimizar su operación. La aplicación de uno de estos sistemas en, por ejemplo, un edificio, está representada por el rectángulo y comprende los componentes necesarios para gestionar la energía en conjunto con el controlador de unidades RD.

Las líneas continuas representan conexiones eléctricas y las segmentadas canales de comunicación. A su vez, los canales de comunicación se subdividen en información local (línea delgada) e información de interconexión (línea gruesa). El canal local es requerido para el monitoreo y control de los parámetros internos y el punto de conexión de la unidad RD al Local SEP. Este estándar se focaliza en el canal de comunicación entre los stakeholders y el controlador de unidades RD.

La interfaz de intercambio de información (IEI) es un punto único de conexión para el flujo de información desde y hacia las unidades RD y se interpreta como la contraparte del PCC en el sistema eléctrico. Este estándar provee una guía para definir el contenido de información que debe estar disponible a través de la IEI.

Para aclarar los conceptos presentes en la Figura A2.3 se definen a continuación, los roles de los stakeholders y los componentes del Local SEP.

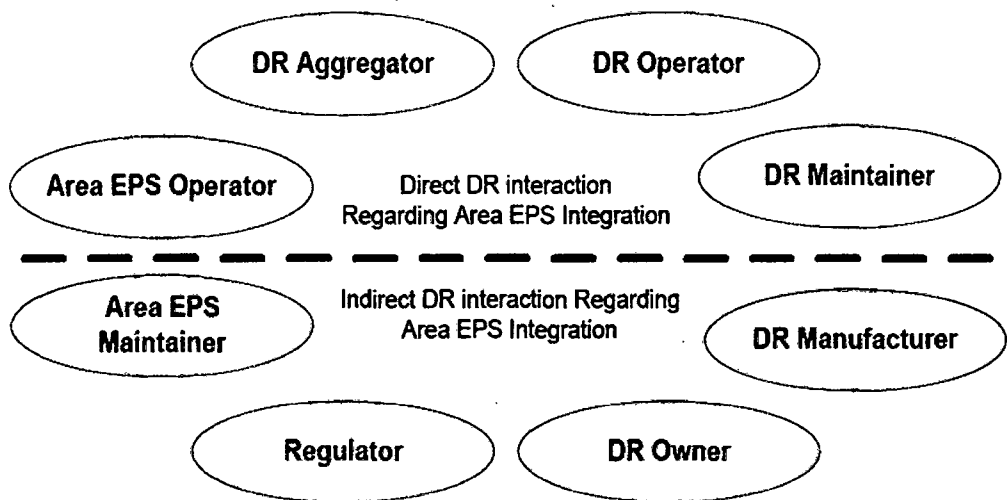
Rol de los componentes del Local SEP

1. **EMS de cargas:** Son sistemas que supervisan la programación e interacción de todas las subcargas de un edificio (por ejemplo, calderas y equipos de aire acondicionado) para satisfacer las necesidades de operación de las instalaciones. Se utilizan para optimizar la operación, encender y apagar dispositivos y realizar control sobre la demanda. Los EMS pueden compartir información con el controlador de unidades RD para coordinar oferta y demanda dentro de un Local SEP.
2. **Controlador de unidades RD:** Es un dispositivo que gestiona momento-a-momento la operación de la o las unidades RD y cuenta con una interfaz para gestionar los requerimientos de comunicación de los stakeholders y la coordinación con los sistemas EMS.
3. **Unidad RD:** Es una fuente de potencia eléctrica que no está directamente conectada a un sistema de transmisión. Se incluyen tecnologías para medios de generación y almacenamiento.
4. **Carga:** Es un punto de entrega de energía para el consumo del usuario final en un sistema eléctrico. Usualmente están compuestas por una combinación de dispositivos que se alimentan a través de un único punto conectado al Local SEP.

Rol de los stakeholders

Los stakeholders interesados en la interconexión de RD son personas u organizaciones que se caracterizan por tener estructura organizacional y estrategias de negocio propia, y pueden contar con uno o varios de los roles que se definen más adelante. Estos roles se distinguen en las dos categorías presentadas en la Figura A2.4 y que están basadas en la interacción de los stakeholder con los recursos distribuidos. Los siguientes roles tienen interacción directa con los recursos distribuidos y su interconexión con el Área SEP:

1. **Área EPS Operator:** Responsable de la operación del Área SEP al cual están conectados los recursos distribuidos a través del PCC. Está a cargo de la operación segura y confiable del sistema de distribución asegurando que cualquier mal funcionamiento de algún recurso distribuido no afecte a los clientes conectados al SEP. Este operador puede interactuar con la unidad RD para supervisar su estado y manejar su desconexión del sistema eléctrico para proteger el funcionamiento seguro y confiable del SEP. En algunos casos, puede ser dueño u operador del recurso distribuido.
2. **DR Aggregator:** Administra los recursos eléctricos distribuidos que provienen de las distintas fuentes energéticas. Puede interactuar con el controlador de unidades RD para intercambiar información económica y de control, así como también, información para la liquidación de contratos.



Fuente: IEEE Std 1547.3™-2007

Figura A2.4. Rol de los stakeholder relevantes para la interconexión de RD.

3. **DR Maintainer:** Mantiene una unidad RD para su operación confiable y segura. Puede interactuar con la unidad RD para monitorear su comportamiento, recibir informes de problemas y revisar su buen funcionamiento.
4. **DR Operator:** Controla la operación del RD a través de medios locales o remotos. Interactúa con la unidad RD para monitorear su estado y supervisar el control.

Los siguientes roles se diferencian de los anteriores ya que satisfacen sus necesidades de información a través de los roles que cuentan con interacción directa con el controlador de unidades RD.

1. **Área EPS Maintainer:** Responsable del mantenimiento de los equipos del Área SEP. Para ello, requiere conocer el estado y característica de operación más importantes de cada unidad RD.
2. **DR Manufacturer:** Fabrica, produce o integra elementos que componen la totalidad o parte de los sistemas que utilizan recursos distribuidos, incluyendo a los controladores de unidades RD. Los fabricantes pueden obtener información de diagnóstico de las unidades a través de mecanismos propietarios o mediante la interacción con el DR maintainer o DR operator.
3. **DR Owner:** Dueño de parte o la totalidad de una unidad RD que puede no tener relación alguna con la operación del recurso. Interactúa con otros roles para verificar la operación y realización de las rutinas de mantenimiento.

4. **Regulator:** Monitorea los aspectos acordados para la operación de la unidad de RD y el sistema de distribución y cumplir con la normativa vigente. El regulador adquiere información a través de los otros roles.

Información general sobre monitoreo, intercambio de información y control

Cualquier sistema de monitoreo e intercambio de información para un recurso distribuido debe cumplir con los requerimientos de los stakeholder en cuanto a intercambio de datos, rendimiento y seguridad. Es por esto que el MIC debe contar con un conjunto de capacidades deseables en su implementación, tales como interoperabilidad, confiabilidad y ampliabilidad entre otras. El uso de arquitecturas abiertas, protocolos de comunicación maduros y especificaciones estándar aseguran disponer de dichas capacidades.

Este estándar da una mirada a las tendencias de la industria y en sus mejoras, bajo la perspectiva de que éstas deben ser capaces de integrar las tecnologías de la próxima generación.

A continuación, se presentan los conceptos que dan lineamiento al desarrollo de los MIC.

Interoperabilidad. Es la capacidad para que dos o más dispositivos intercambien información y trabajen juntos en un mismo sistema. Usualmente esto se logra mediante el uso de objetos y datos públicos predefinidos, además de comandos y protocolos estándares. Un buen ejemplo de interoperabilidad son los dispositivos que implementan el modelo de capas OSI en sus desarrollos.

Desempeño. Los sistemas de comunicación implementados deben cumplir con los siguientes parámetros de desempeño:

1. **Throughput:** es la cantidad de información que puede ser enviada a través de la red de comunicación y se expresa en kilobits por segundo (Kbps). Esta medida debe ser expresada desde el punto de vista del usuario final y no de la perspectiva de la tasa de transferencia de bits del medio físico, debido a que los protocolos sobrecargan la transmisión con datos que no corresponden a la información que se desea transmitir.
2. **Latencia:** es el tiempo que transcurre entre la emisión de una solicitud y la realización de la operación solicitada. Generalmente se expresa como un valor máximo, mínimo o nominal y se utiliza el segundo como unidad de medida.
3. **Confiabilidad:** es el tiempo medio que se puede esperar ante fallos en la comunicación. Es una medida de la probabilidad de falla de la red de comunicaciones y toma en cuenta las fallas causadas por el mal funcionamiento de elementos de hardware o software, por falta de mantenimiento o por el tiempo de inactividad de la red cuando se agrega o elimina un nodo.
4. **Seguridad:** es la capacidad para protegerse del acceso no autorizado y facilitar el acceso autorizado. La intervención de una entidad no autorizada podría destruir, interceptar, degradar o denegar el acceso a la información de las entidades autorizadas. El costo de la seguridad es siempre mayor que el costo de adquisición e implementación de software y hardware. Un sistema ideal de seguridad es aquel que evita todo acceso no autorizado y permite todo acceso autorizado sin impactar en los costos.

Enfoque en sistemas abiertos. El uso de arquitecturas de estándares abiertos asegura una fácil migración hacia los nuevos sistemas de comunicación ya que proveen métodos y técnicas no propietarias, no requieren de licencias para su uso o distribución, no se limitan a un producto o tecnología particular y son adoptados como estándares internacionales.

Escalabilidad. Los casos de uso y las necesidades de los stakeholders están obligados a evolucionar. Por esta razón, todos los aspectos del sistema MIC deben ser escalables. Por ejemplo, los modelos de información deben ser capaces de integrar nuevos ítems de datos y nuevas capacidades de los dispositivos. Los protocolos deben ser capaces de soportar nuevos medios físicos y aplicaciones con nuevas funcionalidades.

Autoconfiguración. La configuración manual de un sistema MIC y de unidades RD es costosa e induce a errores. Es importante que los dispositivos RD simplifiquen y automaticen estas tareas.

Modelos de información. Se utilizan para describir los sistemas cuyos componentes interactúan mediante el intercambio de información. Caen en esta categoría la definición de requisitos y el proceso de diseño de los sistemas de software. Como las tecnologías de software y comunicación penetran en los esquemas de coordinación y control de los dispositivos físicos, se aplican los mismos enfoques para el modelo de información. El formato comúnmente aceptado para describir los modelos de información es UML, cuya metodología de modelado es muy poderosa. La principal ventaja de UML radica en que proporciona conceptos coherentes y bien definidos, junto a la terminología y diagramas para la visualización de interacciones complejas.

Protocolos. Los protocolos implementados en cualquier sistema de comunicaciones pueden ser vistos como la implementación de una o más capas del modelo OSI.

ANEXO Nº 3

EVALUACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN POR LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se llevó a cabo el estudio experimental utilizando máquinas y equipos correspondientes al laboratorio de enseñanza de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Río Cuarto. Se utilizaron dos máquinas como generadores, la primera un generador síncrono de 2 kVA, 3 x 400 V, 2,9 A, conexión en estrella, f.p. 80%, 110 V de excitación CC, 50 Hz, y 1 500 rpm. La segunda, un motor con rotor bobinado de 4 kW, 220/380, triangulo/estrella, 17,1 /9,9 A, f.p. 80%, 1 410 rpm, 50 Hz, con rotor de 130 V, 21 A en estrella, operando como generador asíncrono. El sistema de suministro puede ser considerado como un sistema de potencia infinita, debido a su gran potencia de cortocircuito 15 MVA, en comparación con los tamaños de los generadores. Se lo vincula mediante un transformador de interconexión de 13,5 kVA de relación 380/220 V. Los circuitos experimentales fueron adoptados para simular la situación que se puede presentar, en caso de que se presente en la alimentación principal una falta parcial o total de las fases y que exista una carga capacitiva mediana o grande en el tramo del alimentador. Por ejemplo, el caso de una industria que está co-generando y en forma imprevista experimenta una interrupción del suministro eléctrico, quedando en isla el banco de capacitores conectado con el generador, suministrando baja carga. En la Figura A3.1 se muestra el circuito experimental, donde se pueden ver los elementos involucrados como el transformador de interconexión, el transformador auxiliar y el banco de capacitores.

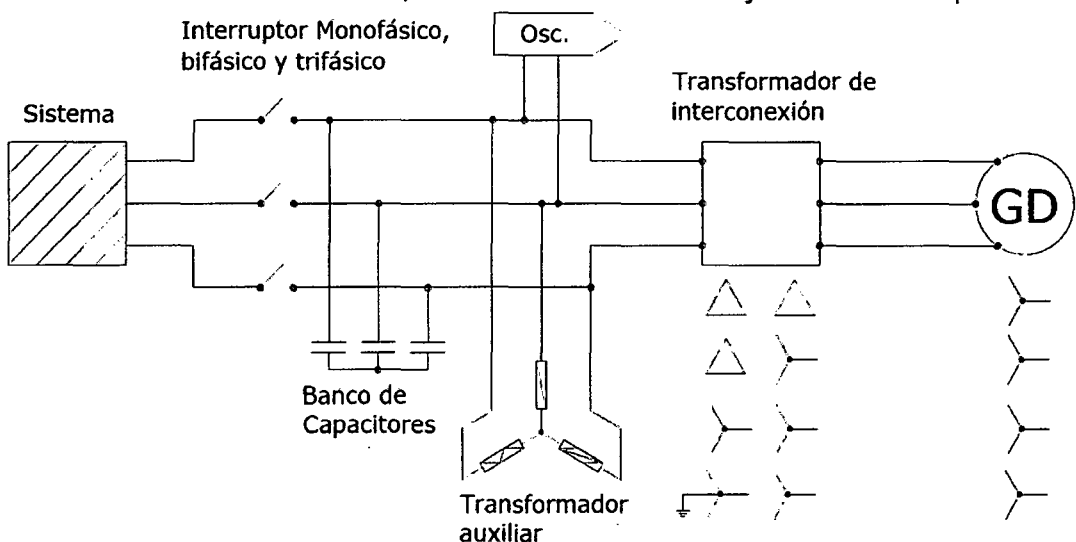


Figura A3.1. Circuito Experimental simplificado.

El interruptor del circuito de alimentación del sistema, puede actuar abriendo una sola, dos y tres fases respectivamente. Sólo dos de los cuatro esquemas de

conexión investigados se presentan aquí, correspondiendo a ferroresonancia balanceada y desbalanceada.

