

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

**EFFECTO DE LOS REQUERIMIENTOS FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN PARA
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CHRISTIAN BERNARDO SCHOLZ LUZIO

**PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
GUILLERMO JIMENEZ ESTÉVEZ**

**SANTIAGO DE CHILE
2014**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELÉCTRICO
POR: CHRISTIAN SCHOLZ LUZIO
FECHA: 29/01/2014
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN Z.

EFFECTO DE LOS REQUERIMIENTOS FRENTE A HUECOS DE TENSION PARA GENERACION DISTRIBUIDA

Los huecos de tensión corresponden a desviaciones en la tensión con respecto a sus valores nominales o esperados que afectan a los sistemas de potencia, incluyendo redes de distribución. Estos fenómenos provocan que los generadores se desconecten del sistema para proteger sus equipos. Así, los requerimientos frente a huecos de tensión obligan a éstos a permanecer conectados durante ciertos períodos de tiempo, proporcionando una operación más segura del sistema.

Lo anterior se aplica generalmente a grandes generadores. Sin embargo, en Chile también se incluyen los Pequeños Medios de Generación Distribuida, conocidos como PMGD. Ahora bien, la generación distribuida en baja tensión, o doméstica, no posee reglamentación con respecto a los huecos de tensión, por lo que tomando esto en cuenta además del gran crecimiento que han experimentado estas tecnologías (especialmente la fotovoltaica) en los últimos tiempos, es pertinente estudiar el comportamiento de los requerimientos frente a huecos de tensión en redes de distribución que incluyan generadores descentralizados.

Para realizar el estudio se escogió un alimentador promedio, tipo rural, utilizando para esto el alimentador Gabriela Mistral de Conafe. En este sistema se incluyó generación distribuida en media y baja tensión, PMGD y doméstica, respectivamente, debido a los requerimientos existentes para la primera, conectándose en los mismos puntos que los consumos. Se definieron ocho escenarios de penetración de la generación distribuida, incluyendo distintos porcentajes de PMGD. Además se escogieron tres distribuciones de ésta a lo largo del alimentador.

Para generar un hueco de tensión que representara el peor caso, se utilizó un cortocircuito trifásico en la primera barra del sistema, y se estudiaron dos tiempos de despeje distintos. También se encontraron los tiempos críticos de despeje del sistema.

Entre las conclusiones principales destaca el hecho de que los escenarios de penetración y las distribuciones de la generación distribuida afectaron las tensiones previas y posteriores a las perturbaciones estudiadas, siendo las diferencias entre éstas mayores al momento en que la penetración es mayor y en la distribución Creciente. Los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD obligaron a la generación distribuida a permanecer conectada luego del cortocircuito con despeje a los 150 ms, aportando a la respuesta del sistema; esto se verificó ya que los tiempos críticos de despeje fueron mayores cuando la generación distribuida doméstica se regía por éstos requerimientos. Finalmente, en el caso de un cortocircuito con un despeje a los 300 ms, se produjo una desconexión masiva de la generación distribuida del sistema.

Agradecimientos

Con las siguientes palabras quiero expresar mi sincero agradecimiento a todos aquellos que han tenido un lugar en mi vida, comenzando por Dios, por todas las oportunidades que se me han presentado.

A mi familia, por todo el cariño y apoyo que me han brindado (a pesar de la distancia de algunos miembros), y en especial a mis padres, que siempre han creído en mí, y me han dado espacio y soporte para desarrollar todos mis proyectos, por descabellados que parezcan.

A mi polola, Valeria, por la confianza que siempre ha tenido en mí, todo el ánimo que me ha brindado a lo largo de mis estudios, y por soportarme estos últimos meses en que he estado inmerso en la realización de este trabajo.

A mis amigos musicales, del Coro de la Escuela de Ingeniería, y de Pérez de Marte, con los que he compartido diversas melodías, escenarios, y muchísimos momentos inolvidables.

A mi profesora guía, Claudia Rahmann, por aceptarme como su alumno, encaminarme en la dirección correcta en los momentos necesarios, y por incentivar me para terminar este trabajo a tiempo.

A todos aquellos que se han cruzado en mi camino durante estos años de estudio, ya sea en las salas de clases, fuera de ellas, haciendo música, o simplemente divirtiéndose un rato

Finalmente quiero expresar mi felicidad no sólo por terminar este trabajo, sino porque a través del camino recorrido para llegar a este punto he tenido el agrado de conocer a muchas personas maravillosas.

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	2
1.2.2 <i>Objetivo Específicos</i>	2
1.3 ALCANCE	3
1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO.....	3
CAPÍTULO 2 – GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HUECOS DE TENSION	4
2.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	4
2.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN	6
2.3.1 <i>Niveles de tensión permitidos en redes de distribución en Chile</i>	7
2.4 HUECOS DE TENSION.....	8
2.5 EFECTOS DE LOS HUECOS DE TENSION EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	9
2.6 REQUERIMIENTOS FRENTE A HUECOS DE TENSION	10
2.5.1 <i>Requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida</i>	11
2.5.2 <i>Requerimientos frente a huecos de tensión en Chile</i>	14
CAPÍTULO 3 – METODOLOGÍA	16
3.1. DEFINICIÓN DEL SISTEMA A ESTUDIAR.....	16
3.1.1. <i>Alimentador tipo</i>	16
3.1.2. <i>Consumos</i>	16
3.1.3. <i>Generación Distribuida</i>	17
3.1.4. <i>Sistema y red equivalente</i>	19
3.2. ESCENARIOS.....	21
3.2.1. <i>Distribuciones de la generación distribuida</i>	22
3.3. SIMULACIÓN	22
3.4. MODELO.....	25
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS Y ANÁLISIS	27
4.1. CORTOCIRCUITO CON DESPEJE DE 150 MS	27
4.1.1. <i>Sin requerimientos</i>	27
4.1.2. <i>Requerimientos PMGD</i>	33
4.2. CORTOCIRCUITO CON DESPEJE DE 300 MS	38
4.2.1. <i>Sin requerimientos</i>	39
4.2.2. <i>Requerimientos PMGD</i>	41
4.3. TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE	44
4.4. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS	45
4.4.1. <i>Distribución de la generación distribuida</i>	45
4.4.2. <i>Penetración de la generación distribuida</i>	47
4.4.3. <i>Requerimientos frente a huecos de tensión</i>	48
4.4.4. <i>Tiempos de despeje del cortocircuito analizado</i>	49
CAPÍTULO 5 - CONCLUSIONES	51
5.1. CON RESPECTO A LOS RESULTADOS OBTENIDOS	51
5.2. TRABAJO FUTURO	52
CAPÍTULO 6 – BIBLIOGRAFÍA	53
CAPÍTULO 7 – ANEXOS.....	56
7.1. ANEXO A: GRÁFICOS EXTRA CORTOCIRCUITO CON DESPEJE DE 150 MS	56
7.1.1. <i>Sin requerimientos</i>	56
7.1.2. <i>Requerimientos PMGD</i>	61
7.2. ANEXO B: GRÁFICOS EXTRA CORTOCIRCUITO CON DESPEJE DE 300 MS	63
7.2.1. <i>Comparativa de respuestas de tensión para los requerimientos aplicados</i>	63

Índice de tablas

Tabla 2.1 Tecnologías y potencias promedio por unidad para la generación distribuida [3].....	4
Tabla 2.2 Regulación de tensión para redes de distribución (baja y media tensión) [16]	7
Tabla 2.3 Potencias mínimas para instalaciones a cumplir requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14].....	13
Tabla 2.4 Rangos requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14].....	14
Tabla 2.5 Requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD en Chile [32].....	15
Tabla 3.1 Características alimentador estudiado	16
Tabla 3.2 Potencia consumida en cada nodo del alimentador.....	17
Tabla 3.3 Simulaciones realizadas	26
Tabla 4.1 Resultados tiempos críticos de despeje	44
Tabla 4.2 Numeración escenarios	45

Índice de figuras

Figura 2.1 Ejemplo de huecos de tensión y sus efectos en una red eléctrica [17]	8
Figura 2.2 Impacto de un hueco de tensión para diferentes niveles de tensión [17]	9
Figura 2.3 Requerimientos frente a huecos de tensión para parques eólicos en Irlanda [6], [30]	12
Figura 2.4 Requerimientos frente a huecos de tensión para parques eólicos en Dinamarca [8], [30]	12
Figura 2.5 Requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14]	13
Figura 3.1 Esquema de cargas y generación distribuida del alimentador. (a) Esquema de generación distribuida Decreciente; (b) Esquema de generación distribuida Creciente; (c) Esquema de generación distribuida Uniforme.	19
Figura 3.2 Esquema del sistema completo utilizado en el estudio de requerimientos frente a huecos de tensión	19
Figura 3.3 Datos necesarios para la elaboración del sistema estudiado	20
Figura 3.4 Resumen escenarios simulados	22
Figura 3.5 Esquema del sistema completo utilizado con la ubicación del cortocircuito estudiado	23
Figura 3.6 Requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD en Chile [32]	24
Figura 3.7 Resumen simulaciones realizadas	24
Figura 3.8 Resumen metodología utilizada	25
Figura 4.1 Respuesta de la frecuencia para la distribución Decreciente y el cortocircuito de 150 ms, sin requerimientos	28
Figura 4.2 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, sin requerimientos	30
Figura 4.3 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, sin requerimientos	31
Figura 4.4 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Uniforme, sin requerimientos	32
Figura 4.5 Respuesta de la frecuencia para la distribución Decreciente y el cortocircuito de 150 ms, requerimientos PMGD	34
Figura 4.6 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, requerimientos PMGD ...	35
Figura 4.7 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, requerimientos PMGD	36
Figura 4.8 Detalle de la respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, requerimientos PMGD	37
Figura 4.9 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Uniforme, requerimientos PMGD	38
Figura 4.10 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 300 ms, sin requerimientos	39
Figura 4.11 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, sin requerimientos, cortocircuito 300 ms	40
Figura 4.12 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 300 ms, requerimientos PMGD	42
Figura 4.13 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, requerimientos PMGD, cortocircuito 300 ms	43
Figura 4.14 Diferencias de la tensión previa y posterior al cortocircuito para todos los escenarios y distribuciones	46
Figura 7.1 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 150 ms	56

Figura 7.2 Respuesta de la frecuencia para la distribución Uniforme y el cortocircuito de 150 ms.....	57
Figura 7.3 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Decreciente	58
Figura 7.4 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Creciente	59
Figura 7.5 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Uniforme.....	60
Figura 7.6 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 150 ms	61
Figura 7.7 Respuesta de la frecuencia para la distribución Uniforme y el cortocircuito de 150 ms	62
Figura 7.8 Comparativa respuesta de tensión sin requerimientos y con requerimientos PMGD para cada escenario simulado	63

Capítulo 1 - Introducción

1.1 Motivación

Los huecos de tensión son un fenómeno que afecta a las redes eléctricas, independientemente del tamaño de éstas, reduciendo los voltajes en ciertos puntos, y provocando posibles problemas con la generación de energía desde las unidades sometidas a este tipo de contingencias, que para proteger sus equipos muchas veces se desconectan del sistema.

Para resolver esto, alrededor del mundo se han desarrollado normativas que obligan a los generadores a mantenerse conectados durante estas caídas de tensión, procurando así que no se produzcan desbalances de carga y generación en el sistema, con los problemas de estabilidad de frecuencia. Estas normativas se conocen como "Requerimientos Frente a Huecos de Tensión".

Por otro lado, a nivel mundial, el sector energético compuesto por grandes sistemas interconectados, donde la inyección de la energía se produce desde centrales de tamaño considerable generalmente alejadas de los consumos, ha estado cambiando en los últimos tiempos, dando cada vez más lugar a la generación distribuida, donde los generadores se ubican cercanos a los consumos con unidades más pequeñas, conectadas a la red de distribución.

Tomando en cuenta el crecimiento de la generación distribuida, y que los huecos de tensión no son un fenómeno ajeno a las redes donde éstos se conectan, nace la necesidad de establecer requerimientos adecuados para estos eventos, que involucren a los medios de generación descentralizados.

A la fecha, la mayoría de los operadores no han implementado requerimientos frente a huecos de tensión en redes de distribución que involucren a todos los generadores conectados a éstas. De esta manera, la generación distribuida de pequeña escala, incluyendo aquella producida en los hogares de los consumidores (o doméstica) no presenta requerimientos frente a huecos de tensión.

En este contexto, en Chile ya se ha legislado con respecto a los denominados Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), para que éstos cumplan con los estándares de conexión adecuados, existiendo así requerimientos frente a huecos de tensión para aquellas unidades conectadas entre 1 kV y 23 kV.

Ahora bien, dentro de la generación distribuida, aquella del tipo doméstica está cobrando mucha fuerza, debido a que esto permite que los usuarios aporten con energía a la red, la cual es remunerada de acuerdo a la legislación de cada país. En Chile, la ley 20.571 establece las bases económicas y de capacidades de generación para que este tipo de conexiones sean una realidad nacional. Si bien la ley ya se aprobó, para que ésta entre en funcionamiento, es necesario que exista un reglamento asociado, el cual aún no ha sido publicado.

Nace así la necesidad de estudiar cómo afectan los huecos de tensión a redes de distribución con presencia de generación distribuida, incluyendo aquella del tipo doméstica, donde los requerimientos asociados de ésta última no han sido debidamente establecidos, que es el tema abordado en el presente trabajo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Estudiar los efectos de diferentes requerimientos frente a huecos de tensión para generación distribuida, utilizando diferentes escenarios de penetración, y distribuciones de ésta a lo largo del sistema.

1.2.2 Objetivo Específicos

- Disposición de una metodología para el estudio del efecto de los huecos de tensión en la generación distribuida.
- Desarrollo de un modelo que incluya generación distribuida PMGD y doméstica en un alimentador rural tipo.
- Definición de escenarios de penetración de generación distribuida, que permitan evaluar su efecto en la red de distribución frente a huecos de tensión.
- Determinación de distribuciones para la generación distribuida, representando distintas concentraciones de ésta a lo largo del alimentador, para analizar su influencia al aplicar huecos de tensión a la red de distribución.
- Identificación de tiempos críticos de despeje¹ de la generación distribuida para los distintos requerimientos utilizados.
- Determinación de la penetración de generación distribuida máxima soportada por el alimentador utilizado, de acuerdo a sus comportamientos al aplicar huecos de tensión.

¹ En este trabajo se definen como el máximo tiempo desde el inicio y hasta el despeje de la falla, antes de que se desconecte al menos un generador distribuido que tenga implementados los requerimientos frente a huecos de tensión para los Pequeños Medios de Generación Distribuida.

1.3 Alcance

El estudio expuesto a continuación se centra en la respuesta dinámica de la frecuencia y tensión al momento de producirse huecos de tensión en un alimentador rural tipo, incluyendo distintas penetraciones de generación distribuida y ubicaciones de ésta a lo largo del alimentador. No se incluirá un modelo detallado del sistema eléctrico de potencia aguas arriba del alimentador ya mencionado.

1.4 Estructura del trabajo

A continuación se describe brevemente el contenido de cada capítulo incluido en este trabajo.

En el capítulo 2 se describe el concepto de generación distribuida, junto con las redes de distribución, y sus características en Chile. De igual forma, se explican los huecos de tensión y los efectos que éstos tienen en las redes de distribución. Por último se revisan los requerimientos frente a huecos de tensión existentes en los distintos países del mundo, haciendo hincapié a aquellos existentes en Chile, para medios de generación distribuida.

En el capítulo 3, se presenta la metodología utilizada para realizar el estudio comprendido en este trabajo, detallando las características del alimentador empleado, los distintos escenarios de penetración de la generación distribuida, los eventos y requerimientos a ser simulados. Se plantea el esquema completo de la metodología utilizada, y finalmente se detallan todos los casos simulados.

En el capítulo 4, se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, detallando sus respuestas de la frecuencia y la tensión particulares a cada caso. También se realiza un análisis comparativo que permite observar los efectos de las distintas variables aplicadas (distribución y penetración de la generación distribuida, requerimientos frente a huecos de tensión empleados, y eventos causantes de éstos últimos) en los comportamientos obtenidos.

En el capítulo 5, se entregan las conclusiones de este trabajo, incluyendo proposiciones de trabajo futuro, para complementar lo realizado en este estudio.

Capítulo 2 – Generación distribuida y huecos de tensión

A continuación se expone una revisión bibliográfica que describe de manera general la generación distribuida y las redes de distribución. También se incluyen los huecos de tensión, y sus efectos en los generadores en redes de distribución. Finalmente se hace un repaso de los requerimientos frente a huecos de tensión, en Chile y en el mundo.

2.2 Generación distribuida

El concepto de generación distribuida es bastante novedoso dentro de los sistemas de generación. La idea general es que las fuentes energéticas se encuentran cercanas a los consumos, de forma tal que no hace falta un sistema de transmisión para entregar dicha energía, sino que los generadores se conecten directamente a la red de distribución [1], [2].

Tal como se define en [3] la generación distribuida corresponde a las fuentes energéticas conectadas directamente a la red de distribución, o bien en el lado del medidor correspondiente al consumidor. Además, este tipo de generación admite toda clase de tecnologías entre las que destacan las mostradas en la Tabla 2.1.

Si bien la generación distribuida generalmente se compone de pequeñas unidades generadoras, éstas pueden conectarse a redes de media tensión, o bien, pueden ser consideradas para conectarse en baja tensión, tal como ocurre con las instalaciones domésticas.

Tecnología	Potencia promedio por unidad
Turbinas de ciclo combinado	35 MW - 400 MW
Combustión interna	5 kW - 10 MW
Turbina eólica	200 W - 3 MW
Paneles fotovoltaicos	20 W - 100 kW
Celdas de combustible	200 kW - 2 MW
Almacenamiento en baterías	500 kW - 5 MW

Tabla 2.1 Tecnologías y potencias promedio por unidad para la generación distribuida [3]

El crecimiento que ha tenido la generación distribuida en los últimos años ha sido tal que en países como España y Portugal ésta supera el 20% de la capacidad total instalada [4]. Así, los generadores descentralizados componen una fracción cada vez más importante de los sistemas de potencia alrededor del mundo.

Por otro lado, la introducción de la generación distribuida impacta la operación de las redes de distribución, causando los siguientes efectos [3]:

1. Flujos de potencia bidireccionales
2. Control de la tensión
3. Cambios en las pérdidas de la red
4. Variabilidad del recurso
5. Calidad de la energía generada

El primer punto tiene que ver con que tradicionalmente las redes de distribución son redes pasivas que transportan la energía a los consumos conectados a éstas. De esta forma, la generación distribuida produce flujos de potencia bidireccionales al inyectar la energía directamente en estas redes, pudiendo suministrar energía a la red de transmisión [5].

El segundo punto guarda directa relación con el primero, ya que al cambiar los flujos de potencia se disminuyen las caídas de tensión naturales de las redes de distribución a causa de los conductores. Para evitar las alzas excesivas en el voltaje debido a la inyección de potencia activa y reactiva por parte de la generación distribuida, se debe mantener un control sobre la tensión [3].

El tercer punto ocurre debido a que la generación distribuida inyecta energía cercana a los consumos, reduciendo la corriente desde el sistema de transmisión, y, por lo tanto, disminuyendo las pérdidas [3].

El cuarto punto sólo afecta a la generación distribuida de fuentes renovables, ya que estos recursos tienen una variabilidad intrínseca. Así, la generación de energía está sujeta a los cambios en la velocidad del viento, las nubosidades que puedan presentarse en el cielo, etc. [4].

El último punto tiene que ver con el tipo de conexión utilizada por la generación distribuida, dado que al utilizar inversores u otros equipos de electrónica de potencia, se inyectan armónicos de tensión y corriente a la red, cuyas magnitudes dependen del tipo de tecnología empleada en los convertidores [3].

Además de los puntos anteriormente explicados, actualmente uno de los principales problemas de la generación distribuida es su tendencia a desconectarse al ocurrir un hueco de tensión. Como se verá más adelante, un hueco de tensión es una disminución del voltaje por un cierto período de tiempo. Así, especialmente en países con alta penetración de generación distribuida, la desconexión masiva de ésta puede traer problemas considerables al sistema de potencia, ya que se producen desbalances de generación y demanda. De esta manera, se pueden tener problemas de estabilidad de frecuencia, e incluso llegar al punto de causar un black-out.

Para garantizar la seguridad del suministro es necesario que los generadores descentralizados se mantengan conectados durante los huecos de tensión. Esta permanencia de la conexión a la red de distribución depende de la profundidad y duración de la caída de tensión [5]–[8].

Así, a causa del crecimiento de la generación distribuida, varios países exigen ciertos requerimientos para la conexión de ésta a las redes de distribución. Sin embargo, la mayoría de estas normativas dan lugar a ciertas libertades en algunos comportamientos, especialmente con respecto a los huecos de tensión [9].

Si bien existen requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida en varios países, éstos no incluyen a los generadores conectados en baja tensión, o domésticos, por lo que surge la necesidad de estudiar cuáles son los efectos que producen distintas normativas en una red de distribución al momento de tener huecos de tensión y varios escenarios de penetración de generación distribuida en media y baja tensión.

2.3 Redes de distribución

Tal como ya fue mencionado, la generación distribuida se conecta directamente a las redes de distribución, evitando el uso de las redes de transmisión.

En un esquema tradicional del sector eléctrico, la energía va desde las unidades generadoras a los centros de consumo, que se ubican lejos de éstas, pasando a través de las redes de transmisión y luego por las de distribución [10].

Es necesario tener en cuenta que las redes de transmisión trabajan a tensiones elevadas, de manera que se reduzcan las pérdidas en el recorrido de la energía desde los generadores a los centros de consumo, que es donde se encuentran las redes de distribución, llevando la energía a los consumidores finales.

Las redes de distribución, a su vez, son aquellas de tensiones relativamente reducidas, diseñadas para tomar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión y llevarlo a los consumos, ya sean casas, edificios, industrias, etc. Se caracterizan por trabajar a tensiones pequeñas, diseñadas para cubrir zonas urbanas y rurales, siendo el último tramo entre la generación de la energía y el consumidor [11].

En Chile, se denomina distribución a todo sistema de transmisión (líneas de transmisión, subestaciones y equipos destinados a la distribución de electricidad) cuya tensión sea de 23 kV o menos, localizados en cierta zona geográfica explícitamente delimitada, a la que se denomina área de concesión [10].

Las redes de distribución se constituyen de distintas maneras dependiendo de las necesidades particulares de cada lugar donde éstas se emplazan. Así éstas pueden tener distintos niveles de tensión, ser aéreas o bien subterráneas, etc.

En general, los alimentadores de las redes de distribución se pueden clasificar en aquellos del tipo urbano y aquellos que son rurales. Tal como lo indica el nombre, la primera categoría corresponde a aquellos alimentadores que se ubican en ciudades o en lugares con una cierta concentración de consumos. En estos casos, los alimentadores suelen tener una gran cantidad de nodos (donde se conectan transformadores de bajada para el consumo de la energía eléctrica al nivel de tensión adecuado), ser de longitudes relativamente cortas, y trabajar a tensiones del orden de 12 kV mayoritariamente [1].

En cuanto a los alimentadores rurales, éstos se caracterizan por transportar la energía eléctrica en zonas con baja densidad poblacional, y de consumos, por lo que suelen ser de longitudes mayores a los urbanos, poseer menor cantidad de nodos, y trabajar a tensiones mayores para disminuir las pérdidas (usualmente 23 kV) [12], [13].

Finalmente, es necesario tener en cuenta que para ciertos países las redes de distribución pueden alcanzar tensiones de hasta 110 kV, con lo que las normativas que se puedan aplicar a este tipo de instalaciones no necesariamente surtirán los mismos efectos en las redes chilenas. De esta manera, es necesario realizar estudios acabados antes de implementar algún tipo de norma o regulación extranjera [14].

2.3.1. Niveles de tensión permitidos en redes de distribución en Chile

En Chile se permiten variaciones de la tensión para los distintos tipos de redes de distribución, y los voltajes en que éstas operan, tal como aparece en el Decreto Supremo N°327, Artículo 243 [15], [16].

En la siguiente tabla se listan los rangos en los cuales se debe operar en redes de distribución en Chile para los casos de baja y media tensión:

Ruralidad	Baja Tensión			Media Tensión		
	Tensión [V]	% de variación	Límite [V]	Tensión [kV]	% de variación	Límite [kV]
Urbana	220	(±) 7,5%	Vmax 236,5 Vmin 203,5	12	(±) 6%	Vmax 12,72 Vmin 11,28
	380		Vmax 408,5 Vmin 351,5	23		Vmax 24,38 Vmin 21,62
Rural	220	(±) 10%	Vmax 242 Vmin 298	12	(±) 8%	Vmax 12,96 Vmin 11,04
	380		Vmax 418 Vmin 342	23		Vmax 24,84 Vmin 21,16

Tabla 2.2 Regulación de tensión para redes de distribución (baja y media tensión) [16]

2.4 Huecos de tensión

Los huecos de tensión son desviaciones que se producen en ésta con respecto a los valores esperables o nominales por ciertos períodos de tiempo. Usualmente se deben a cortocircuitos, donde en una o más fases se reduce el voltaje considerablemente, produciendo así una diferencia de tensión [5], [17].

Según la definición dada por la norma europea EN 50160, un hueco de tensión ocurre cuando ésta disminuye a un nivel menor al 90% con respecto a su valor nominal, por un período no superior a un minuto [18], [19].

En la Figura 2.1 se puede observar cómo un cortocircuito trifásico a tierra en un sector específico puede afectar al resto de la red. En este caso, la falla ocurre en la zona roja, y se tienen diferentes rangos de tensión dependiendo de la distancia respecto de la falla. Así, a medida que haya una mayor distancia con respecto al lugar del evento, menor será la caída de tensión.

