



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

**ANÁLISIS DE IMPACTO DINÁMICO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN
SOBRE REDES DE DISTRIBUCIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA

VANNIA ISABEL TORO BLANCA

PROFESOR GUÍA:
LUIS VALENZUELA GÓMEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2010

ANÁLISIS DE IMPACTO DINÁMICO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN SOBRE REDES DE DISTRIBUCIÓN

El objetivo general del presente trabajo de título es determinar el impacto dinámico asociado a la conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) sobre un sistema eléctrico, identificando su dependencia con distintas condiciones de la red y de la operación del PMGD. Se espera contribuir al proceso de integración de PMGD, indicando aspectos críticos a considerar en los estudios de conexión.

Las razones para la conexión de un PMGD pueden ser múltiples, por ejemplo: disminuir el consumo desde el sistema eléctrico, economizar el suministro de energía ó aumentar la confiabilidad. Adicionalmente estos medios requieren menor capital de inversión y facilitan el uso de energías renovables. A nivel estático su impacto es conocido, encontrando implicancias sobre el nivel de pérdidas, capacidad térmica de equipos y regulación de voltaje; no así desde el punto de vista dinámico. En la actualidad existen leyes y normativas que incentivan y promueven su inserción, siendo las chilenas similares a las internacionales; sin embargo, en ellas no se entregan mayores acotaciones dinámicas, y sólo se indica la desconexión de las máquinas ante condiciones anormales de tensión o frecuencia.

La evaluación del impacto se realizó con el uso del software Power Factory de DigSilent, mediante simulaciones sobre un sistema de prueba que busca representar en forma simplificada la interacción entre la red de transmisión y distribución. La metodología de trabajo se basa en la aplicación de contingencias definidas, identificando niveles de tensión y frecuencia para determinar el efecto sobre la red. Se analizan comparativamente las respuestas dinámicas considerando distintos casos, entre ellos, la dependencia con la ubicación y penetración de PMGD en el alimentador, condiciones de generación - demanda, potencia generada y factor de potencia.

La conexión de un PMGD en una red de distribución tiene un impacto positivo sobre el voltaje ante contingencias externas al alimentador, acentuándose el efecto cuanto más alejado a la subestación primaria de distribución se conecte; a su vez, repercute negativamente en la frecuencia, originando mayores desviaciones. Las fallas más riesgosas son las producidas aguas arriba del punto de repercusión, ya que generan una isla eléctrica momentánea que puede producir sobretensiones elevadas, que se incrementan en condiciones de demanda mínima y mientras más capacitivo sea el generador. Cuanto más pequeña es la impedancia del conjunto de conexión del PMGD, menor será la desviación de tensión, pero a su vez esto se traduce en un mayor aporte de corriente de falla, lo que atenta contra un funcionamiento adecuado de las protecciones preexistentes en el alimentador. Por otro lado, mientras mayor sea el nivel de cortocircuito en el punto de conexión, la respuesta dinámica es menos sensible a una variación de capacidad del PMGD.

Se destaca que los efectos asociados a la conexión de un PMGD dependen ampliamente de las características del sistema, lo que dificulta una generalización. El análisis llevado a cabo, arroja que el impacto no resulta peligroso para el sistema bajo las condiciones de desconexión que se exigen en la actualidad. Las variaciones respecto del escenario sin generador, son por lo general inferiores al 5% del valor nominal. Lo anterior sumado a que la NT SyCS y la NTCO de PMGD no indican rangos transitorios para las variables eléctricas a nivel de distribución, lleva a que el estudio dinámico sea de importancia relativa. La rápida salida del PMGD ante una contingencia resulta práctica y positiva, pero si la penetración en Generación Distribuida es significativa, una perturbación en el sistema de transmisión originaría la desconexión de las máquinas en distintos alimentadores. Por ende, la práctica actual de desconexión no será sostenible y las nuevas normativas deberán determinar claramente en qué casos se deben llevar a cabo estudios dinámicos y definir los rangos admisibles para las variables eléctricas.

AGRADECIMIENTOS

Son muchos a los que les debo agradecer por haber llegado a culminar este trabajo y con ello una linda etapa de mi vida.

Quisiera partir por mis padres, quienes han estado siempre junto a mí, apoyándome y alentándome bajo cualquier circunstancia. A mi mamá porque además de ser un pilar emocional se esforzó por hacerme la tarea más fácil, preparando comidas, ordenando mis cosas y entregándome siempre una sonrisa sin esperar nada a cambio. A mi papá, por tener siempre tiempo disponible para estar ahí sin importar las largas horas de trabajo y espera que tuvo que soportar, por tener las palabras justas para aconsejarme y además por disfrutar inmensamente de mis logros y alegrías como si fueran suyos. A mis hermanas que se preocuparon de mí y se encargaron de divertirme cuando se podía.

Un agradecimiento para mi pololo Germán, que me acompañó, escuchó y apoyó siempre, no solo en lo que respecta al trabajo. También me entregó su amor y con su forma tan linda de ser fue el creador de muchas alegrías.

Quisiera también agradecer a los representantes de GTD INGENIEROS CONSULTORES por financiar y creer en este proyecto, y a mi profesor guía Luis Valenzuela G. por la disposición y confianza que depositó en mí. Al profesor Guillermo Jiménez por darme consejos para sacar adelante este trabajo. A Oscar Moya, Rodrigo Palma y Jaime Cotos que dedicaron su tiempo en enseñarme.

Finalmente quiero agradecer a todos mis compañeros y amigos, empezando por los más cercanos de primer año, Pame, Fran, Oso, Javier, Flaco. Posteriormente a los de eléctrica: Paul P., Danilo P, David F., Paula M., Andrés V., Alonso A., Daniel D., Luis B., Alejandro V., Cristian S., Javi G., Felipe L., Javier B. Y por último a los del laboratorio de energía: José Miguel, Sebastián M., Jaqui, Diego, Andrés R, y Elena.

Un último agradecimiento a mis amigas del colegio, Paula S., Amanda H., Cote A., Miche B. y Angie P., quienes estuvieron y siguen conmigo a pesar del poco tiempo que les dediqué durante esta etapa, especialmente a Constanza Pinto, que además de lo anterior se mantuvo siempre cerca y me ayudó con la redacción de este trabajo.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN	1
1.2 ALCANCE.....	1
1.3 OBJETIVOS.....	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	2
1.4 ESTRUCTURA GENERAL MEMORIA	2
CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	4
2.1 SECTOR ELÉCTRICO CHILENO.....	4
2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	5
2.3 DEFINICIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	7
2.4 RAZONES PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	8
2.5 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	9
2.6 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOBRE LA RED	11
2.7 PMGD EN CHILE	14
2.8 REVISIÓN DE MARCO LEGISLATIVO Y REGULATORIO CHILENO	15
2.8.1 <i>Leyes relacionadas con la GD</i>	15
2.8.2 <i>Reglamento y Normativa para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación</i>	17
2.8.3 <i>Seguridad y Calidad de Servicio</i>	18
2.8.4 <i>Aspectos de la NTCh de SyCS</i>	19
2.8.5 <i>Especificaciones técnicas generales de la NTCO de PMGD</i>	21
2.9 EXPERIENCIA INTERNACIONAL	25
2.9.1 <i>Estándar IEEE 1547 “ Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”</i>	26
2.9.2 <i>Norma Alemana</i>	28
CAPÍTULO 3. ANTECEDENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, IMPACTOS DE LA GD Y FENÓMENOS DINÁMICOS	30
3.1 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	30
3.2 CONSIDERACIONES RESPECTO A LAS VARIACIONES DE TENSIÓN	32
3.2.1 <i>Clasificación de variaciones de tensión</i>	35
3.2.2 <i>Tolerancia de voltaje</i>	37
3.3 CONSIDERACIONES RESPECTO A VARIACIONES DE LA FRECUENCIA	38
3.3.1 <i>Efecto de variaciones de frecuencia</i>	38
3.4 CONSIDERACIONES DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS	39
3.4.1 <i>Tecnologías de máquinas de generación</i>	39
3.4.2 <i>Comportamiento dinámico de la máquina sincrónica</i>	41
3.4.3 <i>Comportamiento dinámico de la máquina asíncrona</i>	44
3.5 CONSIDERACIONES RESPECTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	45
3.5.1 <i>Impacto en los niveles de cortocircuito y coordinación de protecciones de la red de distribución</i>	45
3.5.2 <i>Tiempos críticos de despeje para no perder estabilidad</i>	52
3.5.3 <i>Capacidad de soporte de contingencia</i>	53
CAPÍTULO 4. CASOS ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	54
4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	54
4.1.1 <i>Modelo de Consumos</i>	56

4.1.2	<i>Transformador de interconexión</i>	57
4.1.3	<i>Ajuste de protecciones del PMGD</i>	58
4.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	58
4.3	ESTUDIO 1: SONDEO INICIAL	60
4.3.1	<i>Contingencias en el sistema de Transmisión</i>	61
4.3.2	<i>Partida motor industrial</i>	63
4.3.3	<i>Caída de alimentador vecino</i>	63
4.3.4	<i>Salida de una central generadora</i>	64
4.3.5	<i>Falla trifásica, bifásica y monofásica externa al alimentador</i>	65
4.4	ESTUDIO 2: EVALUACIÓN DE IMPACTO DEL PMGD Y SU DEPENDENCIA CON DECISIONES DE PLANIFICACIÓN	65
4.4.1	<i>Definición de las capacidades y ubicaciones del GD a evaluar</i>	67
4.4.2	<i>Definición de contingencias a evaluar</i>	68
4.4.3	<i>Evaluación del impacto respecto de la ubicación del GD</i>	71
4.4.4	<i>Evaluación del impacto respecto de la capacidad de generación</i>	93
4.4.5	<i>Evaluación del impacto respecto de la tecnología de la máquina</i>	101
4.5	ESTUDIO 3: ANÁLISIS DE IMPACTO RESPECTO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN	104
4.5.1	<i>Escenarios de generación-demanda</i>	105
4.5.2	<i>Potencia generada respecto de capacidad instalada de la máquina</i>	108
4.5.3	<i>Penetración de GD en el Alimentador</i>	110
4.5.4	<i>Factor de potencia de operación</i>	116
4.6	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE	119
4.7	ANÁLISIS FINAL	124
	CAPÍTULO 5. RECOMENDACIONES Y OBSERVACIONES	125
	CAPÍTULO 6. DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN	133
	CAPÍTULO 7. REFERENCIAS	137
	ANEXO A. CORTOCIRCUITO	139
	ANEXO B. MODELO DE CARGAS	145
	ANEXO C. GRÁFICOS	147
	ANEXO D. DATOS DEL SISTEMA DE SIMULACIÓN	159

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. CAPACIDAD INSTALADA POR SISTEMA AL AÑO 2008. [1].....	4
FIGURA 2. SECTOR ELÉCTRICO CHILENO. [1]	5
FIGURA 3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	7
FIGURA 4. EFECTO DE LA GD EN EL PERFIL DE TENSIÓN	13
FIGURA 5. CAPACIDAD INSTALADA EN CHILE SEGÚN FUENTE. [1]	14
FIGURA 6. POTENCIA BRUTA GENERADA POR PMGD SEGÚN FUENTE EN EL SIC, AÑO 2008.	15
FIGURA 7. CLASIFICACIÓN CHILENA DE LOS MEDIOS DE GENERACIÓN [1]	16
FIGURA 8. NIVELES DE TENSIÓN INDICADOS EN NT SYCS PARA RECUPERACIÓN DINÁMICA.....	21
FIGURA 9. CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.	31
FIGURA 10. DIAGRAMA FASORIAL.....	33
FIGURA 11. HUECO DE TENSIÓN.....	36
FIGURA 12. ELEVACIÓN DE TENSIÓN	37
FIGURA 13. ESQUEMA DE CONTROL PARA UN GENERADOR SINCRÓNICO	43
FIGURA 14. ESQUEMA DE PRUEBA Y PUNTOS DE MEDICIÓN	46
FIGURA 15. DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA CASO 1: FIGURA A) SIN GD, FIGURA B) CON GD.....	47
FIGURA 16. DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA CASO 2: FIGURA A) SIN GD, FIGURA B) CON GD.....	49
FIGURA 17. DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA CASO 3: FIGURA A) SIN GD, FIGURA B) CON GD.....	50
FIGURA 18. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE PRUEBA	55
FIGURA 19. MODELO DINÁMICO DE CARGAS UTILIZADO	56
FIGURA 20. ESQUEMA METODOLOGÍA GENERAL DE ANÁLISIS EMPLEADA	59
FIGURA 21. RESPUESTA DE TENSIÓN FALLA CHARRÚA-HUALPÉN 220 kV.....	61
FIGURA 22. RESPUESTA DE FRECUENCIA FALLA CHARRÚA-HUALPÉN 220 kV	61
FIGURA 23. RESPUESTA DE TENSIÓN FALLA HUALPÉN –SAN VICENTE 154 kV	62
FIGURA 24. RESPUESTA DE FRECUENCIA FALLA HUALPÉN –SAN VICENTE 154 kV	62
FIGURA 25. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE PARTIDA DE MOTOR INDUSTRIAL	63
FIGURA 26. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE CAÍDA DE ALIMENTADOR CONTIGUO.....	63
FIGURA 27. RESPUESTA DE TENSIÓN SALIDA CENTRAL PETROPOWER	64
FIGURA 28. RESPUESTA DE FRECUENCIA SALIDA CENTRAL PETROPOWER.....	64
FIGURA 29. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA FALLAS DE DISTINTA NATURALEZA.....	65
FIGURA 30. RESPUESTA DE FRECUENCIA PARA FALLAS DE DISTINTA NATURALEZA	65
FIGURA 31. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE PRUEBA	70
FIGURA 32. ESQUEMA DE CASOS ESTUDIADOS PARA ANÁLISIS DE IMPACTO SEGÚN LA UBICACIÓN DEL GD	71
FIGURA 33. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE FALLA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	72
FIGURA 34. RESPUESTA DE TENSIÓN BARRA 1, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	72
FIGURA 35. RESPUESTA DE TENSIÓN BARRA 17, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	73
FIGURA 36. DESVIACIÓN PROMEDIO DE TENSIÓN PARA FALLA EN SUBTRANSMISIÓN, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	74
FIGURA 37. ESQUEMA DE RED SIMPLIFICADO PARA ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN	75
FIGURA 38. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE RED ANTE FALLA EN SE DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	76
FIGURA 39. RESPUESTA DE FRECUENCIA ESCENARIO SIN PMGD	77
FIGURA 40. RESPUESTA DE FRECUENCIA ESCENARIO CON PMGD UBICADO EN LA MITAD DEL ALIMENTADOR.....	77
FIGURA 41. GRÁFICO RESUMEN DE FRECUENCIA MÁXIMA ANTE FALLA EXTERNA AL ALIMENTADOR	78
FIGURA 42. CONFIGURACIÓN TÍPICA DE SISTEMAS DE PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN	79
FIGURA 43. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA FALLAS AGUAS ARRIBA.....	80
FIGURA 44. RESPUESTA DE FRECUENCIA PARA FALLA AGUAS ARRIBA	81
FIGURA 45. CORRIENTES DE FALLA	82
FIGURA 46. ESQUEMA DE SISTEMA DE PROTECCIONES BIDIRECCIONAL.....	83
FIGURA 47. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA ESCENARIO DE UBICACIÓN EN MITAD DEL ALIMENTADOR	84
FIGURA 48. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA FALLA AGUAS ARRIBA	84
FIGURA 49. FRECUENCIA PARA PMGD UBICADO EN LA MITAD DEL ALIMENTADOR	85
FIGURA 50. CORRIENTES DE FALLA	86
FIGURA 51. DESVIACIÓN PROMEDIO DE TENSIÓN PARA FALLA AGUAS ABAJO	87
FIGURA 52. ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL PMGD: A) CERCANO B) LEJANO AL SISTEMA EXTERNO	87
FIGURA 53. RED SIMPLIFICADA ANTE FALLA AGUAS ABAJO DEL PUNTO DE REPERCUSIÓN	88
FIGURA 54. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE EVENTO TIPO DESCONEXIÓN DEL GD.....	89

FIGURA 55. RESPUESTA DE FRECUENCIA ANTE EVENTO TIPO DESCONEXIÓN DEL GD	89
FIGURA 56. DESVIACIÓN PROMEDIO DE TENSIÓN ANTE LA DESCONEXIÓN REPENTINA DEL GD.....	90
FIGURA 57. RESUMEN DESVIACIÓN PROMEDIO DE TENSIÓN SEGÚN UBICACIÓN DEL GD	91
FIGURA 58. ESQUEMA DE CASOS ESTUDIADOS PARA ANÁLISIS DE IMPACTO RESPECTO DE LA CAPACIDAD.....	93
FIGURA 59. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA PMGD DE 0.8 MW UBICADO EN LA MITAD DEL ALIMENTADOR.	94
FIGURA 60. RESPUESTA DINÁMICA DE TENSIÓN PARA FALLAS AGUAS ARRIBA, ANÁLISIS DE CAPACIDAD.	95
FIGURA 61. RESPUESTA DINÁMICA DE FRECUENCIA PARA FALLAS AGUAS ARRIBA, ANÁLISIS DE CAPACIDAD.....	95
FIGURA 62. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA PMGD DE 2 MW UBICADO EN LA MITAD DEL ALIMENTADOR.....	96
FIGURA 63. RESPUESTA DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE REPERCUSIÓN SEGÚN CAPACIDAD DEL PMGD.....	97
FIGURA 64. RESPUESTA DE FRECUENCIA SEGÚN CAPACIDAD DEL PMGD.....	97
FIGURA 65. RESUMEN DE DESVIACIÓN PROMEDIO DE TENSIÓN SEGÚN LA CAPACIDAD DEL PMGD	99
FIGURA 66. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA RED ANTE FALLA EN LA SE DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	100
FIGURA 67. DIFERENCIA EN LAS DESVIACIONES PROMEDIO DE TENSIÓN	100
FIGURA 68. ESQUEMA DE CASOS ESTUDIADOS PARA ANÁLISIS DE IMPACTO RESPECTO DE LA TECNOLOGÍA.....	101
FIGURA 69. RESPUESTA DE TENSIÓN FALLA EXTERNA AL ALIMENTADOR, ANÁLISIS DE TECNOLOGÍA.	102
FIGURA 70. RESPUESTA DE FRECUENCIA PARA FALLA EXTERNA AL ALIMENTADOR, ANÁLISIS DE TECNOLOGÍA	103
FIGURA 71. RESPUESTA DE TENSIÓN FALLA AGUAS ABAJO, ANÁLISIS DE TECNOLOGÍA.....	103
FIGURA 72. RESPUESTA DE FRECUENCIA FALLA AGUAS ABAJO, ANÁLISIS DE TECNOLOGÍA.....	104
FIGURA 73. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA ESCENARIOS GENERACIÓN DEMANDA	106
FIGURA 74. DESVIACIÓN MÁXIMA DE TENSIÓN SEGÚN ESCENARIOS GENERACIÓN-DEMANDA	107
FIGURA 75. RESPUESTA DE POTENCIA APARENTE DEL GD ANTE FALLA EXTERNA.....	107
FIGURA 76. RESPUESTA DE POTENCIA REACTIVA DEL GD ANTE FALLA EXTERNA.....	108
FIGURA 77. SOBREOSCILACIÓN DE TENSIÓN SEGÚN ESCENARIOS GENERACIÓN-DEMANDA.....	108
FIGURA 78. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE FALLA EXTERNA SEGÚN NIVEL DE OPERACIÓN DEL GD	109
FIGURA 79. DESVIACIÓN MÁXIMA DE TENSIÓN SEGÚN NIVEL DE OPERACIÓN DEL GD	109
FIGURA 80. SOBREOSCILACIÓN DE TENSIÓN SEGÚN NIVEL DE OPERACIÓN DEL GD.....	110
FIGURA 81. COMBINACIÓN DE UNIDADES QUE CONFORMAN LAS DISTINTAS CENTRALES SIMULADAS	111
FIGURA 82. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA DEMANDA MÍNIMA SEGÚN NIVEL DE PENETRACIÓN EN GD.....	112
FIGURA 83. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA DEMANDA MÁXIMA SEGÚN NIVEL DE PENETRACIÓN EN GD	113
FIGURA 84. DESVIACIÓN MÁXIMA DE TENSIÓN SEGÚN GRADO DE PENETRACIÓN DE GD	113
FIGURA 85. SOBREOSCILACIÓN DE TENSIÓN SEGÚN GRADO DE PENETRACIÓN	114
FIGURA 86. DESVIACIÓN MÁXIMA POSITIVA DE FRECUENCIA SEGÚN GRADO DE PENETRACIÓN DE GD.....	115
FIGURA 87. DESVIACIÓN MÁXIMA NEGATIVA DE FRECUENCIA SEGÚN GRADO DE PENETRACIÓN DE GD.....	115
FIGURA 88. RESPUESTA DE TENSIÓN ANTE FORMACIÓN DE ISLA INVOLUNTARIA, INFLUENCIA DEL FP	116
FIGURA 89. RESPUESTA DE FRECUENCIA ANTE FORMACIÓN DE ISLA INVOLUNTARIA, INFLUENCIA DE FACTOR DE POTENCIA	117
FIGURA 90. RESUMEN DE TENSIÓN MÁXIMA FIGURA 91. RESUMEN DE FRECUENCIA MÁXIMA	117
FIGURA 92. RESPUESTA DE POTENCIA ACTIVA DEL GD SEGÚN FACTOR DE POTENCIA DE OPERACIÓN.....	118
FIGURA 93. RESPUESTA DE POTENCIA REACTIVA DEL GD SEGÚN FACTOR DE POTENCIA DE OPERACIÓN.....	118
FIGURA 94. ESQUEMA DE METODOLOGÍA PARA DETERMINAR TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE	119
FIGURA 95. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 0%	120
FIGURA 96. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 36,3%	120
FIGURA 97. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 53,74%	121
FIGURA 98. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 58,3%	121
FIGURA 99. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 70,14%	121
FIGURA 100. DETERMINACIÓN TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE PARA TENSIÓN DE 86%	122
FIGURA 101. EXCURSIÓN ANGULAR DEL ROTOR CON PÉRDIDA DE ESTABILIDAD DEBIDO A FALLA EXTERNA	122
FIGURA 102. CONTRASTE GRÁFICO NORMATIVA VS. TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE ENCONTRADO.....	123
FIGURA 103. ESQUEMA DE METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DINÁMICO.....	126

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	10
TABLA 2. RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS GENERALES DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	11
TABLA 3. PARTICIPACIÓN DE ERNC EN CHILE, AÑO 2008.	14
TABLA 4. PARTICIPACIÓN DE UNIDADES PMGD EN EL SIC SEGÚN RANGO DE POTENCIA BRUTA.	15
TABLA 5. HOLGURA DE TENSIÓN ADMITIDA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN	20
TABLA 6. TIEMPO EFECTIVO DE DESPEJE SEGÚN NT SYCS	20
TABLA 7. FRECUENCIA TRANSITORIA MÍNIMA SEGÚN NT SYCS	21
TABLA 8. RANGO DE OPERACIÓN ESTABLE PARA CENTRALES GENERADORAS	21
TABLA 9. PARÁMETROS DE AJUSTE DE SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GD.....	23
TABLA 10. ESTÁNDAR DE TENSIÓN EN ESTADO ALERTA SEGÚN NTCO DE PMGD	24
TABLA 11. ESTÁNDAR DE FRECUENCIA EN ESTADO ALERTA SEGÚN NTCO DE PMGD	24
TABLA 12. IEEE 1547 TABLA 5 PARÁMETROS LIMITES DE SINCRONIZACIÓN.	27
TABLA 13. IEEE 1547 TABLA 1, RESPUESTA DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ANTE VOLTAJE ANORMAL.....	27
TABLA 14. IEEE 1547 TABLA 2, RESPUESTA DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ANTE FRECUENCIA ANORMAL.....	27
TABLA 15. AJUSTE DE PROTECCIONES PARA LA MÁQUINA DISTRIBUIDA SEGÚN NORMA ALEMANA	28
TABLA 16. CLASIFICACIÓN DE LOS FENÓMENOS ASOCIADOS A CALIDAD DE SUMINISTRO Y PRODUCTO [12].	35
TABLA 17. TOLERANCIA DE VOLTAJE	38
TABLA 18. NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	46
TABLA 19. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO CASO 1	47
TABLA 20. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO CASO 2	49
TABLA 21. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO CASO 3	50
TABLA 22. CARACTERÍSTICAS DE LAS UBICACIONES DE PMGD SELECCIONADAS.....	67
TABLA 23. POTENCIA ADMISIBLE EN LAS BARRAS SEGÚN KKL.....	67
TABLA 24. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DEL PMGD EN LA DEMANDA DEL ALIMENTADOR	68
TABLA 25. TENSIÓN MÍNIMA ANTE FALLA EN SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	72
TABLA 26. DESVIACIONES MÁXIMAS DE VOLTAJE EN BARRAS DEL ALIMENTADOR, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	73
TABLA 27. FRECUENCIA MÁXIMA ALCANZADA ANTE FALLA EXTERNA AL ALIMENTADOR, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	78
TABLA 28. TIEMPO DE AISLAMIENTO DEFINITIVO DE FALLA, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	80
TABLA 29. RESUMEN DE FRECUENCIAS MÁXIMAS ALCANZADAS PRODUCTO DE UNA FALLA AGUAS ARRIBA	81
TABLA 30. RESUMEN DE FRECUENCIAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS, ANÁLISIS DE UBICACIÓN	85
TABLA 31. EFECTO DEL GD SOBRE EL NIVEL DE CARGA EN LAS LÍNEAS Y TENSIÓN EN LAS BARRAS.....	90
TABLA 32. RESUMEN DE FRECUENCIAS MÁXIMAS ANTE FALLA AGUAS ARRIBA, ANÁLISIS DE CAPACIDAD	96
TABLA 33. RESUMEN DE FRECUENCIA Y TENSIÓN MÍNIMA ANTE FORMACIÓN DE ISLA INVOLUNTARIA	98
TABLA 34. REACTANCIA DEL CONJUNTO DE CONEXIÓN DEL GD.....	99
TABLA 35. RESPUESTA DE TENSIÓN PARA FALLA EXTERNA AL ALIMENTADOR, ANÁLISIS DE TECNOLOGÍA.	102
TABLA 36. CARACTERÍSTICAS DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR.....	104
TABLA 37. GRADO DE PENETRACIÓN EN GD SEGÚN ESCENARIO DE OPERACIÓN	105
TABLA 38. CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS DEL SISTEMA EN LOS ESCENARIOS-DEMANDA ANALIZADOS	106
TABLA 39. POTENCIA DE SALIDA DEL GD Y SU PENETRACIÓN SEGÚN LA DEMANDA DEL ALIMENTADOR	109
TABLA 40. EFECTO ESTÁTICO DE LA CONEXIÓN DE LOS GD.....	111
TABLA 41. NIVELES DE CORTOCIRCUITO SEGÚN LA PENETRACIÓN DE GD	114
TABLA 42. COMPARACIÓN CCT DETERMINADO POR INSPECCIÓN CON TIEMPO DE DESPEJE NORMATIVO.	123
TABLA 43. PARÁMETROS DINÁMICOS DEL GENERADOR	128
TABLA 44. PARÁMETROS DINÁMICOS ADICIONALES PARA GENERADOR DE INDUCCIÓN	128
TABLA 45. SISTEMAS DE CONTROL Y REGULADORES DEL GENERADOR	129
TABLA 46. ESTÁNDAR DE TENSIÓN EN ESTADO ALERTA SEGÚN NTCO DE PMGD	132

Capítulo 1. Introducción

1.1 Motivación

El crecimiento de la población mundial junto al gran desarrollo de la industria, ha conllevado un fuerte aumento de la demanda energética. En este sentido, las tecnologías de Pequeños Medios de Generación (PMG) que se conectan sobre la red de distribución, cercanas a los consumos y que pueden funcionar con fuentes de energías renovables o combustibles fósiles han llamado la atención. Estas unidades de generación pueden mejorar el suministro de energía, reduciendo las pérdidas asociadas a las largas distancias de transmisión de las grandes centrales, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles importados, facilitando el uso de energías renovables y limitando las emisiones de gases que producen el efecto invernadero.

La apertura y liberación de mercados eléctricos descentralizados, junto a las nuevas normativas, han permitido que los PMG puedan conectarse y vender sus excedentes a las empresas distribuidoras. Desde el punto de vista técnico existen ciertas discrepancias respecto de si su efecto es beneficioso o perjudicial para la red. Lo anterior motiva el presente trabajo de Título, en el cual se analizará el impacto asociado a la conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

La creciente penetración de estos medios de generación hace necesaria la realización de simulaciones a fin de determinar su impacto, verificando que tanto para la compañía de distribución, como para el PMGD y los consumidores, la interconexión a la red sea segura y de calidad. En el siguiente trabajo se pondrá especial énfasis en los aspectos dinámicos sobre la red eléctrica que provoca la conexión de un PMGD.

1.2 Alcance

El trabajo de memoria propende desarrollar simulaciones, con el fin de establecer los posibles impactos dinámicos asociados a la conexión de generación distribuida en la red y especificar los datos que permitan realizar estudios para evaluaciones dinámicas futuras de incorporación de PMGD.

Para estudiar el efecto dinámico sobre la red ante determinados eventos, se modelarán sistemas de prueba conformados por redes que contengan PMGD en distintos escenarios topológicos y bajo distintas condiciones de operación, mediante el uso del software Power Factory de DigSilent.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Contribuir al proceso de integración de PMGD mediante la elaboración de recomendaciones que entreguen directrices para llevar a cabo análisis dinámicos para la conexión de generadores distribuidos, identificando aspectos críticos a considerar en los estudios de conexión.

Determinar empíricamente el impacto asociado a la conexión de un PMGD sobre el sistema, identificando su dependencia con distintas condiciones de la red y del GD.

Analizar la factibilidad técnica de conectar PMG en redes de distribución de media tensión y especificar en función de la topología de la red, capacidad del PMGD y los perfiles de generación-demanda, el escenario operacional crítico de la red.

1.3.2 Objetivos específicos

Obtener una perspectiva del estado del arte de la generación distribuida, incluyendo tecnologías de Generación Distribuida (GD), normativa vigente y unidades en operación.

Modelar un alimentador de una red de distribución y realizar simulaciones para determinar el efecto eléctrico que tendrá la conexión de pequeños medios de generación ante determinadas contingencias, analizando factores de interés desde el punto de vista de calidad y seguridad de servicio, particularmente condiciones de tensión, estabilidad de frecuencia y flujos de potencia sobre unidades generadoras, barras, líneas y consumos. Determinar la influencia de diversos factores de planificación y operación de la red sobre el impacto producido por la conexión de PMGD.

A partir del análisis empírico de los casos simulados extraer recomendaciones para futuros estudios de impacto a nivel dinámico asociado a la conexión de PMGD.

1.4 Estructura general memoria

En el capítulo 2 se estudia el estado del arte de la generación distribuida y se conceptualizan los aspectos relevantes a considerar para la conexión de PMGD. Se describen las tecnologías asociadas a PMG, posibles impactos y razones de su conexión; se analiza la normativa vigente en Chile y se puntualizan los aspectos dinámicos de esta.

En el capítulo 3 se detallan los aspectos técnicos a considerar para llevar a cabo las simulaciones, también se analiza brevemente el comportamiento teórico esperado de los equipos relevantes desde el punto de vista dinámico. En este capítulo mediante un pequeño sistema de simulación se examina además la modificación de los niveles de cortocircuito producto de la conexión de un generador distribuido y se estudia el posible impacto en la coordinación de protecciones.

En el capítulo 4 se definen el sistema de prueba y los casos a estudiar, se desarrolla detalladamente cada uno de ellos y se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones junto al análisis de los mismos.

En el capítulo 5 de la memoria se extraen un conjunto de recomendaciones para llevar a cabo un estudio dinámico de conexión de PMGD a partir tanto de la investigación bibliográfica como de las simulaciones realizadas, incluyendo además un formulario de los datos necesarios para hacer la simulación dinámica en Power Factory de DigSilent.

El capítulo 6 y final corresponde al de discusiones y conclusiones; en él se presentan resumidamente los resultados más relevantes obtenidos en el trabajo.

Capítulo 2. Introducción a la generación distribuida

2.1 Sector Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico chileno está formado por cuatro subsistemas independientes entre sí, que en conjunto abarcan todo el territorio nacional. En él participan un total de 40 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras. La generación bruta nacional al año 2008 alcanzó un total de 60.858 gigawatts-hora (GWh), de los cuales un 69% corresponden al Sistema Interconectado Central SIC [1].

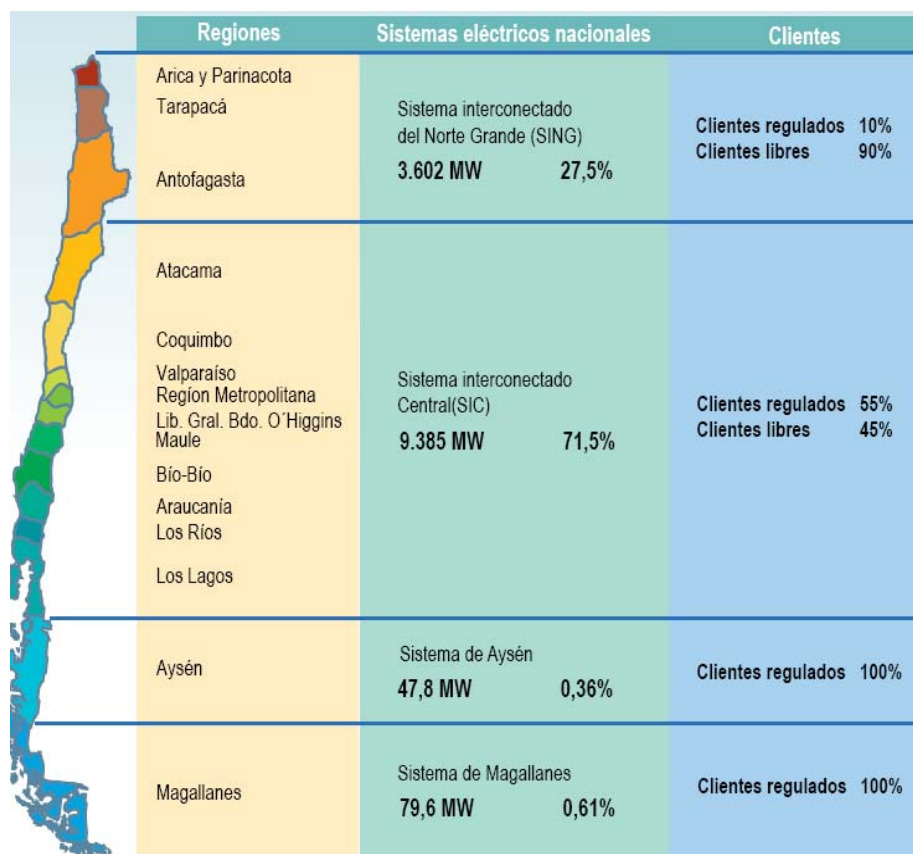


Figura 1. Capacidad instalada por sistema al año 2008. [1]

El modelo de mercado operante es de tipo POOL, donde la demanda se considera inelástica y existe sólo un mercado de clientes libres para consumidores con capacidad instalada superior a 2 MW, el suministro a usuarios con consumos inferiores está sometido a regulación de tarifa, conformando así los clientes regulados.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente [1] :

- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA)
- Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)
- Municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

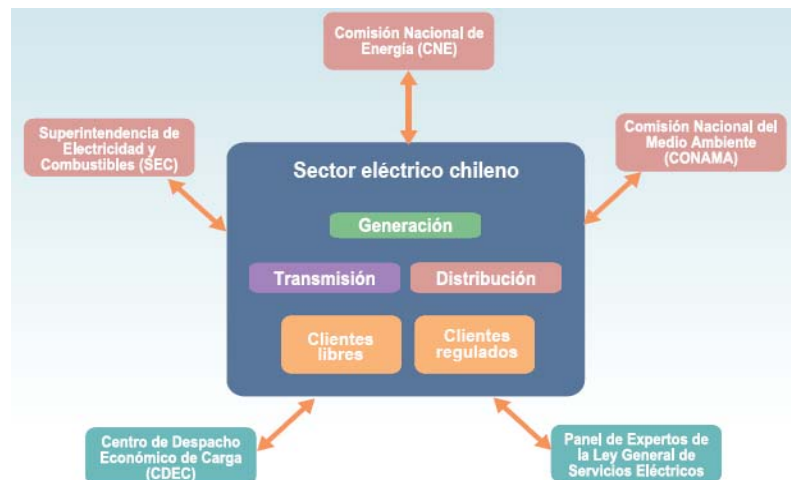


Figura 2. Sector eléctrico Chileno. [1]

En Chile, el sector privado es el que desarrolla las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad. En este sentido, las empresas tienen libertad en sus estrategias comerciales y son responsables del servicio entregado a cada segmento del mercado. Sin embargo, las empresas distribuidoras están obligadas a dar servicio en sus concesiones y respetar las tarifas máximas para la venta de electricidad a sus clientes de bajo consumo.

2.2 Sistema de distribución eléctrica

No se puede hacer referencia a la generación distribuida sin primero mencionar la red de distribución. En la actualidad, las redes de distribución cumplen esencialmente la función de entregar la energía generada por los grandes centros generadores a los centros de consumo final. Según la CNE los sistemas de distribución se definen como: “Aquellos sistemas constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en ciertas zonas de concesión geográficas explícitamente limitadas, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros”.

Comúnmente, la mayor parte de energía que abastece al sistema de distribución proviene de largas líneas de transmisión, cuya función es transportar la energía generada por las grandes centrales ubicadas lejos de los centros de consumo. Esta modalidad de suministro genera grandes pérdidas, aumentando los costos del sistema. A nivel de distribución los flujos solían ser prácticamente unidireccionales debido a la característica radial de la red, pero la tendencia mundial apunta hacia una red de distribución más activa, en donde no sólo se abastecen consumidores, sino que también se conectan pequeñas unidades generadoras en el área, que permiten hacer usufructo de la cercanía a las cargas.

