



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

# **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE MICRO GENERACIÓN EN BASE A ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES DE BAJA TENSIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELECTRICISTA

FRANCISCA CORTÉS GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:  
LUIS SANTIAGO VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
OSCAR MOYA ARAVENA  
CHRISTIAN SANTANA OYARZÚN

SANTIAGO DE CHILE  
ABRIL 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: FRANCISCA CORTÉS G.  
FECHA: 21 DE ABRIL DE 2008  
PROF. GUIA: Sr. LUIS VARGAS D.

## **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE MICRO GENERACIÓN EN BASE A ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES DE BAJA TENSIÓN**

En la actualidad, el sector eléctrico chileno se caracteriza por contar con una demanda creciente y un perfil de expansión descentralizado lo cual ha generado nuevas oportunidades en el segmento de generación, siendo una de ellas la generación distribuida y, en particular, la micro generación. Por otra parte, se aprecia tanto a nivel mundial como local una mayor preocupación hacia la problemática ambiental, lo que sumado a problemas de abastecimiento de algunos energéticos primarios, ha incentivado el desarrollo tecnológico de diversas formas de generación eléctrica en base a energías renovables.

El objetivo principal del presente trabajo de título es estudiar la factibilidad técnica y normativa de la incorporación de micro generación basada en energías renovables en redes de distribución urbanas de baja tensión, incorporando distintas tecnologías de generación y analizando distintos escenarios de penetración de micro generación. Lo anterior se lleva a cabo a través de simulaciones estáticas y dinámicas de la conexión de unidades a un alimentador de baja tensión tipo.

La metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo se compone de tres etapas: en la primera, se analiza el estado actual de los aspectos relevantes a considerar tales como tecnologías de micro generación y la normativa vigente. En la segunda etapa, se realiza un modelamiento a escala de las unidades de micro generación y se construye un alimentador de baja tensión tipo para un sector residencial. Por último, en la tercera etapa se realizan simulaciones de la conexión de micro generación con distintos niveles de penetración considerando dos escenarios de demanda y perfiles de generación obtenidos a partir de la disponibilidad de los energéticos primarios en cada escenario.

Se observa que las tecnologías de micro generación están en una etapa de madurez y confiabilidad apta para aplicaciones en baja tensión, siendo las principales barreras para su incorporación los altos costos, la falta de información y carencia de herramientas regulatorias. Los efectos derivados de la conexión que se observan en la red de baja tensión permiten concluir que no existen dificultades técnicas mayores para la conexión de micro generación, obteniendo efectos indeseados para niveles de penetración superiores al 50%, nivel para el cual se hace altamente recomendable considerar un cambio en el esquema de protecciones de la red e incorporación de filtros para evitar contaminación armónica. Así mismo, se comprueba que la instalación de micro generación no sólo colabora a objetivos de suministro y disminución de emisión de contaminantes, sino que puede mejorar las características de la red como por ejemplo el perfil de tensiones a lo largo del alimentador, provocando una mejor calidad de suministro.

## Agradecimientos

Llegado el final de esta etapa, quisiera agradecer a todos quienes de alguna forma han sido partícipe y han hecho posible la realización de este trabajo.

En primer lugar, agradezco a mi madre Rosa María quien ha sido un apoyo incondicional no sólo durante el desarrollo de este trabajo de memoria sino que durante toda mi vida. A mi padre Luis, por enseñarme desde pequeña el gusto por las ciencias exactas y por su apoyo y visión durante el desarrollo de mi carrera.

A mis tías, Paula e Isabel por apoyarme de distintas formas en los momentos difíciles y a mi hermana Paula por aportar siempre la cuota de humor necesaria cuando la seriedad lo amerita.

Quisiera agradecer también de manera especial a mis queridas amigas Carla y Javi por todo el apoyo y confianza que me han dado desde el primer día de clases en la escuela. A mis amigos eléctricos, Marce, Pris, Negro y Ro por no sólo compartir jornadas de estudio sino que también buenos momentos y buenos consejos.

A mi profesor guía, el Sr. Luis Vargas, por proponerme este tema de memoria, por sus precisos comentarios, su particular humor y consejos dentro y fuera del ámbito de esta memoria.

Quisiera agradecer también a la Comisión Nacional de Energía, en especial a los señores Christian Santana y Juan Antezana quienes me ayudaron en la elaboración de este trabajo transmitiéndome parte de su conocimiento y experiencia.

Agradezco de forma especial, al gran Guillermo Jiménez por sus comentarios, ideas y su excelente disposición durante el desarrollo de este trabajo. Muchas gracias por toda la orientación y ayuda en estos últimos meses.

Por último, quisiera agradecer a mi querido Keith por toda su ayuda durante la realización de este trabajo, por toda su paciencia y por ser un gran compañero en esta etapa de mi vida.

# Contenidos

Contenidos .....	4
Índice de Figuras .....	6
Índice de Tablas .....	7
1. Introducción .....	8
1.1 Motivación .....	8
1.2 Alcance .....	10
1.3 Objetivos .....	10
1.4 Organización del Trabajo .....	11
2. Estado actual de las energías renovables .....	12
2.1 Descripción general .....	12
2.2 Estado actual del uso de energías renovables a nivel mundial .....	13
2.3 Estado actual del uso de energías renovables en Chile .....	14
3. Visión de la micro generación .....	15
3.1 Características y antecedentes generales de micro generación .....	15
3.2 Estado actual del uso de micro generación a nivel mundial .....	16
3.3 Barreras Actuales para la Incorporación de Micro generación .....	17
3.4 Perspectivas de Micro Generación .....	19
4. Tecnologías de micro generación y modelación de unidades generadoras .....	20
4.1 Tecnologías de micro generación basadas en ERNC .....	20
4.2 Modelación de tecnologías .....	21
4.2.1 Modelo eléctrico de paneles fotovoltaicos .....	21
4.2.2 Modelo eléctrico del generador eólico .....	27
4.2.3 Modelo eléctrico de celdas de combustible de oxido sólido .....	32
5. Aspectos regulatorios .....	38
5.1 Regulación vigente a nivel mundial .....	38
5.2 Regulación en Chile .....	39
5.3 Algunos aspectos a considerar en regulación y normativa para a conexión de micro unidades .....	40

6. Sistemas de Distribución y Modelación de una Red de Baja Tensión .....	42
6.1 Características de Sistemas de Distribución .....	42
6.2 Impactos en la red de distribución derivados de la conexión de micro generación ..	43
6.2.1 Impacto Sobre Variables Eléctricas.....	45
6.2.2 Impacto Sobre Planificación y Operación .....	46
6.2.3 Impacto Sobre Infraestructura y Equipos .....	46
6.3 Modelamiento de una red de baja tensión tipo .....	47
7. Conexión de micro generación a la red de distribución .....	51
7.1 Supuestos .....	51
7.2 Flujos de potencia.....	54
7.3 Perfil de tensiones.....	56
7.4 Componentes armónicas.....	63
7.5 Niveles de corto circuito.....	65
8. Conclusiones.....	67
Referencias .....	69
Anexo 1: Estado actual del uso de energías renovables a nivel mundial y en Chile.....	71
Anexo 2: Tecnologías de micro generación .....	75
2.1 Paneles Solares .....	75
2.2 Turbinas Eólicas (Aerogeneradores) .....	79
2.3 Celdas de Combustible .....	83
Anexo 3: Parámetros del Alimentador Construido.....	87
3.1 Alimentador de europeo de referencia.....	87
3.2 Alimentador construido en base a información proporcionada por Chilectra.....	90
Anexo 4: Regulación Vigente .....	96
4.1 Regulación a nivel internacional .....	96
4.2 Regulación relacionada en Chile .....	97
Anexo 5: Parámetros de salida de simulaciones realizadas.....	101
Anexo 6: Datos de utilizados para la estimación de generación fotovoltaica y eólica.....	102

## Índice de Figuras

Ilustración 1. Circuito equivalente de una celda solar.....	21
Ilustración 2. Característica V-I del panel fotovoltaico.....	24
Ilustración 3. Conexión de pequeño generador eólico de velocidad fija con etapa de compensación .....	27
Ilustración 4. Velocidades en la turbina de viento.....	28
Ilustración 5. Circuito equivalente para generador de inducción tipo jaula de ardilla .....	31
Ilustración 6. Modelo de la Celda de Combustible implementado en Simulink .....	35
Ilustración 7. Esquema Regulatorio Estándar.....	38
Ilustración 8. Esquema de un Sistema Eléctrico.....	42
Ilustración 9. Esquema de un Sistema Eléctrico con Micro generación en Baja Tensión .....	44
Ilustración 10. Esquema de conexión en alimentador estándar europeo .....	47
Ilustración 11. Esquema de instalación de fusibles de respaldo.....	48
Ilustración 12. Alimentador residencial tipo implementado en DigSilent .....	50
Ilustración 13. Parte del alimentador con micro generación incorporada .....	53
Ilustración 14. Sistema Fotovoltaico de 5 kW en Universidad de Toronto, Canadá.....	75
Ilustración 15. Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red.....	76
Ilustración 16. Sistema de Inversor Central .....	77
Ilustración 17. Sistemas de CA o Modulo Integrado.....	78
Ilustración 18. Sistema de Conversión de Secuencia .....	78
Ilustración 19. Sistema de Conversión Multi Secuencia .....	79
Ilustración 20. Pequeño aerogenerador de 1.5 kW instalado en edificio residencial, Inglaterra...	80
Ilustración 21. Esquema de Conexión para Pequeños Aerogeneradores.....	82
Ilustración 22. Celda de Combustible de Oxido Solido .....	83
Ilustración 23. Conexión de Celdas de Combustible a la Red .....	84
Ilustración 24. Rangos de Celdas de Combustibles.....	84
Ilustración 25. Celda de Combustible en Instalación domiciliaria, Canadá.....	86

## Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad instalada de generación eólica durante 2006 y totales a nivel mundial.....	13
Tabla 2. Competitividad Esperada para Distintas Tecnologías de Generación [10].....	19
Tabla 3. Parámetros utilizados en la modelación del panel fotovoltaico .....	23
Tabla 4. Cargas conectadas al alimentador proporcionado por la empresa de distribución.....	48
Tabla 5. Aumento en distorsión armónica total.....	64
Tabla 6. Capacidad Instalada en base a energías renovables en Estados Unidos.....	71
Tabla 7. Porcentaje de uso energético en base a energías renovables en Europa.....	72
Tabla 8. Participación de Energías Renovables en la Matriz Energética Chilena.....	73
Tabla 9. Eficiencia para distintos tipos de células Fotovoltaicas .....	76
Tabla 10. Caracterización de Consumos, alimentador europeo estándar .....	87
Tabla 11. Proporción de demanda máxima en un día, expresada en p.u.....	87
Tabla 12. Demandas mínima, media y máxima .....	88
Tabla 13. Parámetros de los conductores .....	90
Tabla 14. Parámetros del Transformador .....	91
Tabla 15. Parámetros de las Cargas.....	91
Tabla 16. Normas internacionales relacionadas con tecnologías de micro generación.....	96
Tabla 17. Normas relativas a tecnologías de micro generación en Chile.....	99
Tabla 18. Valores para armónicas de corriente según disposiciones transitorias del DS 327....	100

# 1. Introducción

## 1.1 Motivación

Durante siglos, la energía ha cobrado un papel importante en la sociedad y su desarrollo, pero hoy en día es prácticamente la base de funcionamiento económico y productivo a nivel mundial. En la actualidad, el modelo dominante está asociado a un consumo energético creciente lo cual ha exigido la adaptación y el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia en estructura y capacidad.

En el último tiempo, el sector eléctrico se ha caracterizado por contar con una demanda creciente y problemas de abastecimiento de algunos energéticos primarios. Esto ha provocado que distintos agentes del mercado estén interesados en explorar nuevas formas de generación eléctrica, a partir de energías renovables. Lo anterior no sólo obedece a la escasez de algunos combustibles fósiles como el gas natural o el petróleo, sino que también al aumento en la importancia que los países están dando al desarrollo sostenible y a la protección del medioambiente.

La problemática ambiental ha adquirido mayor importancia a nivel mundial en los últimos años. Fenómenos asociados a la contaminación en grandes centros urbanos, daños al ecosistema y el cambio climático han provocado que autoridades y grandes empresas tomen un rol más protagónico en lo que se refiere a políticas medioambientales. Un ejemplo de ello es el acuerdo de Bonn firmado en Alemania el año 2001, en donde se ratificó que para el período 2008-2012 los países desarrollados deberán reducir sus emisiones de gases invernadero, en promedio un 5,2% en relación con las de 1990, ya establecido anteriormente en el protocolo de Kyoto. En este sentido, las políticas ambientales han adquirido un rol preponderante en el último tiempo y esto se ha visto reflejado en el desarrollo tecnológico de diversas formas de generación eléctrica en base a energías renovables. En efecto, a partir de la década de los 90, la investigación y desarrollo en este ámbito ha estado enfocado en la búsqueda de una mayor eficiencia energética, de sistemas adecuados, de energías alternativas y sustitutas a los hidrocarburos [6].

Por otra parte, a partir de los años 80, los sistemas eléctricos de potencia en nuestro país han avanzado hacia una desintegración vertical lo cual ha permitido que agentes privados se vean interesados en participar en el negocio eléctrico e intervenir en el segmento de generación de energía [8], avalados por una ley que regula al sector eléctrico al nivel de transporte y distribución pero que incentiva la competitividad en el sector de generación [7].

Dentro de los desafíos y oportunidades que ofrece el sector eléctrico en este contexto, ha surgido el concepto de Generación Distribuida, el cual se define como el uso integrado de pequeñas unidades de generación directamente conectadas al sistema de distribución o bien operando aisladas de la red, al interior de las instalaciones de un usuario [9]. Dentro de este concepto se distingue el de micro generación, definida como el uso de sistemas de generación a pequeña escala conectadas a sistemas de distribución, con una capacidad desde 1 hasta 100 kW [10], generalmente basados en energías renovables no convencionales.



Estos pequeños sistemas han tomado importancia en países como Inglaterra, Estados Unidos y Alemania y a futuro se prevé un aumento de este tipo de generación. Lo anterior debido a que existe a nivel mundial un creciente interés por parte de los consumidores domiciliarios de generar su propia energía para asegurar su abastecimiento y también para colaborar a la reducción de emisiones de contaminantes al medio ambiente.

El uso de micro generación ofrece grandes desafíos para su implementación. Problemas técnicos derivados de la conexión de micro unidades a la red actualmente son estudiados en países donde este tipo de generación se está masificando. Otra gran barrera que existe hoy en día para la implementación de estas pequeñas unidades es su alto costo de inversión inicial, el cual puede partir de los 1000US\$/kW instalados [10], debido principalmente a que la generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales exige el desarrollo de tecnologías sofisticadas para lograr eficiencia y confiabilidad.

En los últimos años las autoridades de nuestro país han manifestado un marcado interés en incorporar energías renovables a la matriz energética. Esto ha provocado un mayor interés hacia la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y su gran ventaja de equilibrar localmente las necesidades de electricidad en pequeñas comunidades.

Así, la mayoría de los proyectos de electrificación rural en nuestro país se basan en este tipo de tecnologías, logrando abastecimiento eléctrico basado en recursos naturales.

En Chile, la micro generación aún no es una realidad en las grandes ciudades excepto algunos casos puntuales, pero el interés por generar energía en forma local se está extendiendo poco a poco hacia los grandes centros urbanos. Por ello, se visualiza en el futuro la incorporación de este tipo de generación a nivel domiciliario, incorporada al sistema eléctrico a través de las redes de distribución.

En el presente trabajo se aborda el tema de la micro generación enfocada al caso Chileno: sus posibilidades tecnológicas, aspectos técnicos a considerar, normativa vigente y aspectos aún no abordados necesarios para su incorporación en Chile.

## **1.2 Alcance**

Este proyecto de título tiene como objetivo entregar una visión técnica y adaptada al caso Chileno de la posibilidad de incorporar micro generación a nivel domiciliario en zonas urbanas densamente pobladas de nuestro país.

En particular, el interés de este análisis es estudiar la micro generación basada en energías renovables no convencionales -en adelante ERNC- para lo cual se utilizarán tecnologías existentes y aplicables a la generación de pequeña escala.

Una vez identificadas las tecnologías adecuadas para la implementación de micro generación, se realizarán simulaciones y análisis de conexión a redes de distribución en zonas urbanas, de modo de identificar para el caso de nuestro país cuales son los aspectos- tanto técnicos como de regulación- necesarios para la generación domiciliaria de energía eléctrica.

## **1.3 Objetivos**

Este trabajo pretende contribuir con un análisis técnico y regulatorio al problema de inserción de micro generación basada en energías renovables a nivel domiciliario, proponiendo soluciones metodológicas que contribuyan a facilitar la conexión de este tipo de generadores e identificando los requisitos regulatorios necesarios para ello, adaptándose a la realidad Chilena.

Los objetivos específicos que se buscan desarrollar en esta memoria son:

- Identificar tecnologías de generación más adecuadas y modelar su comportamiento eléctrico para posteriormente, construir un alimentador tipo sobre el cual se simularán los efectos de la conexión de micro generación.
- Realizar simulaciones de conexión para distintos niveles de penetración e identificar los fenómenos sobre la red de baja tensión.
- Identificar herramientas regulatorias existentes relacionadas y de apoyo a la micro generación
- Identificar aspectos regulatorios necesarios a desarrollar.

## **1.4 Organización del Trabajo**

El presente trabajo está organizado de tal forma de presentar, en los primeros capítulos, el estado del arte de los diversos factores que influyen en el posible desarrollo de micro generación en Chile. Para ello, en los capítulos 2,3 y 5 se realiza una descripción de energías renovables, del concepto de micro generación y del marco regulatorio vigente relacionado respectivamente, analizando brevemente el desarrollo actual a nivel mundial y en Chile.

En el capítulo 4 se identifican las principales tecnologías de micro generación utilizadas en la actualidad y se realiza un modelamiento a escala de estas unidades de generación.

En los capítulos 6 y 7 se analizan los efectos de la conexión de unidades generadoras en la red de distribución. Para ello, en el capítulo 6 caracterizan los sistemas de distribución, mencionando el impacto y fenómenos esperados con la conexión y se construye un alimentador en baja tensión característico de la ciudad de Santiago sobre la cual posteriormente se simularán los efectos de conexión de unidades generadoras.

Finalmente, en el capítulo 7 se realizan simulaciones de la conexión, analizando los efectos reales para distintas tecnologías y niveles de penetración de unidades de micro generación.

## **2. Estado actual de las energías renovables**

### **2.1 Descripción general**

Desde tiempos remotos, las energías renovables han constituido una parte importante en los recursos utilizados por la humanidad para satisfacer requerimientos energéticos. El aprovechamiento del viento y la energía del sol han marcado hitos importantes al ser incorporadas en distintas formas a las actividades cotidianas de distintas civilizaciones, siendo ejemplo de ello el antiguo Egipto en donde ya se utilizaba la energía del viento en forma de molinos para bombear agua a sistemas de riego.

Durante los últimos 250 años, las fuentes de energía explotadas en el mundo han sido fundamentalmente no renovables. A partir del siglo XVIII y como parte de la revolución industrial el uso del carbón comenzó a ser intensivo en los procesos industriales, dando paso posteriormente al uso del petróleo. Lamentablemente la utilización de este tipo de combustibles conlleva procesos contaminantes que en las últimas décadas han colaborado a empeorar el panorama medioambiental a nivel mundial. De esta forma, en el contexto ambiental, surgen las energías renovables como respuesta a la demanda social para reducir emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes de acción directa.

Se denominan energías renovables a aquellas energías que provienen de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o por su capacidad de regeneración mediante procesos naturales rápidos, en otras palabras, sus procesos de transformación y aprovechamiento no se consumen ni agotan a una escala de tiempo humana.

Por otra parte, la denominación de Energías Renovables no Convencionales hace alusión a tecnologías que aún se encuentran en desarrollo, y que tienen baja o nula participación en la generación eléctrica a nivel mundial. En este ámbito, y dependiendo de su forma de aprovechamiento, las ERNC pueden generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía. Además, este tipo de energías pueden colaborar a objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental de las políticas energéticas. La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implementación dependen de elementos particulares de cada país, por ejemplo, el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirán.

Un problema inherente a las energías renovables para su uso en la generación de electricidad es su intermitencia, es decir, la disponibilidad del energético primario no es continua a excepción de la energía geotérmica. Esta, sin embargo, sólo es accesible donde la corteza terrestre es fina como en las fuentes calientes y los géiseres.

Puesto que la producción de energía eléctrica debe ser permanente, exige fuentes de alimentación constantes. Por ello, las tecnologías de generación basadas en ERNC han debido desarrollar en conjunto tecnologías de almacenamiento (sistemas hidráulicos de almacenamiento por bomba, baterías, celdas de combustible de hidrógeno, etc.), lo que ha significado un aumento en el ya alto costo inicial de estos dispositivos.

## 2.2 Estado actual del uso de energías renovables a nivel mundial

Durante la década de los 70, cuando comenzaron a producirse eventos importantes en el mercado del petróleo a nivel mundial, surgió por primera vez la preocupación sobre el suministro y precio futuro de la energía. Como resultado, los países consumidores de petróleo enfrentados a su alto costo y observando la fuerte dependencia hacia este energético, se vieron obligados a modificar costumbres y buscar opciones para reducir la dependencia de fuentes no renovables. Así, hacia mediados de los años setenta, múltiples centros de investigación en el mundo retomaron el estudio de sistemas basados en energías renovables. Por otra parte, y como resultado de las evidencias en el aumento de concentraciones de gases que provocan el efecto de invernadero en la atmósfera muchos países, particularmente los más desarrollados, establecen compromisos para limitar y reducir emisiones de gases de efecto de invernadero renovando así su interés en aplicar políticas de promoción de las energías renovables.

Hoy en día, muchas de las tecnologías de aprovechamiento de energías renovables han madurado y evolucionado, aumentando su confiabilidad y mejorando su rentabilidad para muchas aplicaciones. Como resultado, países como Estados Unidos, Alemania, España e Israel presentan un crecimiento muy acelerado en el número de instalaciones basadas en ERNC y la participación de energías renovables en el ámbito de la generación eléctrica ha aumentado notablemente en las últimas décadas a nivel mundial. La inversión en energías renovables alcanzó en 2006 un total mundial de 100 mil millones de dólares, subiendo de 80 mil millones el año 2005, y la dinámica de la acumulación de capitales en el sector no muestra signos de decaimiento.

El creciente apoyo a las energías renovables, ha provocado un incremento de su aporte a las matrices energéticas mundiales notablemente. Países como Alemania y España ya cuentan con una gran participación de energías renovables en su matriz energética, siendo la energía eólica la más utilizada.

País	Capacidad Instalada Durante 2006 [MW]	Tasa de Crecimiento [%]	Capacidad Instalada Total [MW]
Alemania	2.194	11,9	20.662
España	1.587	15,8	11.615
Estados Unidos	2.454	26,8	11.603
India	1.840	41,5	6.270
Dinamarca	8	0,3	3.136
China	1.145	90,9	2.405
Italia	405	23,6	2.123
Reino Unido	610	45,1	1.963
Portugal	628	61,4	1.650
Francia	810	106,9	1.567
Holanda	336	27,5	1.560
Canadá	768	112,4	1.451
Japón	354	34,0	1.394
Austria	146	17,8	965
Australia	238	41,1	817
Grecia	183	31,9	756
Irlanda	147	29,6	643
Suecia	54	10,6	564
Noruega	55	20,4	325
Brasil	208	729,6	237
Otros	730	48,4	2.238

Tabla 1. Capacidad instalada de generación eólica durante 2006 y totales a nivel mundial.

Fuente: [www.wwindea.org](http://www.wwindea.org)

En el anexo N° 1 se puede encontrar un análisis más detallado del desarrollo y fomento a las energías renovables en los países con mayor avance en el tema, de modo de lograr una visión del camino que debieran seguir los países como el nuestro, con menos desarrollo en este ámbito.

### 2.3 Estado actual del uso de energías renovables en Chile

De forma histórica, la matriz energética Chilena ha tenido una alta contribución proveniente de recursos renovables. Este aporte – que actualmente es de casi un 40% - es realizado casi exclusivamente por recursos hídricos a través de centrales de embalse o pasada.

Sin embargo, en lo que respecta a recursos no convencionales como la biomasa, la energía eólica y solar, no existen aportes importantes en aplicaciones de gran escala como lo son proyectos de generación eléctrica conectados a los sistemas eléctricos nacionales. Si bien las razones para la baja introducción de las ERNC en este tipo de aplicaciones son la suma de un conjunto de factores tecnológicos y/o económicos, la principal causa radica en la baja competitividad que aun mantienen respecto de las formas tradicionales de energía. No obstante a lo anterior, el gobierno se ha propuesto dirigir esfuerzos para comenzar a remover las grandes barreras existentes para la instalación en el país de mercados competitivos de estas tecnologías con fuentes energéticas no convencionales. Para diversificar la matriz energética del país e incentivar la incorporación de energías renovables, el gobierno actual se comprometió a promover que para el año 2024, el 8% de la energía que suministran generadores a empresas distribuidoras y clientes libres, sea inyectada a dichos sistemas por medios de ERNC, propios o contratados. Un mayor detalle de la situación actual en Chile y en el mundo se puede encontrar en el anexo N° 1.

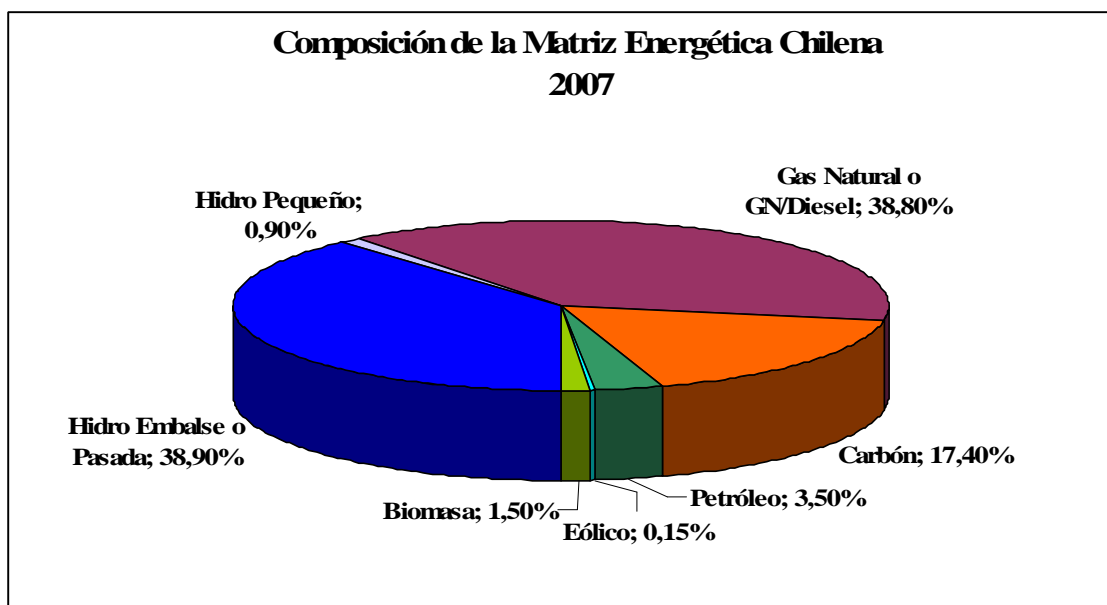


Gráfico 1. Matriz energética Chilena para la producción de electricidad 2007. Fuente: CNE

### 3. Visión de la micro generación

#### 3.1 Características y antecedentes generales de micro generación

El concepto de micro generación surge junto con la masificación de la Generación Distribuida. Se entiende por generación distribuida como el uso de pequeñas unidades de generación instaladas en o cerca del punto de consumo de clientes finales y conectadas directamente al sistema de distribución eléctrico. Algunos de los beneficios de este tipo de generación son el aumento en la calidad del suministro eléctrico, disminución de pérdidas óhmicas por transmisión y protección al medioambiente cuando esta se realiza con energías renovables. La generación distribuida puede efectuarse en niveles de media y baja tensión, siendo este último el caso bajo el cual se efectúa la micro generación.

En términos generales, la micro generación se define como la producción a pequeña escala de calor o electricidad a partir de fuentes que provocan baja emisión de carbón, con potencias en el rango de 1W a 5kW [5]. La clase de tecnologías que satisfacen este requerimiento son la energía solar (panel fotovoltaicos), micro generadores eólicos incluyendo nuevas turbinas montables en techos, micro-hidro, biomasa, y celdas de combustible de pequeña escala. Estas tecnologías tienen el potencial de ofrecer muchas oportunidades para ayudar a concretar objetivos de cambio climático, asegurar el suministro y atacar la escasez de combustibles fósiles. En ese aspecto la micro generación no solo puede ayudar a la reducción de emisión de carbono sino que también a educar e informar a la comunidad sobre emisiones de contaminantes al medio ambiente.

Para afinar el concepto de micro generación, se ha recurrido a la definición que entregan aquellos países más familiarizados con este tipo de generación. En particular, la Ley Energética de Reino Unido, publicada el año 2004 define a la micro generación como *“El uso de unidades de generación que utilicen únicamente: biomasa, biocombustibles, celdas de combustible, celdas fotovoltaicas, recursos hídricos o energía del viento para la generación de electricidad o producción de calor cuyas capacidades sean a lo sumo 50 kW para la generación de electricidad y 45 kW y para la generación de calor.”*

En otros países, se ha extendido este concepto hasta los 100 kW. Además, se definen como micro generadores a las unidades de instalación domiciliaria que presenten las siguientes características eléctricas:

- 25A en baja tensión[230V], cuando la conexión a la red de distribución es monofásica
- 16A en baja tensión[230/400V], cuando la conexión a la red de distribución es trifásica

### 3.2 Estado actual del uso de micro generación a nivel mundial

La micro generación se ha desarrollado en forma creciente algunos países desarrollados. Muchos países ya han identificado ciertas tecnologías de micro generación que les reportan beneficios de acuerdo a sus necesidades y a través de estrategias y programas de gobierno han logrado incorporar pequeñas unidades generadoras en grandes ciudades.

En efecto, la IEE (Intelligent Energy Europe) es un programa de la unión europea que ha promovido la incorporación de energías renovables apoyando financieramente proyectos internacionales, eventos e instituciones regionales. A modo de ejemplo, este programa impulsó en el año 2005 el proyecto ACCESS (“Accelerated Penetration of Small-Scale Biomass and Solar Technologies”) incorporando tecnologías de pequeña escala basados en biomasa y energía solar en Bulgaria, Republica Checa, Hungría, Rumania y Eslovaquia.

En Alemania alrededor de 150.000 personas trabajan directa o indirectamente en el sector de energías renovables el cual actualmente tiene un retorno de aproximadamente 12 billones de euros al año, gracias a su estrategia de micro generación. Su programa de incentivos al mercado ha financiado alrededor de 300.000 aplicaciones en paneles solares, pequeñas instalaciones para la combustión de biomasa, y medidas de ahorro energético en edificios, así como también se ha puesto la ambiciosa meta de lograr para 1000 MW en instalaciones fotovoltaicas a través de su programa “100.000 Techos Fotovoltaicos”. Digna de mención es la ciudad de Freiburg ubicada al suroeste de Berlín, la cual ha cultivado la reputación de “capital ecológica”. Esta ciudad cuenta con la mayor cantidad en horas de sol en Alemania y además con una constante política ecológica de los gobiernos federal y regional lo cual ha resultado en una masiva instalación de sistemas fotovoltaicos tanto que supera en número y capacidad al total de instalaciones existentes en todo Reino Unido.

Japón también ha sido pionero en la incorporación de energía fotovoltaica, contando con 200.000 instalaciones de sistemas fotovoltaicos para el año 2004, a través de su proyecto “Sunshine”. En Suecia, y a partir de los años 70 varias políticas gubernamentales han incentivado tecnologías de producción de calor haciéndolas competitivas respecto de métodos basados en combustibles fósiles, llegando a reemplazar el 10% de domicilios con el uso de los ya masivos sistemas *CHP*, por sus siglas en inglés para el término “Potencia y calor Combinados”.

Por su parte, Canadá ha hecho un importante trabajo al reducir barreras técnicas y regulatorias para la incorporación de pequeños aerogeneradores, celdas de combustible y sistemas fotovoltaicos residenciales, fundamentando que la incorporación de estándares de instalación permitirán una mejor penetración al mercado, mayor investigación y desarrollo y mayor competitividad, lo que se finalmente se reflejará en una disminución de los costos.