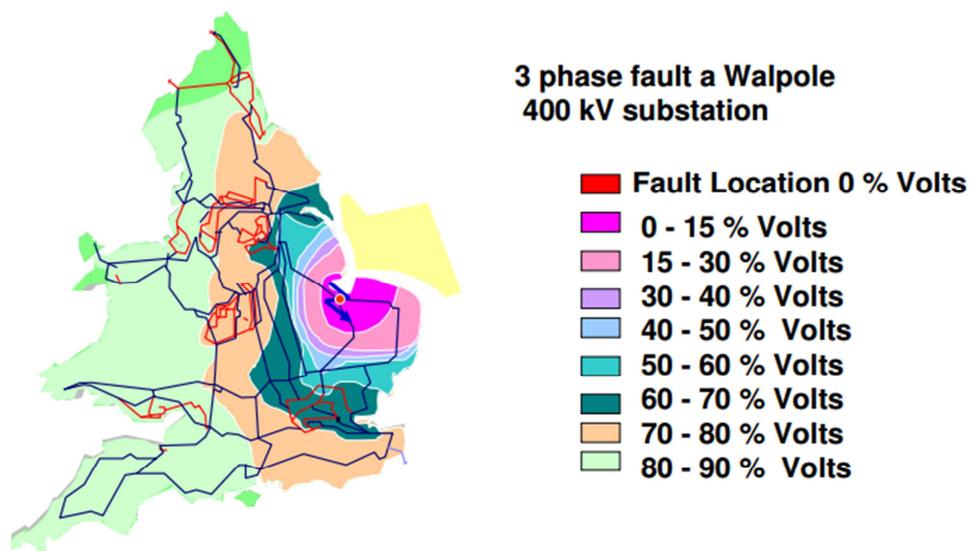


Figura 2.1 Ejemplo de huecos de tensión y sus efectos en una red eléctrica [17]

Además hay que tener en cuenta que no sólo la distancia afecta el voltaje al que se llega en un hueco de tensión, sino que también lo afecta el nivel de tensión que hay en cada punto de la red. Tal como se ve en la Figura 2.2, a medida que disminuye el nivel de tensión hacia el punto de conexión del generador (en este caso un parque eólico), el voltaje remanente aumenta, disminuyendo la profundidad del hueco de tensión.

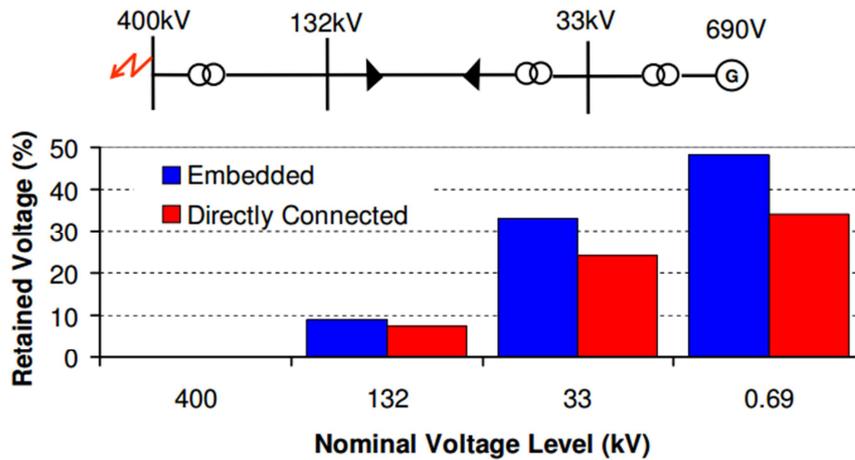


Figura 2.2 Impacto de un hueco de tensión para diferentes niveles de tensión [17]

Si bien los huecos de tensión afectan a las redes de transmisión así como a las de distribución, debido a la naturaleza de este trabajo el foco de esta sección serán éstas últimas, por lo que a continuación se expondrán características de los huecos de tensión en redes de distribución.

La probabilidad de que se produzca un hueco de tensión tiene que ver con el tipo de red de distribución, operación de ésta, factores climáticos y circunstanciales, etc. Sin embargo, la norma europea EN 50160, establece que el número máximo permitido de huecos de tensión debe ser menor a 1.000 por año [7], [9], [18]–[20].

Los huecos de tensión pueden ser provocados por distintas causas, siendo la más importante un cortocircuito trifásico a tierra. En caso de que este evento tuviese lugar en una red de distribución, la tensión caería enormemente, llegando a 0 V en las proximidades de la falla. Sin embargo, los huecos de tensión más comunes para estas redes tienen voltajes iguales o superiores a 0,4 pu, con una duración inferior a 1 s [18], [19].

2.5 Efectos de los huecos de tensión en redes de distribución

La generación distribuida conectada a las redes de distribución se desconecta al producirse un hueco de tensión; esto no tiene grandes consecuencias en redes con baja penetración, pero si ésta es alta, los desequilibrios de generación y demanda producidos por la desconexión de los generadores descentralizados, pueden afectar la estabilidad de frecuencia del sistema de potencia.

Incluso en escenarios de alta penetración se puede producir un black-out al desconectarse la generación distribuida, por lo que tomando en cuenta el crecimiento que ha tenido ésta en los últimos años, es clave que existan normativas que permitan una operación segura de los sistemas de potencia.

Además, en ciertas redes de distribución, la desconexión de la generación distribuida puede causar pérdidas del servicio. Si bien es posible que para redes de distribución robustas esto no sea un problema, puede suceder que para una de tipo rural un hueco de tensión puede llegar a causar los inconvenientes descritos anteriormente [3], [20]–[22].

Los huecos de tensión no sólo pueden producirse a distancias considerables de las redes de distribución, sino que también pueden localizarse directamente en éstas, tal como podría ser el caso de un corto circuito en algún alimentador, o incluso cercano a un consumo. En estos casos el efecto es mucho más directo, por lo que sus consecuencias en las desconexiones de carga o generación distribuida pueden conllevar una significancia mucho mayor para el resto de la red, y la estabilidad de ésta [4], [5], [23], [24].

Debido a todos los efectos explicados anteriormente, a nivel mundial se han desarrollado requerimientos frente a huecos de tensión. Estas normativas son adecuadas para este tipo de contingencias, por lo que procuran mantener la generación conectada al sistema al producirse un hueco de tensión. Así, puede ocurrir que en la red de distribución la caída de tensión sea relativamente pequeña, pero al no haber requerimientos adecuados, de todas formas la generación distribuida se desconecte, produciendo un desbalance entre la carga y la generación; esto puede conllevar una inestabilidad de frecuencia, e incluso un posible black-out [24].

2.6 Requerimientos frente a huecos de tensión

Los requerimientos frente a huecos de tensión son aquellas especificaciones técnicas que se tienen en las diferentes normativas de cada país donde se establece el tiempo y la magnitud de tensión para las cuáles cada generador debe mantenerse conectado al sistema eléctrico.

Estas normativas se exigen a los generadores tradicionales, los cuales no suelen tener problemas para mantenerse conectados al sistema durante los tiempos requeridos. Sin embargo, en los últimos años, debido a la inserción masiva de energía eólica, y otras fuentes de energía renovables, que no sólo se conectan en redes de transmisión, sino que también en redes de distribución, se han tenido que elaborar nuevos requerimientos frente a huecos de tensión que incluyan éstas tecnologías.

En sus inicios la energía eólica solía ser bastante sencilla, utilizando aerogeneradores de velocidad fija, y por lo mismo no era capaz de cumplir con los requerimientos frente a huecos de tensión aplicados a los demás generadores. Es así como para impulsar la introducción de este tipo de energía renovable se dejó que los aerogeneradores se desconectasen cuando ellos estimaran conveniente al momento de producirse algún hueco de tensión.

Pasado un tiempo esto se convirtió en un problema para el sistema, ya que el aumento de la instalación de energía eólica podía conllevar grandes desbalances de generación/demanda al momento de producirse disminuciones de tensión. De esta manera, se comenzaron a establecer normativas especiales para aerogeneradores con respecto a huecos de tensión, tal que impidiesen su desconexión inmediata [4], [5], [9], [17], [23], [25], [26]–[30].

La mayoría de los requerimientos frente a huecos de tensión han sido diseñados para redes de transmisión, incluyendo a aquellos destinados específicamente a la generación eólica. Si bien la importancia de estas normativas en la seguridad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia es indudable, el foco de este trabajo son las redes de distribución, y los generadores descentralizados que se encuentran en éstas. Así, a continuación se realizará una revisión de los requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida, en distintos países del mundo.

2.5.1 Requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida

La mayoría de los países alrededor del mundo hasta la fecha no tienen requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida, conectada en los distintos niveles de tensión de las redes de distribución. Sin embargo, se encontró que Irlanda y Dinamarca sí tienen normativas al respecto. Además se espera que con la entrada en vigencia del “ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” en el año 2014, todos los países europeos definan requerimientos frente a huecos de tensión para los generadores descentralizados [14].

La forma en que se representan los requerimientos frente a huecos de tensión es a través de gráficos donde se traza una línea que demarca los niveles de tensión y el tiempo para los cuales los distintos generadores deben permanecer conectados. Así, bajo esta línea se permite la desconexión, pero sobre ésta la generación debe permanecer conectada.

En la Figura 2.3 se muestran los requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida en Irlanda. El rango de tensiones que se contemplan en esta normativa va desde baja tensión (220 V; 380 V), hasta media tensión (38 kV), incluyendo así la generación distribuida doméstica. Sin embargo, existen restricciones para el tipo de tecnología y potencia mínima de las instalaciones a las que esta normativa aplica, considerando solamente parques eólicos con una capacidad instalada mayor a 5 MW [29].

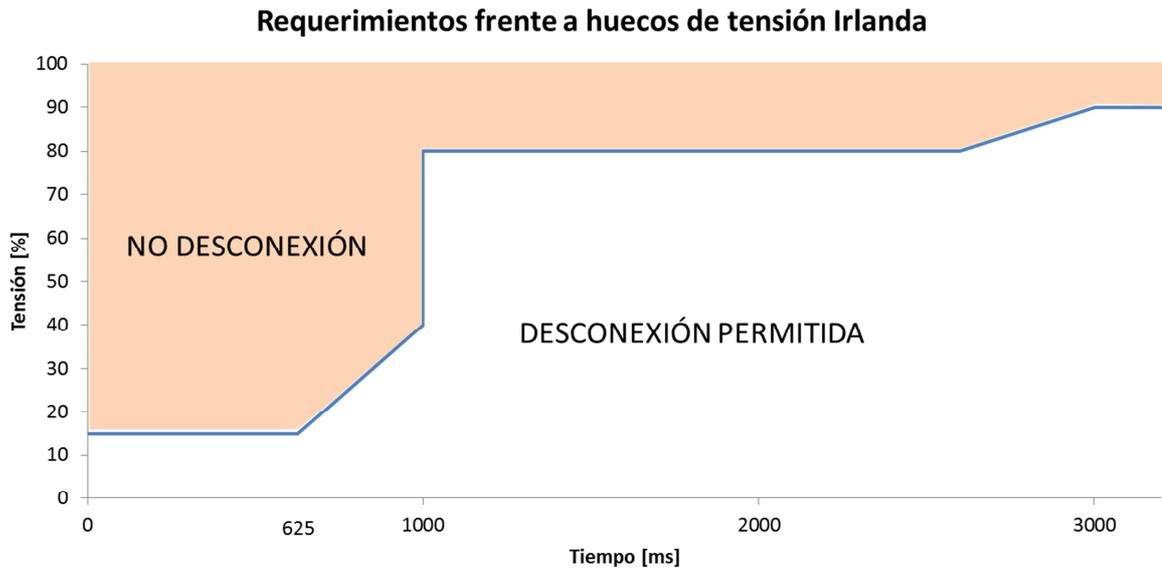


Figura 2.3 Requerimientos frente a huecos de tensión para parques eólicos en Irlanda [6], [30]

En Dinamarca también existen requerimientos frente a huecos de tensión, que aplican a generadores eólicos mayores a 1,5 MW conectados en cualquier nivel de tensión, en redes de transmisión y distribución [8]. En la Figura 2.4 se muestran estas normativas.

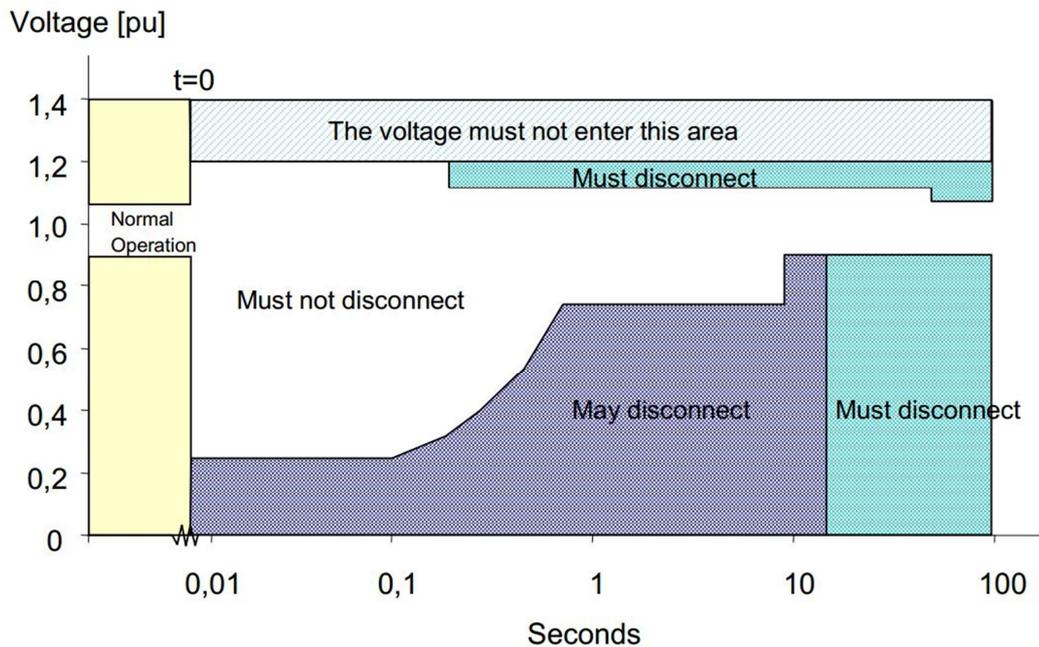


Figura 2.4 Requerimientos frente a huecos de tensión para parques eólicos en Dinamarca [8], [30]

Tal como ya se dijo, el “ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” [14] establece ciertas normativas con respecto a los huecos de tensión para la generación distribuida, fijando la potencia mínima instalada para la cual éstas rigen, pero sin restringir las tecnologías utilizadas. Debido a

la naturaleza de la organización detrás de este documento, las normativas allí enunciadas aplican a los países europeos, diferenciándolos en zonas con respecto a las características geográficas y de los sistemas de potencia. Luego, para cada zona los requerimientos establecen potencias mínimas instaladas distintas, tal como aparece en la Tabla 2.3.

Zona	Potencia mínima [MW]
Europa Continental	1
Países Nórdicos	1,5
Gran Bretaña	1
Irlanda	0,1
Países Bálticos	0,5

Tabla 2.3 Potencias mínimas para instalaciones a cumplir requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14]

Además, dado que este documento asienta las bases para las normativas de cada país, no se entregan valores exactos para los requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida, sino que ciertos rangos, tal como se muestra en la Tabla 2.4 y la Figura 2.5.

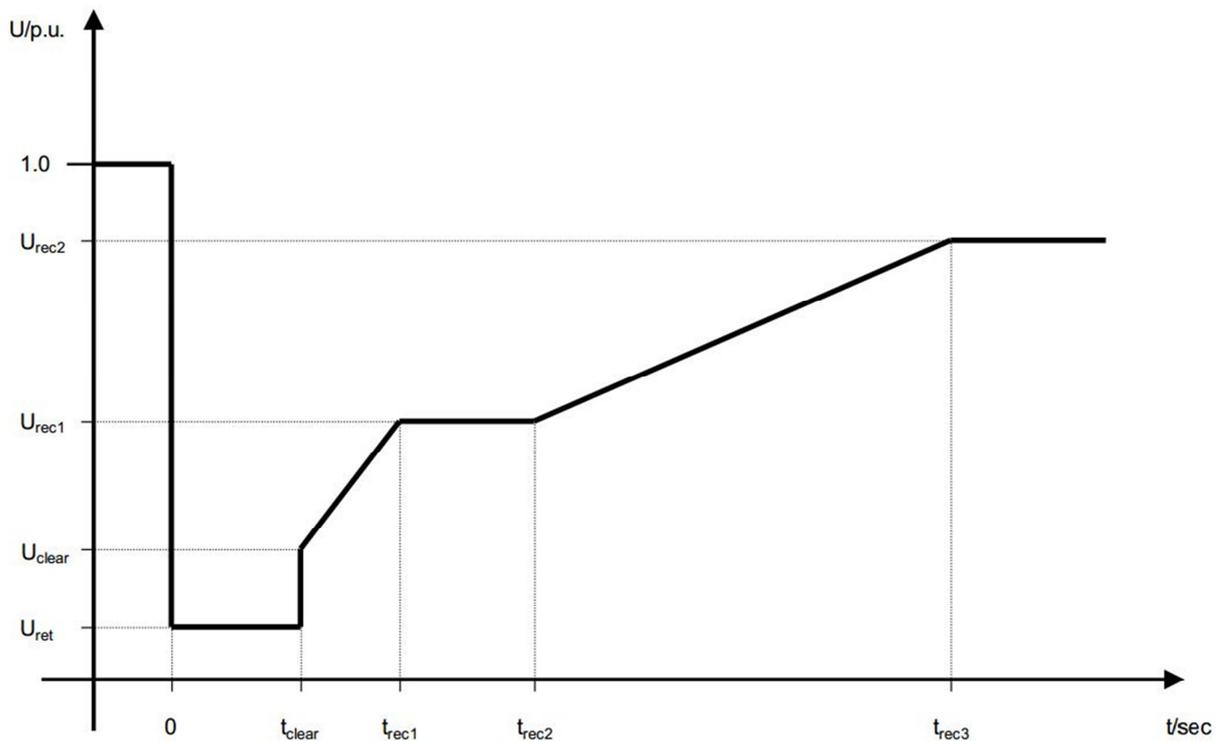


Figura 2.5 Requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14]

Parámetros de tensión [pu]		Parámetros de tiempo [s]	
U_{ret}	0,05 – 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,25
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 – 3,0

Tabla 2.4 Rangos requerimientos frente a huecos de tensión en Europa [14]

Finalmente, es necesario agregar que no se encontraron requerimientos frente a huecos de tensión que apliquen para generación distribuida de baja escala, o doméstica, incluso en aquellos países donde ésta se ha masificado en gran manera.

2.5.2 Requerimientos frente a huecos de tensión en Chile

En Chile existen ciertas exigencias para medios de generación conectados a la red de distribución. En el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, se definen las siguientes categorías para medios de generación [31]

a) PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida): “Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público...”

b) PMG (Pequeños Medios de Generación): “Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional...”

c) MGNC (Medios de Generación No Convencionales): “Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.”

De acuerdo a lo anterior, viene al caso analizar los requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD, debido a su conexión a las redes de distribución. Según la Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión (NTCO) [32], los tiempos de despeje para distintos valores de tensión fuera de la operación normal son los siguientes:

Rango de tensión [% de V_n]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Tabla 2.5 Requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD en Chile [32]

Esto es para redes de media tensión, que tal como son descritas en la NTCO, corresponden al rango de tensiones de 1 kV a 23 kV.

Ahora bien, entre las formas la generación distribuida existe también aquella del tipo doméstico, que se conecta a tensiones inferiores a 1 kV y que está creciendo aceleradamente, debido a que permite que los usuarios aporten energía a la red, la cual es remunerada de acuerdo a la legislación de cada país. En Chile, la ley 20.571 establece las bases económicas y de capacidades de generación para que este tipo de conexiones sean una realidad nacional. Si bien la ley ya se aprobó, para que ésta entre en funcionamiento, es necesario que exista un reglamento asociado, el cual aún no ha sido publicado [33].

En otras palabras, debido a que aún no existe normativa con respecto a requerimientos frente a huecos de tensión para generadores conectados en distribución a tensiones menores a 1 kV, surge la necesidad de realizar un estudio que incluya este tipo de generación, analizando el efecto de distintas normativas, al momento de tener huecos de tensión.

Capítulo 3 – Metodología

3.1. Definición del sistema a estudiar

Para realizar los estudios expuestos en este trabajo se escoge un sistema donde se realizan las pruebas de los distintos requerimientos. Para esto se escogió un alimentador tipo rural, ya que, como se explicó en el capítulo anterior, este tipo de redes son menos robustas que sus pares urbanos, por lo que debería ser más urgente la implementación de requerimientos frente a huecos de tensión adecuados [1], [3], [12].

3.1.1. Alimentador tipo

Para generalizar el estudio realizado se decidió utilizar un alimentador rural tipo, es decir uno que reúna características típicas de los alimentadores rurales.

Para esto se escogió el alimentador Gabriela Mistral de Conafe, dadas sus características representativas. A continuación se detallan las principales características de éste [1], [34]–[37].

Características Alimentador	
Largo	20 km
Nodos	6 equiespaciados
Voltaje	23 kV
Tipo de línea	Aérea -
Sección cable	13 mm ²
Tipo de cable	Aluminio -
Consumo energía anual	15.378 MWh

Tabla 3.1 Características alimentador estudiado

3.1.2. Consumos

En cuanto a las cargas del alimentador tipo, éstas se conectan en los seis nodos que este posee. El alimentador tiene un consumo total de 15.378 MWh al año. En cada uno de los nodos del alimentador se encuentra un transformador de bajada, y en el lado de baja tensión de éste es donde se conectan los consumos.

De las características propias del alimentador Gabriela Mistral de Conafe, se sabe que las cargas tienen un factor de potencia de 0,98 inductivo, y un factor de carga de 0,48 [1]. De esta manera, el consumo máximo instantáneo que se da en el alimentador en algún momento del año asciende a 3,66 MW.

De forma de simular el peor caso en que se pueda encontrar el alimentador, se considerará que se está en un momento en que se produce el consumo máximo, es

decir, que la suma de las cargas de los seis nodos será de 3,66 MW. Así, no se tomarán en cuenta las variaciones de demanda a lo largo del tiempo.

La manera en que se distribuyen las cargas a lo largo del alimentador es decreciente [1]. Es decir, los mayores consumos se encuentran cercanos al inicio del alimentador, y aquellos menores se distribuyen hacia el final de éste, tal como se aprecia en la Figura 3.1.

En términos específicos, las cargas se reparten utilizando las siguientes fórmulas [1]:

$$D(k) = \frac{k}{n} * \frac{2}{n+1} * D_{Total}$$

$$D_{Total} = \sum D(k)$$

$$D1 > D2 > \dots > Dn$$

Donde k corresponde al nodo k-ésimo, siendo el nodo 1 aquel al comienzo del alimentador, y el nodo 6 el último. La letra n corresponde al número total de nodos del alimentador, que en éste caso es seis. Así, la potencia consumida en cada nodo se lista a continuación:

Nodo	P _{nodo} [MW]
6	0,174
5	0,348
4	0,522
3	0,697
2	0,871
1	1,045
P _{total}	3,66

Tabla 3.2 Potencia consumida en cada nodo del alimentador

3.1.3. Generación Distribuida

La posibilidad de instalación de generación distribuida en un cierto alimentador tiene que ver con las características de éste, así como la disponibilidad del recurso, el espacio disponible, etc.

Para tener una estimación de cuanta generación distribuida se podría instalar teóricamente en el alimentador modelado, en primer lugar se estimó en términos de espacio físico cuál sería la potencia máxima instalada que se podría tener, considerando que sólo se dispusiera de paneles fotovoltaicos en las techumbres de las casas.

Así, si se considera el consumo total del alimentador al año, 15.378 MWh, y que una casa promedio en Chile consume 220 kWh al mes, se tiene que el número total de casas correspondientes al alimentador estudiado se estima en 5.825 [38], [39].

Por otro lado, teniendo en cuenta que la superficie promedio de una casa en Chile, para el año 2006, es de 72 m² [40], [41], y estimando que el tamaño del techo es exactamente igual, se tiene que al considerar una eficiencia de 14,5 % para un panel fotovoltaico [42], la potencia máxima que se puede instalar en un hogar es de 10 kW aproximadamente.

Luego, tomando los datos anteriores, la potencia máxima que se puede instalar en el alimentador estudiado corresponde a 58,25 MW. Por lo que el recurso solar necesario para abastecer las potencias que se asignan a la generación distribuida en los distintos escenarios de penetración es completamente realista.

Si bien la generación distribuida podría conectarse en cualquier punto del alimentador, tiene sentido considerar que ésta se conecta sólo en los nodos del alimentador, suponiendo que en los lugares donde se encuentran los consumos es donde también se encuentra la generación distribuida [1].

Tal como se explicó en el capítulo anterior, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en Chile sí poseen requerimientos frente a huecos de tensión, por lo cual resulta natural su modelación dentro del alimentador considerado, junto con los generadores descentralizados de pequeña escala, que no tienen requerimientos normados aún. De esta manera se tendrán dos voltajes en los cuáles se conecta la generación distribuida, media y baja tensión (23 kV y 380 V), considerando así a los PMGD y la generación distribuida doméstica, respectivamente.

Además de esto, se considerarán tres distribuciones distintas para la generación distribuida a lo largo del alimentador, considerando distintas concentraciones de ésta en los distintos nodos de la red, tal como aparece en la Figura 3.1, en la que se pueden apreciar las distribuciones Decreciente, Creciente, y Uniforme, de arriba a abajo de la figura.