Los niveles de tensiones con que opera un sistema de distribución dependen de la legislación y normativa de cada país. En Chile, el sistema de distribución opera con niveles que llegan hasta los 23 KV. Según la magnitud del voltaje se distinguen dos subsistemas:

- a) Sistema de distribución primaria: formado por instalaciones que proporcionan energía en media tensión a los centros transformadores y redes de baja tensión. En zonas urbanas, las tensiones de estas redes típicamente son de 12kV, 13,2 kV o 15 kV, mientras que en zonas rurales las tensiones suelen ser de 23 kV.
- b) Sistema de distribución secundaria: proveen energía en baja tensión, 380 V fase-fase o 220 V fase-neutro, a los usuarios finales.

Los suministros a usuarios de bajo consumo (inferior a 2000 kW) están afectos a regulación de precios, los cuales son actualizados periódicamente por la autoridad. El precio que las empresas distribuidoras pagan por la electricidad necesaria para abastecer a este tipo de clientes, se denomina Precio de Nudo. El valor que las empresas distribuidoras cobran por efectuar el servicio de distribución de electricidad, se conoce como Valor Agregado de Distribución (VAD), que se calcula considerando el costo medio en que incurre una distribuidora modelo eficiente para proveer el servicio [2][3].

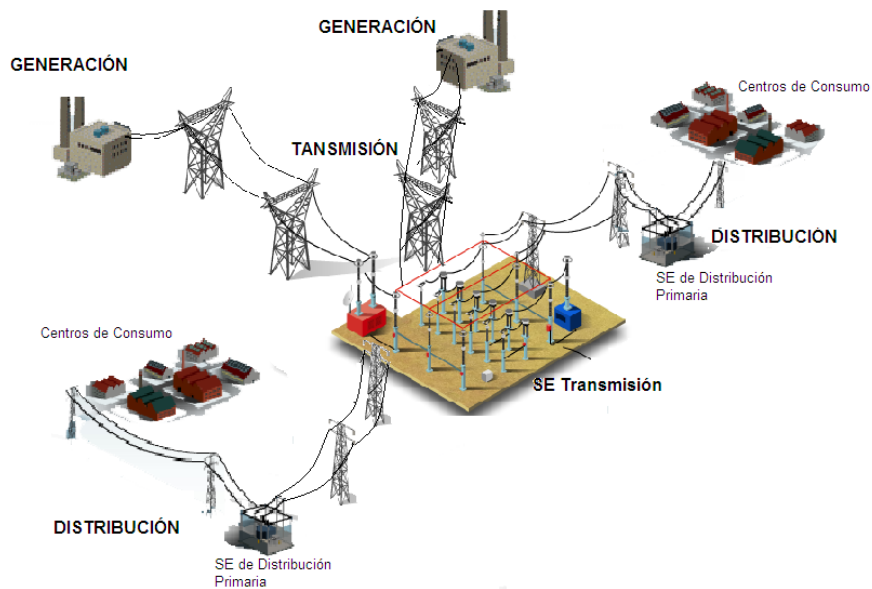


Figura 3. Estructura del Sistema eléctrico de Potencia

El nivel de riesgo de fallas de estos sistemas es más elevado que el de los sistemas de transmisión. Las causas de fallas pueden ser: vandalismo, envejecimiento o falta de mantenimiento del aislamiento, accidentes de tránsito o condiciones naturales como caída de una rama, pájaros, roedores, etc. El tipo de fallas al que pueden originar son: Falla trifásica, Falla Bifásica, Falla Bifásica a tierra o Falla Monofásica. La falla trifásica es la que puede someter a los equipos a esfuerzos más severos, pero es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia [4].

2.3 Definición de Pequeños medios de Generación Distribuida

Se denominan generadores distribuidos aquellos medios de pequeña potencia, que se conectan cercanos a los centros de consumo. Estos generadores poseen capacidades relativamente bajas respecto a las centrales de generación convencionales. Los niveles de potencia definidos por las normativas y regulaciones varían dependiendo de cada país, por lo general se especifican rangos que van desde pocos kilo Watts hasta 50 MW. En la literatura se pueden encontrar diversos rangos, por ejemplo según Gas Research Institute (GRI): Generación entre 25 kW y 25 MW, Cardell: Generación entre 500 kW y 1 MW, CIGRE: Generación menor a 50 MW, Electric Power Research Institute (EPRI): hasta 50 MW. La generación distribuida puede operar en forma aislada abasteciendo consumos o de forma integrada a un sistema interconectado a la red eléctrica.

Según la norma técnica chilena, se define Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), como aquellos Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, 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.

Cabe mencionar también la definición que realiza el reglamento chileno para PMG y MGNC, la primera correspondiente a medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a sistemas pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional. La segunda se define como medios cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW.

Las razones por la cuales se conectan PMGD dependen ampliamente de quién sea propietario del pequeño generador. Por ejemplo, en el caso de una empresa distribuidora la instalación de un PMGD puede buscar retrasar las inversiones de ampliación de la red o eventualmente podría entregar servicios complementarios como regulación de tensión; en el caso de un particular el objetivo apunta a vender sus excedentes a la compañía distribuidora o al mercado spot de generación.

2.4 Razones para la conexión de Generación Distribuida

Una de las principales razones de la conexión de GD es que el suministro de energía puede ser más económico debido a la posición privilegiada en que se encuentran conectados los generadores, disminuyendo las pérdidas en las líneas asociadas a la transmisión y distribución y retrasando inversiones en la red de distribución.

Por otro lado los PMGD pueden aumentar la confiabilidad del sistema, disminuyendo interrupciones ya que se pueden emplear para entregar respaldo y energía suplementaria cuando sea necesario (ya sea durante horas de alta demanda u operando en isla ante fallas). En el futuro la GD también puede ser utilizada para entregar servicios complementarios de suministro de reactivos y control de voltaje, aportando así a la calidad de suministro.

Las tecnologías de PMGD requieren un capital de inversión menos intensivo y pueden estar funcionando en una fracción del tiempo necesario para construir y poner en marcha grandes centrales de generación.

Estas tecnologías permiten la utilización de los recursos energéticos renovables, contribuyendo a diversificar la base energética del país. En muchos casos reducen el impacto ambiental respecto de las tecnologías convencionales de producción energética.

2.5 Tecnologías de Generación Distribuida

La tecnología de generación y el método de interconexión a la red dependen ampliamente del energético primario que se utilice, estos se pueden dividir en convencionales y no convencionales. Las primeras funcionan en base a combustibles derivados del petróleo, carbón, gas, entre otros, impulsando microturbinas, mientras que las segundas utilizan como energético primario fuentes de energías renovables, entre estos podemos encontrar la microhidráulica, turbinas eólicas, celdas de combustibles, celdas fotovoltaicas, energía geotérmica y biomasa.

No existe una sola tecnología de GD que pueda representar fielmente todo el rango de propiedades asociados a la PMGD. A continuación se presenta una breve descripción de algunas tecnologías [3]:

a) Motores de combustión

Las máquinas de intercambio a gas o diesel, unidas a un alternador sincrónico o a un generador de inducción, corresponden a las tecnologías de GD mayormente usadas, esto debido principalmente a que forman parte de una de las técnicas menos caras y más maduras que se pueden encontrar en el mercado. Sus capacidades van desde los 15 KW has los 20 MW. Estas tecnologías logran una eficiencia entre el 35% y 40% y tienen la desventaja de producir gases contaminantes NOx y SOx al medio ambiente, lo que puede limitar la energía que consiguen entregar. Tienen un bajo costo de inversión y una vida útil aproximada de 25 años. [5]

b) Turbinas a gas

Las turbinas de combustión, pueden funcionar con gas natural o diesel. Sus capacidades de generación van desde fracciones de MW hasta los 50 MW y son comúnmente utilizadas para cogeneración, conectándose a la red de distribución con potencias que van entre 1 y 20MW. Alcanzan eficiencias menores a las de los motores de intercambio (30% aproximadamente), aunque comparativamente los costos de mantención son levemente menores. Tienen bajo costo de inversión y el tiempo de arranque es corto. Un punto a considerar es que estas máquinas pueden ser ruidosas, lo que es relevante pensando en generación distribuida ya que se encontrarían cercanas a los consumidores.

c) Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas son empleadas para convertir la energía cinética y/o potencial de cauces de agua, en energía eléctrica. La potencia de generación que se puede extraer depende de la altura de caída y nivel de caudal del río. En función de las características del afluente se pueden emplear

turbinas Francis (mucho caudal y poca altura) o Pelton (muchacha altura y poca caudal), alcanzando eficiencias grupo generador-turbina entre un 80% y 85%.

Según la Organización de las Naciones Unidas para el desarrollo Industrial las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar según la siguiente tabla [5][6]:

Tipo de central	Nivel de generación
Micro centrales hidroeléctricas	<100 kW.
Mini centrales hidroeléctricas	100 < P < 1.000 kW
Pequeñas centrales hidroeléctricas	1.000 < P < 30.000 kW

Tabla 1. Clasificación de centrales de generación hidráulica

d) Energía eólica

Los sistemas eólicos aprovechan la energía cinética del viento para producir electricidad. Dada la variabilidad del energético primario resulta difícil predecir los niveles de potencia que genera una central eólica. En Chile, estudios estadísticos muestran que los vientos con mayores velocidades se encuentran en las zonas costeras del país. [5]

e) Sistemas fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos, si bien tienen costos de operación muy bajos por ser de carácter renovable y sin gastos asociados al combustible, requieren de un capital de inversión muy alto. El tamaño típico para una unidad residencial está entre 2 y 6 KW por unidad y su emplazamiento depende de las condiciones medioambientales y geográficas disponibles. A pesar de los elevados costos, estas tecnologías han ido en aumento debido a que no emiten gases contaminantes por lo que son ampliamente incentivados por ambientalistas.

Muchos de los sistemas de generación en base a energía solar suelen emplearse para sostener viviendas o en pequeñas aplicaciones comerciales. La energía generada por las celdas fotovoltaicas es en corriente continua, por ende para aplicaciones en corriente alterna es necesario disponer de inversores, los cuales pueden no tener la capacidad de funcionar stand-alone, es decir, requieren interactuar con la red absorbiendo reactivos para entrar en operación. [5]

A continuación se presenta una tabla resumen de las características generales de las tecnologías de generación distribuida. [7]

Tecnología	Potencia (MW)	Eficiencia eléctrica	Inversión (USD/kW)	O&M (USD/kWh)
Turbina de vapor	0.25 - 500	12 - 25	200 - 1800	0.0027
Turbina a gas	0.25 - 50	25 - 42	400 - 8500	0.04 - 0.009
Ciclo combinado	3 - 300	35 - 55	400 - 850	0.004 - 0.009
Motores diesel	0.003 - 20	25 - 45	300 - 1450	0.007 - 0.014
Microturbinas	0.005 - 0.1	15 - 30	600 - 850	<0.006 - 0.01
Celdas fotovoltaicas	0.003 - 1	12 - 15	5000 - 8000	0.0001

Tabla 2. Resumen de características generales de tecnologías de generación

2.6 Impacto de la generación distribuida sobre la red

Las redes de distribución en zonas rurales de Chile son altamente radiales y de tipo cónicas, es decir, están diseñadas para transportar mayores capacidades cerca del sistema de transmisión y menores para puntos alejados a este. Esto se puede traducir en limitaciones en los niveles de generación que puede entregar el PGMD, ya sea por un aumento de pérdidas en el sistema de distribución o bien por la necesidad de ampliar la red eléctrica.

Cuando un generador solicita la conexión a la red, la compañía distribuidora debe considerar la energía que será evacuada por el PMGD para mantener el equilibrio entre generación y consumo, siendo de relevancia para las compañías que la localización del PMGD sea en un punto que no deteriore la eficiencia de la red.

Las operaciones de inversión de las compañías de distribución se realizan en base a estimaciones de crecimiento de la demanda; hoy en día con la inminente inserción de GD en la red, la distribuidora debe optar por realizar sus inversiones considerando sólo el aumento de la demanda o bien la demanda neta que resulta de la energía consumida menos la generada. Dado que no existe un mayor control operativo sobre el PMGD y este puede no llegar a operar, ya sea por avería, por negocio no rentable, etc., si la compañía realizó ampliaciones considerando los sistemas de generación, entonces la red puede verse sobrecargada e incluso incapacitada para suministrar a sus consumidores. Lo anterior hace que las compañías reguladas tomen decisiones conservadoras, presentado una barrera de entrada a la GD debido a la limitación de capacidad que se le impone o bien a la necesidad de ampliar las instalaciones existentes. [3][8][9]

En algunos casos los esquemas de conexión de los PMGD traen como consecuencia una inversión del flujo de potencia, en estos casos, el generador exporta más potencia de la necesaria para alimentar todas las cargas aguas abajo del lugar en que se conecta, la potencia excedente se transfiere hacia la

red, en sentido contrario a lo usual. Esta condición tiene repercusiones en los siguientes aspectos, los cuales a su vez presentan algún grado de impacto económico:

a) Pérdidas

Las pérdidas asociadas al transporte y distribución de energía eléctrica representan un costo de operación necesario para abastecer a los consumidores finales. Las mayores pérdidas de los sistemas interconectados se encuentran a nivel de las redes de distribución, esto debido a que los cables poseen menores secciones y por ende mayores resistencias, incrementando así las pérdidas de Joule. Para disminuirlas se hace necesario realizar inversiones en la red, cuyos costos son comparados con los de las pérdidas.

Dependiendo de la ubicación y las características de la red a la cual se conecta el PMGD, se pueden apreciar distintas contribuciones a las pérdidas, debido a que su conexión altera el flujo de activos y reactivos. Por ejemplo, si el generador se ubica en la cola de un alimentador radial las pérdidas serán diferentes si es que este se conecta en la cabecera del alimentador. Si el grado de penetración es alto, los flujos se pueden ver invertidos, inyectado potencia al sistema de transmisión trocal o subtransmisión incrementando las pérdidas en el sistema.

b) Capacidad térmica

Los elementos de la red de distribución, tales como líneas, cables y transformadores entre otros, poseen una capacidad de transporte limitada. Si son cargadas por sobre este límite durante períodos prolongados se sobrecalentarían pudiendo llegar a sobrepasar su capacidad térmica máxima, lo que se traduce en un daño permanente.

La conexión de GD así como puede incrementar las pérdidas, también puede producir sobrecarga térmica de los equipos en la red. Lo anterior se evita limitando la inyección de GD o bien ampliando las redes de distribución.

c) Regulación de Voltaje

A las empresas distribuidoras se les exige suministrar la energía eléctrica con niveles de voltaje que no puede salir de una banda de $\pm 6\%$ según lo especificado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de servicio. A nivel de transmisión la reactancia de la red es mucho mayor que la resistencia, consecuentemente el voltaje es mucho más independiente de los flujos de potencia activa y fuertemente dependiente de la potencia reactiva. A nivel de distribución no se da este comportamiento puesto que la resistencia aumenta significativamente ($X/R < 1$), por ende tanto los flujos de potencia activa como reactiva tienen influencias sobre el voltaje. La siguiente relación

muestra la caída de voltaje a entre dos puntos en función de los parámetros de la red y los flujos de potencia por la misma.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

Ecuación 1-1

Esta relación indica que el voltaje a lo largo del alimentador presentará una mayor caída durante periodos de alta demanda donde incrementan los flujos P y Q. En base a lo anterior se ajustan los reguladores de tensión de la red de modo que en todas las condiciones de demanda la tensión se mantenga en un rango adecuado.

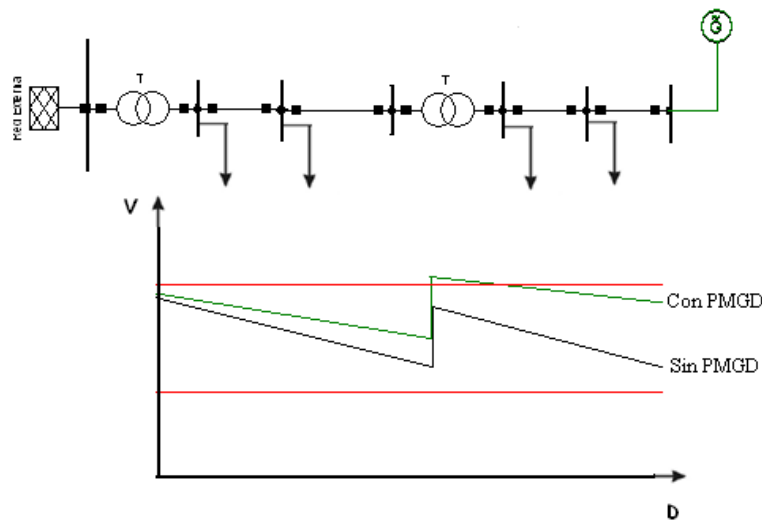


Figura 4. Efecto de la GD en el perfil de tensión

Cuando el GD es conectado, la carga neta visualizada aguas arriba se reduce y consecuentemente disminuye el flujo de potencia, lo que resulta en una caída de voltaje de menor magnitud a la experimentada sin el generador en la red, la Figura 4 muestra este efecto sobre el perfil de tensión. En ciertos alimentadores muy largos y radiales donde el voltaje normalmente se encuentra cercano al límite, esto podría ser beneficioso; pero en otros, podría traer problemas de elevación de voltaje por sobre lo permitido. Esto se puede solucionar ajustando los equipos de regulación de la red, o bien haciendo que el recurso distribuido opere subexcitado con un factor de potencia en atraso, de modo que absorba reactivos de la red comportándose como una inductancia para compensar el aumento de tensión debido a su inyección de potencia activa.

En condiciones de baja demanda se pueden presentar problemas con la elección de operación de los taps automáticos o bien en otros casos, (especialmente en alimentadores rurales donde los transformadores de baja tensión se dejan ajustados en forma permanente para adecuar el lado de

baja tensión al perfil del alimentador), se pueden producir tensiones que operan fuera de banda. Para otros alimentadores, puede que los taps automáticos no operen correctamente debido a que la relación del transformador ha sido elegida para proporcionar posición máxima ante las condiciones extremas de carga, por lo que bajo flujos inversos es posible que el rango de toma sea insuficiente para mantener la parte inferior del voltaje dentro de los límites definidos.

2.7 PMGD en Chile

Chile posee un gran potencial energético renovable, esto junto a los incentivos legislativos que se han introducido frente a este tipo de tecnologías, conducen a que probablemente las formas de GD que se introducirán serán de carácter renovable. Lo anterior no descarta el desarrollo de GD en base a energías tradicionales.

La Tabla 3 muestra la participación de la ERNC en la capacidad instalada de los sistemas interconectados en Chile al año 2008. [1]

Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	4.781	0	0	0	4.781
Combustibles fósiles	4.292	3.589	99	28	8.007
Total convencional	9.073	3.589	99	28	12.788
Hidráulica < 20MW	129	13	0	21	162
Biomasa	166	0	0	0	166
Eólica	18	0	0	2	20
Total ERNC	313	13	0	23	349
Total Nacional	9.386	3.602	99	50	13.137
ERNC %	3,3%	0,4%	0%	45%	2,7%

Tabla 3. Participación de ERNC en Chile, año 2008.

Al mismo año, la capacidad instalada por fuente de generación a nivel nacional es mostrada en la figura siguiente.

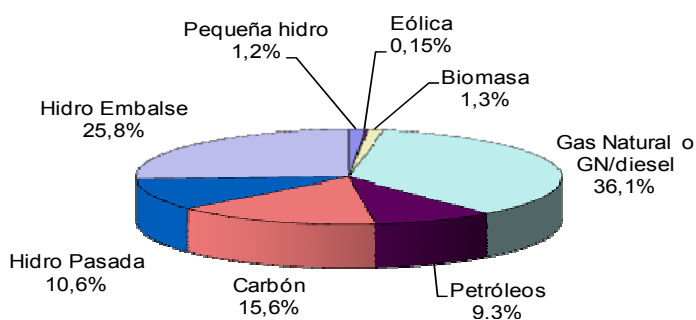


Figura 5. Capacidad instalada en Chile según fuente. [1]

Según la CDEC-SIC, al año 2008, existen 48 pequeñas unidades generadoras PMGD, con un total de 57.08 [MW] de potencia bruta, las cuales en conjunto son propiedad de 9 empresas. La figura siguiente muestra la potencia bruta generada y el número de unidades PMGD instaladas según tipo de unidades, en el SIC.

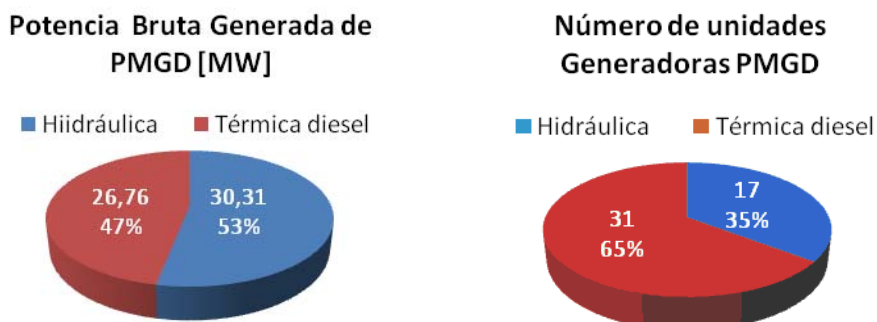


Figura 6. Potencia bruta generada por PMGD según fuente en el SIC, año 2008.

Si bien la mayoría de las unidades instaladas operan en base a procesos térmicos, existe mayor potencia generada proveniente de máquinas hidráulicas.

A continuación se muestran los rangos de potencia bruta de generación de las 48 centrales y el número de unidades que los componen.

Rango de generación [MW]	Número de unidades	Porcentaje
P < 1	32	67%
1 < P < 2	9	19%
2 < P < 3	5	10%
P > 3	2	4%
Total	48	100%

Tabla 4. Participación de unidades PMGD en el SIC según rango de potencia bruta.

2.8 Revisión de marco legislativo y regulatorio Chileno

2.8.1 Leyes relacionadas con la GD.

A fin de estimular el desarrollo de nuevos medios de generación y diversificar la matriz energética de los sistemas Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), se realizaron modificaciones en el marco legislativo que regula el sector eléctrico.

Las modificaciones realizadas en las leyes 19.940 y 20.018 por primera vez hicieron un trato distinto para Medios de Generación convencionales, Medios de Generación No Convencionales MGNC y para los PMGD. [6]

Cabe destacar que algunos de los estamentos que se puntualizarán a continuación son atribuibles a los MGNC, estas son también aplicables a los PMGD cuyas fuentes de generación sean no convencionales. Para aclarar aun más este punto, se presenta un diagrama que deja en evidencia que los PMGD son parte integrante de los MGNC cuando funcionan en base a energías renovables.

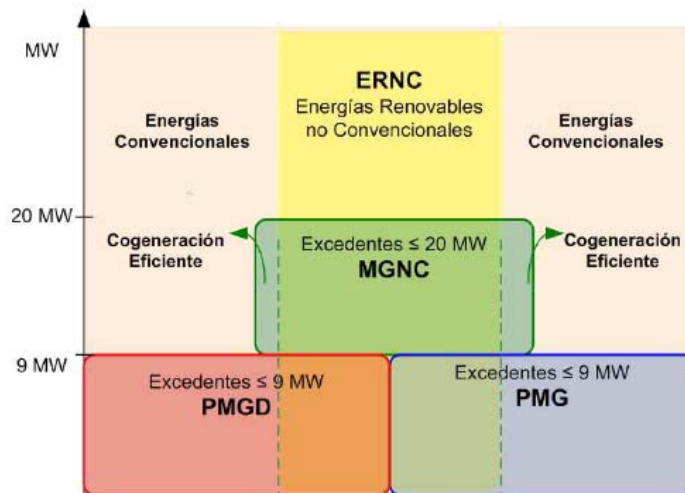


Figura 7. Clasificación Chilena de los medios de generación [1]

I. Ley 19.940 o Ley Corta I (artículos 1 y 4):

Mediante la ley 19.940 publicada el 13 de Marzo del año 2004, se realizan modificaciones a dos artículos de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). El artículo 1 de la ley 19.940 incorpora el artículo 71-7 a la LGSE y el artículo 4° modifica el artículo 91 de la LGSE.

- Se definen los generadores de energía no convencionales como todos aquellos cuya energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración u otras similares determinadas fundadamente por la comisión.
- Se asegura el derecho a la venta de energía a costo marginal y potencia a precio de nudo en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (< 9 MW y < 20 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoseles un tratamiento comercial con menor riesgo en sus flujos de ingreso (estabilización de precios).

- Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada por generadores < 9 MW. En el artículo 91 de la LGSE se establece que las empresas distribuidoras están obligadas a conectar a los generadores cuya potencia no supere los 9MW. En caso de ser necesarias obras de ampliación, estas deben ser ejecutadas por la compañía distribuidora y los costos de cargo del generador.

- Se libera parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales < 20MW. Mientras que si la potencia inyectada es inferior a 9 MW el peaje será nulo, por otro lado, si la potencia inyectada es superior a 9 MW e inferior a 20 MW, el generador deberá pagar peaje por la proporción sobre 11 MW en que se excede de los 9 MW.

II. Ley 20.018 o Ley Corta II:

La Ley 20.018 publicada el día 19 de Mayo del año 2005 mediante reformas en el artículo 96º de la LGSE, entrega:

-Derecho a los propietarios de pequeños medios de generación no convencionales a suministrar energía a las empresas distribuidoras. El monto de los suministros está limitado al 5% de la demanda de los clientes regulados de la concesionaria.

III. Ley 20.257:

Esta ley que fue publicada en abril 2008, establece la obligación a las empresas que efectúan ventas de energía a clientes finales, de acreditar que un porcentaje de ésta provenga de ERNC y fija multas para quienes no cumplan.

Además se fijan metas para que los nuevos contratos aseguren:

- Entre 2010 y 2014 que el porcentaje de ERNC sea de 5%
- Entre 2015 y 2024 el porcentaje se incremente en 0,5% anual
- A partir del 2024 el porcentaje sea de 10%.

2.8.2 Reglamento y Normativa para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación.

Mediante los artículos 3º y 4º decreto supremo N°244, promulgado el 2 de Septiembre del año 2005, se aprueban el reglamento para MGNC y PMGD dispuesto en la LGSE.

A continuación se puntualizarán los aspectos más relevantes de los procedimientos y condiciones necesarias para la conexión de un PMGD disponibles en el Decreto N°244, y en la norma técnica de conexión. Los aspectos técnicos se presentarán en el capítulo siguiente.

Pasos para la conexión de PMGD (DS N° 244):

- Solicitud de información a Empresa Distribuidora a la que se desea conectar.
- La Empresa Distribuidora entrega la información dentro de 15 días.
- Solicitud de conexión a la red (SCR) con antecedentes del proyecto.
- La Empresa Distribuidora emite informe con criterios de conexión y costos dentro de 2 meses.
- El PMDG puede solicitar correcciones al informe de costos dentro de 20 días, dando un plazo de 15 días a la Empresa Distribuidora para responder a dicha solicitud.
- En caso de persistir discrepancias resuelve la SEC.
- Una vez aceptada la solicitud de conexión, está tendrá una vigencia de 18 meses a contar de la recepción del Informe de criterios de conexión.

2.8.3 Seguridad y Calidad de Servicio

El concepto calidad de servicio de la energía eléctrica hace referencia tanto a aspectos técnicos como comerciales, entre ellos facturación y medición, atención de reclamos y consultas, entrega de información, continuidad de servicio, regulación de voltaje, etc.

Según la Norma Técnica Chilena de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCh de SyCS), dicatada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2005 y modificada por resolución exenta N°68 el 2010 se define calidad de servicio como un atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad de Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes. Los parámetros a los que hace referencia son: seguridad de las instalaciones y de su operación, al mantenimiento de las mismas, satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio y la correcta medición y facturación de los servicios prestados, entre otros.

Calidad de suministro: De acuerdo al artículo 223º del D.S. N°327/97, es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme al reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

Los parámetros a considerar en la calidad de suministro son:

- Cortes de suministro: corresponde a la pérdida de abastecimiento de la energía por parte de la red.
- Huecos de tensión: son bajas transitorias de la tensión de alimentación.
- Armónicos en la onda de tensión: corresponde a variaciones de la forma de onda de tensión respecto a una sinusoidal perfecta.
- Parpadeo o Flicker: oscilaciones en la amplitud de la tensión.
- Sobre-tensiones: corresponde a aumentos de la magnitud de la tensión.
- Variaciones de los niveles de frecuencia: corresponde a variación de la frecuencia de la onda de tensión sobre o bajo la frecuencia nominal de 50 Hz.

Existen varias razones que hacen que la calidad de suministro sea un factor importante en las redes, entre ellas se pueden mencionar [7][9]:

- La fuerte incidencia económica en la industria, ya que si algún proceso llegase a tener que ser interrumpido a causa de deficiencias en el suministro, se pueden ocasionar elevadas pérdidas económicas. Por otro lado, la compañía eléctrica suministradora puede verse enfrentada a demandas y al pago de indemnizaciones.
- El desarrollo y utilización de equipos más sensibles a variaciones en el suministro, tales como micorprocesadores y dispositivos de electrónica de potencia, cuyo fin es mejorar la productividad, eficiencia y automatismo de los procesos de los consumidores.
- La mayor conciencia de los clientes sobre los problemas asociados a la calidad de suministro.

2.8.4 Aspectos de la NTCh de SyCS

A continuación se realiza un resumen de los artículos normativos que asignan estándares operacionales a las instalaciones de los sistemas de distribución, contenidos en NT de SyCS y en la Norma Técnica de conexión y operación de PMGD (NTCO de PMGD). Estos estándares hacen referencia al desempeño mínimo de determinadas variables eléctricas ya sea en condiciones de operación normal o en alerta. Se destaca que la NT de SyCS no hace mayor referencia al estado de operación dinámico de sistemas de distribución. Aun así se presentarán algunos artículos aplicables a sistemas de subtransmisión y transmisión que serán de utilidad para los casos a estudiar.

El reglamento de la LGSE en su artículo 243º indica, respecto a los clientes de distribución:

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión, serán las siguientes:

Estado Normal		
	Rango	Estadísticas de mediciones en 1 semana
Baja Tensión BT	+ - 7,5 %	95%
Media Tensión MT	+ - 6%	95%

Tabla 5. Holgura de tensión admitida en media y baja tensión

Aplicación de Contingencias

Artículo 5-49. NT de SyCS

- Los tiempos de actuación de las protecciones principales deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en tiempo:

Instalación	Tensión	Tiempo
Generadores directamente conectados	-	< 6 ciclos (120 ms)
Líneas y transformadores	≥ 200 [kV]	< 20 ciclos (400 ms)
Líneas y transformadores	< 200 [kV]	< 6 ciclos (120 ms)

Tabla 6. Tiempo efectivo de despeje según NT SyCS

Recuperación dinámica

Artículo 5-43. NT de SyCS.

Tensión

- Este artículo da cuenta de los niveles mínimos tensión y el tiempo máximo por el cual se puede mantener esa magnitud luego de aplicada una contingencia.

La tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 10 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión. Tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

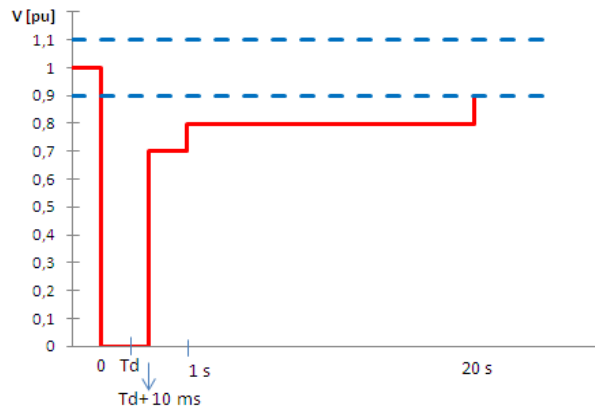


Figura 8. Niveles de tensión indicados en NT SyCS para recuperación dinámica

Artículo 5-44. NT de SyCS

Frecuencia

- Este artículo da cuenta de la frecuencia transitoria mínima admitida.

	Frecuencia Mínima	Máxima Duración
Sist. Troncal	48.3	0
Sist. Subtransmisión	48.3	200 ms

Tabla 7. Frecuencia transitoria mínima según NT SyCS

Artículo 3-11. NT de SyCS

- Condiciones mínimas bajo las cuales cualquier unidad generadora deberá ser capaz de operar en forma estable.

Potencia de operación respecto de la nominal	Rango de frecuencia
100%	49.5 - 51.0
≥80%	47.5 - 49.5

Tabla 8. Rango de operación estable para centrales generadoras

2.8.5 Especificaciones técnicas generales de la NTCO de PMGD

La NTCO de PMGD regula acerca de exigencias técnicas de conexión y operación del PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución. A continuación se presentan algunos artículos relevantes para el desarrollo del presente trabajo de Título.

El capítulo 2 de la NTCO de PMGD especifica el procedimiento técnico de conexión e inicio de operación de un PMGD.

- El Interesado en instalar un generador deberá determinar los efectos que produciría la operación del PMGD en el punto de repercusión (punto del Sistema de Distribución SD más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes). Dichos cálculos y simulaciones se efectuarán considerando las características eléctricas y dinámicas de la red de media tensión en el punto de repercusión asociado, de la potencia a conectar, y del tipo y forma de operación del PMGD.
- La conexión de un PMGD a un alimentador de distribución no requiere de obras adicionales si la relación cortocircuito potencia (K_{kl}) es mayor a 20. Sin embargo, este cálculo deberá ser sustentado adjuntando las correspondientes simulaciones en estado estacionario y dinámico del sistema.

El capítulo 3 hace referencia a las exigencias técnicas para la conexión al sistema de distribución:

Artículo 3-4

- La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará siempre a través de transformadores con uno de sus devanados en conexión delta. Se implementará una conexión ΔY (delta en media tensión) en el caso en que coexistan consumos e inyecciones a redes del SD, y conexión $Y\Delta$ (estrella en media tensión aterrizada) en los casos que únicamente exista inyección.

Para controlar la energía reactiva suministrada a la red, los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

Artículo 3-15

- Las funciones de protección de la Instalación de Conexión contra variaciones de la tensión deberán ser implementadas trifásicamente.

Artículo 3-18

- Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el punto de repercusión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas.

La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una red de media tensión de un SD no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

Artículo 3-19

En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:

Ajuste máximos del equipo de sincronización automática	
Diferencia de tensión ΔV	$< \pm 10\%$
Diferencia de frecuencia Δf	$< \pm 0,5 \text{ Hz}$
Diferencia de ángulo de fase $\Delta \phi$	$< \pm 10^\circ$

Tabla 9. Parámetros de ajuste de sincronización automática de GD

Artículo 3-21

- Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa Distribuidora, la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la tensión de suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

TITULO 3-7. COMPORTAMIENTO DURANTE ESTADO DE ALERTA EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN DEL SD

A este nivel en la NTCO se hace mayor referencia a aspectos dinámicos.

Artículo 3-26

- El PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una red de media tensión de un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la protección de desacoplamiento deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la red de media tensión durante el período sin tensión, antes de la reconexión.

Artículo 3-28

- Si cualquiera de las tensiones entre fases alcanza uno de los rangos indicados en la siguiente tabla, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado.

Estándar de tensión en estado Alerta	
Rango de tensión [% de Vn]	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 10. Estándar de tensión en estado alerta según NTCO de PMGD

Artículo 3-29

- Cuando la frecuencia nominal del SD está en los rangos indicados en el presente artículo, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados que se indican. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Estándar de frecuencia en estado Alerta	
Rango de Frecuencia [% de Fn]	Tiempo de despeje [segundos]
> 50,5	0,16
(49,5 a 48)	De 16 a 300
< 48	0,16

Tabla 11. Estándar de frecuencia en estado alerta según NTCO de PMGD

Artículo 3-31

- El PMGD no podrá ser conectado a la red de media tensión del SD luego de ocurrida una perturbación en la red de media tensión, hasta que la tensión y la frecuencia en el punto de conexión estén en los rangos 0,94 a 1,06 Vn y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente. La reconexión del PMGD a la red deberá hacerse en conformidad con el mecanismo de coordinación acordado con la empresa respectiva.

TITULO 3-9. OPERACIÓN EN ISLA

En caso de presentarse una operación en isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la red de media tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

La empresa Distribuidora o la Empresa con Instalaciones de Distribución, en su caso puede convenir con el propietario u operador del PMGD una operación en isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.

2.9 Experiencia Internacional

A nivel mundial se están desarrollando metodologías que permitan promover el uso de generación mediante energías renovables. Las modificaciones legislativas se preocupan tanto de incentivar el uso de este tipo de energías como la posterior conexión de los generadores distribuidos.

Desde los años 90, se observa a nivel internacional un notable aumento de la participación de las ERNC en los mercados energéticos. A comienzos de 2007, la capacidad instalada de generación eléctrica con ERNC alcanza los 182 GW a nivel mundial, equivalente a un 4 por ciento de la capacidad instalada total (4.100 GW) [1].

Principalmente se han utilizados dos esquemas económicos para estimular la conexión de GD: “Feed-in system” o sistema de precio fijo y “Quota model” o certificado verde. El primero, obliga a las compañías distribuidoras a conectar a todos los generadores renovables que soliciten conexión, donde el precio de la energía es regulado por la autoridad; el segundo obliga a los comercializadores a que una ración de la energía vendida provenga de compras a generadores de energía renovable.

Aun cuando la mayoría de los países que ha legislado respecto a la GD se encuentra usando algunos de estos esquemas, existen ciertas restricciones y condiciones dependiendo de cada país en particular.

España utiliza el sistema de precio fijo para generadores de energía renovable, pero la compañía distribuidora está obligada a dar conexión sólo cuando la red de conexión sea capaz de evacuar la energía, en caso contrario el generador debe negociar el costo de expansión directamente con la empresa, siendo estos financiados por el generador.