La metodología experimental consistió en los siguientes pasos: a) el generador es impulsado a la velocidad sincrónica, 1.500 rpm, para el síncrono o 352 rpm para el asíncrono, b) después de verificar las condiciones de paralelo, el generador se sincroniza con el sistema de suministro, c) el generador es ajustado para tomar un valor bajo de carga, con un factor de potencia de entre 85% y 90%, d) los capacitores son conectados gradualmente, e) de ser necesario se conecta el transformador auxiliar, f) el generador se desconecta del sistema en una fase o en las tres fases según corresponda; y por último g) dependiendo el caso, los capacitores son gradualmente sacados o se desconecta la alimentación de los generadores, registrando la medición de la tensión de línea generada por la máquina, con diferente número de capacitores y número de fases.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

A. Conexión triángulo en ambos lados ($\Delta - \Delta$)

A1. Generador Síncrono. Conexión en estrella

Después de realizar los pasos descritos en la metodología experimental, se produce la apertura de las tres fases de la alimentación de sistema, operando como isla con una carga de capacitores de 6 kVAr. Las formas de ondas obtenidas se muestran en la Figura A3.2.

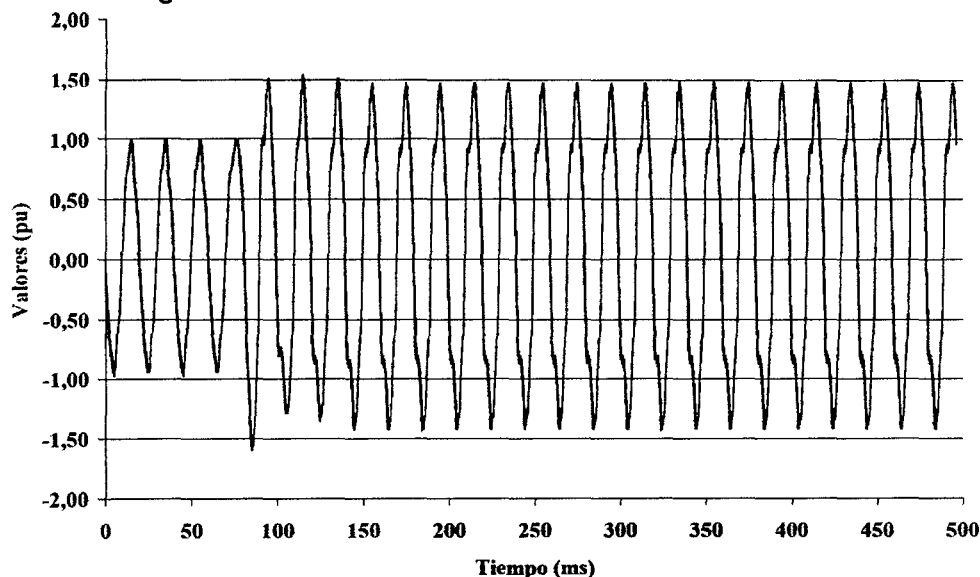


Figura A3.2. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$, 6 KVAR, síncrono.

El máximo valor de medición instantánea de la sobretensión generada para este caso, fue de 1,56 pu, considerando al valor nominal de tensión ($380 \text{ V} * \sqrt{2}$) como valor base de tensión. Como es de esperar, se puede ver la presencia de una fuerte distorsión de la forma de onda. Continuando con el mismo procedimiento anterior, pero para un banco de capacitores de 11 kVAr, se obtuvo la Figura A3.3. El máximo valor de medición instantánea de la sobretensión generada para este caso, fue de 1,74 pu.

Del mismo modo, pero para capacitores de 16 kVAr, se obtuvo la Figura A3.4. El máximo valor de medición instantánea de la sobretensión generada para este

caso, fue de 1,87 p.u. Para los casos vistos anteriormente la apertura de dos o tres fases tiene el mismo efecto.

Continuando con la metodología experimental propuesta anteriormente, se realiza la apertura y cierre de una fase solamente. La medición de la tensión se realiza entre una de las fases que está conectada al sistema y la que se abre del lado del generador. Para un banco de capacitores de 6 kVAr., el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,43 pu, Figura A3.5.

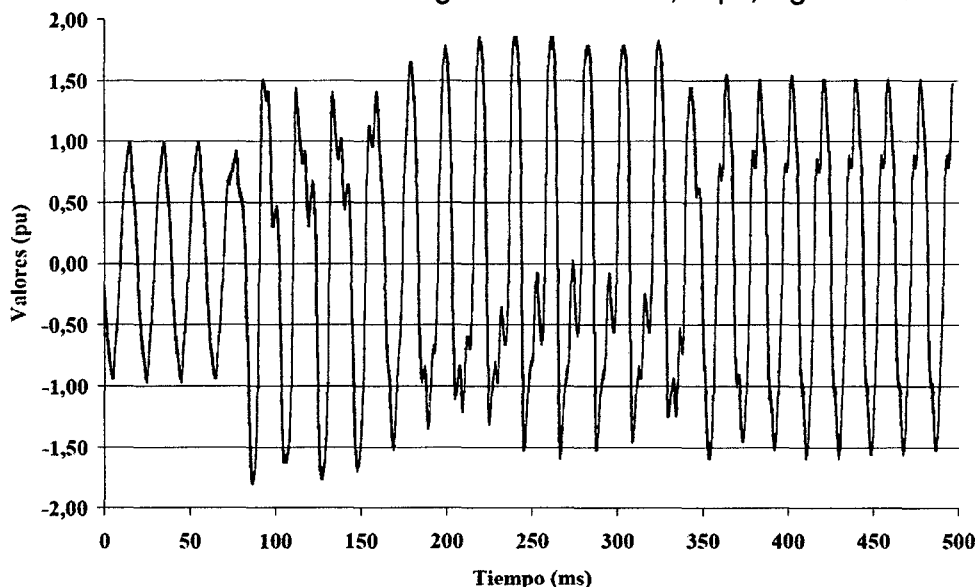


Figura A3.3. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$, 11 kVAr. Generador Síncrono.

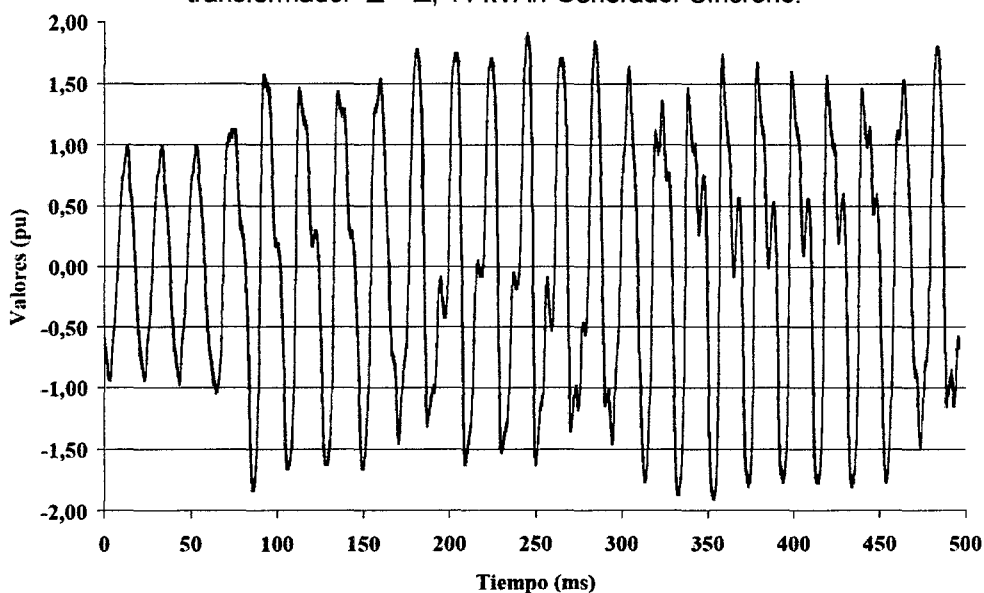


Figura A3.4. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$, 16 kVAr. Generador Síncrono.

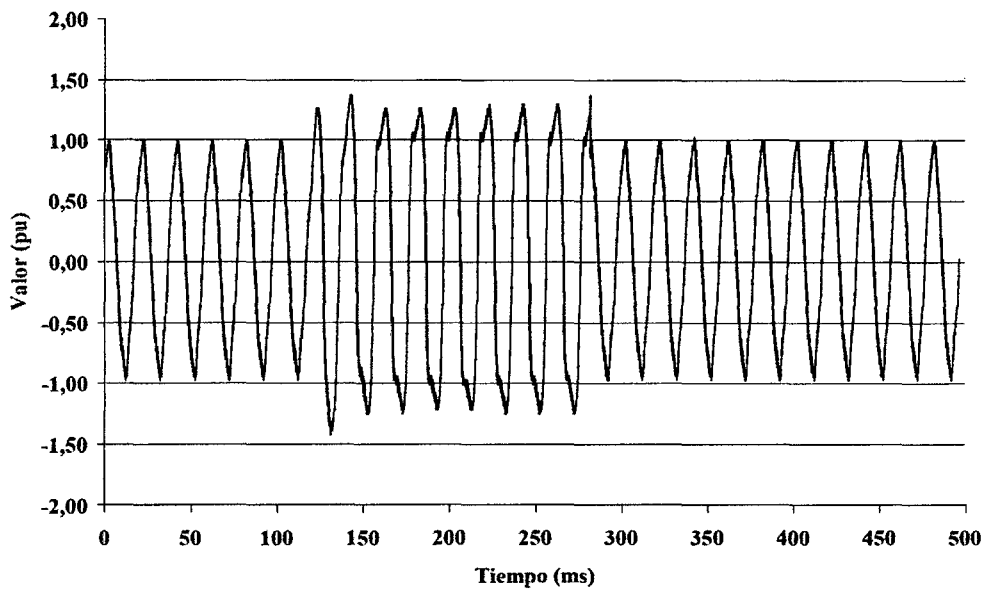


Figura A3.5. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$ y 6 kVAr. Generador Síncrono.

Del mismo modo, pero para un banco de capacitores de 11 kVAr, se obtiene un valor de 1,53 pu y para 16 kVAr, de 1,70 p.u. Los valores registrados, se muestran respectivamente en las Figuras A3.6 y A3.7. Hasta el momento, el máximo valor obtenido de sobretensión generada, para la apertura total o de una fase del alimentador del sistema, es de 1,87 p.u. o de 1,70 p.u. respectivamente. La sobretensión más alta en p.u. para ambos casos, se presenta para la mayor potencia reactiva, para el presente estudio tuvo lugar con 16 kVAr.

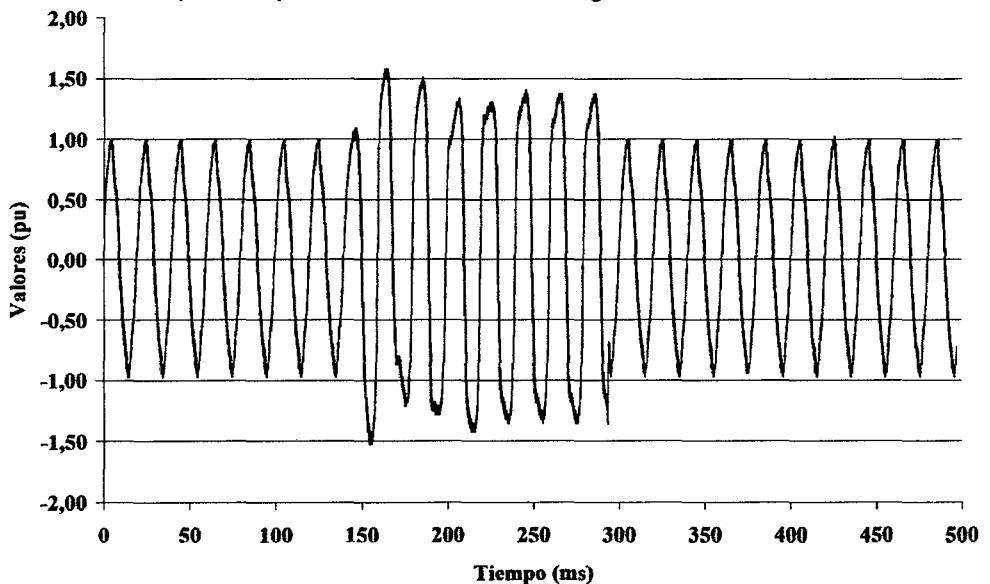


Figura A3.6. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$, 11 kVAr, síncrono.

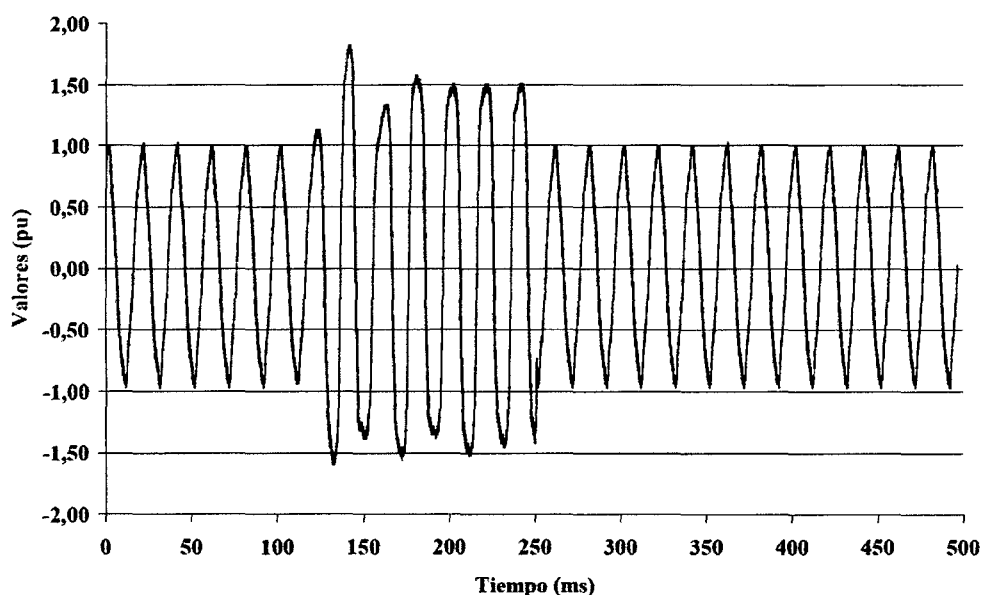


Figura A3.7. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$, 16 kVAr, Síncrono.