Un caso digno de mayor estudio es el de Reino Unido, el cual ha impulsado en forma creciente y concreta la necesidad de incorporar micro generación a nivel domiciliario. A través de la creación de comisiones de desarrollo, programas de gobierno, promulgación de leyes, un amplio programa de educación e información al público, y más directamente su “Estrategia de Micro Generación”, Reino Unido ha logrado contar, en el año 2004, con aproximadamente 82,000 instalaciones de micro generación. Aun así, estudios encargados por su gobierno han sugerido que para el año 2050 la energía obtenida a partir de este tipo de instalaciones debiera suplir entre el 30 a 40% de las necesidades de electricidad y así reducir las emisiones residenciales de carbono en un 15%.



Por otra parte, Ofgem, la institución que regula el mercado del gas y la electricidad en Gran Bretaña, actualmente ofrece incentivos para operadores de redes de electricidad distribuida, y la ciudad de Londres está trabajando para establecer su propio servicio de energía basada en sistemas mixtos de cogeneración, energía geotérmica y solar [10].

En Estados Unidos, el Departamento de Energía está coordinando programas para convertir este tipo de sistemas en una alternativa real a la generación convencional. Sin embargo, el estado de California se encuentra a la cabeza en incentivos a las energías renovables teniendo actualmente, el 70% (71 MW) del total de instalaciones fotovoltaicas en Estados Unidos. Para la instalación de pequeños aerogeneradores, California subsidia al comprador en un 50% creando así un incentivo que se ve reforzado además con la posibilidad de vender al sistema el exceso de potencia generada.

Otros casos dignos de mención son: República Dominicana, con aproximadamente 9.000 sistemas fotovoltaicos domiciliarios; México, con 40.000 sistemas fotovoltaicos domiciliarios y Sudáfrica, con 50.000 instalaciones fotovoltaicas.

### 3.3 Barreras Actuales para la Incorporación de Micro generación

Varias tecnologías de micro generación tienen el potencial de cumplir con objetivos de suficiencia de suministro, descentralización y mitigación de impacto ambiental. Sin embargo, en la situación actual - tanto a nivel mundial como en nuestro país - existe una cantidad de barreras que dificultan la incorporación y masificación de este tipo de generación distribuida. En países más familiarizados con la instalación de micro generadores, se han realizado estudios [10] acerca de las barreras percibidas por proveedores y consumidores de pequeñas unidades de generación llegando a la conclusión de que las barreras más importantes a superar son los altos costos de inversión y la poca regulación existente.

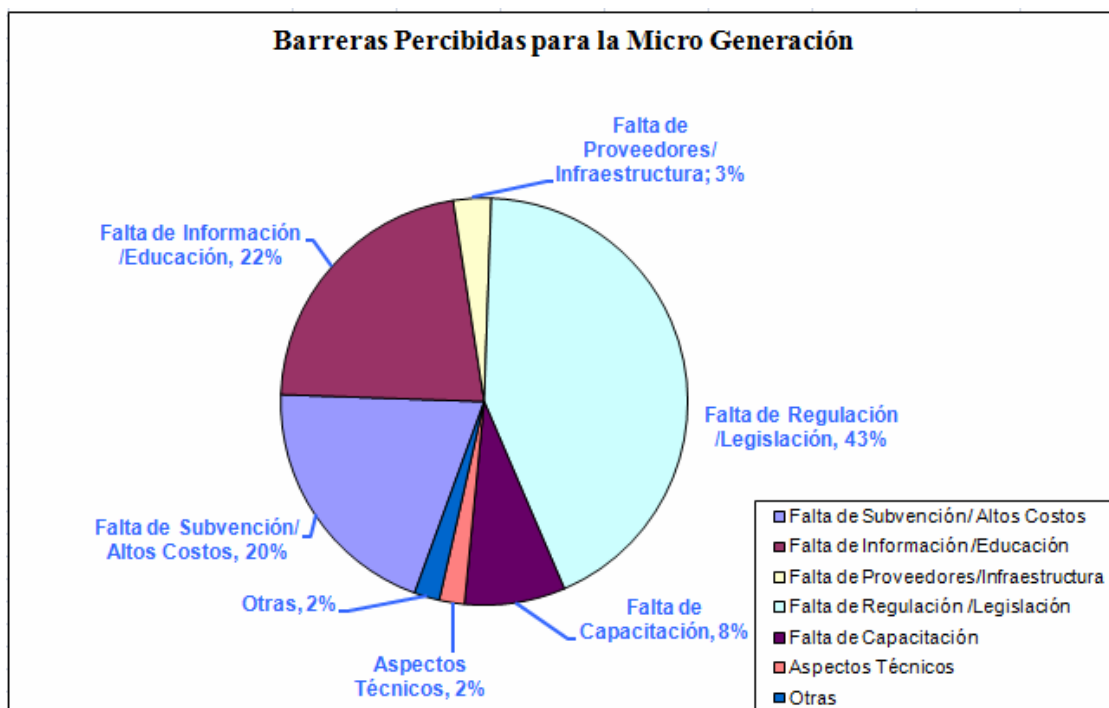


Gráfico 2. Barreras percibidas para la micro generación. Fuente: Energy Saving Trust, UK

A continuación se mencionan los aspectos más comúnmente percibidos, de acuerdo a lo observado en países con mayor experiencia en el tema.

### **Altos Costos**

La escasez de demanda por micro unidades de generación ha restringido la industria y sus posibilidades de explotar economías de escala, así como también el aprendizaje de los efectos de producir e instalar estas unidades. Esto ha significado que el costo de estos productos se mantenga tan alto como para frenar la masificación de la demanda, dejando a la industria en un círculo vicioso: la demanda es baja debido a los altos costos iniciales de inversión, sin embargo es difícil disminuir los costos sin un aumento en la demanda. En la mayoría de los casos, el desarrollo natural del mercado eventualmente hará que los precios disminuyan a un nivel en que sean - en teoría - atractivos a los consumidores. Lamentablemente, si no se realizan los esfuerzos para estimular la demanda este proceso podría tomar muchos años.

### **Falta de Información**

La difusión poco adecuada y la falta de conocimiento por parte de los consumidores o potenciales micro generadores es una gran barrera para la incorporación de micro generación. En la actualidad existen muy pocos países que han centralizado la entrega de información respecto de la micro generación y esto debe ser parte de una estrategia mayor que impulse la incorporación de generación domiciliaria. En particular, es relevante contar con información acerca de los beneficios, obligaciones, aspectos de seguridad, conocimiento del mercado local, proveedores, costos etc.

### **Dificultades Técnicas**

Debido a que las redes de distribución y en particular las redes de baja tensión no fueron diseñadas para recibir inyecciones de potencia, se han detectado varios efectos en la red derivados de la conexión de micro generadores. Estos efectos varían con el tipo de generador instalado, así como también con la cantidad de potencia instalada. Los efectos más comúnmente observados son: Flujos de potencia inversos, alzas de voltaje, cambio en niveles de corto circuito, distorsiones debido a contaminación por armónicos y desbalances de voltaje [10]. Estos efectos serán estudiados con mayor detalle en el capítulo 6.

### **Barreras Regulatorias**

Una de las barreras más fuertes al considerar la incorporación masiva de micro generación es la de aspectos regulatorios. A quien corresponde la responsabilidad de autorizar la instalación de unidades, que condiciones deben cumplir las instalaciones, procedimientos de conexión, e incluso posibles condiciones de venta de excedentes al sistema son temas que aun en países con un número importante en instalaciones de micro generación no han sido solucionados. La suma de estos aspectos ciertamente crea un obstáculo al momento de querer instalar una pequeña unidad a nivel domiciliario.

### 3.4 Perspectivas de Micro Generación

La temprana etapa en la cual se encuentra el mercado de micro generación a nivel mundial, así como también el distinto nivel de desarrollo que actualmente tienen las distintas tecnologías utilizadas hacen difícil predecir su evolución en el tiempo. Predecir como aumentará el nivel de instalación domiciliar es de suma complejidad ya que no sólo han de considerarse variables de desarrollo económico y de suministro de energéticos primarios (tales como el gas, carbón petróleo), sino que existen tendencias sociales, tales como una mayor conciencia respecto de las energías renovables, que podrían afectar la demanda. Sin embargo, se puede estimar el desarrollo y crecimiento de las tecnologías de generación asociadas al mercado de la micro generación, lo cual sin duda influirá en la demanda debido a cambios en los costos de producción.

Dentro de las tecnologías más adecuadas para generar energía en forma domiciliar se encuentran las celdas fotovoltaicas. A pesar de que esta tecnología ya pasó su fase de desarrollo y es comercializada en forma masiva en varios países, su costo actual se mantiene bastante alto y no competitivo. Estudios [10] han determinado que es necesario generar incentivos para lograr competitividad en esta tecnología, y que esto podría lograrse para el año 2030 considerando el supuesto de que la unidad generadora pueda vender sus excedentes a la red.

Para el caso de pequeños generadores eólicos, su competitividad depende además de otros factores, tales como la velocidad promedio del viento en el lugar de instalación. Bajo el escenario promedio, pequeños generadores eólicos pueden llegar a ser competitivos para el año 2012 o 2015, pero también suponiendo venta de excedentes, ya que sin la venta de excedentes esta tecnología podrá ser competitiva recién para el año 2050.

Por otra parte, en la actualidad las celdas de combustible se encuentran en desarrollo y se prevé que este continúe hasta el año 2010. Las tecnologías con mejores posibilidades de éxito en el mercado son las de celdas de Oxido Sólido (SOFC) y celdas con membrana del intercambio de protones (PEMFC). El uso de celdas de combustible a nivel industrial es una realidad hoy en día, pero su uso a nivel residencial no se espera antes del año 2015.

Por último, la evolución de las tarifas a nivel de distribución en el último tiempo puede hacer cada vez más conveniente la instalación de micro generación dado los altos precios de la energía que se registran en la actualidad.

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Fotovoltaico 2,5 kW</b>										
<b>Pequeño Aerogenerador 1,5 kW</b>										
<b>Celda de Combustible 1 kW</b>										
<b>Celda de Combustible 3 kW</b>										

	Costo no Competitivo
	Quiebre de Competitividad solo si exporta excedentes a la Red
	Costo Medianamente Competitivo (Con venta de Excedentes a la Red)
	Costo Medianamente Competitivo (Sin venta de Excedentes a la Red)

Tabla 2. Competitividad Esperada para Distintas Tecnologías de Generación [10]

## **4. Tecnologías de micro generación y modelación de unidades generadoras**

En este capítulo se mencionarán las tecnologías de micro generación más comúnmente utilizadas y su progreso en el último tiempo, para luego analizar los modelos matemáticos y eléctricos de estas unidades de modo de poder incorporarlos posteriormente en las simulaciones. Un análisis más detallado de estas tecnologías se puede encontrar en el anexo N° 2.

### **4.1 Tecnologías de micro generación basadas en ERNC**

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, las tecnologías que actualmente se utilizan para este tipo de aplicaciones son principalmente: Paneles fotovoltaicos, celdas de combustible y pequeños generadores eólicos.

#### **Generadores eólicos**

La energía eólica es una de las tecnologías con mayor y más rápido crecimiento a nivel mundial, en lo que se refiere a utilización de energías renovables y actualmente las turbinas eólicas son la tecnología más prometedora en lo que se refiere a integración de energías renovables. Su desarrollo moderno comenzó en la década de los 80, en donde se instalaron algunos kW, para dar paso a la instalación de varios MW hoy en día.

#### **Paneles fotovoltaicos**

Estos dispositivos aprovechan directamente la energía del sol para transformar energía lumínica en energía eléctrica. Esto se lleva a cabo en unidades funcionales llamadas Celdas Fotovoltaicas o Paneles Solares.

Tal como el crecimiento de la energía eólica, los paneles fotovoltaicos han tenido un importante crecimiento durante los últimos años. A pesar de contar mundialmente con una capacidad instalada mucho menor que otras tecnologías basadas en energías renovables (hidro, eólico) esta ha aumentado en cerca de 23 veces entre los años 1992 y 2004.

#### **Celdas de combustible**

Las celdas de combustible se basan en la conversión directa de energía química en eléctrica a través de una reacción electroquímica [21]. Estas celdas tienen un amplio potencial de aplicaciones, incluyendo micro generación, potencia de respaldo, potencia para transporte etc.

En los últimos años, esta tecnología ha experimentado un fuerte crecimiento, llegando a un total de instalación a nivel mundial de 14.500 unidades en el año 2005 [18]

## 4.2 Modelación de tecnologías

### 4.2.1 Modelo eléctrico de paneles fotovoltaicos

En la actualidad existen varios modelos para representar el comportamiento de celdas fotovoltaicas [3], [4], [11]. Uno de los más interesantes es el modelo eléctrico equivalente con diodo único, el cual tiene una complejidad moderada. El modelo incluye la dependencia entre la corriente de salida  $I$ ,  $I_L$  la corriente foto generada y corriente del diodo  $I_d$ .

El circuito equivalente de la celda fotovoltaica se puede observar a continuación:

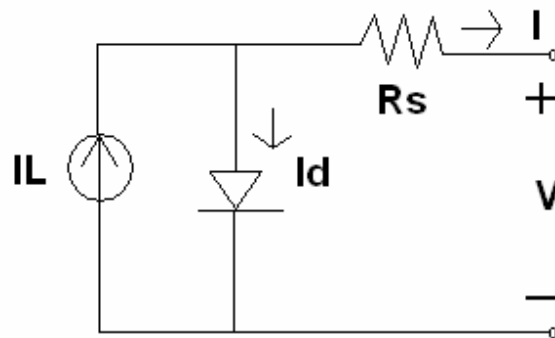


Ilustración 1. Circuito equivalente de una celda solar

La ecuación que modela el comportamiento del circuito anterior se muestra a continuación:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{U + IR_s}{\alpha}\right) - 1 \right]$$

En donde,

$I$ : Corriente de Carga

$I_L$ : Corriente Fotogenerada

$I_0$ : Corriente de Saturación

$U$ : Voltaje de Salida

$R_s$ : Resistencia Serie

$\alpha$ : Factor de Voltaje Termal

En la ecuación anterior, se pueden observar cuatro parámetros ( $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  y  $\alpha$ ) que deben ser determinados antes de obtener la característica V-I del modulo fotovoltaico. Lo complicado de este modelo es que los parámetros mencionados anteriormente dependen de la temperatura, de la corriente de carga o de la radiación solar. A continuación se analizará el cálculo de estos parámetros.

La corriente foto generada es una función de la radiación solar que reciba la celda fotovoltaica. Esta relación viene dada por la ecuación que se muestra a continuación [16]:

$$I_L = \frac{\phi}{\phi_{Ref}} [I_{L,Ref} + \mu_{I,Sc} (T_C - T_{C,Ref})] \quad (1)$$

En donde,

$\phi$ : Irradiancia [W / m<sup>2</sup>]

$\phi_{Ref}$ : Irradiancia de Referencia [1000W / m<sup>2</sup>]

$I_L$ : Corriente Fotogenerada en la Referencia

$T_C$ : Temperatura de la Celda Solar [°C]

$T_{C,Ref}$ : Temperatura de Referencia [25°C]

$\mu_{I,SC}$ : Coeficiente de Temperatura para la corriente de corto circuito [A/°C]

Por otra parte, la corriente de saturación del diodo puede expresarse en términos de su valor en la condición de referencia:

$$I_0 = I_{0,Ref} \left( \frac{T_{C,Ref} + 273}{T_C + 273} \right)^3 \exp \left[ \frac{e_{gap} N_s}{q \alpha_{Ref}} \left( 1 - \frac{T_{C,Ref} + 273}{T_C + 273} \right) \right] \quad (2)$$

En donde,

$I_{0,Ref}$ : Corriente de Saturación en la condición de referencia

$e_{gap}$ : Banda prohibida del material (1.17 eV)

$N_s$ : Número de celdas en paralelo en el panel

$q$ : Carga del electrón

$\alpha_{Ref}$ : Valor de alpha en la condición de referencia

$I_{0,Ref}$  se puede obtener mediante:

$$I_{0,Ref} = I_{L,Ref} \exp \left( - \frac{U_{OC,Ref}}{\alpha_{Ref}} \right) \quad (3)$$

Donde  $U_{OC,Ref}$  es el voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico en la condición de referencia. Este valor es una característica de fábrica del dispositivo, por lo cual debiera ser entregado por el proveedor.

De acuerdo a [36], el parámetro  $\alpha_{ref}$  se puede obtener considerando la siguiente ecuación:

$$\alpha_{Ref} = \frac{2U_{mp,Ref} - U_{OC,Ref}}{\frac{I_{SC,Ref}}{I_{mp,Ref} - I_{mp,Ref}} + \ln \left( 1 - \frac{I_{mp,Ref}}{I_{mp,Ref}} \right)} \quad (4)$$

En donde,

$U_{mp,Ref}$  : Voltaje de potencia máxima en la condición de referencia [V]

$I_{mp,Ref}$  : Corriente de potencia máxima en la condición de referencia [A]

$I_{SC,Ref}$  : Corriente de corto circuito en la condición de referencia [A]

Además, el parámetro  $\alpha$  depende directamente de la temperatura, como se muestra a continuación:

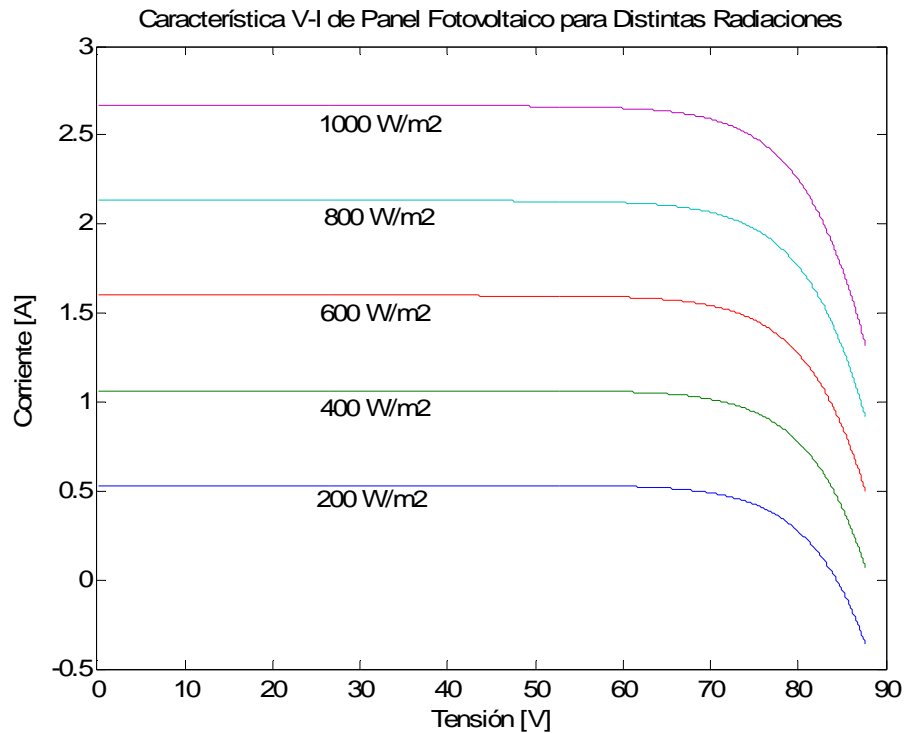
$$\alpha = \frac{T_C + 273}{T_{C,Ref} + 273} \alpha_{Ref} \quad (4)$$

Para efectos de este estudio se ha considerado  $R_S$  como una constante. Su valor y el de los demás parámetros necesarios para modelar el comportamiento de un panel fotovoltaico se muestran a continuación en la tabla 3[16]:

Parámetro	Valor
$I_{SC,Ref}$	2.664 A
$\alpha_{Ref}$	5.472 V
$R_S$	1.324 $\Omega$
$U_{OC,Ref}$	87.72 V
$U_{mp,Ref}$	70.731 V
$I_{mp,Ref}$	2.448 A
$\phi_{Ref}$	1000 $W/m^2$
$T_{C,Ref}$	25°C
$C_{PV}$	$5 \times 10^4 J / (^\circ C \cdot m^2)$
A	$1.5m^2$

**Tabla 3. Parámetros utilizados en la modelación del panel fotovoltaico**

Como se puede analizar de las ecuaciones anteriores, la corriente de salida del panel I se ha definido de forma implícita respecto de la tensión U. Esto conlleva a que la ecuación deba resolverse utilizando métodos numéricos. Debido a lo anterior, el modelo matemático para el panel fotovoltaico se implementa en Matlab – Simulink, mediante el cual se obtiene la característica V-I del panel, para distintas radiaciones solares:

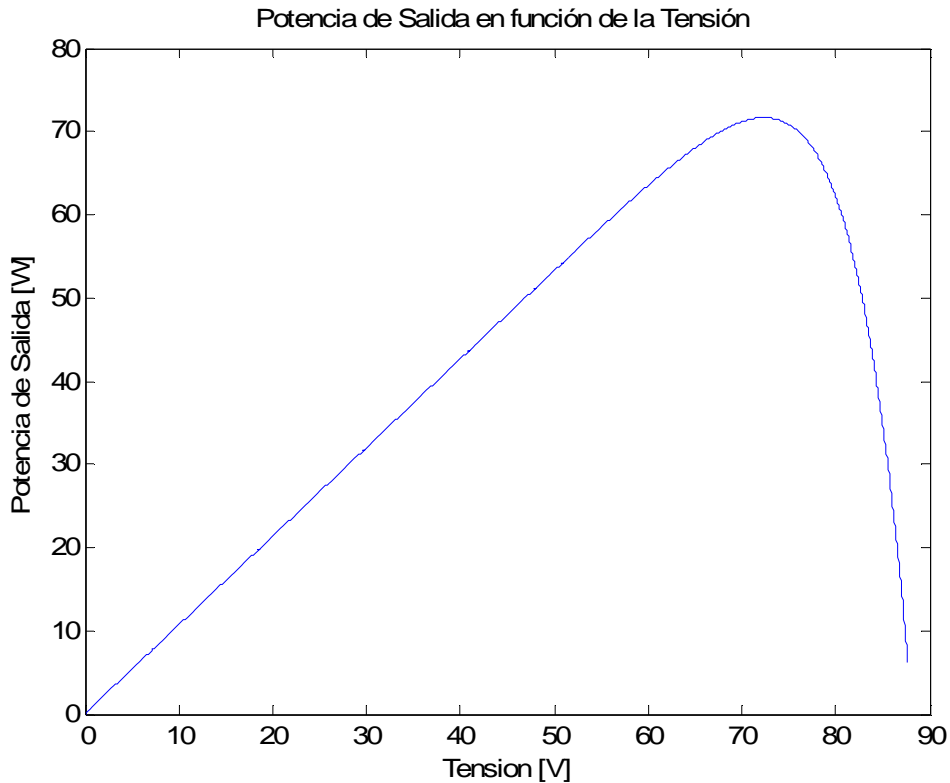


**Ilustración 2. Característica V-I del panel fotovoltaico**

La ilustración anterior muestra que para valores menores al umbral de tensión de potencia máxima, la corriente entregada por el panel solar es constante. En términos de potencia, si se fija una tensión en la salida del panel, es fácil ver que la potencia para un nivel de radiación también fijo, es constante.

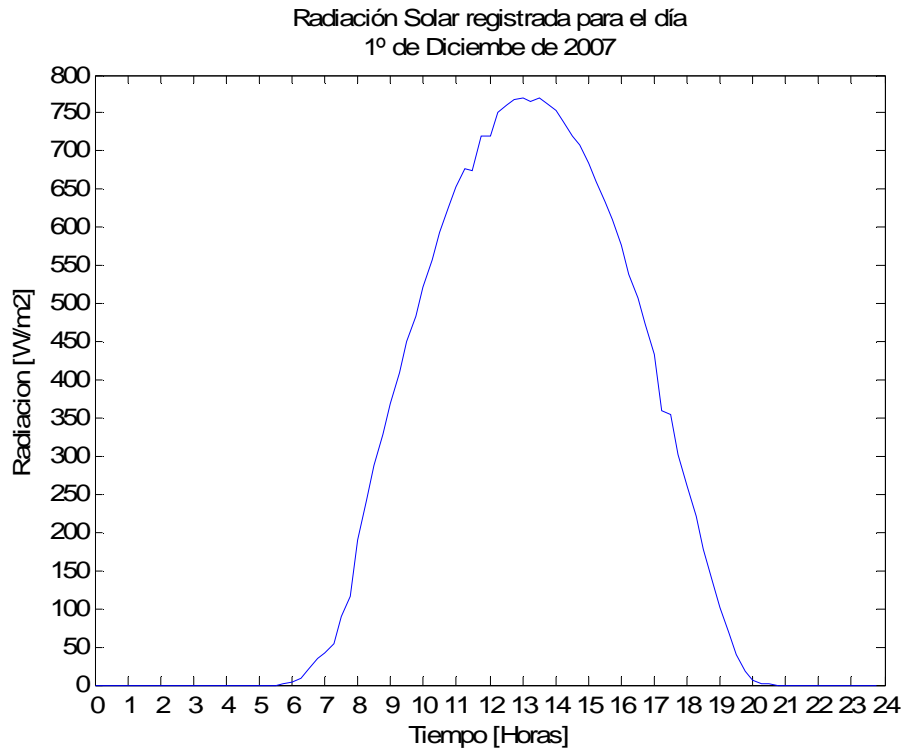
De la misma forma, se obtiene para un nivel de radiación de 400 W/m<sup>2</sup> la característica de potencia en función de la tensión, teniendo la siguiente salida:





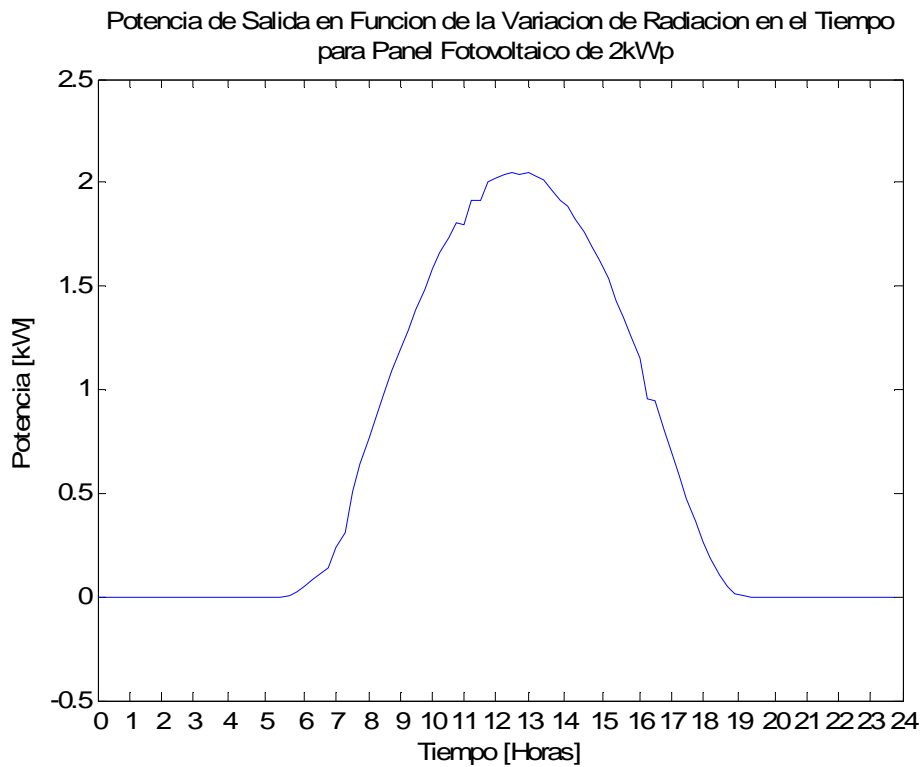
**Gráfico 3. Salida de potencia en función de la tensión**

Para efectos de la incorporación de estas pequeñas unidades generadoras a la red de baja tensión, es importante conocer el comportamiento de la potencia en función del tiempo. Ya se ha dicho anteriormente que la corriente proporcionada por un panel fotovoltaico tiene una componente foto generada que depende directamente de la radiación solar que reciba el panel. Esta dependencia se ve reflejada en el comportamiento de la potencia, la cual aumenta o disminuye según la cantidad de radiación disponible, siendo una constante cuando el parámetro de radiación también lo es. De modo de ver este comportamiento, se han analizado algunas mediciones de radiación solar en función del tiempo (disponibles en el anexo 7) proporcionadas por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. De esta forma se incorporan al modelo simulado anteriormente los datos según su variación temporal en un día típico de verano en Santiago en el cual el peak de radiación se logra aproximadamente a medio día y corresponde a  $798 \text{ W/m}^2$ .



**Gráfico 4. Radiación solar registrada para un día de verano**

Para la característica de radiación ilustrada anteriormente, la salida de potencia observada es la que se muestra a continuación.



**Gráfico 5. Salida de potencia en función de la radiación solar**

De la figura anterior se puede observar que la curva de potencia es muy similar a la curva de radiación en función del tiempo, lo que permite concluir que la dependencia es directa.

#### 4.2.2 Modelo eléctrico del generador eólico

Para efectos de este estudio, y debido a la situación del mercado actual en micro generación eólica, se considerará la conexión de pequeños generadores eólicos de inducción directamente conectados a la red (velocidad fija).

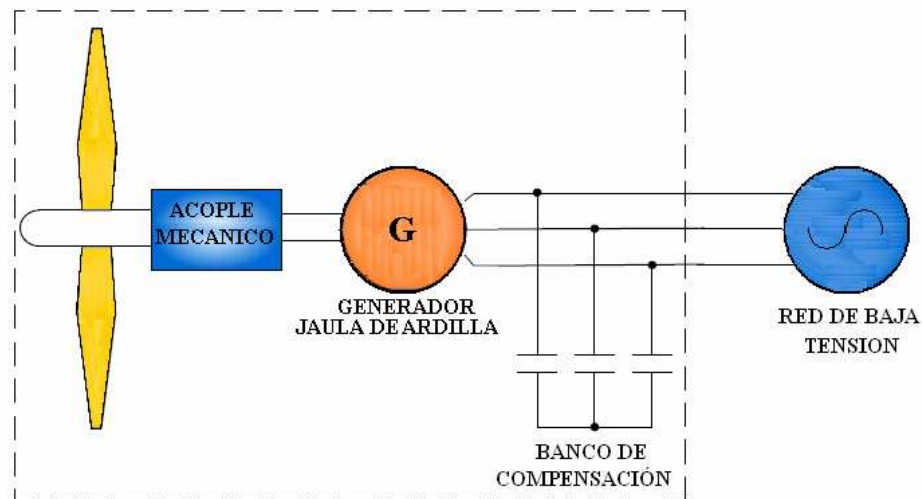


Ilustración 3. Conexión de pequeño generador eólico de velocidad fija con etapa de compensación

Este tipo de generador requiere potencia reactiva para su funcionamiento, la cual es obtenida a través de la red eléctrica. Esto conlleva a problemas de operación de la red ya que la excesiva demanda por reactivos puede generar cambios en niveles de tensión y sobrecarga de líneas en la red de distribución. Es por ello que muchas veces es necesario contar con equipos de compensación como bancos de condensadores o equipos de electrónica de potencia. Sin embargo, en este estudio no se considerarán equipos de compensación de modo de ver el efecto de estas unidades sobre la red de baja tensión. En esta sección se explican el principio de funcionamiento de la energía eólica y su modelación.