Alemania, al igual que España tiene el sistema de incentivo de precio fijo. La empresa distribuidora reporta los costos asociados a la conexión como costos adicionales dentro de su red, de modo que mediante el sistema de tarificación estos son prorrateados por todos los consumidores del país.

En el caso de Inglaterra los costos de expansión de la red asociados a la conexión del GD renovable son financiados por el generador, estos costos son calculados bajo una regulación gubernamental.

Australia utiliza el esquema de certificados verdes. Desde el punto de vista de la conexión, los generadores deben negociar los costos de conexión directamente con la empresa distribuidora.

A continuación se presentan a modo de ejemplo algunas de las consideraciones técnicas del estándar IEEE 1547 y de la norma Alemana de conexión de generadores distribuidos a media tensión.

2.9.1 Estándar IEEE 1547 “ Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”

El estándar IEEE 1547 se concentra en dar especificaciones técnicas para la conexión, diseño, instalación y evaluación de pequeños medios de generación en los sistemas de distribución, entregando consideraciones de seguridad, requerimientos de operación y respuesta bajo condiciones generales y anormales. Las descripciones son aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida de capacidad agregada inferior igual a 10 MVA.

IEEE Std 1547-2003 4.1.1

- El recurso distribuido no debe regular activamente el voltaje en el punto de conexión común PCC.

IEEE Std 1547-2003 4.1.3

- La unidad Distribuida se debe conectar al área del sistema eléctrico sin causar fluctuaciones de voltaje mayores a $\pm 5\%$ del preexistente en el PCC, y responder a los requerimientos de flicker en el estándar IEEE 1574 4.3.2.

La Tabla 12 muestra los parámetros entregados por Estándar IEEE 1547 para la sincronización del PMGD al sistema.

Capacidad agregada de Unidades distribuidas [KVA]	Diferencia de frecuencia ΔF [Hz]	Diferencia de voltaje ΔV [%]	Diferencia de Fase $\Delta \Phi$ [°]
0-500	0.3	10	20
500-1500	0.2	5	15
1500-10000	0.1	3	10

Tabla 12. IEEE 1547 tabla 5 parámetros límites de sincronización.

IEEE Std 1547-2003 4.2.3. Respuesta ante condiciones anormales de voltaje

- Las funciones de protección de interconexión al sistema deben detectar el valor rms del voltaje fases fase en cada fase. Cuando cualquier voltaje este en el rango dado en la tabla, el recurso distribuido debe cesar de energizar el área dentro del tiempo de despeje indicado. El tiempo de despeje es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y la salida del GD del sistema eléctrico.

Rango de voltaje [% de voltaje base]	Tiempo de despeje [s]
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

Tabla 13. IEEE 1547 tabla 1, Respuesta del sistema de interconexión ante voltaje anormal

Estos requerimientos tienen la intención de detallar un método para determinar fallas en el área del sistema eléctrico y prevenir daños por sobre o bajo voltaje en los equipos de clientes en el área de servicio, en caso que el recurso distribuido sea la fuente de condiciones anormales.

IEEE Std 1547-2003 4.2.4. Respuesta ante condiciones anormales de frecuencia

Tamaño de del recurso distribuido [KW]	Rango de frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [s]
> 30	>60.5	0.16
	<59.8-57.0 (ajustable)	0.16-300
	<57.0	0.16

Tabla 14. IEEE 1547 tabla 2, Respuesta del sistema de interconexión ante frecuencia anormal

IEEE Std 1547-2003 4.4.1. Isla involuntaria

- Ante la formación de una isla no intencional, donde el Recurso Distribuido energiza una porción del área del sistema eléctrico a través del PCC, el sistema de interconexión debe detectar la isla y cesar la energización del área dentro de 2 segundos de la formación de la isla.

2.9.2 Norma Alemana

Para la protección, tanto de las instalaciones propias como de aquellas de terceros, deberán implementarse medidas adicionales, con protecciones que abran el interruptor de acoplamiento, en caso de desviaciones inaceptables de la tensión o de la frecuencia (protección de desacoplamiento).

Las protecciones contra caídas y contra elevaciones de la tensión deben ser implementadas trifásicamente.

Se deberá implementar al menos las siguientes funciones de protección:

Función	Ajuste
Protección contra caídas de tensión	1.00 a 0.70 Un
Protección contra elevaciones de tensión	1.00 a 1.15 Un
Protección contra caídas de la frecuencia	50 a 48 Hz
Protección contra subidas de la frecuencia	50 a 52 Hz

Tabla 15. Ajuste de protecciones para la máquina distribuida según Norma Alemana

Para los ajustes de los valores de disparo se considerarán los mayores desvíos aceptables de la tensión y frecuencia nominales, y los correspondientes máximos tiempos de desconexión, según información proporcionada por la EVU. A su criterio, el operador podrá adoptar valores de desconexión inferiores a estos límites. Para plantas generadoras privadas en media tensión, la EVU puede exigir un ajuste específico para la protección contra caídas de la frecuencia, con el fin de ayudar a sostener la frecuencia del sistema interconectado.

Otra consideración que se debe tener en cuenta, son los requerimientos “Fault Ride Through” FRT, esta condición se refiere a que cada unidad generadora se debe mantener transientemente estable y conectada bajo ciertos límites de desviación de tensión y frecuencia, producto de disturbios en el sistema.

Los requerimientos FRT de la GD están aún en discusión en el mundo. En El Reino Unido, Francia, Dinamarca, España, Irlanda, recientemente Chile, entre otros, ya se ha precisado a nivel normativo

este concepto para generadores conectados en alta tensión AT, en donde se han especificando condiciones mínimas bajo las cuales los generadores deben permanecer conectados. En media tensión este tema se vuelve mayormente relevante a medida que la penetración de la generación distribuida aumenta.

Capítulo 3. Antecedentes de la red de distribución, impactos de la GD y fenómenos dinámicos.

3.1 Clasificación de la Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad dinámica de un sistema hace referencia a que dado un punto de operación inicial, en condiciones de contingencia o perturbaciones tales como, pérdida de generación, apertura o cierre de líneas, cambios significativos de carga o fallas y posterior a su despeje, las variables de tensión y frecuencia, se encuentren dentro de rangos aceptables de tolerancia predeterminados.

El sistema eléctrico responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores sincrónicos y oscilaciones de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Existen dos grandes grupos de fallas, las fases abiertas y los cortocircuitos, la mayoría de los cortocircuitos son fugaces entre el 90% a 95% del total. Los cortocircuitos a tierra son los más frecuentes entre 80% y 90% de los casos. [4]

Por lo general la falla más exigente para el sistema es el cortocircuito trifásico, seguido por el bifásico a tierra. Debido a que la norma no especifica bajo qué condiciones se debe evaluar dinámicamente el sistema de distribución, se considerarán como nivel de exigencia en la mayoría de los casos cortocircuitos bifásicos a tierra sin impedancia de falla y sólo en algunos otros cortocircuitos trifásicos a tierra. [4]

Las magnitudes de voltaje y frecuencia son características fundamentales que pueden ser utilizadas como indicadores para determinar la presencia de contingencias en los sistemas. Mientras mayor sea la desviación de voltaje, más grande o más cercano se encuentra el evento.

Las variables de interés para el estudio de estabilidad del sistema eléctrico son: las excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos (Estabilidad angular), la tensión y la frecuencia en las barras.

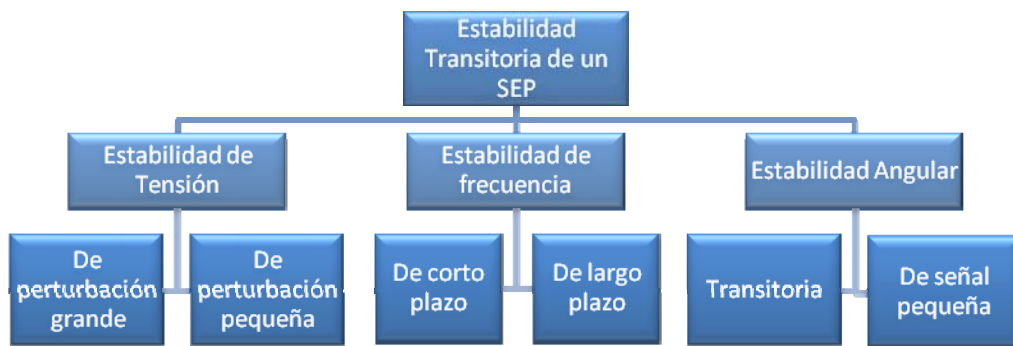


Figura 9. Clasificación de La Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

A continuación se realiza una pequeña descripción de la Figura 9 [12]:

Estabilidad de Tensión

El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de reactivos en el sistema.

i. Estabilidad de Tensión de Pequeña Perturbación:

Pequeñas perturbaciones como incrementos de demanda, desconexiones de líneas o fallas lejanas pueden producir inestabilidad de tensión.

ii. Estabilidad de Tensión de Gran Perturbación:

La estabilidad de tensión de gran perturbación corresponde a contingencias fuertes como cortocircuitos cercanos a la barra, la desconexión de máquinas o equipos controladores de tensión.

Estabilidad Angular

Corresponde a la capacidad de las máquinas sincrónicas conectadas al sistema de mantener sincronismo luego de una perturbación. La pérdida de estabilidad angular se debe a un desbalance entre el torque electromagnético y el torque mecánico

i. Estabilidad de Pequeña Señal:

Las pequeñas perturbaciones se pueden deber a un incremento periódico del ángulo de rotor de la máquina, lo cual se debe a la ausencia de torques sincrónicos que la desaceleren; o a oscilaciones no amortiguadas de los rotores debido a la ausencia de amortiguación por parte del sistema.

ii. Estabilidad Transitoria:

Es la capacidad del sistema de mantener el equilibrio luego de una perturbación grande como fallas en el sistema. Este depende de punto de operación inicial y la severidad de la falla.

Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a que esta variable se mantenga dentro de un rango en torno al valor nominal de 50 [Hz] del sistema. Las variaciones se originan por un desbalance entre la potencia generada y la demanda.

i. Estabilidad de frecuencia de largo plazo

La estabilidad de frecuencia en el largo plazo se debe a descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio entre demanda y generación.

ii. Estabilidad de frecuencia de corto plazo

La estabilidad de frecuencia en el corto plazo está asociada a salidas intempestivas de centrales generadoras o cambios bruscos en la demanda, como la entrada de operación de hornos de arcos eléctricos, o grandes contingencias, lo cual puede causar desequilibrios inestables para el sistema provocando la desconexión de más elementos.

3.2 Consideraciones respecto a las variaciones de tensión

El correcto funcionamiento de los consumos se ve afectado por los niveles de tensión existente en el punto de la red al cual se conectan.

Los rangos de regulación asociados a las redes de distribución, están limitados por las características de los consumos. Los de aplicaciones térmicas, como calentadores, cocinas, lámparas,

etc., aceptan variaciones lentas de +- 5%, mientras que las lavadoras, televisores, motores, entre otros, admiten variaciones de hasta +-8% para funcionar correctamente. Las sobre tensiones disminuyen la vida útil de los equipos debido al calentamiento, por otro lado las tensiones muy bajas afectan el rendimiento de los mismos. [4]

En redes de tensión relativamente altas como es el caso de transmisión 220 kV y subtransmisión 110 kV, la componente resistiva asociada a la impedancia de las líneas es despreciable frente a la reactiva y las diferencias angulares son pequeñas. La figura muestra el respectivo diagrama fasorial.

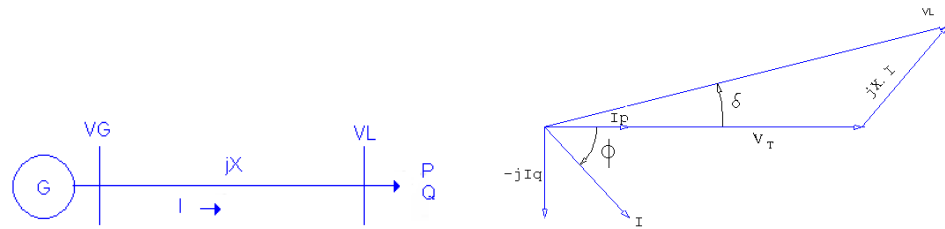


Figura 10. Diagrama fasorial

Donde:

VG: Voltaje en el punto de generación

VL: Voltaje en el punto de retiro

R: Resistencia de las líneas

X: Reactancia de las líneas

δ : Diferencia angular entre voltaje de generación y consumo

Φ : Ángulo de fase de la impedancia del consumo

La potencia reactiva depende de la diferencia en los módulos de tensión, mientras que la potencia activa del ángulo como se aprecia en las siguientes relaciones aproximadas:

$$\text{En general } |V_G| - |V_L| \approx \frac{RP_L + XQ_L}{V_L} \quad \text{Ecuación 3-2}$$

$$\text{Con } R \rightarrow 0 \quad |V_G| - |V_L| \approx XI_r \propto Q \quad \theta \approx \frac{XI}{V_L} \propto P \quad \text{Ecuación 3-1}$$

A nivel de distribución la parte resistiva no se hace despreciable frente a la inductiva, por ende no se cumple que la potencia reactiva regula directamente la tensión. El aporte más notorio de la GD al control de tensión ocurre por la disminución del flujo de corriente por las líneas, asociado a la

inyección de potencia activa al interior del alimentador y por ende la disminución de las pérdidas variables de voltaje, siendo de mayor consideración el aporte de la potencia activa inyectada.

La normativa chilena indica que la elevación de tensión originada por un PMGD en la red no debe exceder, en el punto de repercusión, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones $\Delta u \leq 6\%$.

A partir de esta exigencia se puede obtener una relación con los niveles de cortocircuito de la red en el punto de repercusión y con la potencia máxima que puede entregar el PMGD.

A continuación se presenta la relación existente entre el nivel de tensión observado en una barra de un sistema radial, respecto de las características del sistema, representadas por la potencia de cortocircuito y la potencia inyectada por el generador.

$$\frac{R_{kv}P + X_{kv}Q}{V_2} \approx |V_1| - |V_2| \quad \text{Ecuación 3-2}$$

$$S_{PMGD} * \frac{|R_{kv} \cdot \cos \phi - X_{kv} \cdot \text{sen} \phi|}{V} = \Delta V \quad \text{Ecuación 3-3}$$

Para $\Delta V = 6\% V_n$

$$S_{PMGD} * \frac{|R_{kv} \cdot \cos \phi - X_{kv} \cdot \text{sen} \phi|}{V} \leq 6\% V$$

Ecuación 3-4

$$S_{PMGD} * \frac{1}{S_{kv}} \leq 6\%$$

Donde que S_{kv} es la potencia de cortocircuito de la red en el punto de repercusión y $S_{PMGDm\acute{a}x}$ representa la potencia aparente máxima del PMGD. Con lo anterior la relación cortocircuito potencia definido como Kkl en la normativa chilena:

$$Kkl = \frac{S_{kv}}{S_{PMGDm\acute{a}x}} > 16,6 \quad \text{Ecuación 3-5}$$

La NTCO de PMGD define esta relación como factor Kkl y lo emplea para realizar una verificación aproximada de la factibilidad de incurrir en obras adicionales para permitir la conexión de un PMGD, indicando que sí es mayor a 20 el sistema no requiere de obras adicionales.

3.2.1 Clasificación de variaciones de tensión

La tabla 14 entrega una clasificación de los fenómenos electromagnéticos presentes en los sistemas eléctricos, en ella se han incorporado términos usados por IEEE, IEC y CIGRE para estandarizar las definiciones de cada uno de los fenómenos [12].

Clasificaciones de variaciones de tensión de corta duración			
		Duración	Tensión
Instantáneas	Interrupciones	0.5 – 30 ciclos	< 0.1 p.u
	Microcortes	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 p.u
	Aumento de tensión	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 p.u
Momentáneas	Interrupciones	30 ciclos- 3 s	< 1.1 p.u
	Microcortes	30 ciclos- 3 s	0.1 – 0.9 p.u
	Aumento de tensión	30 ciclos- 3 s	1.1 – 1.4 p.u
Temporales	Interrupciones	3 s – 1 min	< 0.1 p.u
	Microcortes	3 s – 1 min	0.1 – 0.9 p.u
	Aumento de tensión	3 s – 1 min	1.1 – 1.2 p.u

Tabla 16. Clasificación de los Fenómenos Asociados a Calidad de Suministro y Producto [12].

Desde el punto de vista dinámico, las variaciones de tensión a considerar son las producidas por fallas en el sistema, y de breve duración, cuyo rango de tiempo va desde fracciones de segundo hasta algunos segundos.

Existen diversos fenómenos electromagnéticos en las redes, a continuación se definirán y describirán los importantes desde el punto de vista dinámico:

Variaciones de voltaje de corta duración

Cada tipo de variación de voltaje puede ser designada instantánea, momentánea o temporal, dependiendo de su duración. Este tipo de perturbaciones suelen ser causadas por fallas, energización de grandes cargas que requieran elevadas corrientes de partida o equipos de conexión intermitente. Dependiendo de la ubicación de la falla y las condiciones de la red, estas perturbaciones pueden producir caídas de voltaje “Sags” o subidas de voltaje “swells” o la completa pérdida de voltaje (interrupción). Estas condiciones pueden estar presentes aún cuando los equipos de protección operen para eliminar la falla.

a) Huecos (Sags)

Se define una caída o hueco de tensión o corriente, como un decaimiento de corta duración entre 0.1 y 0.9 pu del voltaje rms por tiempos que van desde medio ciclo hasta 1 minuto.

Están usualmente asociadas a fallas, aun cuando también pueden presentarse por la partida de grandes motores. Este tipo de eventos son considerados como transientes, ya que caídas de voltaje de más de 1 minuto de duración pueden ser controladas por equipos de regulación de tensión.

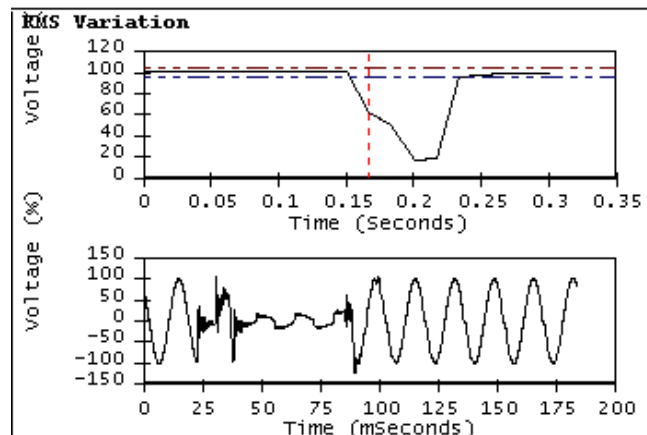


Figura 11. Hueco de Tensión

b) Elevaciones (Swells)

Una elevación es definida como un aumento entre 1.1 a 1.8 pu de la tensión, con duraciones que van desde los 0,5 ciclos hasta 1 minuto.

Este tipo de efectos no suelen ser tan comunes como los huecos de tensión y también están asociados a condiciones de fallas, se observan principalmente en las fases no falladas durante un cortocircuito, también por la desconexión de grandes cargas o energización de bancos de condensadores. La magnitud de la elevación depende de la impedancia del sistema, la localización de la falla y tipo de puesta a tierra.

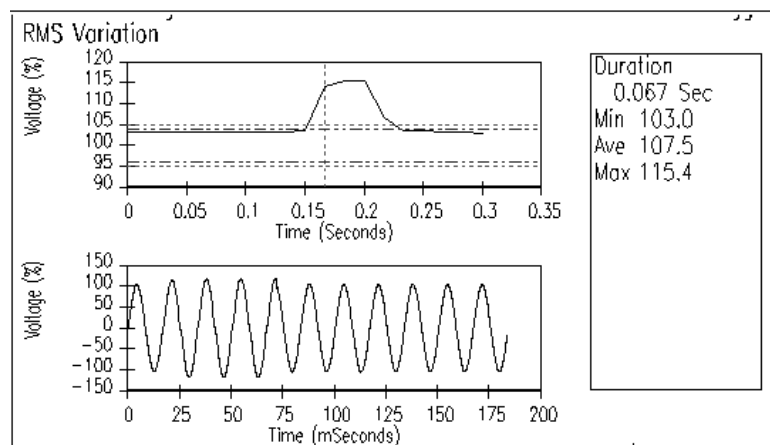


Figura 12. Elevación de tensión

c) Interrupciones

Una interrupción ocurre cuando el voltaje o corriente cae por debajo de 0.1 pu por un período de tiempo no mayor a 1 minuto.

La duración de una interrupción depende del tiempo de actuación de las protecciones, en las redes de distribución los reconectores automáticos suelen limitar las interrupciones a no más de 30 ciclos, este fenómeno aparece como resultado de cortocircuitos o fallas en equipos del sistema así como también mal funcionamiento de los sistemas de control.

3.2.2 Tolerancia de voltaje

Según la convención utilizada en EEUU, se define la magnitud de un micro corte como el valor que toma el voltaje durante la caída. Si algún cliente desea proteger sus instalaciones por la presencia de equipos de alto costo o equipos relevantes para procesos, según la normativa chilena puede acogerse a ciertos patrones de calidad de voltaje siguiendo estándares IEC.

En la Tabla 17 se presenta la tolerancia a caídas de voltaje para diversos equipos. Para cada uno de ellos se entrega el tiempo que permanece en funcionamiento luego de que la tensión se va a cero, seguida del porcentaje de micro-corte bajo el cual el equipo continúa funcionando indefinidamente. Cualquier micro corte que tenga una magnitud o un tiempo mayor a los que se entregan en la Tabla 15, puede llevar a un mal funcionamiento del equipo o a su desconexión [13].

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

Tabla 17. Tolerancia de Voltaje

3.3 Consideraciones respecto a variaciones de la frecuencia

Las variaciones de frecuencia se definen como las desviaciones de frecuencia eléctrica respecto de la frecuencia nominal del sistema. Están directamente relacionadas con la velocidad de giro de las máquinas, y se deben a un desbalance entre la potencia generada y la consumida. La magnitud de la variación y el tiempo de duración de la misma dependen de las características de las cargas y de la respuesta de los sistemas de control de los generadores ante estas fluctuaciones. Las variaciones de frecuencia a nivel dinámico son leves, las que van más allá de los límites normales son más bien de estado de operación estacionario con duraciones mayores a 10 segundos y pueden ser causadas por fallas, caídas de grandes líneas de transmisión, desconexión de un gran bloque de carga, o la caída de un gran bloque de generación. [12]

El manejo de las variaciones de frecuencia de pocos segundos es llevado a cabo por generadores con reguladores de velocidad (o de potencia PCO) que manejan la respuesta dinámica de las máquinas. Esta acción suele ser ejercida por las grandes máquinas del sistema que responden ante los cambios de frecuencia aumentando o bajando la potencia de salida para mantener la frecuencia dentro de una banda permitida según las normativas.

Los GD poseen pequeña inercia respecto a la del sistema al que se conectan, por ende operan a la frecuencia impuesta por la red en el punto de conexión. La NT de SyCS no entrega especificaciones acerca de condiciones de frecuencia transitoria a nivel de distribución, mientras que la NTCO de PMGD entrega tiempos máximos de despeje ante variaciones de frecuencia de la red, lo que está asociado al ajuste de los relés del sistema de protecciones de estos pequeños generadores.

3.3.1 Efecto de variaciones de frecuencia

Una vez que un generador se encuentra en régimen estacionario, el giro del eje coincide con la de giro del campo magnético rotatorio. Cuando la frecuencia de las corrientes del sistema se ve

perturbada, se generan flujos pulsantes que pueden dañar al generador y/o la turbina. Los fabricantes de las máquinas suelen entregar curvas de tolerancia a desviaciones en la frecuencia.

Por otro lado, ciertos consumos se ven influenciados por la frecuencia. Se distinguen las cargas pasivas, que son independientes de la frecuencia, y las cargas con una relación creciente entre frecuencia y potencia, de este último grupo los de mayor porcentaje corresponden a bombas y ventiladores. Las variaciones de frecuencia además generan cambios en el rendimiento de diversos equipos.

3.4 Consideraciones de las máquinas eléctricas

Ante la ocurrencia de perturbaciones en la red eléctrica, tales como cambios súbitos de la tensión en la barra debido a cortocircuitos bruscos, conexión o desconexión de nuevas cargas y pérdidas o reenganche de las líneas de transmisión; la característica de torque eléctrico en función del ángulo de la carga de los generadores se ven alterada, pero debido a las limitaciones operativas de los sistemas mecánicos, que tienen una respuesta más lenta que el sistema eléctrico, las masas rotantes no se pueden ajustar instantáneamente a estas variaciones.

El comportamiento general y el aporte o consumo de potencia reactiva de un PMGD durante un estado estacionario o dinámico, depende del tipo de generador y conexión que se realiza, se pueden encontrar:

- Generador sincrónico GS.
- Generador de Inducción GI:
 - De alimentación independiente
 - De doble alimentación
- Conexión vía una interfaz de electrónica de potencia.

La elección del generador depende del recurso energético disponible y de los requerimientos de control necesarios

3.4.1 Tecnologías de máquinas de generación

- a) Generador sincrónico

El tipo más comúnmente usado corresponde a Generadores Sincrónicos, sobre todo en Chile ya que la mayoría de los PMGD a la fecha son Micro-Hidráulicas o bien máquinas de combustión interna. Estas máquinas son muy controlables mediante un control de excitación de campo.

En los grandes generadores conectados al sistema de transmisión se suele usar además de reguladores automáticos de voltaje VCO para el control de excitación (que permiten a la máquina importar o exportar potencia reactiva para operar y mantener el voltaje dentro de rangos adecuados), reguladores PCO que permiten controlar la potencia activa de salida del generador de modo de mantener una frecuencia constante en el sistema.

b) Generador de Inducción de alimentación independiente o Asíncrono

Los generadores de inducción o asíncronos son mucho más simples y menos controlables que los sincrónicos. Debido a que no poseen un sistema de excitación, deben importar potencia reactiva desde la red para mantener el campo magnético. Los requerimientos de reactivos aumentan conforme aumenta la potencia real de salida, con factores de potencia en adelanto de al menos 0,9. Los factores de potencia originados por este tipo de máquinas son muy bajos, por ende los estándares recomiendan compensación reactiva mediante bancos de condensadores para estas instalaciones. Estos bancos de condensadores son inefectivos durante fallas, la única fuente de reactivos durante la contingencia es la energía magnética acumulada en la inductancia de fuga, esta energía decae con una constante de tiempo de aproximadamente 40 ms. Por ende un generador de inducción de alimentación independiente compensado mediante banco de condensadores es incapaz de ofrecer soporte significativo a la red durante fallas prolongadas. [10][14]

c) Generador de inducción doblemente alimentado

Consisten en generadores asíncronos excitados por una fuente de voltaje en el circuito del rotor vía convertidores de electrónica de potencia. Esto permite controlar el nivel de reactivos de la máquina, entregando así la capacidad de controlar la velocidad de operación, factor de potencia y control de voltaje

Esta tecnología es una buena opción para aplicaciones eólicas ya que a diferencia de una máquina de inducción común, permite un control de la velocidad frente a variaciones del viento y perturbaciones del sistema eléctrico, ofreciendo una mejor calidad del servicio, pero eleva tanto los costos de instalación como los de mantenimiento. [9][10][14]

El tiempo de respuesta ante fallas es cercano al del generador de inducción con alimentación independiente. Debido a las bajas constante de tiempo del rotor, el potencial de actuación rápida es teóricamente posible, pero el alto costo y la pobre capacidad de los convertidores de voltaje ante cortocircuitos los hace más costosos que los generadores sincrónicos. El desempeño de estas máquinas ante fallas en la red depende de la velocidad y constantes de tiempo del convertidor y particularmente de su habilidad para soportar las variables transitorias anormales. [14]

3.4.2 Comportamiento dinámico de la máquina sincrónica

a) Generador sincrónico

Para llevar a cabo un estudio de estabilidad de un generador, primero es necesario conocer su comportamiento ante variaciones en la red.

Si aumenta bruscamente la demanda de potencia eléctrica, el generador recibe menos energía de la que entrega a la red, y por tanto comienza a frenarse y a disminuir su energía cinética. Al disminuir la velocidad del rotor comienza a decrecer el ángulo mecánico. Cuando la potencia eléctrica iguala a la potencia mecánica, el rotor no es capaz de cambiar instantáneamente de velocidad, por lo que una vez sobrepasado ese punto, la potencia mecánica entrante es mayor que la potencia eléctrica de salida, y por tanto la máquina comienza a acelerarse. A partir de entonces el ángulo comienza a crecer y el proceso prosigue de forma que oscila alrededor de un punto de equilibrio, alcanzado su valor mínimo y máximo. Conviene subrayar que el ángulo representa la *desviación angular* del rotor, es decir, el ángulo mecánico del rotor descontando la frecuencia de sincronismo.

La oscilación descrita anteriormente se representa analíticamente mediante la ecuación diferencial correspondiente al balance de torques en el eje de la máquina.

$$T_a = T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad \text{Ecuación 3-6}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_m - \omega_e \quad \text{Ecuación 3-7}$$

$$T_a = T_m - \frac{E_f V_a}{\omega_m x_d} \text{sen}(\delta) - \frac{V_a^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \text{sen}(2\delta) \quad \text{Ecuación 3-8}$$

La expresión de oscilación depende de las reactancias de la máquina y del voltaje en sus bornes.

La energía cinética de una masa rotante se evalúa a partir de la siguiente expresión:

$$W_k = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad \text{Ecuación 3-9}$$

Debido a que la energía cinética no puede variar instantáneamente sin consumir potencia infinita, la velocidad no cambia en el primer instante. El ángulo de carga tampoco puede variar instantáneamente porque se obtiene al integrar la diferencia entre las velocidades mecánica y sincrónica:

$$d\delta(t) = \int_0^t (\omega_m - \omega_e) d\tau \quad \text{Ecuación 3-10}$$

Durante el período de duración del cortocircuito, toda la potencia inyectada en el eje mecánico se convierte en energía cinética, debido a que la armadura no es capaz de transmitir potencia al sistema eléctrico, producto de la caída de tensión. Cuando desaparece la perturbación y la máquina comienza a transmitir potencia a la red, el rotor se frena, pero si el ángulo alcanza su valor máximo, la velocidad se incrementa nuevamente, perdiendo el sincronismo. El tiempo máximo que es posible mantener el cortocircuito sin la pérdida del sincronismo una vez recuperada la capacidad de transmisión de potencia a la red, se conoce como tiempo crítico de despeje y define los tiempos de actuación de las protecciones e interruptores del sistema.

Los generadores sincrónicos son excitados por la corriente de campo, durante la falla esta corriente mantiene el voltaje en el estator decayendo exponencialmente con el tiempo, con constantes de tiempo alrededor de 200 ms. Las constantes de tiempo de la corriente de campo pueden ser ajustadas a un valor más elevado, permitiendo así al GD ofrecer soporte a la red maximizando la potencia exportada durante y posterior a la falla. [14]

b) Motor sincrónico

Tan pronto como se produce un cortocircuito, el voltaje se reduce a un valor muy bajo, en consecuencia se detiene el envío de energía mecánica a la carga, pero por la inercia de ésta, el rotor tiende a oponerse a la disminución de la velocidad, así la energía rotante mecánica en el eje lleva al motor a funcionar como generador y despacha corriente de cortocircuito durante los primeros ciclos después de ocurrida la falla.

c) Sistema de excitación y control del generador síncrono

Además de lo anterior, en un análisis dinámico se debe considerar el comportamiento asociado a los esquemas de control de la máquina, la figura 11 presenta un esquema general del sistema de control de un generador síncrono. A continuación se realiza una breve descripción de cada uno de los bloques.

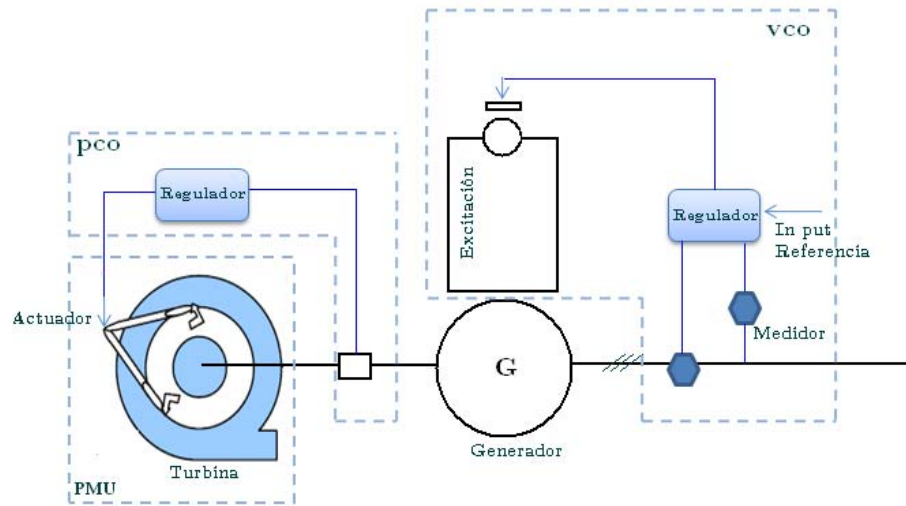


Figura 13. Esquema de control para un generador síncrono

i. Sistemas Proveedores de Energía PMU

Los sistemas proveedores de energía reciben la señal de posición de las compuertas o válvulas distribuidoras de energía, con la cual se controla el flujo que alimenta la turbina. Estos bloques junto a los reguladores de velocidad simulan el comportamiento mecánico de la central. El parámetro típico utilizado para su modelación corresponde a la constante de tiempo de actuación de las compuertas.

ii. Controladores de Excitación VCO

Los controladores de excitación regulan la magnitud de la corriente de excitación que se inyecta en el campo de los generadores, permitiendo controlar la fuerza electromagnética fem inducida en el rotor y de esta manera la generación de reactivos por parte de la máquina. La consigna puede ser el factor de potencia o bien la tensión en bornes.

iii. Reguladores de Velocidad PCO

Los reguladores de velocidad controlan las válvulas de los sistemas proveedores de energía, regulando así el flujo de energía hacia el generador y consecuentemente la velocidad de la máquina.

Como se mencionó anteriormente los pequeños generadores distribuidos no suelen tener reguladores de velocidad que actúen sobre la distribución de energía primaria, por ende el modelo PMU será reemplazado por una entrada de energía constante. Mientras que la consigna del VCO será el factor de potencia, por ende el sistema controlador de excitación regulará la corriente de campo de modo de que la máquina entregue reactivos para ajustarse al factor de potencia de referencia.

3.4.3 Comportamiento dinámico de la máquina asíncrona

a) Generador de inducción

A continuación se presenta una breve descripción del comportamiento de la máquina de inducción pura ante fallas en la red. Dado que el torque depende con el cuadrado con la tensión, cuando se produce un hueco de voltaje en el punto de conexión del generador producto de una falla, surge una disminución momentánea en el torque electromagnético y el deslizamiento de la máquina.

$$T_{3\phi} = \frac{3r_r'}{S \cdot \omega_s} \cdot \frac{V_e^2}{\left(r_e + \frac{r_r'}{s}\right)^2 + (X_e + X_r')^2} \quad \text{Ecuación 3-11}$$

$$\Delta s = \frac{\partial s}{\partial t} \cdot \Delta t = \frac{1-V^2}{2H} \Delta t \quad \text{Ecuación 3-12}$$

Si el torque motriz se mantiene constante o no alcanza a variar instantáneamente como el electromagnético, el conjunto se acelera aumentando la velocidad del rotor.

En el instante en que la falla es despejada se restablece la tensión pre-falla y por ende el torque electromagnético, sí en este instante el torque motriz es menor al electromagnético se reduce la velocidad hasta un deslizamiento específico lográndose la estabilidad de la máquina y el sistema. Sí el tiempo de despeje de la falla es tal que el generador se acelera hasta una velocidad que lleva a un nivel de deslizamiento, en que al momento de retomar la tensión el torque electromagnético es

inferior al motriz, entonces se producirá un par acelerante que incrementa aun más la velocidad perdiendo así la estabilidad.

Existe un efecto de caída de tensión posterior al originado por la falla, el cual se debe a que el aumento de velocidad lleva a la máquina a absorber una alta corriente reactiva para restaurar el flujo en el entre hierro, acentuándose así la caída de tensión, afectando a otros nodos de la red a la cual el generador se encuentra conectado. Si la falla es despejada a tiempo, el generador recupera rápidamente su autoexcitación gracias al aporte de reactivos de la red.

b) Motor de inducción

Un cortocircuito sobre un motor de inducción tiene prácticamente el mismo efecto que sobre uno sincrónico, aunque existe una diferencia. El motor de inducción no tiene un embobinado de campo de corriente continua, así ante la aplicación repentina de la falla el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente siendo la inercia del rotor la que impulsa la máquina, llevándola a generar un voltaje en el bobinado de estator, aportando una corriente durante el cortocircuito.

3.5 Consideraciones respecto del sistema de protecciones

3.5.1 Impacto en los niveles de cortocircuito y coordinación de protecciones de la red de distribución

Uno de los puntos de gran relevancia y mayores discusiones entre la compañía de distribución y el dueño del PMGD, tiene relación con el impacto sobre los esquemas de coordinación de protecciones de la red. En la actualidad a nivel mundial se están llevando a cabo estudios que permitan asignar tanto la ubicación óptima del PMGD en la red, como nivel de inyecciones máximos permitidos de modo de no afectar la coordinación de protecciones y así no incurrir en modificaciones del sistema.

A continuación se muestran de forma breve algunos de los posibles efectos críticos sobre las corrientes de cortocircuitos en los distintos equipos de un esquema de protecciones típico de un alimentador, cuando el PMGD es ubicado en 3 posiciones distintas.

En primer lugar se presenta un esquema en la figura 12, en el cual se harán acotaciones respecto a los niveles de cortocircuito y la circulación de corriente en la protección de la cabecera del alimentador (1), en el reconectador (2), falla en la cola (3) y falla en una ramificación (4).

En condiciones normales de operación el alimentador consume 3,5 MW desde el sistema interconectado, el nivel de cortocircuito en la subestación de distribución primaria es de 209,84 MVA con una tensión de 13,2 kV nominal.