A2. Generador Asíncrono. Conexión en estrella

Una vez completados los pasos descritos en la metodología experimental, se produce la apertura de las tres fases de la alimentación de sistema, operando como isla, posteriormente se retiran las cargas capacitivas, quedando el sistema generando en isla. Para la carga de 5 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada para fue de 1,65 p.u, las formas de ondas obtenidas se muestra en la Figura A3.8. Para el caso de un banco de capacitores de 10 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,75 p.u. cuya forma de onda se muestra en las Figura A3.9.

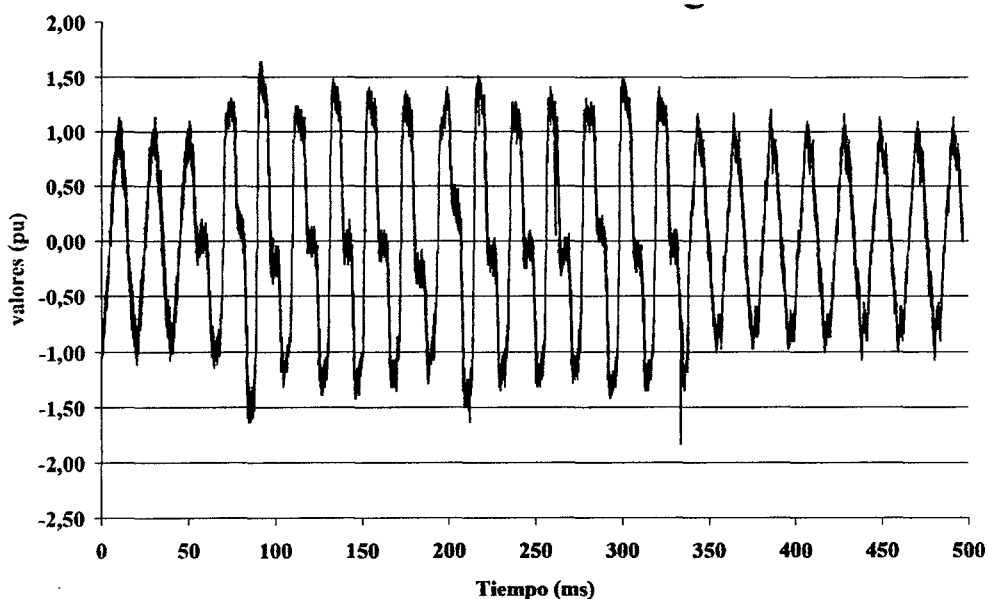


Figura A3.8. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$, 5 kVAr, Asíncrono.

Para el caso de un banco de capacitores de 16 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,82 p.u. La tensión cae a cero después de cinco o seis ciclos, recuperándose a medida que se retira en forma escalonada la carga, permaneciendo en isla. La Figura A3.10 muestra la forma obtenida.

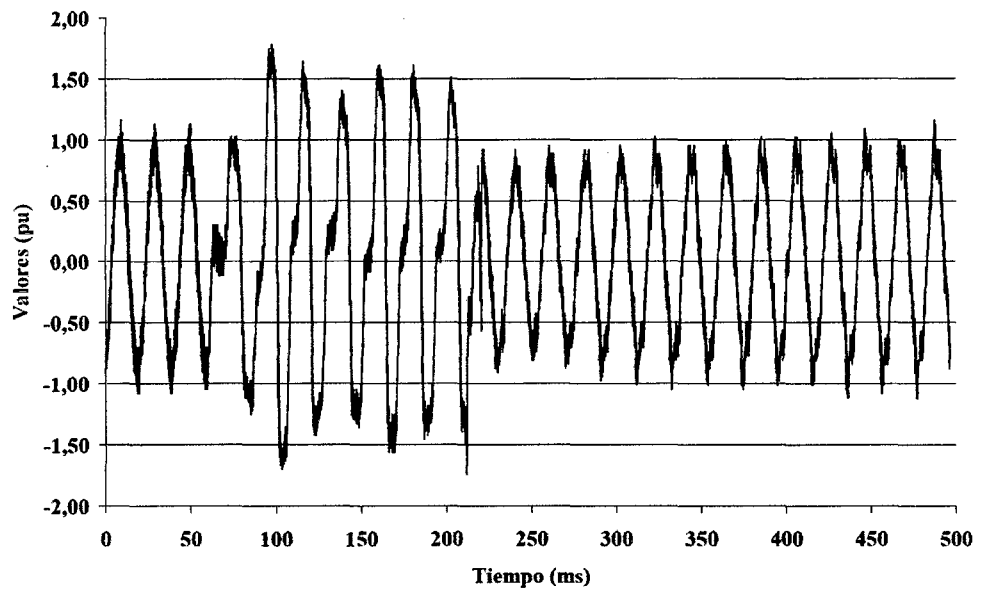


Figura A3.9. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$ y 10 kVAr. Generador Asíncrono.

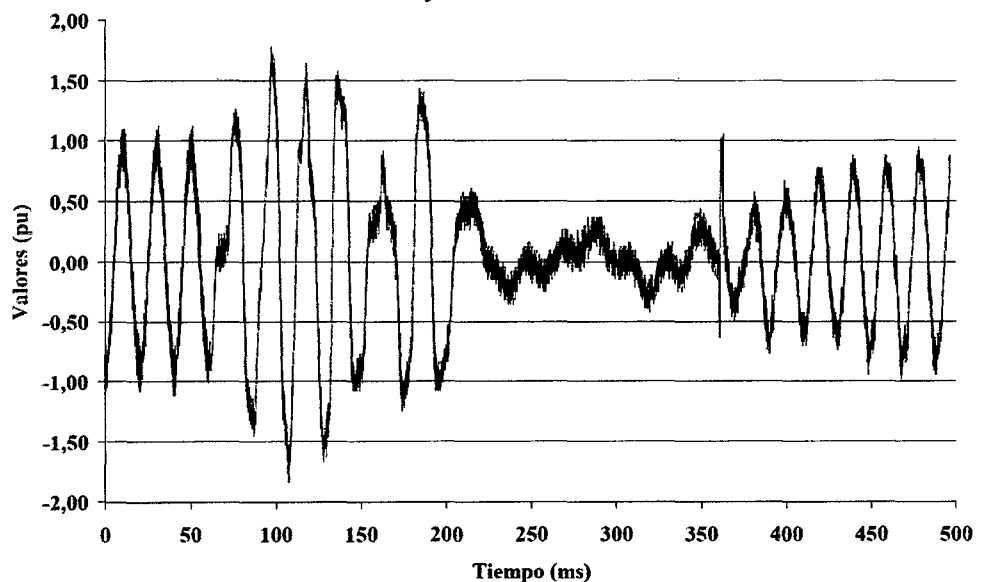


Figura A3.10. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $\Delta - \Delta$ y 16 kVAr. Generador Asíncrono.

Continuando con la metodología experimental propuesta anteriormente, se realiza la apertura y cierre de una fase solamente. Para un banco de capacitores de 5 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,59 p.u. La forma de onda obtenida se muestra en la Figura A3.11.

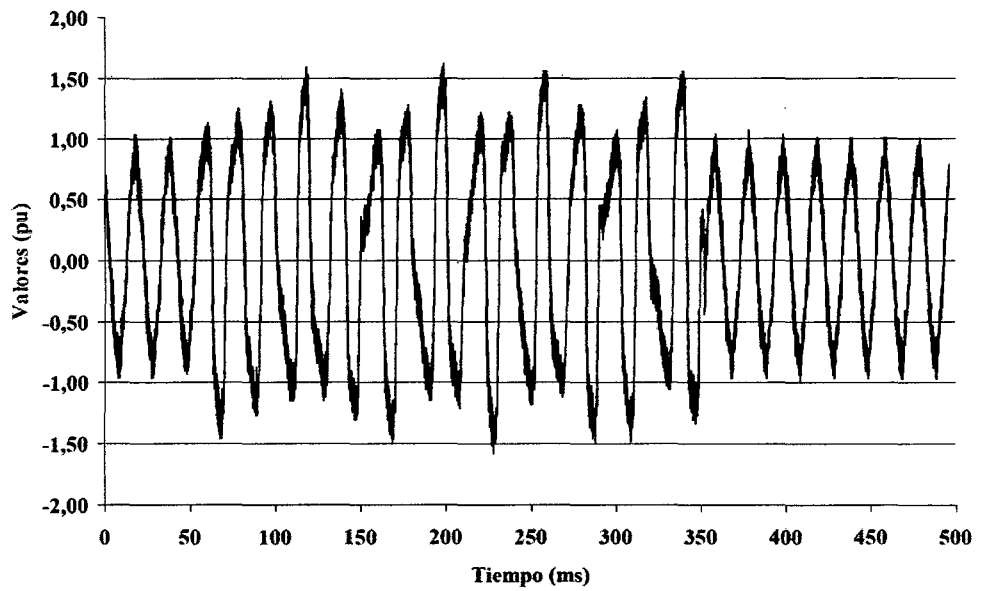


Figura A3.11. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$ y 5 kVAr. Generador Asíncrono.

Para el caso de un banco de capacitores de 10 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,74 p.u, la forma de onda obtenida se muestra en la Figura A3.12. Para el caso de un banco de capacitores de 16 kVAr, el máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 1,82 p.u, mostrando la Figura A3.13 la forma de onda obtenida.

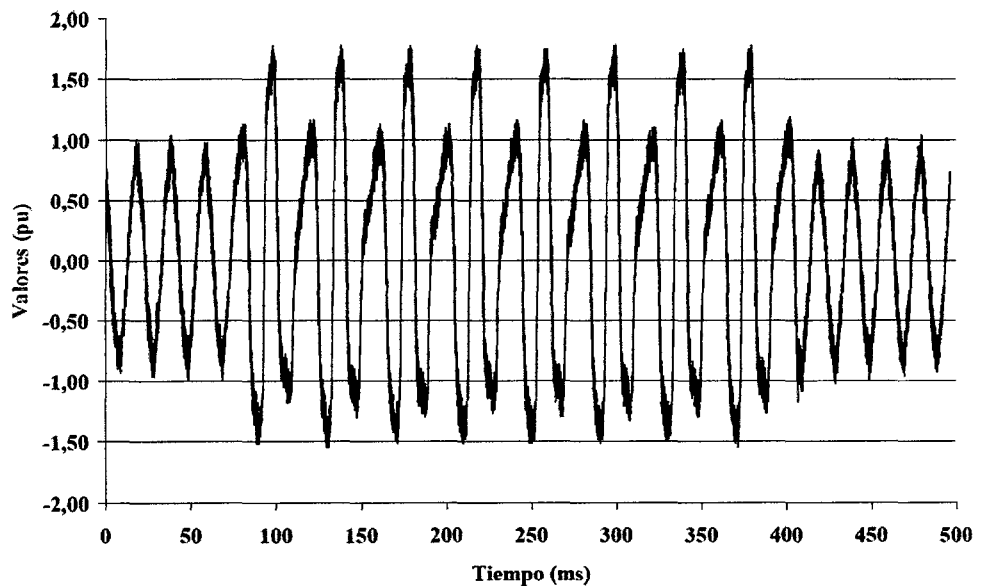


Figura A3.12. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$ y 10 kVAr. Generador Asíncrono.

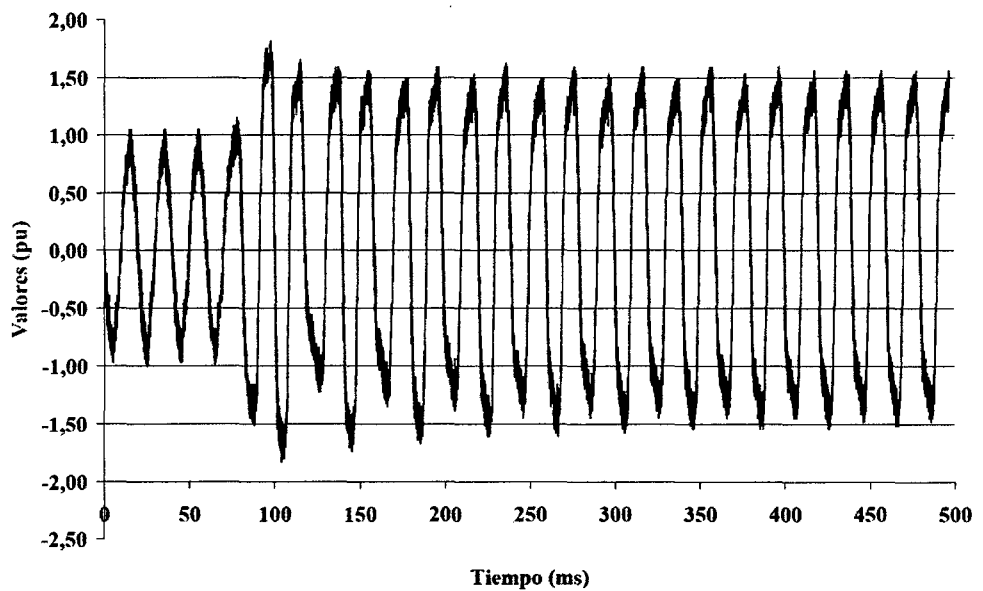


Figura A3.13. Sobretensión generada, apertura de una fase, transformador $\Delta - \Delta$ y 16 kVAr. Generador Asíncrono.

B. Triángulo del lado del GD y estrella aislada del lado del sistema de alimentación ($Y - \Delta$)

B1. Generador Síncrono. Conexión en estrella

De modo semejante a los casos previos, después de seguir la metodología de los pasos experimentales, se abren las tres fases del suministro.

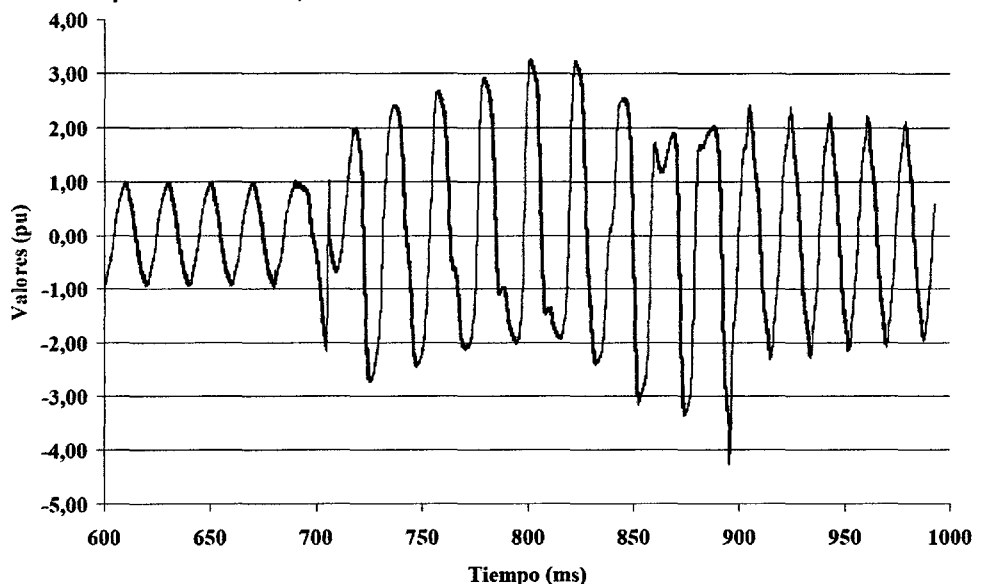


Figura A3.14. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador $Y - \Delta$ y 6 kVAr. Generador Síncrono.