Para realizar el cálculo de las distribuciones Decreciente y Creciente se utilizaron las fórmulas empleadas para la repartición de consumos a lo largo del alimentador, tal como se explican en la sección anterior, con la salvedad de que al repartir la generación distribuida de manera Decreciente se utilizó el mismo sentido que con los consumos (mayor inyección de energía al inicio del alimentador), y cuando se realizó de manera Creciente, simplemente se invirtió el orden de la generación, dejando la mayor cantidad de ésta hacia el final del alimentador, conservando así las mismas cantidades que para la distribución Decreciente, pero con el orden invertido.

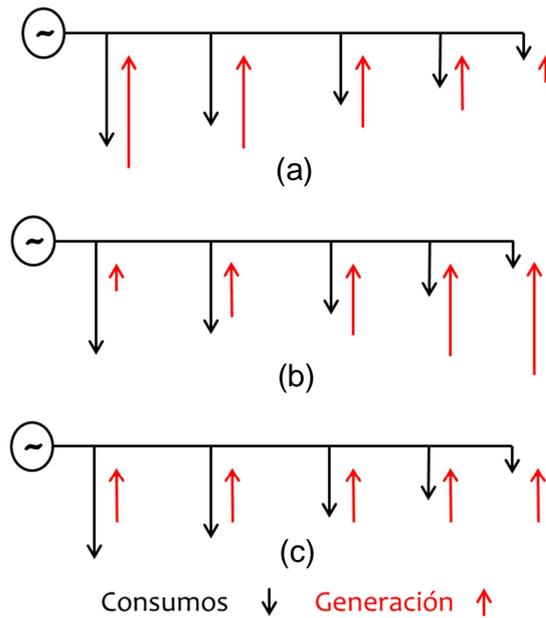


Figura 3.1 Esquema de cargas y generación distribuida del alimentador. (a) Esquema de generación distribuida Decreciente; (b) Esquema de generación distribuida Creciente; (c) Esquema de generación distribuida Uniforme.

Tal como ya se expuso, la generación distribuida a ser modelada corresponde a paneles fotovoltaicos, en los dos niveles de tensión en que ésta se conecta. Por lo tanto, el tipo de conexión empleado es a través de un equipo de electrónica de potencia, es decir un inversor, convertidor, etc.

3.1.4. Sistema y red equivalente

El sistema que se utilizará para las simulaciones se compone no sólo del alimentador y sus características, sino que también de la generación distribuida que se conecta a éste, y además, de la red equivalente a la cual se conecta el alimentador.

Todo el sistema hasta ahora descrito se puede apreciar en la siguiente figura:

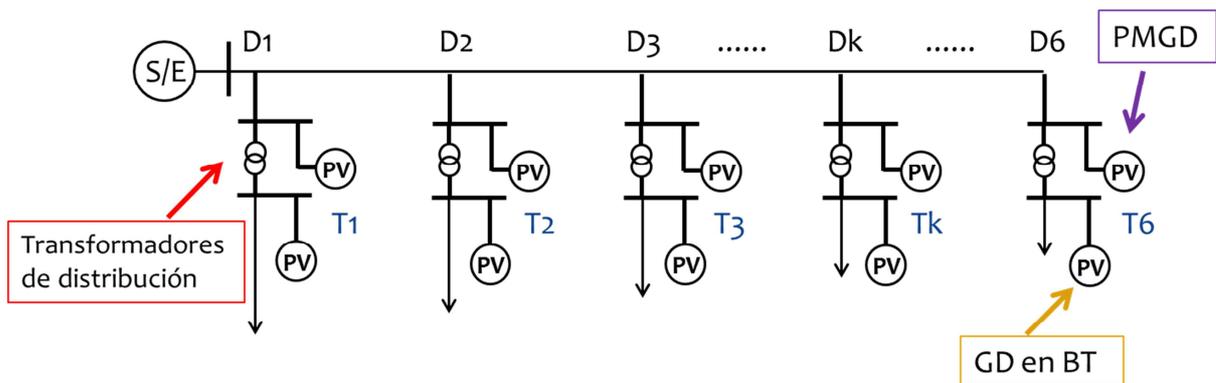


Figura 3.2 Esquema del sistema completo utilizado en el estudio de requerimientos frente a huecos de tensión

En el diagrama anterior las cargas se dibujan de manera que las figuras representaran la potencia de éstas. Así, los consumos mayores son representados con líneas más largas, y aquellos menores con líneas más pequeñas.

El sistema utilizado para realizar las simulaciones comprende tres elementos principales: el alimentador rural tipo; la generación distribuida; y el sistema eléctrico de potencia aguas arriba, o red equivalente. Así, el detalle de cada uno de éstos se puede observar en la Figura 3.3.

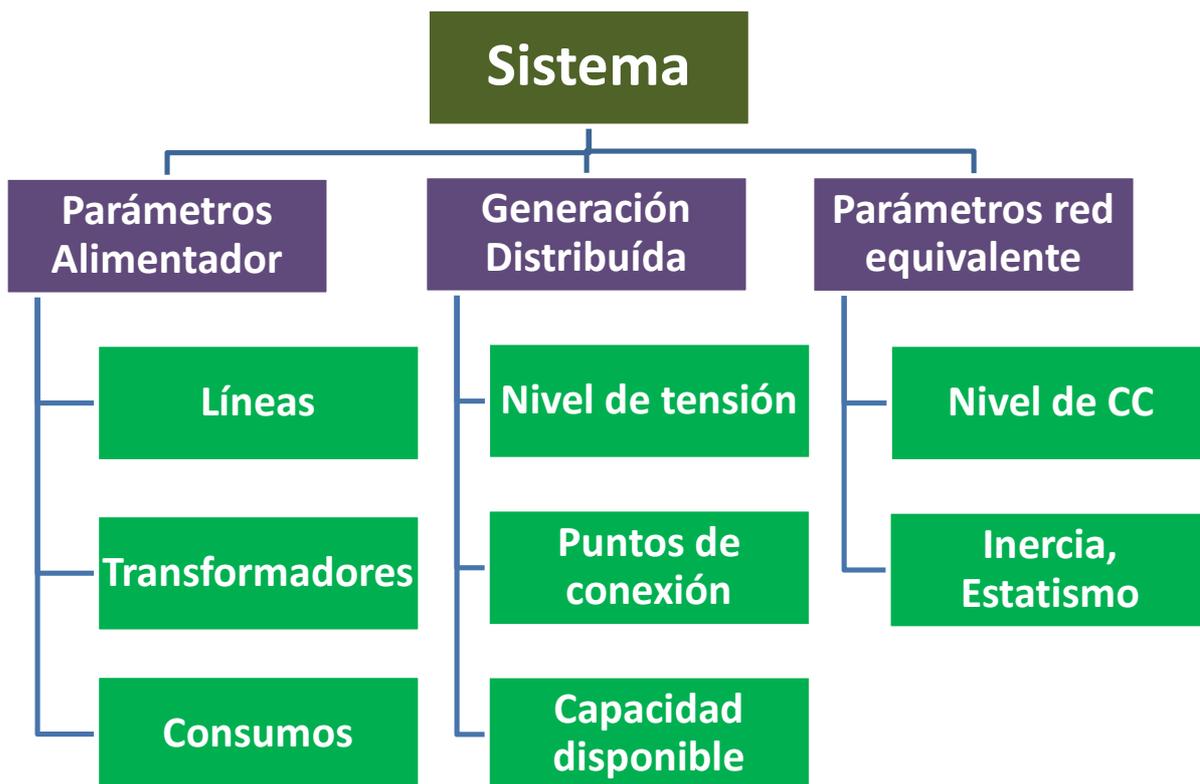


Figura 3.3 Datos necesarios para la elaboración del sistema estudiado

Cada una de las categorías mostradas en la figura superior fue explicada en detalle en las secciones anteriores, por lo que para completar los datos del sistema se debió agregar los parámetros de la red equivalente, que en el caso del alimentador estudiado corresponde al Sistema Interconectado Central (SIC). Por lo que se usaron datos reales para la inercia y el estatismo, extraídos de [43].

Por último, para el nivel de cortocircuito de la red equivalente se utilizó un valor estándar aplicado en Norteamérica y Europa correspondiente a 500 MVA para el nivel de tensión del sistema estudiado [35].

Con todo lo anterior el sistema a ser estudiado queda definido completamente, por lo que hace falta definir qué tipo de pruebas se realizarán en las simulaciones, y los escenarios de distintos niveles de penetración de generación distribuida a los que se les aplicarán estas pruebas.

3.2. Escenarios

Los escenarios de simulación corresponden a la cantidad de generación distribuida que se tendrá en el sistema, y como se repartirá ésta entre baja y media tensión.

La forma en que se expresará la potencia total de la generación distribuida en todo el sistema será indicándola como un porcentaje referido a la demanda total. En otras palabras, un 100% de generación distribuida equivale a que la potencia total de ésta es idéntica a la demanda total del sistema. Esto se explica con la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{\text{Generación Distribuida}}}{P_{\text{Consumo}}} * 100 = P_{GD} \text{ en } \%$$

Donde P_{Consumo} corresponde a la demanda total del sistema, es decir a 3,66 MW. Además, la generación distribuida conectada a media tensión (PMGD) se expresará como un porcentaje de la generación distribuida total del sistema, tal como se indica a continuación:

$$\frac{PMGD}{P_{\text{Generación Distribuida}}} * 100 = PMGD \text{ en } \%$$

Antes de escoger los escenarios de penetración se corrieron diversas simulaciones con el objetivo de encontrar el máximo nivel de generación distribuida que pudiese conectarse al alimentador. Esto se logró conectando distintos niveles de generación distribuida hasta que el sistema dejó de converger. El valor máximo hallado corresponde al 70% de P_{GD} con una penetración de PMGD del 10%.

A continuación se resumen los escenarios estudiados, donde para cada cantidad de generación distribuida total (P_{GD}) se consideraron dos situaciones de PMGD, 10% y 70%. Es necesario agregar que el porcentaje restante de la generación distribuida total (90% y 30% respectivamente) corresponde a aquella del tipo doméstica, y por lo tanto conectada en baja tensión.

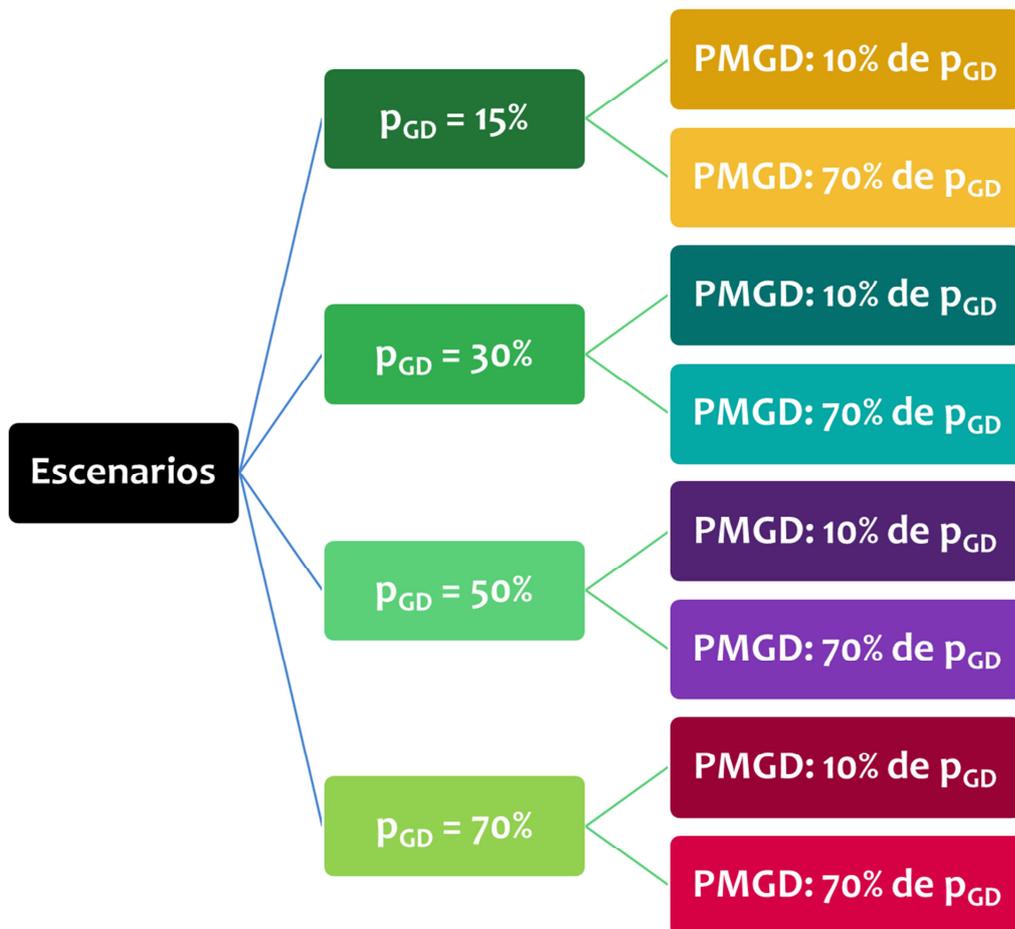


Figura 3.4 Resumen escenarios simulados

3.2.1. Distribuciones de la generación distribuida

Tal como se mostró en la Figura 3.1, la generación distribuida en el sistema se considerará con tres distribuciones: Decreciente, Creciente y Uniforme, dependiendo del sentido en que esta se distribuye a lo largo de los nodos del alimentador.

Así, para cada escenario estudiado (Figura 3.4) se simularán las tres distribuciones. Es decir, que para una misma penetración de generación distribuida total y PMGD dado, se tendrán tres situaciones donde la inyección de energía se repartirá de distinta manera en el alimentador.

3.3. Simulación

Para realizar las simulaciones dinámicas fue necesario escoger una falla que pudiese reflejar de mejor manera un hueco de tensión y además significase el peor caso al que puede enfrentarse el sistema.

De esta manera se decidió escoger un cortocircuito trifásico que ocurriese en la primera barra del alimentador, tal como aparece en la siguiente figura:

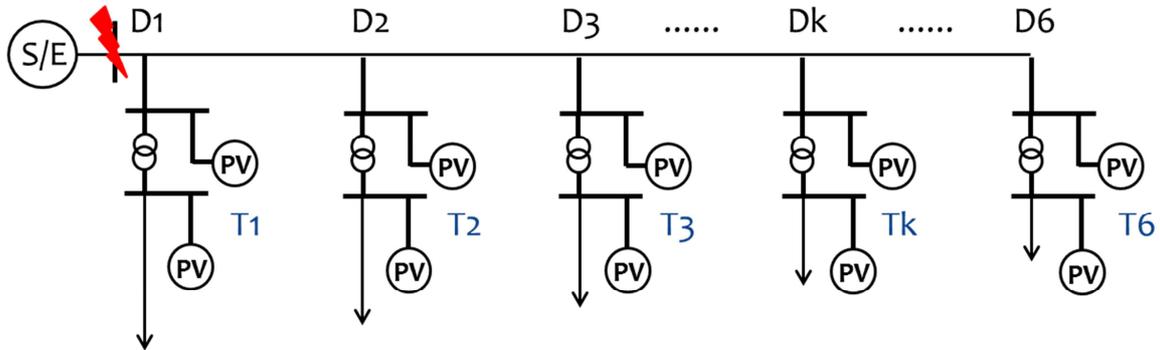


Figura 3.5 Esquema del sistema completo utilizado con la ubicación del cortocircuito estudiado

Para la duración del cortocircuito, desde el comienzo del evento hasta su despeje, se utilizaron dos valores, 150 ms y 300 ms, basando el primero en su masiva utilización en estudios de éstas características, y el segundo en valores promedio de despejes en redes de distribución de nivel de tensión igual al sistema investigado [5], [23], [24], [44]–[47].

Si bien en Chile no hay requerimientos para huecos de tensión en generación distribuida conectada bajo 1 kV, sí los hay para los PMGD, que en el sistema de estudio estarán presentes en todas las simulaciones, conectados a 23 kV. Así, para éstos generadores distribuidos se tendrá un esquema de desconexión fijo, y sólo se cambiarán los requerimientos para aquella generación en baja tensión.

La manera en que los PMGD se comportan frente a huecos de tensión se muestra en la Figura 3.6, donde se representa gráficamente lo indicado en la Tabla 2.5 [32].

De esta manera, los requerimientos aplicados en las simulaciones a la generación distribuida en baja tensión son dos:

- i. **Sin requerimiento:** Con un esquema de desconexión sencillo, donde la generación se desconecta cuando la tensión baja de 0,8 pu.
- ii. **Mismos requerimientos que los PMGD:** Aquellos mostrados en la Figura 3.6, que son lo que rigen a los PMGD de la red en todas las simulaciones.

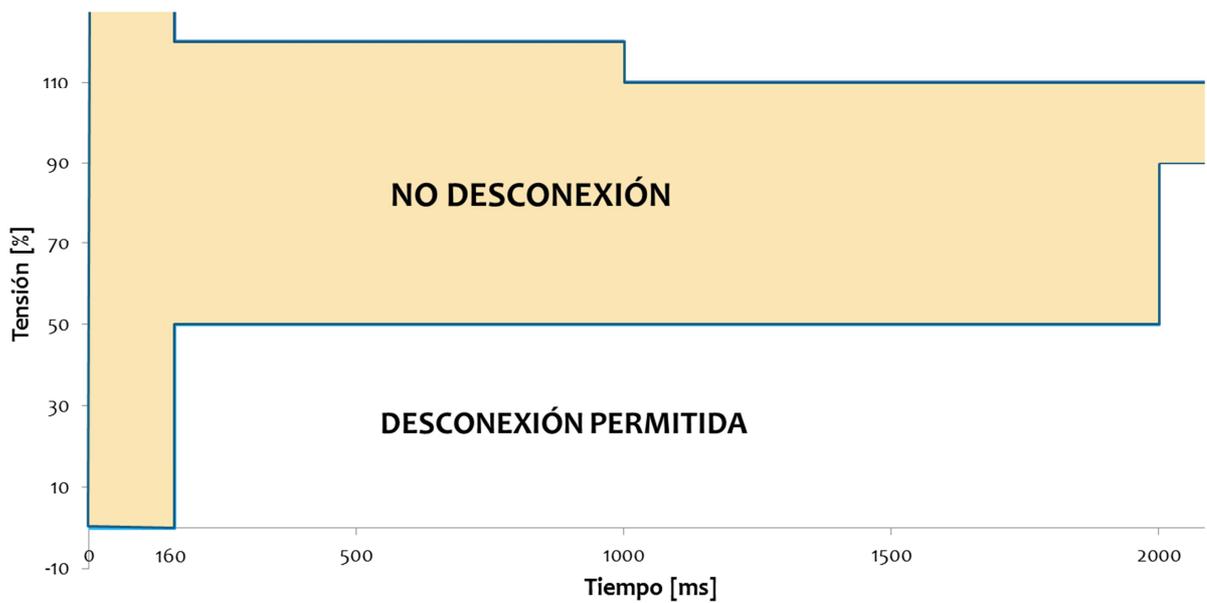


Figura 3.6 Requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD en Chile [32]

Las simulaciones con un cortocircuito cuyo despeje se produce luego de 150 ms fueron aplicadas a todos los escenarios y distribuciones, tal como se ha expresado en las secciones anteriores. Sin embargo, para el caso de un cortocircuito con despeje a los 300 ms, sólo se simuló la distribución Creciente, para todos los escenarios y requerimientos.

Así, las simulaciones realizadas se pueden resumir en el siguiente cuadro:

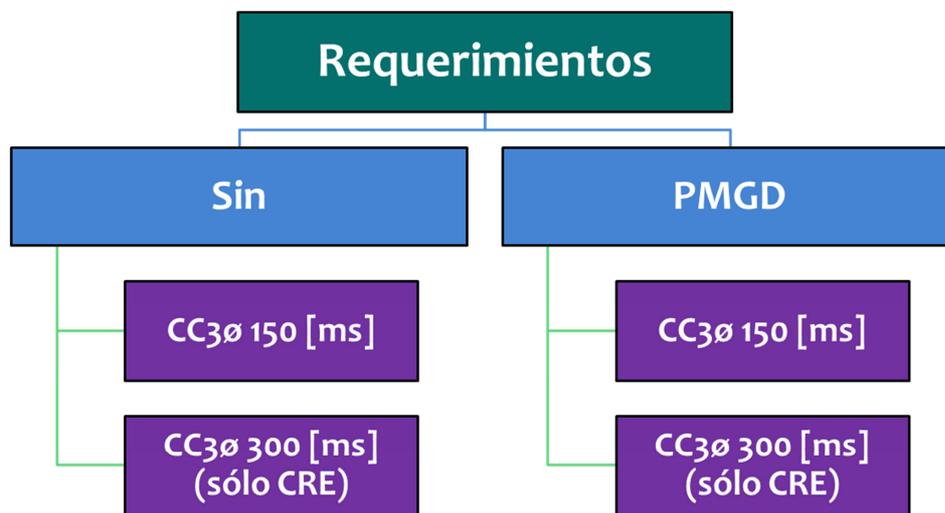


Figura 3.7 Resumen simulaciones realizadas

Para observar el comportamiento del sistema durante las pruebas realizadas se escogió realizar seguimiento de dos variables: frecuencia y tensión.

3.4. Modelo

A modo de resumen, se presenta el siguiente cuadro, donde se tiene un esquema completo de la metodología aplicada en este trabajo.

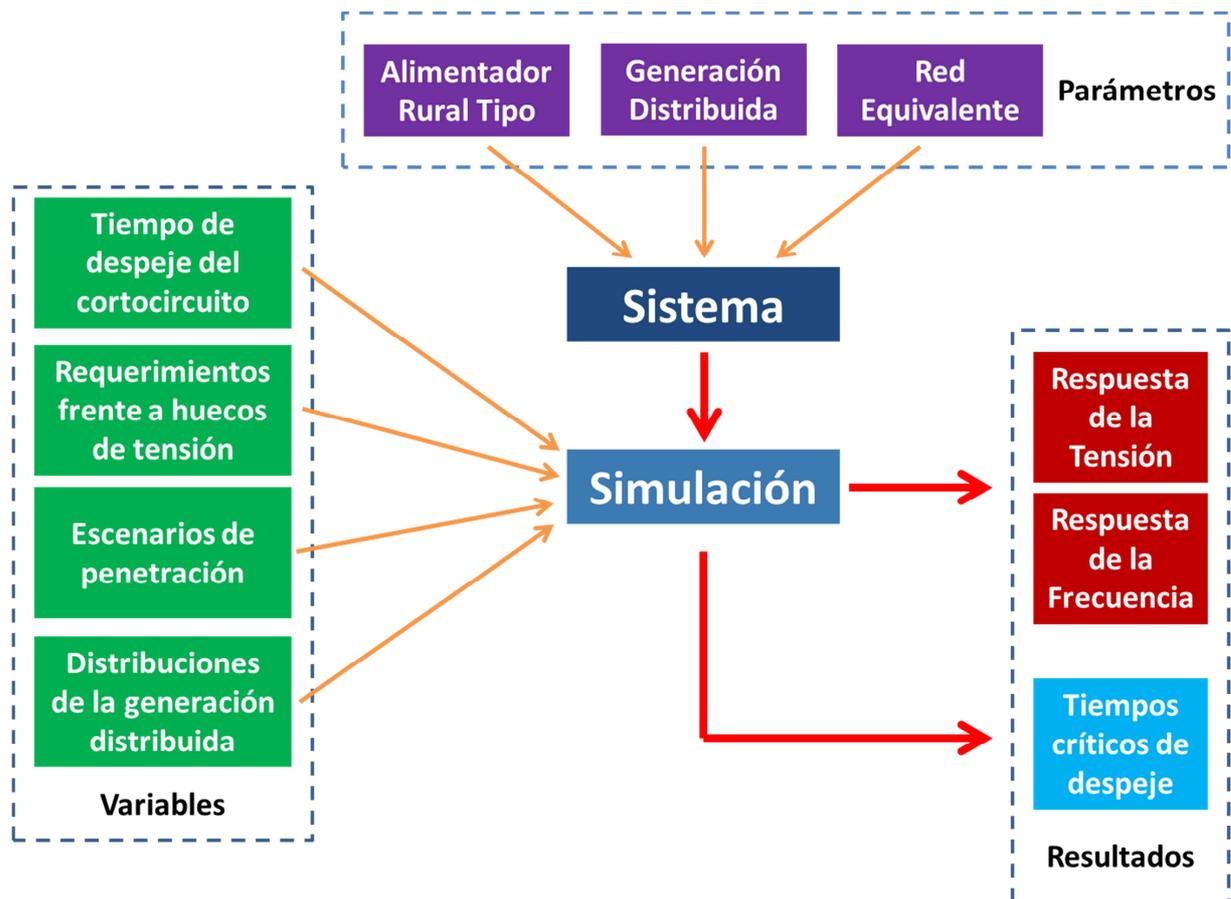


Figura 3.8 Resumen metodología utilizada

Es necesario recordar que para ambos tiempos de despeje del cortocircuito se simularon todos los requerimientos y todos los escenarios de penetración, pero para el caso de 300 ms sólo se utilizó la distribución Creciente, mientras que en el caso de 150 ms se simularon todas las distribuciones.

Finalmente en la Tabla 3.3 se detallan todas las simulaciones realizadas, listando así todos los parámetros ya explicados en las secciones anteriores de este capítulo.