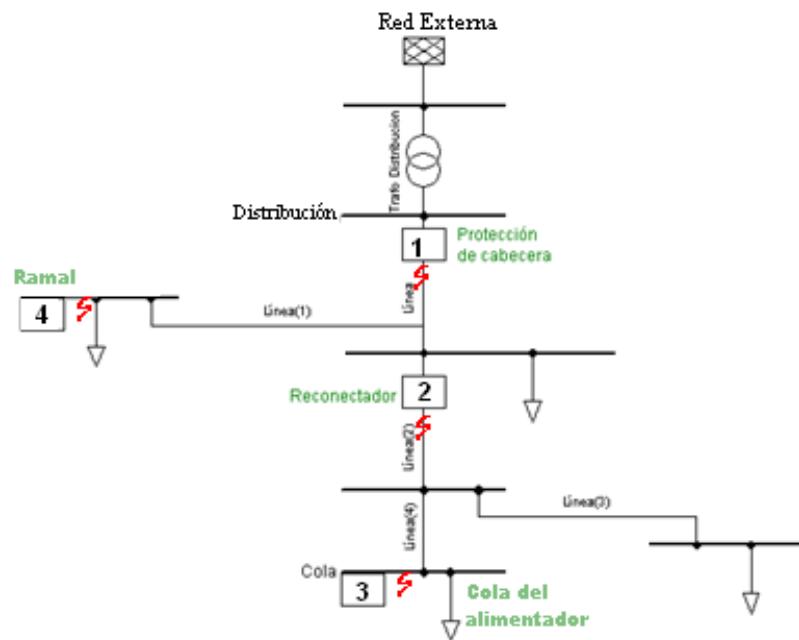


Figura 14. Esquema de prueba y puntos de medición

Se muestran los niveles de cortocircuito en cada uno de los puntos mencionados, mediante la aplicación de una falla trifásica y una bifásica a tierra.

Localización del cortocircuito	Nivel de Cortocircuito	
	Trifásico [A]	Bifásico a tierra [A]
1	4940	4278
2	4314	3736
3	3222	2790
4	3684	3191

Tabla 18. Niveles de cortocircuito

A continuación se analizan los casos más críticos. Se muestran los resultados obtenidos previos a la conexión del GD y se contrastan con los resultados posteriores a su conexión.

Por simplicidad a se realizarán las siguientes abreviaciones:

I_{PC} : corriente experimentada en la protección de cabecera;

I_R : corriente circulante por el reconector;

I_F : corriente total en el punto de falla.

Caso 1:

El PMGD es conectado aguas abajo de la protección de cabecera del alimentador y se aplica una falla en la cola del mismo (punto 3).

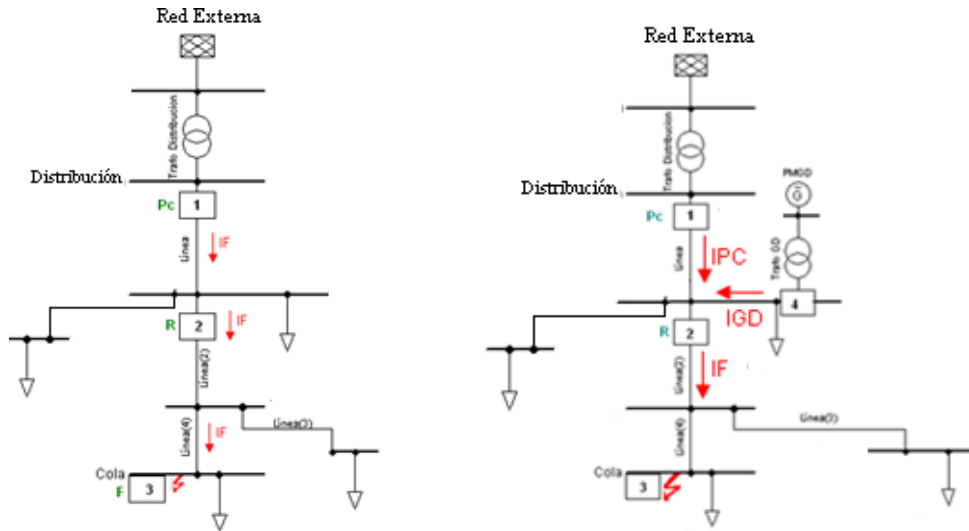


Figura 15. Distribución de corriente de falla Caso 1: Figura A) sin GD, figura B) con GD.

Corriente durante Cortocircuito en el punto N°3

Punto de Medición	Sin PMGD		Con PMGD	
	Trifásico [A]	Bifásico a tierra [A]	Trifásico [A]	Bifásico a tierra [A]
1 (I Protección cabecera)	3222	2790	3092	2680
2 (I Reconectador)	3222	2790	3479	3031
3 (I Falla)	3222	2790	3479	3031
4 (I GD)	-	-	409	336

Tabla 19. Corrientes de cortocircuito caso 1

I. Sin PMGD:

La corriente de falla es alimentada en su totalidad desde el sistema externo del alimentador, por ende es igual por todos los puntos de la rama principal del mismo, en particular en la protección de cabecera y en el reconectador.

$$I_{PC} = I_R = I_F$$

II. Con PMGD:

Al igual que sin el GD, la corriente por el reconectador es igual a la de la falla, pero la corriente por la protección de cabecera es menor a la total de falla, ya que parte de esta es alimentada desde la red y el resto desde el GD.

$$I_R = I_F; I_{PC} < I_F$$

$$I_F = I_{PC} + I_{GD}^1$$

La presencia de GD eleva los niveles de cortocircuito, es decir la corriente de falla I_F que se desarrolla es mayor cuando este se encuentra conectado, aumentando alrededor de 200 [A]. En este caso, el aumento en el nivel de cortocircuito se traspa directamente al reconectador.

$$I_F \text{ sin GD} < I_F \text{ con GD}$$

Lo observado en la protección de cabecera es a la inversa, el nivel de corriente con generador es inferior al desarrollado previo a su conexión, pero debido a que ante esta falla la primera protección en operar es el reconectador, el efecto de disminución de corriente en la protección de cabecera y posible no detección podría ser grave en caso que el reconectador falle.

Caso 2:

El generador se encuentra conectado cercano a la cola del alimentador, aguas abajo del reconectador. Se aplica una falla en la cola del mismo:

¹ Relación válida despreciando consumo propio del GD

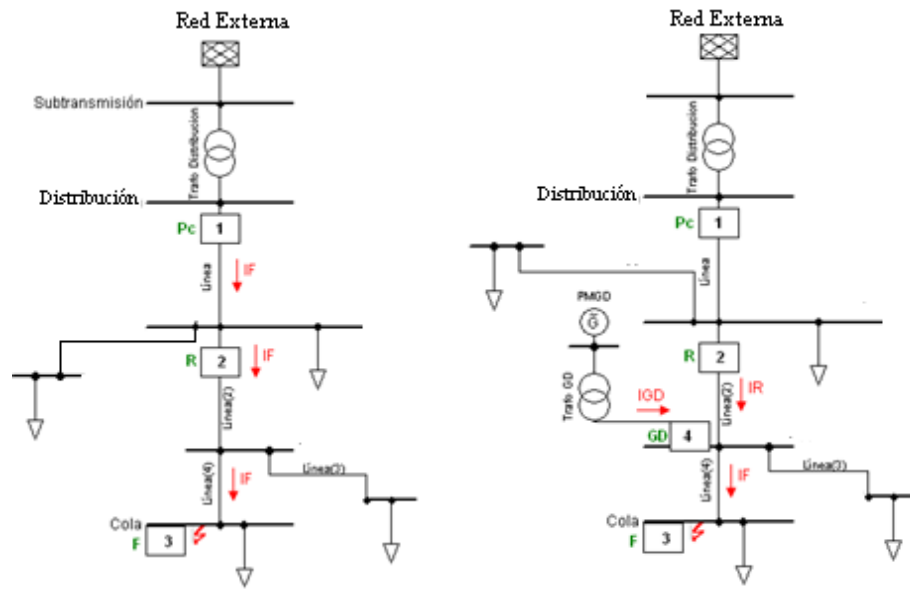


Figura 16. Distribución de corriente de falla Caso 2: Figura A) sin GD, figura B) con GD.

Corriente durante Cortocircuito en el punto N°3

Punto de Medición	Sin PMGD		Con PMGD	
	Trifásico [A]	Bifásico a tierra [A]	Trifásico [A]	Bifásico a tierra [A]
1 (Protección cabecera)	3222	2790	3143	2720
2 (Reconectador)	3222	2790	3143	2720
3 (Falla)	3222	2790	3603	3123
4 (GD)	-	-	477	418

Tabla 20. Corrientes de cortocircuito caso 2

I. Sin PMGD:

Se hace válida la misma relación que en caso I anterior, es decir

$$I_{PC} = I_R = I_F$$

II. Con PMGD:

En este caso la corriente por el reconectador es igual a la observada por la protección de cabecera, pero a diferencia del caso sin PMGD, la corriente vista por ellos es menor que la corriente total de falla, ya que el aporte por parte del PMGD se realiza aguas abajo del equipo.

$$I_{PC} = I_R ; I_R < I_F$$

$$I_R = I_F - I_{GD}^2$$

² Relación válida despreciando consumo propio del GD

En este caso tanto en el reconectador, como en la protección de cabecera, la corriente que circula es menor debido a la conexión del GD. Este efecto podría ser muy severo en caso que la disminución en la corriente origine la no detección de la falla.

Caso 3:

El GD se ubica aguas abajo del reconectador, se aplica una falla en una ramificación del alimentador aguas arriba del reconectador.

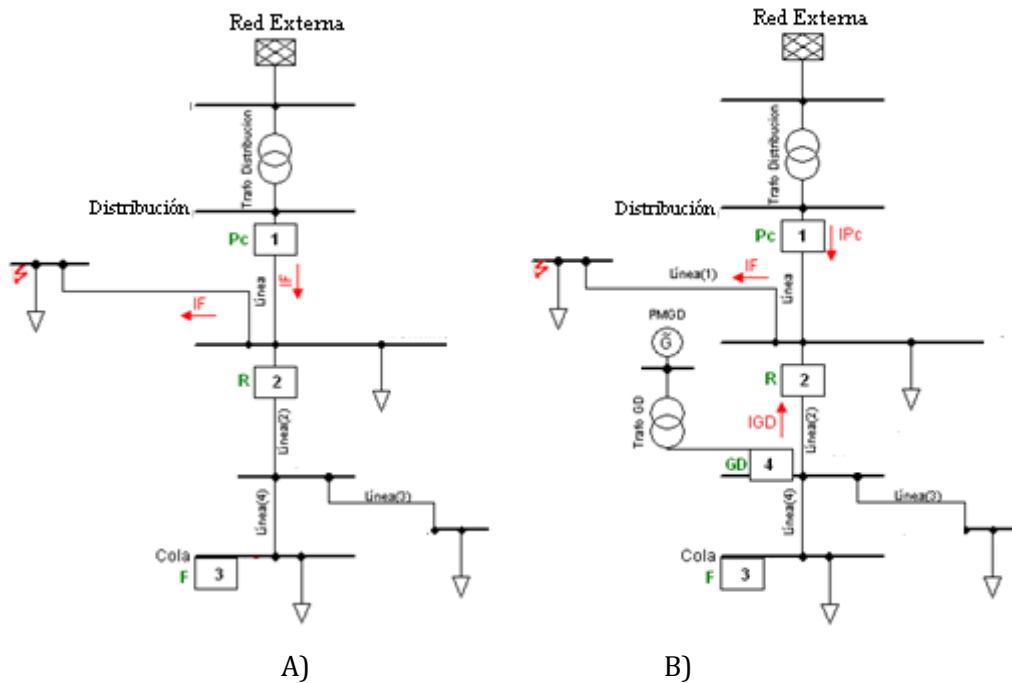


Figura 17. Distribución de corriente de falla Caso 3: Figura A) sin GD, figura B) con GD.

Corriente durante un Cortocircuito en Rama 1

Punto de Medición	Sin PMGD		Con PMGD	
	Trifásico	Bifásico a tierra	Trifásico	Bifásico a tierra
	[A]	[A]	[A]	[A]
1 (Protección cabecera)	3684	3191	3585	3105
2 (Reconectador)	0	0	468	410
Falla (Rama 1)	3684	3191	4049	3510
4 (GD)	-	-	468	410

Tabla 21. Corrientes de cortocircuito caso 3

I. Sin el GD:

La protección encargada de detectar la falla es la de cabecera, donde

$$I_{PC} = I_F ; I_R = 0$$

II. Con el GD:

La corriente por el reconectador deja de ser cero tomando el valor del aporte del GD. Además bajo esta situación, la dirección de corriente que circula por el reconectador es en dirección opuesta a la típica. Por otro lado la corriente en la protección de cabecera resulta menor a la de falla.

$$I_R = I_{GD} ; I_{PC} < I_F$$

Análisis general

En todos los casos, lo primero en notar es que el nivel de cortocircuito se eleva producto de la conexión del PMGD.

A partir de la comparación del caso 1 con el caso 2, se observa que ante una misma falla, el nivel de cortocircuito del alimentador es mayor cuanto más hacia la cola del alimentador se conecte el GD, lo mismo sucede con el aporte de corriente de la máquina. Esto se debe a que mientras más alejado de la subestación primaria se conecte el PMGD mayor será la reducción de la impedancia total de falla y por ende aumenta la corriente de cortocircuito.

$$I_F = 1/Z_{cc}^3 \quad \text{Ecuación 3-13}$$

El nivel de corriente aportada por el PMGD depende de la relación entre las impedancias desde la subestación de cabecera y la impedancia del generador distribuido.

$$I_F = I_{Red} + I_{GD} = \frac{1}{Z_{Red}} + \frac{1}{Z_{GD}} \quad \text{Ecuación 3-14}$$

Los problemas expuestos anteriormente se ven reducidos cuando la contribución del GD a la falla es pequeña, esto es mientras mayor sea la impedancia del generador respecto de la impedancia de la red.

En el caso de las fallas a tierra, la impedancia de puesta a tierra del GD debe ser analizada para asegurarse de que la corriente de secuencia cero no se desvíe más allá de un cierto valor, que suele

³ Considerando tensión 1 pu

definirse con 10%, para lo cual se debe realizar una puesta a tierra a través de una impedancia con el fin de limitar el aporte del PMGD [15].

Dado que a nivel normativo, ante una falla el circuito al cual se conecta el PMGD, este debe separarse automáticamente de la red, las consecuencias sobre la coordinación de protecciones en general no son muy significativas. Sin embargo a medida que la capacidad instalada en medios de generación distribuida aumenta, esta práctica ya no será sostenible, volviéndose importante que se mantengan conectados a la red durante y después del despeje de la falla, mientras no se comprometa la estabilidad del sistema.

Como solución a los efectos causados por el PMGD se pueden realizar estudios de niveles de cortocircuito posterior a la conexión del mismo, y re calcular los valores de ajuste del reconectador, reubicarlo o reemplazarlo por uno de capacidad direccional.

3.5.2 Tiempos críticos de despeje para no perder estabilidad

El IEEE define CCT (critical clearing time) o tiempo de despeje crítico de los GDs, como el máximo tiempo entre la iniciación de la falla y el despeje de la misma de modo que el sistema sea transientemente estable. Si el ajuste de protecciones no es adecuado, entonces la máquina no será capaz de mantenerse estable. En el caso de los generadores sincrónicos existe un máximo ángulo de rotor bajo el cual la operación se puede mantener estable, este es conocido como ángulo crítico.

Ante una perturbación en el sistema, como una falla, ocurren caídas de voltaje en los bornes del generador, la magnitud de la caída y su duración determinan los límites de estabilidad. Por ende el ajuste de las protecciones de la máquina, se realiza mediante un relé de baja tensión. La magnitud de caída de tensión en una barra depende de la impedancia entre esta y la falla, la cual a su vez se puede definir en función de la distancia. Mientras más alejada se encuentre la falla a una determinada barra, menor será el microcorte de tensión que se desarrollará en la misma y consecuentemente mayor el tiempo crítico de despeje asociado a un generador conectado en ella.

Como se vio en la revisión normativa (sección 2.5), la norma chilena entrega tiempos de desconexión del generador en base a niveles de caída de tensión durante la falla. Para niveles de voltaje menor a 50% el tiempo de despeje es de 160 ms, para niveles de voltaje entre 50% y 90% el tiempo es de 2 s. Este artículo de la NTCO de PMGD es similar al estándar 1547 del IEEE, aunque la recomendación IEEE es un poco menos restrictiva, ya que indica que el GD debe desconectarse en 2 s cuando la tensión cae entre 88% y un 50%.

La normativa indicada anteriormente conduce a que el PMGD debe desconectarse obligatoriamente de la red ante una falla que produzca transitoriamente una caída de tensión inferior al 90%. En muchos otros países las normativas son menos estrictas al respecto, por ejemplo en Holanda el ajuste de los relés de baja tensión es de 80%.

3.5.3 Capacidad de soporte de contingencia

El concepto Fault Ride Through (FRT) hace referencia a la capacidad de las máquinas a mantenerse operativas durante y posteriormente a la ocurrencia de una falla en el sistema. En general, los sistemas a gran escala son diseñados para salvaguardar ampliamente la posibilidad de inestabilidad y de un apagón general (black out), para lo cual poseen sistemas de control y protección.

Como se mencionó anteriormente, en la actualidad, a nivel de los PMGD, las normativas recomiendan que el GD se desconecte inevitablemente de la red dentro de ciertos rangos ante un micro corte producido por una falla. Sin embargo a medida que la penetración de estos tipos de instalaciones aumente, la desconexión se volverá inaceptable, ya que posterior a la falla el sistema se vería expuesto a una segunda contingencia equivalente a la desconexión de un gran bloque de generación. Las protecciones de mínimo voltaje permiten detectar la pérdida de excitación durante las fallas con cierto retardo temporal. El objetivo de los nuevos sistemas de protección, es conservar a los generadores menos afectados por el colapso del voltaje, y desconectar aquellos que pueden afectar la estabilidad del sistema.

La estabilidad es promovida por impedancias de red pequeñas, gran inercia de los generadores y tiempos de despeje de fallas pequeños. En UK y otros países, las nuevas normativas especifican que los generadores distribuidos deben tener la capacidad de soportar las fallas, manteniéndose para caídas sobre 15% V_n , estas nuevas normativas son bastante exigentes comparadas con las previas en que tenían que ser desconectadas para caídas bajas 80%.[9]

Estos nuevos requerimientos hacen necesario un rápido desarrollo de las tecnologías de electrónica de potencia y de generación que permitan dar solución a estas problemáticas. Por lo general estas soluciones resultan en un incremento de costos de diseño, entre ellas se puede mencionar adicionar estabilizadores de potencia PSS con sistemas de excitación más rápidos o equipos de compensación dinámica de reactivos como SVC, reducir la impedancia de red enmallando el sistema o si es posible cambiar los parámetros de diseño de las máquinas de modo de dotarla mayor inercia.

Capítulo 4. Casos estudio y análisis de resultados.

Para llevar a cabo un estudio dinámico se debe tener un modelo matemático del sistema, que permita representar el comportamiento electromecánico de los elementos presentes durante el régimen transitorio.

Se deben considerar el comportamiento de los siguientes componentes:

- Parámetros transitorios y sistemas de excitación de las máquinas sincrónicas.
- Comportamiento dinámico de los consumos (dependencia de tensión y frecuencia).
- Reguladores y controladores del sistema que afecten el comportamiento electromecánico de las máquinas.

Para considerar el efecto de las variaciones en la demanda resulta conveniente analizar el caso de demanda máxima en las horas de punta y la demanda mínima en horas de bajo consumo.

4.1 Descripción del sistema

El sistema de prueba está formado por 50 barras, las cuales intentan representar simplificadaamente la interacción entre el sistema de transmisión, subtransmisión y el alimentador.

El sistema de prueba está constituido por una red de media tensión en 13,2 kV, cuyos datos corresponden a los de un alimentador real existente en Chile. Desde un transformador de distribución primaria de 66 kV a 13,2 kV salen 3 alimentadores de capacidades similares. Uno de ellos es representado por una carga simple, mientras que los otros dos están más detallados en cuanto a número de barras y líneas. El alimentador en el cual se conectará el PMGD está caracterizado con 19 barras y posee en total una carga máxima de 3,26 MW. El transformador de distribución primaria, al cual se conectan estos tres alimentadores, por el lado de alta es acoplado a un pequeño esquema con redundancia de vínculo, que emula un sistema de subtransmisión (formado por 4 líneas).

Todo el sistema descrito anteriormente se conecta a su vez mediante un transformador de 154 kV a 66 kV a la barra San Vicente 154 kV, esta barra forma parte de un esquema reducido del sistema interconectado central, formado por 18 barras y obtenido mediante una simplificación del existente en la Universidad de 50 barras.

El largo total de la rama principal del alimentador es 14,1 km, formado principalmente por líneas aéreas.

Los transformadores de BT fueron reemplazados por cargas de sus capacidades equivalentes, las cuales son de tipo inductivas. El modo de regulación de tensión es realizado en base a compensación reactiva mediante la conexión bancos de condensadores en ciertos puntos estratégicos.

La Figura 18 muestra un esquema simplificado del sistema de prueba, en ella se detallan algunas de las barras del alimentador, en particular aquellas en las que se conectarán los GDs: Barra 1 (B1 A2), Barra 8 (B8 A2) y Barra 17 (B17 A2).

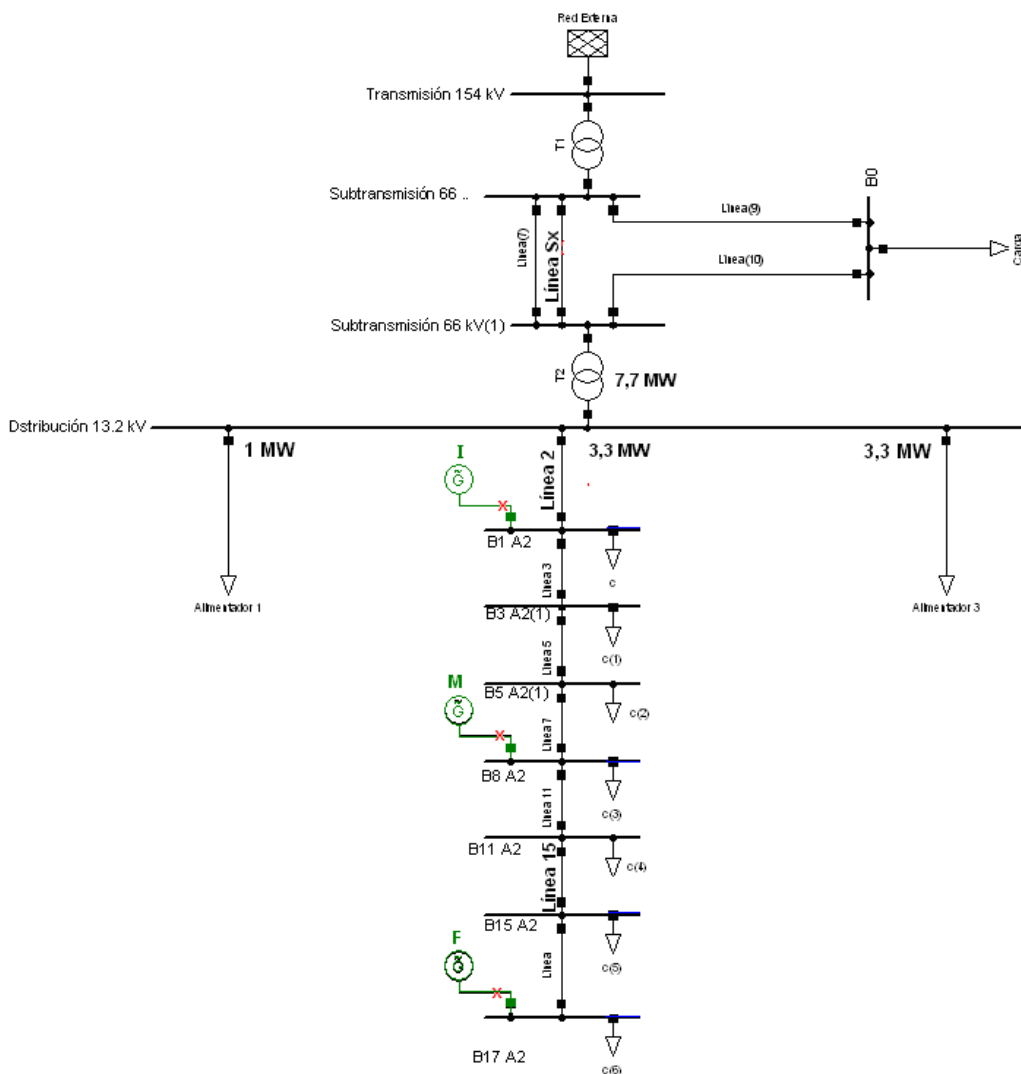


Figura 18. Esquema simplificado del sistema de prueba

4.1.1 Modelo de Consumos

El modelo de consumos representa la dependencia de la potencia activa y reactiva ante variaciones de tensión y frecuencia en el punto al que se conecta.

En Digsilent existe un modelo de carga que permite ingresar parámetros de dependencia ante variaciones de tensión y de frecuencia. La figura muestra el diagrama de bloques del modelo

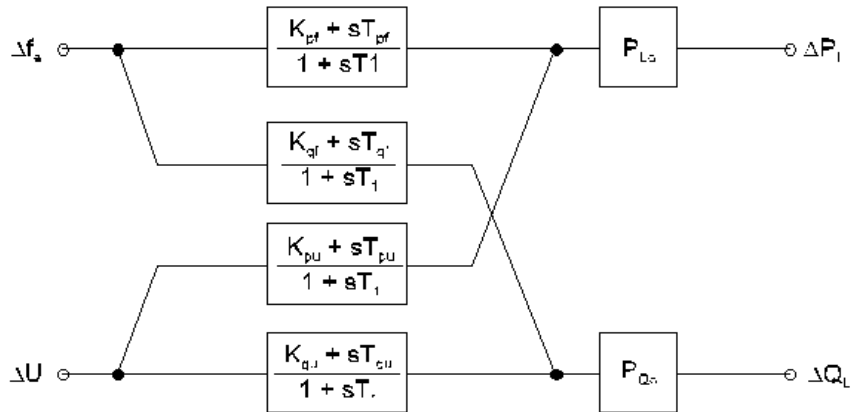


Figura 19. Modelo dinámico de cargas utilizado

Según este modelo, las funciones de transferencia son ajustadas según los parámetros K_{pf} y K_{qf} que representan la dependencia dinámica de la potencia activa y reactiva con la frecuencia y K_{pu} y K_{qu} que se ajustan para modelar la dependencia con la tensión.

Las constantes de tiempo involucradas son:

- T_1 constante de tiempo de carga dinámica
- T_{pf} y T_{qf} constante de tiempo de dependencia transitoria con la frecuencia, para potencia activa y potencia reactiva respectivamente.
- T_{pu} y T_{qu} constante de tiempo de dependencia transitoria con la tensión, para potencia activa y potencia reactiva respectivamente.

Los parámetros antes mencionados son ajustados de modo de definir dos tipos de cargas, una representativa de Área Urbana y otra de Área Industrial. La mayoría de los consumos del alimentador (65% aprox) son ajustados en carga tipo área urbana. Los detalles de estos parámetros se encuentran en el anexo. Además la red se compone de algunos consumos de arranques monofásicos por lo que el flujo de carga que se realiza es desbalanceado.

4.1.2 Transformador de interconexión

El retorno de la corriente de falla monofásica en sistemas aislados se produce a través de capacidades distribuidas de los cables y de las líneas. Por ende ante una falla a tierra los niveles de corriente son bajísimos, lo que puede dificultar su detección y además se producen grandes elevaciones de tensión en las fases no falladas.

Los sistemas aterrizados se caracterizan por tener el neutro de los transformadores o generadores conectados a tierra. Estos sistemas no presentan el inconveniente de sobretensiones mencionado en el sistema aislado. Cuando se produce un cortocircuito a tierra, los niveles de corriente permiten que sea detectado inmediatamente por las protecciones de sobrecorriente residual y por lo tanto, despejado rápidamente. En consecuencia, los sistemas de distribución suelen diseñarse de forma aterrizada.

Conexión del transformador de interconexión del PMGD

La NT chilena explicita dos posibles conexiones del transformador de conexión del GD al sistema, a continuación se presentan las ventajas y desventajas de ellas:

- Estrella del lado del generador y delta del lado del sistema (DY)

Esta configuración posee la ventaja de aislar las armónicas del sistema y no aportar grandes niveles de corriente ante fallas a tierra. La principal desventaja es que posee alto riesgo de ferresonancia en caso de falta de alguna fase debido a una falla. Si no existe conexión a tierra del neutro del transformador, ante una isla, dejar el generador conectado puede ser de alto riesgo ya que lo sometería a una elevada corriente de secuencia negativa. [15]

- Delta del lado del generador y estrella aterrizada del lado del sistema YD

La puesta a tierra sin impedancia evita las sobretensiones debidas al corrimiento del neutro, pero eleva los niveles de corriente de la componente de secuencia cero, por ende en algunos casos se suele emplear una impedancia de puesta a tierra en base a un compromiso entre limitar las sobretensiones en las fases sanas hasta un 125 o 135% de la condición pre falla y no perder la sensibilidad de protecciones. [15]

La definición del IEEE se refiere a que un sistema está efectivamente aterrizado si la reactancia de secuencia positiva es mayor que la resistencia de secuencia cero $X_1 > R_0$ y la reactancia de secuencia cero es menor que 3 veces la reactancia de de secuencia positiva $3X_1 > X_0$. Si el sistema no se encuentra efectivamente aterrizado la condición es especialmente peligrosa en caso que se

pueda desarrollar una generación en isla, ya que los niveles de tensión pueden alcanzar valores por sobre el 170%. En estas condiciones la corriente de secuencia cero se reparte entre el transformador de la subestación de distribución y el transformador del GD.

El modo de conexión del transformador de interconexión del PMGD para el caso en estudio es tipo DY correspondiente con el primer caso señalado.

4.1.3 Ajuste de protecciones del PMGD

Para los generadores distribuidos se instaló un relé de baja y sobre frecuencia y una de baja y sobre tensión. Ajustados según los máximos tiempos permitidos por la NTCO de PMGD.

En los modelos de relé usados se entrega como parámetros de entrada el rango de operación, el tiempo de retardo en la operación de interruptor, el retardo en la detección de la violación de la variable y finalmente el interruptor sobre el cual operan.

En la modelación del alimentador mismo no se ajustaron los sistemas de protecciones, ya que en los análisis realizados, ante la aplicación de una contingencia tipo falla se realiza un despeje mediante la apertura de los interruptores del elemento en cuestión en los tiempos máximos definidos en NT de SyCS. Por otro lado, las salidas de cargas, líneas o bloques de generación se simulan mediante “eventos” en el programa.

4.2 Metodología de análisis

El estudio completo está dividido en cuatro grandes secciones, las cuales a su vez están conformadas por estudios específicos cuyos objetivos son analizar el impacto de los PMGD bajo distintas condiciones. La Figura 20 muestra un esquema de la metodología de análisis aplicada, en todos los casos las variables analizadas corresponden a la tensión y frecuencia en alimentador, más detalles de cada etapa se especifican en forma previa a la presentación de resultados de las mismas.

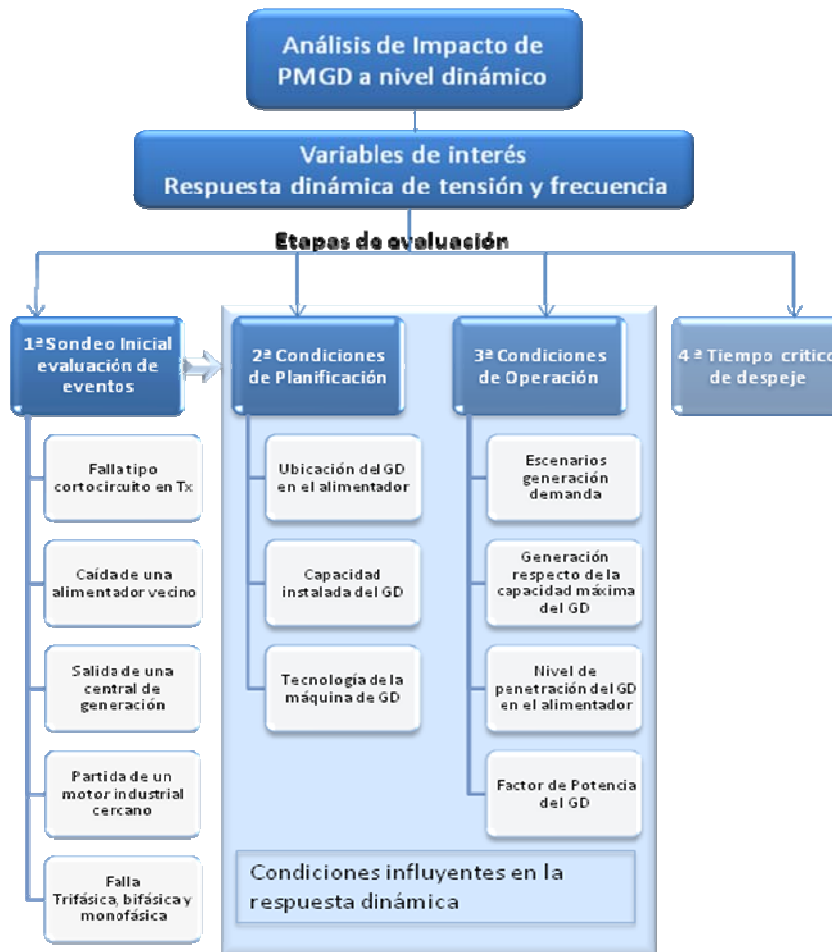


Figura 20. Esquema metodología general de análisis empleada

Etapa 1ª: Sondeo Inicial

En esta primera etapa se analiza brevemente la respuesta dinámica de tensión y frecuencia en el escenario previo y posterior a la conexión del PMGD ante contingencias de distinta naturaleza.

Condiciones influyentes en la respuesta dinámica

Esta sección está dividida en dos etapas, condiciones de planificación y condiciones de operación, en ambas se analiza la respuesta dinámica de tensión y frecuencia ante ciertos eventos seleccionados a partir del sondeo inicial, estudiando las dependencias con decisiones de tipo planificación y con condiciones de operación de la red. Para el análisis de cada una de las condiciones especificadas en la Figura 20, se utiliza el principio "ceteris paribus", es decir la condición a evaluar se toma como variable mientras que las restantes se dejan constantes, definiendo así los distintos escenarios.

Etapas 2: Evaluación de impacto del PMGD y su dependencia con decisiones de planificación

En esta etapa se analiza el efecto de la conexión del generador distribuido sobre el alimentador, ante distintos escenarios topológicos, tales como su posible ubicación, su capacidad y la tecnología de la máquina, con el objetivo de determinar la influencia de estas condiciones en la respuesta dinámica de tensión y frecuencia.

Etapas 3: Análisis respecto de las condiciones de operación

En esta etapa se analizan las repercusiones del PMGD considerando diversos escenarios de operación del sistema y de la máquina distribuida, como condiciones de generación demanda, factor de potencia, etc.

Etapas 4: Análisis de tiempo crítico de despeje

En esta etapa se estudia la estabilidad transitoria del GD. Particularmente se determina la curva de tiempos críticos de despeje para la máquina y se compara con los requerimientos de separación de la red presentes en la normativa actual.

4.3 Estudio 1: Sondeo Inicial

A continuación se realiza un estudio en el cual se analiza el comportamiento de las variables eléctricas sólo en el punto de repercusión y bajo dos escenarios: con y sin PMGD en la red. Las contingencias a efectuar tienen por objetivo entregar una primera visión del efecto del PMGD y otorgar directrices para seleccionar las contingencias de mayor relevancia para los análisis posteriores.

Para todas las situaciones se ha escogido un PMGD sincrónico ubicado hacia la mitad del alimentador, de 2 MW de capacidad que representan un 61% del consumo del total.

Se simularán fallas en el sistema de transmisión, en particular en las líneas más cercanas a la subestación de la cual se cuelga el alimentador. Una de las contingencias será representativa de severidad 4 de la NT de SyCS, es decir un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla, aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito y sobre una línea de simple circuito con redundancia de vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal (120 ms) del circuito fallado por acción de la protección primaria.

Además se analizará el efecto de la conexión del PMGD bajo las siguientes situaciones:

- Partida de un motor industrial (Motor 1)
- Caída del alimentador contiguo (Alimentador 3)
- Salida de la central Petropower.
- Falla trifásica, bifásica y monofásica a tierra en subtransmisión.

Para lograr una mejor comparación no se considerará el efecto de elevación estática de tensión producto de la conexión del generador, por lo que, tanto para el escenario con PMGD, como sin PMGD, los datos serán divididos por su respectivo valor inicial.