En primera instancia es necesario definir la energía del viento, ya que el aerogenerador aprovecha la energía cinética del viento para generar energía eléctrica. La energía cinética de una masa de aire  $m$  moviéndose a una velocidad  $v$  se puede expresar como:

$$E_K = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

La masa de aire que pasa a través de un área dada a una velocidad  $v$  es

$$m = \rho Avt, \quad (2)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire. Por lo tanto, la potencia del viento es

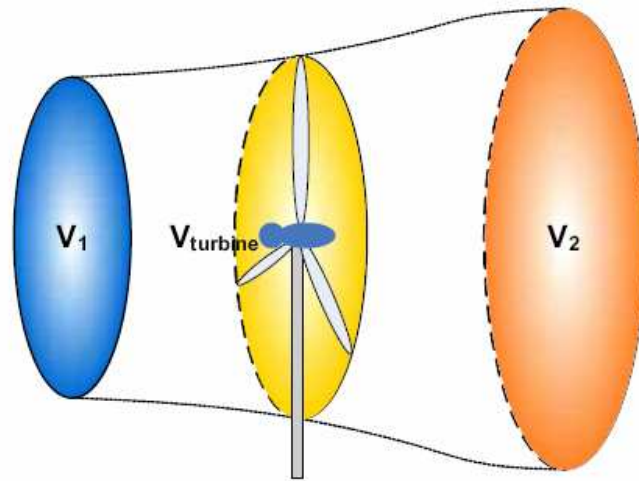
$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3)$$

Sin embargo, en la realidad la potencia extraíble del viento se ve limitada por un coeficiente derivado de la ley de Betz, la cual afirma un aerogenerador sólo puede convertir aproximadamente 16/27 (el 59 %) de la energía cinética del viento en energía mecánica. Debido a lo anterior, la potencia mecánica real extraíble del viento es,

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 C_p \quad (4)$$

En la ecuación anterior, el coeficiente adimensional  $C_p$  llamado coeficiente de energía representa el límite de Betz mencionado anteriormente y depende del ángulo de inclinación  $\theta$  y de la velocidad de las aspas con respecto al eje  $\lambda$ .

$$P_m = \frac{1}{2} \rho V_1^3 \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{16}{27} \quad (5)$$



**Ilustración 4. Velocidades en la turbina de viento**

Donde,

$V_1$  = Velocidad promedio en altura

$\rho$  = Densidad del aire

$D$  = Diametro del Rotor

Además, se define el coeficiente de velocidad de las aspas,  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{\Omega D}{2V_1} \quad (6)$$

Para preestablecer el modelo de la máquina puede ser dicho que el coeficiente de la energía depende solamente de  $\lambda$  y de  $\beta$ . A continuación se muestra esta dependencia en forma gráfica:

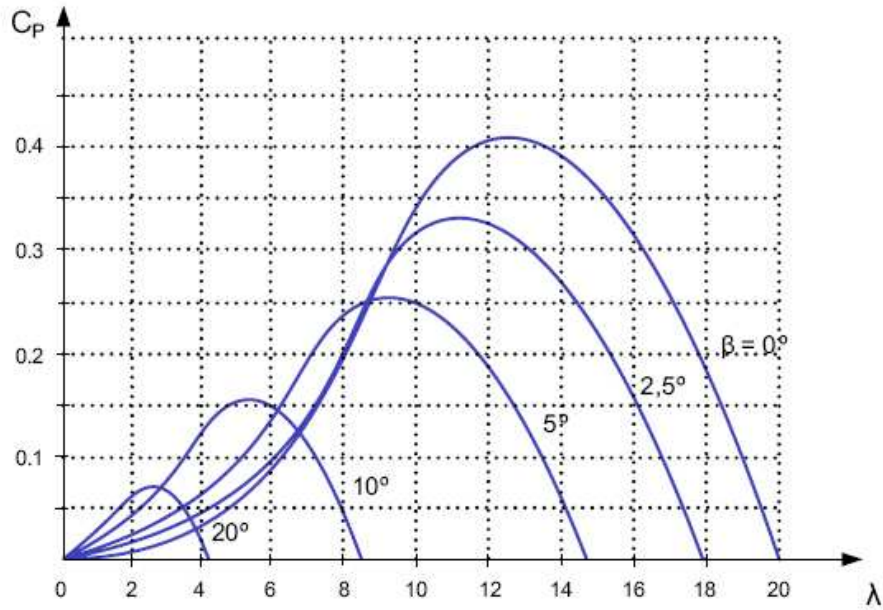


Gráfico 6. Curvas de coeficiente de potencia en función de  $\beta$  y  $\lambda$

Otro parámetro importante es el torque  $T$ , que se transfiere al eje de giro de la turbina. Este parámetro se expresa adimensionalmente como un coeficiente de torque  $C_q$ . A continuación se muestra la dependencia funcional de  $C_q = f(\beta, \lambda)$ .

$$C_q = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho V_1^2 \cdot \frac{\pi D^3}{8}} = \frac{C_p}{\lambda}$$

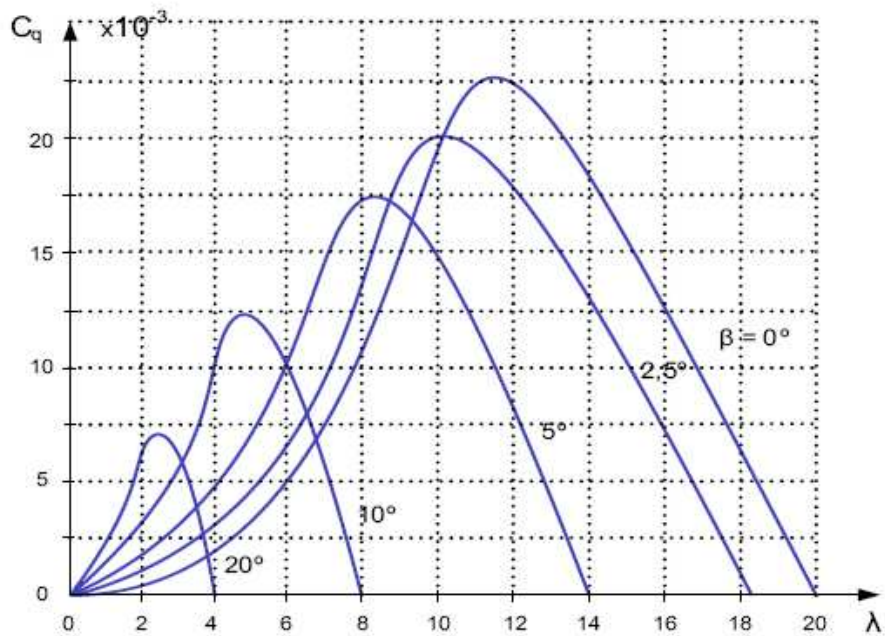


Gráfico 7. Curvas de coeficiente de torque en función de  $\beta$  y  $\lambda$

Finalmente, la fuerza de empuje,  $F$ , se expresa de una manera adimensional como coeficiente del empuje ( $C_T$ ).

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho V_1^2 \cdot \frac{\pi D^2}{4}} \quad (7)$$

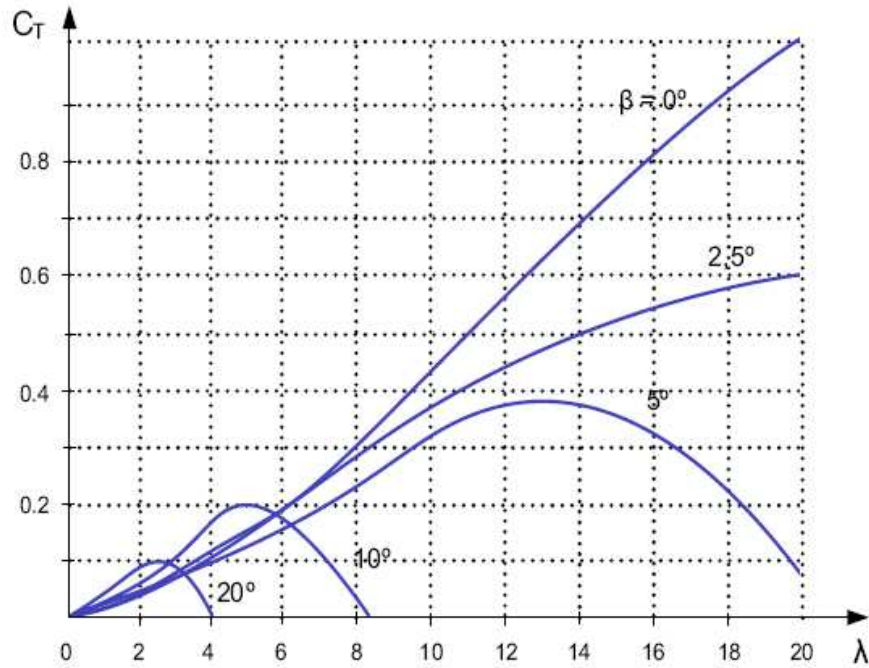


Gráfico 8. Curvas de coeficiente de empuje en función de  $\beta$  y  $\lambda$

Para modelar el comportamiento de un generador eólico de inducción tipo jaula de ardilla, se deben analizar las ecuaciones que definen a la máquina de inducción, las cuales mediante la transformación de Park y simplificaciones que no se detallan en este trabajo pueden expresarse de la siguiente forma [17]:

$$\begin{aligned} \text{Estator} : u_s &= R_s \cdot i_s + j \frac{\omega_s}{\omega_B} \psi_s \\ \text{Rotor} : 0 &= R_r \cdot i_r + j \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_B} \psi_r + \frac{1}{\omega_B} \frac{d\psi_r}{dt} \end{aligned} \quad (8)$$

Donde,

$u_s$  : Vector de tensión del estator

$R_s$  : Resistencia del estator

$i_s$  : Vector de corriente del estator

$\omega_s$  : Velocidad angular de sincronismo

$\omega_B$  : Velocidad angular base

$\psi_s$  : Vector de flujo por el estator

$R_r$  : Resistencia del rotor

$i_r$  : Vector de corriente del rotor

$\omega_r$  : Velocidad angular del rotor

$\psi_r$  : Vector de flujo enlazado por el rotor

El flujo enlazado mencionado anteriormente queda determinado por:

$$\begin{aligned} \psi_s &= (X_s + X_m) \cdot i_s + X_m i_r \\ \psi_r &= (X_r + X_m) \cdot i_r + X_m i_s \end{aligned} \quad (9)$$

Además, para el generador de inducción se tiene que:

$$2H \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_m \quad (10)$$

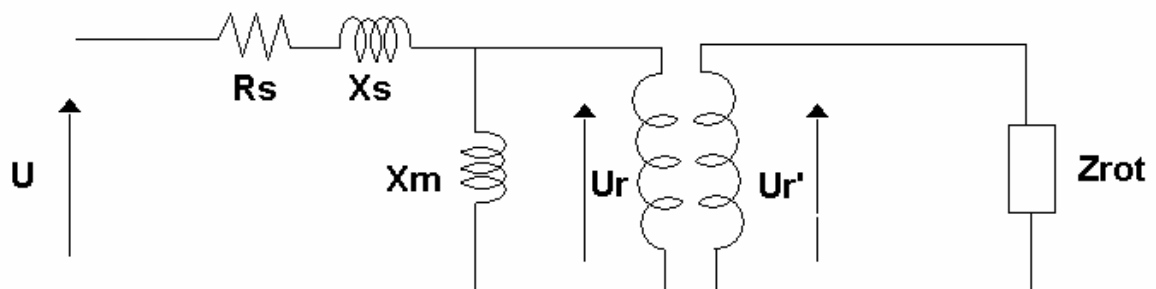
Donde.

$H$  : Constante de inercia

$T_e$  : Torque eléctrico

$T_m$  : Torque mecánico

Por último, la máquina de inducción se puede representar a través del siguiente circuito equivalente:



**Ilustración 5. Circuito equivalente para generador de inducción tipo jaula de ardilla**

Para efectos de incorporar pequeños generadores eólicos a la red de baja tensión, se utiliza en Digsilent el elemento máquina sincrónica.

### 4.2.3 Modelo eléctrico de celdas de combustible de oxido sólido

El modelo de celda de combustible que se analizará a continuación fue desarrollado por Baccaletti et.Al. para realizar simulaciones dinámicas en sistemas de potencia con integración de estas unidades [18]. Los supuestos para comenzar a desarrollar el modelo son:

- Los gases tienen un comportamiento ideal
- La celda de combustible se alimenta de hidrogeno y aire
- Los canales del electrodo son lo suficientemente pequeños para despreciar caídas de presión en ellos
- La temperatura de la celda es estable
- Se aplica la ecuación de Nernst
- Las pérdidas a considerar son las siguientes: Óhmicas, de Activación y transporte de masa

En primera instancia, se modela el flujo másico:

$$\frac{\dot{m}_{fc}}{P_u} = k\sqrt{M} \quad (1)$$

Donde,

$\dot{m}_{fc}$  : *flujo másico*

$P_u$  : *Presión en canal de electrodo*

$k$  : *Constante de la valvula*

$M$  : *flujo de masa molar*

Se define además el factor  $U_f$  como la razón entre la cantidad de hidrógeno que reacciona con oxígeno y la cantidad de hidrógeno que entra a la celda:

$$U_f = \frac{\dot{m}_{fc,H_2,reactio}}{\dot{m}_{fc,H_2,entra}} \quad (2)$$

Si se considera que el flujo másico de cualquier gas a través de una válvula es proporcional a su presión parcial, se pueden derivar las siguientes ecuaciones:

$$\frac{q_{H_2}}{P_{H_2}} = \frac{K_{an}}{\sqrt{M_{H_2}}} = K_{H_2} \quad (3)$$

$$\frac{q_{H_2o}}{P_{H_2o}} = \frac{K_{an}}{\sqrt{M_{H_2o}}} = K_{H_2o}$$



Donde,

$q_{H_2}, q_{H_2^o}$  : flujo molar de hidrógeno y agua respectivamente

$p_{H_2}, p_{H_2^o}$  : presiones parciales de hidrógeno y agua respectivamente

$K_{an}$  : constante de válvula del ánodo

$K_{H_2}, K_{H_2^o}$  : constante de válvulas de hidrógeno y agua respectivamente

Sustituyendo (2) y (3), la ecuación (1) se puede reescribir como:

$$\frac{\dot{m}_{fc}}{P_u} = k_{an} \left[ (1 - U_{fc}) \sqrt{M_{H_2}} + U_f \sqrt{M_{H_2O}} \right] \quad (4)$$

Para encontrar las presiones parciales de los gases que fluyen por los electrodos, se utiliza la ley universal de los gases:

$$p_{H_2} V_{an} = \eta_{H_2} RT \quad (5)$$

Donde,

$T$  : temperatura

$V_{an}$  : volumen en canal del ánodo

$\eta_{H_2}$  : constante de válvula del ánodo

$R$  : constante del gas ideal

Despejando la presión y derivando con respecto al tiempo,

$$\frac{dp_{H_2}}{dt} = \frac{q_{H_2} RT}{V_{an}} \quad (6)$$

El flujo de hidrogeno se puede dividir en tres componentes, por lo que la ecuación 6 se puede reescribir como:

$$\frac{dp_{H_2}}{dt} = \frac{RT(q_{H_2}^{in} - q_{H_2}^{out} - q_{H_2}^r)}{V_{an}} \quad (7)$$

Donde,

$q_{H_2}^{in}$  : flujo molar entrando al canal

$q_{H_2}^{out}$  : flujo molar saliendo del canal

$q_{H_2}^r$  : flujo molar que reacciona en el canal

La cantidad de hidrógeno que reacciona se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$q_{H_2}^r = \frac{N_o I}{2F} = 2k_r I \quad (8)$$

$N_o$  : número de celdas en serie

$F$  : constante de Faraday

$I$  : corriente en la celda

$k_r$  : constante de modelación

Sustituyendo las ecuaciones (8) y (3) en la ecuación (6) y aplicando transformada de Laplace, la presión parcial se puede expresar como:

$$p_{H_2} = \frac{1/K_{H_2}}{1 + \tau_{H_2}s} = (q_{H_2}^{in} - 2K_r I) \quad (9)$$

El voltaje de salida de una celda de combustible puede ser determinado a través de la ecuación de Nernst [39]:

$$V = N_o \left[ E_o + \frac{RT}{2F} \left( \ln \frac{p_{H_2} p_{O_2}^{0.5}}{p_{H_2O}} \right) \right] - rI \quad (10)$$

Donde,

$V$  : Voltaje de salida de la celda

$E_o$  : Voltaje de circuito abierto

$R$  Resistencia ohmica de la celda

$rI$  : término de pérdidas ohmicas

Las pérdidas de activación se pueden atribuir a la lentitud de reacción en la superficie de los electrodos por lo que una parte del voltaje se pierde. Esta pérdida puede ser modelada a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{act} = -A \ln(i) \quad (11)$$

En donde:

$\Delta V_{act}$  : Pérdida por voltaje de activación

$A$  : constante (característica de la celda)

$i$  : densidad de corriente

Las pérdidas por transporte de masa, debido a la diferencia de concentraciones a través del electrodo se pueden calcular a través de:

$$\Delta V_{trans} = m \cdot e^{ni} \quad (12)$$

Donde,

$\Delta V_{trans}$  : Pérdida por transferencia de masa

$m, n$  : constantes empíricas

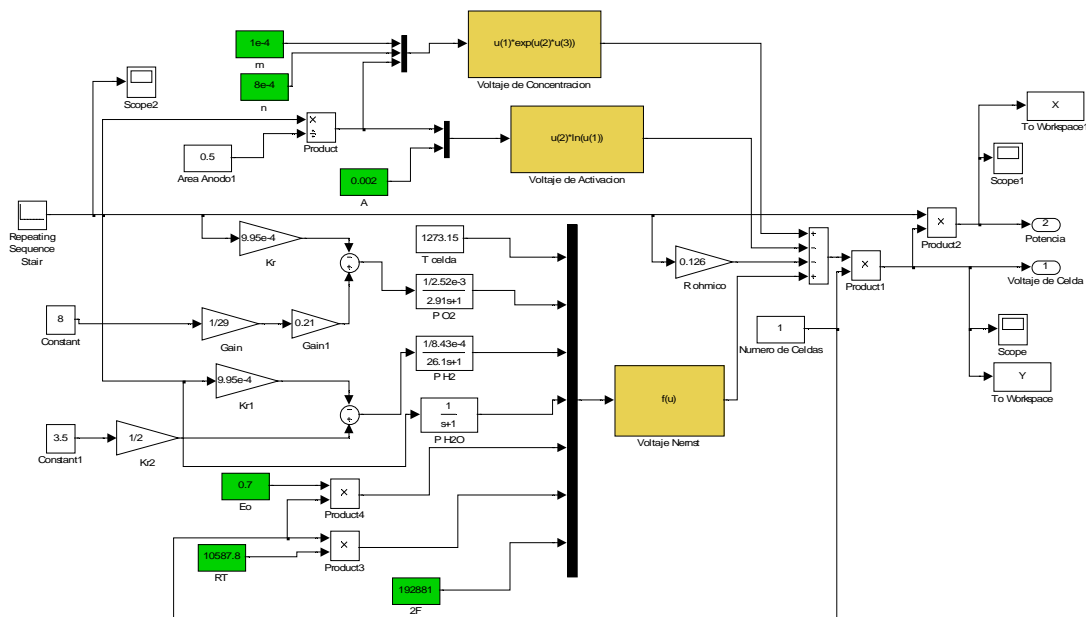
Combinando las pérdidas anteriores en la ecuación (10) se obtiene que el voltaje de salida de la celda finalmente es:

$$V = N_o \left[ E_o + \frac{RT}{2F} \left( \ln \frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{P_{H_2O}} \right) \right] - rI - A \ln(i) + m e^{ni} \quad (13)$$

La potencia total generada por la celda es,

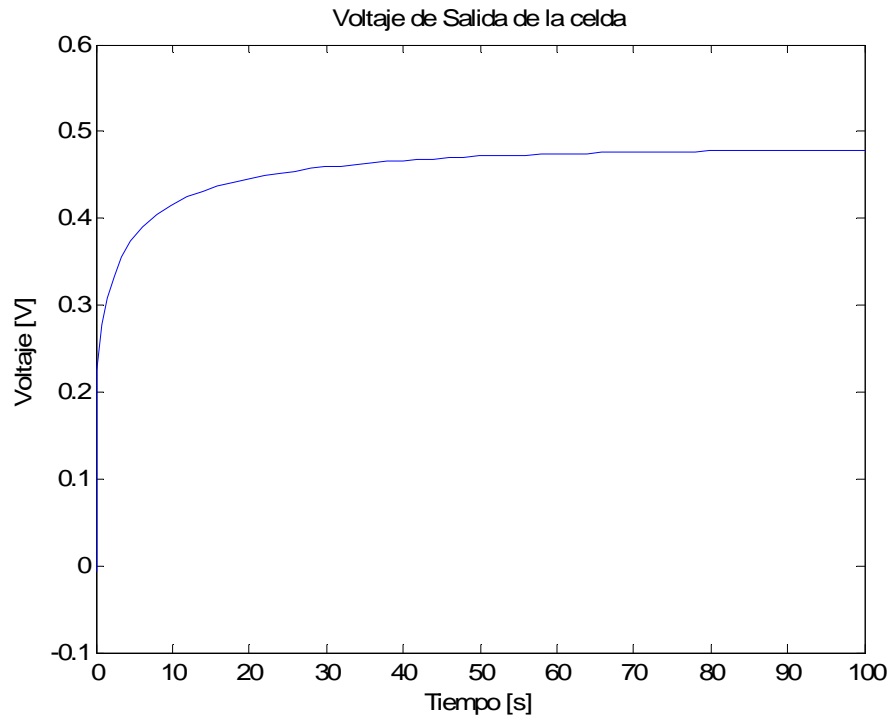
$$P_{fc} = V \cdot I \cdot N_o \quad (14)$$

A continuación se muestra el modelo completo desarrollado en el software Matlab - Simulink:



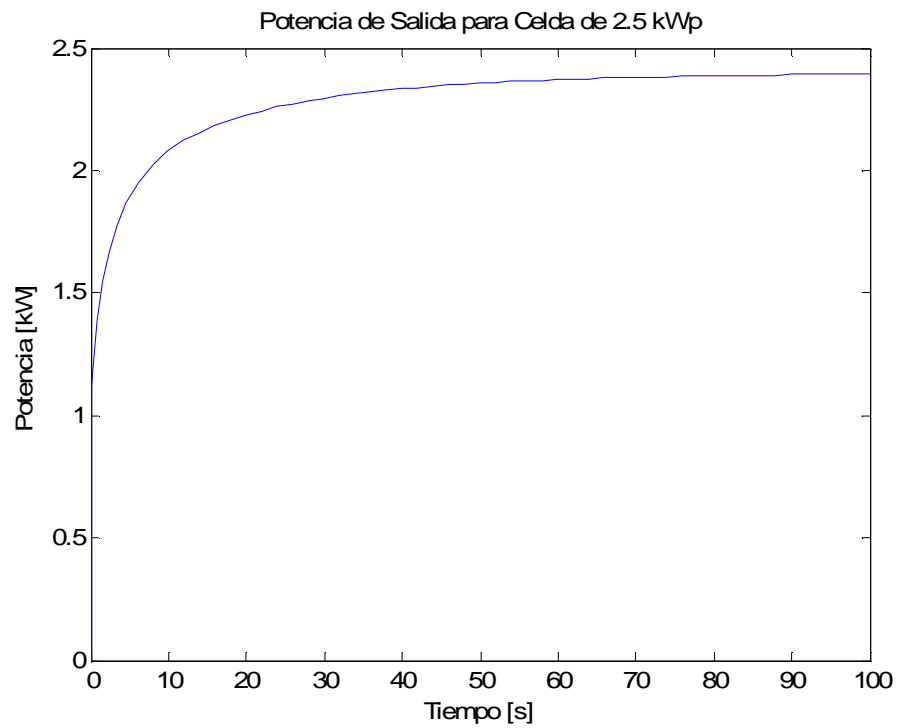
**Ilustración 6. Modelo de la Celda de Combustible implementado en Simulink**

La simulación realizada para analizar el comportamiento de la celda de combustible considera que la celda opera a una temperatura estable y que la entrada (flujo entrante de combustible) aumenta hasta llegar a ser constante.



**Gráfico 9. Voltaje de Salida en Celda de Combustible**

A pesar de que el modelo permite comprobar el comportamiento para varias celdas en serie, se simula el comportamiento de una celda única para observar la salida de tensión y potencia, obteniendo los resultados mostrados en los gráficos 9 y 10:



**Gráfico 10. Potencia de Salida para celda de Combustible, configuración de celda única**

De las graficas anteriores se puede intuir que la celda de combustible puede modelarse como una fuente de tensión DC, transcurrida un intervalo de tiempo de estabilización. De esta forma, debido a que la inyección constante de combustible (gas de cañería, el cual antes de entrar a la celda pasa por un conversor) provoca un flujo constante de corriente. La curva de salida de potencia tiene una forma muy similar a la del voltaje de salida, como se puede apreciar en la ilustración anterior. Debido a lo anterior, y para efectos de simular la incorporación de celdas de combustible a la red de baja tensión, se considerará que estas inyectan una potencia activa constante.

## 5. Aspectos regulatorios

### 5.1 Regulación vigente a nivel mundial

Actualmente, la regulación de la conexión de unidades micro generadoras a la red de distribución en baja tensión es un tema en desarrollo. La mayoría de los países con instalaciones de micro generación se han basado en su normativa vigente para la instalación de generación distribuida la cual muchas veces deja abierta la opción de instalar unidades micro generadoras, al no definir un mínimo de potencia a instalar.

Sin embargo, la conexión de unidades generadoras a la red de baja tensión requiere de un análisis regulatorio independiente ya que como se verá más adelante las redes de baja tensión tienen características propias que las distinguen de sistemas en media y alta tensión. Por otra parte, procedimientos de conexión y operación son sólo algunos de los aspectos que requieren ser regulados cuando se piensa en la incorporación de unidades generadoras. Aspectos de autorizaciones, comercialización, incentivos y tarificación deben ser abordados y muy pocos países con instalaciones de micro generación lo han hecho. Se observa un mayor grado de avance en Europa, en donde varios países han destinado comisiones gubernamentales al desarrollo de este tema.

En lo que concierne a regulación, en un nivel superior se pueden distinguir las políticas o estrategias energéticas. Es importante distinguir entre estrategias de micro generación existentes, las cuales se han concretado en decretos que han definido una política a seguir en torno a las instalaciones de micro generación.

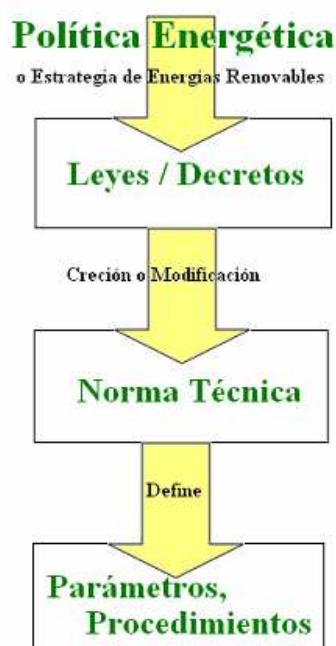


Ilustración 7. Esquema Regulatorio Estándar

Por otra parte, y de forma independiente a la estrategia de micro generación que sostenga cada país, se encuentran una serie de procedimientos tanto técnicos como administrativos necesarios para incorporar micro generación a la red de baja tensión, que muchas veces no existe hasta después de ser planteado como uno más de los objetivos dentro de la estrategia.

Derivado del planteamiento estratégico inicial, se generan estudios que permiten indicar procedimientos de acuerdo a la normativa local existente, la cual muchas veces se complementa con normativa internacional o de países más avanzados en el tema. Un mayor detalle de la situación actual en lo que respecta a regulación se puede encontrar en el anexo N° 5.

## **5.2 Regulación en Chile**

Actualmente en Chile no existe normativa relacionada con micro generación propiamente tal. Sí hay avances en lo que respecta a la política energética, contando con un mayor incentivo a incorporar energías renovables no convencionales a la matriz energética. En lo que se refiere a normativa técnica existe en la actualidad una norma para la conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos, pero a nivel de sistemas en media tensión. Además, en el último tiempo se han desarrollado normas específicas para la instalación y funcionamiento de paneles fotovoltaicos pero operando en forma aislada de la red, así como también para pequeños generadores eólicos. Se debe mencionar que estas normas han sido pensadas para su aplicación en electrificación rural o bien para aplicaciones de generación distribuida, en donde el tamaño de las unidades de generación es mayor. Por último, en el decreto supremo 327, se estipulan los valores permitidos para los parámetros eléctricos en redes de baja tensión, lo cual detalla en el anexo N° 5. A continuación se analiza la norma técnica de conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos y su aplicabilidad al caso de micro generación.

### **Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en redes de media tensión**

Esta norma [25] establece procedimientos, metodologías y exigencias en general para la conexión y operación de PMGD en redes de media tensión. Los aspectos que aborda son los siguientes:

- La terminología y marco ordenador para su aplicación.
- Procedimientos de conexión y entrada en operación de un PMGD
- Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD.
- Exigencias para la operación de PMGD en estado normal y alerta
- Exigencias para pruebas de conexión de un PMGD.

Muchos de los aspectos tratados en esta norma se pueden aplicar al caso de micro generación, como por ejemplo:

- Obligaciones de la empresa distribuidora y del interesado en el proceso de conexión de una nueva unidad.
- Protocolos de puesta en marcha.
- Equipamiento e instalaciones necesarias para efectuar la conexión a la red, adaptando los dispositivos requeridos a las unidades micro generadoras.
- Requerimientos para la sincronización a la red.
- Pruebas de Diseño y de la instalación de conexión.

Sin embargo, es necesario adaptar muchos aspectos al caso de conexión en baja tensión. Estos aspectos serán planteados más adelante.

Un análisis más detallado de los avances en lo que respecta a políticas energéticas y normativa técnica vigente aplicable al caso de micro generación se puede encontrar en el anexo N° 5.

## **5.3 Algunos aspectos a considerar en regulación y normativa para a conexión de micro unidades**

### **5.3.1 Definición de una estrategia de micro generación**

Anteriormente se ha mencionado que cualquier creación o modificación regulatoria relacionada con conexión de generadores al nivel de baja tensión se basa en la generación de estrategias o políticas energéticas que promuevan e incentiven la generación domiciliaria de energía eléctrica. En este sentido, si bien en nuestro país se han realizado avances para incorporar energías renovables, no existe una política de incentivos hacia la instalación de generación distribuida y menos a nivel domiciliario, ya que este es un tema bastante desconocido y existe poca información al respecto, incluso a nivel internacional. Por lo tanto, si se desean incorporar unidades generadoras en el nivel de baja tensión a futuro, se debiera comenzar por establecer una estrategia clara que pudiera verse reflejada en algún cambio regulatorio para comenzar a generar los instrumentos necesarios.

### **5.3.2 Reglamento**

El reglamento existente (DS244) no excluye la micro generación dentro de su definición de pequeños medios de generación distribuidos - en adelante PMGD -, dejando abierta la posibilidad de la incorporación de este tipo de unidades. Sin embargo, se debe considerar la modificación de ciertos aspectos pues ciertas obligaciones resultarían impracticables para un micro generador y probablemente sumen una barrera más para su incorporación. Un ejemplo de ello es la participación en las transferencias de energía y potencia, lo cual además de significar un enorme trabajo administrativo, puede conllevar obligaciones que un generador de este tamaño no podría asumir. Un aspecto relevante a considerar para este caso sería el de reunir varios micro generadores y ser representados ante el sistema como un único generador, pero ciertamente eso requiere de cierto nivel de instalaciones de micro generación y del desarrollo de mecanismos de coordinación entre ellos, lo que les permitiría actuar como un solo productor de electricidad.

Otro aspecto relevante que se deberá revisar para el caso de instalación en redes de baja tensión, son los procedimientos y condiciones para la conexión ya que algunos requerimientos podrían ser excesivos para generadores de este tamaño.

### **5.3.3 Norma técnica de conexión y operación**

Si bien el reglamento dispuso la creación de la normativa técnica necesaria para la conexión y operación de PMGD en media tensión, en la actualidad y según el artículo 2° de las disposiciones transitorias de dicho reglamento, las instalaciones en baja tensión se deben regir por la norma chilena NCh Elec 4-2003 y la operación según las indicaciones de la normativa técnica creada. En lo que respecta a la norma técnica para PMGD en media tensión existente, muchos aspectos de ella son aplicables al caso de micro generación. Sin embargo para la conexión de unidades en baja tensión, se debe regular o estandarizar un tamaño máximo a instalar en cada domicilio de modo de evitar problemas técnicos mayores en la red de distribución. Esto último depende de la topología de la red y de la cantidad proyectada de generadores que se instalarán en un periodo de tiempo. Algunos países determinan este tamaño en función de la carga total en el alimentador, otros lo determinan según el nivel de cortocircuito en el punto de repercusión.



Para instalaciones de control y medida, se debe diferenciar entre los PMGD instalados en media tensión e instalaciones de micro generación, en donde el concepto de despacho coordinado no se aplicaría de la misma forma, siendo una opción el coordinar varias instalaciones a través de una única unidad virtual, como ya se ha mencionado anteriormente. La forma de monitorear y coordinar estas unidades, así como instalaciones necesarias de control y comunicaciones es un tema que comienza a ser abordado en países con mayor número de instalaciones bajo el concepto de “Microgrids” y que debiera tomarse en consideración una vez que este tipo de generación comience a masificarse.

Respecto de las instalaciones de medida se debe tener en cuenta que estas unidades eventualmente pueden exportar energía a la red, por lo cual se hace necesario contar con dos instrumentos de medición en el punto de conexión: medición de inyecciones y medición de consumos.