Para un banco de capacitores de 6 kVAr, se determinó la forma de onda de tensión mostrada en la Figura A3.14. El máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada, para este caso fue de 4,20 p.u., se obtuvo, cuando se desconectó el banco de 6 kVAr y aún estaba generando en isla el sistema (en la figura se puede ver a los 890 ms). El máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada, antes de este evento fue de 3,20 p.u.

Del mismo método anteriormente citado, con una carga de 10 kVAr, se obtuvo la Figura A3.15. El máximo valor de medición instantánea de sobretensión generada fue de 2,13 p.u. De modo semejante con capacidad de 16 kVAr, la Figura A3.16 fue obtenida. Con un valor máximo de medición instantánea de sobretensión generada de 2,47 p.u.

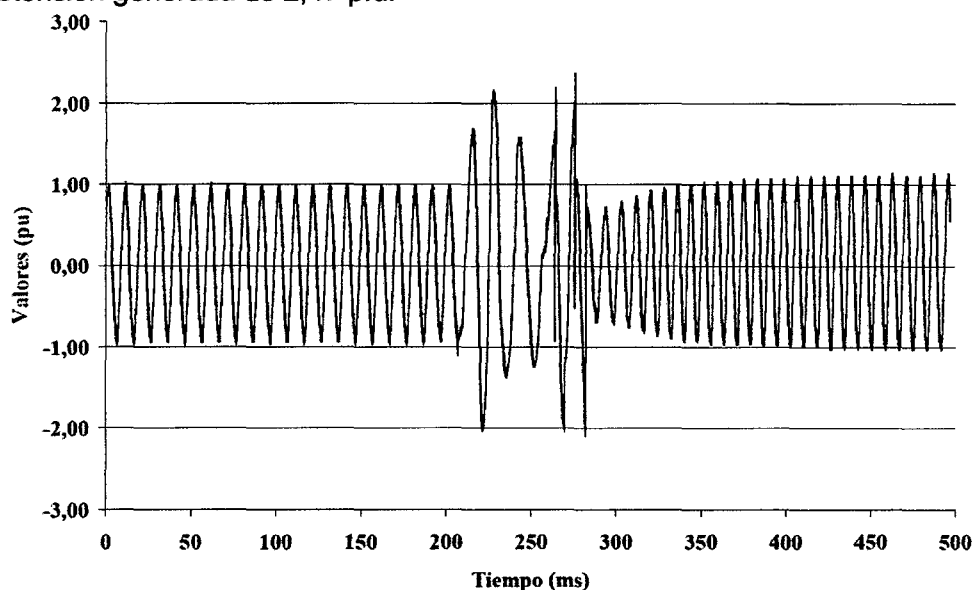


Figura A3.15. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador Y – Δ y 10 kVAr. Generador Síncrono.

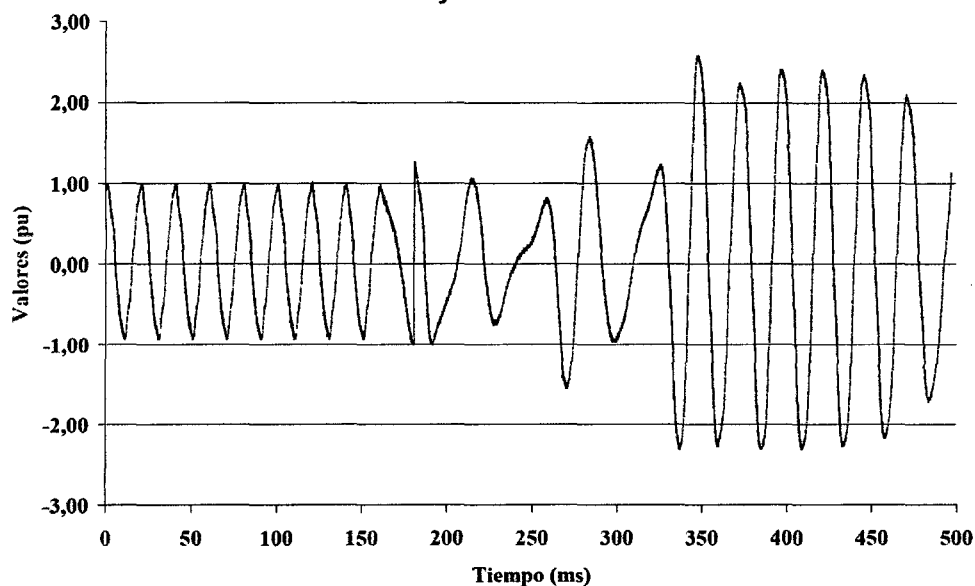


Figura A3.16. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador Y – Δ , 16 kVAr iniciales, salida del banco de 6 kVAr quedando con 10 kVAr. Generador Síncrono.

Se probó con capacidades de menor valor, con apertura total de las fases. Con un valor del banco de capacitores trifásico de 2 kVAr, el máximo valor obtenido fue de 2,80 p.u. La Figura A3.17 muestra la forma de onda.

Realizando los pasos previos de la metodología de conexionado, ahora se abre una sola fase del sistema, con un valor de capacidad de 2 kVAr. En estos casos, la generación distribuida no está en isla, debido que dos de las fases del sistema siguen conectadas al suministro principal. La Figura A3.18 fue obtenida

luego de la apertura y cierre del sistema. El máximo valor determinado fue de 2,65 p.u.

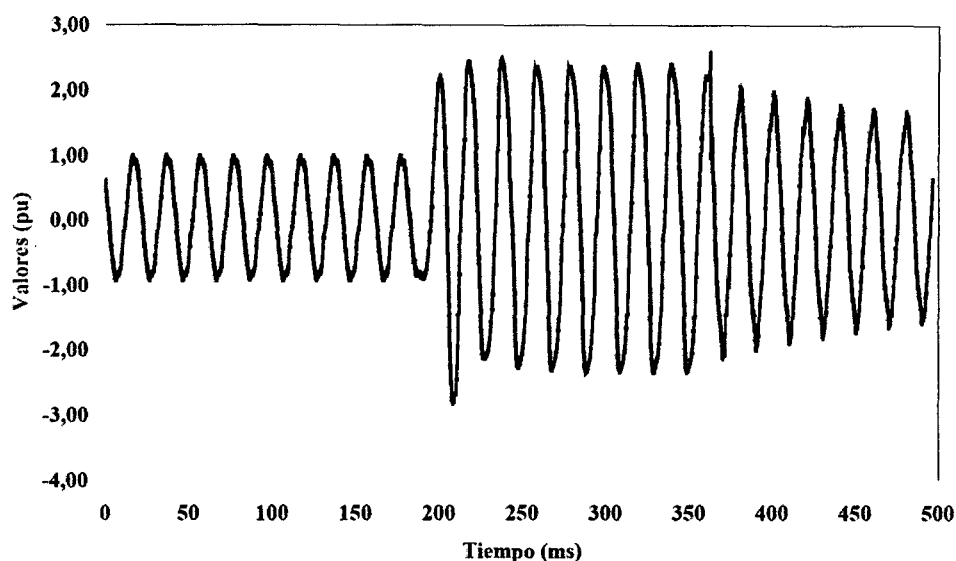


Figura A3.17. Sobretensión generada en isla, apertura total, transformador Y – Δ, 2 kVAr . Generador Síncrono.

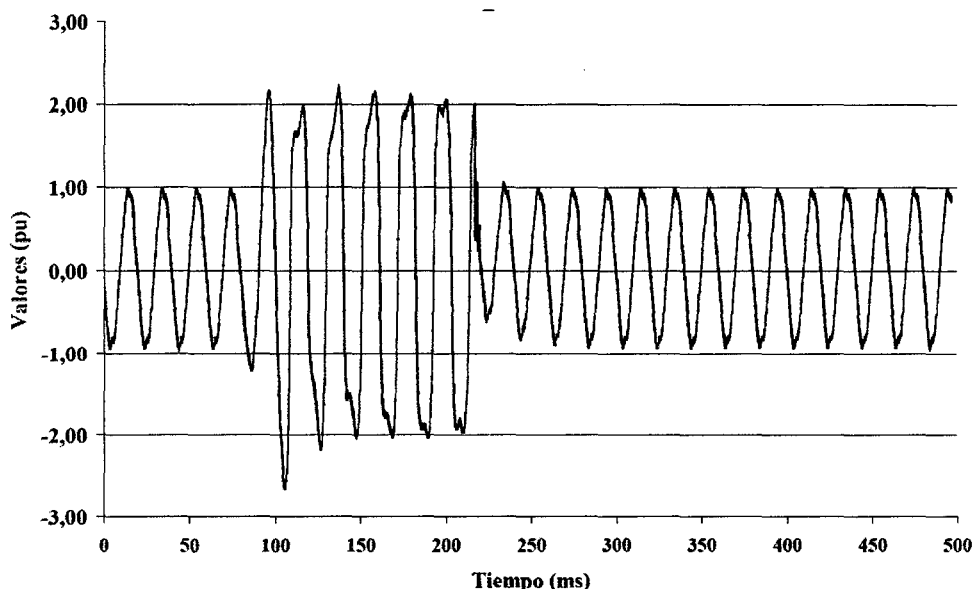


Figura A3.18. Sobretensión generada, de una fase, transformador Y – Δ, 2 kVAr. Generador Síncrono.

B2. Generador Asíncrono. Conexión en estrella

Siguiendo la metodología descrita para la conexión en paralelo y carga de los bancos de capacitores, los resultados máximos se dieron para el banco de capacidad de 5 kVAr, para el caso de apertura de una sola y de todas las fases, quedando el generador en isla. Los valores máximos obtenidos de medición instantánea de sobretensión generada, fueron de 1,30 p.u y 1,31 p.u respectivamente. Para cargas de 10 y 16 kVAr los resultados fueron parecidos entre sí, pero de menor magnitud.

ANEXO N° 4
CÁLCULO APROXIMADO DE LA SOBRETENSIÓN PERMANENTE
POR EFECTO DE LA GD

Sea el esquema de la Figura A4.1 en donde la impedancia de cortocircuito Z_{SC} en el PCC se modela como una resistencia R_{SC} y una inductancia L_{SC} . La caída de tensión es la expresada en (A4.1).

$$\Delta U = i_g Z_{SC} \tag{A4.1}$$

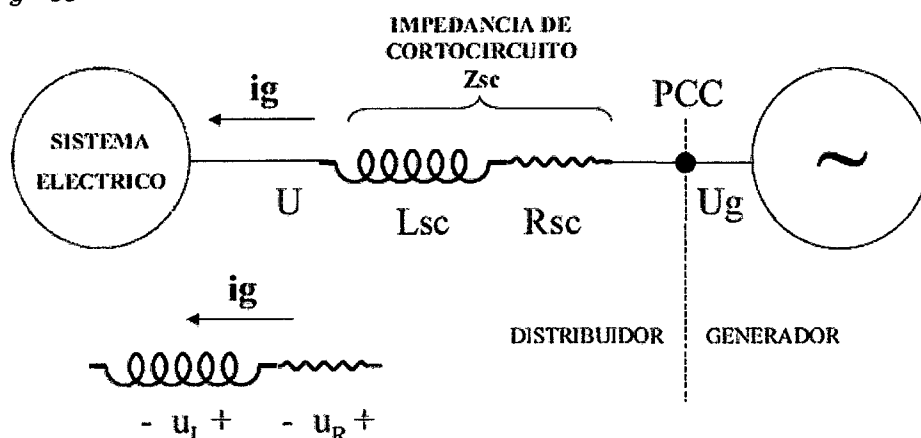


Figura A4.1. Modelo de sistema simple estudiado. La tensión nominal de la red es U , la tensión del generador es U_g y se modela la impedancia de cortocircuito como una resistencia y una inductancia.

la potencia (aparente) de cortocircuito en el PCC es:

$$S_{SC} = \frac{|U|^2}{|Z_{sc}|} \tag{A4.2}$$

y (A4.3) es la potencia aparente del generador:

$$S_g = \sqrt{3} |U| |i_g| \tag{A4.3}$$

Si se desprecia la caída de tensión Δu frente a U_g o U , U_g resulta semejante a U y (A4.3) se puede aproximar así:

$$S_g \cong \sqrt{3} |U| |i_g| \tag{A4.4}$$

Por otra parte la caída de tensión en valor absoluto será:

$$\frac{|U_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|U|}{\sqrt{3}} \tag{A4.5}$$

Si se observa el diagrama fasorial de la Figura A4.2 en el que se ha supuesto para ejemplificar que se genera potencia y se genera reactiva⁶⁴, y se mantiene el criterio de que $|\Delta u|$ es despreciable frente a $|U_g|$ y $|U|$, se puede aproximar la caída de tensión absoluta expresada en (A4.5) tal como muestra (A4.6):

$$\frac{|u_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|u|}{\sqrt{3}} \cong |\Delta u| \cos(\psi - \varphi) \quad (\text{A4.6})$$

Aplicando módulo a (A4.1), sustituyendo en (A4.6) Δu , sustituyendo a partir de (A4.2) Z_{SC} y utilizando (A4.4) resulta (A4.7).