4.3.1 Contingencias en el sistema de Transmisión

Falla bifásica Línea Charrúa - Hualpén 220kV

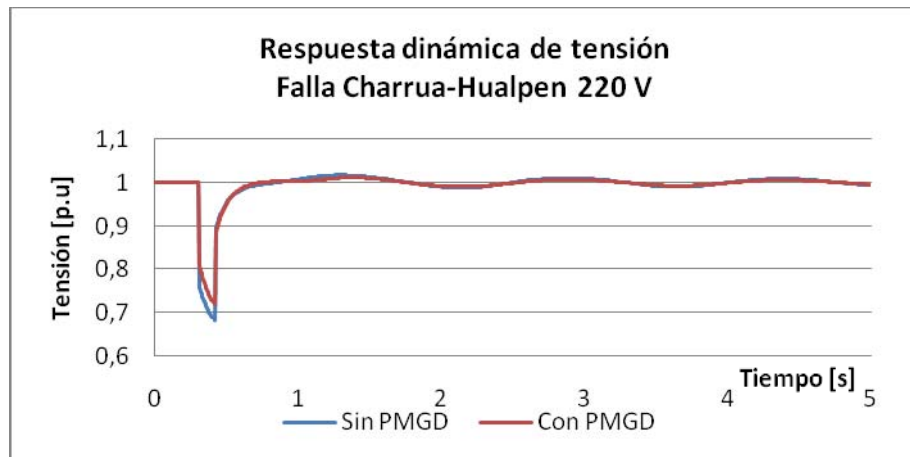


Figura 21. Respuesta de tensión Falla Charrúa-Hualpén 220 kV

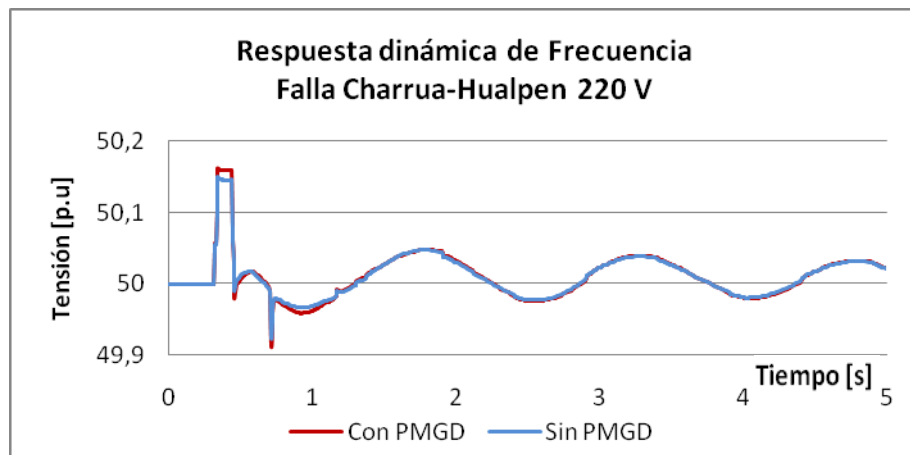


Figura 22. Respuesta de frecuencia Falla Charrúa-Hualpén 220 kV

Falla bifásica Línea Hualpén-San Vicente 154 kV

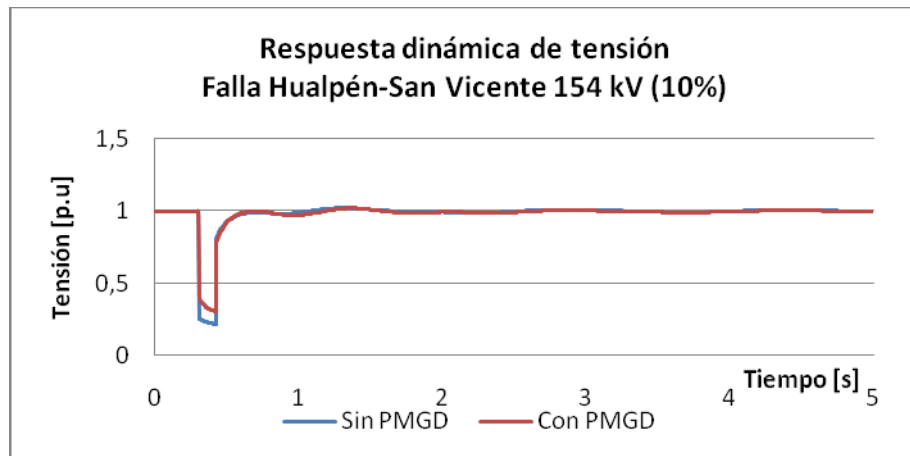


Figura 23. Respuesta de tensión Falla Hualpén –San Vicente 154 kV

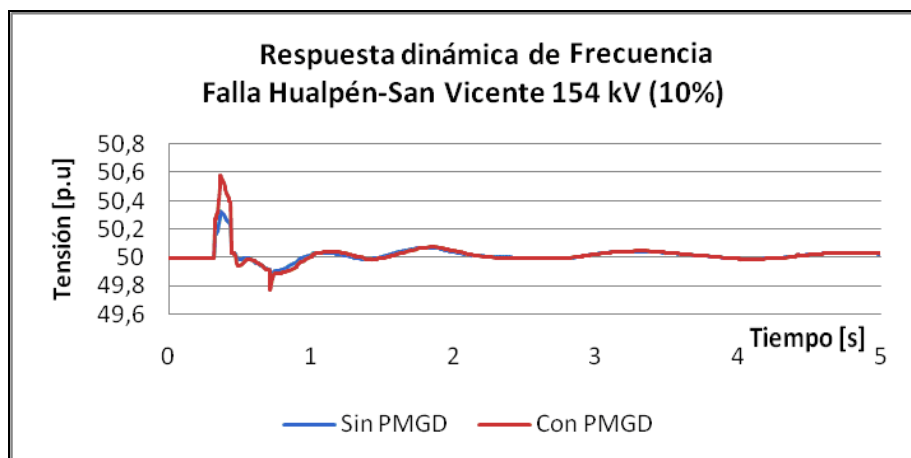


Figura 24. Respuesta de frecuencia Falla Hualpén –San Vicente 154 kV

Como se señaló en el capítulo 3, la falla produce un hueco de tensión en las barras del sistema y particularmente en el punto de conexión del PMGD. Las respuestas de tensión y frecuencia de las dos contingencias simuladas son similares, destacando que la más severa en desviación de tensión y frecuencia corresponde a la falla en uno de los circuitos de la línea Hualpén –San Vicente. En ambos casos el efecto de la conexión del PMGD es beneficioso desde la perspectiva de la magnitud del hueco de voltaje, ya que ayuda a mantener de mejor manera la tensión durante la falla, pero su efecto es contrario para la frecuencia, ya que aumenta las desviaciones respecto de la condición previa a su conexión.

4.3.2 Partida motor industrial

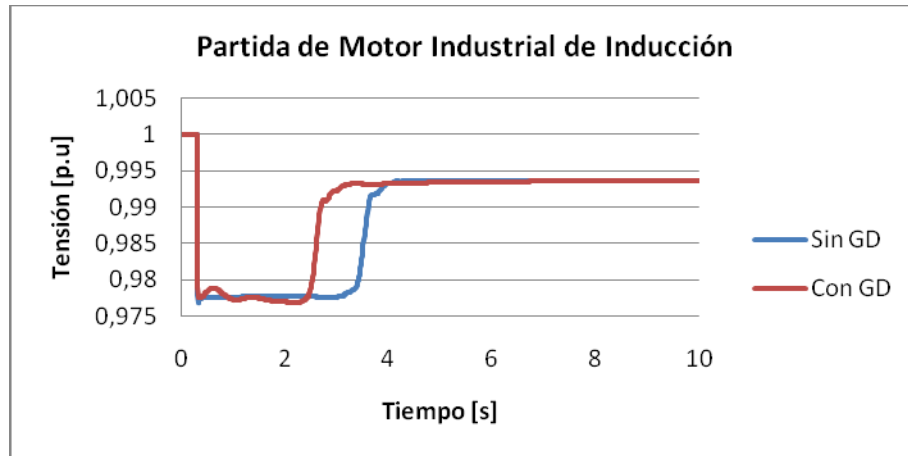


Figura 25. Respuesta de tensión ante partida de motor industrial

Tal como es de esperar, la partida del motor produce un hueco de tensión, en este sentido la conexión del PMGD no tiene mayores injerencias sobre el nivel de caída, pero sí sobre su duración, permitiendo que la tensión se estabilice en menos tiempo (aproximadamente 1 s de diferencia). A pesar de lo anterior en ambos casos el hueco de voltaje que produce la partida de este motor de 100 kW es pequeño en magnitud aproximadamente una caída de 2,5%.

4.3.3 Caída de alimentador vecino

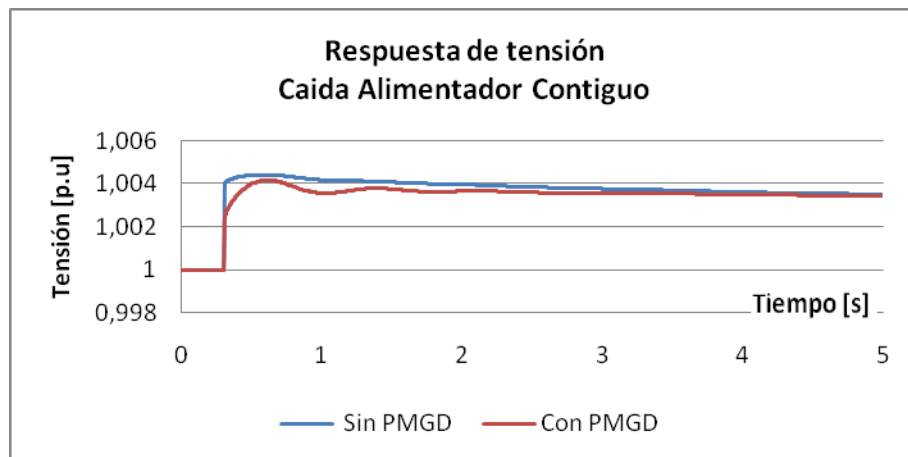


Figura 26. Respuesta de tensión ante caída de alimentador contiguo

La caída del alimentador representa una pérdida repentina de consumo, lo que produce una elevación de tensión en la subestación de distribución primaria y que expande a todas las barras del alimentador. Reparando en escala del gráfico, se observa que el efecto de la conexión del PMGD ante

esta contingencia resulta prácticamente imperceptible, con diferencias en la tensión inferiores al 0.1%.

4.3.4 Salida de una central generadora

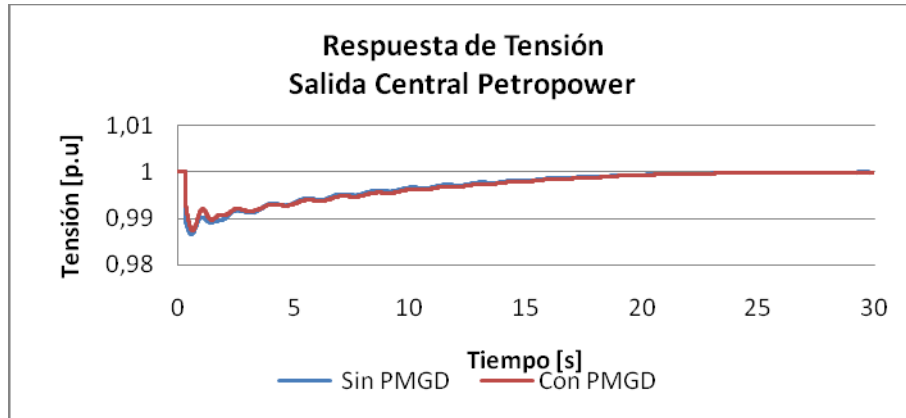


Figura 27. Respuesta de tensión salida central Petropower

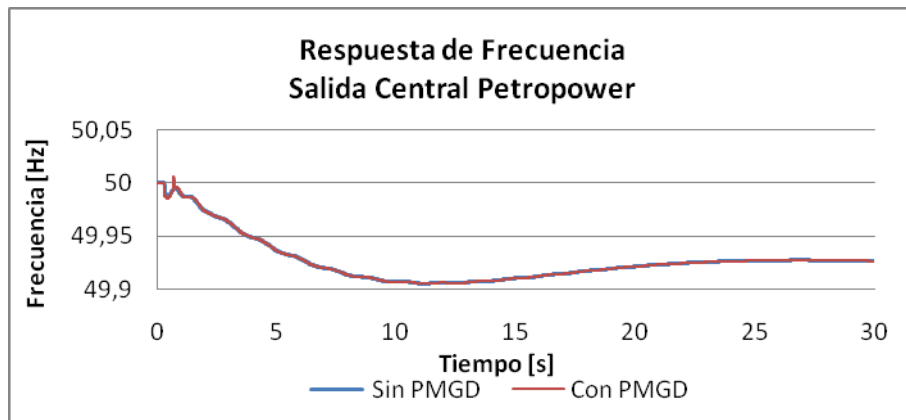


Figura 28. Respuesta de frecuencia salida central Petropower

Para esta contingencia al igual que en el caso anterior los efectos de la conexión del PMGD prácticamente imperceptibles.

4.3.5 Falla trifásica, bifásica y monofásica externa al alimentador

En este caso se evalúa la respuesta considerando sólo los casos donde GD está conectado.

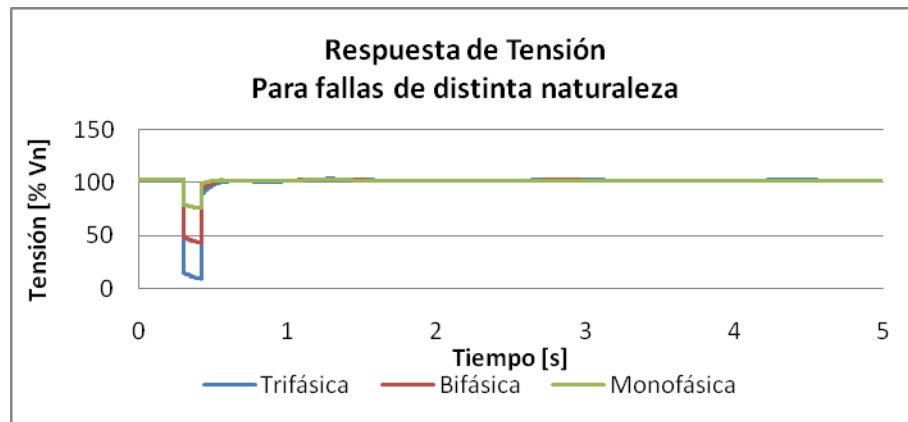


Figura 29. Respuesta de tensión para fallas de distinta naturaleza

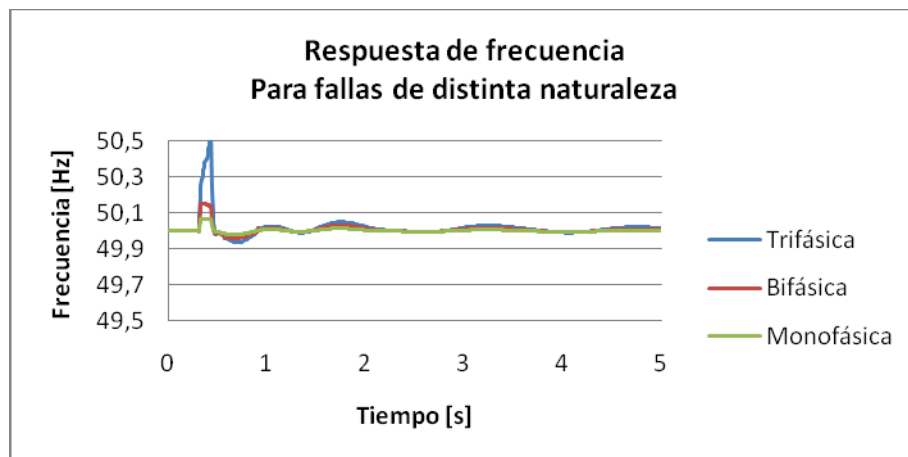


Figura 30. Respuesta de frecuencia para fallas de distinta naturaleza

Como es de esperar tanto desde el punto de vista de la tensión, como de la frecuencia, la falla más severa es la trifásica, seguida por la bifásica y monofásica.

4.4 Estudio 2: Evaluación de impacto del PMGD y su dependencia con decisiones de planificación

Los efectos que se pueden observar sobre las redes frente a contingencias dependen en gran medida de las características del sistema, tales como su configuración, topología, capacidad, condición de operación, etc. es por esto que una determinada perturbación puede producir un pequeño o gran impacto desde el punto de vista del cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de suministro.

Con el fin de lograr un mayor grado de generalización sobre los puntos relevantes a considerar para los estudios dinámicos de conexión de PMGD, y determinar la dependencia de ciertas condiciones con el impacto en la red, se definieron casos de estudios que combinan diversas características, tales como: tamaño del GD y el porcentaje de los consumos que representa, ubicación del GD en la red (Inicio, Medio o Final del alimentador), tipo de GD (sincrónico y de inducción) y bajo estos escenarios topológicos se analizan las diferentes contingencias.

Mediante el análisis empírico de contingencias, se concluirá cuales casos resultan más relevantes de estudiar, y bajo que condición es mayor el impacto del PMGD a nivel dinámico, analizando las variables en un escenario base correspondiente con la condición previa a la conexión del generador, y en los escenarios posteriores a su conexión, verificando si el efecto es perjudicial o beneficioso.

En una primera etapa se definieron 3 estudios específicos para determinar el impacto sobre el alimentador.

a) Evaluación del impacto respecto de la ubicación del GD

Dado que el objetivo es estudiar las diferencias en las repercusiones dependiendo de la ubicación del GD y del nivel de cortocircuito de la red en el punto de conexión, se deja fija la capacidad y el tipo de máquina y se varía su ubicación. En este caso se considera el generador tipo sincrónico de 0.8 [MW] de capacidad y se comparan los resultados de 3 posibles ubicaciones ante cuatro contingencias.

b) Evaluación del impacto respecto de la capacidad de generación

En este caso se deja fija la ubicación y tipo de máquina, se varía en los dos niveles de capacidad. En una primera etapa se evalúa el generador sincrónico funcionando en la mitad del alimentador (caso más habitual), primero con una capacidad de 0.8 [MW], y se compara con los resultados obtenidos cuando este es de 2 [MW]. Luego se repite el estudio pero esta vez dejando fija la ubicación al principio del alimentador, esto se realiza a fin de determinar cuándo la red es más sensible frente a un aumento en la capacidad de GD.

c) Evaluación del impacto respecto de la tecnología de la máquina

En este caso se deja fija la ubicación y la capacidad del PMGD, y se analizarán las posibles variaciones respecto de si es una máquina sincrónica o una máquina de inducción. Se fijará una capacidad de 2 [MW] y su ubicación será en la mitad del alimentador.

4.4.1 Definición de las capacidades y ubicaciones del GD a evaluar

Un estudio que considera como variable la ubicación, permite extraer conclusiones respecto de variaciones en el nivel de cortocircuito de la red en el punto de conexión. La Tabla 22 muestran las barras de conexión del GD en el alimentador (Figura 18) y sus respectivas características.

	Ubicación	Inicio	Medio	Final
Barra		Barra 1	Barra 8	Barra 17
Nivel de cc [MVA]		156,36	51,00	18,15
Distancia desde la SE [km]		1,92	7,87	14,28
Distancia respecto del largo total		13,4%	55%	100%

Tabla 22. Características de las ubicaciones de PMGD seleccionadas

La determinación de las capacidades de los generadores a considerar se definió en función de la relación cortocircuito potencia “Kkl” extraído de la norma, en la cual se señala que si este factor es mayor a 20 ($Kkl = Scc/Smax > 20$) no se requerirán obras en la red. A partir de esta restricción se extrae que dependiendo de la ubicación en el alimentador se puede determinar la capacidad máxima de generación.

Los niveles de cortocircuito y las respectivas potencias máximas a instalar en PMGD para cada una de las ubicaciones seleccionadas se muestran en la Tabla 23.

Barra	Nivel de cortocircuito [MVA]	Potencia Nominal máxima posible de instalar [MVA]	Grado de penetración respecto alimentador
Inicio B1	156,36	7,82	240 %
Medio B8	51,00	2,55	78 %
Final B18	18,15	0,91	28 %

Tabla 23. Potencia admisible en las barras según kkl

Para concluir respecto de la influencia de la ubicación se requiere mantener fija la potencia del GD, la cual debe ser adecuada a la red independiente de la ubicación. Por ende se restringirá el tamaño considerando el caso más crítico. Este se da cuando el GD se desea instalar en la cola del alimentador, ya que los niveles de cortocircuito son menores mientras más lejos está el GD de la subestación de distribución primaria. Considerando los valores de la tabla y los datos de generadores disponibles, se definirá una capacidad de generación de 0.8 MW, que representa un 25% de la demanda total del alimentador. Según las estadísticas chilenas, (capítulo 2) esta capacidad está acorde a las potencias brutas típicas de generación, encontrándose en el rango que representan 67% del total de PMGD instalados.

Para extraer conclusiones respecto de la influencia del nivel de potencia entregado por el PMGD, las capacidades a comparar serán 0.8 MW versus una cercana a la máxima permitida en la barra ubicada en la mitad del alimentador de 2 MW. La Tabla 24 muestra el grado de penetración que representa el PMGD en el alimentador.

Tamaño PMGD a evaluar	Participación respecto de la demanda
0.8 MW	24%
2 MW	61%

Tabla 24. Porcentaje de participación del PMGD en la demanda del alimentador

En caso que el PMGD produzca estáticamente elevaciones de tensión por fuera de los rangos admitidos en la NT de SyCS, el modo de regulación será mediante compensación paralela ya sea con un banco de condensadores para elevar la tensión (caso máquina inducción) o un banco de reactores para ajustar la elevación producida en el caso de máquinas sincrónicas, estos equipos serán simulados sin capacidad de ajuste automático de pasos.

4.4.2 Definición de contingencias a evaluar

De la revisión de aspectos normativos en el capítulo 2.5 se extrae que a nivel normativo (NT de SyCS) no existen mayores consideraciones dinámicas respecto de la seguridad y calidad de servicio para la red de distribución. A diferencia de lo especificado para transmisión y subtransmisión, no se definen clases de severidad de contingencias, tampoco tiempos mínimos de despeje de fallas, ni existen artículos que den cuenta de restricciones dinámicas para las variables eléctricas. La mayor contribución hace referencia a que los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deben disponer de rangos de tiempo suficientes para una adecuada coordinación de las protecciones de acuerdo a curvas características tiempo-corriente, estándares, según las Normas IEC o ANSI/IEEE. En cambio la NT de Conexión y operación de un PMGD hace mayores acotaciones al respecto.

Previo al procedimiento de análisis dinámico se debe hacer una evaluación para verificar que desde el punto de vista estático el sistema está operando adecuadamente, es decir los rangos de tensión y frecuencia se encuentran dentro de la banda permitida en la NT de SyCS y la NTCO_PMGD, tanto para el escenario sin PMGD como con PMGD.

El tipo de contingencias a simular en cada uno de los escenarios corresponderán a:

- a. Falla en una línea con redundancia de vínculo del sistema exterior al alimentador en cuestión.
- b. Falla al interior del alimentador aguas arriba del punto de repercusión del PMGD.

- c. Falla al interior del alimentador aguas abajo del punto de repercusión del PMGD.
- d. Desconexión del PMGD.

Vale la pena mencionar que los efectos de una falla externa sobre las variables eléctricas en las barras del alimentador son muy similares cuando esta se da en el sistema de transmisión, subtransmisión o en otros alimentadores del sistema incluso los conectados a la misma subestación primaria, por ende la falla tipo “a” es representativa de todos estos casos. En los estudios a continuación se dejará en evidencia lo señalado.

Contingencias tipo fallas

Las fallas a aplicar se simulan mediante un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla. Cuando esta contingencia sea aplicada sobre una línea, se realizará en 50% de su extensión, siendo despejada por la apertura de las protecciones de la red, ya sea el interruptor principal del alimentador o bien por la salida de la rama lateral en el lugar de ubicación del fusible. Además se agrega un caso de despeje de la zona de falla en forma bidireccional, para el cual la apertura se dará simultáneamente por interruptores en ambos extremos.

- El tiempo de despeje será de 120 ms si esta ocurre en el sistema de transmisión o de subtransmisión (tiempo máximo admitido en NT de SyCS).
- En caso que la falla sea aplicada en el sistema de distribución, será despejada en un tiempo típico total de 100 ms [16], y 1 s después del despeje, el elemento en cuestión será puesto nuevamente en servicio, emulando el efecto de los reconectores automáticos.

Este tipo de contingencia busca evaluar el impacto sobre la tensión y frecuencia en las barras y también la estabilidad transitoria de la máquina.

A continuación se muestra un esquema simplificado del sistema a analizar y los casos estudio definidos. Se exponen las tres posiciones del GD en la red (en todos los casos este es conectado mediante un transformador DY aterrizada, según normativa vigente). Para cada una de las ubicaciones en el alimentador se simularán las cuatro contingencias anteriormente descritas a, b, c y d. Además en recuadros azules se muestran las barras sobre las cuales serán medidas las variables eléctricas del sistema. En este esquema se han omitido las ramificaciones de los alimentadores, las que se han representado como una carga, y el sistema de transmisión reducido se ha representado por una red externa.

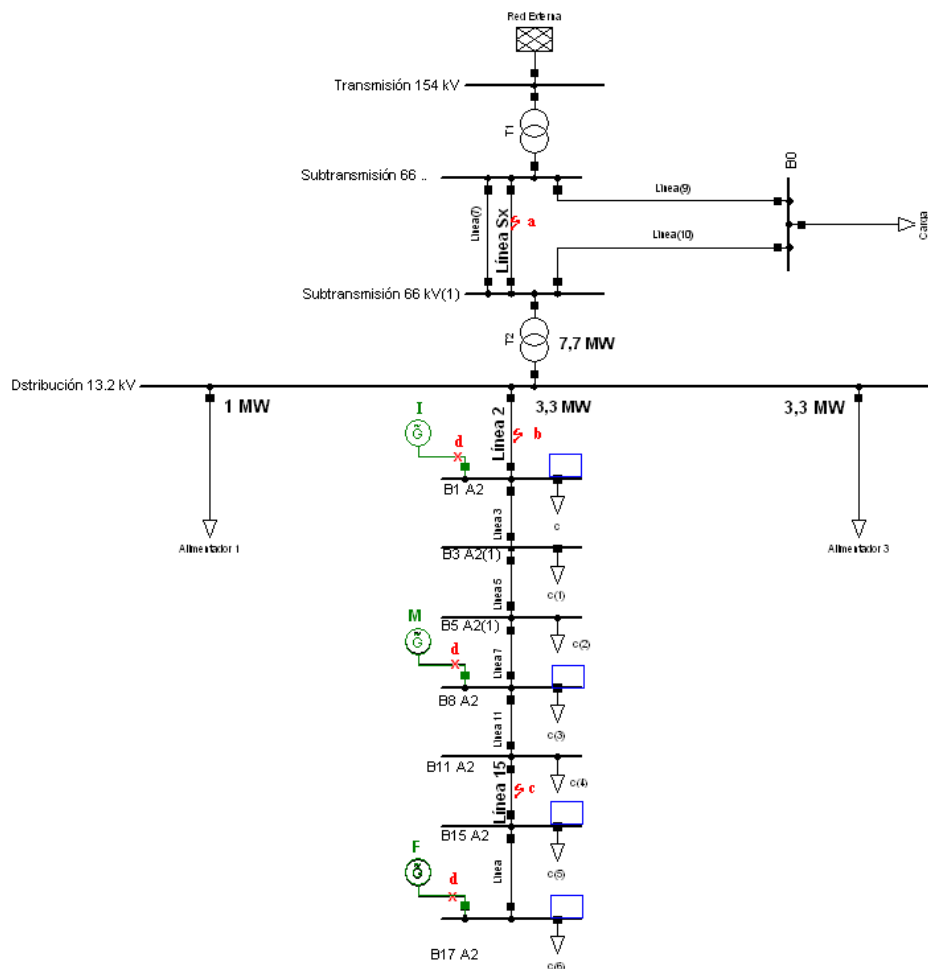


Figura 31. Esquema simplificado del sistema de prueba

Las contingencias que cumplen con las condiciones expresadas en los literales a, b, c y d del punto anterior y que se han presentado en el esquema son:

- a. Cortocircuito Bifásico a tierra en Línea Sx.
- b. Cortocircuito Bifásico a tierra en Línea 2.
- c. Cortocircuito Bifásico a tierra en Línea 15.
- d. Desconexión del PMGD.

Se analiza el comportamiento de la tensión y frecuencia producto de la contingencia en cada uno de los casos. Se calcula la desviación de voltaje como la variación de tensión entre los instantes previos a la falla y durante la misma, luego para cada evento se extrae como indicador el promedio de las desviaciones máximas de las barras analizadas, es decir se suman las caídas y se dividen por el número de nodos correspondientes.

$$\overline{\Delta V} = \frac{\sum_{i=1}^4 |V_{falla_{Barra i}} - V_{prefalla_{Barra i}}|}{4}$$

Ecuación 4-15

4.4.3 Evaluación del impacto respecto de la ubicación del GD

A continuación se presenta un esquema de las contingencias y los escenarios a analizar.



Figura 32. Esquema de casos estudiados para análisis de impacto según la ubicación del GD

a. CONTINGENCIA TIPO FALLA EN EL SISTEMA SUBTRANSMISIÓN

Se presenta la respuesta de tensión en el punto de repercusión para cada una de las ubicaciones, seguido por la respuesta dinámica para la barra más cercana a la subestación de distribución (barra 1) y para la más alejada de ella (barra 17).

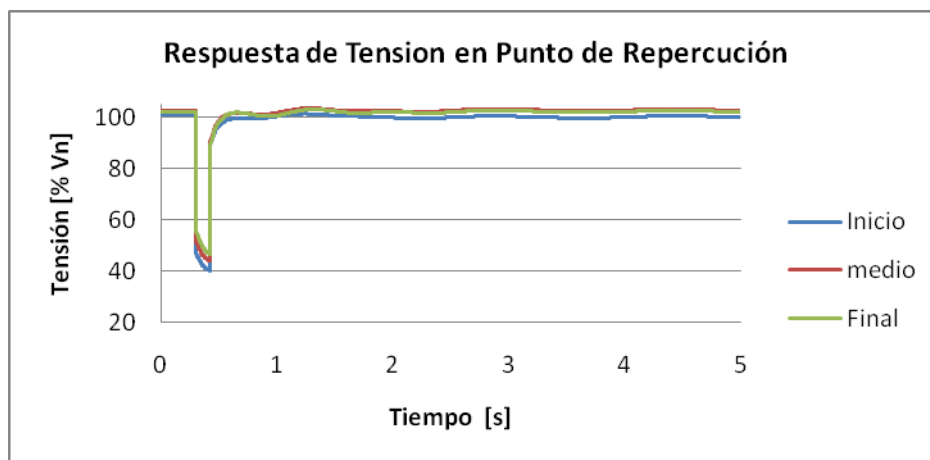


Figura 33. Respuesta de Tensión ante falla en el sistema de subtransmisión

Tensión Mínima durante la falla en el borne del PMGD		
[%Vn]		
<i>Inicio</i>	<i>Medio</i>	<i>Final</i>
40,08	43,98	46,73

Tabla 25. Tensión Mínima ante falla en sistema de subtransmisión, análisis de ubicación

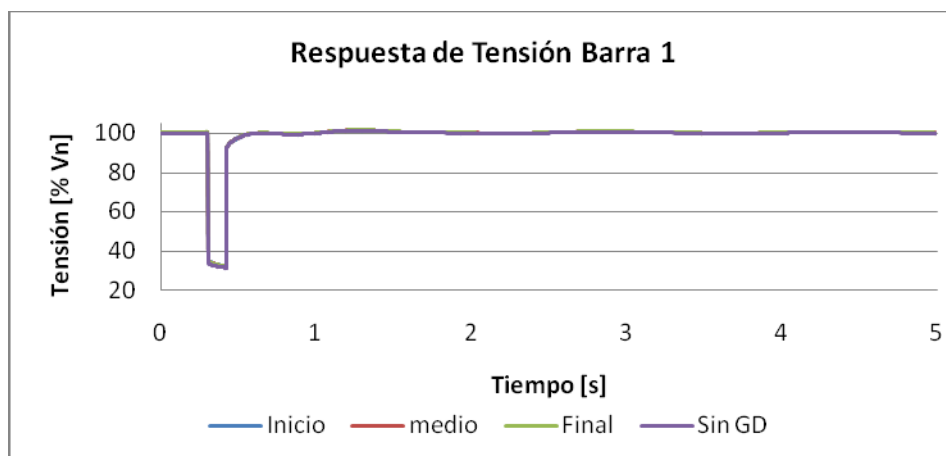


Figura 34. Respuesta de tensión barra 1, análisis de ubicación

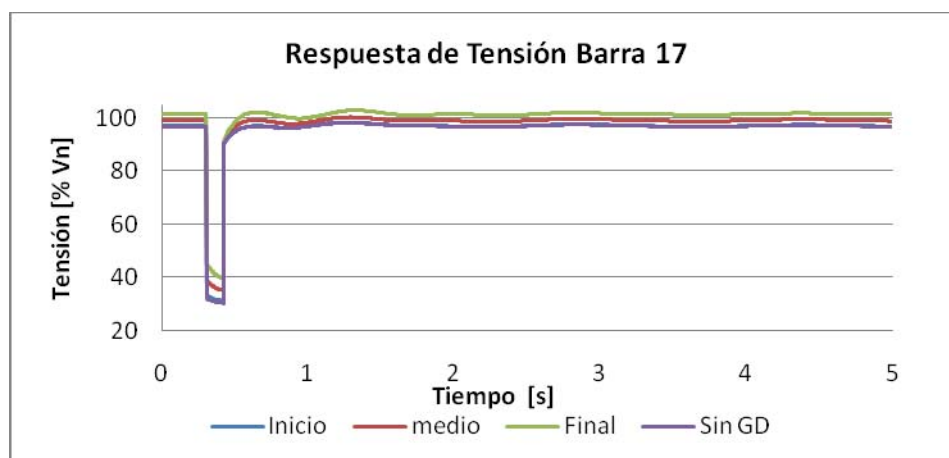


Figura 35. Respuesta de tensión barra 17, análisis de ubicación

i. Análisis de Tensión

Producto de la falla en las barras del alimentador se produce una caída inicial de tensión, la cual va aumentando mientras la falla no es despejada. El menor nivel de tensión se alcanza en el instante previo al despeje de la contingencia.

A continuación a partir de la respuesta dinámica se extraen las desviaciones máximas alcanzadas en las 4 barras analizadas, para cada uno de los escenarios de ubicaciones de PMGD.

Desviación máxima de Voltaje en cada barra [% Vn]				
Barra/Ubicación GD	Sin GD	Inicio	Medio	Final
B1 A2	67,89	68,12	68,28	55,03
B8 A2	68,50	67,84	65,44	65,76
B15 A2	66,49	65,86	63,59	62,21
B17 A2	66,52	65,88	63,61	61,62
Promedio	67,35	66,93	65,23	61,16

Tabla 26. Desviaciones máximas de voltaje en barras del alimentador, análisis de ubicación

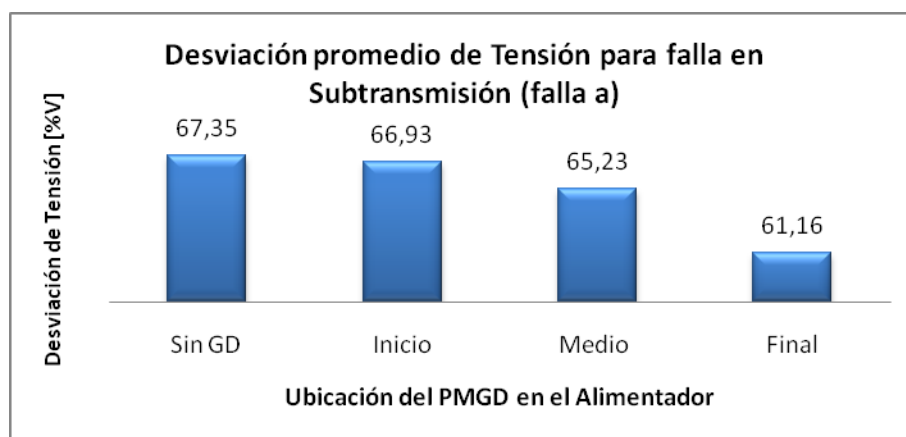


Figura 36. Desviación promedio de tensión para falla en subtransmisión, análisis de ubicación

Sin PMGD:

El mayor grado de caída en la tensión y por ende mayor desviación ocurre en la condición de ausencia de GD, en donde además, el comportamiento de la tensión es muy similar para todas las barras del alimentador.

Este comportamiento es el correspondiente al de un alimentador radial donde la falla es alimentada desde el sistema exterior y no existe aporte desde el interior del mismo.

Ubicación del GD Inicio "I":

Cuando el PMGD está ubicado en la cabecera del alimentador (B1), se produce un pequeño efecto de disminución en la caída de tensión, el mayor beneficio se observa en las barras cercanas a su punto de conexión, las cuales presentan una pequeña elevación respecto del caso base. Por ende el efecto de su conexión se traduce en una pequeña disminución de la desviación promedio, la cual alcanza un 66,9%.

Ubicación "M" medio:

Durante la contingencia, el PMGD ubicado en la mitad del alimentador aporta corriente hacia el punto de falla, invirtiendo el flujo y elevando así la tensión de la barras aguas arriba de él.

Dado que el PMGD se encuentra más alejado de la falla, la impedancia total que ve al punto de falla es mayor, aportando menos corriente y disminuyendo así el nivel de caída de voltaje en sus bornes. Las barras aguas abajo de él limitan su voltaje al nivel del punto de conexión, produciéndose así un efecto de elevación en todo el alimentador, que en este caso resulta un poco más notorio que en el anterior, obteniéndose una desviación promedio aproximada de un 5% de V_n menor que en el caso base.

Ubicación "F" Final:

Para esta ubicación del PMGD no se alcanza a apreciar un efecto notorio de elevación en las primeras barras del alimentador (barras alejadas a su punto de conexión), en ellas el nivel de caída es incluso más severo en este caso que en el caso en que GD está ubicado en el inicio o hacia la mitad del alimentador. Pero dado que el PMGD se encuentra aun más alejado de la falla, en la barra de conexión del GD la tensión cae de manera menos abrupta, lo que resulta beneficio para las barras hacia la cola del alimentador.

Si bien no en todas las barras del alimentador se da la mejor condición bajo este escenario, el grado de elevación en las barras más alejadas es superior, originándose que la desviación promedio sea la menor de las obtenidas en todos los escenarios.

Análisis general de tensión

Analizando comparativamente los resultados, tal como es de esperar, el caso que resulta más beneficioso para la red se da cuanto más alejado de la subestación de distribución se encuentre el PMGD. Esto debido que al existir una fuente activa que aporte a la falla se produce un efecto de elevación en la barra a la cual se conecta, que se expande a todas las barras aledañas.