En el ámbito de las protecciones para unidades generadoras, se puede tomar como referencia el estándar europeo 50438 [26], en donde se especifica que cada unidad generadora debe contar con protección de sobre corriente además de la interfaz de protección con la red. Esta interfaz debiera deshabilitar al generador dada cualquier contingencia en la red de modo de garantizar la seguridad e integridad de las instalaciones de baja tensión y evitar una posible operación en isla. Para determinar el comportamiento deseado de estas unidades en estado normal y alerta, se debe adaptar a la norma técnica vigente a los parámetros exigidos para calidad de servicio en redes de distribución en baja tensión.

Por último, con respecto al ámbito administrativo (permisos, obligaciones y plazos), la norma vigente se puede aplicar completamente al caso de micro generación, sin olvidar que esto depende de la estrategia de micro generación que se defina ya que puede generar algunos cambios.

## 6. Sistemas de Distribución y Modelación de una Red de Baja Tensión

### 6.1 Características de Sistemas de Distribución

Los sistemas eléctricos de distribución han tenido históricamente la función de transportar flujos de potencia desde un punto, generalmente subestaciones primarias, hacia los consumos finales. Estructuralmente, un sistema de distribución se compone de elementos de transporte de energía eléctrica tales como: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores, subestaciones transformadoras y redes de baja tensión que efectúan el transporte por las calles con el fin de llegar al consumo final.

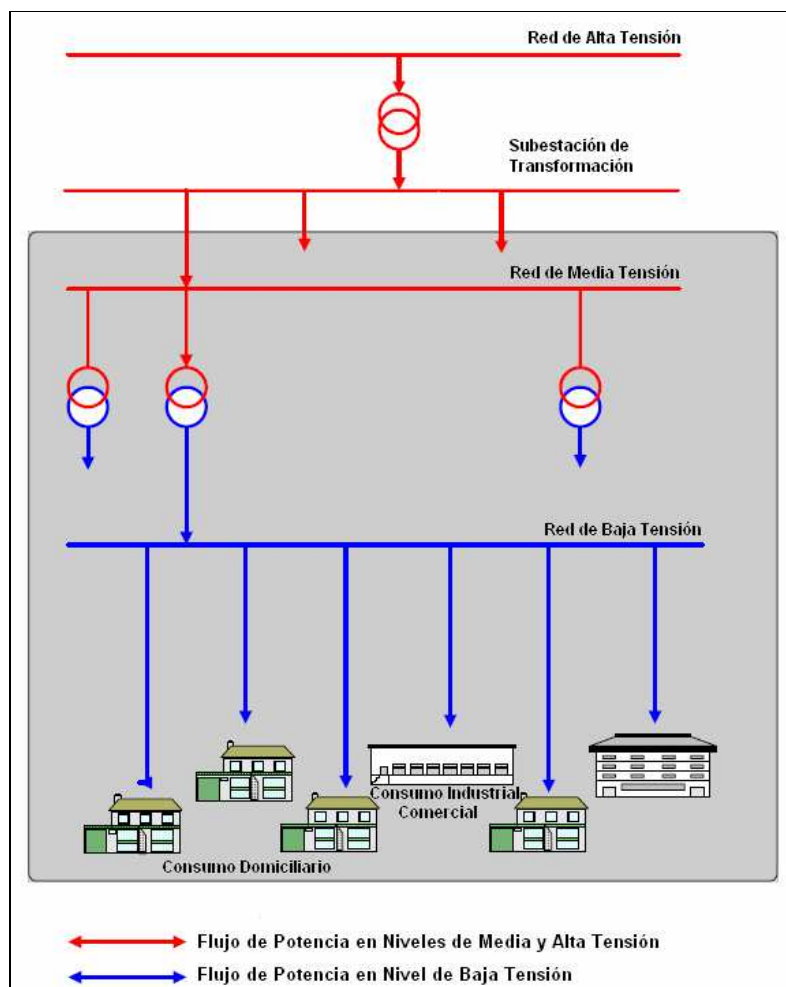


Ilustración 8. Esquema de un Sistema Eléctrico

Cada subestación cuenta con un determinado número de alimentadores, denominándose a este conjunto “área de servicio de una subestación”. Un área de servicio tiene una capacidad dada por la capacidad nominal de la subestación. En la actualidad es común ver que la carga de un alimentador exceda la capacidad de la subestación debido al aumento en la demanda eléctrica. Lo anterior hace necesario que estas redes cambien en forma continua, ya sea para actualizarse o expandir su capacidad.

Los sistemas de distribución presentan características muy particulares, diferenciándose en forma marcada de los sistemas de transmisión. Algunas de estas características son: topologías radiales, razón R/X alta (lo cual se traduce en altos niveles de corto circuito), múltiples conexiones las cuales pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas, cargas de distinta naturaleza y redes sin transposiciones.

La distribución se realiza típicamente en dos niveles de tensión: media tensión (MT) o distribución primaria y baja tensión (BT) o distribución secundaria. Las subestaciones son las encargadas de reducir niveles de alta tensión a valores de media tensión a través de transformadores primarios. Es común encontrar en estos niveles transformadores con cambiador de derivaciones para realizar control de tensión en el lado de alta tensión. Posteriormente la energía llega a una subestación secundaria en donde transformadores de distribución se encargan de realizar la transformación a niveles de tensión adecuadas para los consumos.

Como se ha dicho anteriormente, una característica de los sistemas de distribución es que cuentan con cargas de distinta naturaleza. En particular, es común que en redes MT predominen consumos trifásicos e incluso bifásicos. Sin embargo en redes de baja tensión se tiene la mayor variedad en cuanto a la naturaleza de las conexiones: al tener consumos residenciales, comerciales, de alumbrado público e incluso industriales se pueden encontrar cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas. Lo anterior genera desequilibrios en la red de baja tensión lo cual debe equipararse repartiendo las cargas lo más equitativamente posible en las tres fases.

Los sistemas de distribución se pueden clasificar según su carga (comercial, residencial, industrial o mixta), según la corriente (continua o alterna), según la tensión (distribución primaria o secundaria), según su topología (radial, anillo o enmallada), según el número de conductores (bifilar, unificar, trifilar) y según el tipo de instalación (aérea o subterránea).

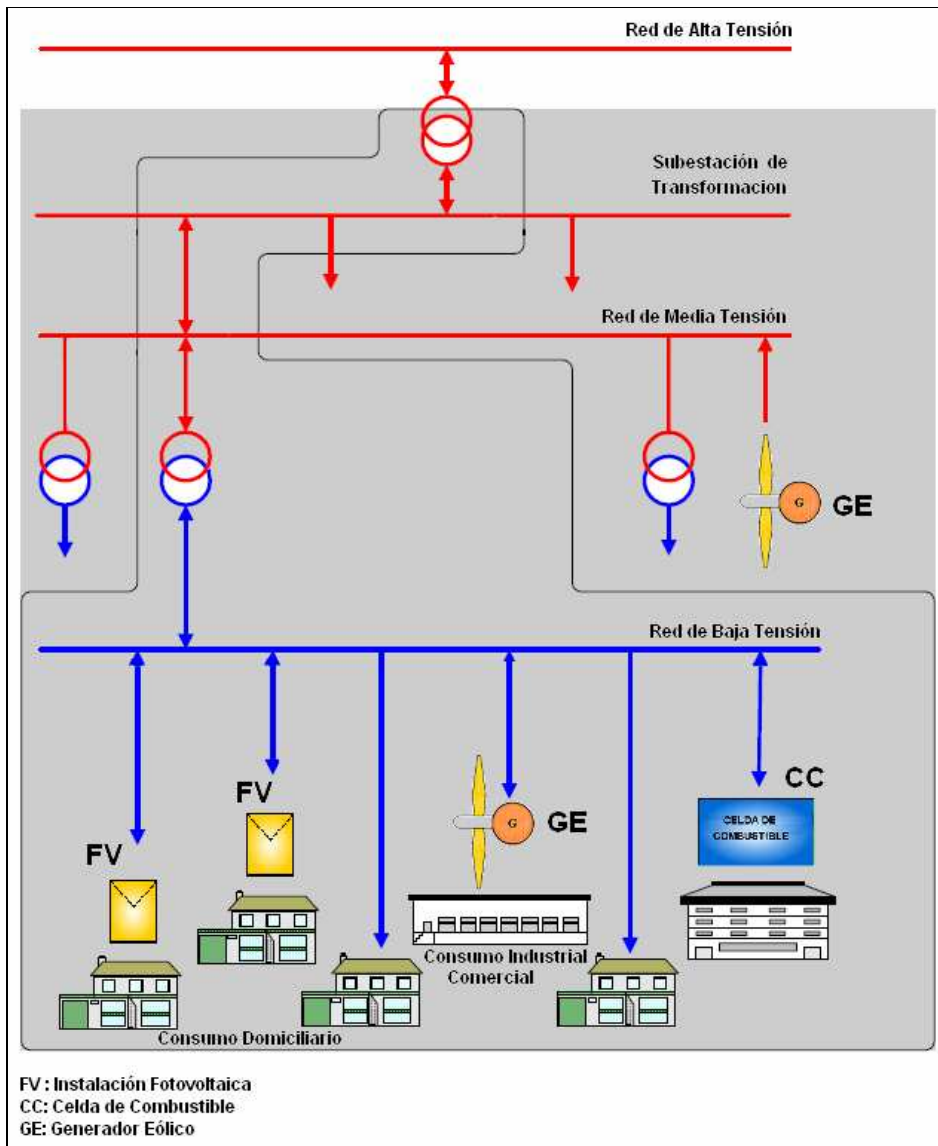
## **6.2 Impactos en la red de distribución derivados de la conexión de micro generación**

Como se ha explicado anteriormente, las redes de distribución han sido diseñadas para realizar el transporte de un flujo unidireccional de potencia desde las subestaciones hacia los consumidores, razón por la cual no están preparadas para recibir inyecciones de potencia desde los consumos, como se muestra en la ilustración 9.

Debido a lo anterior, la conexión de micro unidades de generación en redes de baja tensión puede generar un impacto en estas redes particularmente en lo que respecta a calidad de suministro y seguridad [24].

Al identificar las variables que pueden verse afectadas por la inyección de potencia generada por estas unidades, se pueden prever impactos en tres niveles,

- Variables Eléctricas
- Operación y Planificación
- Infraestructura y Equipos



**Ilustración 9. Esquema de un Sistema Eléctrico con Micro generación en Baja Tensión**

En primera instancia, es fácil predecir un impacto en las variables eléctricas de la red pues el solo hecho de afectar los flujos de potencia trae consecuencias en niveles de tensión, estabilidad y corrientes de corto circuito, entre otros. Sin embargo existen aspectos de operación, planificación e instrumentación a considerar si se desea tener una visión acabada del impacto de la conexión de generación a niveles de consumo en baja tensión. A continuación se detallarán con más precisión estos fenómenos.

### 6.2.1 Impacto Sobre Variables Eléctricas

**Flujos de Potencia Inversos:** Un micro generador conectado en baja tensión puede cambiar los flujos de potencia, dependiendo de la potencia que éste entregue a la red y de las condiciones en las que se encuentre el consumo. En particular, esto puede ocurrir en aquellos casos en que haya un alto nivel de penetración en la conexión y esta supere ampliamente el nivel de carga de la red. Dadas las circunstancias actuales y según estudios realizados recientemente [11] no existe aún la posibilidad de provocar grandes flujos inversos de potencia en estas redes ya sea por capacidad tecnológica o económica, de modo que excedentes de energía generados por un micro generador no se exportarán vía transformadores de distribución, sino que más bien pasarán hacia otros consumidores conectados a la red de baja tensión. Debido a lo anterior, la probabilidad de que los flujos inversos superen la capacidad de los transformadores de distribución existentes es casi nula.

En lo que concierne a transformadores primarios de distribución, la existencia de flujos inversos puede provocar problemas desde el punto de vista de los cambiadores de derivación. Usualmente estos cambiadores se encuentran en el lado de alta y se configuran para ciertas condiciones de la red, por lo cual al existir flujos inversos podría surgir la necesidad de cambiar su configuración e incluso modificarlos.

**Niveles de tensión:** El flujo de potencias activa y reactiva a través de las impedancias de la red genera caídas de tensión cuyos rangos de variación no pueden exceder los rangos especificados según la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (ver capítulo 5). En particular, las unidades de micro generación tienden a elevar los niveles de voltaje no sólo en la red de baja tensión, sino que también en media tensión. Los niveles de variación dependerán de la cantidad de potencia generada y del nivel de carga en la red. Para bajos niveles de carga, los voltajes pueden llegar a ser más altos que el superior permitido, y con ello provocar la desconexión de la unidad generadora.

Por otra parte, las variaciones de tensión en sistemas de distribución normalmente se atribuyen a cambios en el nivel de carga. La disminución de la demanda provoca aumentos de tensión que en la actualidad son compensadas a través de transformadores con cambiador de taps en el nivel de media tensión. Este es un punto que se debe tomar en cuenta al instalar generación en la red de baja tensión.

**Componentes Armónicas:** Como se ha mostrado en capítulos anteriores, algunas tecnologías de generación requieren de interfaces con electrónica de potencia (convertidores DC-DC, DC-AC, etc.) para conectarse a la red. Estos dispositivos al tener componentes no lineales (diodos, tiristores) contribuyen a la formación de corrientes armónicas de frecuencias superiores o inferiores a las de la red. Las armónicas de corriente provocadas por una carga no lineal se transforman en armónicas de tensión en los sistemas de distribución. Esto puede generar diversos efectos, tales como pérdidas adicionales en líneas y transformadores, deterioro e incluso destrucción de condensadores de compensación de reactivos, si existieran.

**Desbalance de Voltajes:** La conexión de unidades generadoras monofásicas en forma aleatoria a lo largo de la red de distribución puede causar desbalances de voltaje. En sistemas de distribución sin conexión de micro generación, se tienen desbalances de voltaje menores al 3% de desviación

con respecto al promedio. Esta cifra podría aumentar hasta 5% debido a la conexión desbalanceada de micro unidades de generación [12].

**Aumento en Niveles de Cortocircuito:** La conexión de unidades generadoras en redes de baja tensión puede provocar un cambio en los niveles de cortocircuito, dependiendo del tipo de generador. Para el caso de generadores de corriente continua, como es el caso de sistemas fotovoltaicos y celdas de combustible, el aporte a la capacidad de cortocircuito es despreciable. Estudios [14], [15] han confirmado que estos dispositivos, al tener una interfaz de conversión DC/AC limitante en corriente pueden realizar un aporte nulo al nivel de corto circuito del sistema. La posible contribución a niveles de corto circuito puede provenir de maquinas de inducción, tales como pequeños generadores eólicos o pequeñas turbinas hidráulicas.

### 6.2.2 Impacto Sobre Planificación y Operación

**Regulación de Voltaje:** Normalmente la regulación de voltaje se realiza modificando en forma automática o manual el tap del transformador que suministra energía al alimentador. Al instalar un generador en la red de baja tensión, la regulación de voltaje puede verse entorpecida ya que la inyección de potencia puede modificar el rango de operación de controladores de regulación de voltaje produciendo niveles de tensión fuera de los niveles permitidos. Por otro lado, modificando adecuadamente la regulación de voltaje para la incorporación de pequeñas unidades generadoras, la calidad del voltaje en el extremo del alimentador puede verse favorecida, teniendo como efecto la disminución de pérdidas en el alimentador y mejoras en la calidad del servicio prestado por la empresa distribuidora a sus clientes.

**Sistemas de Protecciones:** La instalación de generación en puntos de la red que han sido diseñados sólo para abastecer clientes, también puede provocar dificultades en la correcta operación de las protecciones instaladas. Interruptores y reconectores pueden verse confundidos con el cambio en la cantidad y sentido del flujo de potencia [13].

De lo anterior se desprende que la planificación y operación de redes de baja tensión podrían verse modificadas con la incorporación de micro generación. Es por ello que la estructura de la red debiera cambiar si se quiere optimizar la operación de estas pequeñas unidades generadoras.

### 6.2.3 Impacto Sobre Infraestructura y Equipos

De los puntos anteriores es fácil observar que la conexión de micro unidades puede cambiar la operación de la red de baja tensión, modificando algunos parámetros dependiendo de la característica de generación y de la cantidad de unidades que se instalen. Esto puede conllevar a cambios en equipos, como por ejemplo, protecciones a lo largo del alimentador. En la actualidad las redes de baja tensión cuentan sólo con un interruptor (o fusible) al comienzo del alimentador. Si se masificara la instalación de pequeños generadores a lo largo de la red, podría ser necesaria la instalación de nuevos interruptores.

Por otra parte, y debido a los nuevos flujos de potencia, perfiles de tensión y demanda a lo largo de la red, probablemente se haga necesario cambiar la configuración de dispositivos para la regulación de voltaje, como por ejemplo los taps del transformador primario de distribución.

### 6.3 Modelamiento de una red de baja tensión tipo

Para dimensionar el impacto de la conexión de generación de pequeña redes de distribución, se trabajará con un alimentador construido en base a información proporcionada por una empresa de distribución para un sector residencial de Santiago. A continuación se detallan las principales características de cada red.

En este caso, el alimentador de baja tensión es una línea aérea ubicada en una zona residencial urbana con un número limitado de clientes. En cada conexión de cargas se tiene un medidor y protección de sobre corriente (fusible), además de una protección en la interfaz con la red, como se muestra a continuación.

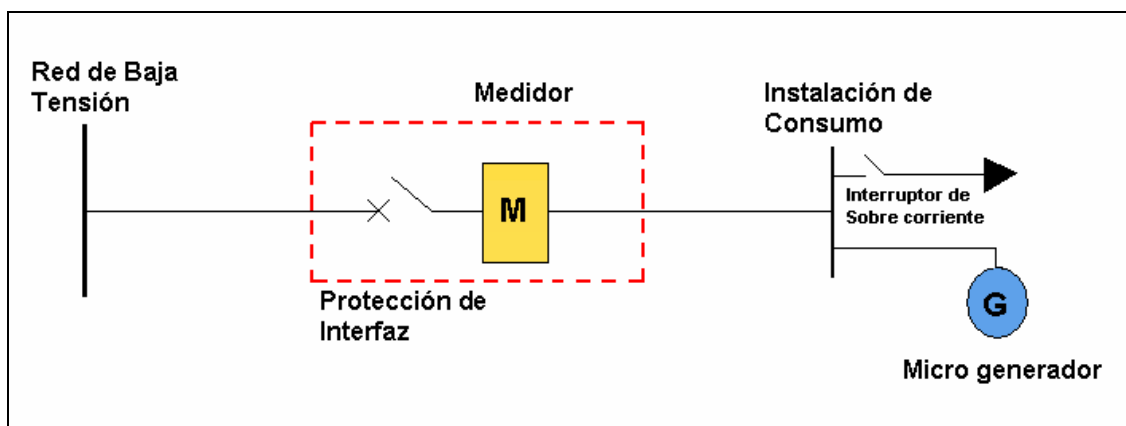


Ilustración 10. Esquema de conexión en alimentador estándar europeo

La red de baja tensión proporcionada por la empresa de distribución cuenta con grupos de consumos trifásicos ya que la información disponible sólo fue entregada en ese formato. Con estos datos, más las proporciones horarias de demanda obtenidas a partir de otros estudios realizados [19], [23], se construyeron los perfiles de demanda para invierno y verano de cada grupo de cargas.

Carga	Tipo de Consumo	Demanda Equivalente [kW]	Imax [A]	Demanda Equivalente [kVA]
1	Trifásico	31,172	40	33,5183
2	Trifásico	15,978	40	17,1806
3	Trifásico	61,946	40	66,6086
4	Trifásico	4,025	40	4,3280
5	Trifásico	103,531	40	111,3237
6	Trifásico	3,609	40	3,8806
7	Trifásico	33,349	40	35,8591
8	Trifásico	13,192	40	14,1849
9	Trifásico	70,946	40	76,2860
10	Trifásico	16,044	40	17,2516
11	Trifásico	1,354	40	1,4559
12	Trifásico	20,953	40	22,5301

Tabla 4. Cargas conectadas al alimentador proporcionado por la empresa de distribución

Los parámetros de la red propiamente tal, son muy similares a redes utilizadas en estudios anteriores [1], siendo algunas de las diferencias la capacidad de transformador (debido a la diferencia de cargas conectadas) y el factor de potencia asignado a las cargas (0.93 en el caso Chileno).

Por otra parte, los únicos dispositivos de protección disponibles en una red de baja tensión de distribución son fusibles con distintas capacidades y carecen de coordinación entre alimentadores. Dentro del alimentador y de modo de soportar distintas corrientes de cortocircuito, se utilizan fusibles de respaldo. Por ello, para esta red se consideran dos interruptores, uno en cada rama del alimentador, pensados para despejar corrientes de falla. Además, y en forma similar al caso europeo [26], cada consumo cuenta con un interruptor de sobre corriente de capacidad 40 A.

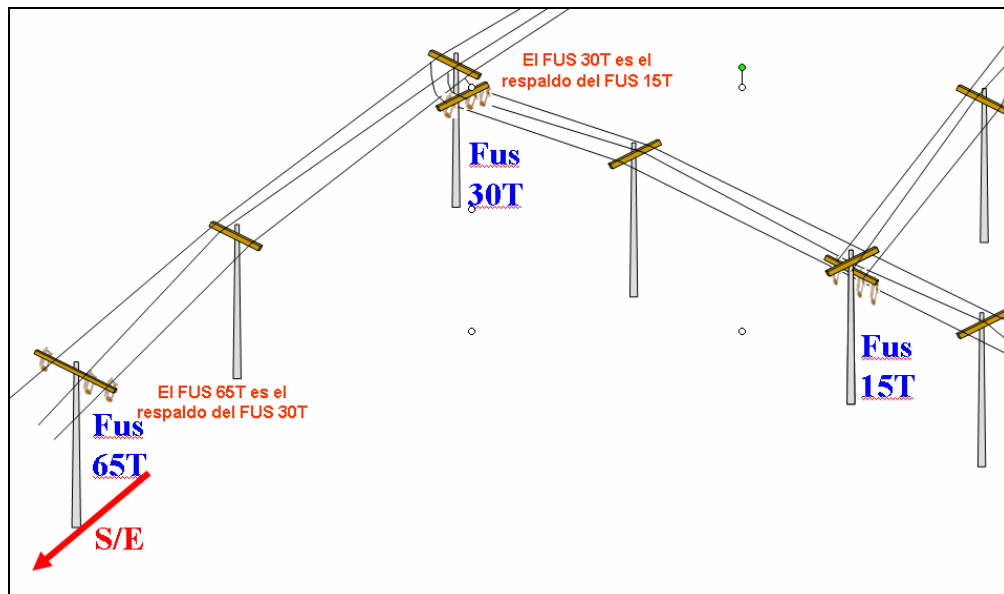


Ilustración 11. Esquema de instalación de fusibles de respaldo.

De modo de observar a priori las condiciones bajo las cuales podrían existir problemas técnicos en la red de baja tensión, se han contrastado las curvas de generación y demanda, corroborando que el escenario más crítico es el de verano debido a las bruscas variaciones en la curva de demanda y la mayor generación por parte de las unidades fotovoltaicas.



También se observa que las horas más críticas son las 13, 14 y 15, principalmente debido a que la generación total alcanza un peak, mientras que la demanda en esas horas es relativamente baja. Esto hace suponer que para altos niveles de instalación de unidades generadoras, podría exportarse energía a la red.

En efecto, y como se puede observar a continuación, para altos niveles de instalación (sobre el 80%) se comienza a observar que para el escenario de verano, la curva de generación debiera superar a la curva de demanda en un intervalo de tiempo en contraste con lo que ocurre en invierno, donde la generación siempre está por debajo de la curva de demanda.

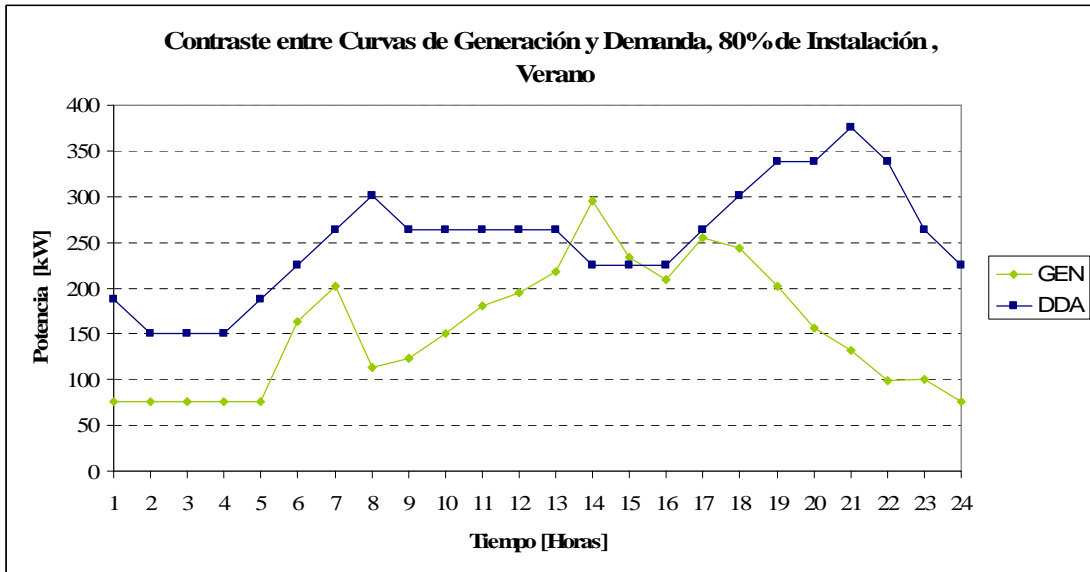


Gráfico 11. Contraste generación- demanda, 80% de micro generación instalada en verano

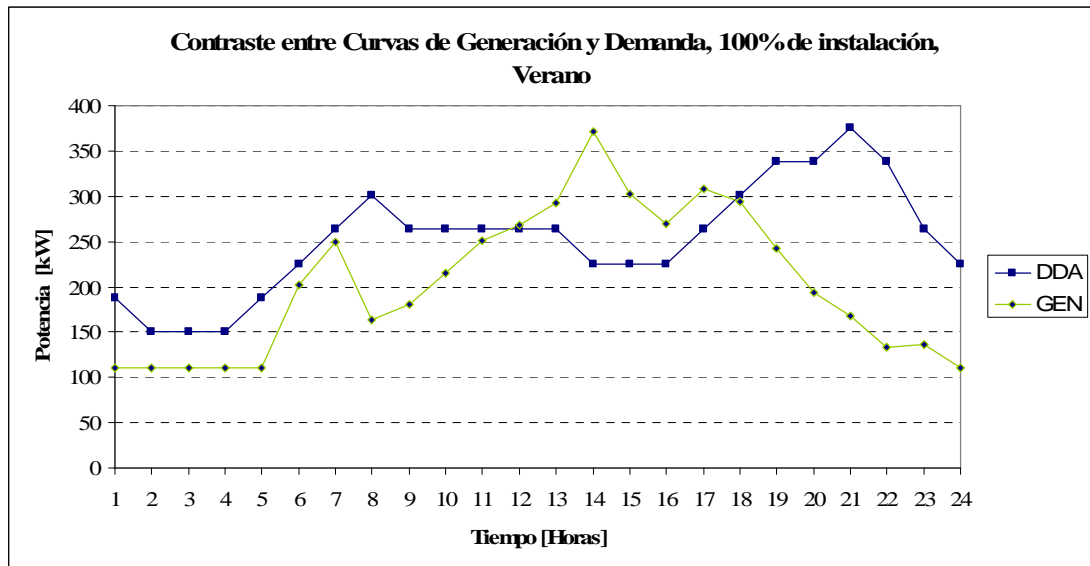
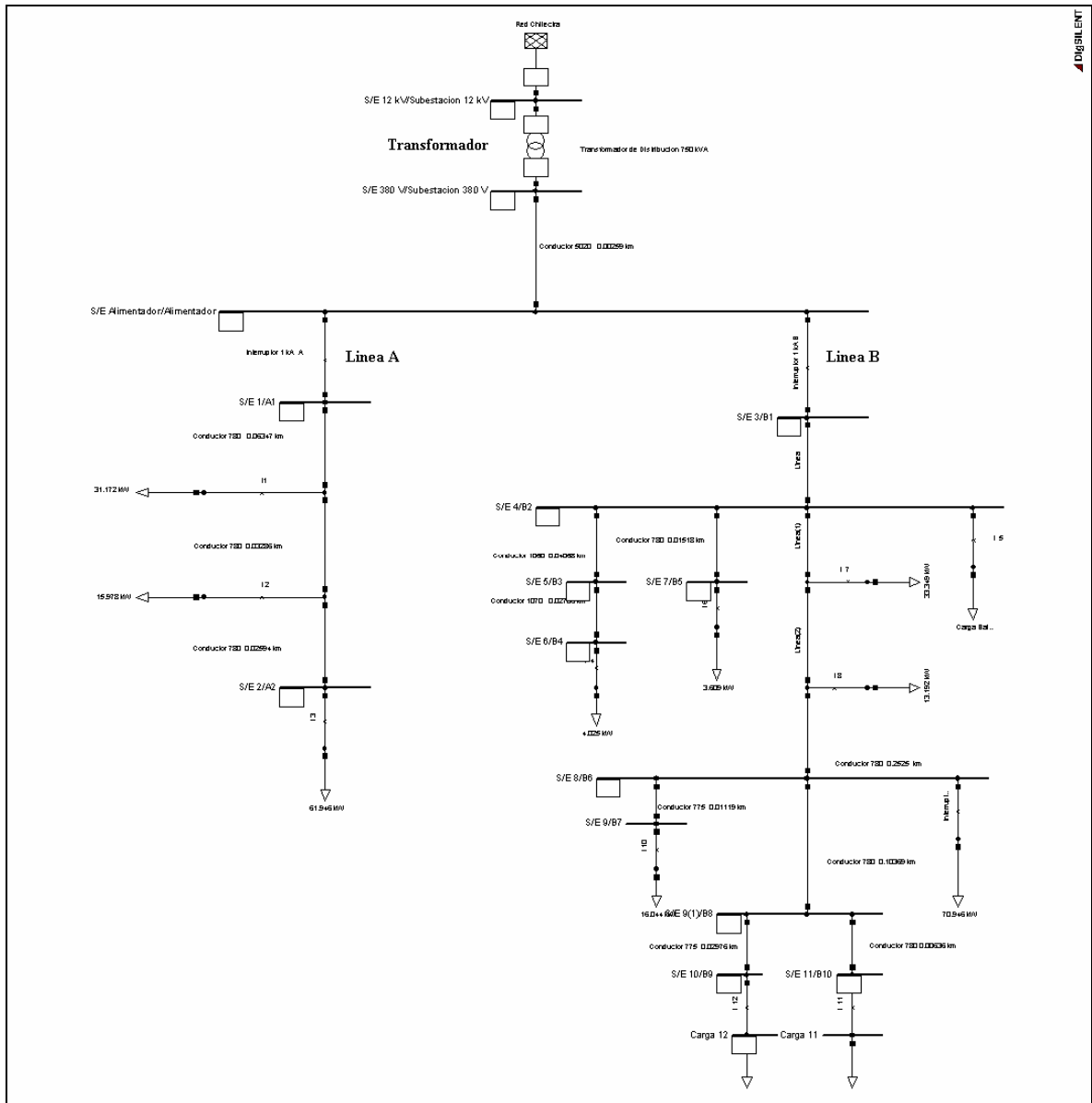


Gráfico 12. Contraste generación - demanda, 100% de micro generación instalada en verano

Finalmente, a continuación se muestra el alimentador construido en el programa DigSilent. Las características específicas se pueden encontrar en el anexo N° 4.



**Ilustración 12. Alimentador residencial tipo implementado en DigSilent**

## 7. Conexión de micro generación a la red de distribución

### 7.1 Supuestos

Para simular los efectos de conexión de micro generación a la red de baja tensión se consideran las siguientes unidades de generación:

- Panel Fotovoltaico de 1.5 kWp
- Celda de Combustible de 2.5 kWp
- Generador Eólico de 3 kW

Como se mostró en capítulos anteriores, estas unidades de generación fueron implementadas en el ambiente Simulink del programa Matlab para visualizar sus características de salida. Sin embargo, para efectos de realizar las simulaciones de la interacción entre estas unidades y la red de baja tensión se utilizó el software DigSilent, el cual no tiene incorporados estos modelos entre sus elementos. Es por ello que se utilizan máquinas de generación disponibles para representar las unidades antes mencionadas.