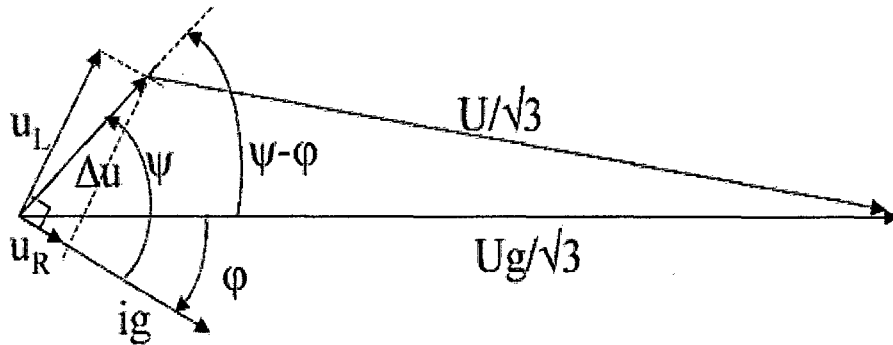


Figura A4.2. Diagrama fasorial para un caso genérico de generación de potencia y reactiva.

$$\frac{|u_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|u|}{\sqrt{3}} \cong |i_g| |Z_{SC}| \cos(\psi - \varphi) = |i_g| \frac{|u^2|}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) = |U| \frac{S_g}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) \quad (\text{A4.7})$$

por lo que reordenando términos, la caída de tensión relativa queda expresada finalmente como muestra (A4.8) que es lo que se pretendía mostrar.

$$\frac{\frac{|u_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|u|}{\sqrt{3}}}{\frac{|u|}{\sqrt{3}}} \cong \frac{S_g}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) \quad (\text{A4.8})$$

⁶⁴ Con la convención de signos adoptada generar reactiva significa que la corriente está atrasada respecto de la tensión de fase. La demostración es independiente de cuál es el factor de potencia adoptado.

ANEXO N° 5
LA REGULACIÓN DE TENSIÓN DE UN ALIMENTADOR GENÉRICO,
SU PRESENTACIÓN GRÁFICA Y ANÁLISIS DESCRIPTIVO⁶⁵

DESCRIPCIÓN:

Tensión Nominal: 12,47 kV

Longitud (L): 12,872 km.

Tomas cambiadoras de carga (LTC): Toma colocada = 1,03, Compensación de descenso de carga (LDC) resistiva = 0,25, LDC reactiva = 0,5, (Máxima = 1,05).

SVR: Toma colocada = 1,03, LDC resistiva = 0,6, LDC reactiva = 1,1, (Máxima = 1,05), ubicación = 50% de L.

Condensadores: bancos de 900 kVA localizados al 20, 40, 60 y 80% de L.

Carga pico: en la condición base sin GD es de 7 MW, uniformemente distribuida a lo largo del alimentador.

Factor de potencia: con carga pico = 0,85, con carga mínima (30% de la carga pico) = 0,95.

Regulación de voltaje incapacitada: la GD opera a un factor de potencia unitario.

Punto de referencia cuando la regulación del voltaje es habilitada: la GD intenta controlar el voltaje al secundario de su transformador de distribución a 1,0 p.u. usando un regulador con una caída del 5%.

Restricción de la potencia reactiva: la salida de la GD es limitada a un factor de potencia del 0,9 en adelante o retraso.

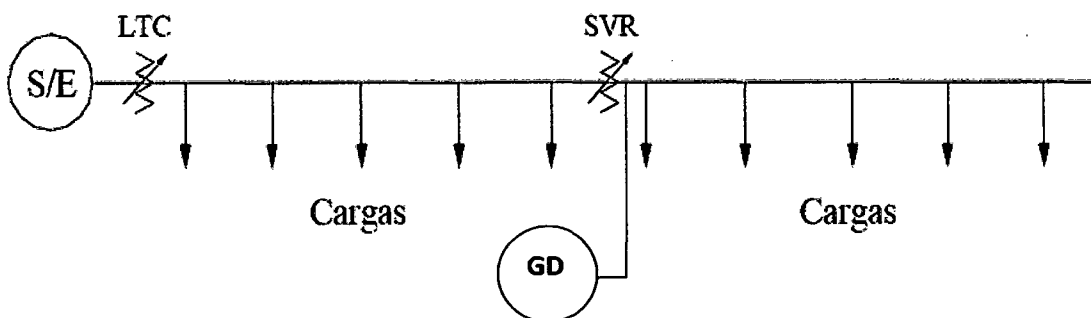


Figura A5.1. Alimentador genérico.

A continuación, se presenta los trazos del voltaje global máximo y mínimo resultante para la regulación del alimentador radial genérico como una función de la penetración distribuida. Los voltajes globales máximos y mínimos son las tensiones primarias en cualquier parte del alimentador, para carga mínima o pico. Estas gráficas esquematizan la actuación de la regulación del voltaje global y señalan el nivel de penetración donde los problemas de la misma llegan a ser significativos. Las líneas rojas y azules muestran la situación para la operación de la GD al 100% de capacidad. Igualmente, debido a que puede funcionar a cualquier nivel de

⁶⁵ Reelaboración basada en el Tesis de Luis Martín Carchi Arcentales, "Impacto de la Generación Embebida en la Operación de las Redes de Distribución Eléctrica", presentada en la Facultad de Ingenierías de la Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2004.

potencia entre el 0 y el 100%, el rango completo de voltajes también debe incluir las tensiones cuando la GD no está produciendo.

Donde el rango de voltaje para el 0% está fuera del límite para el 100% de salida, entonces el mismo es prolongado e indicado por líneas verdes y negras, marcando las referencias máximas y mínimas.

Asimismo, cada gráfica tiene una etiqueta que puede ser interpretada como sigue:

1. Localización de la GD (al final, en la mitad, al comienzo y distribuida).
2. Escenario del cambio de carga (sin compensación, la carga del alimentador es independiente de la penetración; compensación incrementada, la carga pico se agrega por una cantidad equivalente a la capacidad de la GD).
3. Regulación del voltaje por la GD (sin regulación y referida a si la potencia de salida de la GD es controlada para regular el voltaje del bus local).

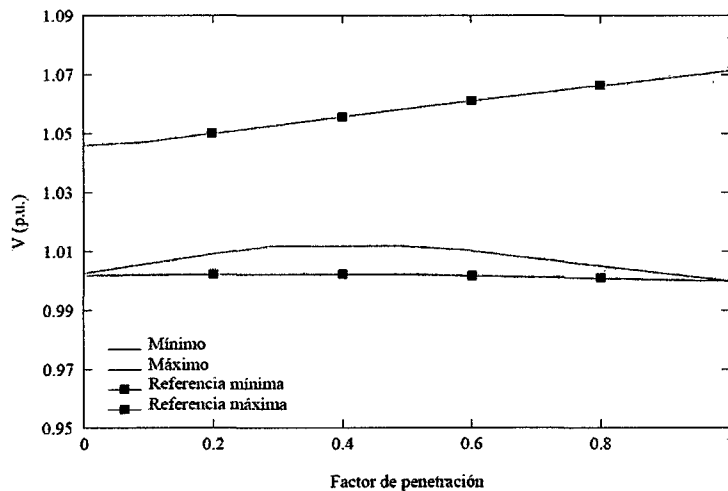


Figura A5.2. GD al final, sin compensación y sin regulación.

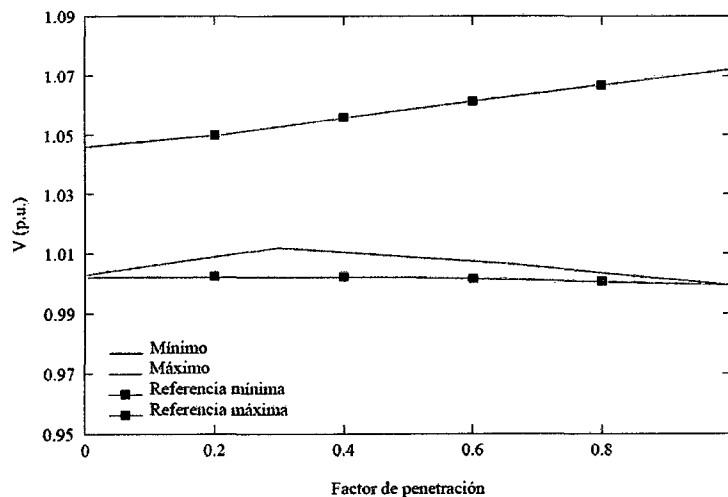


Figura A5.3. GD en la mitad, sin compensación y sin regulación.

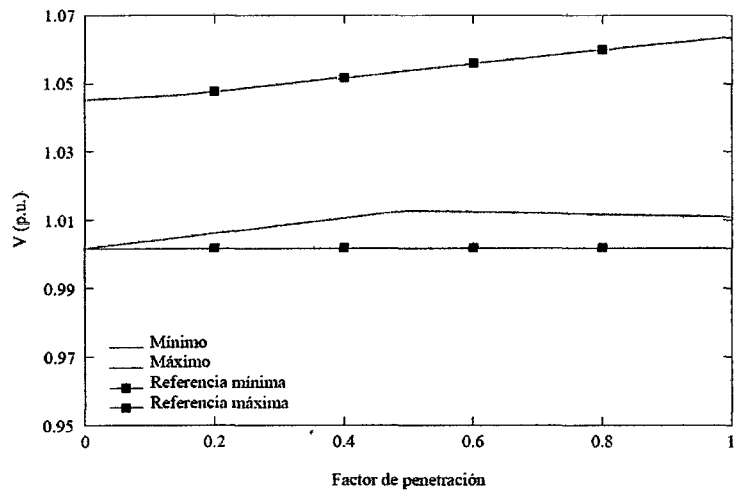


Figura A5.4. GD distribuida, sin compensación y sin regulación.

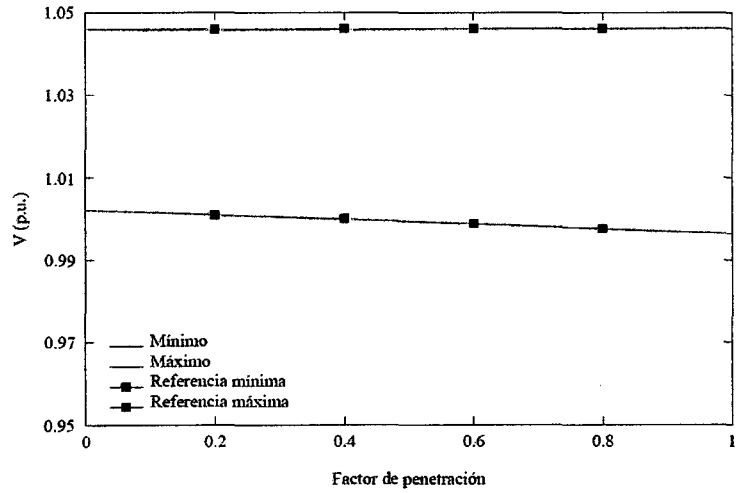


Figura A5.5. GD al inicio, sin compensación y sin regulación.

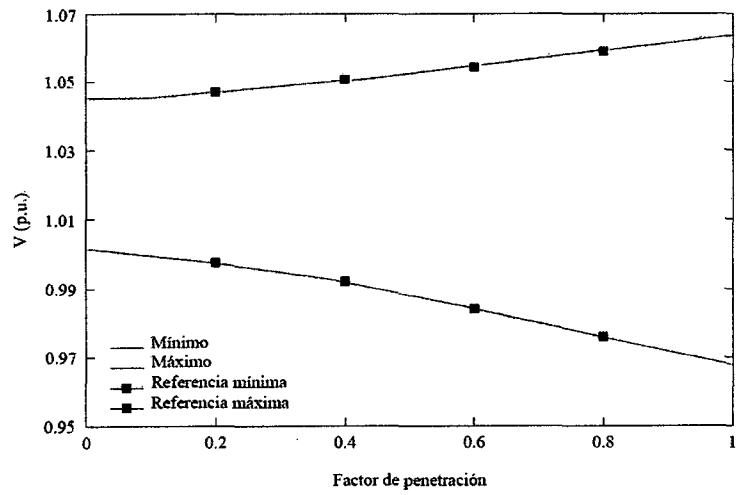


Figura A5.6. GD al final, compensación incrementada y sin regulación.

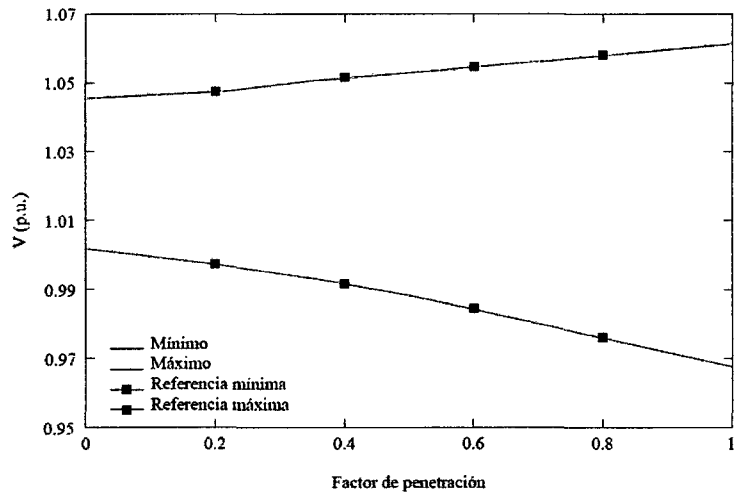


Figura A5.7. GD en la mitad, compensación incrementada y sin regulación.

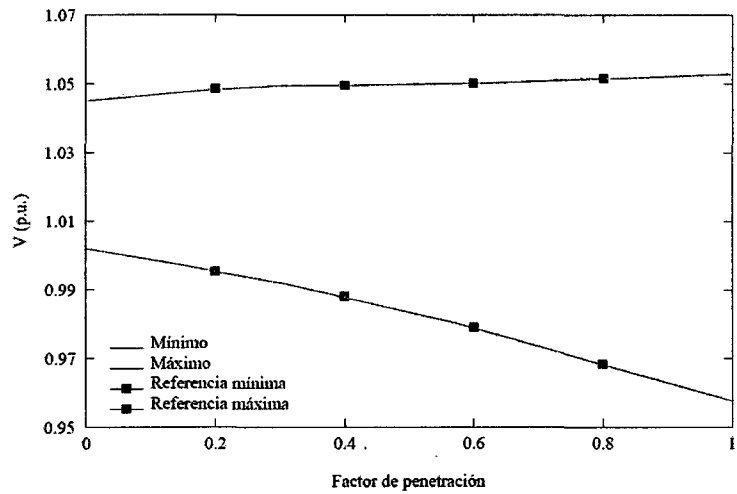


Figura A5.8. GD distribuida, compensación incrementada y sin regulación.