Para dar explicación a este comportamiento se analiza un modelo simplificado de la red (Figura 37). Ante un cortocircuito en el límite de la red externa, es decir en la SE de distribución primaria.

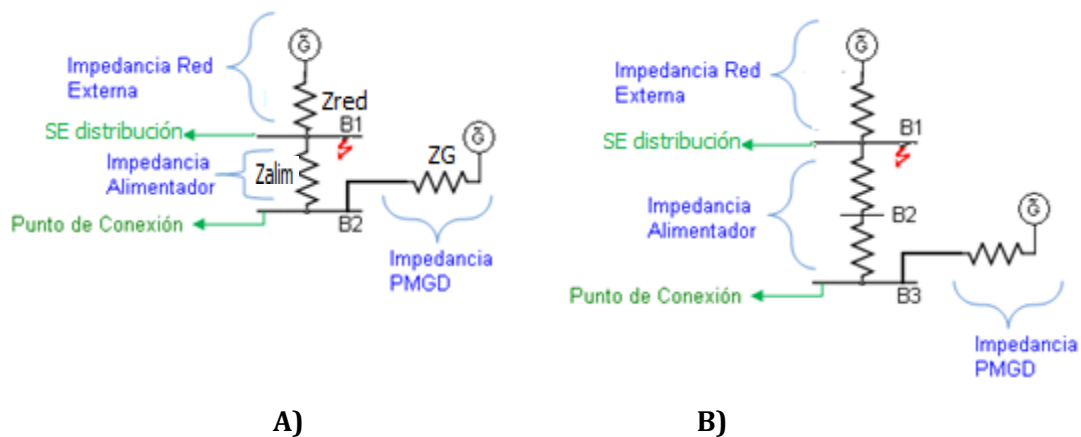
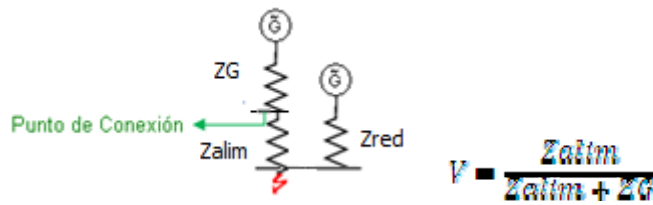


Figura 37. Esquema de red simplificado para análisis de comportamiento de tensión

El caso A muestra una conexión cercana a la SE de distribución y el B una conexión más lejana. El circuito equivalente durante la falla en la subestación se presenta en la figura, donde el voltaje en el punto de conexión del PMGD queda representado por la ecuación.



Ecuación 4-16

Figura 38. Esquema simplificado de red ante falla en SE de distribución primaria

Cuanto más despreciable sea la impedancia del conjunto de conexión del GD (Z_G) respecto de la impedancia del alimentador (Z_{alim}), más cercana a 1 será la tensión en el punto de conexión y por ende menor la desviación durante la falla. Para un mismo valor de Z_G , una conexión cerca a la cabecera del alimentador se traduce en que la impedancia Z_{alim} será pequeña (Figura 38 A) y en consecuencia mayor será la desviación de tensión que en el caso de una conexión lejana, en que Z_{alim} es más grande (Figura 38 B) y por ende menos significativo Z_G respecto de Z_{alim} .

En este punto resulta apropiado señalar que los niveles de cortocircuito en la barra de la SE de distribución aumentan cuanto más cercana a ella se conecte el GD. De la figura 36 se deduce que la impedancia total de falla está dada por la Ecuación 4-17 (asumiendo $V=1$ pu).

$$Z_f = Z_{red} // (Z_G + Z_{alim}) \quad \text{Ecuación 4-17}$$

Por otro lado la corriente de cortocircuito es inversa a la impedancia total de falla, por ende una disminución de Z_f se traduce en un incremento en el nivel de cortocircuito.

$$I_{CC} = \frac{1}{Z_f} \quad \text{Ecuación 4-18}$$

Desarrollando la ecuación se tiene:

$$I_{CC} = \frac{Z_{alim} \cdot Z_{red} + Z_{red} \cdot Z_G}{Z_{red} + Z_G + Z_{alim}} \quad \text{Ecuación 4-19}$$

En la ecuación se aprecia que el denominador depende directamente de Z_{alim} , mientras que en el numerador Z_{alim} se ve amplificado por $Z_{red} > 1$, lo que indica que una variación en Z_{alim} se traspa a Z_f , así una reducción de la impedancia (ubicación más cercana a la SE), se traduce una reducción de la impedancia total de falla y en un aumento del nivel de cortocircuito en la SE de distribución primaria.

ii. Análisis de Frecuencia

El comportamiento de la frecuencia es muy similar para todas las ubicaciones del PMGD analizadas, por lo que se mostrará la gráfica correspondiente sólo al escenario sin PMGD y a la correspondiente a la ubicación de la máquina distribuida en la mitad del alimentador, las gráficas correspondientes a las otras ubicaciones se encuentran en el anexo.

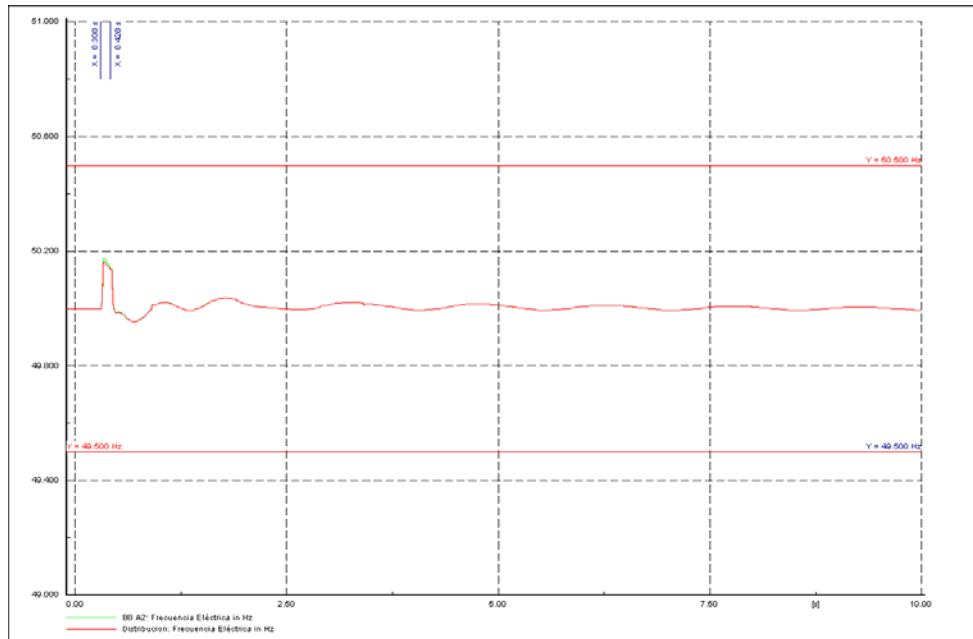


Figura 39. Respuesta de Frecuencia escenario Sin PMGD

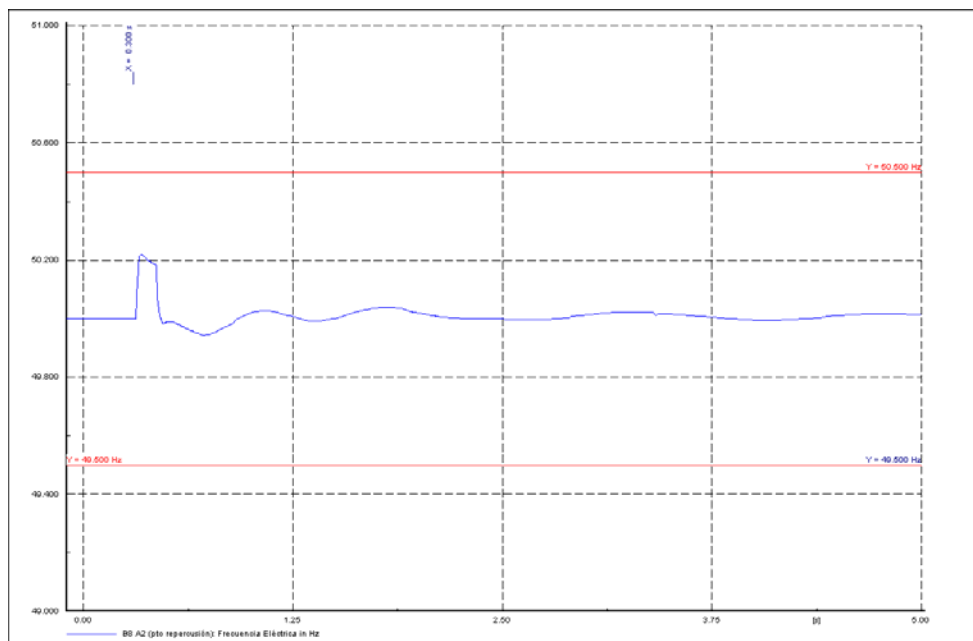


Figura 40. Respuesta de Frecuencia escenario con PMGD ubicado en la mitad del alimentador.

La tabla 21 muestra la frecuencia máxima alcanzada en la red producto de una falla externa al alimentador (falla a). La frecuencia es medida en el punto de repercusión según corresponda en cada escenario de ubicación del PMGD

Frecuencia máxima del sistema[Hz]				
Escenario de Ubicación	Sin PMGD	Inicio (Barra 1)	Medio (Barra 8)	Final (Barra 17)
Frecuencia máxima	50.021	50.280	50.218	50.206
Indica desconexión según NT				
✓ Si	X No	X	X	X

Tabla 27. Frecuencia máxima alcanzada ante falla externa al alimentador, análisis de ubicación

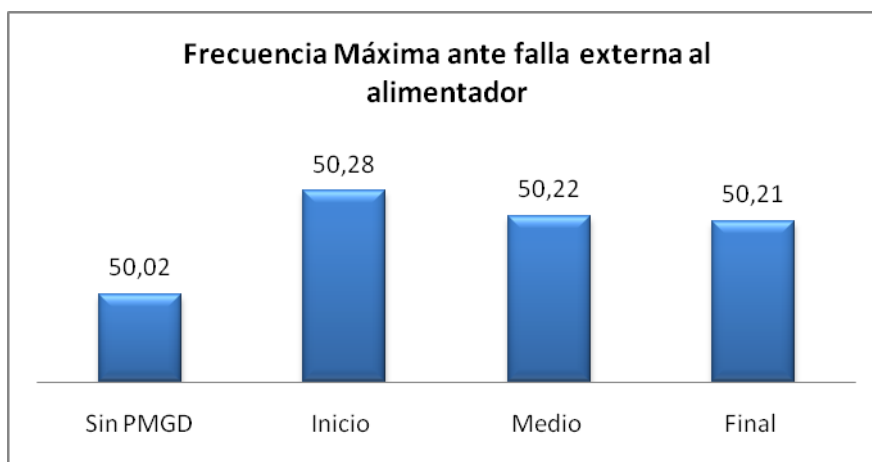


Figura 41. Gráfico resumen de Frecuencia máxima ante falla externa al alimentador

Producto de la falla y mientras esta se mantiene presente se origina una elevación de la frecuencia eléctrica. La elevación se produce debido a que la caída de tensión originada por la falla, limita la exportación de potencia eléctrica activa de la máquina, ocasionando que la potencia mecánica recibida en la turbina sea superior a la potencia eléctrica de salida, transformándose así la diferencia en energía cinética que acelera las máquinas.

En ninguno de los casos la elevación de frecuencia es superior a los límites que indican desconexión del PMGD según la NTCO_PMGD. La menor desviación de frecuencia para el alimentador se da cuando el PMGD no se encuentra conectado a la red y mientras más alejado este se encuentre del sistema externo. Esto se debe a que la caída de tensión vista por los bornes de la máquina es menor y consecuentemente menor es la limitación a la exportación de potencia de la máquina.

b. CONTINGENCIA TIPO FALLA AGUAS ARRIBA DEL PUNTO DE CONEXIÓN:

Este evento es simulado bajo dos configuraciones de las protecciones del alimentador. En cuanto a las protecciones de la máquina distribuida en sí, se ajustaron de acuerdo a lo especificado según la NTCO_PMGD: cuando ocurre una falla en el circuito al cual se conecta el PMGD, las protecciones de este deben operar automáticamente y desconectar la máquina. En las simulaciones se ajustó un relé de baja tensión de acuerdo a los máximos permitidos por la norma, es decir para caídas de tensión bajo un 50%, el tiempo de retardo del interruptor del GD es de 160 ms luego, mientras que si la tensión se encuentra entre 90% y 50% la apertura se da con 2 segundos de retraso.

1. Sistema de protecciones unidireccional

La figura muestra el esquema utilizado en el primer caso, en él se observa la presencia de un sólo interruptor reconectador para proteger todo el alimentador. En caso de falla aguas debajo de la protección, el interruptor actúa desconectando la alimentación desde la red externa aguas arriba del equipo. El relé de protección junto con el interruptor están configurados para un cierto nivel de corriente, mientras que las ramas laterales son protegidas con fusibles, lo que permite aislar permanentemente una falla en la rama lateral y restaurar en el resto de la red. Este es un esquema típico de protección de un alimentador radial.

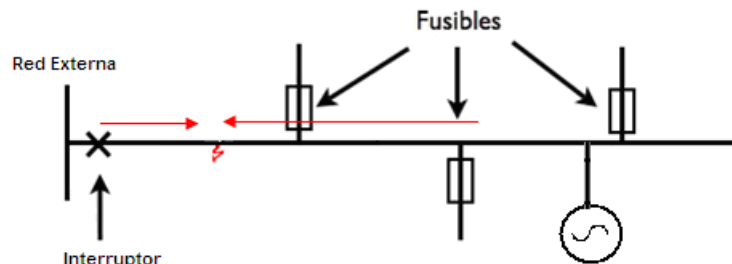


Figura 42. Configuración típica de sistemas de protecciones en distribución

Una vez que la protección del alimentador actúa, la falla continúa alimentándose por parte del generador distribuido hasta que sus propias protecciones lo desconectan del sistema.

Debido a que las curvas de respuesta son muy similares independientemente de la ubicación de la máquina, se mostrarán las graficas para la conexión del PMGD en la mitad del alimentador y las relativas al escenario sin PMGD, el resto de los gráficos para las otras ubicaciones se encuentra en el anexo.

Análisis de tensión

En este caso sólo se presenta la tensión en el punto de repercusión del PMGD, puesto que tal como en el caso anterior durante la falla todas las barras se someten a un hueco de tensión con pequeñas variaciones en su magnitud entre una barra y otra.

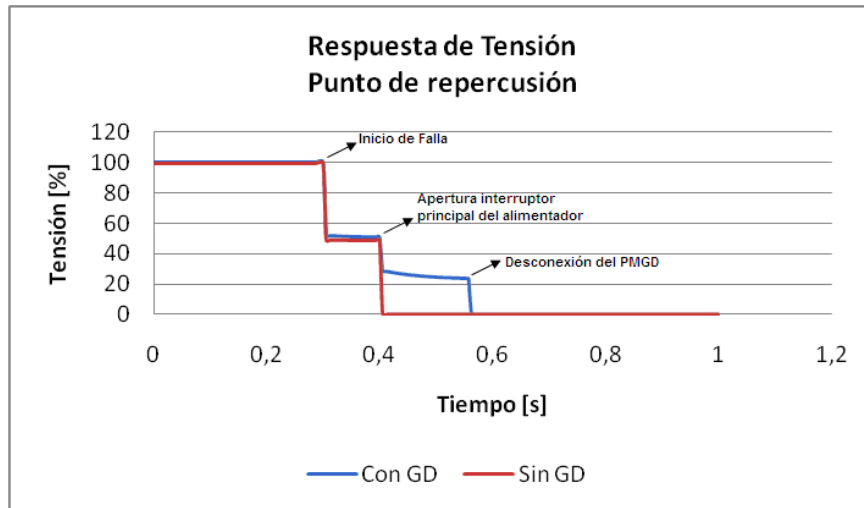


Figura 43. Respuesta de tensión para fallas aguas arriba

Cuando el PMGD no se encuentra conectado al sistema, la falla produce un hueco de tensión cercano al 50% en la barra analizada, que se mantiene presente hasta que se interrumpe el servicio producto de la actuación principal del alimentador, 100 ms después del inicio del evento.

Con la máquina distribuida en el sistema, a pesar de la apertura del interruptor principal del alimentador la falla continúa siendo alimentada por el GD hasta que sus protecciones indican la desconexión, por lo que la falla permanece afectando a la red por aproximadamente 150 ms más que el caso sin GD.

Tiempo desde el inicio de falla hasta su aislamiento definitivo			
Sin PMGD	Inicio	Medio	Final
t [ms]	t [ms]	t[ms]	t [ms]
100	208,1	257,6	263,1

Tabla 28. Tiempo de aislamiento definitivo de falla, análisis de ubicación

Análisis de frecuencia

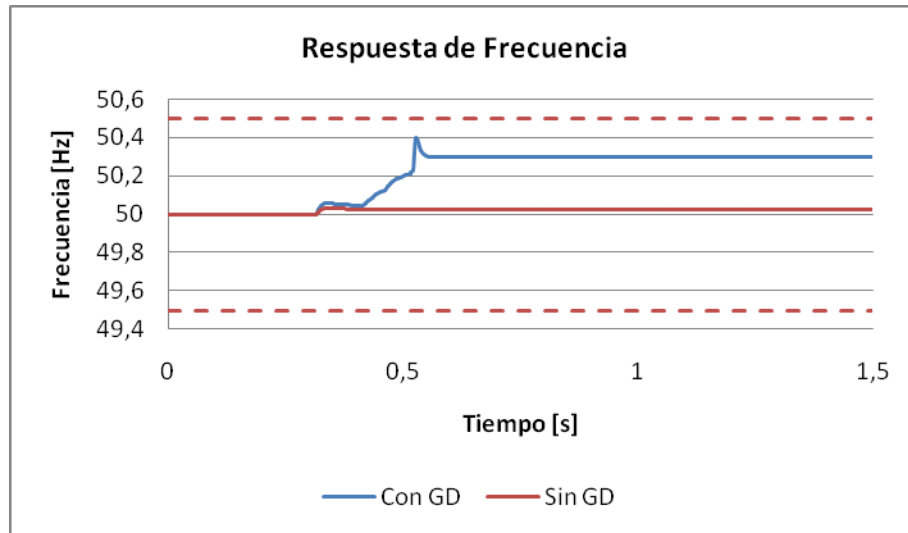


Figura 44. Respuesta de frecuencia para falla aguas arriba

En el caso de la frecuencia la situación se ve emperorada con la presencia del PMGD, puesto que durante el período en que la máquina se encuentra alimentado la falla, la frecuencia va en aumento debido a la disminución de tensión en bornes y la naturaleza inductiva de las fallas. Cuando el GD no está en la red, la variación de frecuencia es casi imperceptible en el sistema.

Frecuencias Máximas en el alimentador ante Falla b						
	Sin PMGD	Inicio		Medio		Final
	F [Hz]	F [Hz]	Indica Desconexión	F [Hz]	Indica Desconexión	F [Hz]
Frecuencia Máxima	50.03	50.26	X	50.4	X	50.48

Tabla 29. Resumen de frecuencias máximas alcanzadas producto de una falla aguas arriba

A partir de la Tabla 28 y Tabla 29 se aprecia que mientras más alejado se encuentra el GD, mayor es el tiempo que demoran las protecciones en actuar, por lo que se continúa alimentando la falla por un período más prolongado, lo que se traduce en que la frecuencia alcanzada sea mayor. Lo anterior se debe a que mientras más lejana a la falla se encuentre la máquina, menor será la caída de tensión en bornes y la corriente aportada hacia la falla, por lo que el disparo de los relés se alcanzarán en mayor tiempo. La desconexión del generador en todos los casos analizados se produce por el relé de baja tensión.

Análisis de corriente de falla

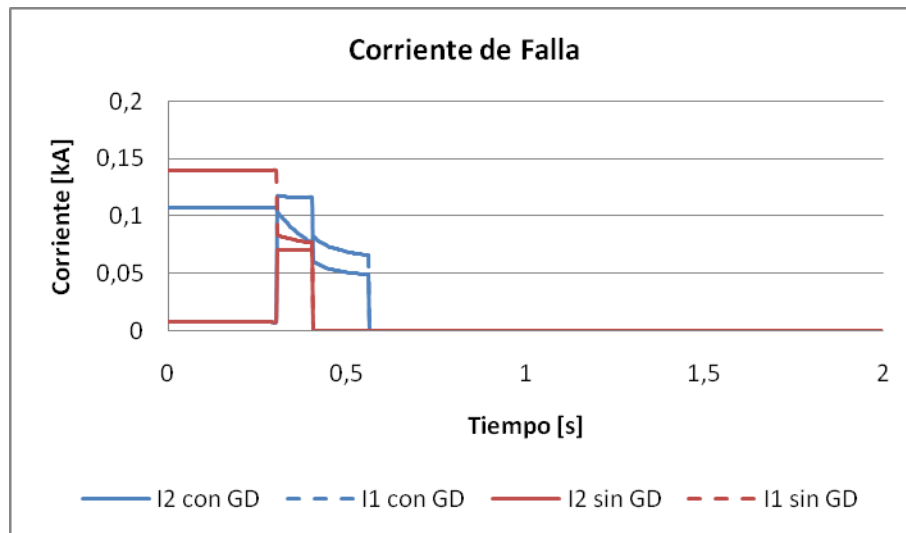


Figura 45. Corrientes de falla

Debido a que la falla es desequilibrada, se origina la circulación de corrientes de secuencia negativa en el sistema. En este caso las corrientes de falla fueron medidas en la rama principal del alimentador, en una línea entre el punto de falla y el punto de repercusión del GD.

Cuando el GD se encuentra conectado en el sistema, se observa un aumento en la circulación de corriente de secuencia negativa en la red durante la falla respecto de la condición sin GD. Posterior al despeje por parte del interruptor general del alimentador, continúa la presencia de corrientes de secuencia mientras que en el caso sin GD estas se van a cero.

En general bajo este esquema de protecciones del alimentador, la presencia del GD se traduce en condiciones más adversas y de mayor duración ante una falla aguas arriba de la máquina distribuida.

II. Sistema de protecciones bidireccional

En el segundo caso se considera otro esquema de protecciones, en el cual el alimentador se ha adecuado a la presencia de generadores distribuidos que son capaces de aportar corriente a la falla desde el sentido opuesto. Así el alimentador es protegido de forma bidireccional, es decir la zona de falla es aislada por ambos extremos

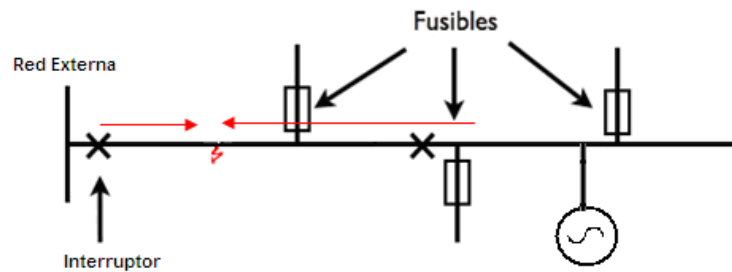


Figura 46. Esquema de sistema de protecciones bidireccional

Esta falla ocurre en la rama principal del alimentador aguas arriba del Generador distribuido. Por ende luego del despeje de la falla por parte de las protecciones del alimentador, un retardo en la apertura de los interruptores del GD deja al generador funcionando momentáneamente en isla.

Considerando que la falla produce una tensión inferior a un 50%, la salida del GD es en 160 ms, y la línea fallada se abre luego de 100 ms por la apertura de los interruptores del alimentador, lo que se traduce en que existen 60 ms de funcionamiento en isla. Mientras que si la tensión no alcanza a pasar por debajo a 50%, y la línea se abre 100 ms luego se ocurrida la falla, el tiempo de funcionamiento en isla sería de 1,9 s.

Lo que ocurre durante este periodo depende ampliamente del grado de carga del PMGD en el momento de la falla y de los parámetros del mismo. En este caso las simulaciones son llevadas a cabo para el generador cuya potencia de operación es 0,8 MW que representan el 25% de las cargas del alimentador, además se encuentra operando a 80% de su capacidad máxima.

Debido a que las curvas de respuesta son muy similares independientemente de la ubicación de la máquina, se mostrarán las graficas para la conexión del PMGD en la mitad del alimentador y las relativas al escenario sin PMGD, el resto de los gráficos para las otras ubicaciones se encuentra en el anexo.

Análisis de tensión

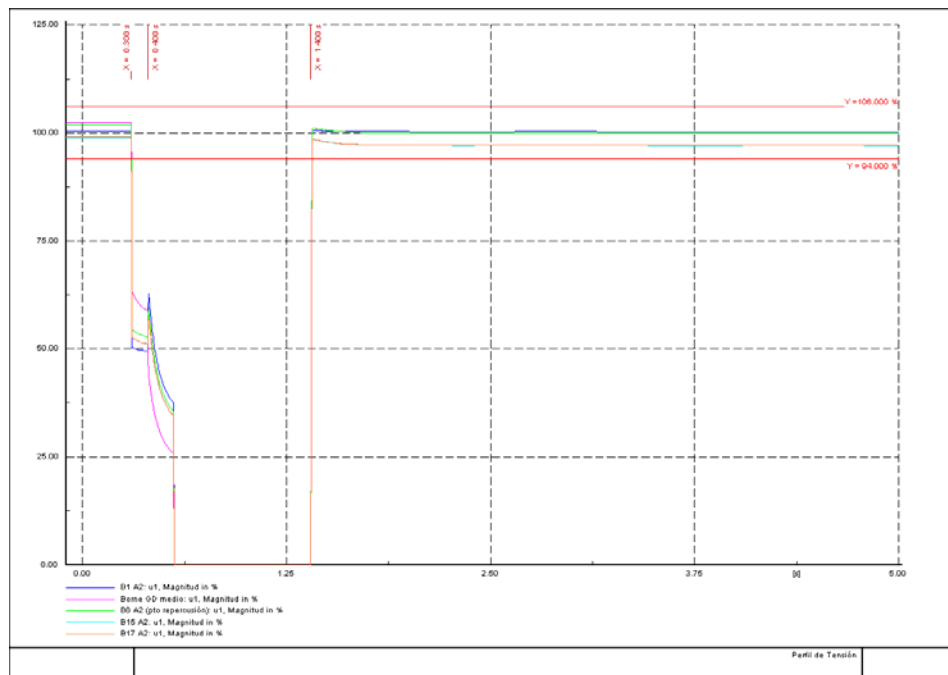


Figura 47. Respuesta de Tensión para escenario de ubicación en mitad del alimentador

La Figura 47 da cuenta de la tensión en algunas barras seleccionadas del alimentador.

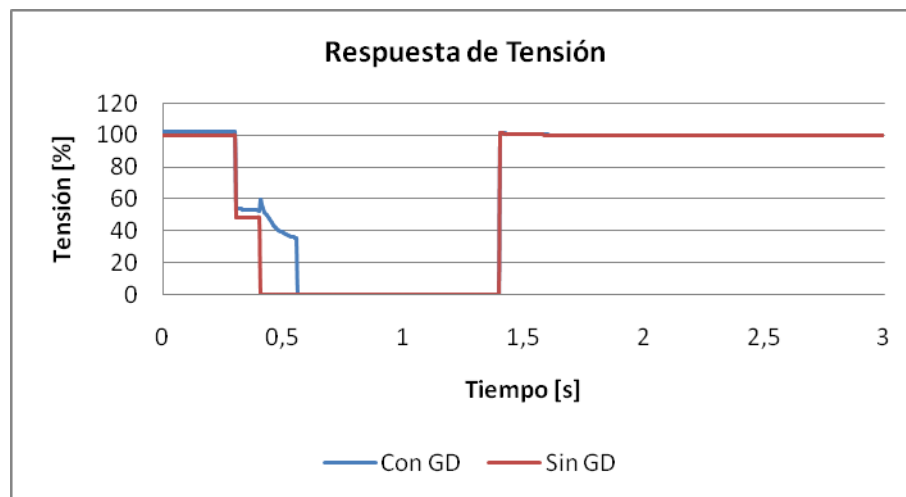


Figura 48. Respuesta de tensión para falla aguas arriba

Dado que la falla ocurre en la primera línea de la rama principal del alimentador, cuando el PMGD no se encuentra en la red, todas las barras sufren una caída de tensión durante el periodo de falla, seguido de una interrupción de suministro a los 100 ms después de ocurrida la misma (400 ms de la simulación) producto de la salida de servicio de la línea en cuestión.

Para los escenarios en que el PMGD está conectado, en todas las ubicaciones analizadas lo que ocurre a partir de la formación de la isla es una caída exponencial de tensión, producto de un aumento de la carga eléctrica a la que se somete el pequeño generador, de magnitud cercana al 400% de su capacidad.

La salida del PMGD se logra 160 ms después de la formación de la isla y aproximadamente 260 ms después del inicio de la falla. Esto se debe a que el despeje del GD no se consigue directamente por la detección del cortocircuito, ya que la tensión no alcanza a caer bajo 50% mientras que este se encuentra presente. La apertura se produce exclusivamente por la formación de la isla, ya que la tensión cae bajo el 50% casi inmediatamente después su formación, operando las protecciones 160 ms posterior a este instante.

Análisis de frecuencia

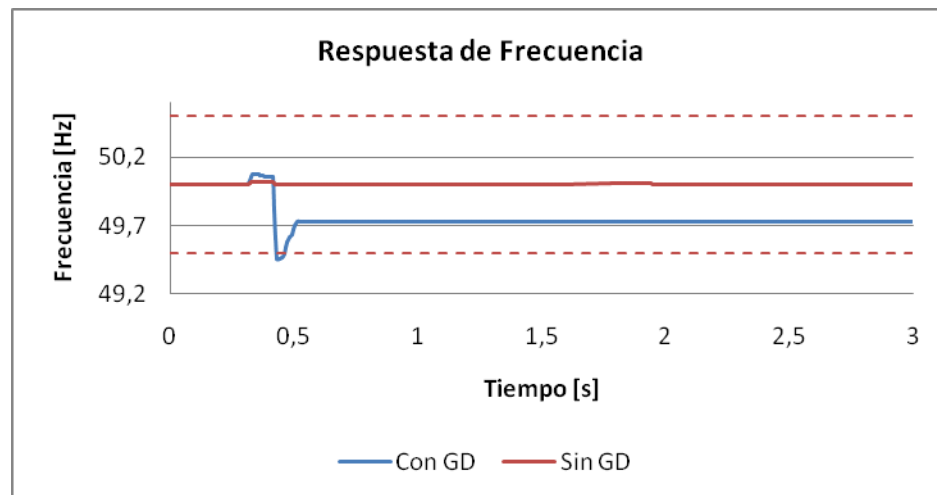


Figura 49. Frecuencia para PMGD ubicado en la Mitad del alimentador

La tabla 22 presenta un resumen de las frecuencias máximas y mínimas para cada una de las ubicaciones estudiadas, indicando además si la desviación se traduce en una desconexión de la máquina según la NTCO de PMGD.

Frecuencias Mínimas y Máximas en el alimentador ante Falla b							
	Sin PMGD	Inicio		Medio		Final	
	F [Hz]	F [Hz]	Indica Desconexión	F [Hz]	Indica Desconexión	F [Hz]	Indica Desconexión
Frecuencia Máxima	50.02	50.03	X	50.08	X	50.09	X
Frecuencia Mínima	49.99	49.42	✓	49.46	✓	49.39	✓

Tabla 30. Resumen de frecuencias mínimas y máximas, análisis de ubicación

Se puede apreciar un efecto del PMGD, ya que en la condición previa a su conexión la falla afecta levemente la frecuencia, elevándola durante el periodo que está presente hasta un máximo de 50.02 Hz, mientras que luego de la conexión del GD se producen elevaciones un poco mayores mientras más alejado de la subestación se conecte, llegando hasta 50.09 Hz.

La formación de la isla eléctrica produce que la máquina se frene debido al incremento de carga eléctrica, originado que la frecuencia baje más de 0,5 Hz respecto del caso base, tomando valores bajo 49.5 Hz (condición que indica desconexión del PMGD según NTCO_PMGD)

Análisis de corrientes de falla

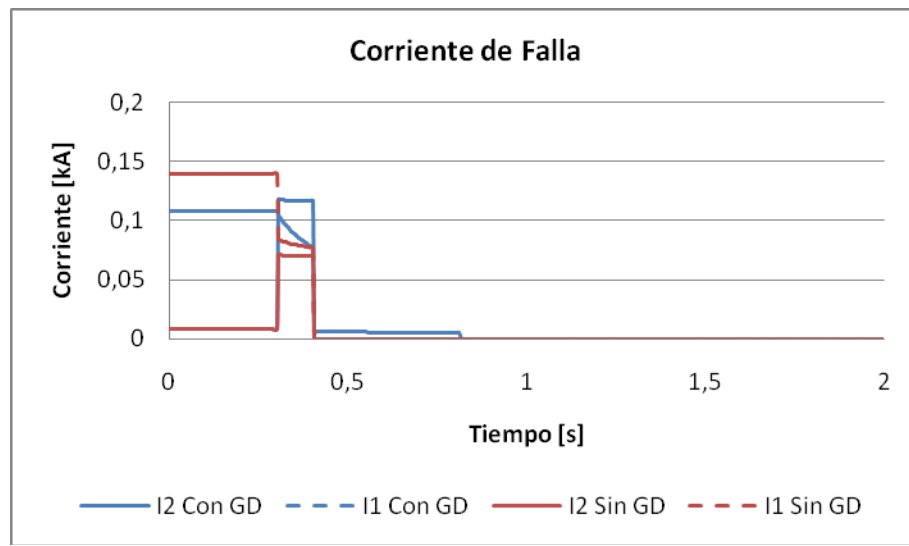


Figura 50. Corrientes de falla

Al igual que en el primer esquema de protecciones de la red, durante la falla, el GD produce un aumento de corriente de secuencia negativa, pero decae a cero en el mismo instante tanto para la situación con GD como sin generador en la red, puesto que la falla deja de estar presente ya que es despejada del sistema por las protecciones externas a la máquina.

c. CONTINGENCIA TIPO FALLA AGUAS ABAJO DEL PUNTO DE CONEXIÓN

Dado que el objetivo es estudiar el efecto de una falla aguas abajo, el caso en que el GD se encuentra en la cola del alimentador no tiene sentido. Tanto para la ubicación del generador al inicio como en el medio del alimentador la falla se localiza en la línea 15 (Figura 31).

Al igual que en los casos anteriores, producto de la falla, las barras se someten a un hueco de tensión. La Figura 51 resume las desviaciones promedio de las barras en función de las ubicaciones relativas en el alimentador.

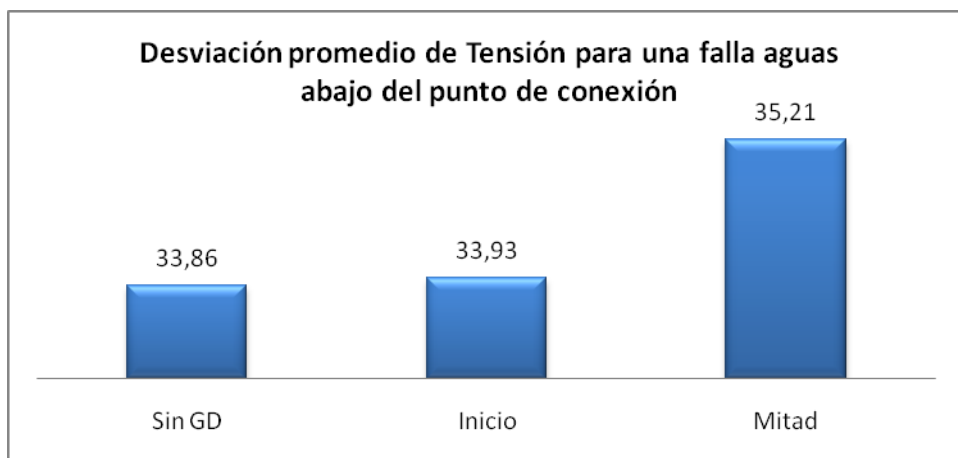


Figura 51. Desviación promedio de tensión para falla aguas abajo

Este tipo de contingencia resulta ser menos dañina desde el punto de vista del nivel de caída de voltaje. Para todos los escenarios, la desviación promedio está entre 33% y 35% de V_n , valor cercano a la mitad de lo observado para las contingencias simuladas en los puntos anteriores.

La desviación de tensión es mayor mientras más alejado se encuentre el PMGD de la subestación de distribución. Para dar explicación a esta conducta es necesario tener en consideración que el nivel de cortocircuito en las barras del alimentador es mayor mientras más cercanas al sistema externo estas se encuentren y por otro lado la conexión del generador más abajo se realiza en un punto más cercano a la falla.

A continuación se muestra un pequeño esquema de sólo 4 barras para explicar porque la conexión más alejada eleva los niveles de cortocircuito.