Para el caso de la celda de combustible y el panel fotovoltaico, las unidades se representan como generadores sincrónicos de potencia activa, como se ha realizado en otros estudios [11], [20], y en concordancia con los resultados obtenidos en el capítulo 4 al simular los modelos en Matlab. El generador eólico, en cambio, se representa con un generador de inducción tipo jaula de ardilla lo cual corresponde al tipo de tecnología disponible en el mercado para pequeños aerogeneradores.

Para visualizar el comportamiento de estas unidades de generación durante un día tipo (verano, invierno), se utilizan como parámetros de entrada la radiación solar horaria para el caso del generador fotovoltaico y la velocidad del viento promedio horaria para el caso del generador eólico, ambos datos proporcionados y medidos en Santiago por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, de modo de tener una idea de los niveles de radiación y viento disponibles en una zona urbana. Para el caso de la celda de combustible, al tener suministro continuo de hidrógeno, se considera una generación constante de 2 kW durante todo el día.

A continuación se muestran los perfiles de generación para los escenarios analizados:

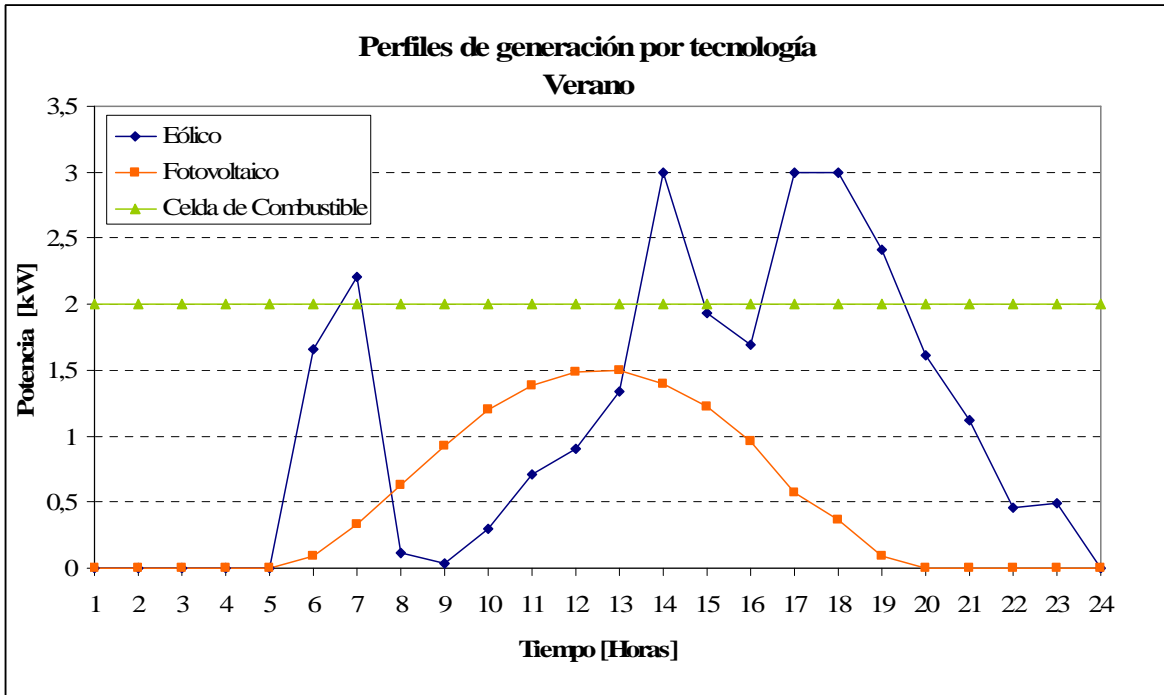


Gráfico 13. Perfil de Generación verano para unidades de generación, expresados en [kW]

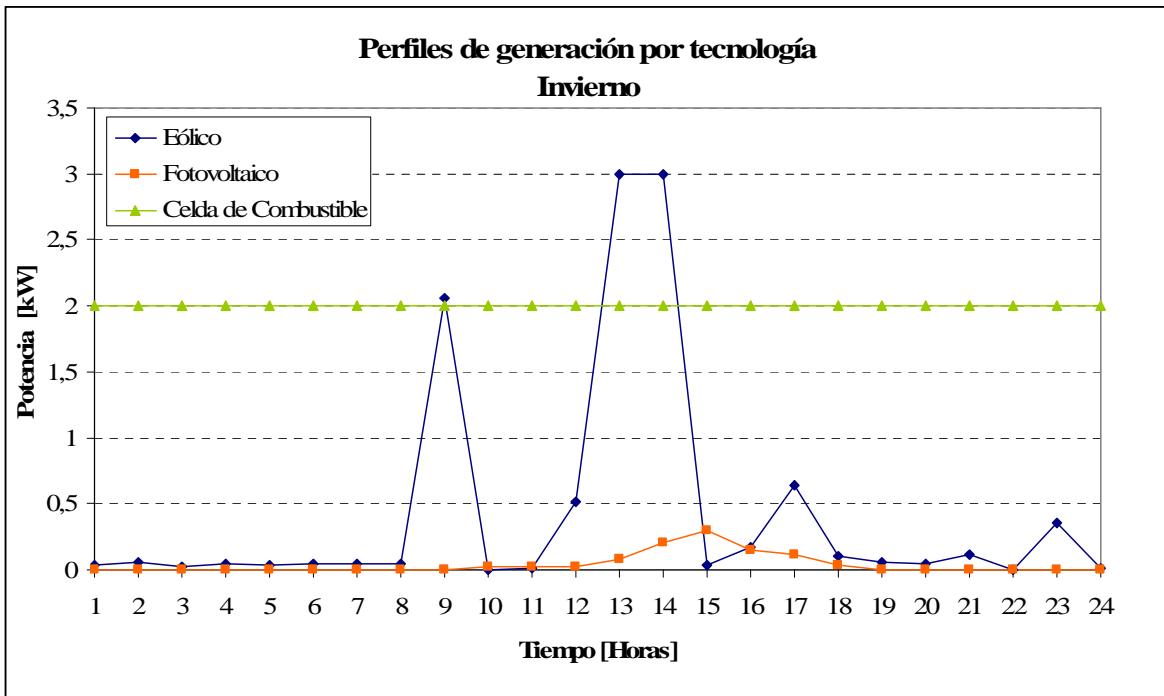
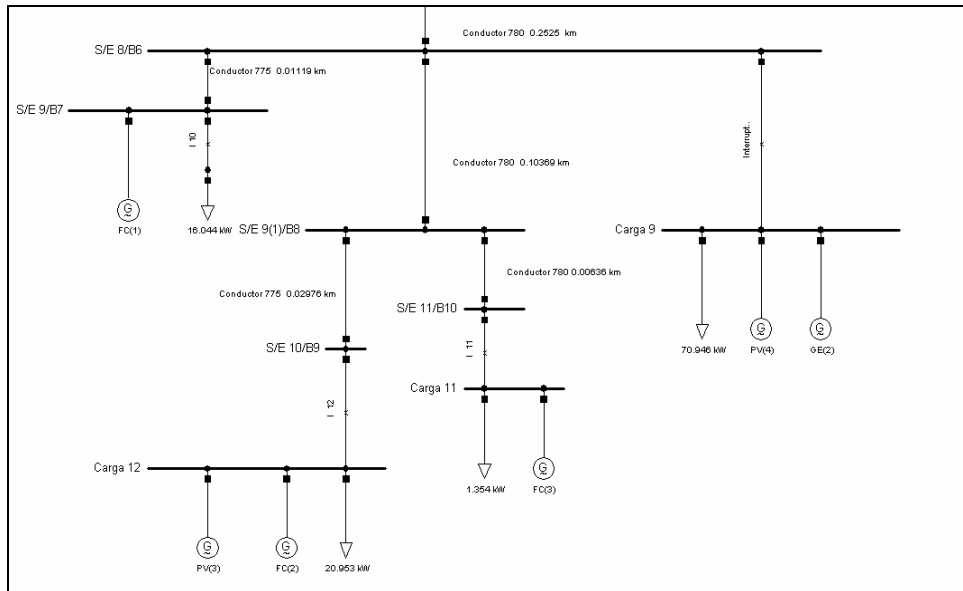


Gráfico 14. Perfil de Generación invierno para unidades de generación, expresados en [kW]

Los análisis que se llevan a cabo son principalmente los realizados en estudios previos sobre este tema [1], [10], [11], [12], [15], [20], de modo de visualizar los efectos discutidos en el capítulo 6, es decir: flujos de potencia inversos, niveles de tensión, componentes armónicas, desbalance de voltajes y aumento en los niveles de corto circuito.

Para ello, y como se ha mencionado anteriormente, se utiliza el software DigSilent en donde se implementa la red de baja tensión con datos proporcionados por una empresa distribuidora y para lo cual se simulan dos escenarios de demanda (días tipo para invierno y verano), cada uno con seis escenarios de generación: caso base, con cero instalación de micro unidades, 10%, 30%, 50%, 80% y 100% de penetración, todos porcentajes de la carga total del alimentador.



**Ilustración 13. Parte del alimentador con micro generación incorporada**

Para cada uno de los casos anteriores, se obtiene la potencia horaria suministrada por la red externa al alimentador, de modo de ver variaciones y posible exportación de flujos a través de la red. Debido a que en estudios previos se ha observado en que la instalación de micro unidades puede alterar los niveles de voltaje elevándolos por sobre el nivel permitido, se obtendrán perfiles de tensión para los nodos más significativos del alimentador en la hora de generación máxima para cada escenario.

Para observar las componentes armónicas del sistema en cada escenario de generación, se modelan los elementos que pueden inyectar componentes armónicas, en este caso, principalmente las interfaces inversoras con tecnología PWM para la conexión de sistemas fotovoltaicos y celdas de combustible. Estas interfaces se modelan como una fuente de corrientes armónicas, inyectando según lo señalado en algunos estudios [22].

Por otra parte, y debido a que los datos proporcionados por la empresa de distribución llevaron a la construcción de un alimentador con cargas puramente trifásicas, y ya que la generación conectada también es de naturaleza trifásica no se realizó el análisis para desbalance de voltajes ya que se asume que la conexión trifásica es balanceada.

Por último, y de modo de analizar la contribución a niveles de cortocircuito por parte de estas unidades, se calculan, para cada escenario de generación en el caso de generación máxima los niveles de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico de modo de observar las diferencias según tipo de falla y contribución según nivel de instalación de unidades generadoras.

En las secciones siguientes se muestran los principales resultados obtenidos. La información de salida de las simulaciones realizadas se puede encontrar en el anexo N° 6.

## 7.2 Flujos de potencia

Para analizar los flujos de potencia durante un día, se realizan los flujos de carga para cada hora en cada escenario de penetración, obteniendo como salida tensiones y flujos de potencia activa y reactiva. Los resultados obtenidos, corroboran que en el escenario de verano las variaciones son más significativas, trayendo como consecuencia mayores impactos a la red.

Además, se analiza el peor caso para cada escenario, es decir el caso en que se da al mismo tiempo una demanda mínima junto a una generación máxima. Cabe señalar que en la realidad ambos extremos no coinciden, ocurriendo a distintas horas del día.

En el escenario de demanda de invierno se puede observar que para el 80% de instalación si se da el peor caso, se generan flujos de potencia inversos a través del transformador de distribución, al igual que para el 100% de instalación.

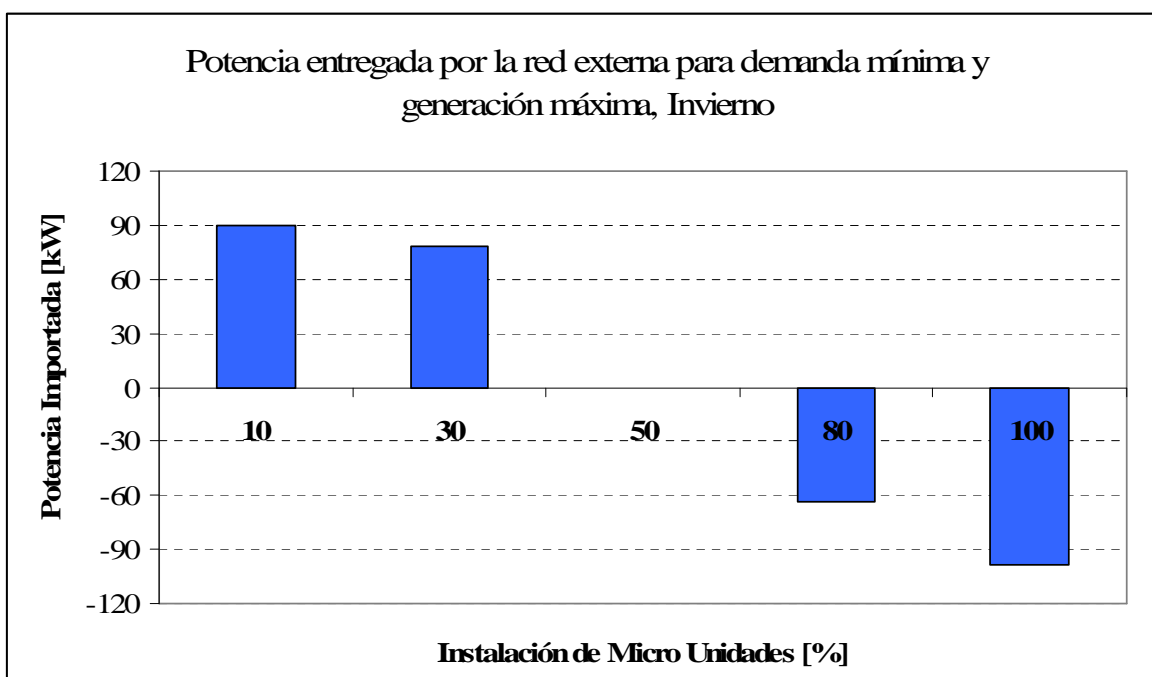


Gráfico 15. Potencia horaria entregada por la red externa, escenario de invierno

Como era de suponer, en el escenario de verano se perciben flujos de potencia inversos para el peor caso a partir del 50% de instalación, aumentando la cantidad de potencia exportada en forma proporcional con el 80 % y 100 % de instalación.

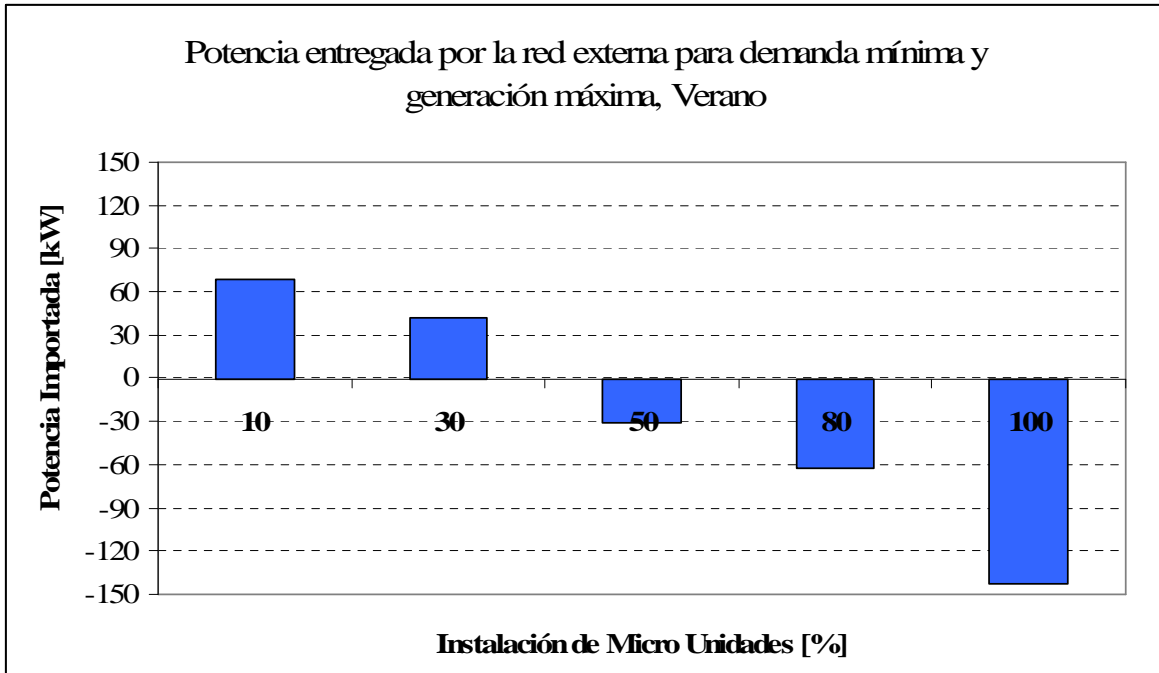


Gráfico 16. Potencia horaria entregada por la red externa, escenario de verano

Por otra parte, se analiza la variación horaria de la potencia importada desde la red externa, de modo de ver el aumento y dirección de la potencia en la red de baja tensión. A continuación se muestra la energía entregada por la red externa, para el escenario de demanda de invierno y distintos niveles de incorporación de micro unidades generadoras.

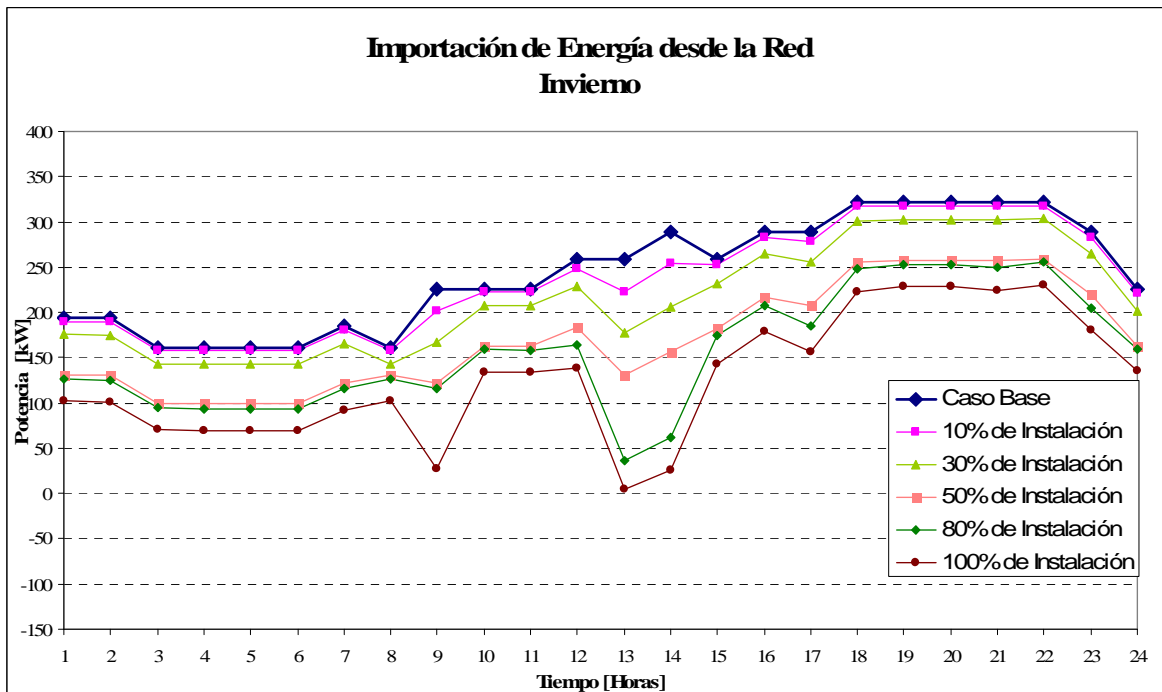


Gráfico 17. Energía entregada por la red externa en invierno

En el grafico 17 se puede observar que a mayor nivel de instalación, menor es la energía importada desde la red, coincidiendo los mínimos con las horas de máxima generación. Se puede observar también, que en condiciones normales de demanda y generación, el escenario de invierno no debiera tener el problema de flujos inversos pues la energía generada se redistribuye en la red de baja tensión, nunca exportándose energía hacia la red externa.

En el escenario de verano, se puede observar que para niveles altos de instalación, (sobre el 50%), se generan flujos inversos entre las horas 13 y 17, caracterizadas por una baja demanda y alta generación. Se observa también que a mayor nivel de instalación menor es la energía importada desde la red.

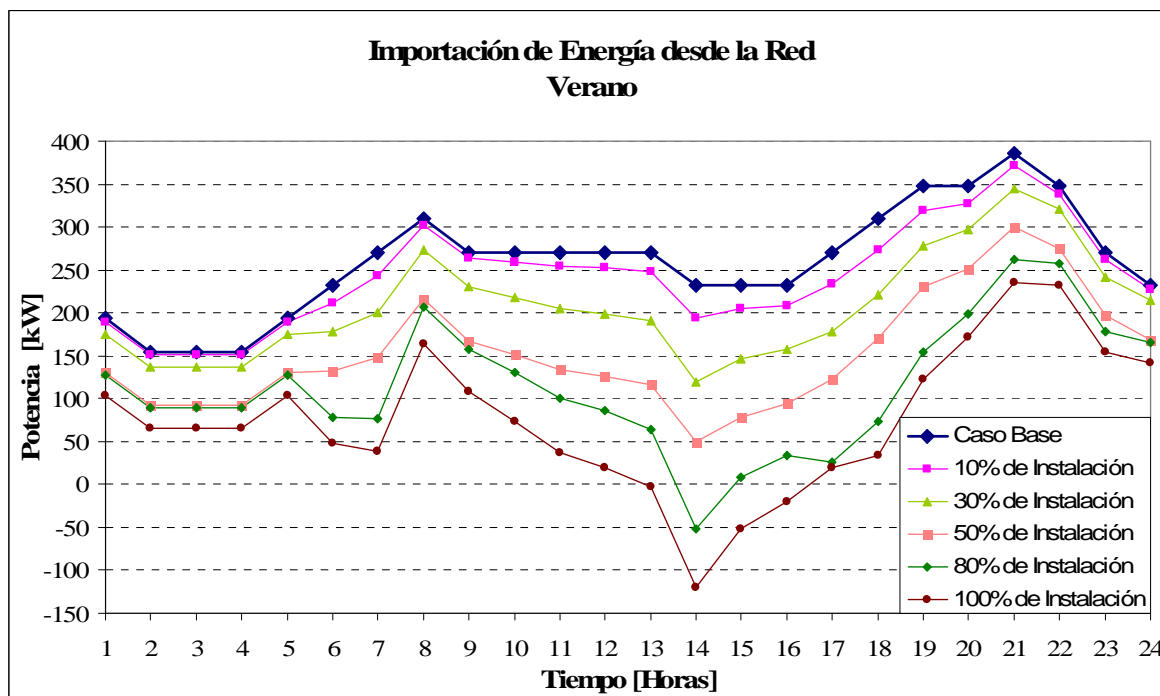


Gráfico 18. Energía entregada por la red externa en verano

### 7.3 Perfil de tensiones

Al obtener el perfil de tensiones, se observa un aumento en el nivel para aquellas barras en donde existe conexión de micro generación, a medida que aumenta el porcentaje de instalación. En aquellas barras en donde no se conectan unidades generadoras, se observa que si bien los niveles de tensión no se mantienen constantes, varían muy poco bajando en un máximo de 1.2% de su valor en p.u. inicial, lo cual está dentro de los valores permitidos por la normativa vigente. Las bajas de tensión que existen se pueden justificar por el mayor consumo de reactivos que supone la instalación de generación, especialmente los pequeños generadores eólicos, ya que la tecnología disponible para este tipo de aplicaciones carece de cualquier tipo de control de reactivos.

Como era de esperarse, la máxima variación observada es en la barra con mayor generación conectada, y para un nivel de 100% de instalación en el alimentador completo, el máximo nivel de tensión alcanzado es de 1.005 [p.u.], valor aceptable ya que según establece la norma vigente el máximo permitido es una variación del  $\pm 7\%$ , lo que entrega un valor máximo de 1.07 [p.u.].



A continuación se muestra el contraste para los perfiles obtenidos en el caso sin instalación de micro generación y con un 100% de instalación.

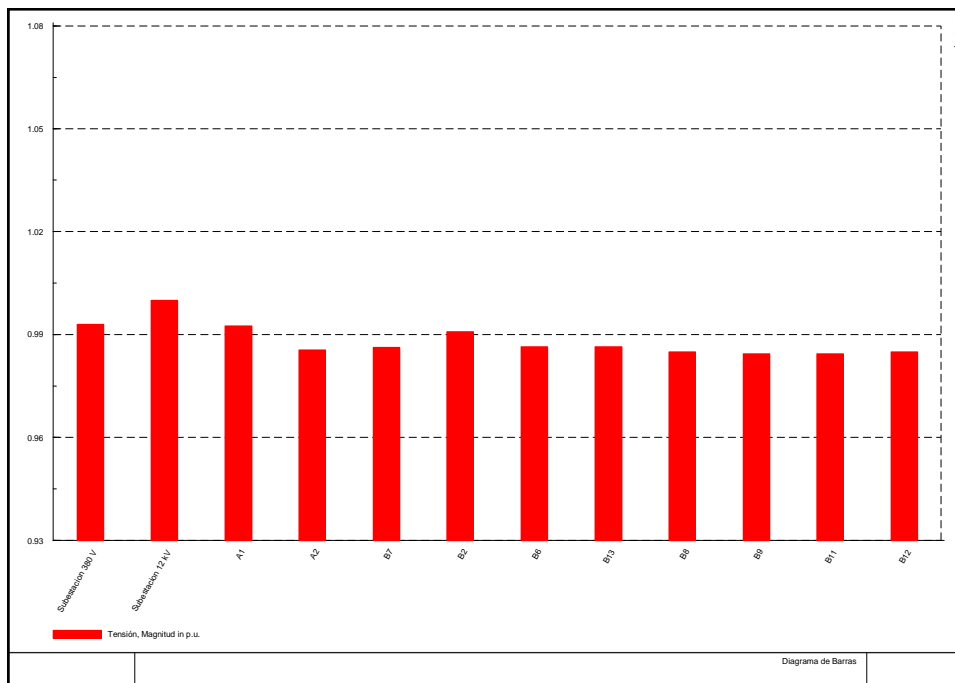


Gráfico 19. Perfil de tensiones en las barras del alimentador, sin instalaciones de micro generación

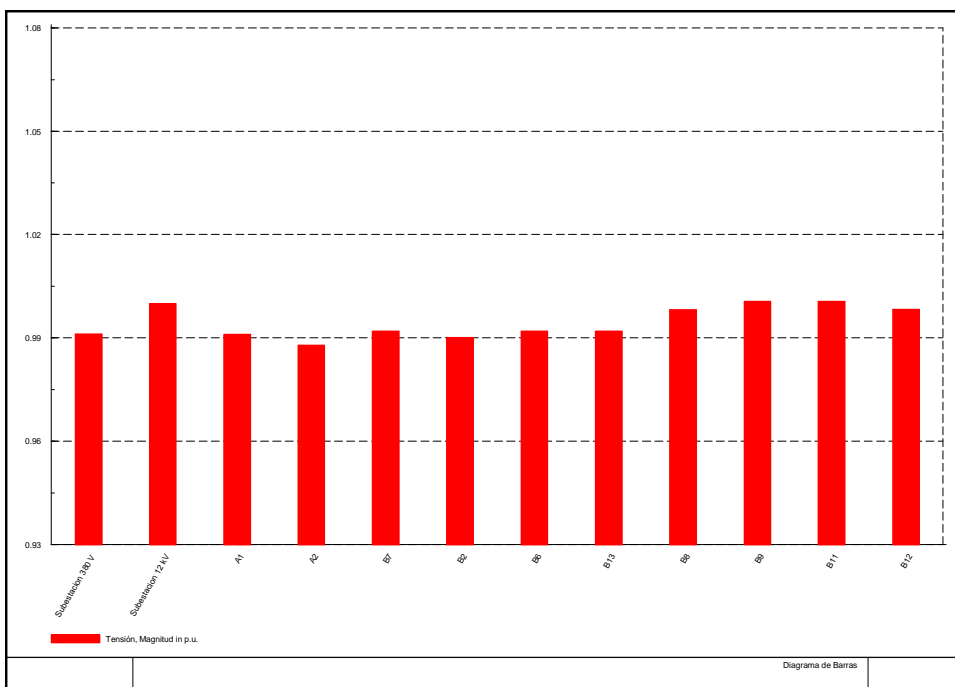


Gráfico 20. Perfil de tensiones en barras del alimentador, con 100% de instalaciones de micro generación

Por otra parte, se analiza la última barra del alimentador con el fin de observar cambios en las pérdidas de la red al variar el nivel de penetración de micro generación. Los principales resultados obtenidos son los siguientes:

- Para el nivel de instalación más bajo, que corresponde a un 10%, se observa que el nivel de tensión no experimenta alzas, manteniéndose igual al nivel de tensión para el caso sin generación excepto una pequeña disminución en las horas de menor demanda. Esto se puede explicar ya que al existir un bajo nivel de generación aún no es posible compensar las pérdidas, sumado al efecto de que algunos dispositivos (generadores de inducción) consumen reactivos lo cual hace disminuir el perfil de tensión.
- Para una instalación del 50%, equivalente a 190 kW se nota claramente una mejora en el perfil de tensión, llegando a aumentar hasta un 0.6 % respecto de su valor original. Lo anterior muestra una disminución moderada de las pérdidas en la red.
- Para un nivel de instalación del 100% se observan perfiles de tensión más bajos que para el caso de 50% de instalación, pero más altos que para el caso en el que no existe micro generación. Esto se puede deber a que al aumentar los niveles de generación, aumenta el consumo de reactivos por parte de algunos generadores, lo que provoca caídas de tensión.