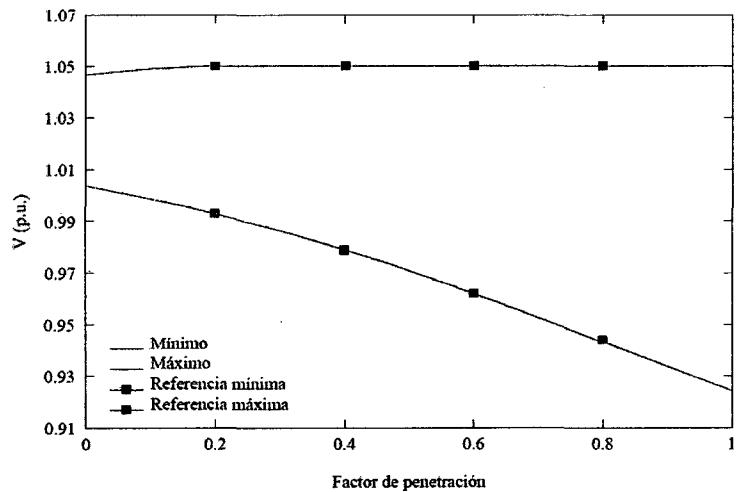


Figura A5.9. GD al inicio, compensación incrementada y sin regulación.

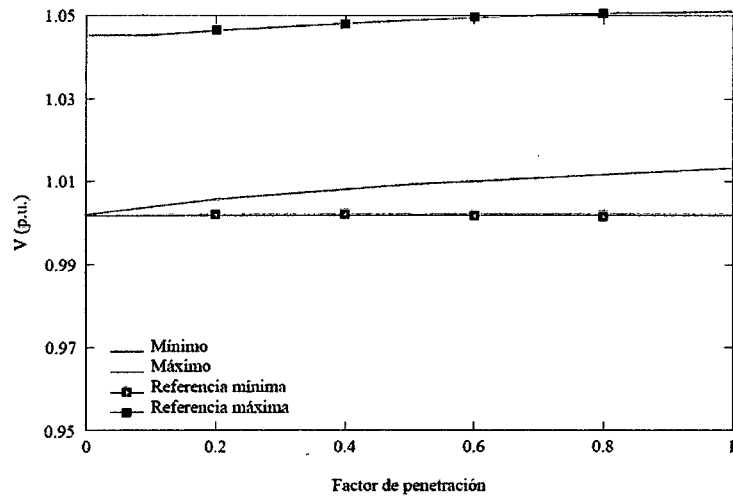


Figura A5.10. GD al final, sin compensación y con regulación.

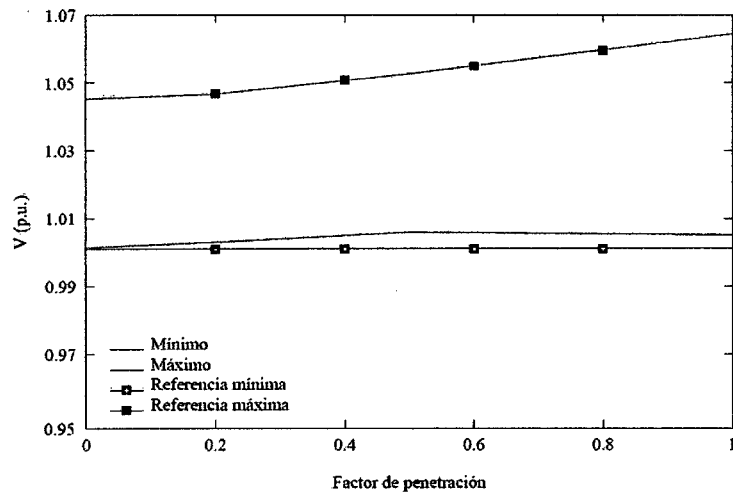


Figura A5.11. GD en la mitad, sin compensación y con regulación.

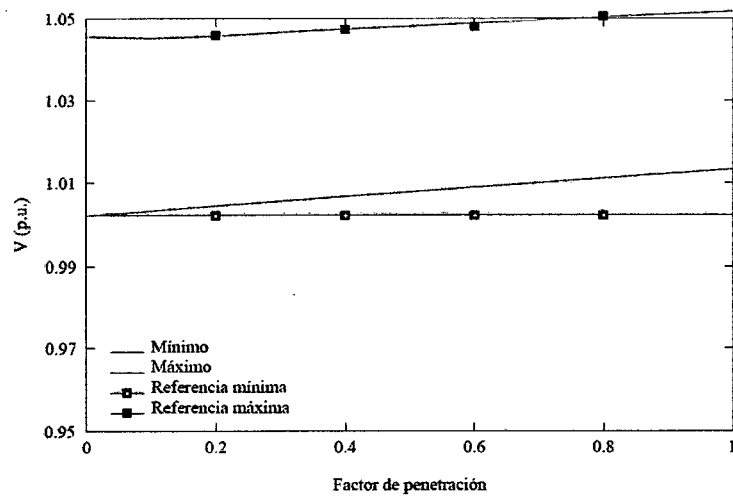


Figura A5.12. GD distribuida, sin compensación y con regulación.

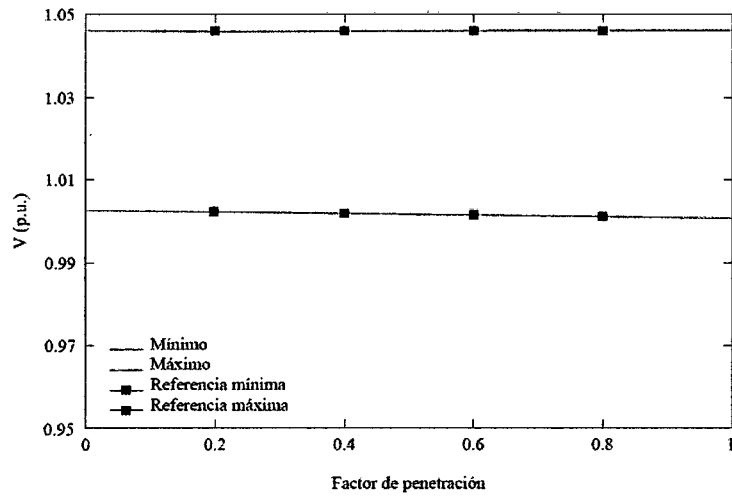


Figura A5.13. GD al inicio, sin compensación y con regulación.

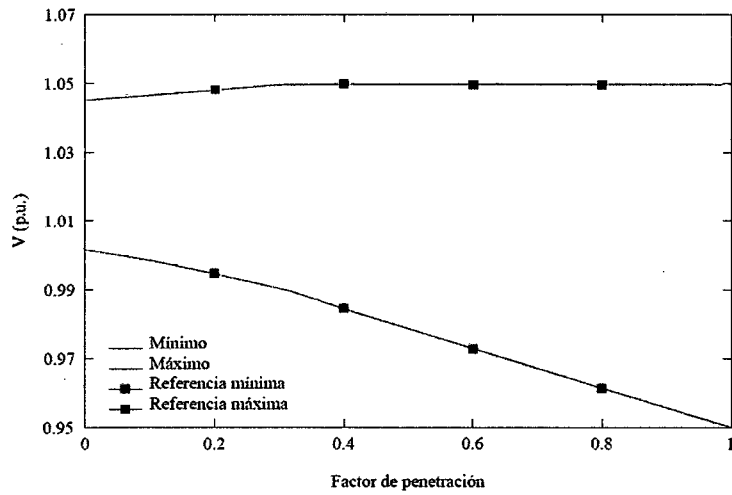


Figura A5.14. GD al final, compensación incrementada y con regulación.

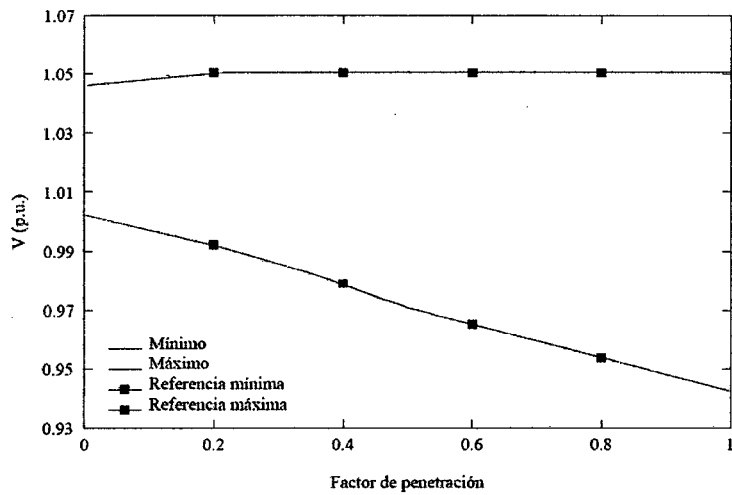


Figura A5.15. GD en la mitad, compensación incrementada y con regulación.

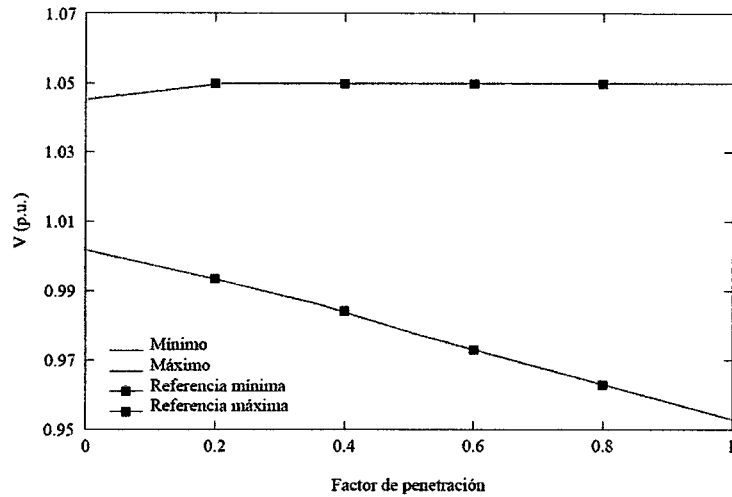


Figura A5.16. GD distribuida, compensación incrementada y con regulación.

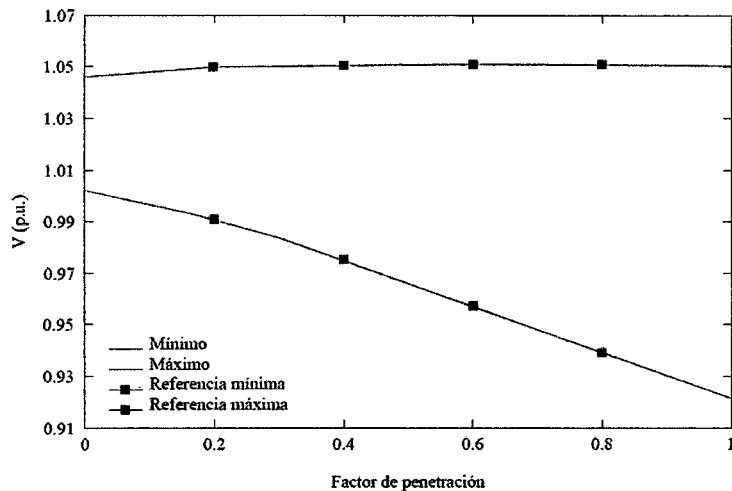


Figura A5.17. GD al inicio, compensación incrementada y con regulación.

Si el máximo y mínimo global están dentro del 0,95 al 1,05 p.u., entonces la regulación del voltaje es aceptable. Una descripción de las gráficas anteriores se suministra a continuación:

Escenario 1: Carga del alimentador independiente de la penetración de la GD

A carga ligera hay un problema de sobretensión para casi todas las ubicaciones de la GD y a factores de penetración bajos. Los umbrales de preocupación recaen en el 20% para la GD al final y en la mitad del alimentador, y el 30% para la uniformemente distribuida. Únicamente para la GD localizada al principio no hay ninguna complicación.

La regulación por la GD descarta el inconveniente cuando se sitúa al final o es distribuida, pero no lo elimina cuando se localiza en el medio. Esto es porque su ubicación es a la derecha, después del SVR, donde el problema ya se ha corregido. Para carga elevada, no hay ninguna molestia significativa, aparte de un ligero descenso del voltaje a penetración alta (100%) cuando la GD está al final del alimentador.

Escenario 2: carga pico del alimentador ampliada por una cantidad equivalente a la capacidad de la GD

Para el caso de carga ligera, las sobretensiones ocurren también en este escenario, pero su severidad está algo reducida por la presencia de la carga adicional. Los umbrales de penetración donde los problemas de la regulación del voltaje empiezan es algo más alto (30% para el final y la mitad; y el 50% para la uniformemente distribuida, ningún inconveniente para los situados al principio).

El voltaje en la ubicación de la GD es mayor que 1,0 p.u. lo que provocará que absorba potencia reactiva. En este contexto, la regulación del voltaje por la GD elimina la sobretensión para todas las disposiciones.

A carga alta, cuando se localiza al final, a la mitad o es distribuida, el voltaje bajo sobreviene únicamente para los factores de penetración altos (el umbral de preocupación está entre el 50% y el 100%). Solamente para la GD emplazada al principio el umbral de penetración es bajo (30%).

La disminución del voltaje ocurre debido a las excesivas caídas en el alimentador que se originan desde la fuente, por el incremento de la carga que necesita ser alimentada. De la misma forma, la regulación por la GD acentúa este inconveniente. Seguidamente, se muestran los niveles de voltaje por unidad como una función de la distancia a lo largo del alimentador, con la fuente al extremo como distancia cero.

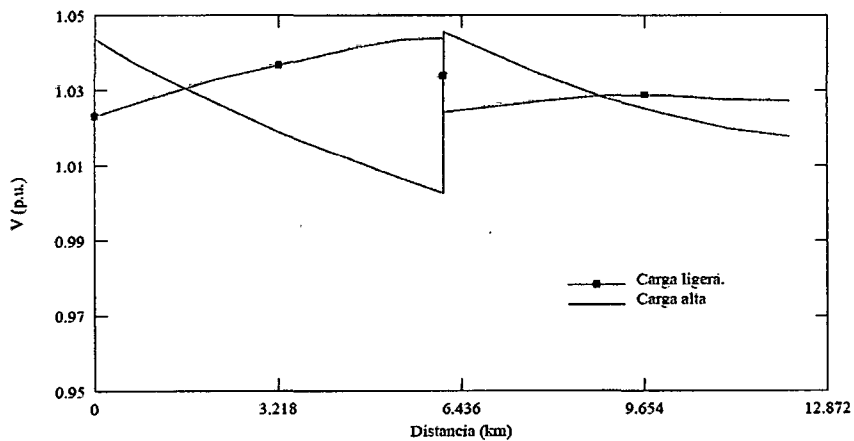


Figura A5.18. Caso Base (sin GD).