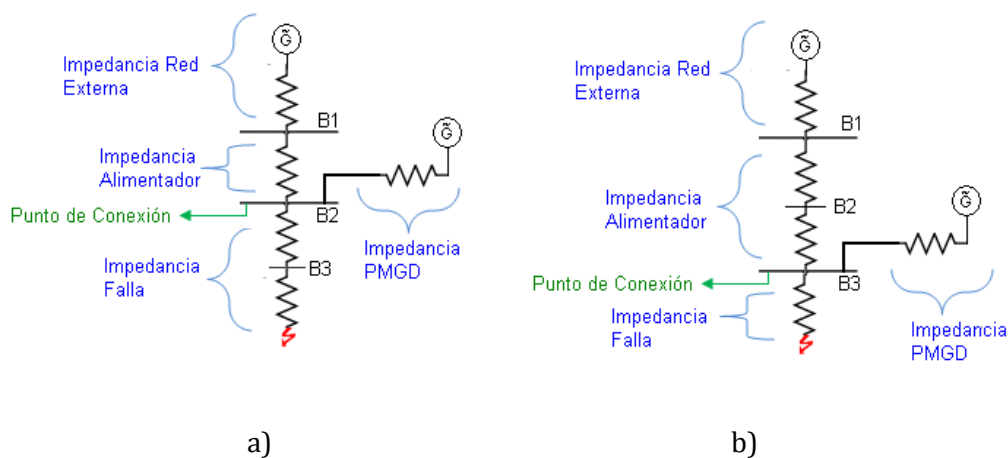


Figura 52. Esquema de conexión del PMGD: a) cercano b) lejano al sistema externo

Durante la falla, el circuito equivalente del sistema se presenta simplificado en la Figura 53 donde la impedancia de red “ Z_{red} ” está conformada por la suma entre la impedancia externa más la del

alimentador hasta el punto de conexión, y Z_{GD} representa la impedancia del conjunto de conexión del GD. El voltaje en barra de conexión del GD queda representando por un divisor de tensión descrito por la ecuación, donde Z_p es el paralelo entre Z_{red} y Z_{GD} .

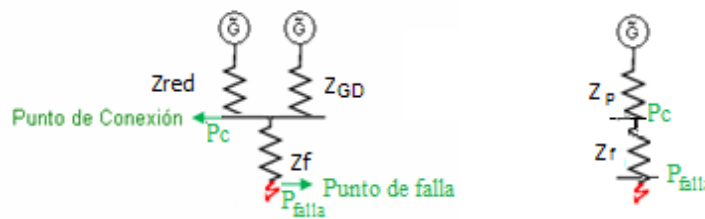


Figura 53. Red simplificada ante falla aguas abajo del punto de repercusión

$$V = \frac{Z_f}{Z_f + Z_p} \quad \text{Ecuación 4-20}$$

Considerando los niveles de cortocircuito en el punto de falla como $S_{cc_{pfalla}}$ y el nivel en el punto de conexión del PMGD sin este en el sistema como $S_{cc_{pc}}$, el voltaje se reescribe en la ecuación:

$$S_{cc_{pfalla}} = \frac{V_n^2}{Z_f + Z_p} \quad S_{cc} = \frac{V_n^2}{Z_p} \quad \text{Ecuación 4-21}$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores el voltaje en el punto de conexión se puede reescribir como:

$$V = 1 - \frac{S_{cc_{pfalla}}}{S_{cc_{pc}}} \quad \text{Ecuación 4-22}$$

De la ecuación se desprende que voltaje durante la falla será lo más parecido a 1 pu y por ende menor la desviación cuanto menor sea Z_p o bien cuanto mayor sea el nivel de cortocircuito en el punto de conexión del GD ($S_{cc_{pc}}$). Con lo anterior se validan los resultados obtenidos, en los que las caídas son menores cuando el generador se conecta más arriba en la red a un nivel de cortocircuito más elevado.

d. CONTINGENCIA TIPO DESCONEXIÓN DEL PMGD

Al igual que en los casos anteriores, el comportamiento es similar independientemente de la ubicación, por lo que se mostrará la gráfica asociada al escenario de conexión en la mitad del

alimentador, las restantes se encuentran en el anexo, mientras que los datos relevantes se presentan en un resumen en la Figura 56.

Respuesta de tensión

Evento tipo desconexión del PMGD

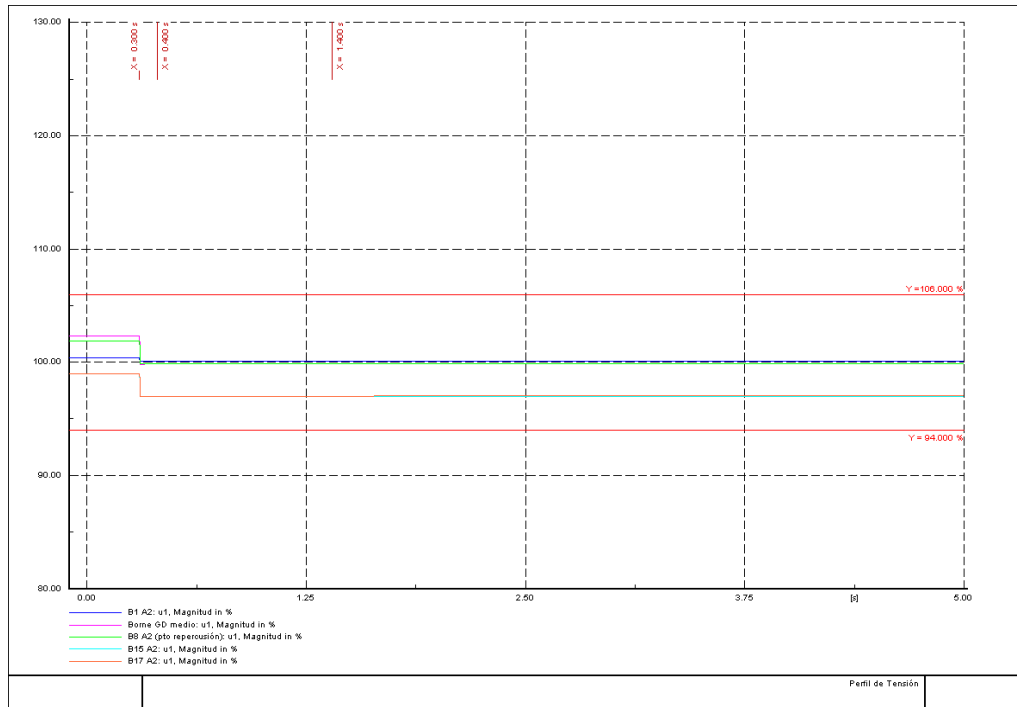


Figura 54. Respuesta de tensión ante evento tipo desconexión del GD

Respuesta de frecuencia

Evento tipo desconexión del PMGD

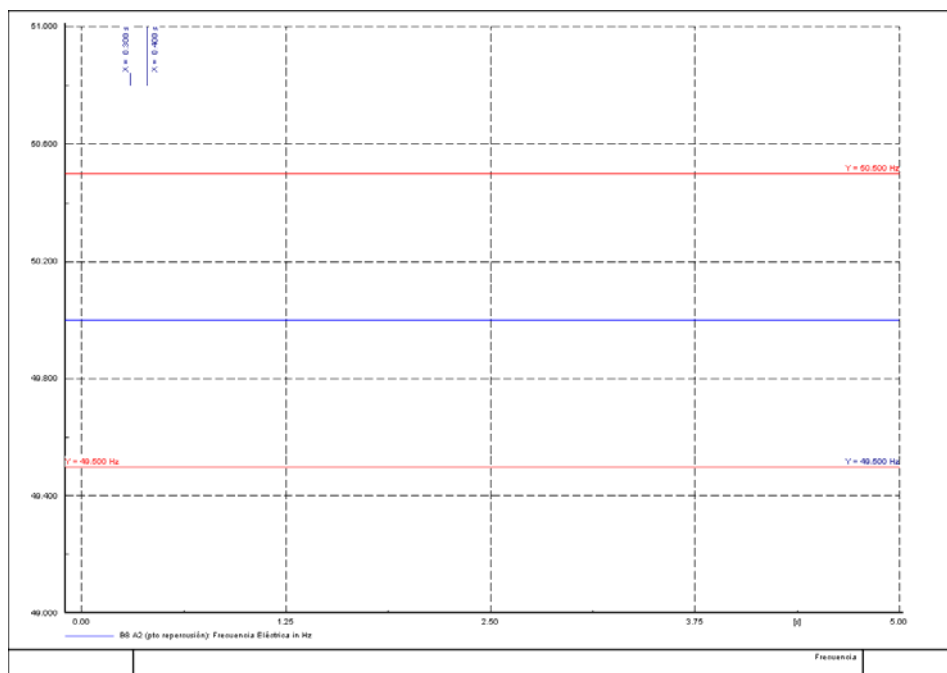


Figura 55. Respuesta de frecuencia ante evento tipo desconexión del GD

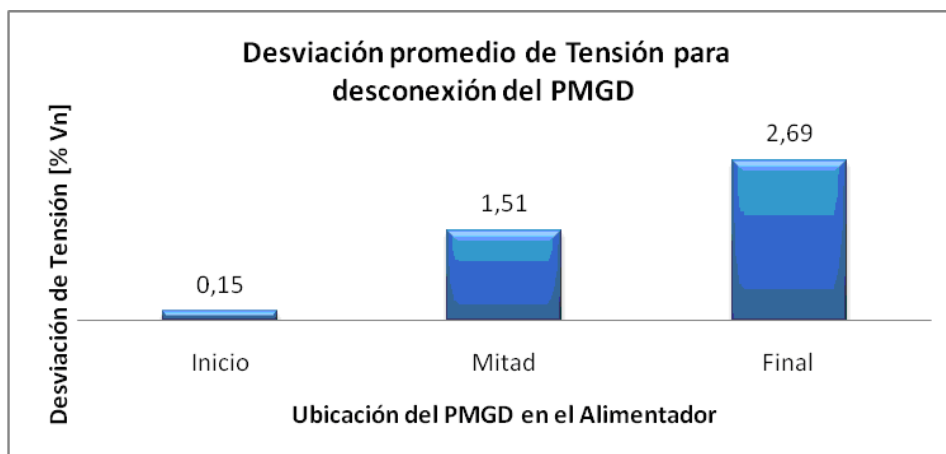


Figura 56. Desviación promedio de tensión ante la desconexión repentina del GD

Aun cuando las variaciones son muy poco significativas, los niveles de caída resultan mayores en las barras ubicadas más hacia el final del alimentador y cuando el PMGD está alejado de la subestación de distribución primaria.

El efecto de la desconexión de la máquina para todas las ubicaciones es una pequeña disminución en la tensión. Para dar explicación a este fenómeno se debe tener en consideración que la máquina simulada opera con un control de excitación que mantiene un factor de potencia 1, por ende la caída de tensión producto de su salida no se debe a una desconexión de compensación reactiva ofrecida por parte de la máquina, si no que se debe a que en estado estacionario su conexión reduce la circulación de corriente de las líneas aguas arriba, disminuyendo así las pérdidas de voltaje en las resistencias de las mismas, afectando de este modo la regulación de tensión.

Para corroborar esto, se muestran los datos de carga, corriente y tensión en los terminales de las líneas de la rama principal ubicadas aguas arriba del punto de conexión del PMGD. Por simplicidad se muestra sólo en el escenario de ubicación en la mitad del alimentador.

	Corriente [KA]		Nivel de Carga de la línea [% Sn]		Tensión en el terminal de la línea [p.u]	
	Sin PMGD	Con PMGD	Sin PMGD	Con PMGD	Sin PMGD	Con PMGD
Línea 1	0,31	0,31	78,17	76,64	1,003	1,006
Línea 2	0,25	0,23	72,27	67,81	1,028	1,042
Línea 3	0,13	0,10	80,59	61,53	1,001	1,021
Línea 5	0,11	0,07	46,19	32,24	1,000	1,021
Promedio	0,2	0,17	69,31	59,55	1,008	1,022

Tabla 31. Efecto del GD sobre el nivel de carga en las líneas y tensión en las barras

En la tabla queda en evidencia la disminución en la circulación de corriente y de carga de las líneas, y el pequeño efecto de elevación en las barras.

En este caso la conexión más abajo del PMGD reduce de manera más significativa la circulación de corriente por las líneas, por ende mayor es la elevación de tensión que origina en todas las barras del sistema. Así las repercusiones en el voltaje producto de su desconexión son más notorias. Cabe señalar que esta condición no siempre es cierta, si se da el caso en que el GD inyecta una potencia mayor a la del total de las cargas ubicadas aguas abajo del punto de conexión, se originará una inversión de flujo, congestionando las líneas aguas arriba más cercanas a él y aumentando la pérdidas en el sistema, debido a que por lo general las líneas más alejadas de la subestación de distribución son de menor calibre y por ende mayor resistencia. En este caso no se produjo esa condición debido a que la carga aguas abajo del punto de conexión es equivalente a 1.78 MW valor superior a los 0.8 MW entregados por el generador.

RESUMEN ANÁLISIS DE IMPACTO RESPECTO DE LA UBICACIÓN

A continuación se presenta un cuadro resumen de las desviaciones promedio de tensión para las contingencias estudiadas respecto de la influencia de la ubicación de PMGD en el alimentador.

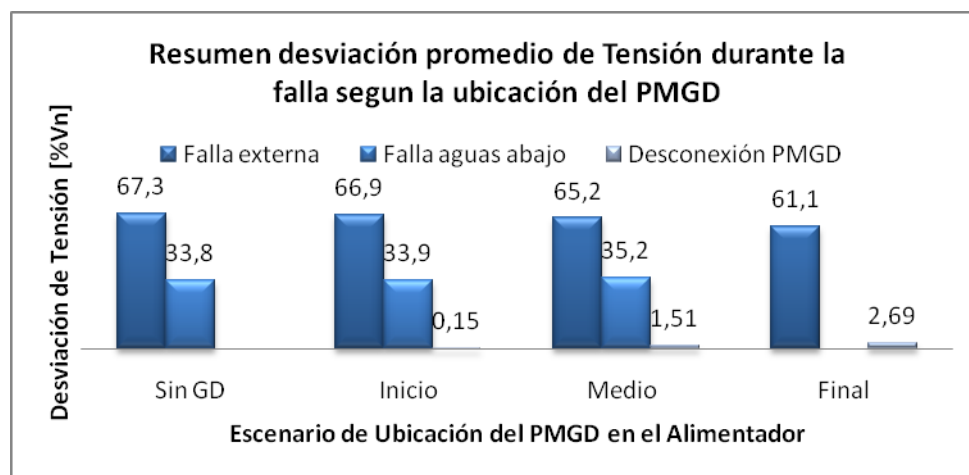


Figura 57. Resumen desviación promedio de tensión según ubicación del GD

Desde el punto de vista de los huecos de tensión y desviación de frecuencia, lo primero a notar es que la contingencia más severa es una falla externa al alimentador y cercana a la red en cuestión, seguido por la falla aguas arriba del punto de conexión (forma isla momentánea), luego una falla aguas abajo del punto de conexión y finalmente la menos severa es la desconexión del PMGD.

El efecto de conectar el PMGD en la red es beneficioso para los niveles de caída que se presentan en la red producto de las falla externas, ya que independientemente de su ubicación, las desviaciones de tensión son menores cuando este se encuentra conectado a la red.

Los efectos más desfavorables producidos por la conexión del PMGD se dan para una contingencia en la rama principal aguas arriba del GD, ya que bajo esta situación el retardo en la actuación de la protección de baja tensión de la máquina, la obliga a funcionar momentáneamente en isla lo que altera las variables eléctricas con repercusiones en la calidad y seguridad de servicio del sistema, esto se debe principalmente a que estos medios de generación no se encuentran diseñados para operar en forma aislada.

Las variaciones respecto de la ubicación resultan más notorias para las fallas que se dan externas al alimentador, si bien el caso simulado fue una falla en el sistema de subtransmisión, la consecuencia de una falla a nivel de transmisión o en un alimentador contiguo es muy similar. Para las contingencias internas al alimentador (falla aguas arriba y aguas abajo del punto de conexión), las variaciones de la desviación promedio para una ubicación u otra son prácticamente imperceptibles.

4.4.4 Evaluación del impacto respecto de la capacidad de generación

En este caso se dejará fija la ubicación y tipo de máquina y se variarán 2 niveles de capacidad. En una primera etapa se evaluará el generador sincrónico funcionando en la mitad del alimentador, con una capacidad de 0.8 [MW] que representa un 25% de los consumos, conectado a la red mediante un transformador elevador de 600/13.200 V y se comparará con los resultados obtenidos de cuando este es de 2 [MW] (61% de los consumos), conectado a la red mediante un transformador 7,2/13,2 kV. Luego se repetirá el estudio pero esta vez dejando fija la ubicación al principio del alimentador. La Figura 58 esquematiza todos los casos simulados.

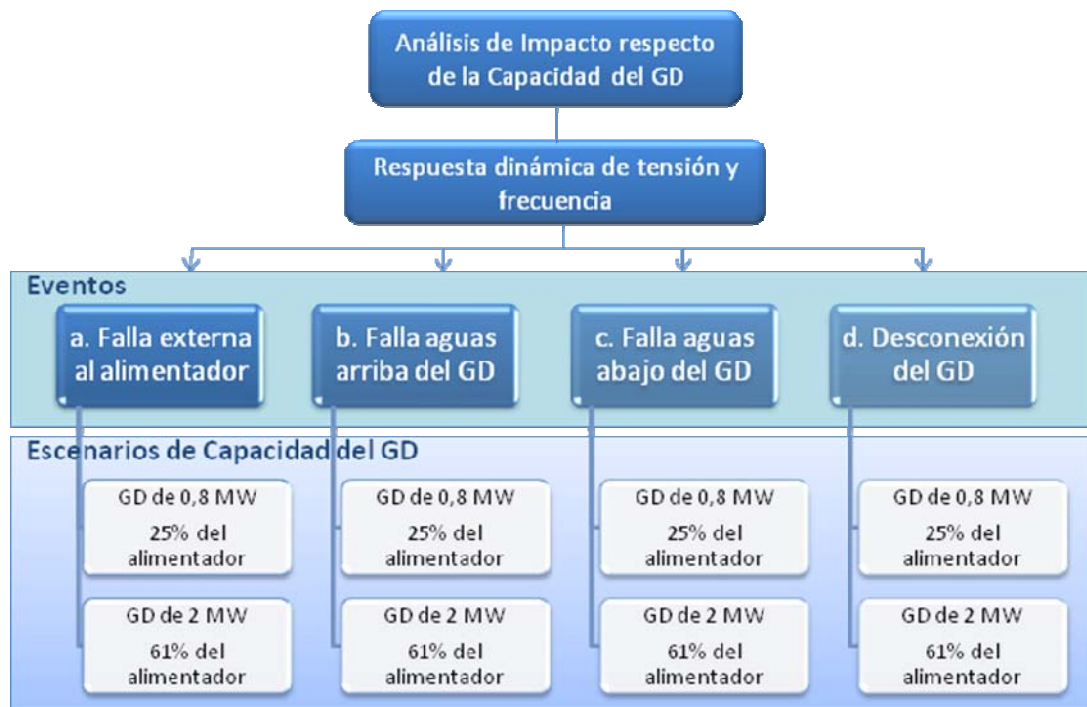


Figura 58. Esquema de casos estudiados para análisis de impacto respecto de la capacidad

Para la mayoría de las contingencias se aprecian diferencias en los valores transitorios que alcanzan las variables, pero el comportamiento entre una capacidad y otra es muy similar, exceptuando la falla tipo b (cortocircuito aguas arriba del punto de conexión). Considerando que las graficas de comportamiento para el generador de 0,8 MW se mostraron en el estudio anterior 4.4.3, sólo serán presentadas la gráficas para la falla tipo b, mientras que los resultados de interés de los demás casos serán mostrados en un grafico comparativo de resultados.

CONTINGENCIA TIPO FALLA AGUAS ARRIBA DEL PUNTO DE CONEXIÓN:

Al igual que en el análisis respecto de la ubicación, se consideran además dos escenarios del esquema de protecciones en el alimentador.

I. Sistema de protecciones unidireccional

Análisis de Tensión

Respuesta dinámica de tensión Falla aguas arriba del punto de conexión.

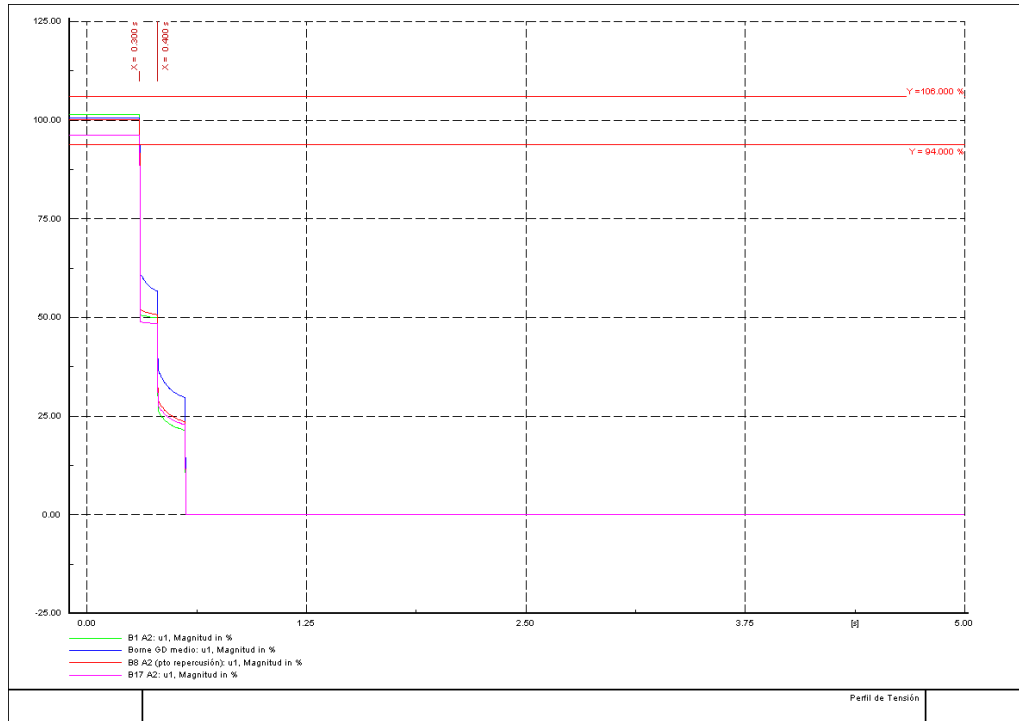


Figura 59. Respuesta de tensión para PMGD de 0.8 MW ubicado en la mitad del alimentador.

La Figura 59 muestra el comportamiento de la tensión a lo largo de las barras del alimentador, como se puede apreciar, la tendencia es muy similar en todas ellas, por lo que a continuación se muestra un resumen comparativo de los escenarios simulados considerando sólo la tensión en el punto de repercusión del PMGD, condición que se hace expansiva al resto de las barras.

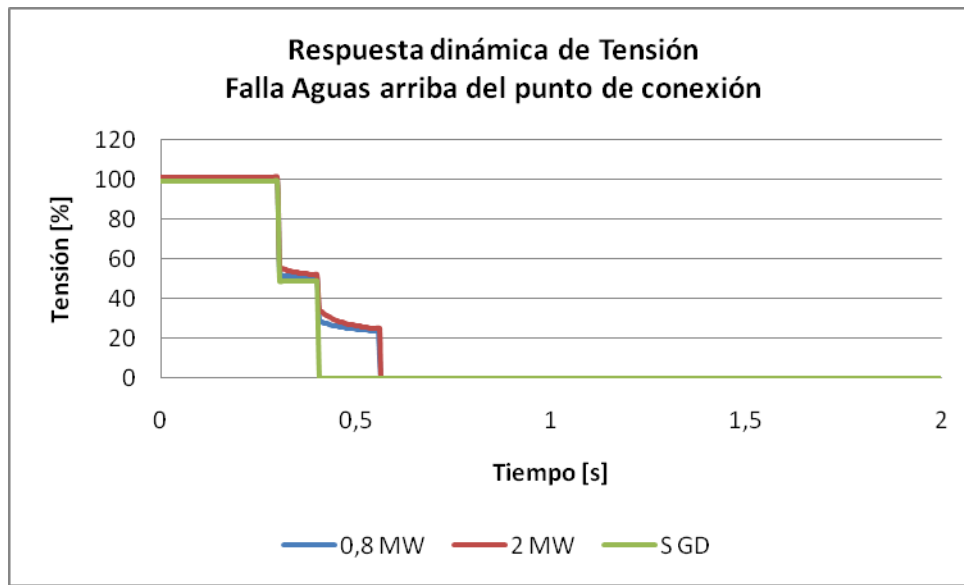


Figura 60. Respuesta dinámica de tensión para fallas aguas arriba, análisis de capacidad.

Desde el punto de vista de la tensión, cuando el generador se encuentra conectado se aprecia que el suministro no se interrumpe una vez que ha actuado la protección principal del alimentador, debido a que tanto los consumos aguas abajo de este como la falla en sí continúan siendo alimentadas por el GD, hasta que sus propios relés detectan las condiciones anormales con un tiempo de retardo igual al máximo permitido en la normativa, puesto que los ajustes se han realizado para representar el peor caso. Para esta variable no se aprecian mayores diferencias entre una capacidad y otra, ya que en ambos, la falla no produce una caída inferior al 50%, pero luego de que cesa la alimentación desde la red externa, la tensión cae en forma abrupta bajo un 50% de V_n , indicando una desconexión 160 ms después de esta condición.

Análisis de frecuencia

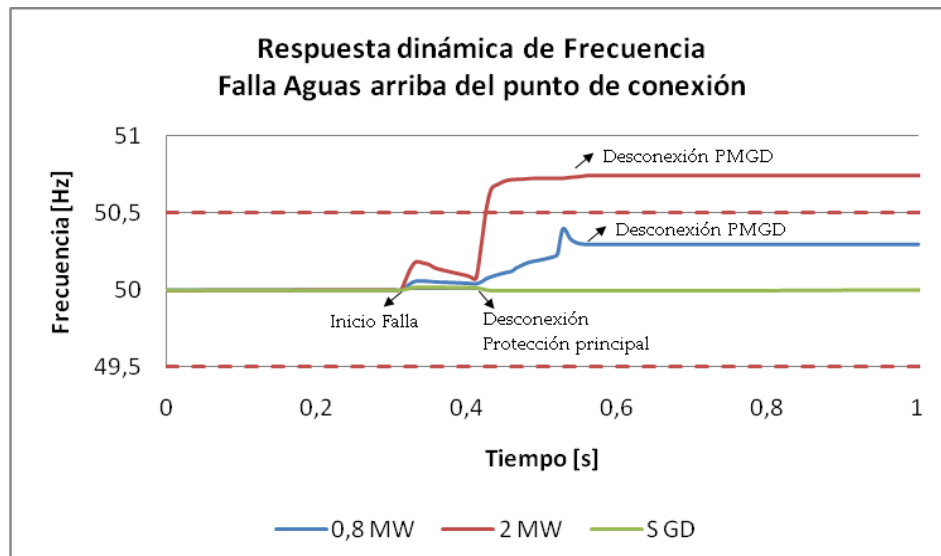


Figura 61. Respuesta dinámica de frecuencia para fallas aguas arriba, análisis de capacidad

Capacidad del PMGD	Respuesta de Frecuencia	Tiempo de desconexión
	Frecuencia máxima [Hz]	Desde el inicio de falla [ms]
0,8 MW - 25%	50,40	257
2MW - 61%	50,74	260

Tabla 32. Resumen de frecuencias máximas ante falla aguas arriba, análisis de capacidad

Para la frecuencia, la diferencia entre un generador y otro es más relevante, si bien en ningún caso la desconexión se origina por sobrefrecuencia, cuando el GD es más grande, la elevación producida en el período de alimentación de la falla sobrepasa el límite que indica desconexión de la máquina. El efecto de la conexión del GD afecta en forma negativa la calidad de servicio asociada a la frecuencia en este caso.

II. Sistema de protecciones bidireccional

Análisis de Tensión

Respuesta dinámica de tensión Falla aguas arriba del punto de conexión.

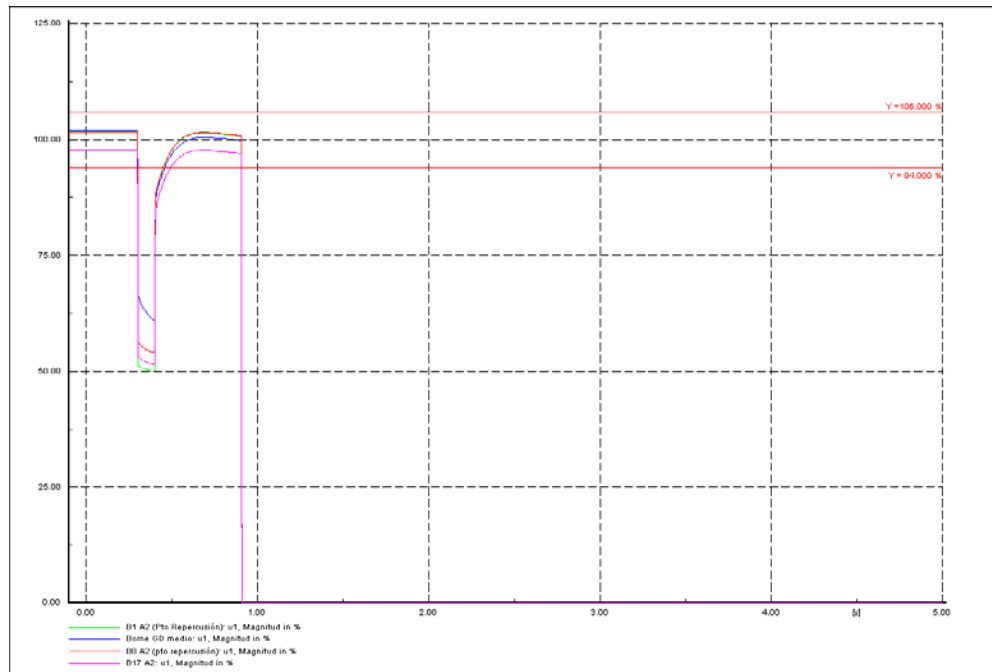


Figura 62. Respuesta de tensión para PMGD de 2 MW ubicado en la mitad del alimentador

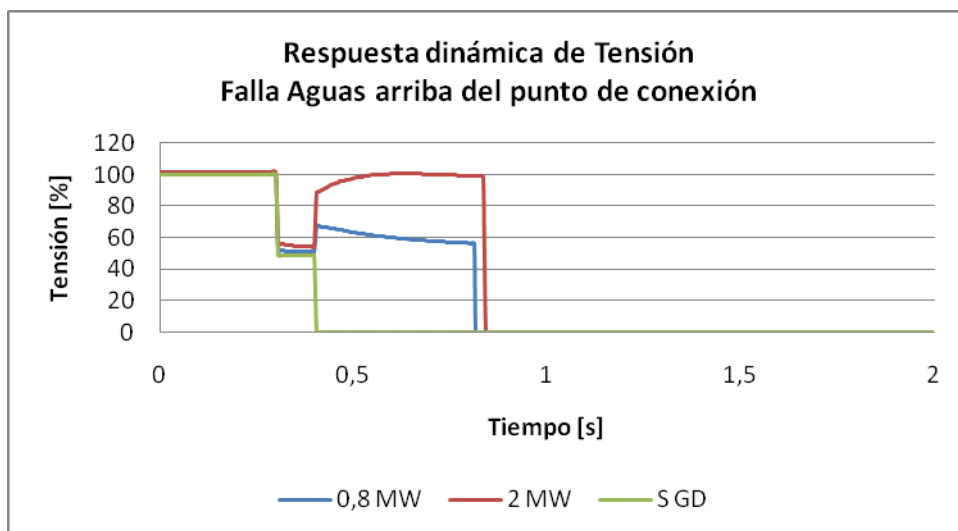


Figura 63. Respuesta de tensión en el punto de repercusión según capacidad del PMGD

Luego de la formación de la isla, la tensión se ve más afectada para el caso en que el generador es de menor capacidad, esto debido a la mayor sobrecarga que significa tener que alimentar a los consumos (en conjunto representan una isla sostenida por el GD de 400% de su capacidad). Sin el GD en la red, luego del despeje del interruptor principal del alimentador, se interrumpe el suministro, mientras que cuando el GD se encuentra conectado continúa el abastecimiento de energía mientras las variables de tensión o frecuencia no se desbanden.

Análisis de frecuencia

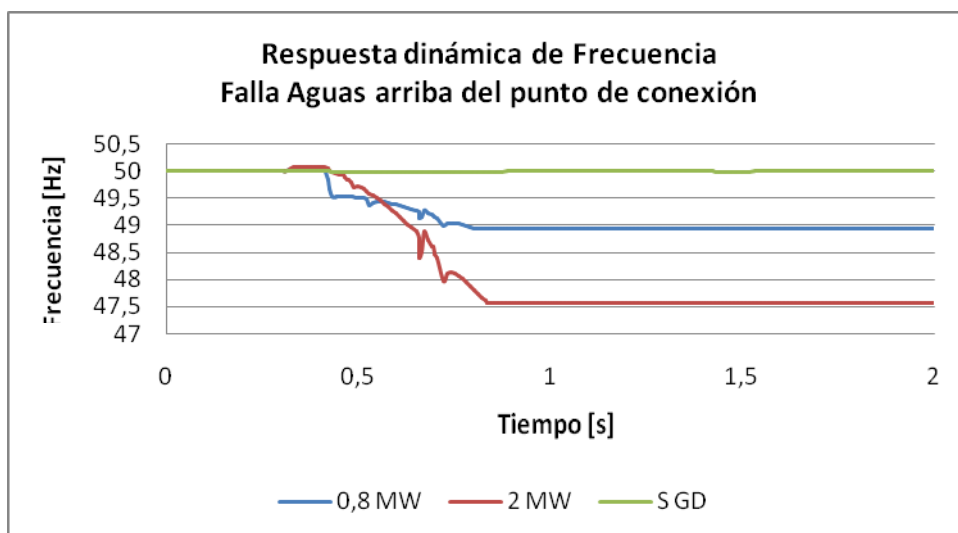


Figura 64. Respuesta de frecuencia según capacidad del PMGD

Debido a que en ambos casos la potencia de carga es superior a la potencia generada, se produce un toque acelerante negativo que frena el rotor $T_a = P_g - P_d < 0$, este torque es de mayor magnitud cuando la máquina es pequeña, por ende la velocidad con que cae la frecuencia es más abrupta.

El resultado de la desconexión, en ambos casos no se debe directamente al cortocircuito, ya que el hueco de tensión producto de la falla no es inferior al 50%, ni la subida de frecuencia superior a 50,5 [Hz] durante la falla, si no que en el momento de formación de la isla, la frecuencia cae bajo 49.5 Hz lo que hace operar el relé de baja frecuencia con un retardo de 300 ms luego de detectado este valor. Para el caso en que el generador es más pequeño, la caída inicial de frecuencia es más abrupta, pasando por debajo de 49.5 Hz más rápido, produciéndose la desconexión aproximadamente 400 ms después de ocurrida la falla, mientras que para el PMGD de mayor tamaño la salida de servicio de la máquina se da 480 ms después de ocurrida la falla.

El valor de la tensión y frecuencia mínima alcanzada justo antes de la salida de servicio de los generadores se presenta en la Tabla 33.

Capacidad del PMGD	Respuesta de Frecuencia	Respuesta de Tensión
	Frecuencia mínima [Hz]	Tensión mínima posterior a la formación de la isla [% Vn]
0,8 MW - 25%	49,008	55,74
2MW - 61%	48,538	90,00

Tabla 33. Resumen de frecuencia y tensión mínima ante formación de isla involuntaria

Análisis respecto de la configuración del sistema de protecciones del alimentador

Considerando un sistema de protecciones unidireccional, uno de los mayores problemas se da en cuanto el GD continúa alimentado la falla a pesar de la actuación del interruptor principal del alimentador, lo que origina que la condición anormal se mantenga por tiempos más prolongados, afectando la calidad y seguridad de servicio de los consumidores. La situación que se presenta ante una desconexión en ambos sentidos, es que la falla se aísla del sistema, pero se genera una isla eléctrica soportada por el GD que puede ser riesgosa puesto que se pueden presentar sobretensiones.

RESUMEN ANÁLISIS DE IMPACTO RESPECTO DE LA UBICACIÓN CAPACIDAD DEL PMGD

A continuación se muestra un gráfico resumen de las desviaciones promedio de voltaje para los casos simulados.

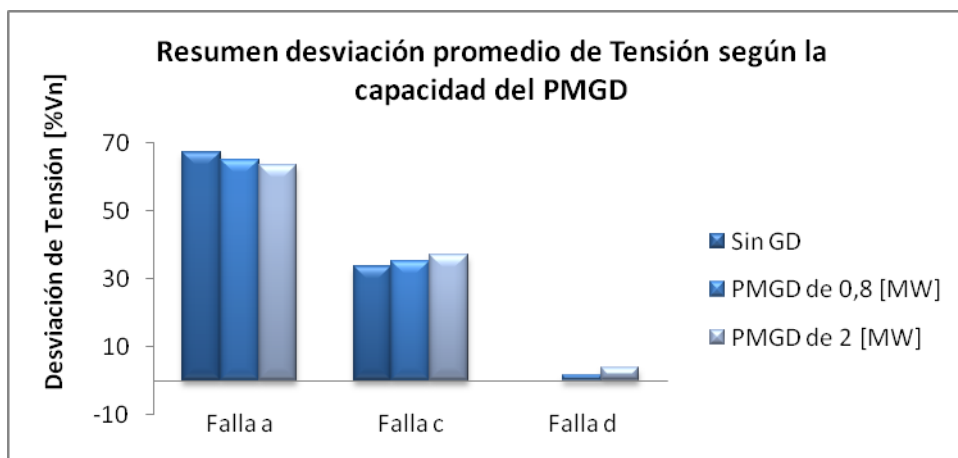


Figura 65. Resumen de desviación promedio de tensión según la capacidad del PMGD

En el caso en que se observan mayores diferencias en los niveles de caídas entre una capacidad y otra, son cercanas a un 5%, correspondiente a cuando la falla se encuentre externa al alimentador. Para las demás contingencias, la mayor variación en la desviación de tensión respecto del tamaño no alcanza a ser de un 2%.

Cuando la falla es externa al alimentador (falla a), el PMGD de mayor capacidad ayuda a mantener de mejor manera la tensión, observándose la menor desviación bajo este escenario. Este comportamiento se debe a que la impedancia del conjunto transformador generador es menor cuando el GD conectado es de mayor capacidad. La tabla 31 muestra la impedancia de secuencia positiva del conjunto transformador de interconexión-generador distribuido.