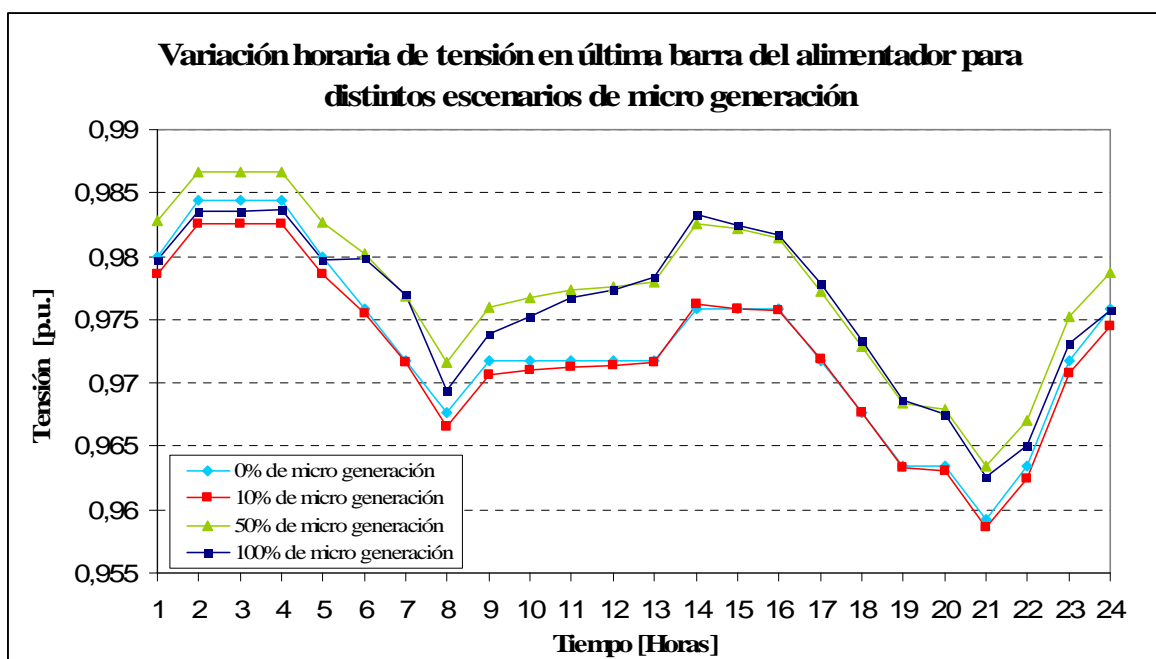
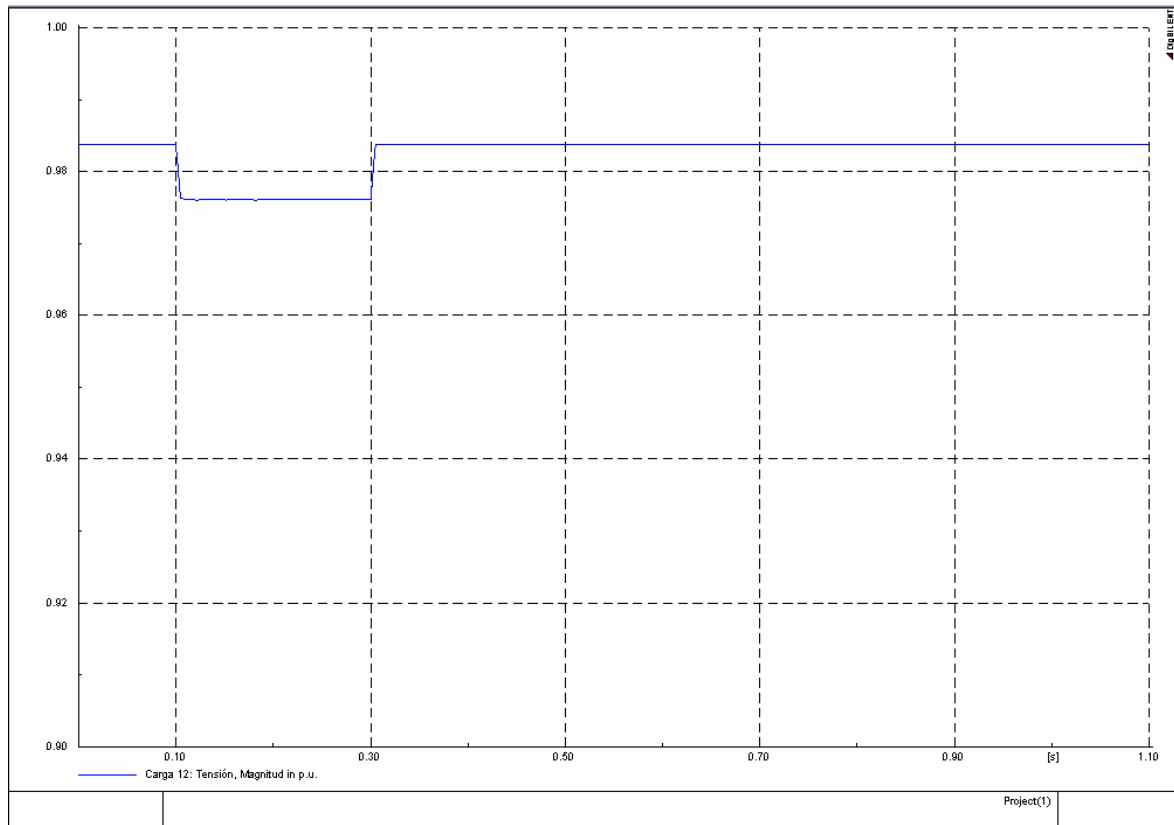


Gráfico 21. Variación de tensión en última barrad el alimentador

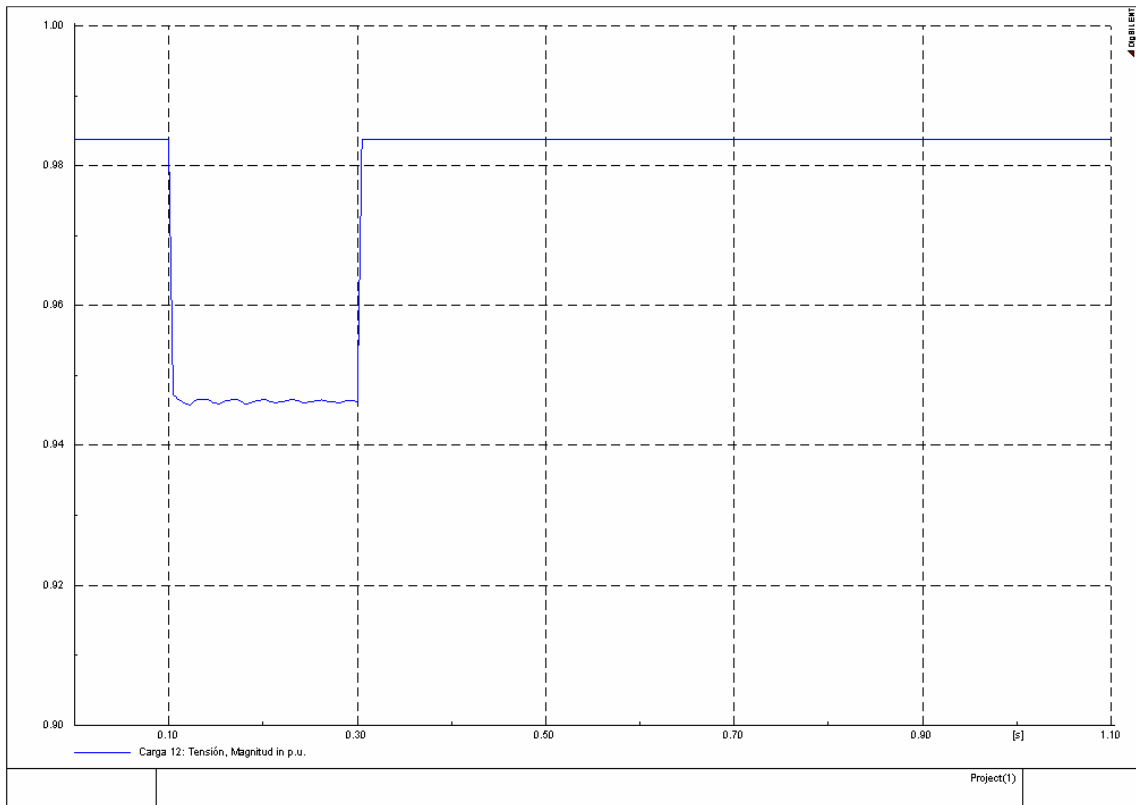
El análisis anterior permite corroborar que la instalación de micro generación puede colaborar a mejorar el perfil de tensiones a lo largo de la red, pero también se observa que debe existir un nivel de instalación óptimo (cercano a 50% de la carga del alimentador) sobre el cual los niveles de tensión comienzan a decaer nuevamente.

Para notar el efecto de la conexión y desconexión de unidades sobre la tensión en la barra de conexión, se realizan simulaciones dinámicas de modo de ver el comportamiento de la tensión en el transiente. Se realizan las simulaciones conectando generadores eólicos, por ser éste el peor caso en lo que respecta a la tensión y se analizan dos barras significativas: la última barra del alimentador y la barra más cercana al transformador de distribución. Se observa que en la barra más lejana, al conectar la unidad generadora, en los gráficos 22 al 25 en el segundo 0.1, la tensión en la barra disminuye en un principio, para luego estabilizarse en un valor ligeramente inferior al inicial, con variaciones en torno al 0.6 % para una única unidad conectada. Por el contrario, al desconectar la unidad – en este caso en el segundo 0.3- la tensión en la barra experimenta un aumento, como se puede observar en el gráfico 22.

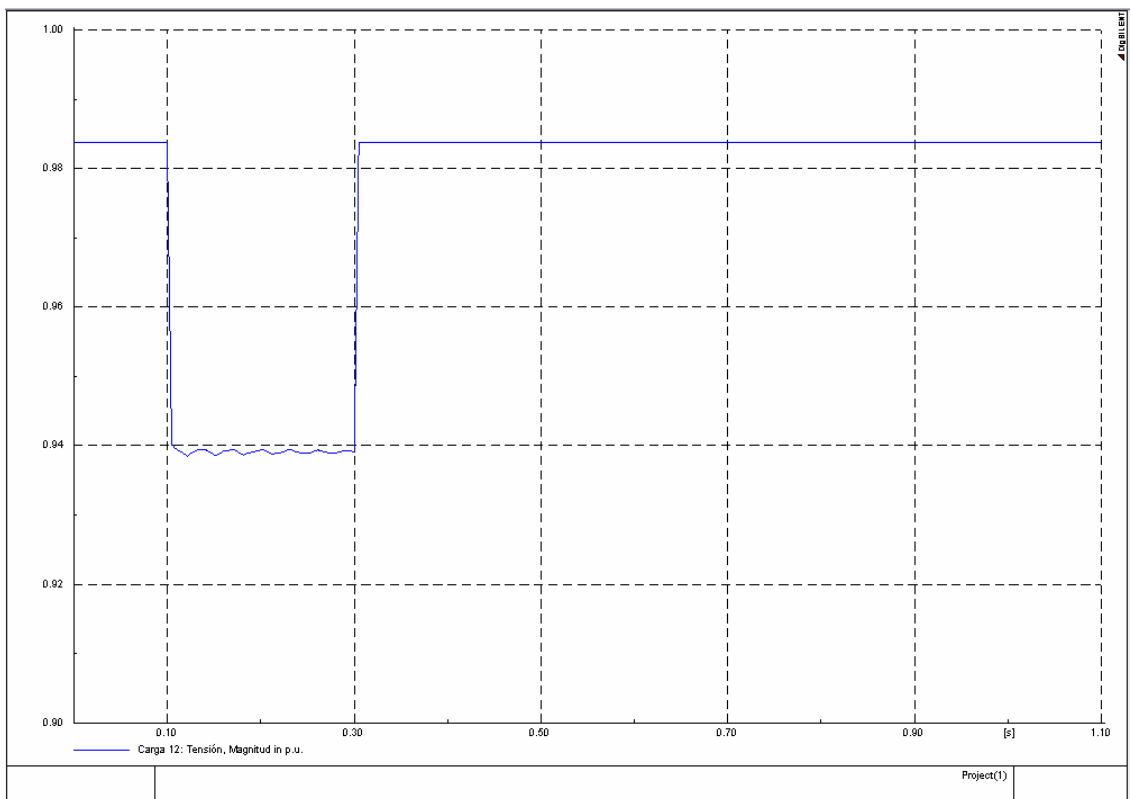


**Gráfico 22. Variación de tensión en la barra más lejana para una unidad conectada**

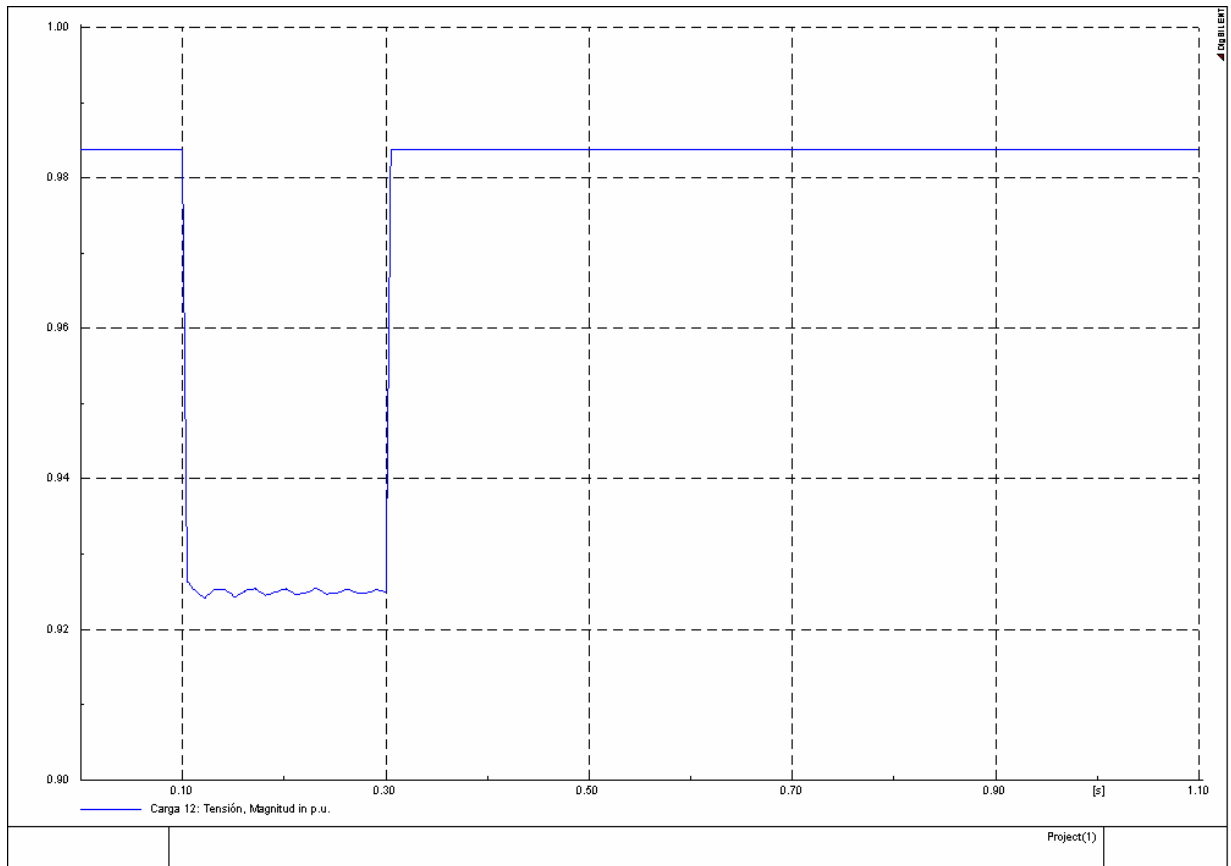
En los gráficos 23, 24 y 25 se aprecia que este fenómeno se repite al aumentar las unidades de generación, siendo cada vez mayor la variación en la tensión al conectar más unidades, llegando a sobrepasar el límite permitido (7% de variación) para 8 unidades conectadas, como se puede apreciar en el gráfico 25.



**Gráfico 23. Variación de tensión en la barra más lejana para tres unidades conectadas**

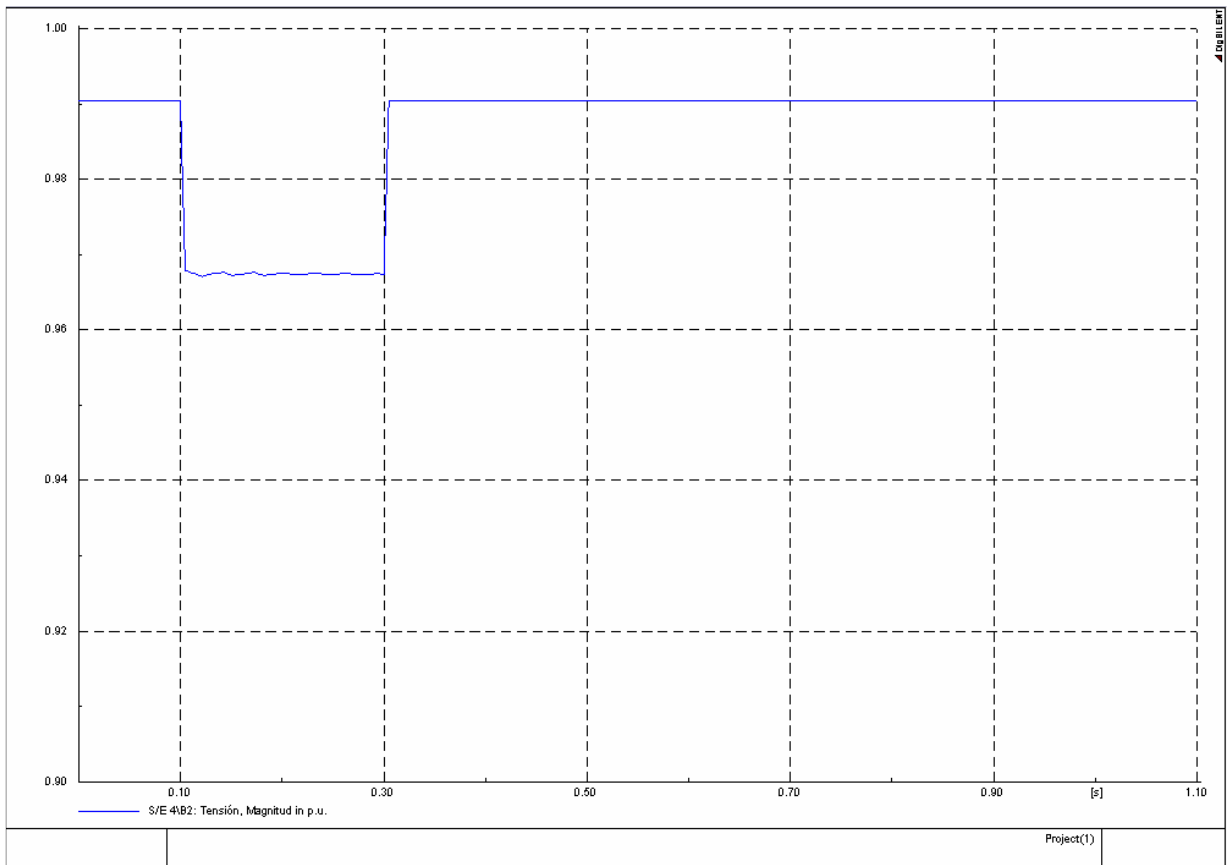


**Gráfico 24. Variación de tensión en la barra más lejana para cinco unidades conectadas**



**Gráfico 25. Variación de tensión en la barra más lejana para ocho unidades conectadas**

Como se esperaba, la variación de tensión en la barra más cercana al transformador de distribución es mucho menor, presentando un comportamiento más estable y para las mismas 8 unidades conectadas, se observa una variación de aproximadamente un 3% como se puede apreciar en el gráfico 26.



**Gráfico 26. Variación de tensión en la barra más cercana para ocho unidades conectadas**

Los resultados anteriores permiten concluir que las barras más alejadas del transformador de distribución son más susceptibles a sufrir fuertes variaciones de tensión con la conexión y desconexión de unidades de micro generación lo cual indica que para cierto nivel unidades conectadas en ciertos sectores del alimentador más bien alejados del punto de transformación, se hace necesario contar con equipos de compensación que hagan disminuir estos efectos y evitar daños en el suministro.

## 7.4 Componentes armónicas

El análisis de componentes armónicas inyectadas a la red, se realizó considerando la conexión de paneles fotovoltaicos y celdas de combustible representadas con fuentes DC conectadas a la red a través de inversores con tecnología PWM. Estudios [22] han determinado que la distorsión armónica total (THD) inyectada por estos dispositivos para potencias en el rango de los 0.7 a 50 kW es de un 3% como máximo. De esta forma se obtuvo la distorsión armónica total en las distintas barras de la red, obteniéndose los siguientes resultados:

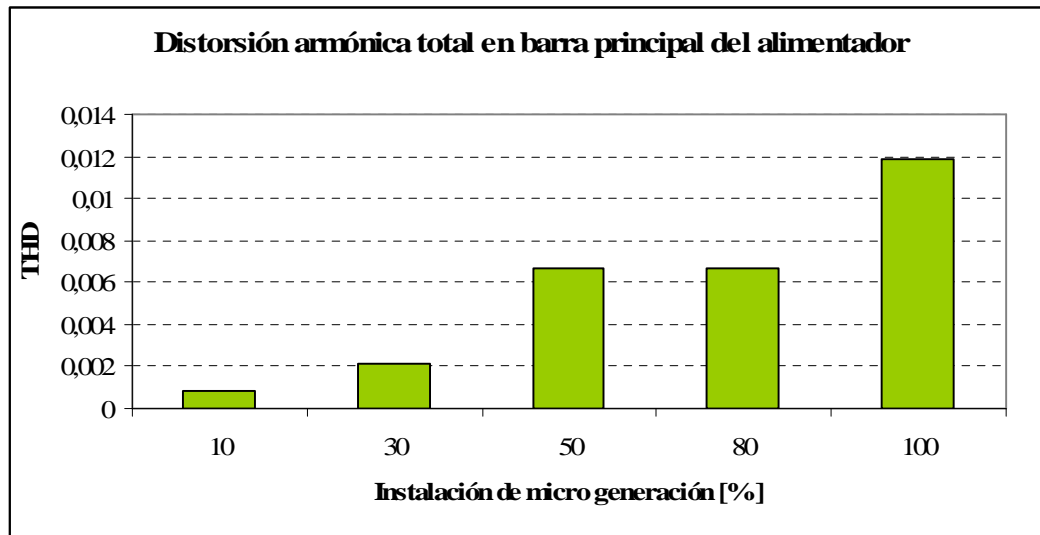


Gráfico 27. Distorsión armónica total, en barra principal

Si bien en la red de baja tensión, la distorsión armónica total varía entre el 0 y 3%, vistos desde la red de media tensión estos efectos son despreciables. Lo anterior se puede explicar por la conexión  $\Delta$  -  $Y$  del transformador de distribución. Al estar la delta al lado de media tensión, ésta redistribuye las componentes armónicas en las tres fases, bloqueando algunas componentes armónicas lo que resulta en una menor distorsión total.

Al ver los efectos sobre un sector específico del alimentador, a medida que se aumenta la instalación de micro generación con interfaz inversora, los resultados observados son los siguientes:

<p>Diagrama de un sistema de alimentación con una sola unidad de microgeneración conectada a la barra superior. El sistema incluye barras de energía (EE, ET, EB), conductores de 775 y 780 km, y una barra principal de 70.848 kW. Se muestran los niveles de potencia y la configuración de los conductores.</p>	<p>Unidades Instaladas : 1            THD en barra superior: 1.38 %            THD en barra principal del alimentador: 1.1%</p>
<p>Diagrama de un sistema de alimentación con dos unidades de microgeneración conectadas a la barra superior. Se muestra la configuración de los conductores y la barra principal de 70.848 kW.</p>	<p>Unidades Instaladas: 2            THD en barra superior: 1.54 %            THD en barra principal del alimentador: 1.1%</p>
<p>Diagrama de un sistema de alimentación con tres unidades de microgeneración conectadas a la barra superior. Se muestra la configuración de los conductores y la barra principal de 70.848 kW.</p>	<p>Unidades Instaladas : 3            THD en barra superior: 2.75 %            THD en barra principal del alimentador: 1.1%</p>
<p>Diagrama de un sistema de alimentación con cuatro unidades de microgeneración conectadas a la barra superior. Se muestra la configuración de los conductores y la barra principal de 70.848 kW.</p>	<p>Unidades Instaladas : 4            THD en barra superior: 3 %            THD en barra principal del alimentador: 1.3%</p>

**Tabla 5. Aumento en distorsión armónica total**

Como se observa en la tabla anterior, la distorsión armónica total en la barra superior de la zona estudiada aumenta a medida que se incorporan nuevas unidades de micro generación. Sin embargo este efecto es notorio a este nivel ya que la densidad de instalación es alta para esta zona del alimentador, lo cual no debiera ocurrir en la realidad. Si se observa la distorsión total en la



barra principal del alimentador, se puede ver que esta tiene una variación mucho menor y más suave al aumentar la cantidad de dispositivos con contribución de componentes armónicas.

Por último, se observa que para todos los casos estudiados, incluso para el nivel de 100% de instalación de micro generación, la distorsión armónica total en la red no supera el límite estipulado por la normativa técnica vigente, el cual es de un 5%.

## 7.5 Niveles de corto circuito

En lo que se refiere al impacto de micro generación sobre las corrientes de falla, se realizaron simulaciones de modo de observar la posible necesidad de adaptar las protecciones existentes en la red. Los principales resultados encontrados fueron los siguientes:

- Para el cálculo de cortocircuito monofásico ubicado a la salida del transformador de distribución en distintos escenarios de penetración, la corriente en el punto de la falla fue en aumento y experimentó variaciones de hasta un 26% al comparar el nivel de corriente sin generación y con un 100% de micro generación. Lo anterior puede requerir un cambio en la coordinación de fusibles en la red, es decir el reemplazo del fusible de respaldo por uno de mayor capacidad.

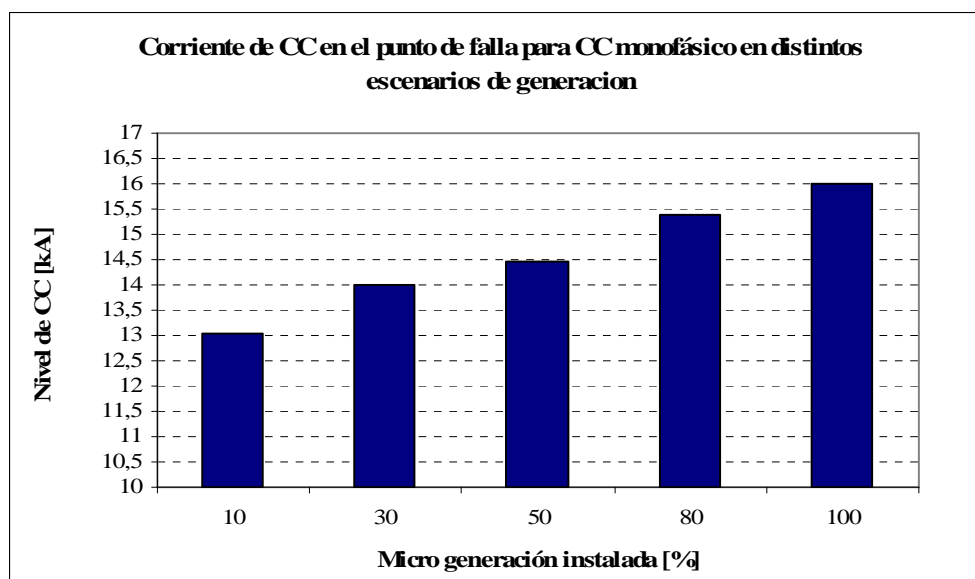


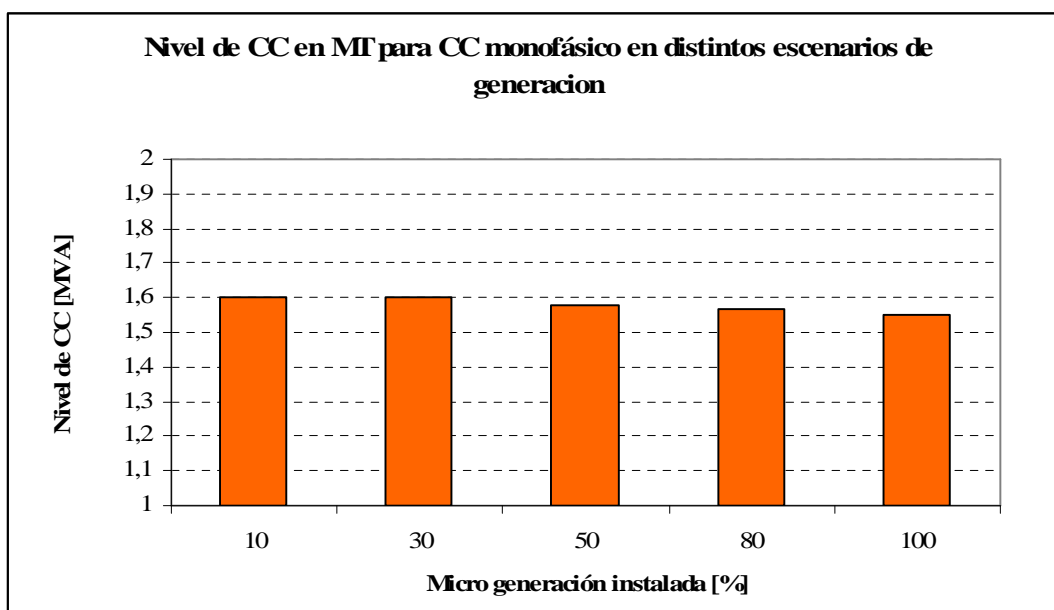
Gráfico 28. Aumento en corriente de corto circuito monofásico

- Para el caso de corto circuito bifásico y trifásico el comportamiento es similar, constatándose un aumento en la corriente de cortocircuito pero en una diferencia no significativa respecto del CC monofásico.

- Al realizar el mismo análisis en distintos puntos del alimentador, se observa que los niveles de corto circuito aumentan en mayor proporción a medida que la falla se sitúa más cercana a las instalaciones de micro generación, mostrando aumentos de hasta un 40%. Lo anterior puede generar la necesidad de considerar nuevas protecciones a lo largo del alimentador, en aquellas zonas donde exista una mayor densidad de instalación de micro generadores.
- Al observar los efectos vistos desde el lado de media tensión, se observa que para un cortocircuito monofásico a la salida del transformador de distribución, el nivel de cortocircuito se mantiene prácticamente constante al aumentar la micro generación, como se puede ver en la tabla 7 y el gráfico :

% micro generación	Red MT	
	Skss [MVA]	Ikss [kA]
10	1,6	0,231
30	1,6	0,23
50	1,58	0,228
80	1,57	0,226
100	1,55	0,224

**Tabla 5. Niveles de corto circuito en MT para falla monofásica a la salida del transformador**



**Gráfico 29. Variación en el nivel de corto circuito, visto desde MT**

- Para cortocircuitos monofásicos y trifásicos ocurridos a la salida del transformador, el nivel de cortocircuito visto desde la red de media tensión tampoco varía significativamente, manteniéndose casi constante a medida que aumentaron las instalaciones de micro generación.

## 8. Conclusiones

El presente trabajo tuvo como objetivo mostrar la factibilidad de incorporar micro generación en redes de baja tensión en zonas urbanas de Chile. Se pudo comprobar que la alternativa de la micro generación ofrece muchas oportunidades para aportar al suministro de sistemas eléctricos y, en general, a objetivos de seguridad y disminución en la emisión de contaminantes. Pese a lo anterior, se constataron una serie de barreras existentes para la incorporación de micro generación, a saber: altos costos de inversión inicial, carencia de procedimientos estandarizados y normativa adecuada, y por lo mismo, complejos procedimientos y condiciones para llevar a cabo la conexión y falta de información.

Con respecto a las tecnologías disponibles en el mercado, se observa que algunas tecnologías de micro generación tales como los sistemas fotovoltaicos y pequeños generadores eólicos tienen una madurez suficiente y cuentan con una tecnología apta y confiable como para permitir su incorporación a sistemas eléctricos de potencia, y en específico, a aplicaciones de baja tensión.

Con respecto a la regulación existente, se pudo observar que en nuestro país existen ciertas herramientas regulatorias relacionadas con la generación de pequeña escala y también normativa técnica la cual se puede adaptar para el caso de micro generación teniendo en cuenta las particularidades que ello implica. Es altamente recomendable estandarizar procedimientos de conexión y probablemente se deban realizar cambios en los sistemas de medición existentes en la red de baja tensión.

Con respecto a los efectos observados sobre la red de baja tensión, se puede concluir que no existen dificultades técnicas mayores para la conexión de micro generación, obteniéndose resultados similares a estudios previos sobre este tema. Se observó que para escenarios de alta penetración pueden generarse flujos inversos a través del transformador de distribución lo cual en primera instancia puede requerir el un cambio en la configuración de taps en el transformador. Así mismo, y ya que pueden existir flujos en ambas direcciones para un nivel de penetración superior al 80%, probablemente sea recomendable considerar sistemas de protecciones bidireccionales. En general, del análisis de los flujos de potencia se pudo observar que a mayor instalación de micro generación, mayor es la disminución de la energía entregada desde la red lo cual genera un cambio en la curva de demanda vista desde el lado de media tensión.

También se pudo observar que el aumento de micro generación provoca un cambio en los perfiles de tensión a lo largo del alimentador, mejorando las características considerablemente en la mayoría de los nodos y disminuyendo las pérdidas a través del alimentador. Como se menciona en capítulos anteriores, estas variaciones en los niveles de tensión en ningún caso exceden los límites impuestos por la normativa vigente. Sí se debe tener en cuenta que para altos niveles de generación y dependiendo de la tecnología de generación predominante en el alimentador, se debe tener en cuenta un mayor consumo de reactivos lo cual en algunos casos puede hacer disminuir la tensión en un punto y repercutir sobre otros usuarios de la red.

Otro aspecto que se revisa es el de inyección de componentes armónicas a la red, las cuales aumentaron junto con la mayor instalación de interfaces inversoras (utilizadas por sistemas fotovoltaicos y celdas de combustible). Si bien el nivel de distorsión armónica en la red varía dentro de rangos permitidos por la normativa vigente, la mayor inyección de armónicos a la red supone distorsiones en la señal lo cual se puede transformar en una eventual disminución de la calidad de suministro, por lo cual es recomendable que en a partir de cierta cantidad de unidades conectadas a la red se tomen ciertas medidas de modo de aminorar este efecto, como por ejemplo la incorporación de filtros.

Del análisis en los niveles de corto circuito, se constatan aumentos proporcionales al nivel de instalación de micro generación. Así mismo, se detecta la necesidad de incluir sistemas de protecciones en nuevos puntos del alimentador para niveles altos de penetración, ya que a medida que las fallas se acercan a los puntos de generación los niveles de corto circuito son mayores.