Evento	Requerimiento	Escenario	Distribución	#
Cortocircuito 150 [ms]	Sin Requerimiento	PGD 15% - PMGD 10%	DEC	1
			CRE	2
			UNI	3
		PGD 15% - PMGD 70%	DEC	4
			CRE	5
			UNI	6
		PGD 30% - PMGD 10%	DEC	7
			CRE	8
			UNI	9
		PGD 30% - PMGD 70%	DEC	10
			CRE	11
			UNI	12
		PGD 50% - PMGD 10%	DEC	13
			CRE	14
			UNI	15
		PGD 50% - PMGD 70%	DEC	16
			CRE	17
			UNI	18
		PGD 70% - PMGD 10%	DEC	19
			CRE	20
			UNI	21
		PGD 70% - PMGD 70%	DEC	22
			CRE	23
			UNI	24
	PMGD	PGD 15% - PMGD 10%	DEC	25
			CRE	26
			UNI	27
		PGD 15% - PMGD 70%	DEC	28
			CRE	29
			UNI	30
		PGD 30% - PMGD 10%	DEC	31
			CRE	32
			UNI	33
		PGD 30% - PMGD 70%	DEC	34
			CRE	35
			UNI	36
		PGD 50% - PMGD 10%	DEC	37
			CRE	38
			UNI	39
		PGD 50% - PMGD 70%	DEC	40
			CRE	41
			UNI	42
		PGD 70% - PMGD 10%	DEC	43
			CRE	44
			UNI	45
		PGD 70% - PMGD 70%	DEC	46
			CRE	47
			UNI	48
Cortocircuito 300 [ms]	Sin Requerimiento	PGD 15% - PMGD 10%	CRE	49
		PGD 15% - PMGD 70%	CRE	50
		PGD 30% - PMGD 10%	CRE	51
		PGD 30% - PMGD 70%	CRE	52
		PGD 50% - PMGD 10%	CRE	53
		PGD 50% - PMGD 70%	CRE	54
		PGD 70% - PMGD 10%	CRE	55
		PGD 70% - PMGD 70%	CRE	56
	PMGD	PGD 15% - PMGD 10%	CRE	57
		PGD 15% - PMGD 70%	CRE	58
		PGD 30% - PMGD 10%	CRE	59
		PGD 30% - PMGD 70%	CRE	60
		PGD 50% - PMGD 10%	CRE	61
		PGD 50% - PMGD 70%	CRE	62
		PGD 70% - PMGD 10%	CRE	63
		PGD 70% - PMGD 70%	CRE	64

Tabla 3.3 Simulaciones realizadas

Capítulo 4 – Resultados y análisis

Este capítulo será subdividido de manera que los resultados se agruparán con respecto a la duración del cortocircuito, en primer lugar, y luego los requerimientos aplicados a la generación distribuida en baja tensión. De esta manera se mantiene el orden planteado en la Figura 3.8.

También se presentarán los resultados obtenidos para las pruebas de tiempo de despeje crítico del sistema.

4.1. Cortocircuito con despeje de 150 ms

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, se aplicó un cortocircuito trifásico al sistema (Figura 3.5), con un tiempo de despeje de 150 ms.

4.1.1. Sin requerimientos

Lo primero que se simuló fue el sistema sin requerimientos frente a huecos de tensión para la generación distribuida en baja tensión. Así se pudo tener un panorama semejante al que se tiene actualmente si es que se conecta generación en baja tensión.

Los gráficos que se mostrarán a continuación se agrupan por distribución, reuniendo los ocho escenarios de generación en cada uno. De esta manera se pueden comparar directamente las respuestas del sistema frente a distintos niveles de penetración, pero conservando la forma en que éstas se distribuyen en la red.

Respuesta de la frecuencia del sistema

La respuesta de la frecuencia del sistema para la distribución Decreciente se puede ver en la Figura 4.1, donde se aprecia principalmente que todos los escenarios simulados tienen una respuesta similar, tomando en cuenta la escala a la que se producen las diferencias entre las curvas graficadas.

Esto tiene relación con el tamaño de la red equivalente (SIC) y su respuesta frente a desconexiones de generación, que en términos de redes de distribución pueden ser masivas, pero que para el sistema completo son pequeñas.

Tal como se mostrará en la siguiente sección, al aplicar un hueco de tensión al sistema, provocado por un cortocircuito, la generación distribuida en baja tensión se desconecta por completo, por lo que la red equivalente debe entonces inyectar esta diferencia de energía para abastecer así a la demanda.

Así, el escenario donde se deja de inyectar la mayor cantidad de energía desde los generadores distribuidos en baja tensión, posteriormente al despeje del cortocircuito, se tiene que la potencia desconectada corresponde a 2,3 MW, lo cual puede ser recuperado rápidamente por la red equivalente (debido al tamaño y características de ésta), por lo que la recuperación de la frecuencia es rápida y además se vuelve a valores de frecuencia que varían ínfimamente con aquellos previos a la perturbación del sistema.

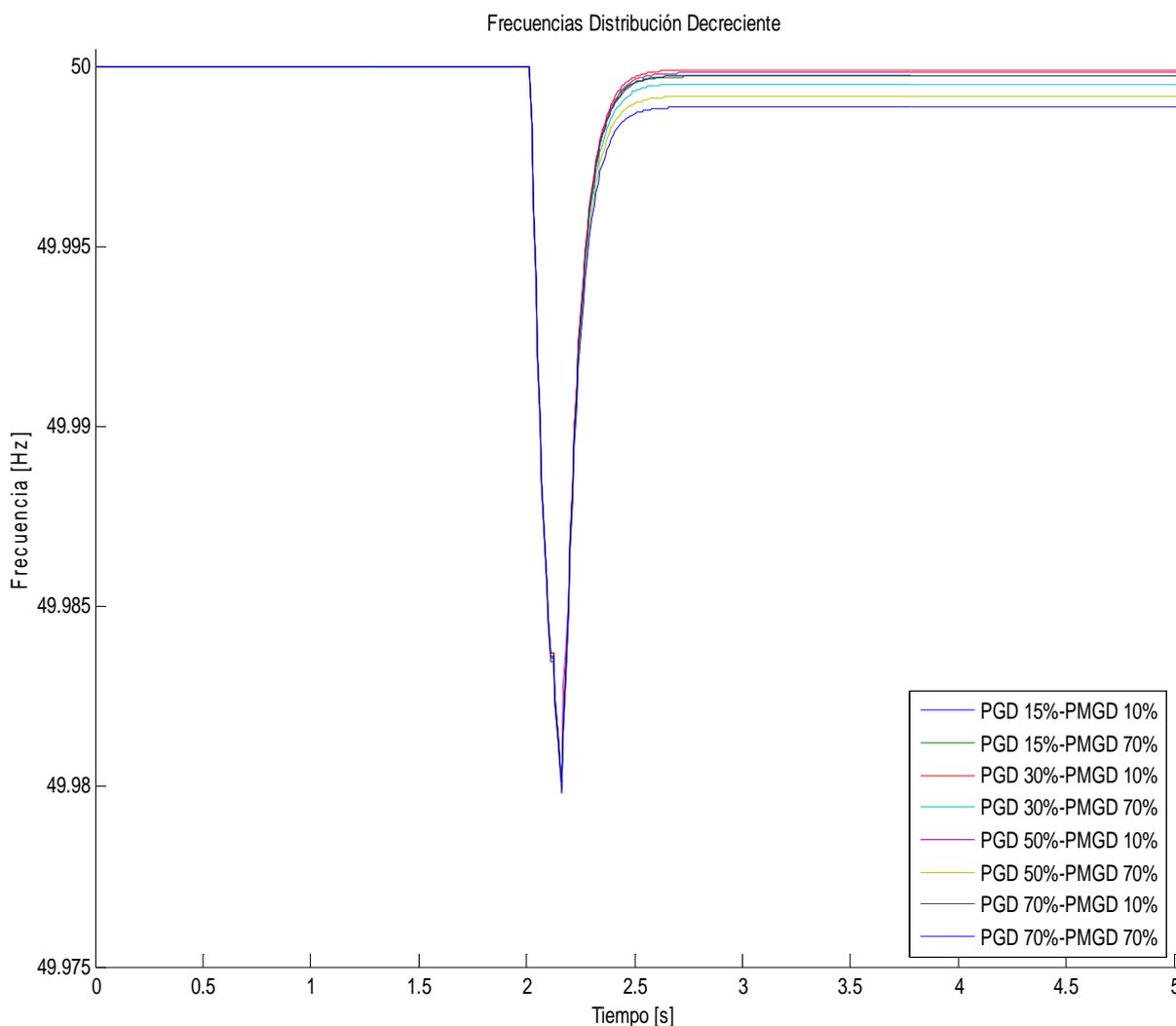


Figura 4.1 Respuesta de la frecuencia para la distribución Decreciente y el cortocircuito de 150 ms, sin requerimientos

Las respuestas de la frecuencia del sistema para las distribuciones Creciente y Uniforme no se mostrarán aquí, porque presentan un comportamiento muy parecido a la distribución Decreciente (Anexos, sección 7.1.1.1).

Luego, las respuestas de la frecuencia sólo se diferencian de acuerdo a los escenarios de penetración de generación distribuida, tal como se aprecia con las

distintas líneas de color en la Figura 4.1, y no por la forma en que ésta se distribuye a lo largo del alimentador.

Respuesta de la tensión

En este caso no se puede observar la tensión total del sistema, sino que en cada punto de este se tienen comportamientos distintos, debido a las inyecciones de energía, consumos, impedancias de las líneas, etc. De esta manera se decidió escoger aquel punto de la red donde los comportamientos observados presentasen los mayores cambios entre las tensión previas y posteriores al cortocircuito. Es decir donde se pudiesen identificar de mejor manera los fenómenos ocurridos en el sistema.

Luego se compararon las respuestas de todos los terminales del sistema (Figura 3.2), agrupándolos por escenario, para cada distribución (Anexos, sección 7.1.1.2). Así, se determinó que el Terminal 6, al final del alimentador, cumple con las características señaladas en el párrafo anterior, por lo que se utilizó para graficar las respuestas de tensión en las distintas simulaciones.

Así, los siguientes gráficos muestran las respuestas de la tensión para el Terminal 6, donde en cada figura se agrupan todos los escenarios de una misma distribución.

Si bien para cada una de las simulaciones se tienen diferencias de tensión antes de aplicar el cortocircuito y después de éste (Figura 4.2, Figura 4.3, y Figura 4.4), es necesario aclarar cuáles fueron las tensiones escogidas que se utilizaron en la red equivalente, a modo de que se puedan comprender de mejor manera los gráficos presentados.

Las tensiones escogidas para la red equivalente son aquellas que se fijan en ésta última al inicio de cada simulación, procurando que sean lo más cercanas a 1 pu, tal que aseguren voltajes dentro de la norma (Tabla 2.2), para las todas barras y los terminales, y en lo posible eviten inestabilidades o problemas de convergencia en el alimentador luego de la perturbación estudiada.

Esto se aplicó así, teniendo en mente que el operador vela por la seguridad y calidad del servicio del sistema, previendo posibles contingencias.

Además de esto, y para poder comparar los escenarios con el mismo nivel de penetración de generación distribuida total, pero distinto porcentaje de PMGD, se escogió la misma tensión en la red equivalente en ambos casos. Es decir, se utilizó una tensión fija en la red equivalente, previa al cortocircuito, para un nivel de generación distribuida total, independiente del porcentaje de PMGD.

Esto se realizó para cada una de las distribuciones por separado, ya que, como se verá más adelante, la manera en que la generación distribuida se extiende a lo largo del alimentador afecta enormemente la tensión en la red, por lo que no se puede escoger

una tensión para la red equivalente y aplicarla para un escenario de penetración de generación en todas las distribuciones, sin salirse de la norma.

En la siguiente figura se aprecian las respuestas de tensión para el Terminal 6, con distribución Decreciente y para todos los escenarios. Cada color de las líneas representa un nivel de penetración de generación distribuida. La línea sólida corresponde a un porcentaje de PMGD del 10%, mientras que la línea a rayas a un 70% de PMGD (esta nomenclatura se utiliza en todos los gráficos de respuesta de tensión de este trabajo).

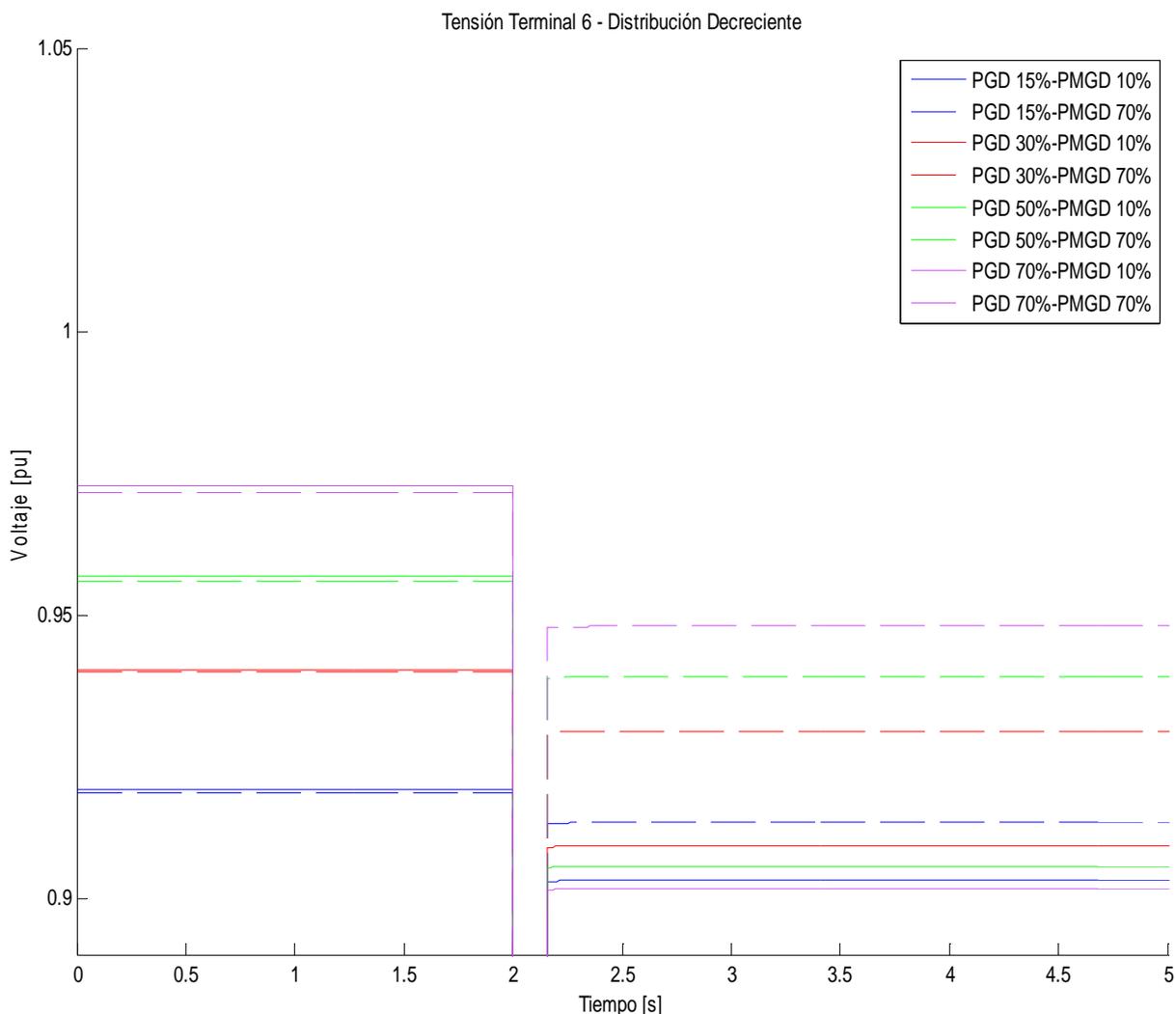


Figura 4.2 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, sin requerimientos

En la figura anterior se puede apreciar claramente que luego del cortocircuito en todos los escenarios la tensión es menor que antes de que se produjera la perturbación. Esto es así porque toda la generación distribuida en baja tensión se desconecta, producto del hueco de tensión producido por el cortocircuito.

Por otro lado, para escenarios con la misma penetración de generación distribuida total, pero distinto porcentaje de PMGD las tensiones antes del cortocircuito no son completamente iguales. Dicho de otro modo, el hecho de que la generación distribuida se conecte a dos niveles de tensión para una misma penetración total, afecta el voltaje inicial, previo a la perturbación del sistema.

Esta diferencia se produce debido a que la generación distribuida se reparte de dos maneras distintas, que tienen que ver con el nivel de tensión al que se conectan, y los elementos del sistema que separan estos dos voltajes (principalmente transformadores y sus características [34], [48]).

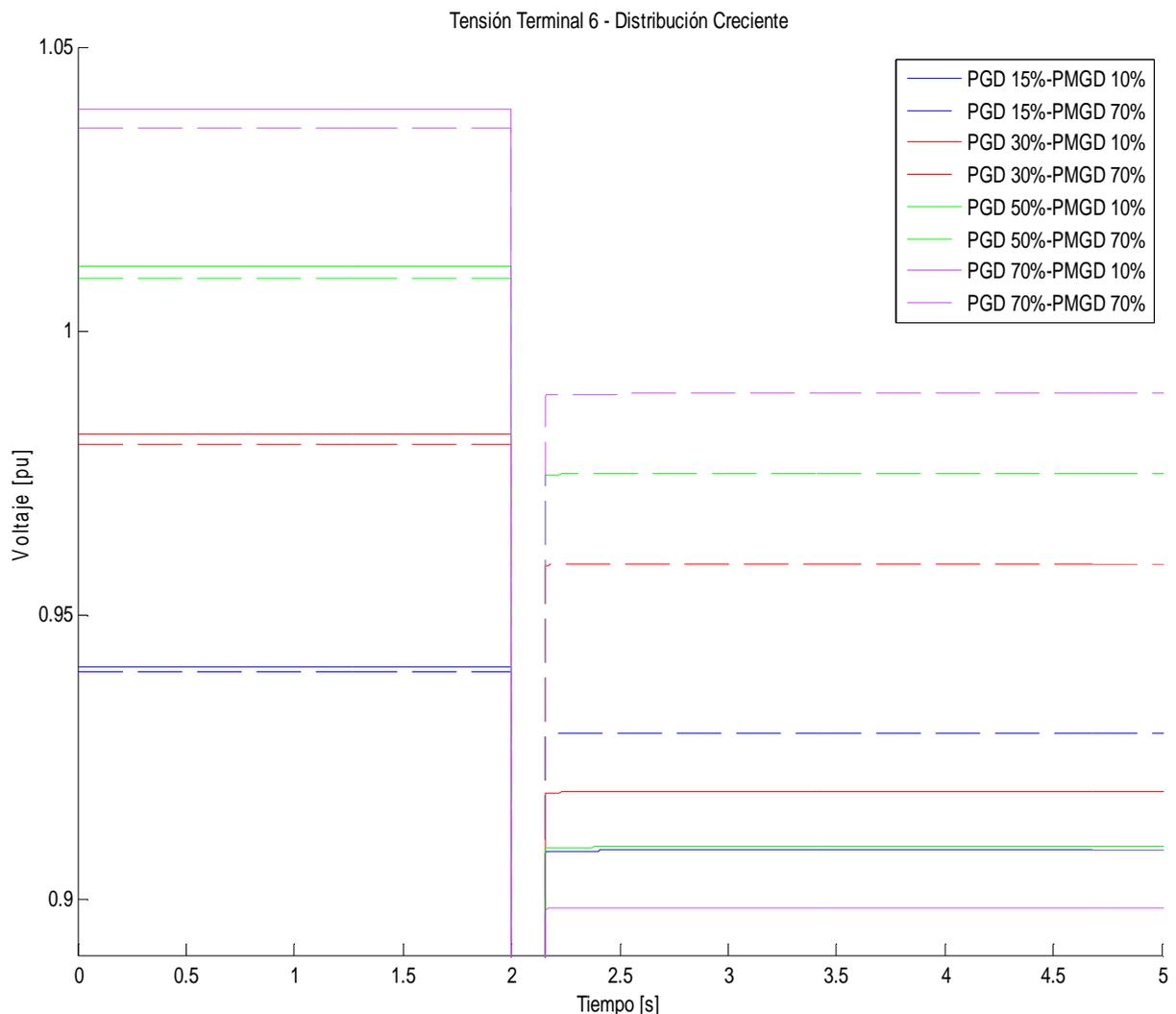


Figura 4.3 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, sin requerimientos

En la Figura 4.3 se observa el efecto que tiene el porcentaje de PMGD para un mismo nivel de penetración total de generación distribuida. Esto ya que las curvas graficadas muestran claramente que para todos los casos se tiene una caída de tensión luego del cortocircuito. Sin embargo, para los escenarios con menor porcentaje de

PMGD esta diferencia entre el voltaje previo y posterior al cortocircuito es mucho mayor que para sus pares con mayor porcentaje de PMGD.

Este comportamiento se presenta debido a que, a causa del hueco de tensión provocado por el cortocircuito, sólo se desconecta la generación distribuida en baja tensión, y no así los PMGD. Por ende, en un escenario con un mayor porcentaje de PMGD, la inyección de energía que éstos representan se mantiene luego de la perturbación del sistema, requiriendo que la compensación por la generación desconectada desde la red equivalente sea menor.

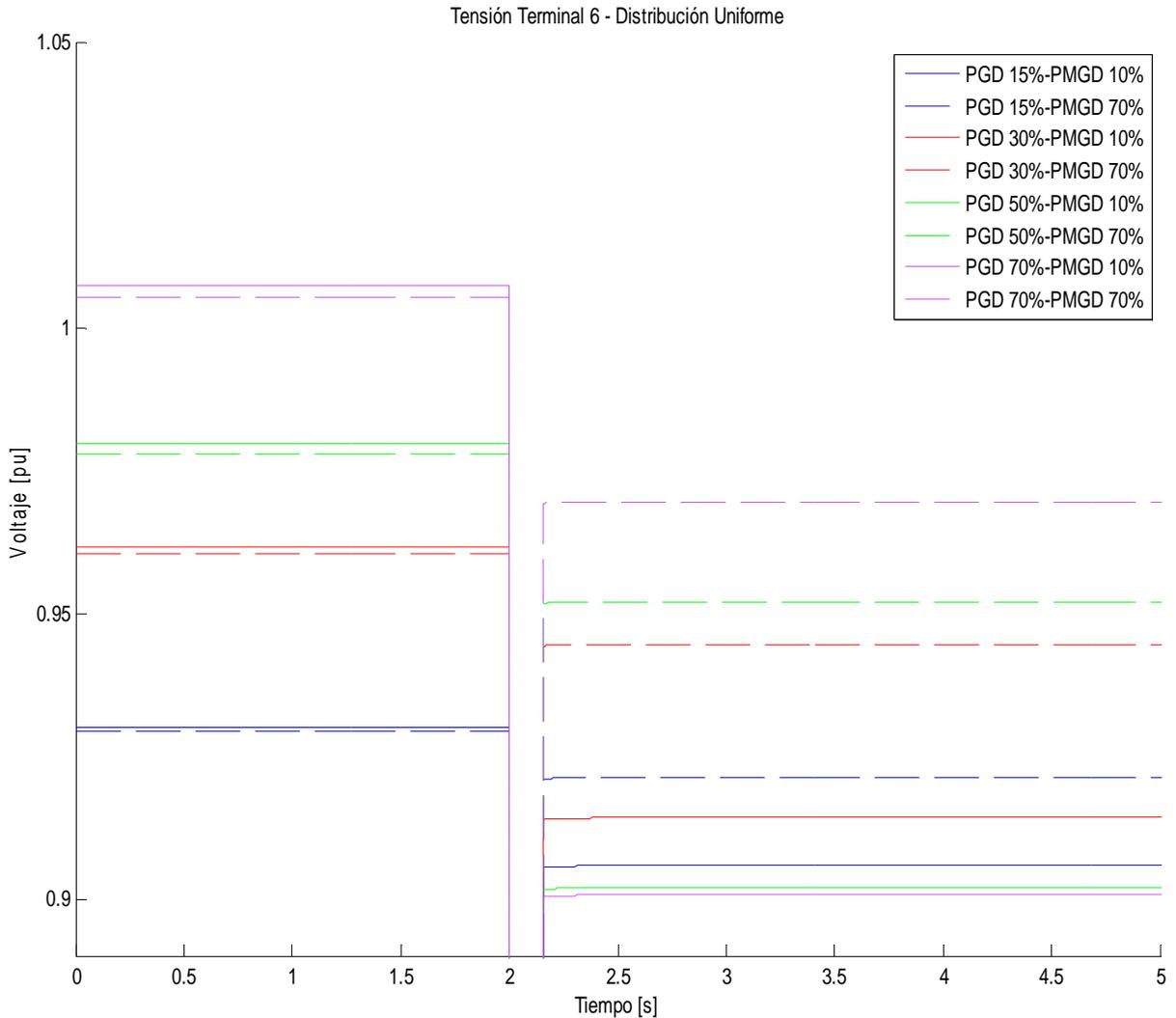


Figura 4.4 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Uniforme, sin requerimientos

De las tres figuras anteriores (Figura 4.2, Figura 4.3, y Figura 4.4) se puede ver que para la distribución Decreciente la diferencia entre tensiones previas y posteriores al cortocircuito es menor que para las otras dos distribuciones (Creciente y Uniforme), en especial para escenarios con bajo porcentaje de PMGD.

Básicamente al transportar energía eléctrica a través de una red, a medida que aumenta la resistencia de la línea, la caída de tensión al final de ésta es mayor. Al haber puntos de generación intermedios, la tensión vuelve a subir en éstos, produciendo un cierto perfil de voltaje a lo largo de la línea, que depende de varios factores además de la resistencia de la línea (potencia inyectada en cada punto, distribución de estos puntos, ubicación y tamaño de consumos, etc.).