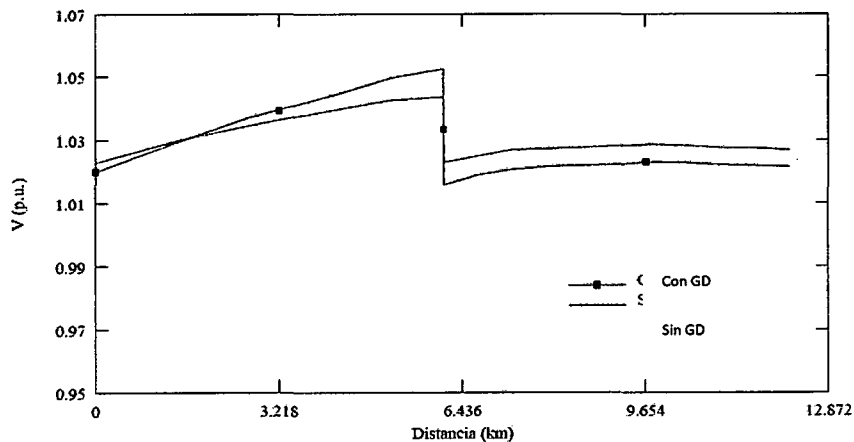


Figura A5.19. Carga ligera, sin compensación, GD en la mitad (30% de penetración distribuida).

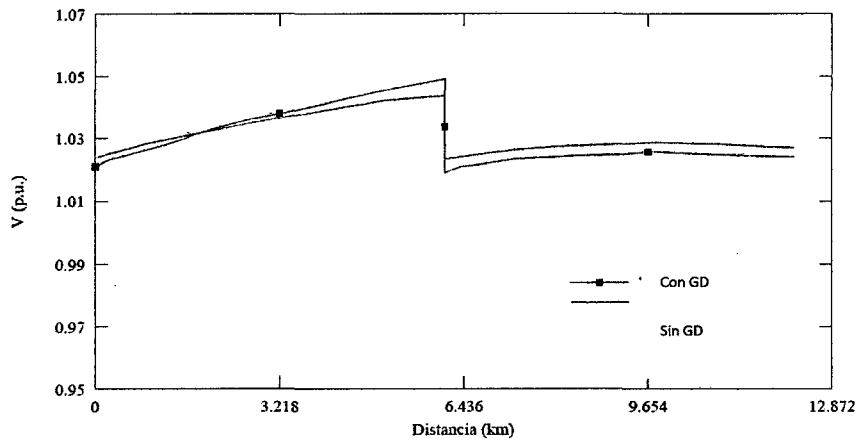


Figura A5.20. Carga ligera, sin compensación, regulación, GD en la mitad (30% de penetración distribuida).

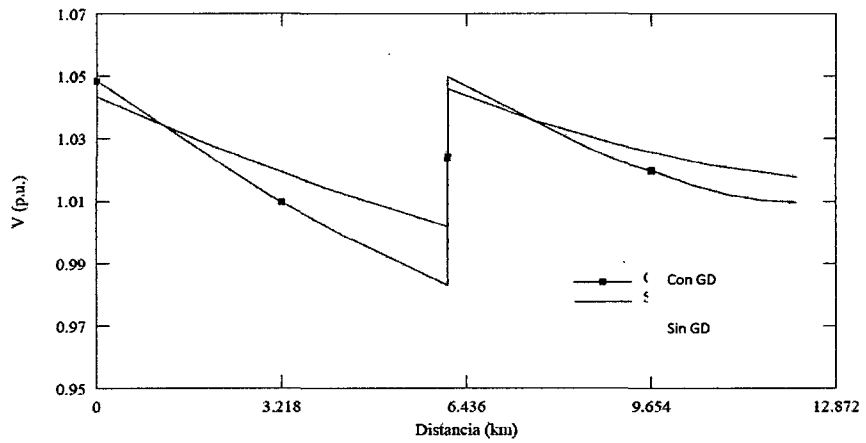


Figura A5.21. Carga alta, compensación incrementada, sin regulación, GD en el inicio (30% de penetración distribuida).

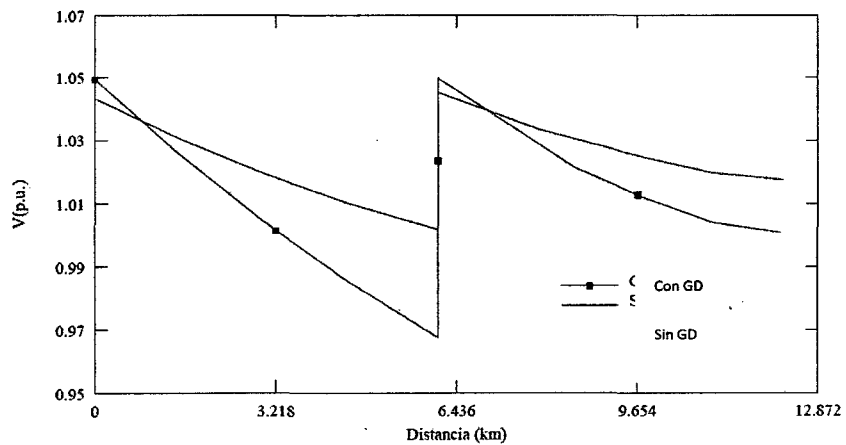
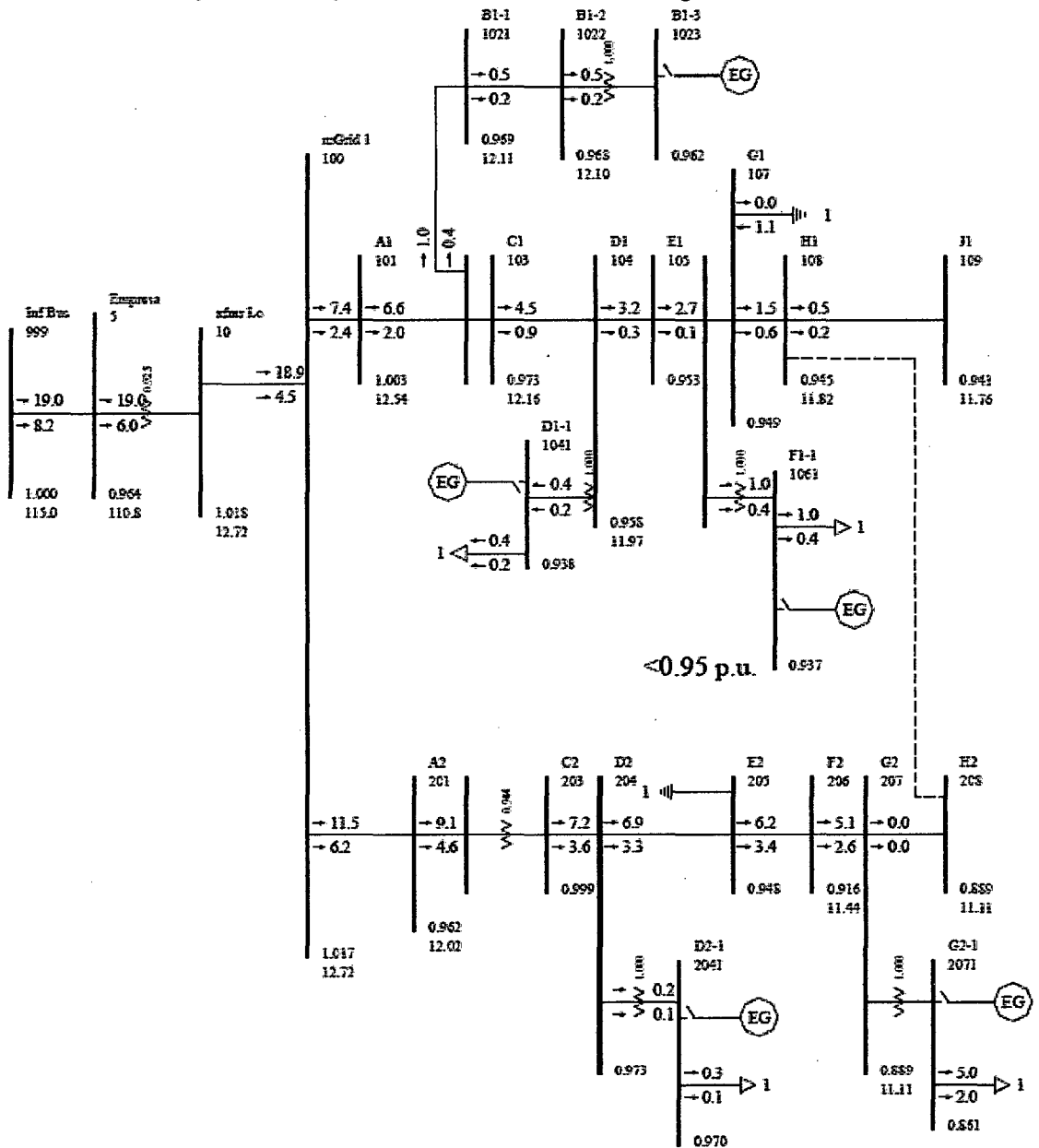


Figura A5.22. Carga alta, compensación incrementada, sin regulación, GD en el inicio (50% de penetración).

ANEXO N° 6 PERFILES DE TENSIÓN DE UN ALIMENTADOR GENÉRICO CON GD⁶⁶

Figura A6.1. Diagrama unifilar mostrando las tensiones, los flujos activos y reactivos al 100% de la carga base, sin GD



⁶⁶ Reelaboración basada en el Tesis de Luis Martín Carchi Arcentales, "Impacto de la Generación Embebida en la Operación de las Redes de Distribución Eléctrica", presentada en la Facultad de Ingenierías de la Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2004.

Figura A6.2. Diagrama unifilar mostrando las tensiones, los flujos activos y reactivos al 100% de la carga base con GD

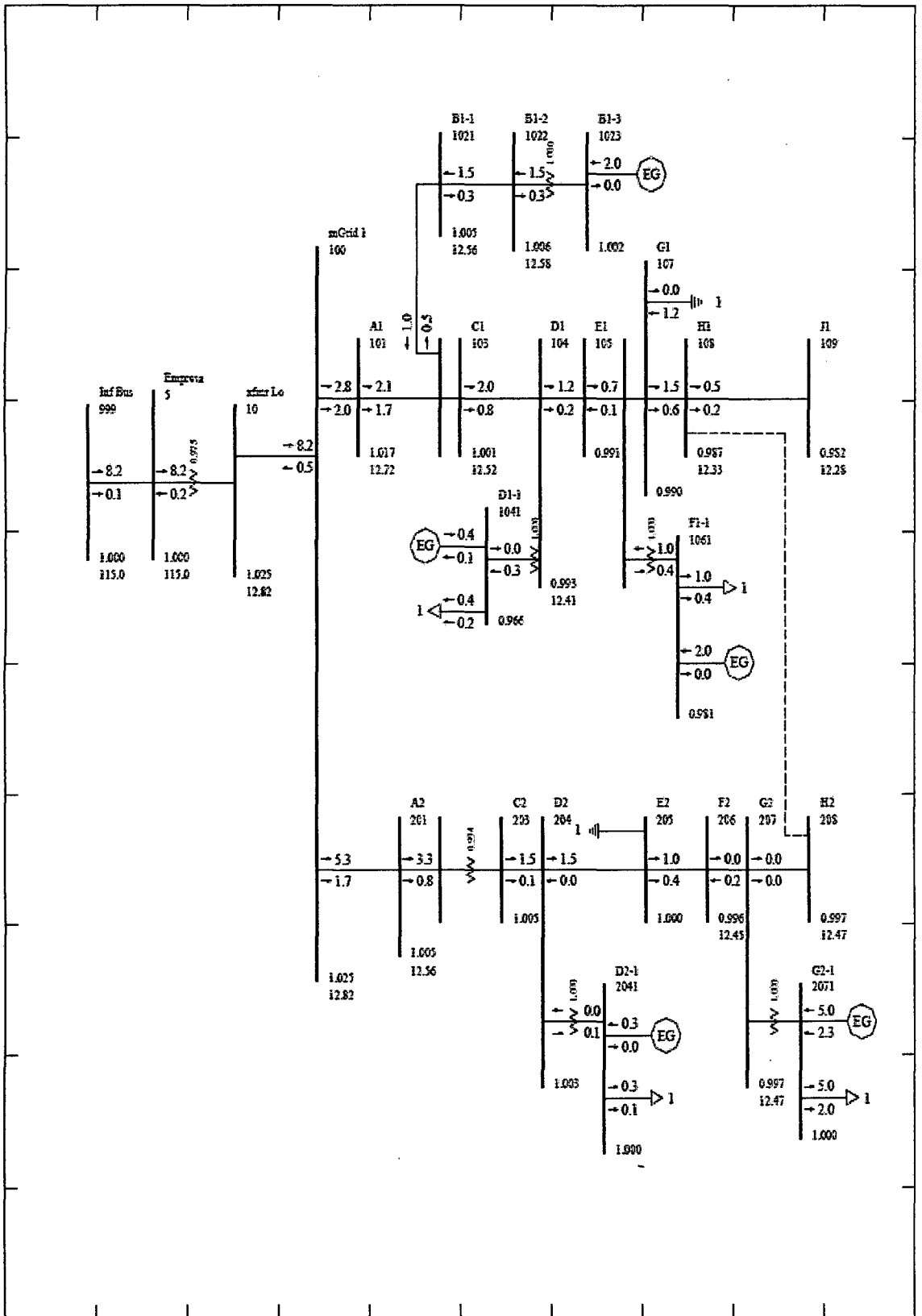


Figura A6.3. Diagrama unifilar mostrando las tensiones, los flujos activos y reactivos al 80% de la carga base con GD