	PMGD de 0.8 [MW]	PMGD de 2 [MW]
Reactancia Z1 [Ohm]	29.354	15.302

Tabla 34. Reactancia del conjunto de conexión del GD

Mediante el esquema de la Figura 66 se deducen las ecuaciones que dan cuenta de la tensión en el punto de conexión del PMGD y las corrientes de falla, de ellas se desprende que mientras menor sea la impedancia del conjunto de conexión del GD (Z_{GD}), menor será la desviación de tensión, pero en la

Ecuación 4-23 esto se traduce en un mayor aporte de corriente de falla por parte del generador distribuido y un aumento en la corriente total de falla, lo que atenta contra un funcionamiento adecuado del ajuste de protecciones preexistente en el alimentador.

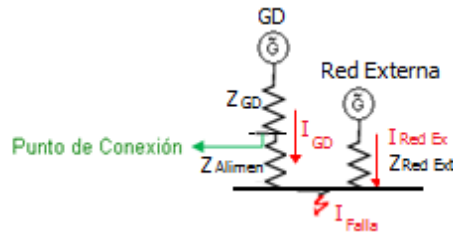


Figura 66. Esquema simplificado de la red ante falla en la SE de distribución primaria.

$$V = \frac{Z_{a\ lim}}{Z_{a\ lim} + Z_{GD}} \quad \text{Ecuación 4-23}$$

$$I_{falla} = I_{GD} + I_{Red\ Externa} = \frac{1}{Z_{a\ lim} + Z_{GD}} + \frac{1}{Z_{Red\ Externa}} \quad \text{Ecuación 4-24}$$

En base a lo descrito anteriormente, se deriva que para fallas externas al alimentador, en las consideraciones de la impedancia de diseño y conexión de la máquina distribuida, existe un compromiso entre la limitación del hueco de tensión producto de las falla y el aumento de los niveles de cortocircuito.

Cuando la falla es aguas abajo del punto de conexión (falla c) y para la desconexión de la máquina, la situación es opuesta, es decir la mayor desviación se produce para el PMGD más grande.

A fin de observar la sensibilidad de la red, ante los cambios en la capacidad del PMGD de acuerdo al nivel cortocircuito donde se conecta, se calcula la diferencia observada entre las dos capacidades para el caso de ubicación en la mitad del alimentador y se compara con la diferencia que se origina cuando los GD's se encuentran al inicio del alimentador.

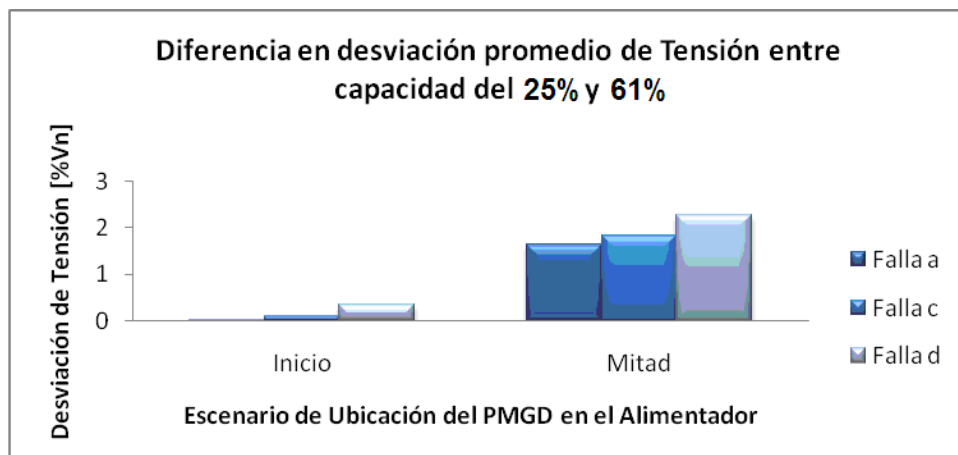


Figura 67. Diferencia en las desviaciones promedio de tensión

La diferencia en la desviación de tensión que se origina cuando se modifica la capacidad del GD, es mayor para la ubicación del este en la mitad del alimentador que al inicio.

Lo anterior deja entre ver que mientras mayor sea el nivel de cortocircuito del punto de conexión, menos sensible a la capacidad del PMGD es el impacto dinámico.

4.4.5 Evaluación del impacto respecto de la tecnología de la máquina

En este caso se dejará fija la ubicación y la capacidad del PMGD. Se analizarán las posibles variaciones respecto de si es una máquina sincrónica o una máquina de inducción de alimentación independiente. Se fijará una capacidad de 2 [MW] y su ubicación será en la mitad del alimentador.



Figura 68. Esquema de casos estudiados para análisis de impacto respecto de la tecnología

Para los dos tipos de máquinas se simulan las contingencias considerando el efecto de las protecciones de voltaje y frecuencia del GD según la NT de operación de PMGD.

a. **CONTINGENCIA TIPO FALLA EN EL SISTEMA SUBTRANSMISIÓN**

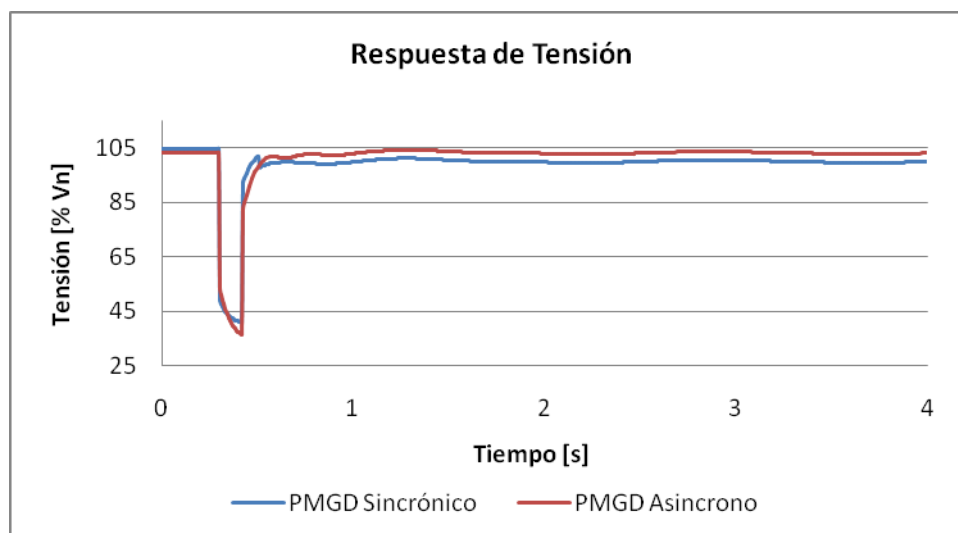


Figura 69. Respuesta de tensión falla externa al alimentador, análisis de tecnología.

En la condición inicial (previa a la contingencia), la conexión de la máquina en ambos casos produce una elevación del perfil de tensión estático por efecto de la inyección de potencia activa.

El generador asíncrono produce una menor elevación de la tensión debido a que a diferencia de la sincrónica, esta máquina consume reactivos de la red. Desde el punto de vista del comportamiento ante la contingencia, el efecto de cambiar la máquina, cambia la razón de impedancia entre el sistema y el PMGD, por ende el nivel del hueco de tensión producto de la falla es levemente distinto. Posterior a esta caída inicial viene una disminución de la tensión producida por el comportamiento dinámico de las máquinas.

La tabla muestra la el valor del hueco de tensión inicial producto de la falla y el valor mínimo alcanzado justo antes del despeje de la falla.

Respuesta dinámica de tensión		
	Sincrónico	Asíncrono
Caída inicial	49.2835	53.538
Valor final	41.056	36.529
Diferencia	8.227	17.009

Tabla 35. Respuesta de tensión para falla externa al alimentador, análisis de tecnología.

En el caso de generador asíncrono la caída post falla es de mayor magnitud que en el caso del generador sincrónico, si bien este comportamiento depende directamente de los parámetros y constantes de tiempo de las máquinas, lo observado en este caso es que se origina una mayor caída de voltaje para el escenario de conexión del generador de inducción, esto debido a que necesita un

consumo de reactivos para re-magnetizar el campo. La máquina síncrona, en cambio, posee un control de excitación que intenta mantener un factor de potencia constante en todo instante, actuando con cierto retardo asociado a las constantes de tiempo del controlador VCO. En este sentido la máquina síncrona ayuda de mejor manera a mantener la tensión.

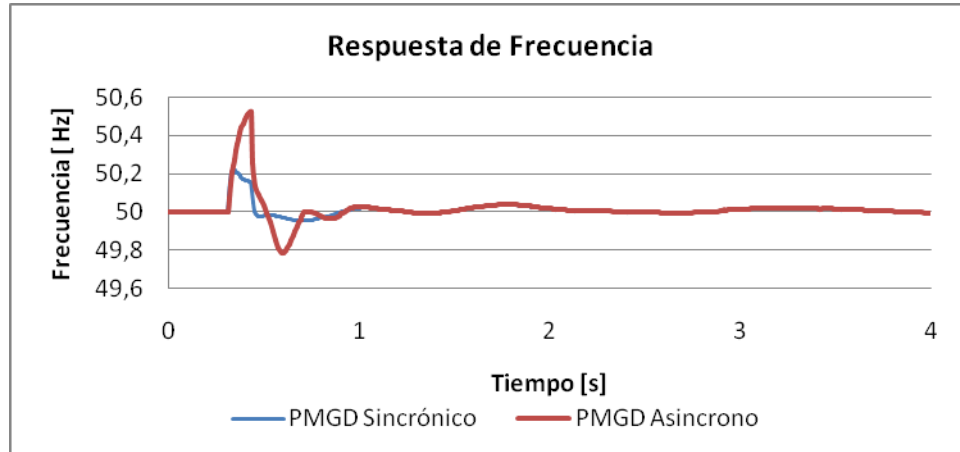


Figura 70. Respuesta de frecuencia para falla externa al alimentador, análisis de tecnología

En el caso de la frecuencia también la respuesta de la máquina asíncrona es de peor condición, presentando desviaciones superiores a la del Generador síncrono, tanto en subfrecuencia como en sobrefrecuencia.

c. CONTINGENCIA TIPO FALLA AGUAS ABAJO DEL PUNTO DE CONEXIÓN

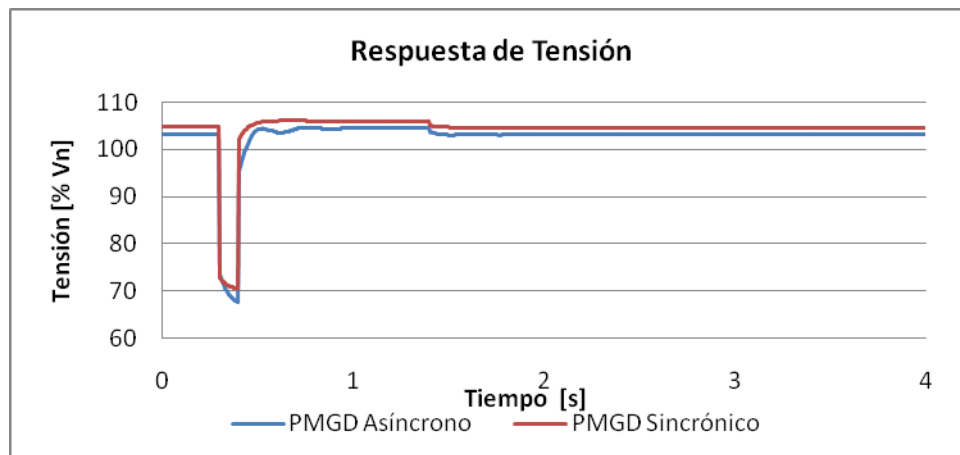


Figura 71. Respuesta de tensión falla aguas abajo, análisis de tecnología

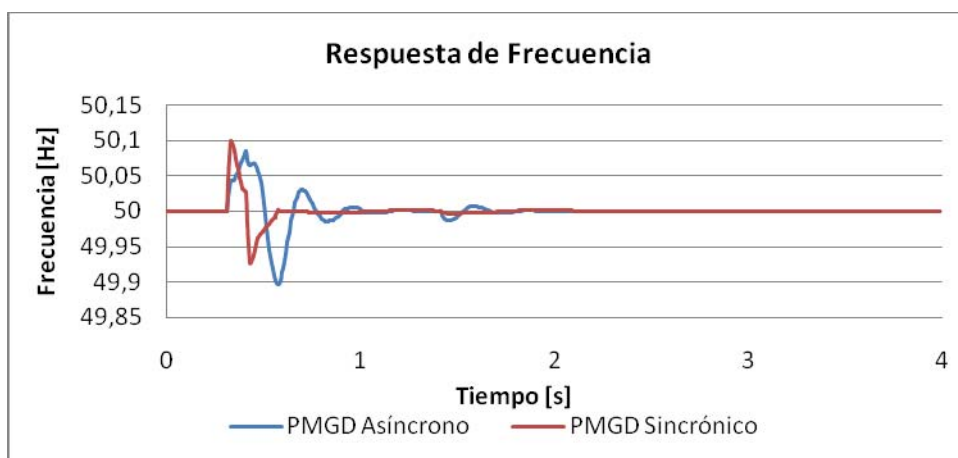


Figura 72. Respuesta de frecuencia falla aguas abajo, análisis de tecnología

Los resultados siguen la misma tendencia anterior, para las demás contingencias simuladas, las diferencias en el comportamiento entre una máquina y otra son muy pequeñas, apreciándose las mismas directrices descritas anteriormente. Es decir los niveles de caídas y las desviaciones de frecuencia son levemente mayores para la máquina asíncrona.

4.5 Estudio 3: Análisis de impacto respecto de condiciones de operación

Los estudios siguientes tienen relación con los escenarios de generación demanda, el objetivo es determinar los posibles impactos dinámicos de los PMGD y su dependencia respecto a las condiciones de operación de la red.

El alimentador forma parte del Área típica 3 de acuerdo al nivel de pérdidas y el porcentaje de cargas tipo urbanas en él, según lo estipulado en el proceso tarifario de distribución 2004, específicamente en el informe de determinación de componentes del VAD AT3. Con lo anterior la Demanda máxima, mínima y media se extrajo a partir del promedio de un conjunto de datos de demandas de 41 alimentadores pertenecientes a la misma área.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
Potencia Activa [MW]	3.26	1.73	1.12
Porcentaje	100%	53,1%	34,3%

Tabla 36. Características de demanda del alimentador

Este estudio se divide en cuatro estudios específicos:

- Escenarios generación-demanda
Se analizan las respuestas dinámicas para un GD sincrónico de 1,55 MW de capacidad máxima y un mínimo técnico de 0,25 MW, ante los distintos escenarios extremos de generación demanda.
- Potencia de operación del PMGD respecto de su capacidad máxima
Se analizan las respuestas dinámicas para el mismo GD sincrónico de 1,55 MW de capacidad máxima cuando opera a distintos porcentajes de su máximo, manteniendo fija la demanda.
- Penetración de GD en el alimentador
Se analizan las respuestas dinámicas para valores ascendentes de capacidad instalada en GD en el alimentador, considerando los escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
- Factor de potencia del generador
Se analizan las respuestas dinámicas ante la formación de una isla eléctrica, considerando distintos factores de potencia de operación de la máquina en condiciones de demanda mínima.

En todos los casos, la contingencia a simular corresponde a una falla trifásica externa al alimentador, correspondiente a uno de los eventos de mayor exigencia. La falla es despejada luego de 100 ms mediante la apertura de la línea en cuestión. Bajo este evento se estudiará la respuesta dinámica de voltaje y de frecuencia en el punto de repercusión del PMGD ubicado hacia la mitad del alimentador, considerando los relés de tensión y frecuencia de las máquinas en funcionamiento.

4.5.1 Escenarios de generación-demanda

La tabla muestra los casos a analizar y el grado de participación que representa el PMGD de la demanda.

		Generación máxima PMGD 1,55 [MW]	Generación mínima PMGD 0,25 [MW]
	Demanda [MW]	Participación de la demanda	Participación de la demanda
Demanda máxima	3,26 – 100%	47,55%	7,67%
Demanda mínima	1,12 – 34,3%	138,39%	22,32%

Tabla 37. Grado de penetración en GD según escenario de operación

En primer lugar se verifica que desde el punto de vista estático, la tensión en todas las barras del alimentador se encuentre dentro del rango permitido. En la tabla se muestra el voltaje en el punto de repercusión y el efecto de la conexión del PMGD sobre las pérdidas.

	Condición estática					
	Tensión punto de repercusión [p.u]			Pérdidas en el alimentador [MW]		
	Sin PMGD	Generación mínima	Generación máxima	Sin PMGD	Generación mínima	Generación máxima
Demanda máxima	0.991	0.992	0.998	0.2	0.19	0.12
Demanda mínima	1.028	1.029	1.033	0.08	0.07	0.06

Tabla 38. Características estáticas del sistema en los escenarios-demanda analizados

Si bien la conexión del PMGD produce una elevación de tensión en el punto de repercusión, esta no alcanza a producir un desajuste por fuera de la banda permitida en ninguna barra del alimentador. Independientemente del escenario de demanda, el generador de mayor la potencia (1,55 MW) es más influyente en la disminución las pérdidas en el alimentador.

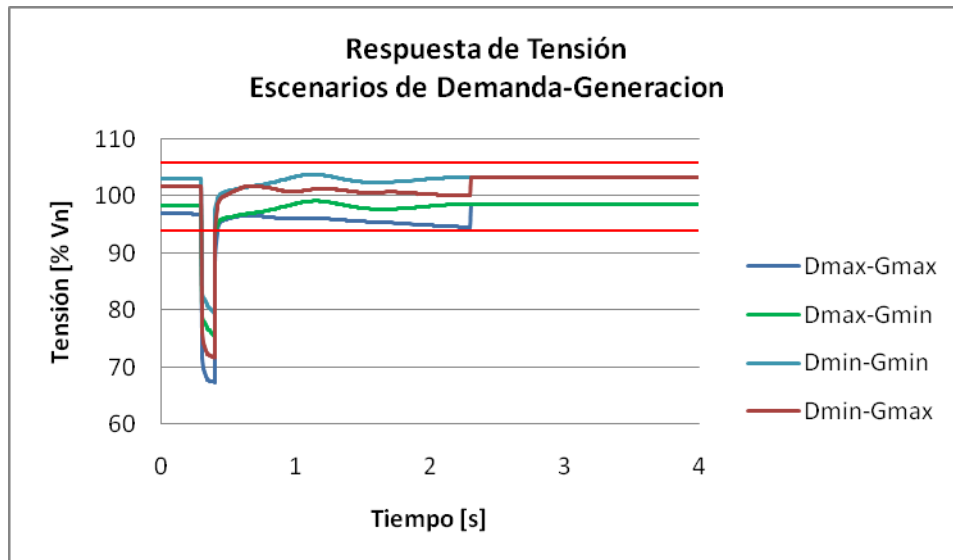


Figura 73. Respuesta de tensión para escenarios generación demanda

Para poder analizar comparativamente las respuestas, se calcula la sobreoscilación respecto de la tensión final en el punto de repercusión y la desviación máxima de tensión durante la falla.

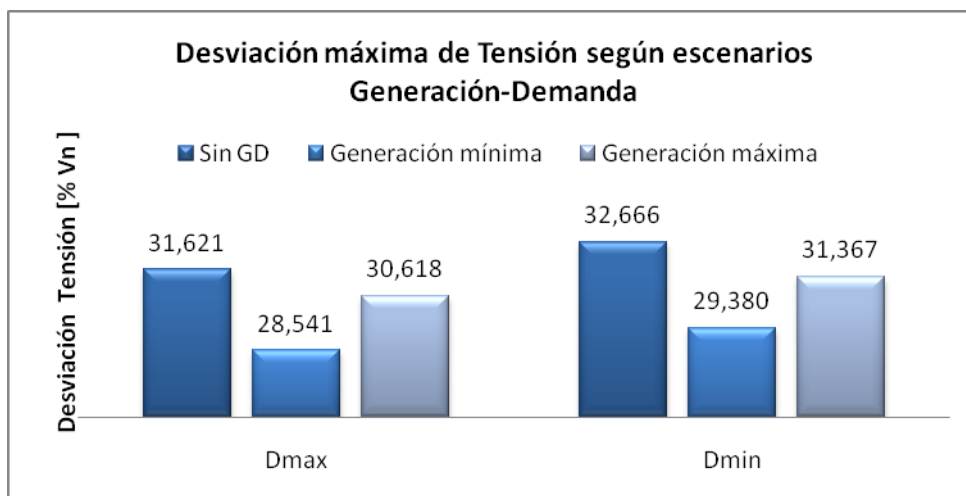


Figura 74. Desviación máxima de tensión según escenarios generación-demanda

La menor desviación de voltaje ocurre cuando la potencia de operación del PMGD es mínima, esto se debe a que durante la falla, la corriente es altamente reactiva, estos reactivos deben ser aportados por las fuentes en la red capaces de entregarlos, lo que se traduce en una solicitud de reactivos en la máquina distribuida. Cuando el GD no se encuentra operando a plena capacidad puede aportarlos ayudando a mantener la tensión durante la falla. Lo anterior queda en evidencia en los gráficos.

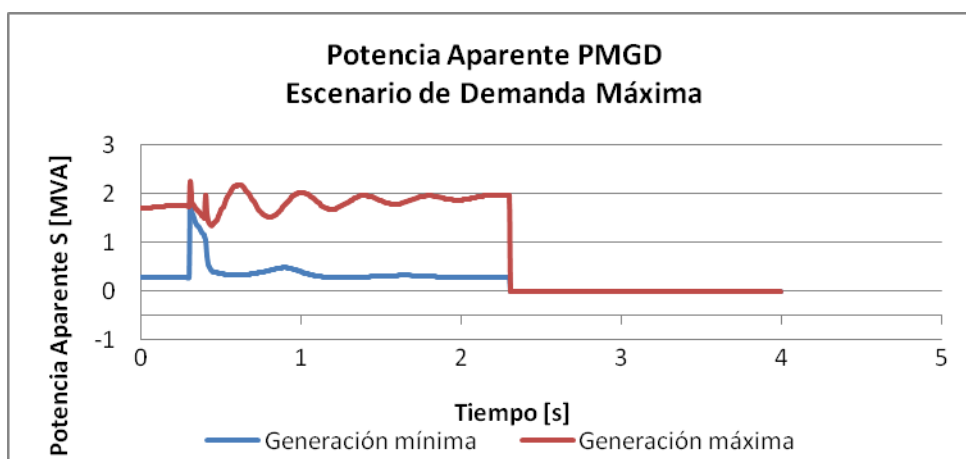


Figura 75. Respuesta de potencia aparente del GD ante falla externa.

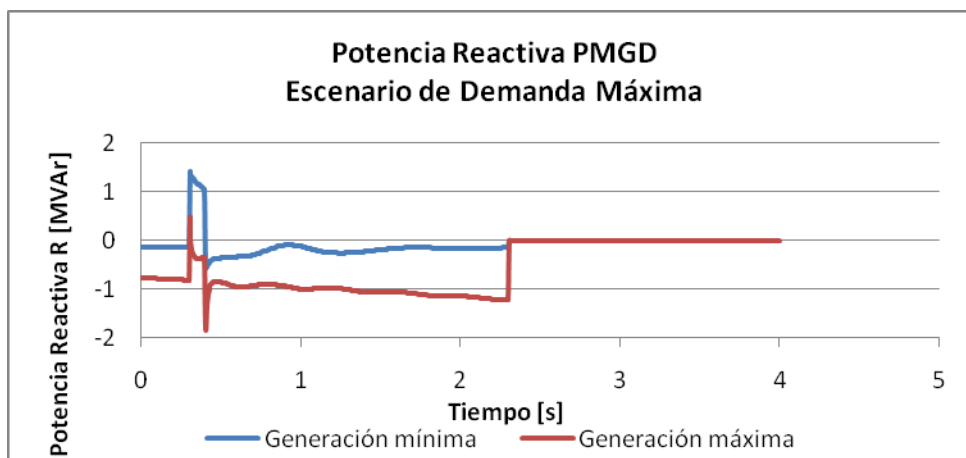


Figura 76. Respuesta de potencia reactiva del GD ante falla externa.

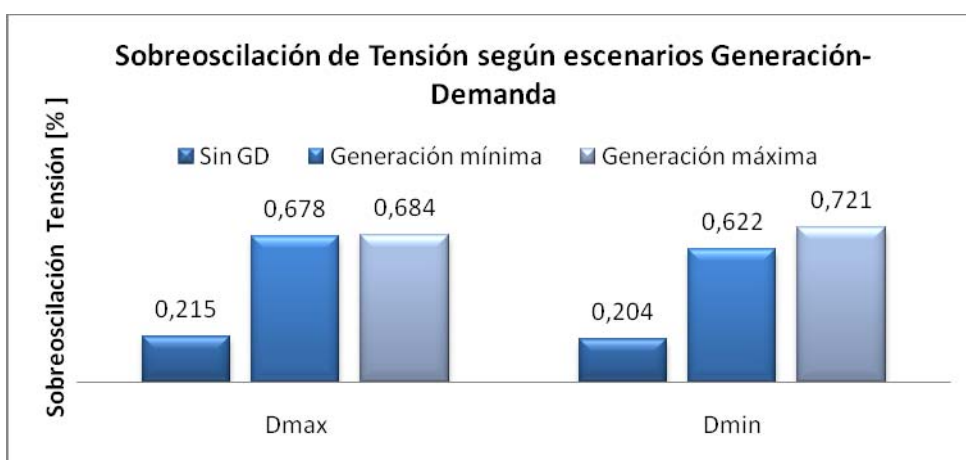


Figura 77. Sobreoscilación de tensión según escenarios generación-demanda.

Los efectos de las máquinas distribuidas sobre las oscilaciones de potencia son negativos, a diferencia de lo que ocurre con los huecos tensión durante la falla. Como se aprecia en los gráficos anteriores, las mayores oscilaciones se dan cuando la máquina se encuentra operando a capacidad máxima. Aun cuando el valor de sobreoscilación para todos los casos es baja y no alcanza a producir que la tensión sobrepase la banda de $\pm 6\%$.

4.5.2 Potencia generada respecto de capacidad instalada de la máquina

El siguiente análisis corresponde a la respuesta dinámica de la red en función de la potencia de operación del PMGD respecto de su capacidad instalada de 1.55 MW. Se considera como escenario demanda media.

La tabla muestra la potencia entregada por el generador y el porcentaje que esta representa sobre su capacidad máxima y sobre la demanda media de 1.73 MW del alimentador.

Potencia generada [MW]	Porcentaje sobre su capacidad máxima	Porcentaje sobre demanda media
0.25	16%	14%
0.46	30%	27%
0.93	60%	54%
1.00	90%	81%
1.86	120%	108%

Tabla 39. Potencia de salida del GD y su penetración según la demanda del alimentador

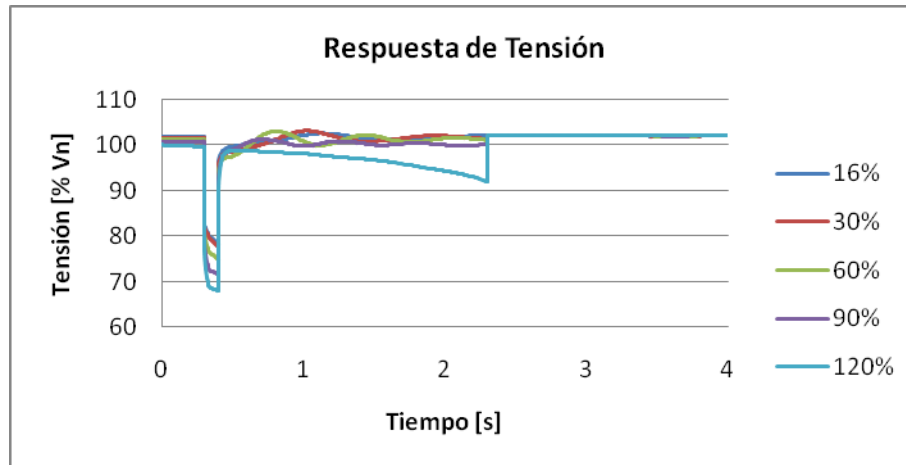


Figura 78. Respuesta de tensión ante falla externa según nivel de operación del GD

Mientras mayor es la potencia de operación del PMGD, más severa es la respuesta de tensión ante la falla. El mayor hueco de tensión que se da mientras el generador se encuentra conectado, es de menor magnitud que el que se origina en la condición sin generador en la red.

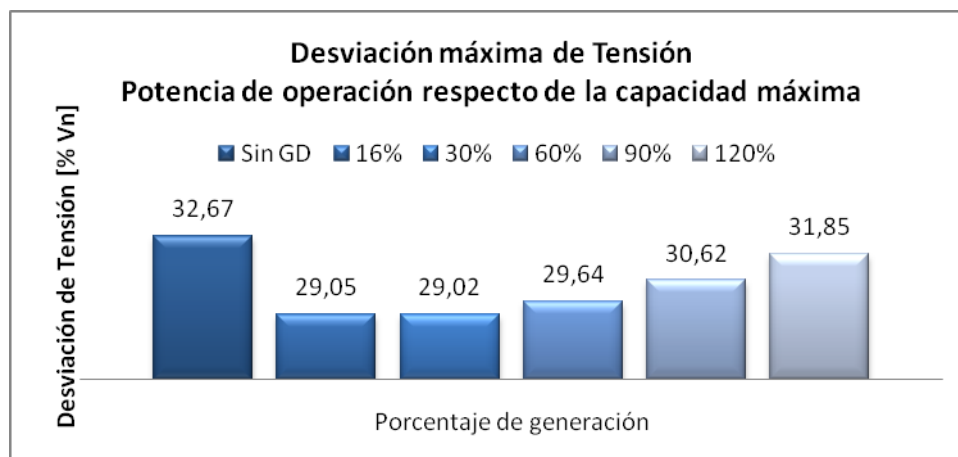


Figura 79. Desviación máxima de tensión según nivel de operación del GD

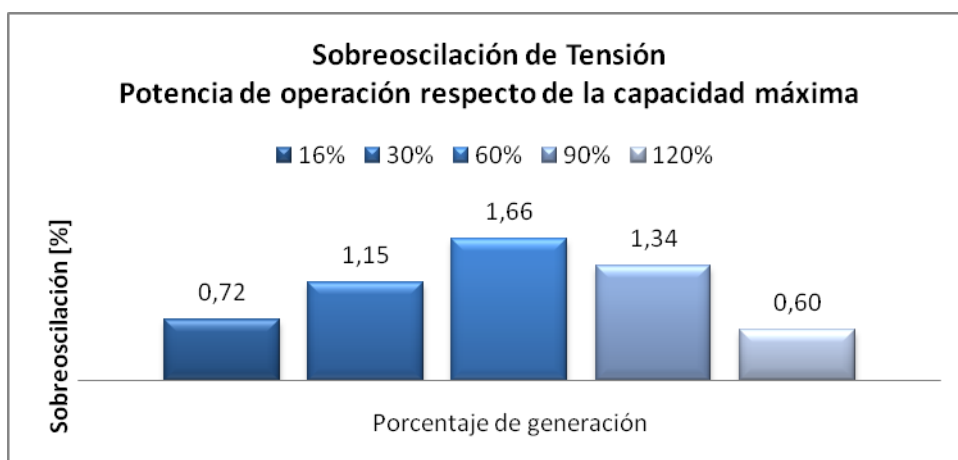


Figura 80. Sobreoscilación de tensión según nivel de operación del GD

Las sobreoscilaciones que se originan posteriores al despeje de la falla muestran una tendencia de aumento en cuanto el generador se haya más cargado. Cuando el generador se encuentra operando a un 120%, no es capaz de retomar la condición inicial y pierde estabilidad en los instantes posteriores al despeje de la falla, en los demás casos la máquina alcanza a presentar una respuesta oscilatoria amortiguada.

4.5.3 Penetración de GD en el Alimentador

En el siguiente estudio, modelos de unidades de 1MW y 2MW serán combinados para dar origen a una representación de centrales de un conjunto de potencias que van desde 1 a 8 MW, para cada una de ellas se considerarán los escenarios de demanda máxima y demanda mínima. En una primera etapa se evalúa si su penetración es posible sin tener que realizar cambios en la red desde el punto de vista estático, es decir si no se producen sobrecarga en las líneas ni la tensión sale fuera de banda según normativa. Esta primera evaluación arroja como resultado que cuando se conectan los GD's operando en factor de potencia 1, a los 3 [MW] de penetración se produce una elevación de tensión que se escapa de lo permitido, por ende como criterio de compensación se ajusta en control de excitación de modo que las máquinas operaren subexcitadas con un factor de potencia de 0.9 inductivo.

La Figura 81 muestra el diagrama unilineal para la central de mayor capacidad.

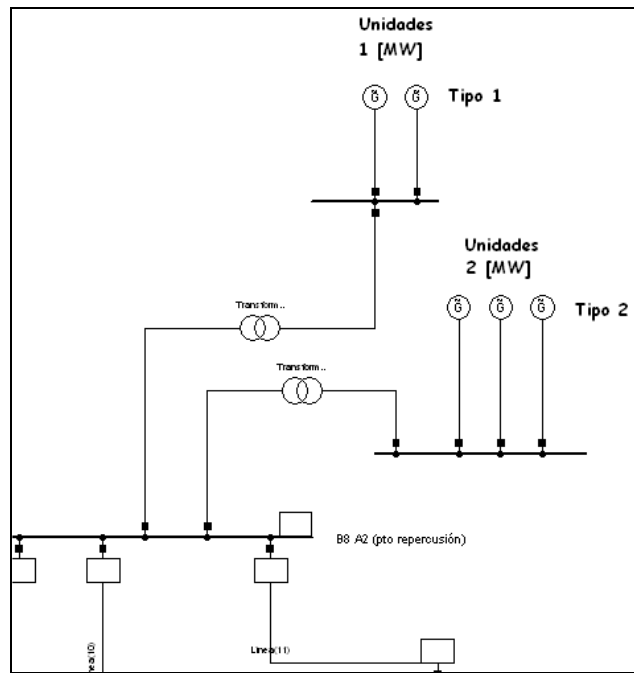


Figura 81. Combinación de unidades que conforman las distintas centrales simuladas

Dado que la respuesta dinámica depende del nivel de carga de las máquinas, el estudio a continuación se realizará con las unidades de tipo 1 operando a 65% de su capacidad máxima y las de tipo 2 operando a 80% de su capacidad máxima.

La Tabla 40 muestra la condición estática en el punto de repercusión de la central distribuida (ubicada en la mitad del alimentador) según el grado de participación de generación respecto del escenario de demanda.

Potencia GD [MW]	Demanda Mínima 1,120 [MW]				Demanda máxima 3,260 [MW]			
	Participación [% de Dmda]	Voltaje [p.u]	Variación Pérdidas	Sobrecarga máxima [%]	Participación [% de Dmda]	Voltaje [p.u]	Variación Pérdidas	Sobrecarga máxima [%]
0		1,028				0,991		
1	89	1,032	-25%		31	0,996	-30%	
2	179	1,034	17%		61	0,999	-21%	
3	268	1,037	43%		92	1,003	-9%	
4	357	1,04	60%		123	1,006	20%	
6	536	1,044	119%	81,58	184	1,011	100%	
8	714	1,043	97%	112,97	245	1,011	113%	101,89

Tabla 40. Efecto estático de la conexión de los GD

Cuando el PMGD es pequeño se produce una disminución en las pérdidas debido a que su conexión ayuda a alivianar la carga de las líneas aguas arriba de él, supliendo con su potencia a los consumos ubicados aguas abajo. Pero para centrales de mayor capacidad, el efecto es opuesto, ya que la potencia generada es mayor que la demanda aguas abajo, ocasionado así inversión de flujos y aumentando el nivel de pérdidas en las líneas más cercanas al punto de repercusión. Esto debido a que la configuración del alimentador es en forma cónica desde la subestación a la cola, es decir está diseñado para recibir mayores flujos en la cabecera y menores hacia al final. Por lo anterior, desde el punto de vista de las pérdidas, la situación se vuelve más crítica para el escenario de demanda mínima.

La tensión no se escapa de los límites permitidos para ningún grado de penetración, pero en la condición de demanda mínima para un nivel de generación de 6 MW se produce sobrecarga en la línea agua arriba más cercana al PMGD, debido a la gran inversión de flujos. Aun cuando la sobrecarga no es muy elevada, para el análisis dinámico a continuación se considerarán como casos de estudio los primeros 5 (de 0 a 4 MW de GD).

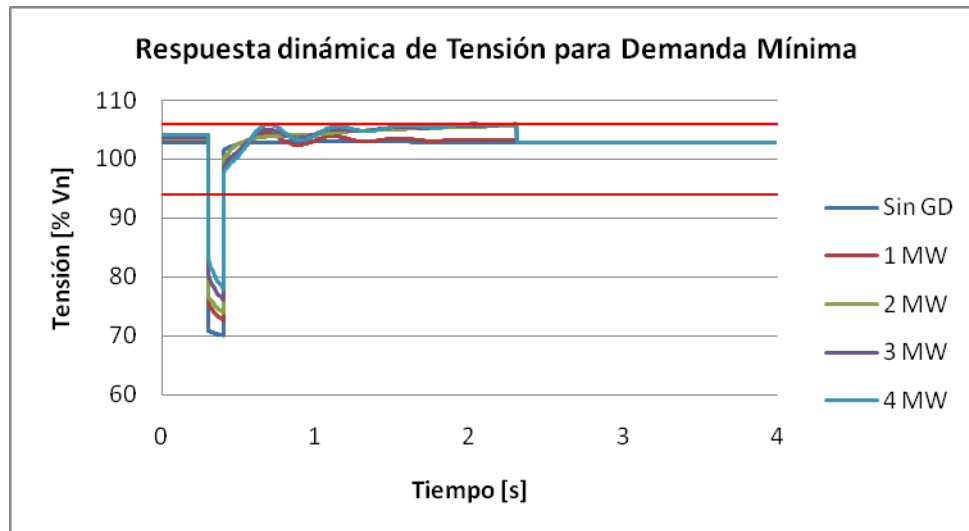


Figura 82. Respuesta de tensión para demanda mínima según nivel de penetración en GD