Así, se tiene que un punto de generación en una red implica un alza de la tensión en ese punto. Por lo que la generación distribuida en el sistema tiene el mismo efecto, logrando que a medida que la penetración de ésta fuese mayor, los niveles de tensión mejorasen a lo largo del sistema.

Luego, de lo gráficos anteriores es lógico ver que al tener mayor generación distribuida hacia la cola del alimentador (Creciente), el voltaje previo al cortocircuito aumenta, pero que luego de que éste sea aplicado, la desconexión de la generación distribuida en baja tensión provoca un efecto contrario.

4.1.2. Requerimientos PMGD

En este caso se conserva la manera en que se presentan los gráficos, y tal como ya se enunció en la metodología de este trabajo, se simuló exactamente lo mismo que en la sección 4.1.1, pero aplicando los requerimientos que hay en Chile para los PMGD (Tabla 2.5, Figura 3.6) [32], en la generación distribuida conectada en baja tensión.

Respuesta de la frecuencia del sistema

En términos de la frecuencia del sistema, la respuesta obtenida no sólo se asemeja a la que se tuvo en la sección anterior (Figura 4.1), donde no se aplicaron requerimientos para huecos de tensión en la generación distribuida en baja tensión, sino que todos los escenarios se asemejaron mucho más entre sí.

Tal como se ve en la Figura 4.5, para todos los escenarios en la distribución Decreciente se tuvo una respuesta de la frecuencia prácticamente idéntica. Además, y tal como ocurrió en las pruebas sin requerimientos, para los escenarios Creciente y Uniforme los comportamientos mostrados fueron idénticos, por lo que no se mostrarán los gráficos aquí (ver Anexos, sección 7.1.2.1).

De esta manera, se puede afirmar que, independiente de la distribución utilizada y el escenario investigado, la respuesta de la frecuencia fue siempre igual.

La explicación a este fenómeno será profundizada en la siguiente sección, pero tiene que ver con que toda la generación distribuida se comportó de la misma manera al momento de ser aplicado el cortocircuito, permaneciendo conectada en su totalidad.

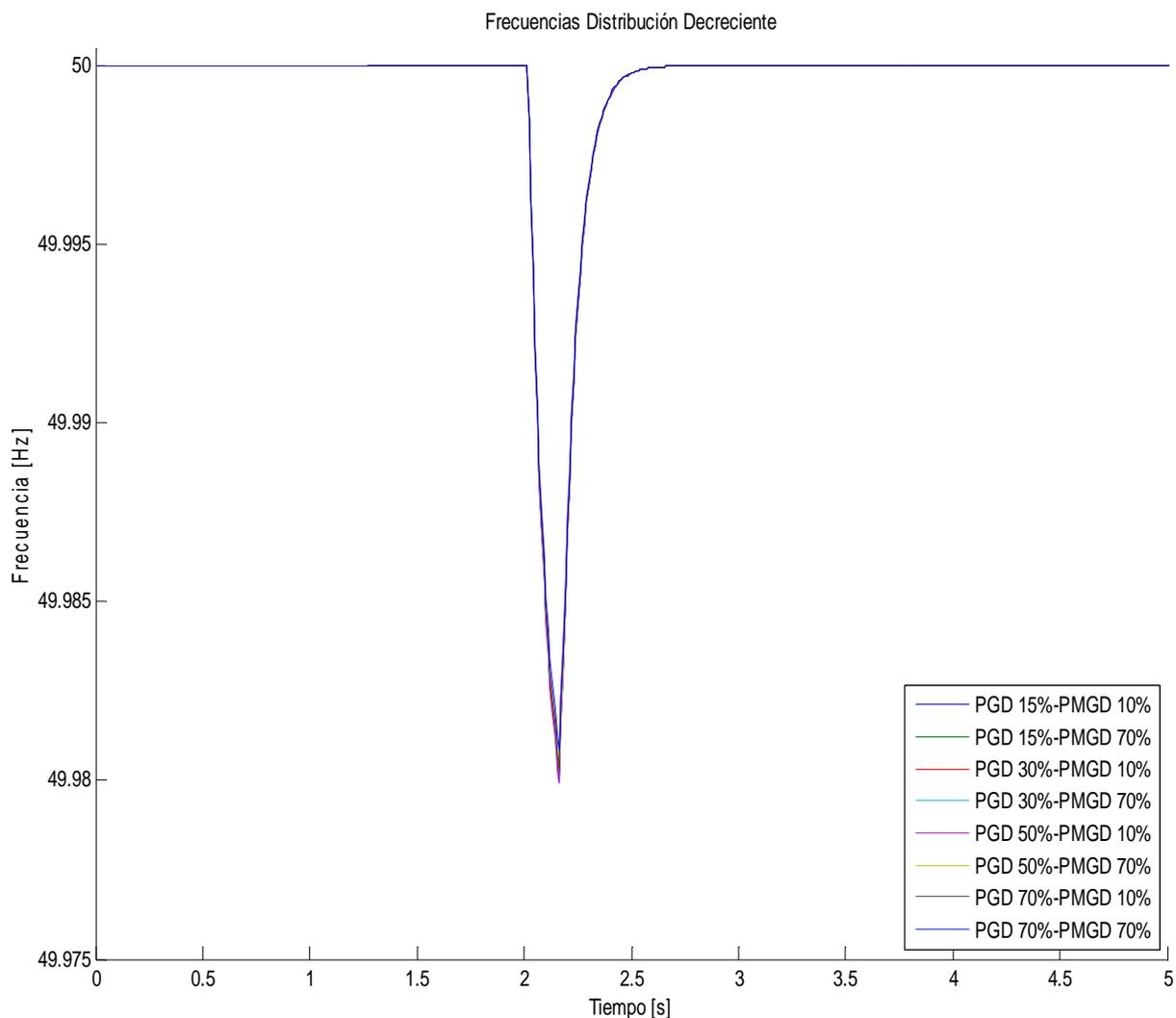


Figura 4.5 Respuesta de la frecuencia para la distribución Decreciente y el cortocircuito de 150 ms, requerimientos PMGD

Respuesta de la tensión

En este caso la respuesta de la tensión también se midió en el Terminal 6. De esta manera, al tener que toda la generación distribuida del sistema se rige por los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD, al producirse el cortocircuito ésta no se desconecta.

Así, y tal como se ve en la Figura 4.6, en la Figura 4.7, y en la Figura 4.9, la tensión en el Terminal 6 previa y posteriormente al cortocircuito es igual, teniendo una recuperación muy rápida una vez que éste es despejado.

Tensión Terminal 6 - Distribución Decreciente

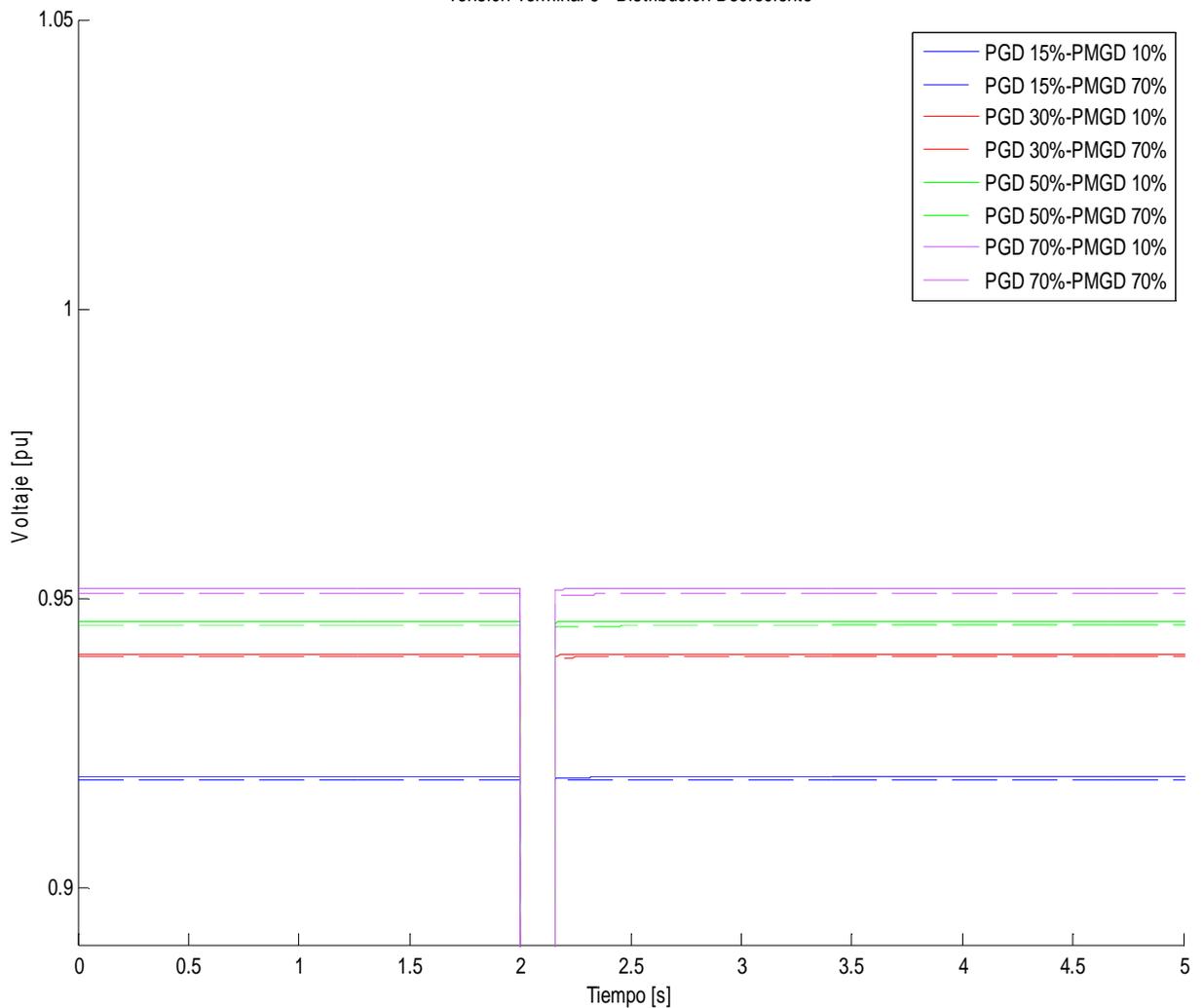


Figura 4.6 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, requerimientos PMGD

Al igual que en las simulaciones sin requerimientos frente a huecos de tensión (sección 4.1.1), al tener dos escenarios con la misma penetración total de generación distribuida, pero con distinto porcentaje de PMGD, las tensiones previas al cortocircuito resultan ser distintas, debido, como ya se dijo, al voltaje en los puntos de conexión de la generación.

Debido a la permanencia de la conexión al alimentador de toda la generación distribuida luego del cortocircuito, resulta natural que la diferencia entre las tensiones posteriores a ésta perturbación del sistema, para los escenarios de misma penetración total y distinto porcentaje de PMGD, resulte similar a aquella descrita en el párrafo anterior.

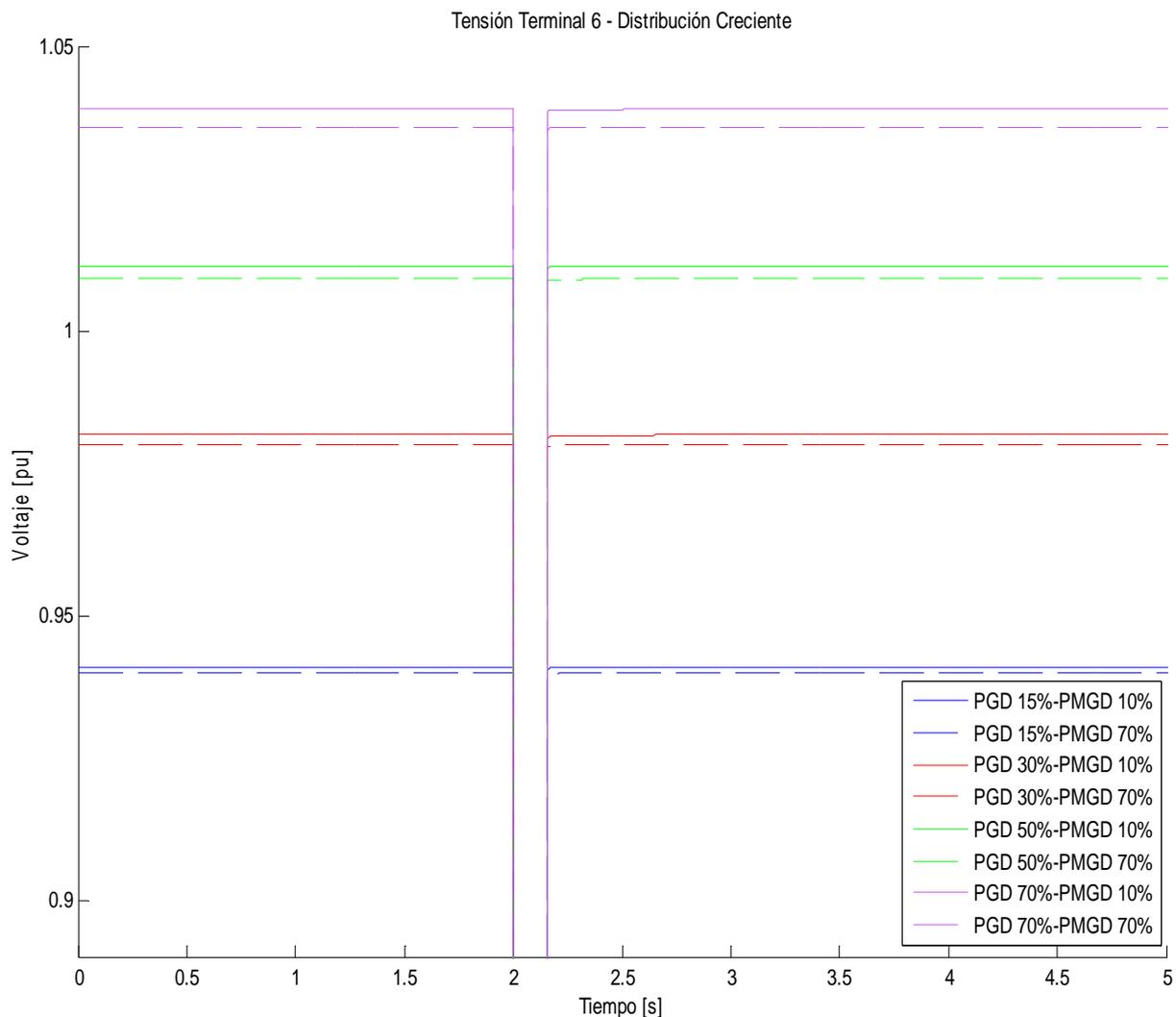


Figura 4.7 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, requerimientos PMGD

En particular, en la distribución Creciente (Figura 4.7), las diferencias de tensión entre escenarios de penetración de generación distribuida total son más notorias que en las otras dos distribuciones. Sin embargo, las diferencias presentadas son pequeñas, tanto así, que la mayor diferencia es menor a 0,004 pu.

Si bien es muy sutil, también es posible observar en los gráficos presentados en esta sección (Figura 4.6, Figura 4.7, y Figura 4.9), que al despejarse el cortocircuito la respuesta de la tensión no vuelve inmediatamente a los valores iniciales, sino que llega a éstos pasado un tiempo, bastante corto (menor a 1 s). El detalle de este comportamiento se puede observar en la Figura 4.8 donde se graficaron solamente los escenarios con penetración de generación distribuida total del 15%, y ambos porcentajes de PMGD, 10% y 70%. Este comportamiento se da en todas las distribuciones y escenarios, constituyendo un caso representativo aquel graficado a continuación.

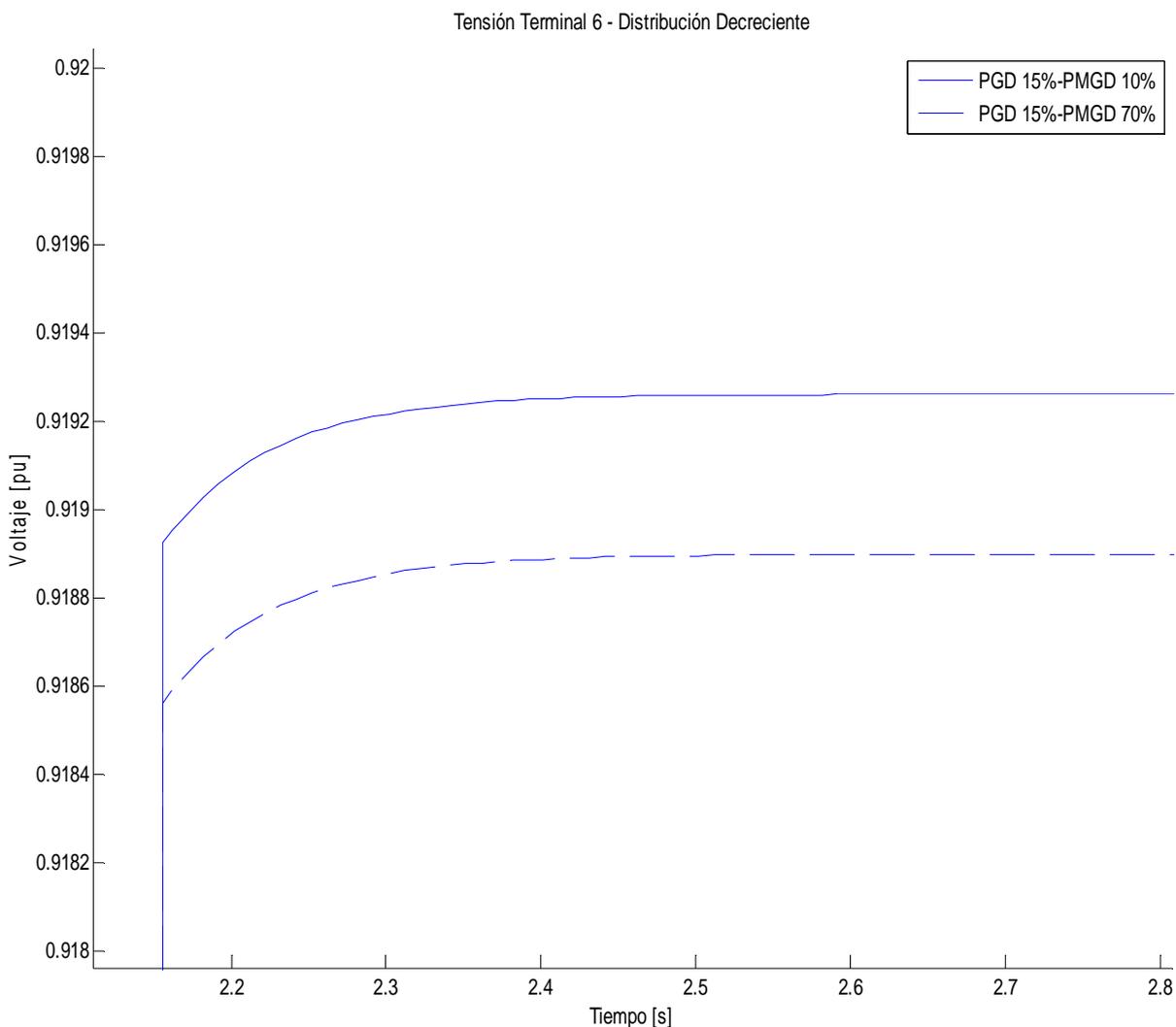
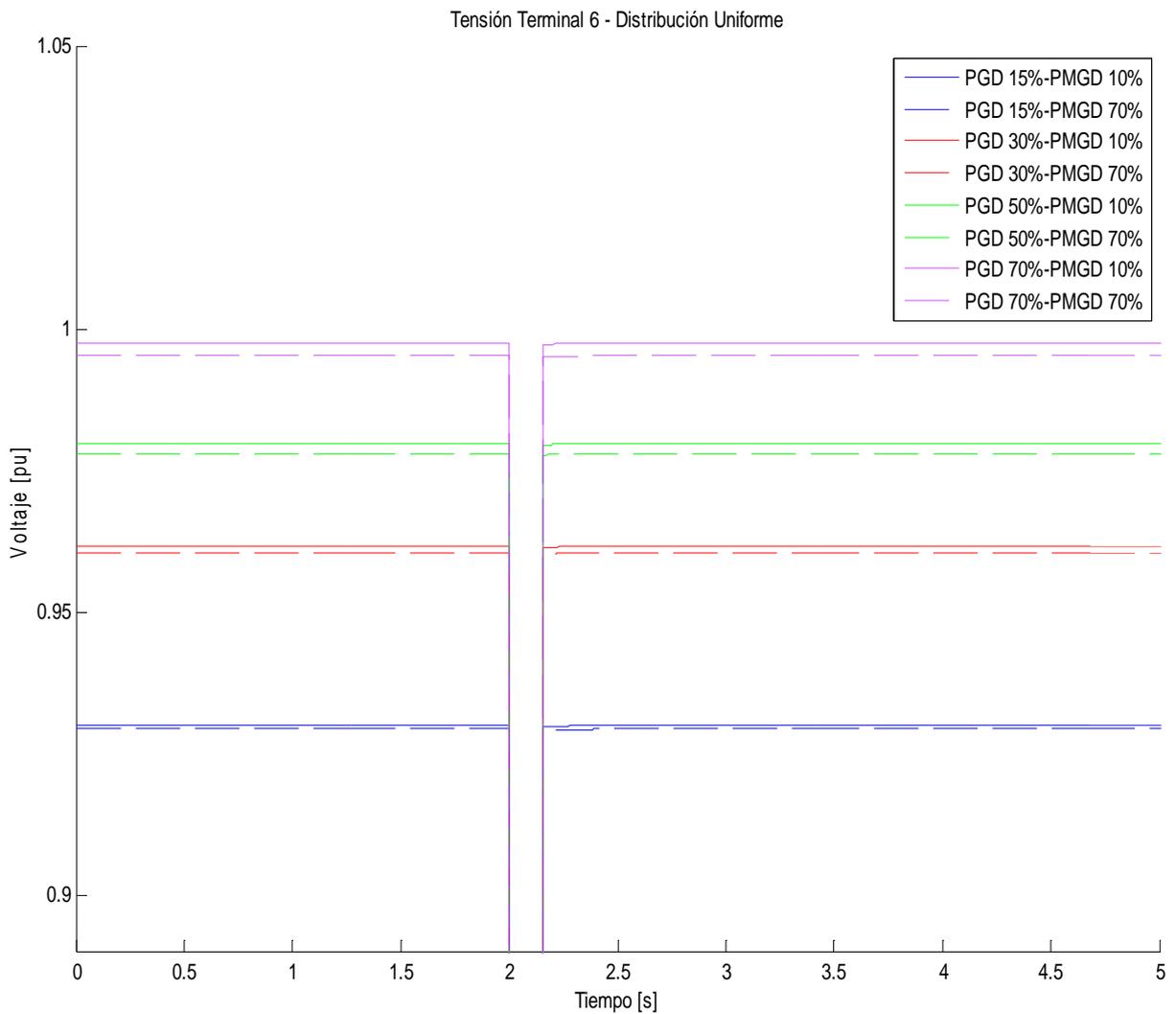


Figura 4.8 Detalle de la respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Decreciente, requerimientos PMGD

El sistema simulado se compone de un alimentador rural tipo, que por naturaleza presenta operaciones al límite de la normativa, por lo que es posible que se alcancen voltajes de 0,9 pu en una operación normal [15], [16]. Esto puede traer una consecuencia directa en la generación distribuida regida por los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD, ya que éstos permiten la desconexión de los generadores descentralizados en situaciones donde la tensión se encuentra entre 0,5 pu y 0,9 pu, luego de un período de tiempo de 2 s [32].



4.2. Cortocircuito con despeje de 300 ms

A continuación se presentan los resultados obtenidos para las simulaciones donde el cortocircuito trifásico se mantiene por 300 ms hasta el despeje del mismo.

En este caso las respuestas de la frecuencia y la tensión se presentarán de la misma manera en que se ha hecho en las secciones anteriores, pero es necesario notar que sólo se simuló la distribución Creciente.

La razón de esto radica en que para la distribución Creciente es donde se obtuvieron las mayores diferencias en términos del comportamiento de la tensión previa y posteriormente al cortocircuito.

4.2.1. Sin requerimientos

Respuesta de la frecuencia del sistema

Las respuestas de la frecuencia del sistema en este caso, al igual que en los anteriores, no mostraron mayores diferencias entre los distintos escenarios, notando la escala utilizada para los gráficos, tal como se ve en la Figura 4.10.

Tal como se expondrá en las siguientes secciones, en esta serie de simulaciones la totalidad de la generación distribuida, PMGD y doméstica, se desconectó, luego de la perturbación del sistema. Así, en el escenario de mayor penetración se tiene que la generación distribuida total corresponde a 2,56 MW, que debe ser suministrada por la red equivalente una vez despejado el cortocircuito. A pesar de esto, la frecuencia se recupera rápidamente.