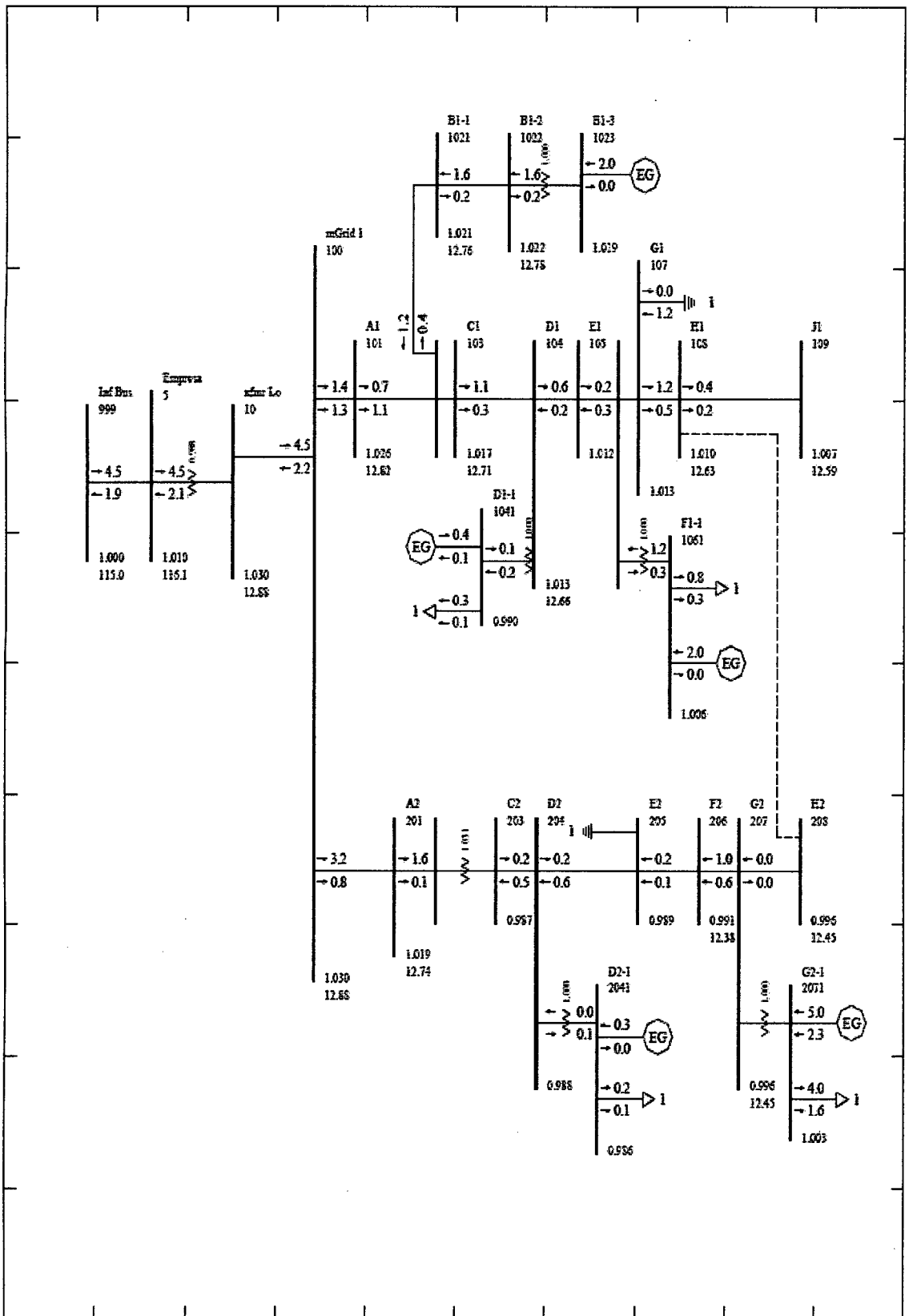
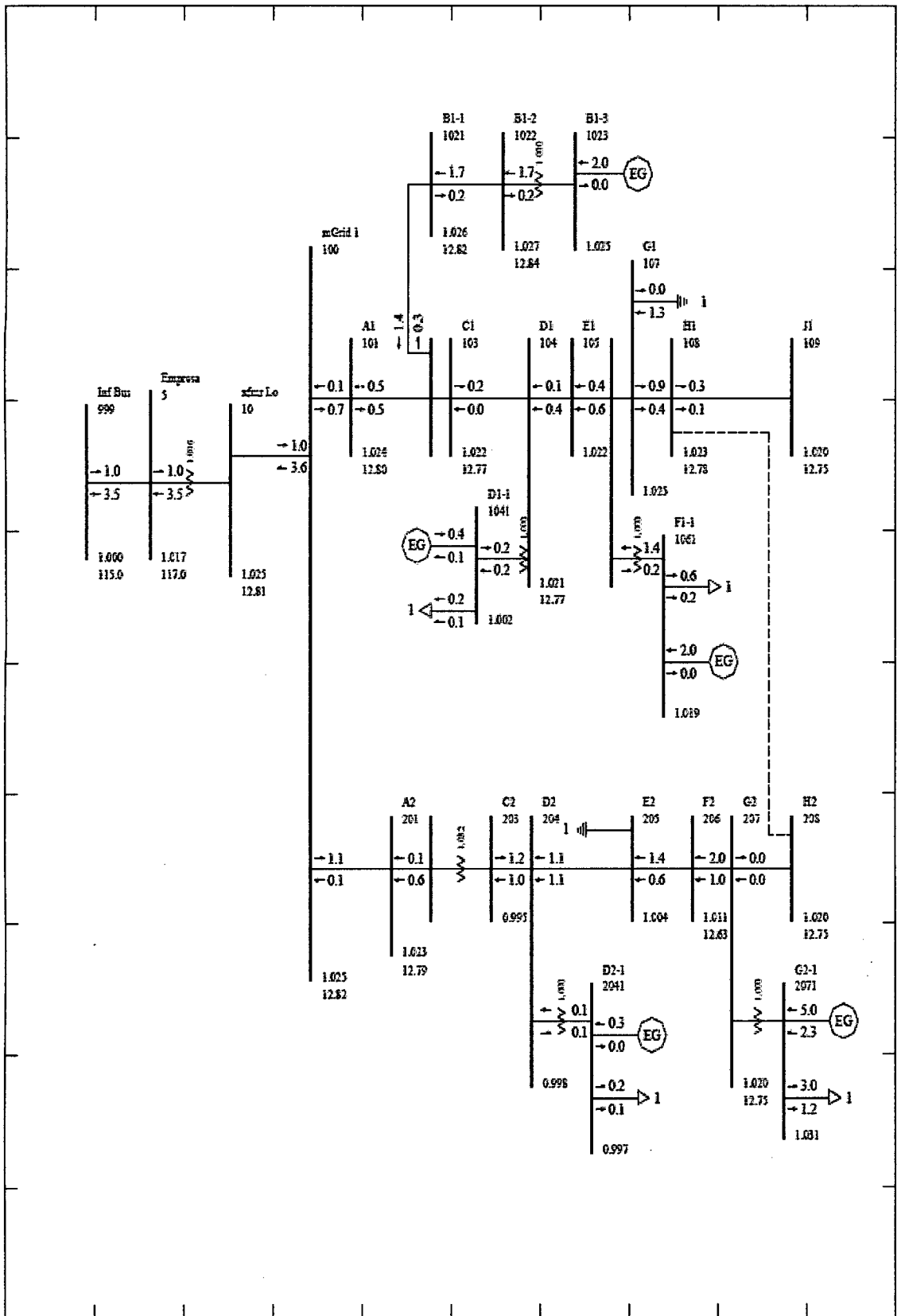


Figura A6.4. Diagrama unifilar mostrando las tensiones, los flujos activos y reactivos al 60% de la carga base con GD



ANEXO N° 7
PROPUESTA REGULATORIA:
REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE GD

Se presentan los requerimientos y las especificaciones de los equipamientos a instalarse en la interconexión entre un Generador Distribuido y las redes del Distribuidor. Asimismo, se propone un procedimiento de solicitud de conexión por parte del Generador, detallando los estudios a realizar en las redes existentes, determinando las modificaciones en la misma, incluyendo los equipamientos y las protecciones. También se detallan los ensayos de puesta en servicio y los ensayos periódicos a realizar. Por último, se desarrollan los conceptos básicos a tener en cuenta en la explotación de las redes del Distribuidor que tiene conectada Generación Distribuida. Esta propuesta considera las recomendaciones de los estándares de IEEE.

A7.1 Condiciones básicas de conexión

El Generador Distribuido básicamente debe cumplir las siguientes condiciones para su conexión en redes del Distribuidor.

- La conexión a las instalaciones del distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para el generador como para los clientes y funcionarios del Distribuidor.
- Teniendo en cuenta lo anterior, los equipos de interconexión deben desconectar la generación frente a faltas o sucesos anormales en las redes del Distribuidor, no permitiendo el funcionamiento de islas.
- El propietario de la generación es responsable de las protecciones del generador y de los equipos de interconexión.
- El nuevo generador no debe causar una reducción de la calidad de servicio a los clientes conectados a la red, ya sea apartamientos de valores normales de tensión y frecuencia, así como interrupciones y calidad de onda

A7.2 Requerimientos y especificaciones técnicas de la conexión

La norma IEEE P1547 fija la normativa de interconexión de fuentes de energía distribuidas con el sistema eléctrico. Determinando los requerimientos más relevantes de implementación, operación, ensayos, condiciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Su aplicación se limita a todas las fuentes de energía distribuidas, de capacidades hasta 10 MVA, interconectadas a sistemas de distribución primarios o secundarios, fundamentalmente radiales y de frecuencia 60 Hz.

Los requerimientos técnicos básicos a cumplir se detallan a continuación:

- a) Regulación de tensión: La fuente distribuida no debe regular la tensión en el punto de interconexión, ni debe causar un apartamiento del valor de la tensión de la red inadmisibles según normativas nacionales o regionales.
- b) Sistema de aterramiento: El sistema de aterramiento de la interconexión de la fuente distribuida no debe generar sobretensiones no admisibles en los equipos instalados de la red, ni debe producir la descoordinación de las protecciones del Distribuidor frente a defectos a tierra en la red.

- c) Sincronismo: La unidad generadora debe permanecer en paralelo con la red, sin causar fluctuaciones de la tensión en el punto de conexión mayores a 5% del nivel de tensión, y cumplir la normativa nacional y regional sobre flickers.
- d) Energización de la red: La fuente distribuida no debe energizar la red eléctrica, cuando ésta se encuentra desenergizada.
- e) Telemidida: Las interconexiones de fuentes distribuidas de potencias mayores a 250 kVA deben ser monitoreadas, potencia aparente real de salida, potencia reactiva y voltaje.
- f) Elemento de maniobra: Para la operación de la red de distribución, debe existir en la interconexión un elemento de maniobra fácilmente accesible, con posibilidad de bloqueo, y de corte visible. Debiendo soportar una diferencia de tensión de 220% del valor nominal de la interconexión.
- g) Funcionamiento en Isla: En caso de formación de una isla no intencional, en la cual el GD energiza una parte aislada de la red del distribuidor, el sistema de interconexión debe detectar la isla y desenergizar el área antes de los 2 segundos de conformarse la isla.

Los requerimientos de las protecciones que actúan como respuesta a condiciones anormales de la red se resumen a continuación:

- a) Faltas en la RED. El generador distribuido debe dejar de energizar la red de distribución, frente a defectos de cortocircuito o falta de una fase en la misma.
- b) Coordinación de Recierres en la RED. En redes del Distribuidor con recierre automático el generador distribuido debe dejar de energizar la red de distribución antes de que se produzca un recierre en la misma.
- c) Sobre y subvoltaje. Frente a detección de valores anormales de tensión, la GD debe desenergizar la red en un tiempo prefijado. Este tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización. La protección en la interconexión debe detectar el valor RMS a frecuencia fundamental del voltaje fase-fase, excepto cuando el transformador de conexión entre la fuente distribuida y la red es de configuración Yy o conexión monofásica, en que se detectara la tensión fase neutro.
- d) Sobre y Subfrecuencia. Frente a detección de valores anormales de frecuencia, la GD debe desconectarse en un tiempo prefijado. Al igual que el caso anterior, el tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización.
- e) Reconexión a la red. Luego de una condición anormal de la red y producirse la desconexión del la GD de la red; para la reconexión el sistema debe contar con una temporización ajustable (o fija de 5 minutos) una vez que se restablezcan las condiciones normales de servicio.
- f) Calidad de onda. El GD debe cumplir unos requerimientos mínimos de generación de perturbaciones en la red del Distribuidor. Estos requisitos se centran en Limitación de inyección de componente de continua, Limitación de Flicker inducido y Limitación de componente de armónicos de la corriente inyectada.

A7.3 Ensayos en la interconexión

Con el fin de comprobar el cumplimiento de los requisitos necesarios para la explotación de la interconexión, se determinan una serie de ensayos. Estos ensayos se pueden clasificar en:

- Ensayos de Diseño.
- Ensayos de Producción.
- Evaluación de las Instalaciones de Interconexión.
- Ensayos Periódicos de las Instalaciones de Interconexión.

A7.4 Conexión de un nuevo proyecto de Generación Distribuida

Un nuevo emprendimiento de instalación de GD implica las siguientes etapas:

- Planificación y Estudios de la Red.
- Determinación de los requisitos de Diseño.
- Determinación de los requisitos de Operación y Mantenimiento.

A7.5 Planificación y estudios de la red

Los estudios a realizar para determinar en detalle las obras necesarias de la Interconexión y modificaciones en las instalaciones existentes del Distribuidor incluye:

- Flujo de Carga: Realizando un flujo con y sin el nuevo generador con el fin de determinar el impacto de la nueva generación en la red local. El resultado del estudio incluye las magnitudes de potencia, intensidad y nivel de tensión. Con éstos se identifican los equipos sobrecargados, o con exceso de tensión.
- Cálculo de Cortocircuito: Determinando el efecto de la nueva generación en las corrientes de defecto del sistema. El nuevo nivel de CC es utilizada para evaluar el impacto de la nueva generación en "fault duty" (poder de corte de interruptor y I_{cc} dinámica de los equipos), tanto para las instalaciones del Distribuidor como de los clientes conectados a la red. Se determinan los equipos que hay que sustituir.
- Análisis de las perturbaciones en la red: Se realizan corridas de flujos de carga, simulando defectos de cc en los diferentes nodos de la red, analizando la actuación de las protecciones. En caso de detectarse actuaciones erráticas de las mismas, se determinan las protecciones a sustituir (instalación de protección direccional de corriente).

A7.6 Requisitos de diseño

El proyecto deberá incluir:

- Las instalaciones de la interconexión deben estar conectadas al sistema SCADA del Distribuidor.
- Telemedida y medida.
- Especificaciones de equipos de maniobra y equipamiento de MT en general.
- Niveles de Cortocircuito.
- Equipamientos de protecciones y equipos asociados, en el generador, en la interconexión y en instalaciones del Distribuidor.
- Diseño de la Malla de Tierra.

A7.7 Operación y mantenimiento

Se debe firmar un Contrato de Explotación entre el GD y el Distribuidor, incluyendo en principio:

- Procedimiento de comunicación en condiciones normales y de emergencia de la instalación.
- Registros de tensión y/o factor de potencia.
- Registros de energías (medidores de 4 cuadrantes).
- Coordinación de Mantenimiento.
- Chequeos de protecciones y enclavamientos (inspección en general).
- Fijar responsabilidades durante condiciones de emergencia.