Todo el análisis anterior permite concluir que las dificultades técnicas sobre la red comienzan a aparecer a partir de altos niveles de penetración (sobre el 50%), y que la incorporación de micro generación a nivel residencial puede resultar beneficiosa. Lamentablemente, las tecnologías utilizadas para este fin aún representan un costo significativamente alto, incluso para países desarrollados como España y Estados Unidos, lo cual hace que en este momento su incorporación a nivel residencial en nuestro país requiera algún tipo de subsidio. Además, y como se ha dicho anteriormente, las barreras que afectan a la incorporación de micro generación no sólo tienen que ver con los altos costos, sino que también con la falta de información y carencia de herramientas regulatorias que estandaricen procedimientos. Es por ello que las posibilidades de la incorporación de micro generación en Chile parten por que se definan acciones que ayuden a reducir estas barreras, lo cual requiere una acción coordinada entre el gobierno e instituciones involucradas (SEC, CNE, ministerios, municipalidades, agencias de desarrollo como CORFO etc.). Algunos de los aspectos que se observan y que en el futuro podrían fomentar la incorporación de micro generación en nuestro país, son:

- Adopción de una política de incentivo a la generación domiciliar de energía
- Crear herramientas para el financiamiento parcial de las unidades de micro generación
- Adaptar la normativa técnica existente para cubrir aspectos necesarios
- Crear estándares simplificados para la conexión de unidades

Finalmente, tras concluir este trabajo se detectan varios aspectos que pueden ser abordados a futuro y que pueden contribuir de mejor forma al estudio de la incorporación de micro generación, como por ejemplo:

- Obtención de modelos dinámicos para tecnologías de micro generación
- Análisis dinámico de la operación de micro generación conectada a redes de baja tensión
- Modelación más precisa de una red de distribución en baja tensión
- Análisis de la conexión de micro generación en redes de distribución incorporando perfiles comercial e industrial
- Análisis de la conexión de micro generación en redes de distribución incorporando unidades de generación monofásicas.

## Referencias

- [1] K. Strunz, S. Barsali, Z. Styczynski , “Developing Benchmark Models for Integrating Distributed Energy Resources”, Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE Vol. 18, No 22, 2006.
- [2] A. Orths, A. Styczynski, O. Ruhle, “Dimensioning of Distribution Networks with Dispersed Energy Resources”, Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES Vol.10, No 13, 2004.
- [3] H. Flechner, R. Bründlinger, B. Bletterie , “Power Quality and Safety Aspects for Grid Connection of Photovoltaic Systems”, Arsenal Research , [www.arsenal.ac.at](http://www.arsenal.ac.at), 2005.
- [4] J.A. Gow, C.D. Manning, “Development of Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies”, Electric Power Applications, IEE Proceedings Vol.146, No 2, 1999.
- [5] T. Ackermann, G. Andersson , L. Söder, “Distributed Generation: A Definition”, Electric Power Systems Research Vol. 57 , 2001.
- [6] I. Pereda, “Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida”, Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2005.
- [7] E. Aranda, “Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica”, Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2002.
- [8] J.L Cerda, R. Palma, A. Jofré, “Integración de Generación Distribuida en un Modelo OPF para el Suministro de Energía de una Empresa Distribuidora”, Departamento de Ingeniería Eléctrica , Universidad de Chile, 2003.
- [9] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L., “Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation”, IEEE Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000.
- [10] Energy Saving Trust, United Kingdom, “Potential for Micro generation: Study and Analysis”, [www.energysavingtrust.org.uk](http://www.energysavingtrust.org.uk), 2005.
- [11] A. Canova, L. Giaccone, F. Spertino , M. Tartaglia, “Electrical Impact Of Photovoltaic Plant In Distributed Network” , Industry Applications Conference, 2007. 42nd IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2007 IEEE Vol. 23 , No 27 , 2007.
- [12] MicroPower Connect, “Interconnection Guide”, Canmet Energy Technology Center, Verennes , Canadá, 2003
- [13] R. Mohr, “Inserción de generadores de Energía renovable en Redes de Distribución” Tesis de grado, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007.
- [14] National Renewable Energy Laboratory, “Distributed generation Power quality, protection and reliability case studies” , GE Corporate Research and Development Niskayuna, New York , 2003.
- [15] P. Cranfield, J. Eland, K. Jackson, S. Ingram, I. Burdon , “Micro-generation network connection“, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, United Kingdom, 2003.
- [16] C. Wang, “Modelling and Control of Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Distributed Generation Systems” Montana State University, ISBN/ISSN 9780542654763, 2006.
- [17] C. Rahmann, “Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC”, Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2006.

- [18] C. Baccaletti, G. Duni, G. Fabbri, E. Santini, “Simulation Models of Fuel Cell Systems”  
IEEE Renewable Power Generation, IET ,Vol 1, No 4, 2007.
- [19] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, K Strunz , “A Benchmark Low Voltage Microgrid Network” ,www.microgrids.power.ece.ntua.gr, 2002.
- [20] R. Caldon, F. Rosseto, R. Turri, “Analysis of Dynamic Performance of Dispersed Generation Connected Through Inverter to Distribution Networks”, C I R E D 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, 2003.
- [21] F. Lineo, “Controlador de Celda de Combustible Mediante la Herramienta LabView”, Memoria de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2004
- [22] Intelligent Energy Europe, “PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for LongtermExpantion” , www.ecofys.com, 2005.
- [23] J. Jardini, C. Tahan, M Gouvea, S. Ahn, F. Figueiredo, “Daily Load Profiles for Residencial, Comercial And Industrial Low VoltageCostumers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 15 No 1, 2000.
- [24] R.Claire,N. Retière, S.Martino, C Andrieu, N. Hadjsaid , “Impact Assessment of LV Distributed Generation on MV Distribution Network”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.
- [25] Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía “Norma Técnica para Conexión y Operación de PMGD en redes de Media Tensión” www.cne.cl, 2006.
- [26] Technical Comité, CENELEC, “Requirements for the Connection of Micro-Cogenerators in Parallel with Public Low- Voltage Distribution Networks”, IEEE Clean Electrical Power, 2007. ICCEP International Conference on Vol 21, No 23 , 2007.
- [27] W. Jara, “Introducción a las Energías Renovables no Convencionales”, 2007.

## Anexo 1: Estado actual del uso de energías renovables a nivel mundial y en Chile

### Energías Renovables no Convencionales en Estados Unidos

Estados Unidos ha sido pionero en contar con políticas de promoción para la energía renovable. En 1978 decreto una ley nacional de tarifas que otorga hasta hoy, incentivos tarifarios a las ERNC. En estados unidos la capacidad instalada de energía eólica es de unos 6700 MW, situándose a nivel mundial como el tercer con mayor capacidad instalada para esta tecnología. Actualmente en este país existen muchos programas de incentivo a la generación de electricidad a través de energías renovables. Estas herramientas de fomento son específicas y varían de un estado a otro.

A continuación se muestra un cuadro con la capacidad instalada en Estados Unidos según fuente de energía renovable:

Capacidad Instalada de ERNC en EEUU (2004)	
Tipo de ERNC	MW
Mini Hidráulicas	300
Eólica	6.700
Biomasa	7.200
Geotérmica	2.500
Solar Fotovoltaica	100
Solar Térmica	400
Mareomotriz	0
<b>TOTAL</b>	<b>17.200</b>

Tabla 6. Capacidad Instalada en base a energías renovables en Estados Unidos

### Energías Renovables no Convencionales en la Unión Europea

Europa ha promovido las energías renovables con mucha determinación, avanzando en conjunto a través de la comisión Europea y concretando sus iniciativas en publicaciones, tales como el *green paper* “Hacia una Estrategia Europea de Seguridad del abastecimiento Energético”<sup>1</sup>.

Las contribuciones Europeas hacia la incorporación de energías renovables han sido concretas y han sido un referente tanto metodológico como técnico para abordar la incorporación de estas tecnologías a los sistemas interconectados, siendo pionera en el desarrollo y aplicación de tecnologías modernas relativas a ERNC.

Entre 1990 y 2000, Europa Occidental representó el 31% del incremento mundial en el uso de la biomasa, un 48% del incremento en el uso de pequeñas centrales hidráulicas y un 79% del incremento en uso de energía Eólica [1].

<sup>1</sup> “Towards a European strategy for the security of energy supply”, Commission for the European Communities, 2002.

País	[%]
Letonia	40,03
Suecia	29,63
Finlandia	22,94
Austria	21,22
Dinamarca	13,86
Portugal	12,82
Eslovenia	11,07
Estonia	10,82
Lituania	8,85
España	6,03
Francia	6,03
Italia	5,8
Grecia	5,66
Polonia	5,42
Eslovaquia	5,4
Hungría	4,93
Alemania	4,83
República Checa	4,38
Irlanda	2,74
Holanda	2,64
Luxemburgo	2,42
Reino Unido	1,61
Bélgica	1,46
Chipre	1,06
Malta	0,31

**Tabla 7. Porcentaje de uso energético en base a energías renovables en Europa**

Hoy en día, la unión Europea se ha puesto como meta lograr generar para el año 2010, el 22 % de su electricidad a través de recursos renovables. Para esto, ha destinado más de 2.1 billones de euros para la investigación de proyectos en energías renovables, centrandose su atención en Celdas de Combustible de hidrógeno.

### **Energías Renovables no Convencionales en Otros Países**

#### ***China***

China cuenta con 3700 MW instalados en base a ERNC, lo que corresponde a un 8,4% de su capacidad instalada total. La mayor contribución proviene de minicentrales hidráulicas, siendo China el país con mayor capacidad instalada en pequeñas centrales hidráulicas.

Los objetivos planteados por China en relación a las ERNC son alcanzar un 10% de su capacidad eléctrica para el 2020. Dentro de este objetivo, China quiere producir 10.000 MW de energía eólica en 2010 y 20000 MW en 2020, preparando para ello la legislación necesaria para promover la energía eólica.

Por otra parte, China ha emergido como fabricante de paneles y celdas solares fotovoltaicas, duplicando su capacidad de producción en 2004.



### **India**

Entre los países en vías de desarrollo, India fue le primero en establecer tarifas de entrada para generación en base a ERNC. En el año 2002, el Plan de Energías Renovables fue decretado, siendo su principal objetivo promover las energías renovables, especialmente la solar, para lograr un 10% de capacidad en base a estas tecnologías en 2012.

Además, India ocupa un lugar destacado en energía eólica instalada a nivel mundial, con cerca de 4.400MW.

### **Australia**

Según la asociación Australiana de energía eólica, la capacidad instalada casi se duplicó en 2004. Sin embargo, el potencial de crecimiento para nuevos proyectos es enorme ya que Australia tiene uno de los potenciales eólicos más grandes del mundo.

### **Energías Renovables no Convencionales en Chile**

En la actualidad, la mayor aplicación que están teniendo las ERNC en Chile es en instalaciones de electrificación rural, como parte de los objetivos planteados en la política emprendida por la Comisión Nacional de Energía. Estos objetivos son incorporar la utilización de energías renovables en aquellos proyectos de pequeña escala donde existe la tecnología apropiada y donde es competitiva con las formas tradicionales de abastecimiento eléctrico.

SISTEMA	RENOVABLES						TERMICA	
	Hidráulica		Eólica		Biomasa		[MW]	%
	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%		
<b>SING</b>	12	0,4	0	0	0	0	3620	99,6
<b>SIC</b>	4619	59	0	0	153	2	3108	39
<b>AYSEN</b>	17	50	2	6	0	0	15	44
<b>MAGALLANES</b>	0	0	0	0	0	0	78	100

**Tabla 8. Participación de Energías Renovables en la Matriz Energética Chilena**

Una de las principales barreras que encuentra la incorporación de ERNC en nuestro país, es que el potencial energético no se encuentra dimensionado con precisión. Esto es, no se han realizado suficientes estudios para determinar el potencial eólico y solar en muchas zonas del país. A pesar de lo anterior, algunas empresas de generación han creado filiales para el estudio y concreción de proyectos basados en energías renovables. A continuación se describen dos de ellas:

### **Endesa Eco**

Endesa Eco es una empresa filial de Endesa Chile, y fue creada con el objeto de promover y desarrollar proyectos de energías renovables no convencionales, tales como: minihidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras y actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos. En el cumplimiento de su objeto, la sociedad actúa directamente o a través de sociedades filiales o coligadas de ENDESA, tanto en Chile como en el extranjero.

Esta empresa dio el paso inicial para concretar lo que es el primer parque eólico conectado al Sistema Interconectado Central (SIC) inaugurando, el 6 de Diciembre el proyecto Canela, con 11 aerogeneradores que suman en total 18.15 MW. Actualmente trabaja en la expansión de este parque eólico bajo el proyecto Canela II, además de otros proyectos de ERNC.

### **Energía Verde**

Energía Verde es una empresa filial de AES Gener que se dedica al estudio de formas alternativas de generación de energía. Utilizando varios años de investigación realizados previo a la conformación de esta empresa en donde se realizaron diversos estudios relacionados con energía eólica, solar, biomasa y otros residuos (basura domiciliaria), se concluyó que en el contexto del desarrollo de nuestro país, la fuente de generación que muestra mayor competitividad es aquella que se realiza con desechos de la creciente industria forestal chilena.

En ese sentido, Gener concreta en septiembre de 1993 la constitución de la empresa filial Energía Verde S.A., la cual inicia sus operaciones con la suscripción de contratos con industrias del sector forestal. Ello permitió materializar la construcción de las primeras dos plantas termoeléctricas de cogeneración, denominadas Planta Constitución (VII Región) y Planta Laja (VIII Región), ambas conectadas al Sistema Interconectado Central (SIC).



**Ilustración 14. Montaje Parque eólico Canela fuente: [www.pnud.cl](http://www.pnud.cl)**

## Anexo 2: Tecnologías de micro generación

### 2.1 Paneles Solares

En una planta fotovoltaica, se aprovecha directamente la energía del sol para transformar energía lumínica en energía eléctrica. Esto se lleva a cabo en unidades funcionales llamadas Celdas Fotovoltaicas o Paneles Solares.

Los paneles solares realizan la transformación directa de energía en células fotovoltaicas, las cuales producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellas. La potencia máxima que puede suministrar una unidad se denomina potencia peak.



Ilustración 14. Sistema Fotovoltaico de 5 kW en Universidad de Toronto, Canadá

Los paneles fotovoltaicos funcionan basados en el efecto fotoeléctrico. Cada célula fotovoltaica está compuesta de dos delgadas capas de silicio P y N, separadas por un semiconductor. Los fotones que provienen del sol inciden sobre la superficie de la capa P, y al interaccionar con el material liberan electrones de los átomos de silicio los cuales, en movimiento, atraviesan la capa de semiconductor. Al unir este esquema a un dispositivo o elemento eléctrico consumidor de energía, se iniciará un flujo de corriente eléctrica continua.

En lo que respecta a su comercialización, las celdas se producen tanto de forma circular como rectangular, y producen electricidad en corriente continua. La eficiencia de estos paneles solares radica en su orientación hacia el sol como su inclinación con respecto a la horizontal, sin embargo se observa una fuerte tendencia a las instalaciones fijas, por ahorros en mantenimiento y con una inclinación al sur fija que depende de la latitud.

Grandes grupos de paneles pueden generar electricidad a poblaciones en áreas aisladas si tienen buena iluminación. En un día soleado, el Sol irradia alrededor de  $1 \text{ kW/m}^2$  en la superficie de la Tierra. Considerando que los paneles fotovoltaicos actuales tienen una eficiencia promedio del 12%, resultaría en la producción de aproximadamente  $120 \text{ W/m}^2$ . Sin embargo, no todos los días son soleados, por lo que el aprovechamiento efectivo es menor.

A modo de ejemplo, en latitudes medias y septentrionales, tomando en cuenta el ciclo diurno y las condiciones atmosféricas, en promedio llegan a la superficie terrestre  $100 \text{ W/m}^2$  en invierno y  $250 \text{ W/m}^2$  en verano. Con una eficiencia de conversión de aproximadamente 12%, se puede esperar obtener entre 12 y 30 Volts por metro cuadrado de celda fotovoltaica. En la actualidad, desarrollos tecnológicos han permitido aumentar el rendimiento en paneles fotovoltaicos, logrando valores superiores al 40%.

Tipo de Célula	Eficiencias [%]
Silicio Monocristalino	12 a 15
Silicio Policristalino	11 a 14
Silicio Amorfo	5 a 7
Telurio de Cadmio	8 a 9
Cobre-Indio	10 a 12

Tabla 9. Eficiencia para distintos tipos de células Fotovoltaicas

A continuación se muestra una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Se puede apreciar que consiste de módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o en paralelo. Además, cada modulo consiste en grupos de células conectadas a su vez en serie y/o paralelo.

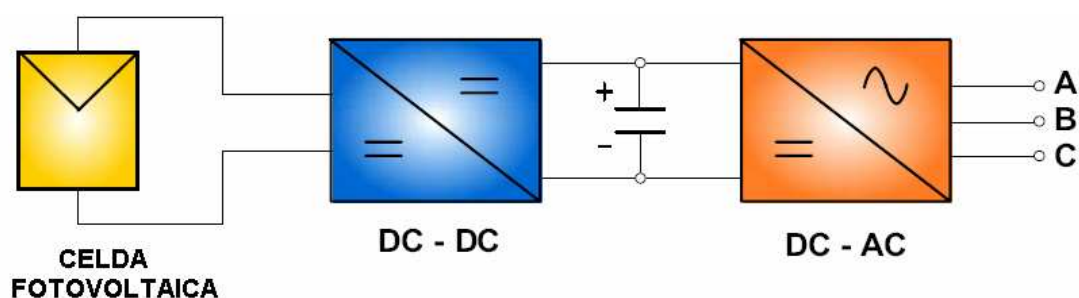


Ilustración 15. Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red

También se puede apreciar que la configuración cuenta con un convertidor electrónico de energía DC-DC integrado entre el módulo fotovoltaico y la carga, de modo de conseguir una operación óptima. Usando un algoritmo inteligente, se asegura que el módulo fotovoltaico este funcionando en su punto máximo de energía para todos los valores de temperatura, radiación y carga. Finalmente, el inversor transforma la señal continua en alterna, conectando el sistema a la red trifásica.

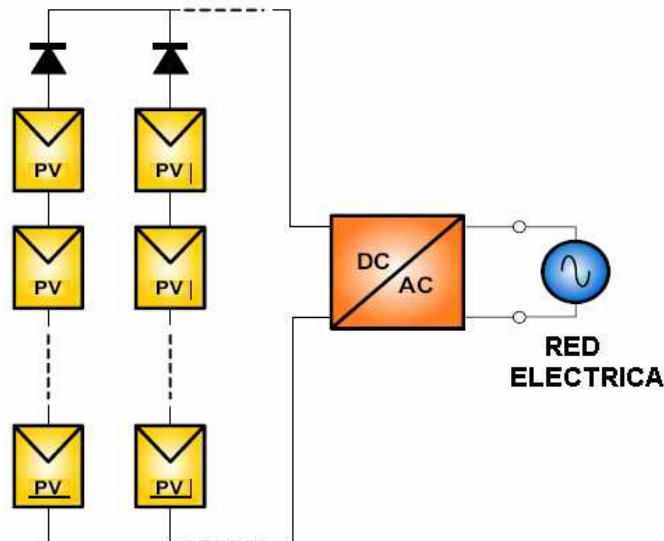
### Configuración de Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden adoptar varias disposiciones en su conexión. A continuación se presentan algunas configuraciones, sus características más relevantes y su conexión a la red eléctrica.

#### 1. Sistema de Inversor Central

Esta configuración también se conoce como “inversor central”. En ella, todos los paneles dispuestos en serie o paralelo están conectados a través de un único inversor fotovoltaico, el cual realiza la búsqueda del punto de máxima potencia del grupo y transforma la energía que se inyectará a la red. Dadas las características de la energía manejada, es un inversor trifásico. El

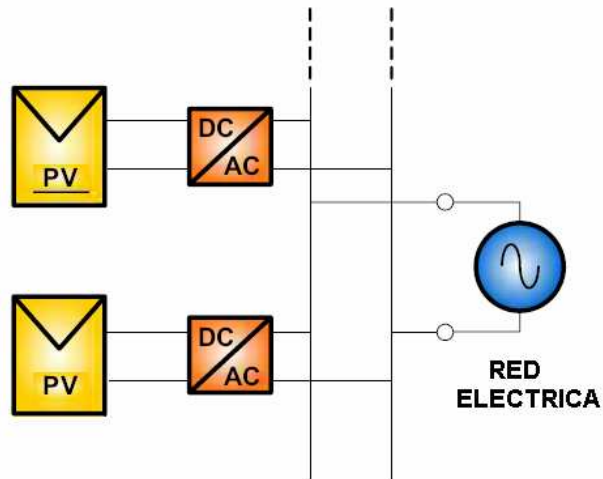
inversor impone un punto de funcionamiento al generador fotovoltaico. Este punto de operación es el punto máximo de energía del grupo, pero no necesariamente tiene que ser igual a la suma de las energías máximas extraíbles de los paneles individuales, debido a problemas de pérdidas, de dispersión de parámetros y de operación en condiciones no homogéneas. Esta configuración es típica de grandes plantas fotovoltaicas. La potencia entregada por el inversor puede ser de varios kW.



**Ilustración 16. Sistema de Inversor Central**

## 2. Sistemas de Inversor Integrados o Módulo de CA.

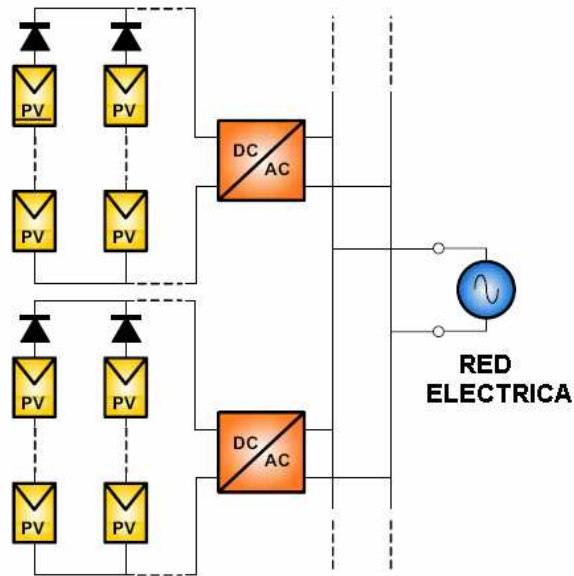
En este caso, cada panel tiene su propio inversor fotovoltaico integrado, lo que hace que la búsqueda de la energía máxima se convierta en tareas de corriente alterna. Esta estructura se conoce como “módulo-integrado” o con el término más comercial “Módulo de CA”. Al liberar la búsqueda del punto máximo de la energía para cada panel, estos módulos consiguen extraer la energía máxima posible en cada momento. Esta opción es la que presenta más modularidad, y por lo tanto reduce al máximo la posibilidad de perder energía por fallas en un módulo. Sin embargo, los módulos de CA presentan el inconveniente de aumentar notablemente el costo proporcional del inversor fotovoltaico, pues al aumentar la energía de estos elementos, el resultado es cada vez más costoso. Por esta razón, hoy en día los módulos de la CA no se utilizan. La energía de estos sistemas generalmente es menor a 400 W.



**Ilustración 17. Sistemas de CA o Modulo Integrado**

### 3. Sistema de Conversión de Secuencia.

En esta configuración, los paneles se dividen en dos grupos cuya potencia varía aproximadamente entre 2 y 5 kWp. Cada grupo está conectado a un inversor DC/AC y todos los inversores están conectados a la red eléctrica. Estos inversores son monofásicos, en la mayoría de los casos. Cada inversor hace su propia conversión de energía DC-DC, por lo cual la eficiencia total de la instalación en este contexto es mejor que la de los sistemas con el inversor central, aunque es más baja que en módulos de CA. Este tipo de configuración, debido a la energía usada, es la más habitual en sistemas fotovoltaicos urbanos.



**Ilustración 18. Sistema de Conversión de Secuencia**

#### 4. Sistema de Conversión Multi-secuencia.

En la actualidad, los sistemas más utilizados son los de Inversor Central y los Convertidores de Secuencia. Sin embargo, últimos estudios han propuesto un modelo intermedio entre los 2 anteriores llamado inversor multi-secuencia. En este caso, los paneles se dividen en dos grupos de energía, generalmente de potencias menores a 2 kWp. Cada grupo está conectado con un convertidor DC/DC y todo éstos convertidores proveen su energía a un transmisor común en CC. Un único inversor es capaz de transformar toda la transmisión continua a CA para ser inyectado a la red eléctrica. La capacidad de este inversor es la global de la instalación, pudiendo llegar al kW. Este inversor puede ser monofásico o trifásico.

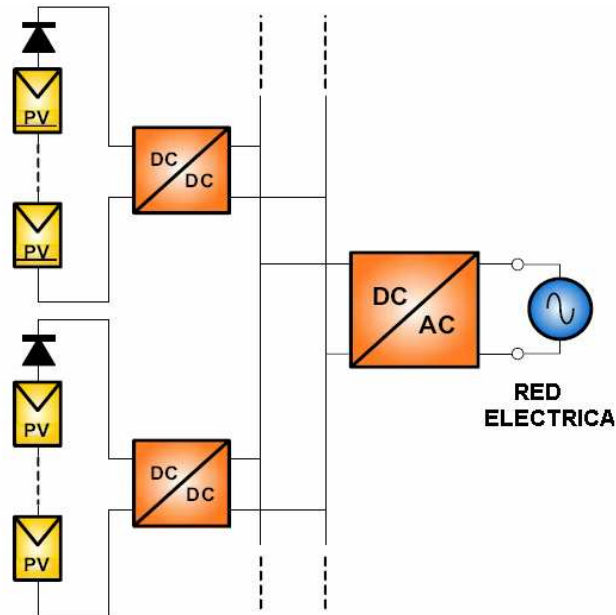


Ilustración 19. Sistema de Conversión Multi Secuencia

## 2.2 Turbinas Eólicas (Aerogeneradores)

Las turbinas eólicas son actualmente la tecnología más prometedora en lo que se refiere a integración de energías renovables. Su desarrollo moderno comenzó en la década de los 80, en donde se instalaron algunos kW, para dar paso a la instalación de varios MW hoy en día. Dinamarca por ejemplo, cuenta con un 20% de energía eólica en su sistema eléctrico, y se espera que el futuro este número aumente.

La tecnología utilizada en los primeros desarrollos de generadores eólicos consistía en generadores de inducción con jaula de ardilla, los cuales se conectaban directamente con la red. De esta forma no existía ningún tipo de control de potencia activa y reactiva entregada a la red, parámetros que son esenciales para el control de frecuencia y voltaje de la red. La mayoría de los generadores eólicos consisten en un rotor de aspas el cual gira alrededor de un eje. Este eje se conecta a una caja de engranajes cuyo fin es aumentar la velocidad de giro que recibirá el generador. Este tipo de maquina se denomina de "eje horizontal". El diámetro del rotor puede variar hasta 80 metros en maquinas grandes, y 30 metros en maquinas más pequeñas, y la mayoría cuenta con 3 aspas de giro las cuales están generalmente hechas de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

Las aspas pueden girar entre 10-30 revoluciones por minuto, a una velocidad constante, sin embargo, muchas maquinas operan a velocidad variable. La potencia es controlada en forma

automática a medida que la velocidad del viento varía, y las maquinas son paradas para velocidades del viento muy altas para evitar daños en los equipos.

Según el Standard IEC 1400-2, se considera como pequeñas turbinas de viento a aquellas cuya superficie de recepción sea menor a 40 m<sup>2</sup>, sin embargo este criterio se encuentra actualmente en modificación variando a 200m<sup>2</sup> del área barrida.



**Ilustración 20. Pequeño aerogenerador de 1.5 kW instalado en edificio residencial, Inglaterra**

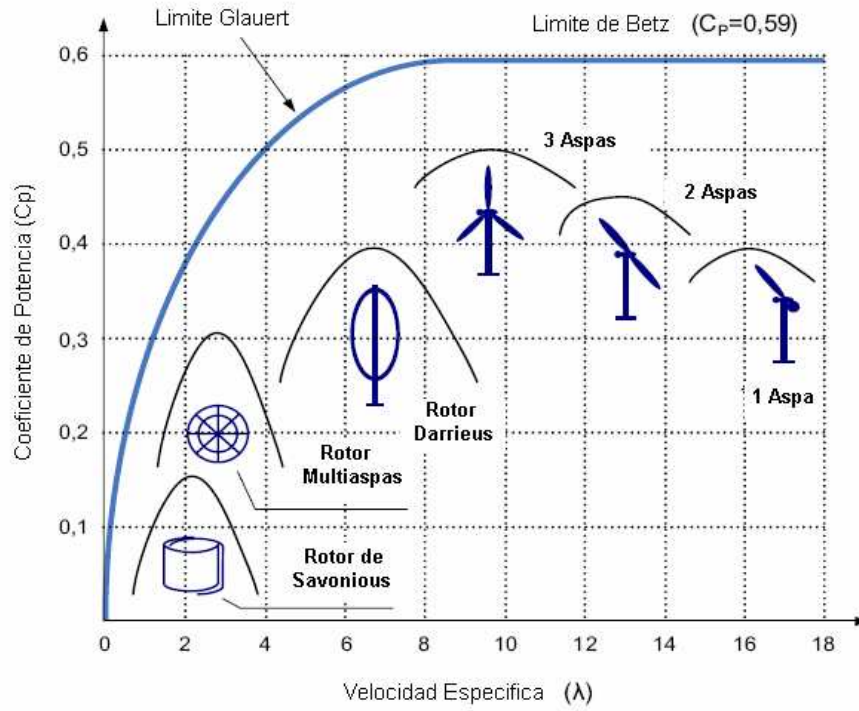
Existe una tendencia generalizada a utilizar generadores de imanes permanentes en turbinas de viento en el rango de los 1.5 a 30 kW de potencia. Otras opciones son utilizar generadores de inducción y generadores de reluctancia variable. El uso de imanes permanentes permite el disminuir el paso polar, lo que facilita la construcción de generadores con más número de polos, despejando la necesidad de utilizar amplificadores de velocidad. Es necesario mantener la turbina del viento dentro de los límites del diseño. Particularmente, esos aspectos se relacionaron con el límite de velocidad de rotación. En este aspecto, la regulación puede ser: regulación por la orientación, regulación del pitch, regulación por pérdidas aerodinámicas. También es muy necesario elaborar procedimientos de control que permitan el frenado de la turbina para ciertos niveles de viento.

Con respecto al tipo de torre, generalmente los fabricantes ofrecen diversos tipos según las características del lugar. Por lo tanto, es posible encontrar modelos de 6, 8, 12, 18, 24, 30 y 40 metros.

### **Clasificación de Pequeños Generadores Eólicos**

A continuación se muestra una gráfica para distintas curvas del coeficiente  $C_p$  de energía, en función de la velocidad de las aspas  $\lambda$ , para diversas configuraciones de turbinas del viento, manteniendo constante el ángulo de pitch.





**Gráfico 1. Clasificación de Turbinas Eólicas**

Las características más interesantes de las diversas tecnologías se comentan a continuación:

#### 1. Rotor de Savonious

Se caracteriza por disponer de dos láminas, cada una la mitad de un cilindro, cortado por una generatriz y desplazado lateralmente. Tienen la ventaja de ofrecer un alto torque de partida, lo que permite la partida incluso con viento débil. Sin embargo, su bajo rendimiento y reducidas velocidades centran sus usos en el bombeo de agua.

#### 2. Rotor Multitaspas

Presentan un número de láminas que varía entre 6 y 24 y, por lo tanto, una alta confiabilidad. Sus ventajas son tener un alto torque de partida y velocidad de rotación reducida. La velocidad lineal de las aspas de estas máquinas está generalmente, por condiciones de diseño, en el mismo orden de velocidad que viento del incidente. Sin embargo, su bajo índice rotacional las hace poco recomendables para la generación de energía eléctrica y también se utilizan para el bombeo de agua.

#### 3. Rotor de Darrieus.

Consiste en dos o más láminas dispuestas en forma de cuerda tomada en sus extremos y dispuesta para movimiento rotacional. Su eficiencia y velocidad de rotación son comparables a las de rotores de eje horizontal, pero la ausencia de torques de partida limita sus usos.

#### 4. Rotores de Eje Horizontal

Este tipo de rotores giran a una velocidad más alta que los rotores multitaspas. La velocidad lineal, en el borde de las aspas de estas máquinas, varía entre 6 a 14 veces la velocidad del viento incidente, según condiciones de diseño. Esta característica las hace apropiadas para la generación de energía eléctrica. Presentan un torque de partida reducido que, en la mayoría de sus usos, son suficientes para hacer girar al rotor durante el proceso de conexión.