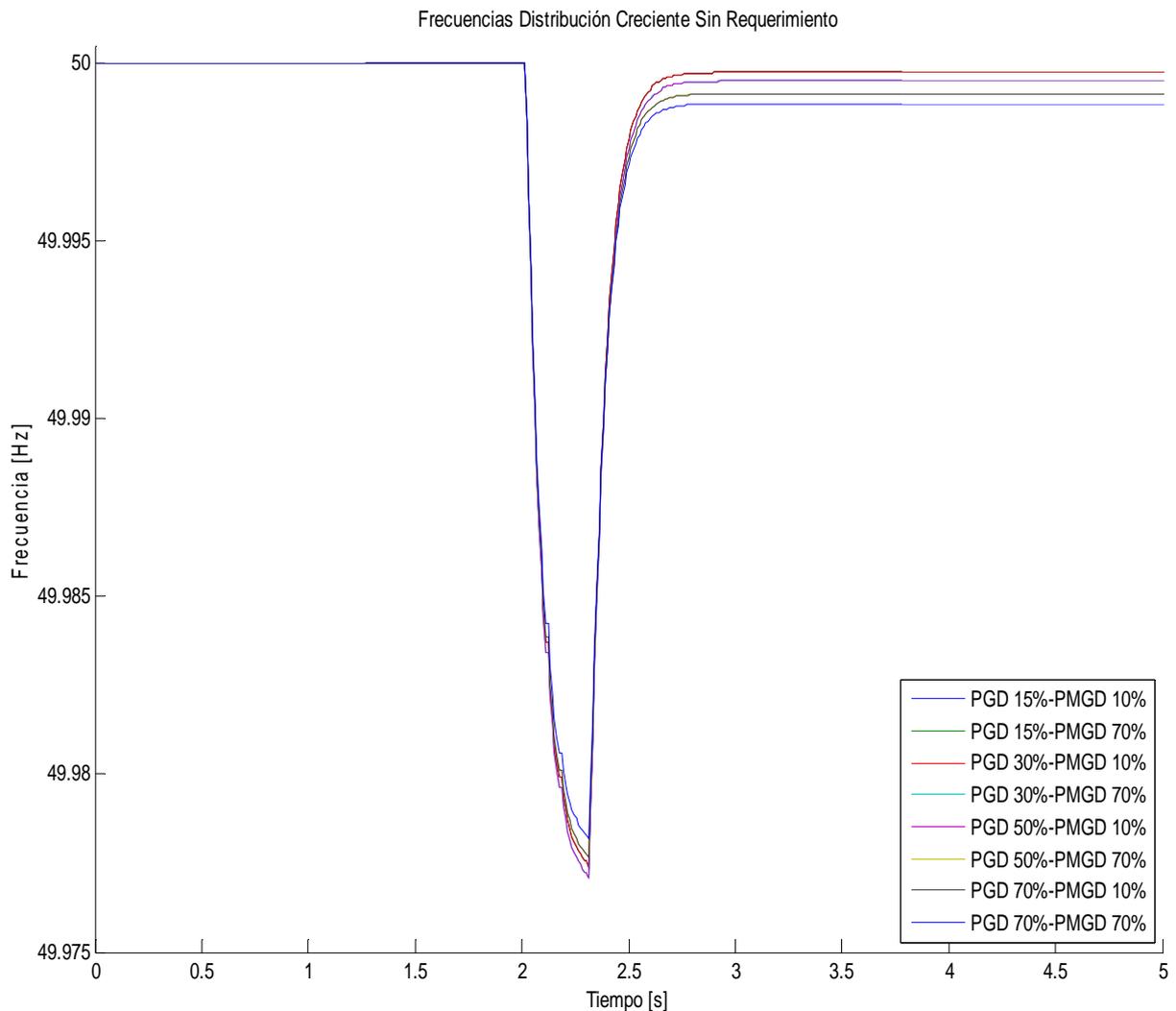


Figura 4.10 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 300 ms, sin requerimientos

Respuesta de la tensión

La respuesta de la tensión se muestra nuevamente en el Terminal 6, donde para un despeje del cortocircuito luego de 300 ms toda la generación distribuida del sistema se desconecta (PMGD y en baja tensión), para todos los escenarios de penetración.

Esto implica que las tensiones posteriores al cortocircuito, tienen valores reducidos, menores a aquellos encontrados en las simulaciones anteriores. Además estos niveles de tensión alcanzados resultan ser similares para los escenarios cuya penetración total de generación distribuida es igual, pero que tienen distinto porcentaje de PMGD, tal como se observa en la Figura 4.11.

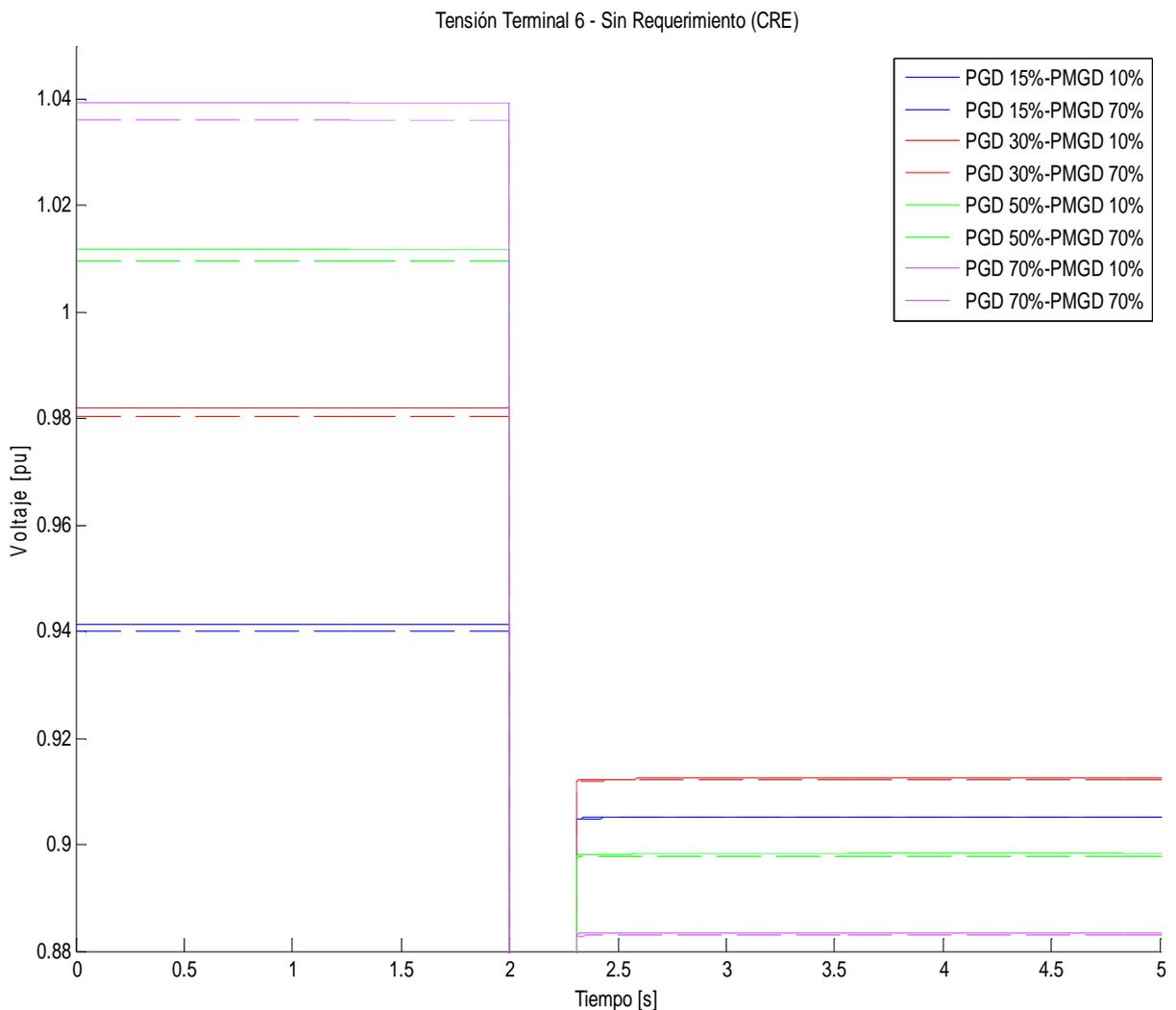


Figura 4.11 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, sin requerimientos, cortocircuito 300 ms

En la Figura 4.11 se aprecia que la diferencia entre la tensión previa y posterior al cortocircuito aumenta a medida que la penetración de generación distribuida en el sistema lo hace también. Si bien lo anterior tiene que ver directamente con la tensión escogida para la red equivalente, vale la pena mencionar que para los escenarios con un 70% de penetración total de generación distribuida, sólo existía un valor para la tensión posible que mantuviera la estabilidad del sistema al ser éste perturbado.

A pesar que los desbalances de generación-consumo momentáneos son rápidamente cubiertos por la red equivalente, es posible observar que la tensión puede llegar a valores inferiores a 0,9 pu en ciertos escenarios, los cuales no corresponden a niveles aceptables para redes de distribución (ver Tabla 2.2).

4.2.2. Requerimientos PMGD

De manera similar a las simulaciones realizadas con el cortocircuito con despeje a los 150 ms, se procedió a aplicar los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD, a la generación distribuida conectada en baja tensión.

Respuesta de la frecuencia del sistema

En este caso las respuestas de la frecuencia fueron idénticas a las obtenidas para las simulaciones de la sección 4.2.1, ya que, de la misma manera, se desconectó la totalidad de la generación distribuida del sistema al ser aplicado el cortocircuito.

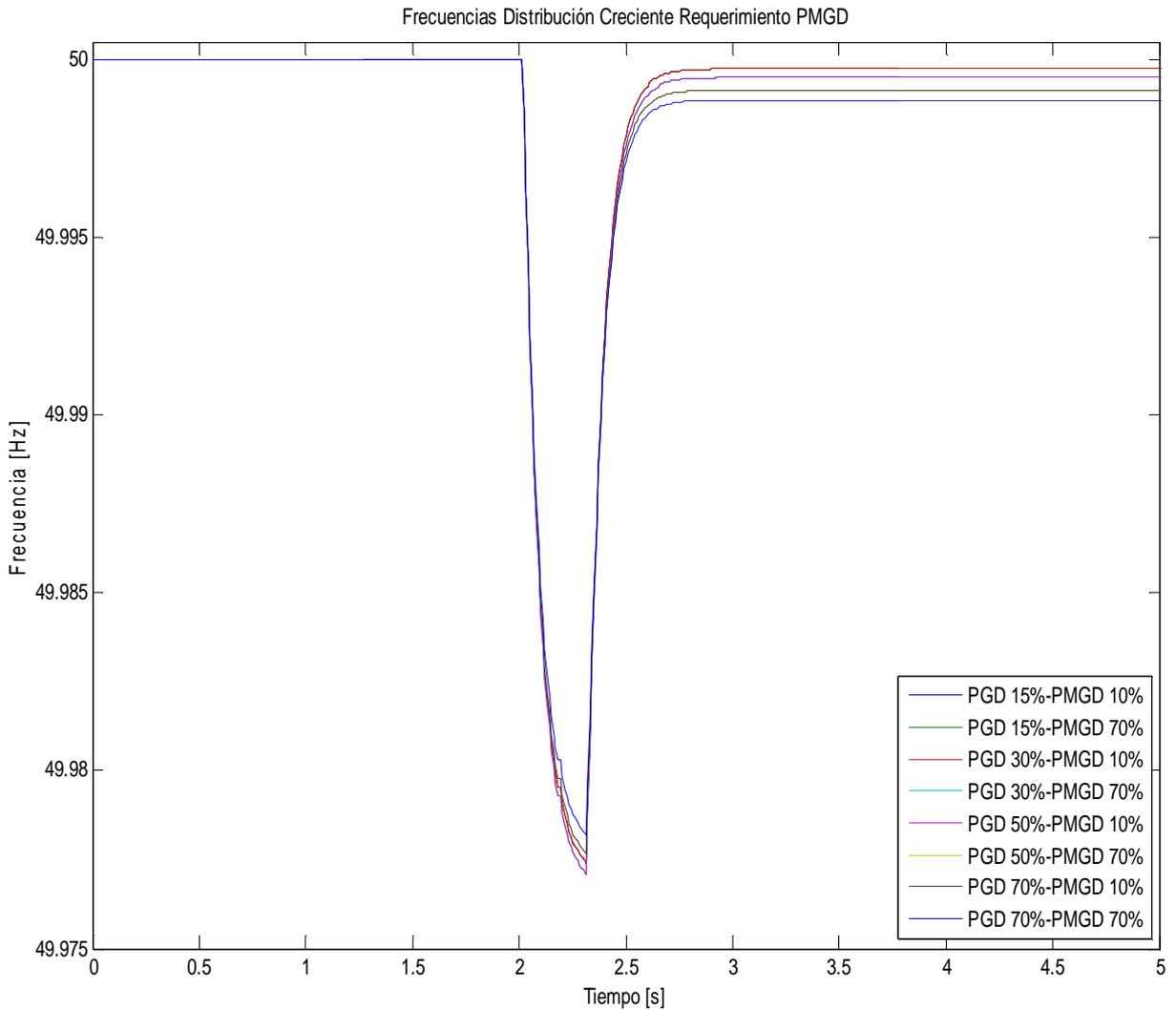


Figura 4.12 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 300 ms, requerimientos PMGD

Así, se volvieron a tener variaciones entre los escenarios, pero que son desestimadas debido a la magnitud de la escala en la que se presentan los resultados.

Respuesta de la tensión

Al aplicar los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD en la generación distribuida en baja tensión, los resultados no cambiaron con respecto a las simulaciones donde éstos no se aplicaron, a pesar de que fueron sometidos a la misma perturbación.

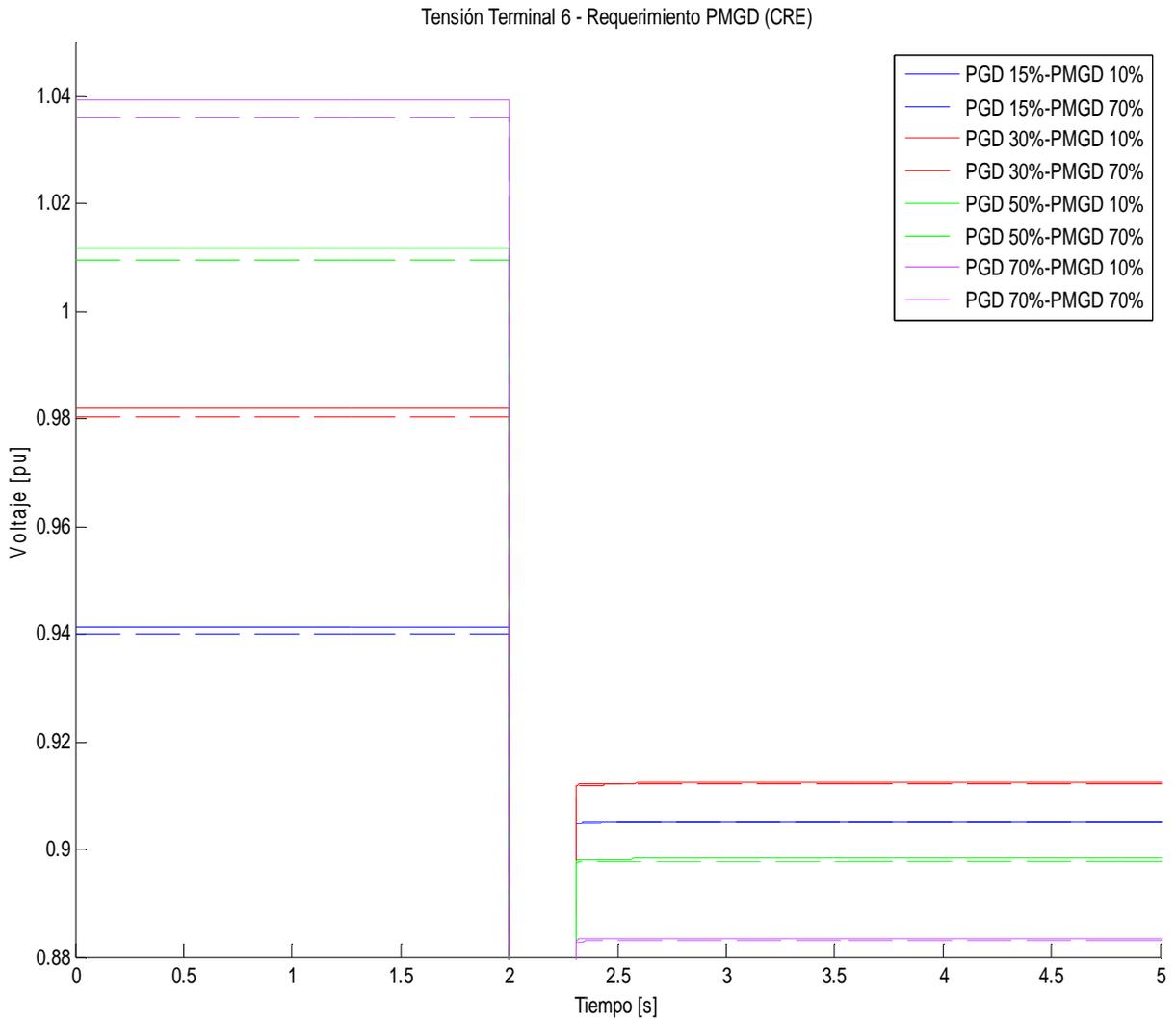


Figura 4.13 Respuesta de la tensión en el Terminal 6, distribución Creciente, requerimientos PMGD, cortocircuito 300 ms

Esto se puede ver al comparar la Figura 4.11 y la Figura 4.13, notando que son idénticas (para una comparación ampliada ver Anexos, sección 7.2.1).

La razón de esto es que, a pesar de las distintas implementaciones de requerimientos, el cortocircuito aplicado toma el suficiente tiempo en ser despejado tal que los esquemas de desconexión actúen.

Al observar la Figura 3.6 se ve que los requerimientos implementados para los PMGD en Chile indican que éstos se deben desconectar luego de permanecer por 160 ms o más por debajo de una tensión 0,5 pu. Por lo tanto, al someter al sistema a un cortocircuito con un despeje a los 300 ms resulta lógico que la generación distribuida regida por éstos requerimientos se desconecte.

4.3. Tiempos críticos de despeje

En este trabajo se definen los tiempos críticos de despeje de la falla como el máximo tiempo desde el inicio y hasta el despeje de la falla, antes de que se desconecte al menos un generador distribuido que tenga implementados los requerimientos frente a huecos de tensión para PMGD.

Al igual que en la sección 4.2, la obtención de los tiempos críticos de despeje se realizó sólo para la distribución Creciente, en todos los escenarios de penetración de la generación distribuida, y para los casos sin requerimientos y con requerimientos de PMGD.

Los resultados obtenidos se listan en la Tabla 4.1, donde se puede apreciar que no se produjeron diferencias entre los distintos escenarios para un mismo requerimiento. Sin embargo, para los distintos requerimientos sí se tuvieron tiempos diferentes.

Requerimiento	Escenario	Tiempo [ms]
Sin Requerimiento	PGD 15% - PMGD 10%	173
	PGD 15% - PMGD 70%	173
	PGD 30% - PMGD 10%	173
	PGD 30% - PMGD 70%	173
	PGD 50% - PMGD 10%	173
	PGD 50% - PMGD 70%	173
	PGD 70% - PMGD 10%	173
	PGD 70% - PMGD 70%	173
PMGD	PGD 15% - PMGD 10%	179
	PGD 15% - PMGD 70%	179
	PGD 30% - PMGD 10%	179
	PGD 30% - PMGD 70%	179
	PGD 50% - PMGD 10%	179
	PGD 50% - PMGD 70%	179
	PGD 70% - PMGD 10%	179
	PGD 70% - PMGD 70%	179

Tabla 4.1 Resultados tiempos críticos de despeje

De esta manera, es claro que para los escenarios donde se utilizaron los requerimientos para los PMGD en la generación distribuida en baja tensión, los tiempos críticos son mejores que en aquellas simulaciones donde éstos no fueron aplicados.

Esto tiene relación con la temprana desconexión de la generación distribuida sin requerimientos, lo que provoca que el sistema necesite inyección de energía desde la red equivalente para su recuperación, teniendo así niveles de tensión, posteriores al cortocircuito, menores que aquellos previos a éste.

A pesar de la diferencia encontrada, ésta sólo corresponde a 6 ms, por lo que la diferencia entre ambos valores no es realmente considerable. Con lo anterior, se puede afirmar que los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD sí mejoran los tiempos críticos de despeje del sistema.

4.4. Análisis y comparación de los resultados

Si bien la mayor parte de los análisis de los resultados ya se han presentado en las secciones anteriores, el motivo de esta sección es abarcar de manera más transversal las simulaciones, de tal manera que se puedan analizar todos los aspectos de éstas.

4.4.1. Distribución de la generación distribuida

Si bien la variable de la distribución no se utilizó en todas las simulaciones, sí fue considerada en gran parte de éstas.

La inserción de generación distribuida provoca una variación en el perfil de tensiones de una red de distribución. Así, en el sistema estudiado, a medida que la generación se ubicaba más hacia la cola del alimentador, la tensión se mantenía de manera más uniforme en éste.

Sin embargo, en ciertas ocasiones resultó complejo establecer la tensión en la red equivalente para un mismo escenario y diferentes distribuciones, especialmente con una penetración total de generación distribuida del 70%, donde la estabilidad del sistema dependía directamente de la tensión inicial que se establecía a la red equivalente.

Con todo lo anterior, la mejor manera en que se pueden comparar simulaciones similares con variación en la distribución, es la diferencia entre tensiones previas y posteriores al cortocircuito, tal como se ilustra en la Figura 4.14, donde se muestran éstas diferencias, para cada escenario, ordenados tal como aparece en la siguiente tabla:

#	Escenario
1	PGD 15%-PMGD 10%
2	PGD 15%-PMGD 70%
3	PGD 30%-PMGD 10%
4	PGD 30%-PMGD 70%
5	PGD 50%-PMGD 10%
6	PGD 50%-PMGD 70%
7	PGD 70%-PMGD 10%
8	PGD 70%-PMGD 70%

Tabla 4.2 Numeración escenarios

Luego, para cada escenario se muestran las diferencias en la tensión previa y posterior al cortocircuito en las tres distribuciones, donde a cada una de éstas últimas se le asignó un color distintivo.

Es necesario notar que esto sólo se dio para las simulaciones sin requerimientos frente a huecos de tensión en la generación distribuida doméstica, ya que al momento de utilizar los correspondientes a los PMGD, las diferencias que se presentaron en los voltajes fueron prácticamente nulas.

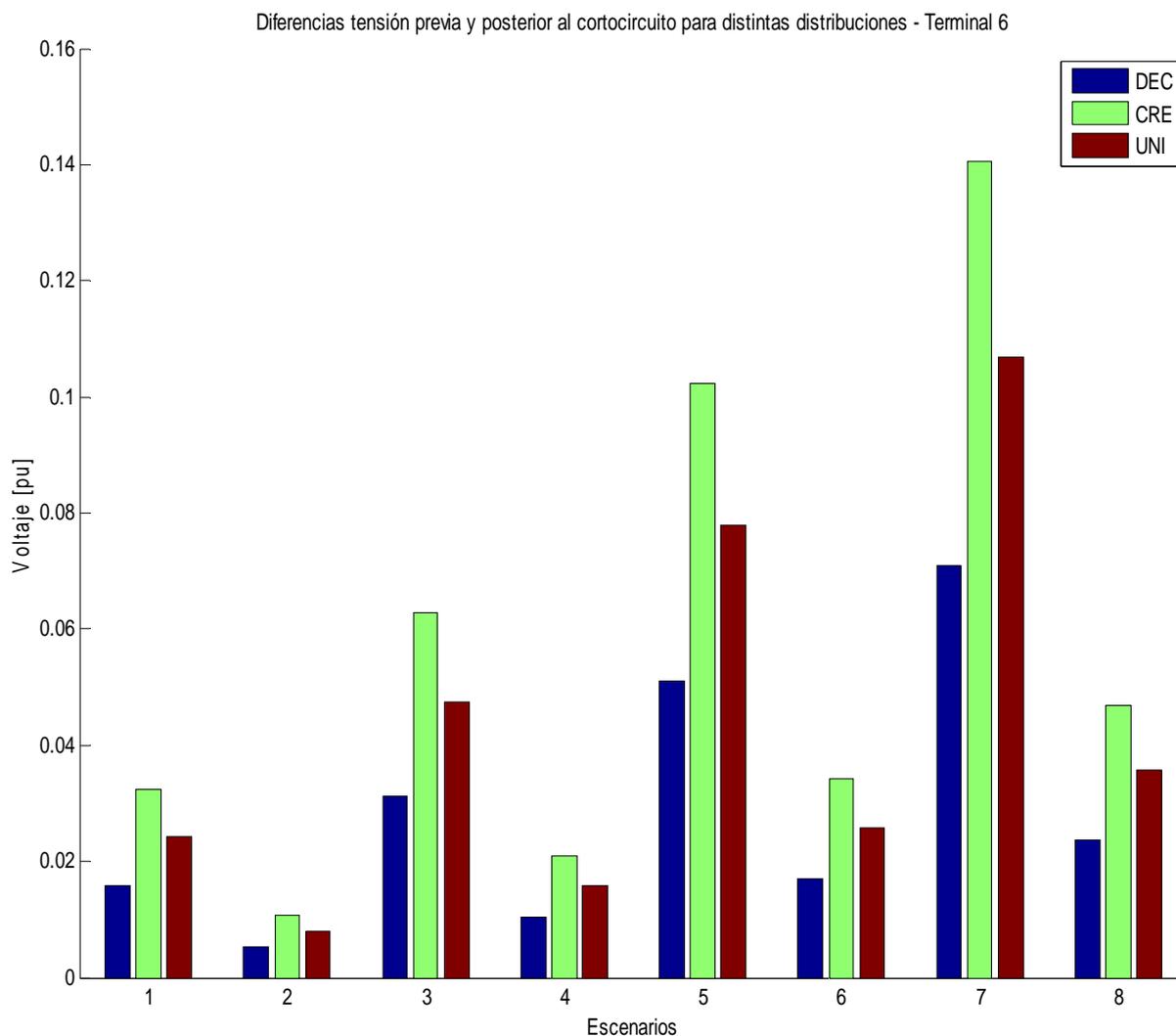


Figura 4.14 Diferencias de la tensión previa y posterior al cortocircuito para todos los escenarios y distribuciones

Así, se nota que, donde las mayores diferencias se produjeron para la distribución Creciente, seguidas de la Uniforme y finalmente la Decreciente.

Esto se produce ya que, tal como ya se ha dicho, en escenarios de penetración de generación distribuida con ésta ubicada hacia el final del alimentador, el perfil de tensión se eleva, con respecto al mismo sistema con la generación distribuida

concentrada más cerca de la red equivalente. Así, al momento de que ésta se desconecte, el voltaje decaerá considerablemente.

Dicho de otro modo, la generación distribuida provoca un alza en la tensión en el punto en que ésta se conecta, siendo mayor esta diferencia a medida que se conecte una mayor potencia. Luego, al producirse la desconexión de la generación distribuida, la caída de la tensión es mayor para aquellos lugares donde ésta última se había elevado más, es decir donde la generación distribuida instalada es mayor.

4.4.2. Penetración de la generación distribuida

La penetración de la generación distribuida está representada por los ocho escenarios que se simularon (ver Figura 3.4), en todos los casos estudiados.

Debido a la existencia de requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD en Chile, las simulaciones se agruparon en la penetración de generación distribuida total, teniendo para cada uno de éstos casos dos porcentajes de PMGD, 10% y 70%.

Si bien la tensión en un punto del sistema depende directamente de la distribución utilizada, tal como se mencionó en la sección anterior, también depende de la penetración. Así, para una misma distribución, a medida que la inyección de energía desde la generación distribuida es mayor, la tensión se eleva consecuentemente.

Es necesario notar también que este efecto depende de la tensión escogida para la red equivalente, y que esto influye en las diferencias antes mencionadas en el voltaje para distintos escenarios. Sin embargo, la manera en que se escogieron los puntos de partida logra mantener pequeñas las diferencias entre éstos, por lo que lo mencionado en el párrafo anterior es completamente válido.

Desde el punto de vista del porcentaje de PMGD para cada penetración total de generación distribuida, los efectos son bastante claros. En términos permanentes, las tensiones presentan leves diferencias, que tienen que ver con el nivel de voltaje donde se concentra la generación distribuida, y los elementos del sistema entre éstos y los consumos.

Además las respuestas de la tensión muestran claras diferencias en cuanto a escenarios de misma penetración total y distinto porcentaje de PMGD, siempre y cuando exista una diferencia entre los requerimientos aplicados para la generación distribuida en los dos niveles de tensión.

Así, en la sección 4.1.1 (simulaciones de cortocircuito con despeje luego de 150 ms y sin requerimientos), son notorias las diferencias mostradas en las respuestas de tensión, las cuales se dan para todas las distribuciones, y todos los escenarios.

Luego en estas simulaciones, la respuesta en tensión presenta una diferencia entre el voltaje previo y posterior al cortocircuito mayor, en casos donde el porcentaje de PMGD es menor, para una misma penetración total. Ésta diferencia de tensión es mayor a medida que la penetración total es mayor, en todas las distribuciones.

Para las demás simulaciones se obtuvo que, al momento de tener un despeje del cortocircuito de 150 ms y aplicar los requerimientos PMGD, la totalidad de la generación distribuida permaneció conectada, por lo que la tensión previa y posterior a la perturbación del sistema, resultó ser prácticamente igual. De esta forma, las diferencias entre los escenarios radican en que la tensión previa al cortocircuito se eleva más a medida que la penetración total es mayor, y se diferencia levemente para distintos porcentajes de PMGD y la misma cantidad de generación distribuida total.

En cuanto a las simulaciones con despeje del cortocircuito luego de 300 ms, en todos los casos se desconectó la totalidad de la generación distribuida, tal que para los casos con mayor penetración total la tensión cae a niveles inferiores, con respecto a aquellos con menor penetración, por lo que la diferencia entre los voltajes previos y posteriores al cortocircuito, es menor para éstos últimos.

Si bien esto tiene que ver con los puntos de partida de la tensión de la red equivalente, es necesario mencionar que para los escenarios de 15% y 30% de penetración total, éstos fueron idénticos (independiente del porcentaje de PMGD), y aun así se produjo el efecto mencionado en el párrafo anterior.

Por último hay que agregar que los diferentes escenarios no afectaron los tiempos críticos de despeje mostrados en la sección 4.3, sino que éstos sólo cambiaron al momento de aplicar distintos requerimientos.

4.4.3. Requerimientos frente a huecos de tensión

Los requerimientos utilizados entregaron dos comportamientos claros en las simulaciones realizadas. En primer lugar, para un tiempo de despeje del cortocircuito de 150 ms, la generación distribuida regida por los requerimientos para los PMGD permaneció conectada luego de perturbar el sistema, en todos los escenarios y distribuciones. Mientras que, en las pruebas sin requerimientos para la generación distribuida en baja tensión, ésta se desconectó completamente.

En segundo lugar, las simulaciones donde el tiempo de despeje del cortocircuito fue de 300 ms, toda la generación distribuida del sistema se desconectó, en todos los escenarios, e independientemente de los requerimientos aplicados.

De esta manera, un hueco de tensión provocado por un cortocircuito trifásico cuyo despeje es de 300 ms es capaz de superar los requerimientos normados para los PMGD, no pudiendo evitar su desconexión del alimentador.

Si bien esto podría parecer ilógico dado que existe una probabilidad considerable de ocurrencia para un evento de las características nombradas en el párrafo anterior, no lo es, tomando en cuenta el panorama internacional existente. En comparación, para Irlanda y Dinamarca, unos de los pocos países con requerimientos frente a huecos de tensión en redes de distribución², al momento en que el voltaje cae bajo 15% o 20%, respectivamente (como aparece en la Figura 2.3), está permitido que la generación distribuida se desconecte inmediatamente.

Como premisa inicial en este trabajo se decidió aplicar un cortocircuito trifásico ya que se consideró que para realizar las simulaciones se debería utilizar el peor caso de hueco de tensión posible. Tomando esto en consideración, es posible afirmar que los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD en Chile permiten un funcionamiento adecuado en condiciones bastante extremas.

Esto se ve al momento de aplicar el cortocircuito con un tiempo de despeje típico (150 ms), donde la generación distribuida que se rige por los requerimientos para PMGD permanece conectada luego de perturbar el sistema.

Además esto se refleja en los tiempos críticos de despeje, donde se observa que existe una diferencia, aunque pequeña, entre las simulaciones sin requerimientos y aquellas con requerimientos para PMGD, donde éstas últimas obtuvieron mejores resultados.

Es posible afirmar así, que los requerimientos para los PMGD son una opción que contribuye positivamente al sistema al ser aplicados en la generación distribuida conectada en baja tensión.

4.4.4. Tiempos de despeje del cortocircuito analizado

Si bien es muy usual utilizar un tiempo de despeje de cortocircuito de 150 ms, es también lógico plantearse la posibilidad de aplicar otra cantidad para este tópico, tomando en consideración las estadísticas recopiladas para el tipo de alimentador utilizado.

En las pruebas realizadas se aplicaron dos tiempos de despeje, 150 ms y 300 ms, donde en el último caso se dio que toda la generación distribuida de la red se desconectó, luego de perturbar el sistema, en todos los escenarios y bajo ambos requerimientos utilizados.

A pesar de esto, los requerimientos para los PMGD en Chile (ver Figura 3.6), obligan a los generadores a permanecer conectados en un hueco de tensión de entre 0,5 pu y 0,9 pu, durante 2 s. Esto quiere decir que al momento de producirse una disminución en

² Sólo para generadores eólicos, y desde cierta potencia en adelante (ver sección 2.6)

el voltaje, si ésta es mayor a 0,5 pu los PMGD deben permanecer conectados por al menos 2 s.

De esta manera, los PMGD en Chile deben mantenerse conectados por períodos de tiempo relativamente extensos, pero sólo si los huecos de tensión no caen bajo 0,5 pu, que no fue lo realizado en las simulaciones, donde se estudió el peor caso posible, es decir, donde la tensión disminuyese al nivel de tierra.

Además, el sistema tiene tiempos críticos de despeje mayores a 150 ms, lo que implicó que la generación distribuida regida por requerimientos para PMGD no se desconectase al momento de aplicar un cortocircuito con éstas características.

Finalmente, si bien la aplicación de dos tiempos de despeje distintos posibilita ampliar el estudio incluyendo más casos posibles y probables en la operación real, no contempla todas las fuentes de huecos de tensión. Sin embargo, al haberse centrado en dos escenarios que representasen la peor causa de caída de voltaje en el sistema, se obtuvieron dos resultados claros:

1. Los requerimientos frente a huecos de tensión, en particular los utilizados, correspondientes a los PMGD en Chile, mejoraron la respuesta de la generación distribuida, en comparación a los casos sin requerimientos para ésta última.
2. A pesar de que los requerimientos para los PMGD no fueron suficientes para mantener a la generación distribuida conectada luego de un cortocircuito con despeje a los 300 ms, se perfilan como una opción viable tomando en consideración que los huecos de tensión más comunes tienen una duración inferior a 1 s, con voltajes iguales o superiores a 0,4 pu [18], [19].

Capítulo 5 - Conclusiones

5.1. Con respecto a los resultados obtenidos

El trabajo realizado comprendió la aplicación de huecos de tensión provocados por cortocircuitos trifásicos con dos tiempos de despeje, 150 ms y 300 ms, en un sistema compuesto por un alimentador de distribución del tipo rural, con distintos niveles de penetración de generación distribuida y distribuciones de ésta a lo largo del sistema. Además se aplicaron distintos requerimientos frente a huecos de tensión.

Así, las distribuciones que se utilizaron para ubicar la generación distribuida afectaron los resultados de manera que las tensiones previas y posteriores al cortocircuito presentaron mayores diferencias en la distribución Creciente, seguidos por la Uniforme, y la Decreciente. Esto sólo se dio en las simulaciones donde los PMGD permanecieron conectados, y no así la generación distribuida en baja tensión.

En el caso de la penetración de la generación distribuida, en términos generales se puede afirmar que la tensión de un punto del sistema se eleva a medida que la inyección de energía en éste, a partir de los generadores descentralizados, es mayor. Luego en cada escenario a medida que la penetración total de generación distribuida aumentaba, también lo hacía la tensión previa al cortocircuito. Además de esto, la diferencia entre el voltaje antes y después de perturbar al sistema aumenta a medida que la penetración total es mayor.

En este ámbito también se producen diferencias para los escenarios con la misma cantidad de generación distribuida total, pero con distintos porcentajes de PMGD, donde las tensiones previas al cortocircuito son mayores en los casos donde se tiene menor porcentaje de PMGD. Esto tiene relación con el hecho de que la concentración de generación se produce a dos niveles de tensión distintos.

En cuanto a los requerimientos frente a huecos de tensión utilizados, hay una clara diferencia al momento de comparar el caso sin requerimientos con aquel donde se utilizaron los correspondientes a los PMGD en Chile. Al momento de aplicar un cortocircuito con despeje de 150 ms, toda la generación regida por estos últimos permaneció conectada a la red luego de la perturbación. Sin embargo, aquella generación distribuida sin requerimientos se desconectó en todos los casos simulados. Esto ocurrió independientemente de los escenarios de penetración y de las distribuciones estudiadas.

Por otro lado, este comportamiento no se repitió al momento de aplicar un cortocircuito trifásico con despeje a los 300 ms, donde toda la generación distribuida del sistema se desconectó (PMGD y aquella en baja tensión). Esto pareciese ser un problema para los requerimientos frente a huecos de tensión aplicados a los PMGD en Chile. Sin embargo, las simulaciones se hicieron utilizando el peor evento posible causante de un hueco de tensión, por lo que si se tomaran en cuenta las características

más comunes de éstos últimos (duración inferior a 1 s, con voltajes iguales o superiores a 0,4 pu), los PMGD permanecerían conectados al sistema [18], [19].

Así, se puede concluir que los escenarios de penetración no afectaron el comportamiento de los requerimientos frente a huecos de tensión, pero sí de las tensiones previas y posteriores a las perturbaciones estudiadas, por lo que es necesario tener en cuenta esta variable al momento de operar la red. Por otro lado, las distribuciones de la generación distribuida tampoco afectaron a los requerimientos, pero sí a las tensiones antes mencionadas, provocando diferencias notorias entre éstas para las distintas ubicaciones de los generadores en el sistema. Además, los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD aportaron positivamente al comportamiento de la generación distribuida, obligando la permanencia de su conexión al sistema luego del cortocircuito con despeje a los 150 ms. Además su aporte se pudo verificar al momento de calcular los tiempos críticos de despeje, donde estos fueron mayores cuando la generación distribuida en baja tensión se regía por estos requerimientos. Finalmente, si bien un cortocircuito con un despeje a los 300 ms provoca una desconexión masiva de la generación distribuida del sistema, éste es un caso bastante extremo, ya que para los huecos de tensión más comunes, los requerimientos frente a huecos de tensión para los PMGD son más que suficientes para asegurar que los generadores descentralizados permanezcan conectados una vez perturbado el sistema.

5.2. Trabajo futuro

En cuanto al trabajo propuesto para un futuro, y a modo de plantear desarrollos relacionados a los temas revisados en este estudio, se tiene lo siguiente:

- Realizar un estudio similar, incluyendo otros requerimientos frente a huecos de tensión, que pudiesen ser propuestos o bien extraídos de normativas de otros países del mundo.
- Si bien este estudio se centró en un alimentador del tipo rural, es válido investigar el comportamiento de la generación distribuida en un alimentador del tipo urbano, al momento de aplicar huecos de tensión.
- Por último, es posible plantear nuevas características dentro del alimentador investigado, tales como distintas distribuciones para los consumos, ubicación de los puntos de conexión para los PMGD, etc.

Capítulo 6 – Bibliografía

- [1] C. Lozano, “Planificación de alimentadores de distribución de media tensión en función de la penetración de generación distribuida en baja tensión.” Tesis Magíster en Ciencias de Ingeniería, Mención Eléctrica, Universidad de Chile, 2011.
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005.
- [3] E. J. Coster, *Distribution Grid Operation Including Distributed Generation*, no. september. 2010.
- [4] H. Leite, P. Ramalho, B. Silva, and R. Fiteiro, “Distributed generation protection scheme to permit ‘ride-through fault’,” no. 0104, pp. 8–11, 2009.
- [5] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, “Effect of Grid Disturbances on Fault-Ride-Through Behaviour of MV-connected DG-units , in especially CHP-plants,” pp. 1–11, 2009.
- [6] Distribution System Operator ESB Networks, “Ireland Distribution Code,” 2007.
- [7] H.-C. Chen, C.-T. Lee, P.-T. Cheng, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, and S. Bhattacharya, “A flexible low-voltage ride-through operation for the distributed generation converters,” *2013 IEEE 10th Int. Conf. Power Electron. Drive Syst.*, pp. 1354–1359, Apr. 2013.
- [8] ENERGINET DK, “Grid Code Requirements in Denmark.” 2011.
- [9] J. A. Fuentes, M. Cañas, A. Molina, E. Gomez, and F. Jimenez, “International Review of Grid Connection Requirements related with Voltage Dips for Wind Farms,” pp. 1–6.
- [10] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” 2009.
- [11] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas, *Ñom Lüfke*. Prentice Hall, 2008.
- [12] D. Koval and J. J. Leonard, “POWER QUALITY OF RURAL DISTRIBUTION SYSTEMS,” [*Proceedings*] WESCANEX '91, 1991.
- [13] C. Carter-Brown and C. Gaunt, “MODEL FOR VOLTAGE DROP APPORTIONMENT IN MV/LV RURAL ELECTRICITY DISTRIBUTION,” pp. 929–932, 2002.
- [14] ENTSO-E AISBL, “ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,” no. June, 2012.
- [15] Comisión Nacional de Energía, “DECRETO SUPREMO N°327 - FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS,” pp. 1–118, 1997.

- [16] L. D. Rozas, “Material del Ramo Gestión de la Distribución de la Energía Eléctrica: MANTENIMIENTO REDES AÉREAS MT / BT.” 2012.
- [17] A. Johnson, “Grid Code Workshop Fault Ride Through – Background.” National Grid, 2006.
- [18] H. Markiewicz and A. Klajn, “Voltage Disturbances - Standard EN 50160,” 2004.
- [19] AENOR, “Norma Española: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución,” 2001.
- [20] Y. Yang and F. Blaabjerg, “Low-Voltage Ride-Through Capability of a Single-Stage Single-Phase Photovoltaic System Connected to the Low-Voltage Grid,” *Int. J. Photoenergy*, 2013.
- [21] A. Fernández, “Impact of distributed generation on distribution system.” Department of Energy Technology, Aalborg, Dinamarca, 2011.
- [22] Danish Technical Regulations, “Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV.” Technical Regulations TF 3.2.6, Dinamarca, 2004.
- [23] E. Coster, J. Morren, J. Myrzik, and W. Kling, “Comparison of MV-Grid structures on fault ride through behavior of MV-Connected DG-Units,” no. 0241, pp. 8–11, 2009.
- [24] I. Xyngi, A. Ishchenko, M. Popov, and L. van der Sluis, “Protection, transient stability and fault ride-through issues in distribution networks with dispersed generation,” *2008 43rd Int. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–5, Sep. 2008.
- [25] bdew, “Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network,” no. June, 2008.
- [26] W. Christiansen and D. T. Johnsen, “Analysis of requirements in selected Grid Codes.” Ørsted•DTU, Section of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark (DTU), Dinamarca, 2006.
- [27] M. P. Comech, M. García-gracia, S. M. Arroyo, and M. Á. Martínez, “Wind Farms and Grid Codes,” 2007.
- [28] M. Gomez-Perez, E. Jimenez-Macías, E. Martinez-Cámara, and J. Ramos-Hernanz, “DGFACTS comparative in wind power to solve LVRT requirements,” no. 11, pp. 4–9, 2013.
- [29] EirGrid, “Ireland Grid Code,” 2011.
- [30] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen, and N. A. Cutululis, *Mapping of grid faults and grid codes*, vol. 1617, no. July. 2007.

- [31] MINISTERIO DE ECONOMIA FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA FOMENTO Y ECONSTRUCCION, “Decreto 244,” 2006.
- [32] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión,” 2007.
- [33] J. P. Urrutia, “Ley N° 20571, Reglamento y experiencias de evolución de la GD,” 2013.
- [34] ABB, “Distribution Transformers.” Catálogo Transformadores de Distribución, 2001.
- [35] ABB, “MV / LV transformer substations : theory and examples of short-circuit calculation,” no. February, 2008.
- [36] ALCAN CABLE, “BARE OVERHEAD TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONDUCTORS.” Catálogo Conductores Aéreos de Transmisión y Distribución, 2008.
- [37] PRYSMIAN, “Cuerdas para Líneas Aéreas Catálogo General,” 2008.
- [38] INE, “Distribución y Consumo Energético en Chile,” 2008.
- [39] INE, “La familia chilena en el tiempo,” 2010.
- [40] BBVA RESEARCH, “Situación Inmobiliaria Chile,” 2012.
- [41] BBVA Chile, “Situación Inmobiliaria Chile,” 2008.
- [42] E. Soto and C. Scholz, “EVES – Evaluación de Energía Solar,” 2013.
- [43] CDEC-SIC, “Datos Sistema Interconectado Central.” [Online]. Available: https://www.cdec-sic.cl/index_es.php. [Accessed: 20-Nov-2013].
- [44] Energy Networks Association, “Engineering Technical Report: Risk Assessment for BT Operators Working In a ROEP Zone,” 2006.
- [45] J. Keller and B. Kroposki, “Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources,” no. January, 2010.
- [46] G. Ello, “Basic Distribution Engineering for Utility System Operations.” IEEE Long Island Section, 2010.
- [47] A. H. K. Alaboudy and H. H. Zeineldin, “Critical clearing time for isolating microgrids with inverter and synchronous based Distributed Generation,” *IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–6, Jul. 2010.
- [48] J. Harlow, *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press LLC, 2004.

Capítulo 7 – Anexos

7.1. Anexo A: Gráficos extra cortocircuito con despeje de 150 ms

7.1.1. Sin requerimientos

7.1.1.1. Respuesta de la frecuencia del sistema

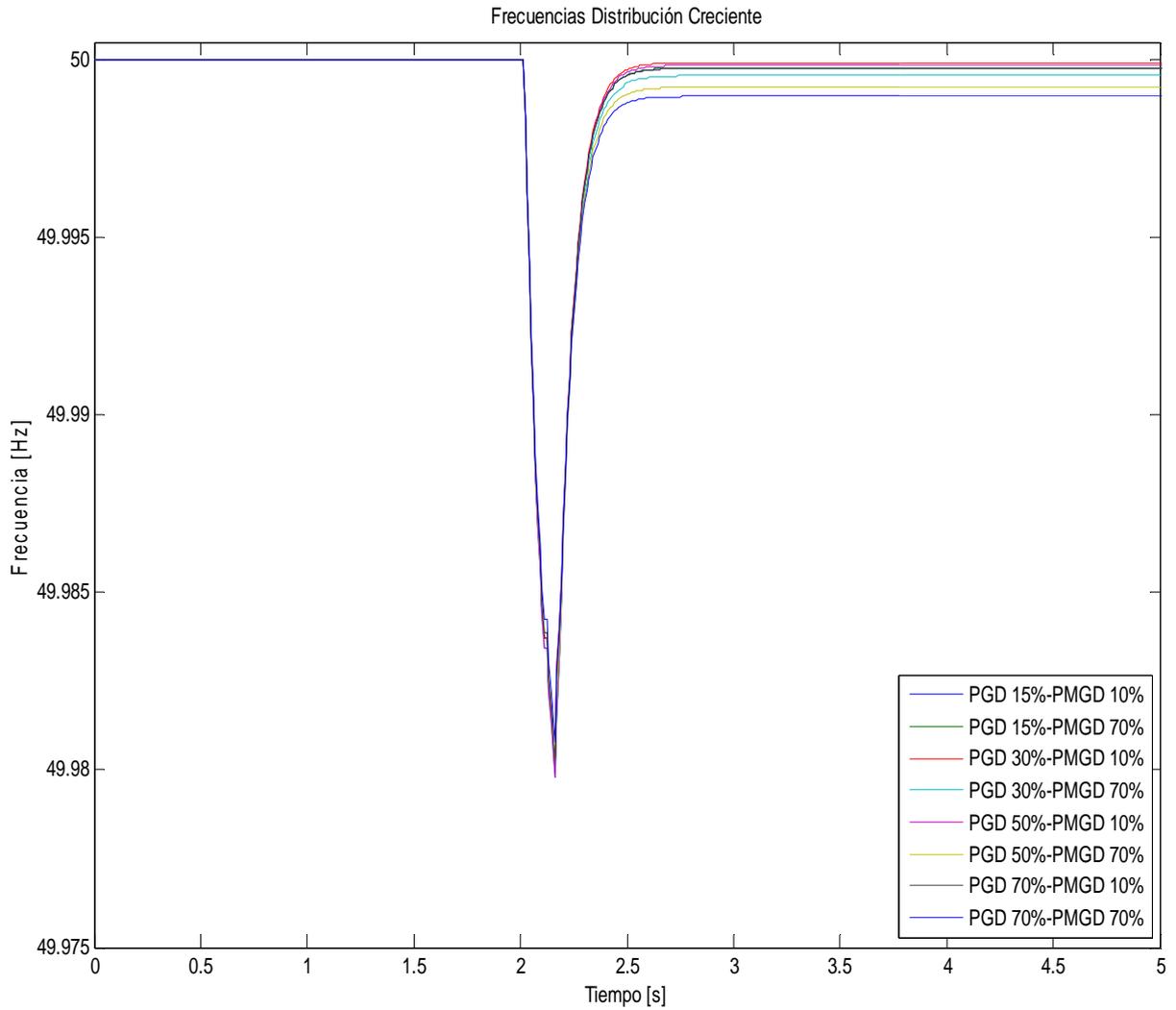


Figura 7.1 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 150 ms

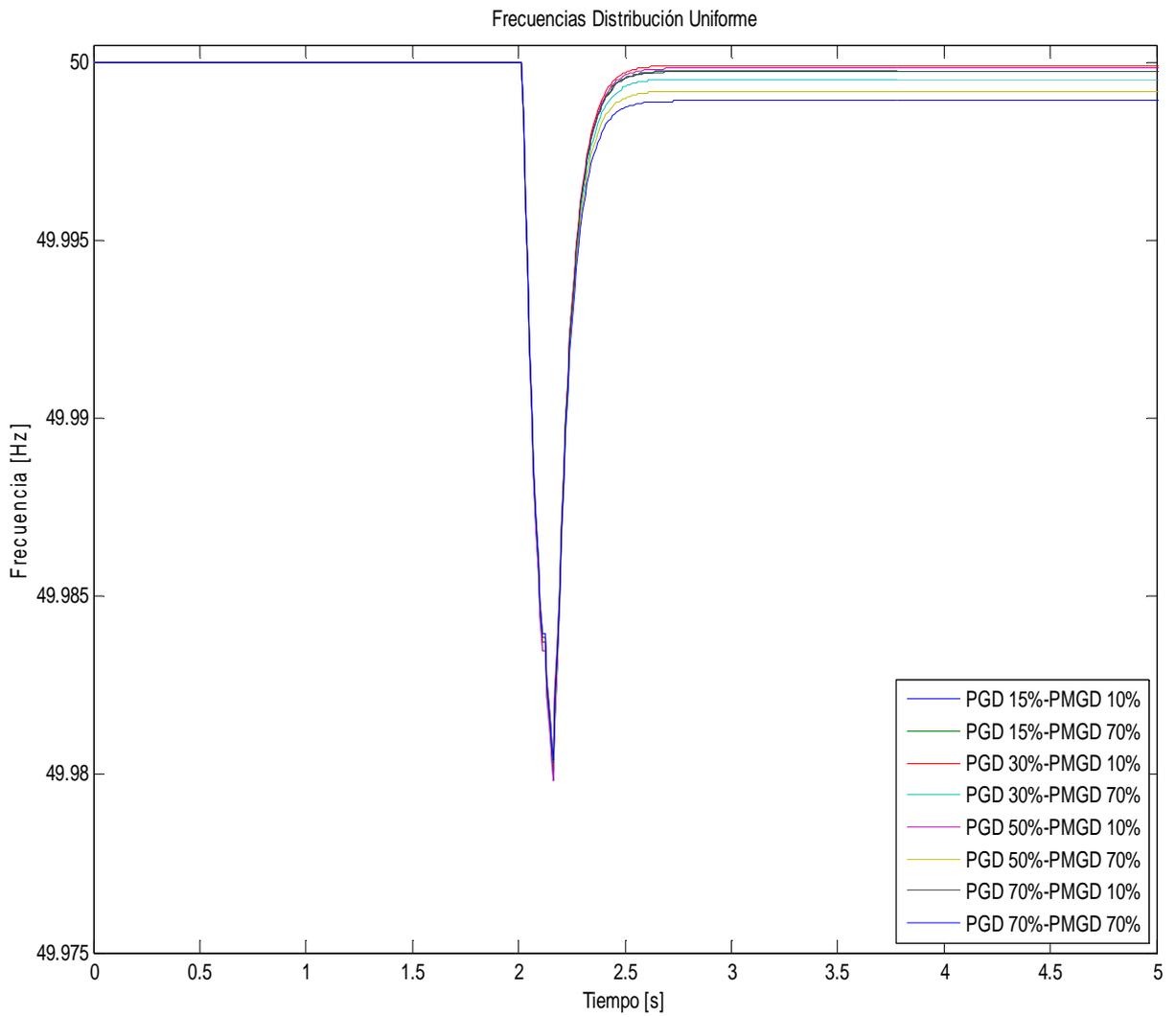


Figura 7.2 Respuesta de la frecuencia para la distribución Uniforme y el cortocircuito de 150 ms

7.1.1.2. Elección del terminal para examinar la respuesta de la tensión

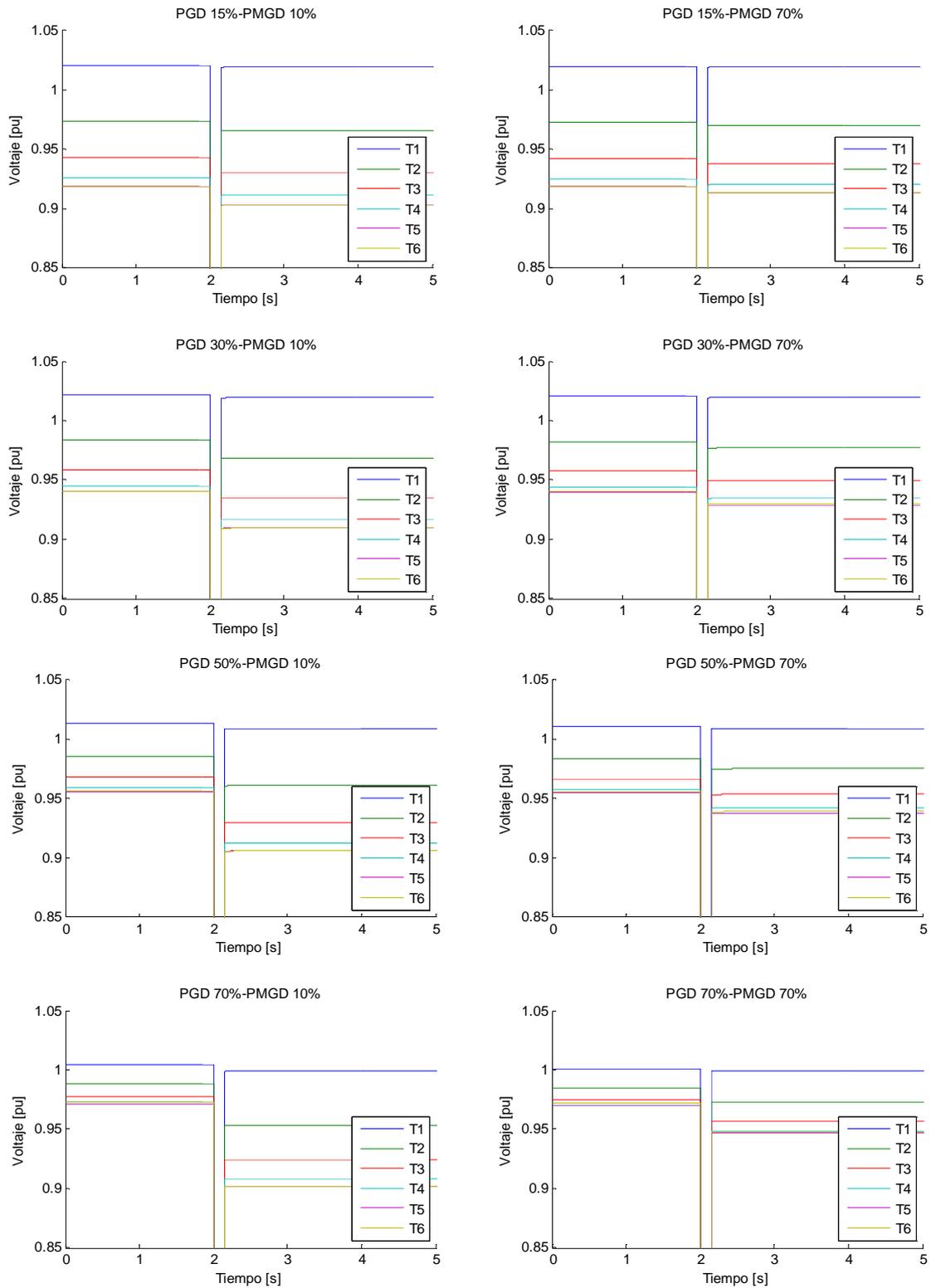


Figura 7.3 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Decreciente

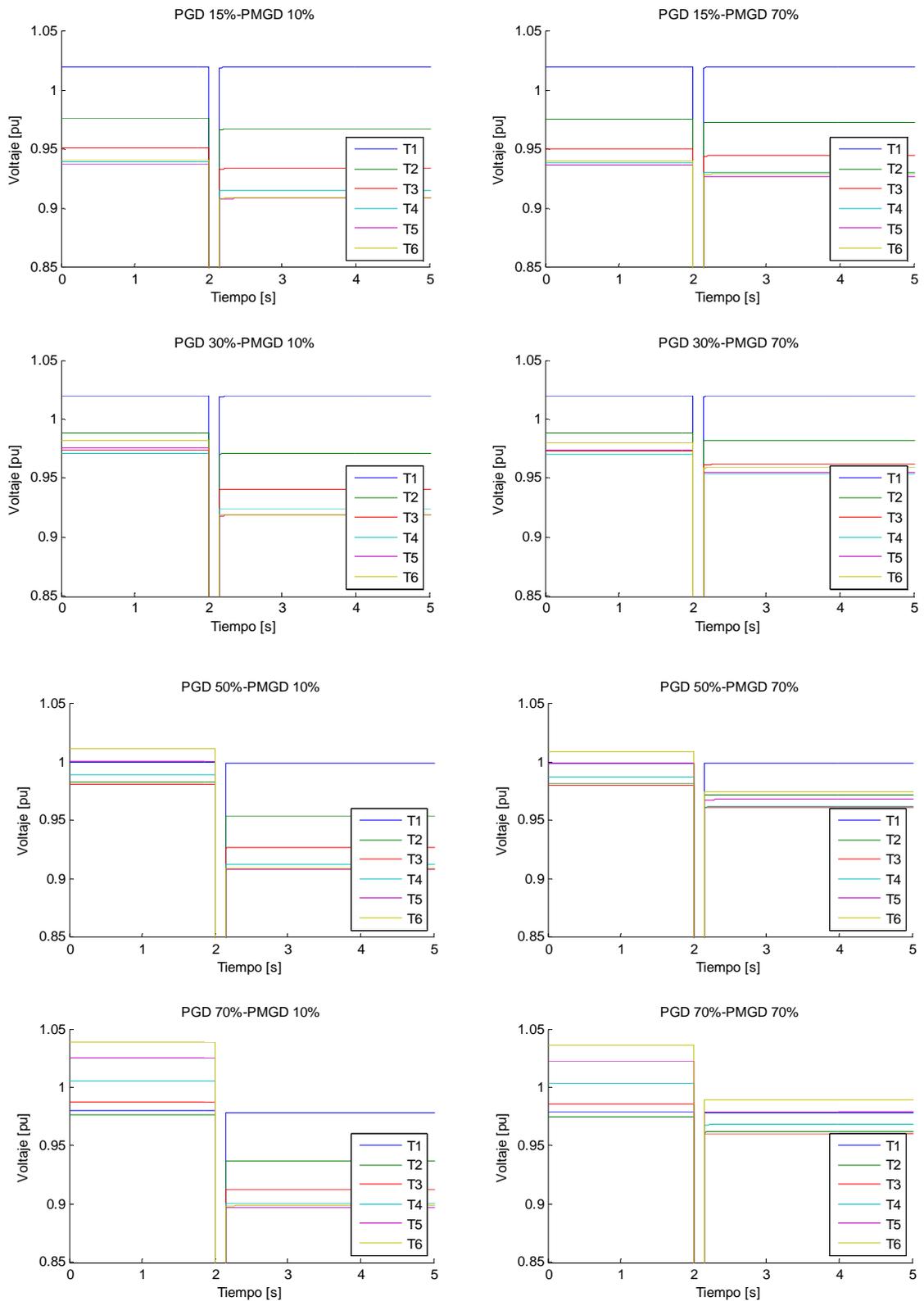


Figura 7.4 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Creciente

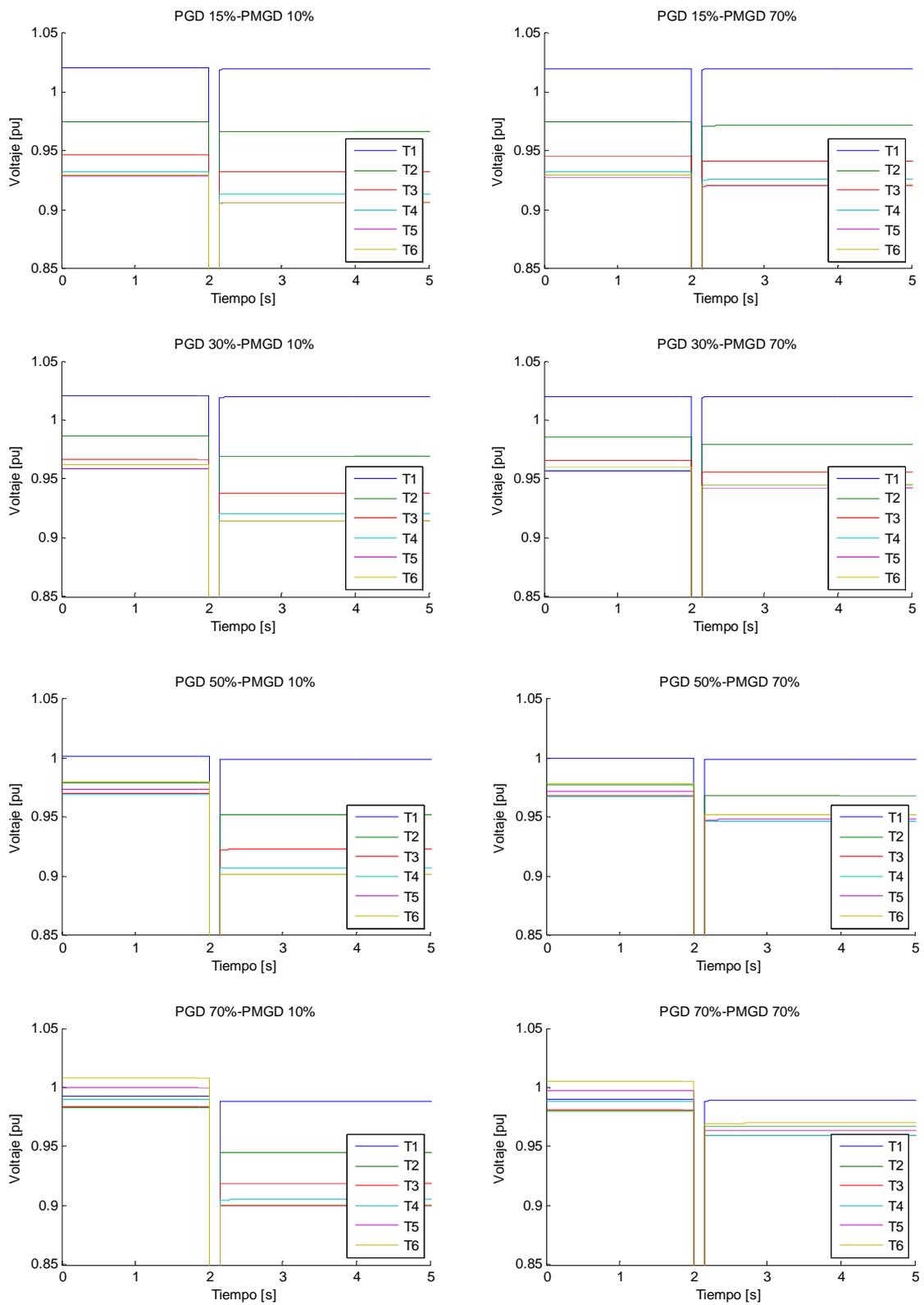


Figura 7.5 Respuestas de tensión para todos los terminales, distribución Uniforme

7.1.2. Requerimientos PMGD

7.1.2.1. Respuesta de la frecuencia del sistema

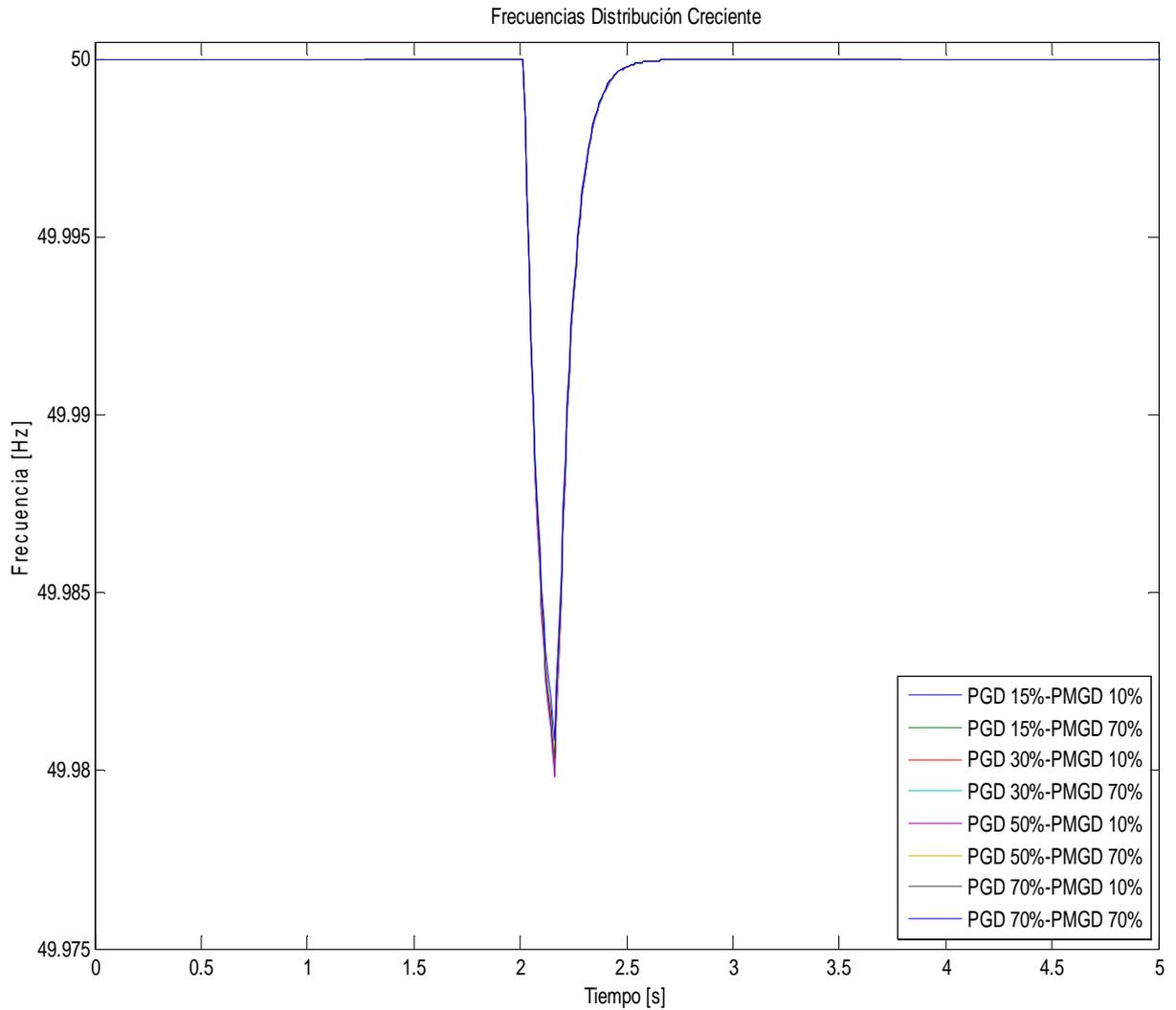


Figura 7.6 Respuesta de la frecuencia para la distribución Creciente y el cortocircuito de 150 ms

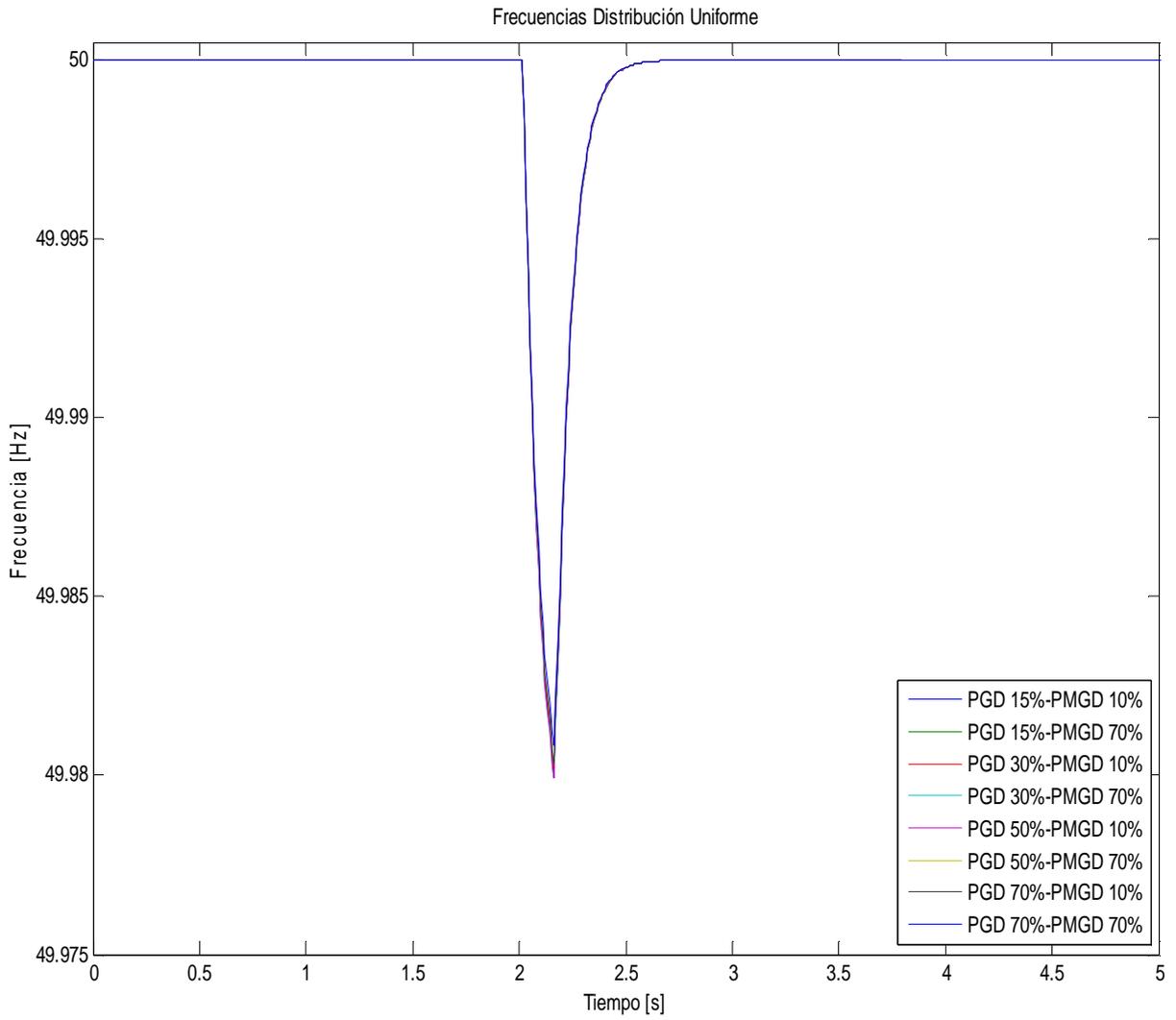


Figura 7.7 Respuesta de la frecuencia para la distribución Uniforme y el cortocircuito de 150 ms

7.2. Anexo B: Gráficos extra cortocircuito con despeje de 300 ms

7.2.1. Comparativa de respuestas de tensión para los requerimientos aplicados

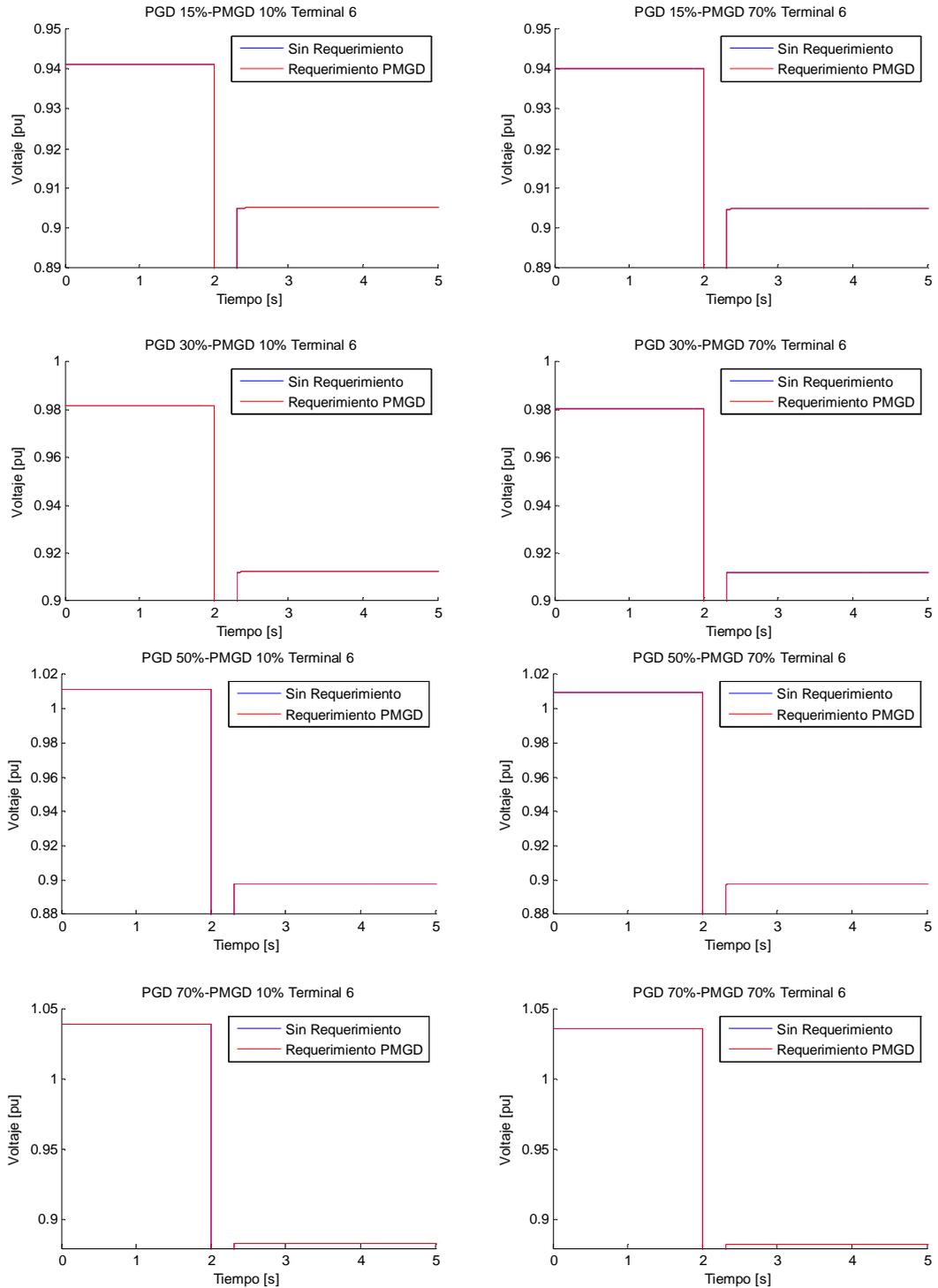


Figura 7.8 Comparativa respuesta de tensión sin requerimientos y con requerimientos PMGD para cada escenario simulado