Entre los rotores de eje horizontal existentes, el más utilizado es el de tres aspas, principalmente debido a su mejor estabilidad estructural, menor emisión de ruidos y rendimiento energético más alto. Por el contrario, las ventajas principales de los rotores de una y dos aspas es que rotan a velocidades mayores, y son mucho más baratas pero presentan problemas de estabilidad estructural y altas emisiones de ruidos. Esto ha causado que estos sistemas no hayan superado la fase de prototipo.

En lo que respecta al generador eléctrico, los más utilizados son: generadores asincrónicos, asíncronos y de reluctancia variable.

A continuación el diagrama simplificado de conexión a la red eléctrica para pequeños generadores eólicos.

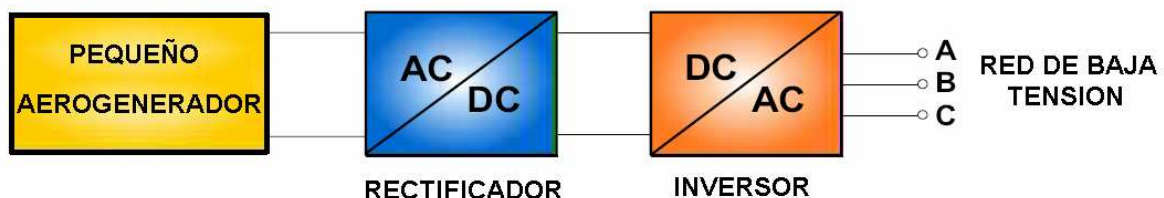


Ilustración 21. Esquema de Conexión para Pequeños Aerogeneradores

### 2.3 Celdas de Combustible

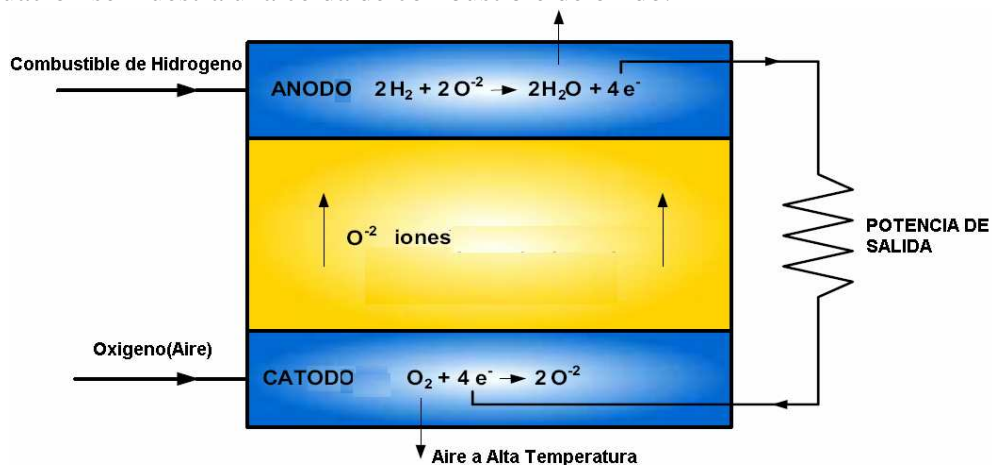
Las celdas de combustible son dispositivos capaces de producir electricidad a través de la transformación electroquímica de energía, sin recurrir a la combustión clásica. Tal es su eficiencia, que esta puede ser dos veces la de un sistema que utilice el ciclo termodinámico de Carnot. El combustible utilizado para su funcionamiento va desde el hidrógeno puro hasta derivados de los hidrocarburos, por ejemplo, los alcoholes. La utilización de combustibles puros elimina los problemas asociados a la contaminación, ya que el hidrógeno no genera contaminantes como el CO y el CO<sub>2</sub> y a pesar de que los hidrocarburos sí lo hacen, la eficiencia de estas celdas hace que estas emisiones puedan reducirse a la mitad o menos, con la correspondiente ventaja ambiental.

Las tecnologías de las celdas de combustible destacan por su alta eficiencia, bajas emisiones, carácter modular, su flexibilidad en el uso del combustible y su silenciosa operación. Además, permiten el uso del calor residual, aumentando notablemente la eficiencia global de un sistema.

La producción de hidrógeno con una fuente renovable y el uso de ella en celdas de combustible, prometen una fuente de energía limpia que puede ser utilizada para la micro generación en forma interconectada o aislada.

Un factor crítico de las energías renovables es su carácter intermitente. En celdas de combustible, este problema puede desaparecer con el futuro desarrollo del hidrógeno, el cual permitirá almacenar otras energías cuando sea conveniente. El uso del hidrógeno como combustible para producir electricidad a través de celdas de combustible se puede convertir en generación secundaria con la ventaja de estar generado en el punto y momento necesarios, en una instalación fija o móvil. Así pues, para una perspectiva futura, los sistemas híbridos (es decir, la integración de celdas de combustible con microturbinas a gas) pueden ser una muy buena alternativa, aumentando el rendimiento general.

A continuación se muestra una celda de combustible de óxido.



**Ilustración 22. Celda de Combustible de Oxido Solido**

Como se muestra, el combustible de hidrógeno entra en el ánodo donde ocurre una reacción química con los iones del oxígeno para formar el vapor y cuatro electrones. Estos electrones son conducidos hacia el cátodo para combinarse con oxígeno y así producir iones de oxígeno que atraviesan el electrolito. El oxígeno necesario para esta reacción es proporcionado por una entrada de aire. El exceso de aire sale en forma de temperatura elevada y eventualmente se podría utilizar para el funcionamiento de una microturbinas a gas.

El óxido sólido funciona con una alta temperatura de funcionamiento. Estas celdas proveen de corriente continua. Un convertidor elevador ajusta el nivel de voltaje de la celda para alimentar a un inversor. Así, el inversor puede proporcionar una corriente alterna trifásica. Finalmente, un transformador conecta al inversor con la red eléctrica. El neutro del transformador está conectado

a tierra y al neutro de la red. En la figura 2, se muestra la conexión de una celda de combustible a la red eléctrica

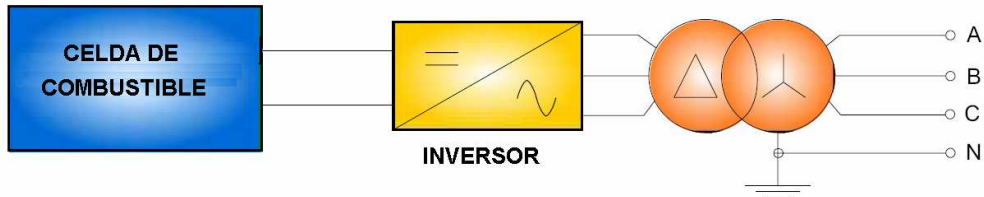


Ilustración 23. Conexión de Celdas de Combustible a la Red

### Clasificación de Celdas de Combustible

Las celdas de combustible se pueden clasificar según dos aspectos fundamentales:

- Temperatura de operación (Alta o Baja)
- Material del electrolito

Con respecto a la temperatura, la clasificación admite cuatro modelos para alta temperatura (AFC, PEMFC, DMFC, PAFC) y dos modelos de baja temperatura (MCFC y SOFC). A continuación se muestran reacciones y características de las diversas celdas de combustible.

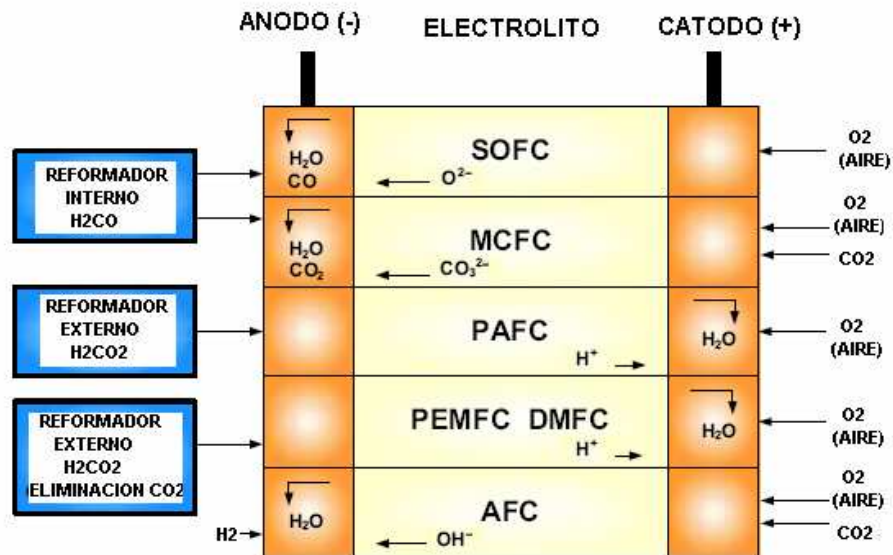


Ilustración 24. Rangos de Celdas de Combustibles

#### 1. Celdas Alcalinas (AFC).

El electrolito usado es una solución del hidróxido diluido en potasio. Este combustible es hidrógeno puro, con concentración nula del CO o del CO<sub>2</sub>, para así evitar reducciones en la eficiencia. Funcionan a presión atmosférica y los electrodos se hacen generalmente del níquel, de óxido del níquel, o de carbón dopado con platino. El voltaje de las células es aproximadamente 0.8V y la densidad de corriente es aproximadamente 1500 a/m<sup>2</sup>. Su vida útil es generalmente de un año.

2. Celda con membrana del intercambio de protones (PEMFC).

En esta celda, el electrolito consiste de una capa sólida generalmente constituida por polímeros de Nafion (basado en un polímero del polietileno). El electrodo del ánodo es Pt/C depositado en papel carbón y el electrodo del cátodo es también Pt/C. Se pueden alimentar con combustible reformado y con aire. Su temperatura de operación es baja y al tener electrolito sólido tienen una larga vida útil, alrededor 50.000 horas. Pueden proveer energía máxima después de tres minutos de operación. Cada célula puede entregar alrededor de 0.7V en C.C. y densidades de corriente aproximadas de 900 mA/cm<sup>2</sup>.

3. Celdas de Metanol directo (DMFC)

Estas células son una variación de las celdas PEMFC. Utilizan el metanol como combustible en vez de hidrógeno, obteniéndolo por lo general del gas natural o de la biomasa. Su densidad corriente es baja y aun no han conseguido un desarrollo competitivo.

4. Celdas de Ácido fosfórico (PAFC).

Utiliza el ácido fosfórico como electrolito, dispuesto dentro de una matriz de carbón de silicio y Teflón. Los catalizadores se hacen de platino y los electrodos de carbón poroso. La energía termal que se puede obtener de esta clase de células es muy similar a la energía eléctrica. La densidad de energía es de alrededor 0.18 W/cm<sup>2</sup>. Su tiempo de respuesta es más alta que en celdas PEMFC y son utilizadas en instalaciones con una gama de la energía de 0.2 - 20 MW.

5. Celdas de Carbonato fundido (MCFC).

En este caso el electrolito es una solución líquida de carbonato de litio o carbonato de potasio, contenido dentro de una matriz porosa de cerámica, generalmente LiAlO<sub>2</sub>. El cátodo se compone de óxido del níquel con un poco de litio. Esta celda puede funcionar con hidrógeno, monóxido de carbono, gas natural, propano, etc. Su eficacia es aproximadamente del 60% y, se ha utilizado en aplicaciones de ciclos combinados, logrando una eficiencia de hasta el 90% (con turbinas de gas). Comparándola con otras tecnologías, esta celda es capaz de funcionar con un voltaje más alto que PAFC para la misma corriente. Cuando la temperatura cae en 30°C, la salida del voltaje se reduce al 15% aproximadamente.

#### 6. Celdas de Óxido sólido (SOFC).

Estas celdas cuentan con un electrolito de material cerámico sólido (circonio) que funciona con temperaturas en la gama de 750 - 1050 °C, temperaturas para las cuales este material presenta características de conductividad aceptables. Además, permiten ciclos combinados de alta eficiencia usando el calor residual. Por otro lado, las altas temperaturas condicionan un tiempo de partida más alto. Esta tecnología es muy sensible a variaciones de temperatura; una reducción de el 10% en temperatura causa una caída en la eficacia del 12%.



**Ilustración 25. Celda de Combustible en Instalación domiciliar, Canadá**

## Anexo 3: Parámetros del Alimentador Construido

### 3.1 Alimentador de europeo de referencia

#### Consumos

Cantidad	Tipo de Consumo	Conexión	I <sub>max</sub> [A]	S <sub>max</sub> [kVA]	S <sub>o</sub> [kVA]
1	Residencial	Trifásica	40	15	5,7
4	Residencial	Trifásica	40	55	25
1	Edificio Residencial	Trifásica	40	47	25
6	Edificio Residencial	Monofásico	40	47	25
1	Residencial	Trifásica	40	15	5,7
5	Edificio Residencial	Trifásica	40	72	57
8	Edificio Residencial	Monofásico	40	72	57

Tabla 10. Caracterización de Consumos, alimentador europeo estándar

#### Estimación de Curvas de carga

Para estimar las curvas de carga de los consumos se consideraron datos estadísticos anuales de consumo horario para cada mes en un día promedio (Día de semana y Día festivo) [42].

Se consideraron dos períodos característicos, invierno y verano para los cuales se calculó la proporción de la demanda máxima.

HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Invierno	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,57	0,6	0,7	0,7	0,7	0,79
Verano	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7

HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	1	1	1	1	1	0,9	0,71
Verano	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1	0,9	0,7	0,6

Tabla 11. Proporción de demanda máxima en un día, expresada en p.u.

Dados los datos anteriores, se obtienen características de Demandas mínima, media y máxima para cada consumo, considerando un factor de potencia de 0.85:

Consumo residencial Smax: 15 kVA

	MIN [kVA]	MED [kVA]	MAX [kVA]
Invierno	7,5	11,25	15
Verano	6	10,06	15

Edificio Residencial Smax:72 kVA

	MIN [kVA]	MED [kVA]	MAX [kVA]
Invierno	51,43	64,29	72
Verano	28,8	48,3	72

Grupo Residencial Smax: 55 kVA

	MIN [kVA]	MED [kVA]	MAX [kVA]
Invierno	27,5	41,25	55
Verano	22	36,9	55

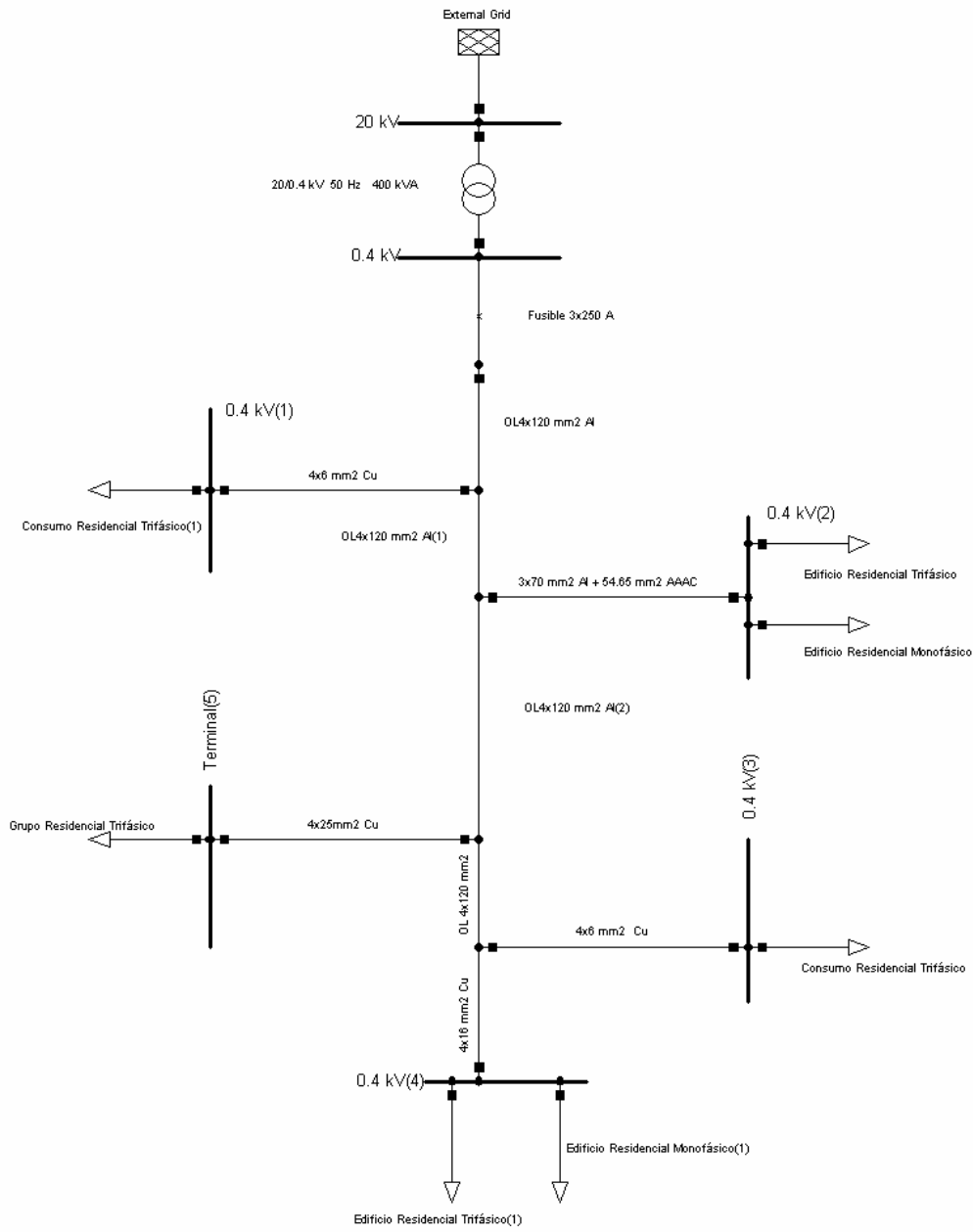
Edificio Residencial Smax: 47 kVA

	MIN [kVA]	MED [kVA]	MAX [kVA]
Invierno	23,5	35,25	47
Verano	18,8	31,53	47

**Tabla 12. Demandas mínima, media y máxima**



# Implementación en DigSilent



### 3.2 Alimentador construido en base a información proporcionada por Chilectra

#### Parámetros de las líneas

Nodo_in	Nodo_fin	R equiv	X equiv	Longitud [m]	I	SECC	MATER	R1	X1	FASES	RO	XO	mm
11	12	0,00311	0,00417	20,89	0	250	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	126,68
10	9	0,00194	0,00261	13,06	6,41	250	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	126,68
9	8	0,00208	0,0028	14,00	6,41	250	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	126,68
8	7	0,01057	0,0085	40,68	6,41	2/0	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	67,43
7	1	0,00119	0,00289	17,04	0	240	CU	0,07	0,17	0	0,22	1,86	240
1	T	0,00025	0,00044	2,59	597,75	400	OT	0,1	0,17	0	0,25	1,85	400
6	5	0,00237	0,00318	15,94	98,2	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
5	4	0,00259	0,00347	17,39	123,54	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
4	3	0,0023	0,00309	15,47	123,54	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
3	2	0,0065	0,00872	43,63	173,05	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
2	1	0,00295	0,00396	19,84	173,05	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
1	27	0,00275	0,00221	10,59	0	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70
7	12	0,00244	0,00328	16,43	5,75	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
7	12	0,00225	0,00302	15,12	247,54	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
12	13	0,00129	0,00173	8,68	0	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
12	14	0,0019	0,00255	12,77	194,46	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
14	17	0,00376	0,00505	25,25	173,48	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
17	18	0,0029	0,00233	11,19	25,47	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70
18	19	0,00501	0,00403	19,3	0	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70
17	21	0,00479	0,00643	32,15	35,35	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
20	21	0,00279	0,00375	18,76	35,35	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
20	22	0,00553	0,00742	37,13	35,35	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
22	23	0,00233	0,00313	15,65	35,35	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
23	26	0,00094	0,00127	6,36	2,15	120	CU	0,15	0,2	0	0,3	1,89	120
26	27	0,00068	0,00054	2,63	0	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70
27	28	0,00035	0,00043	1,22	0	70	CU	0,29	0,35	0	0,45	1,73	70
23	4	0,0038	0,00305	14,64	33,2	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70
24	25	0,00393	0,00316	15,12	33,2	70	CU	0,26	0,21	0	0,41	1,9	70

Tabla 13. Parámetros de los conductores

## Parámetros del transformador

<b>Potencia</b>	750 [kVA]
<b>Nº de fases</b>	3
<b>FU</b>	0,52602
<b>FC</b>	0,5168
<b>Regulación</b>	-0,0823
<b>Nodo</b>	1927504
<b>Nº de Clientes</b>	82
<b>Dem. Máx</b>	394,514 [kVA]

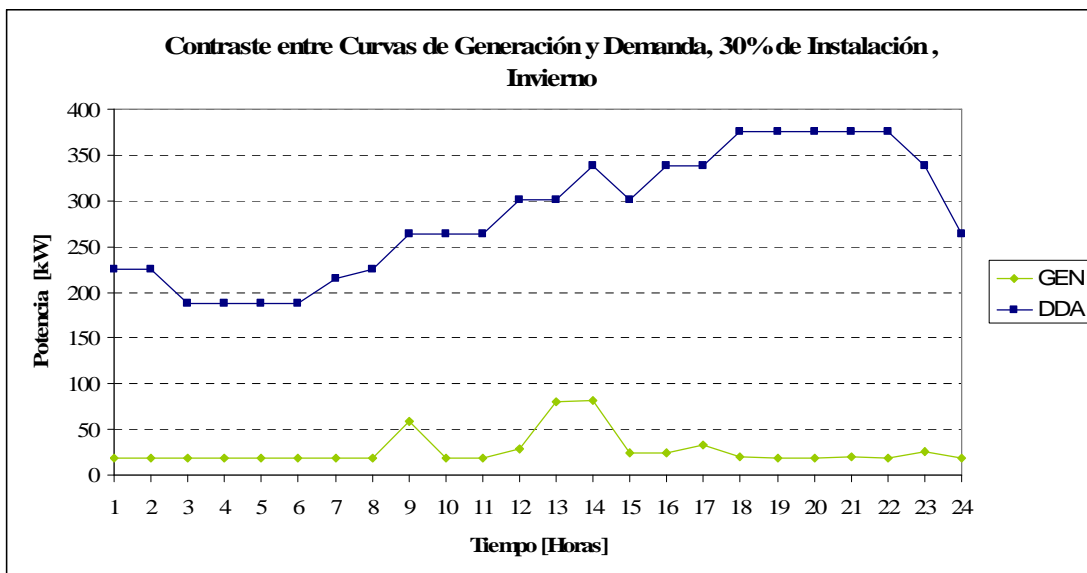
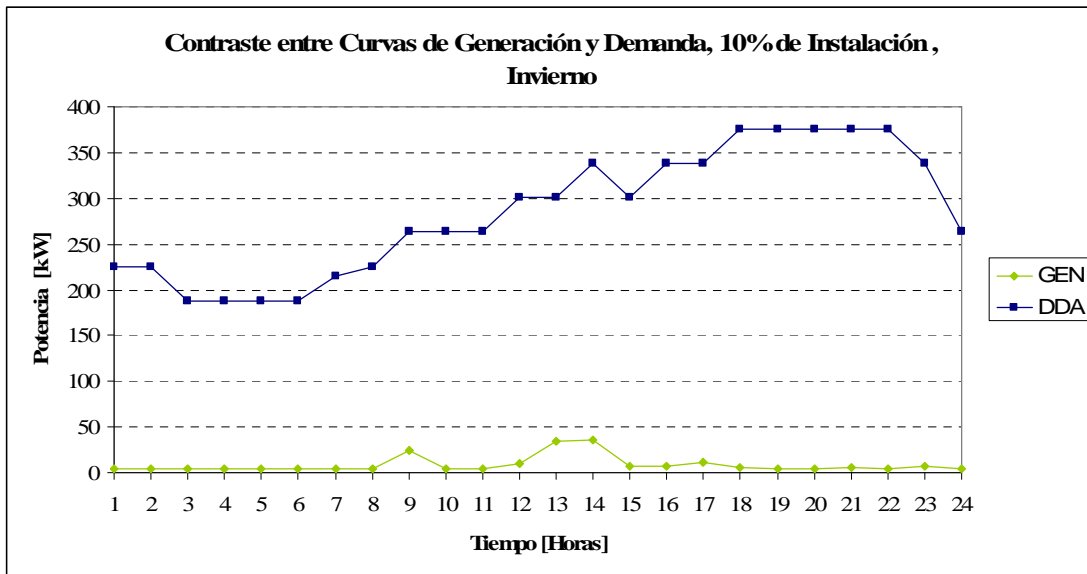
Tabla 14. Parámetros del Transformador

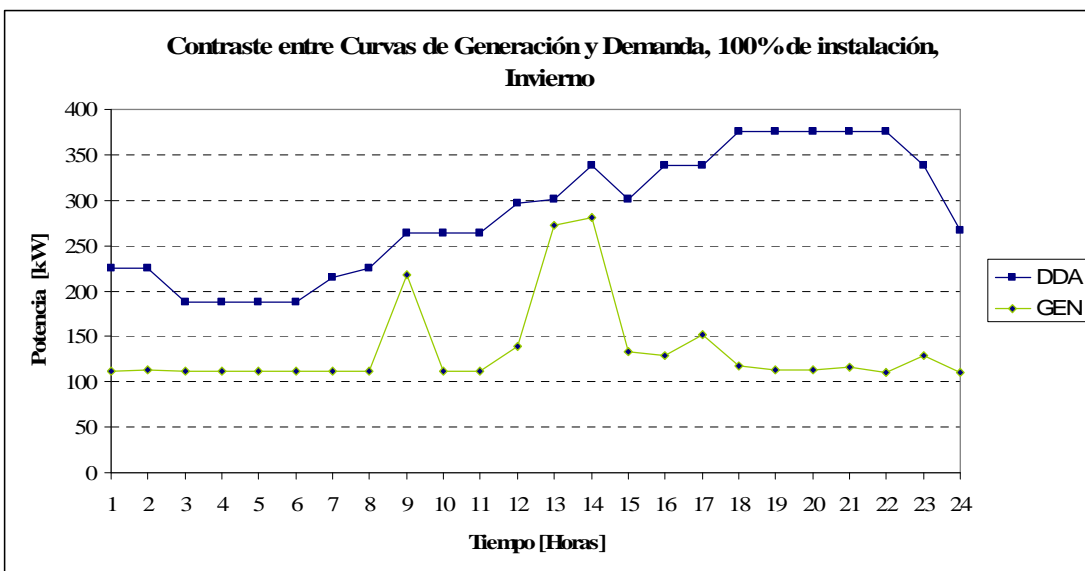
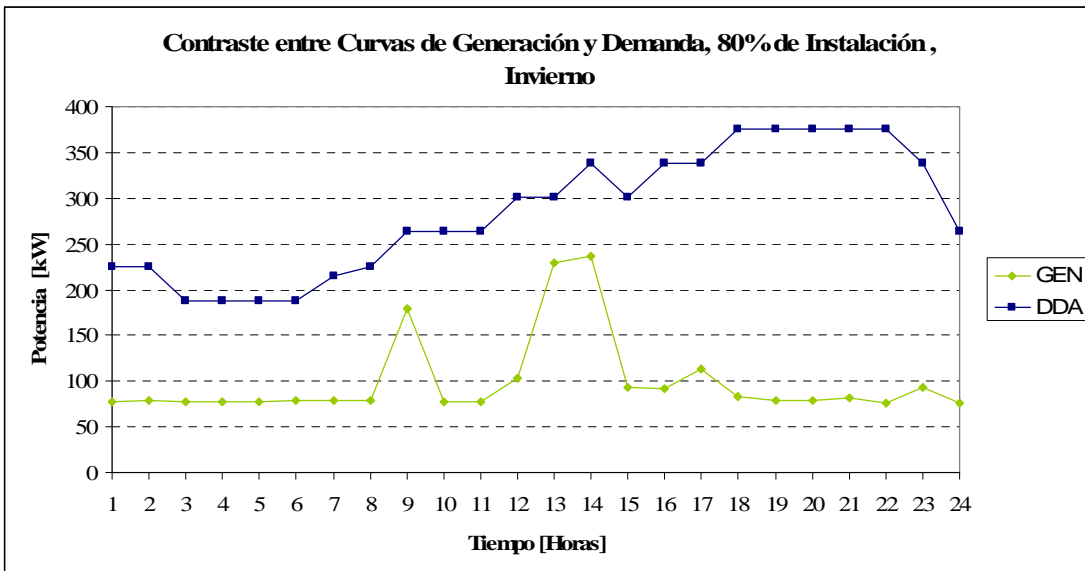
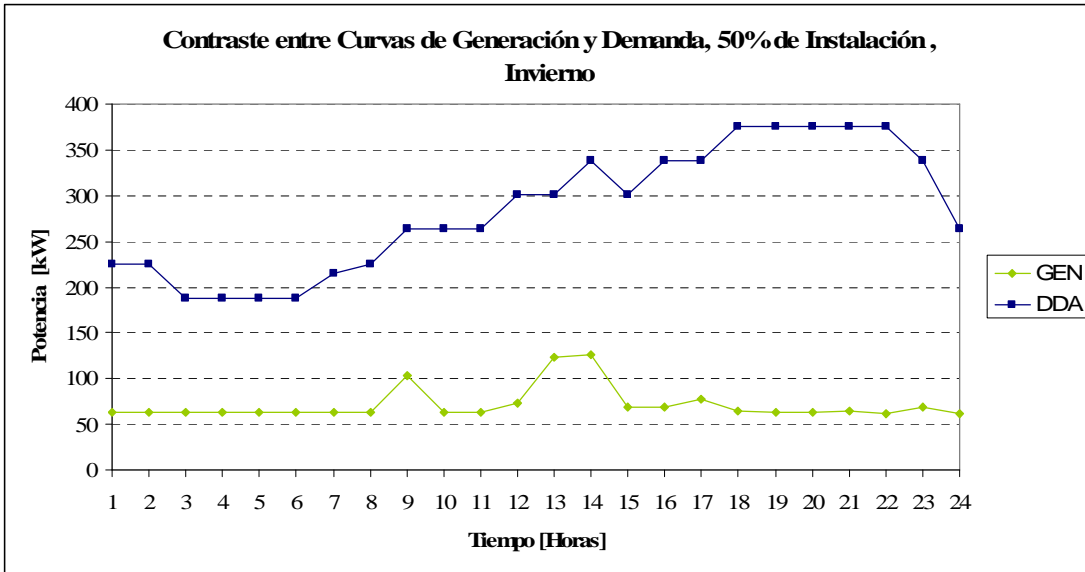
## Cargas

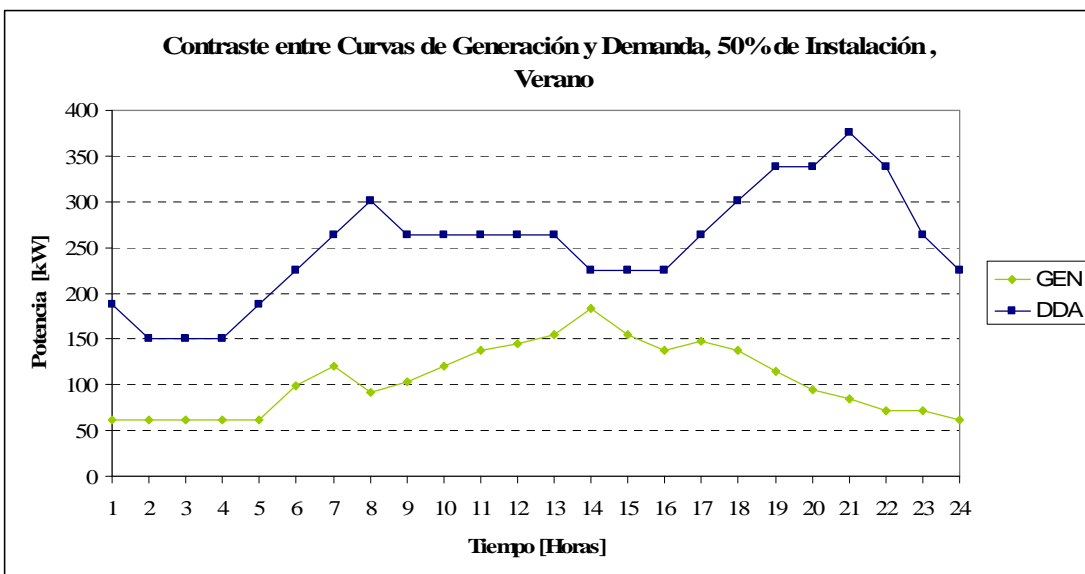
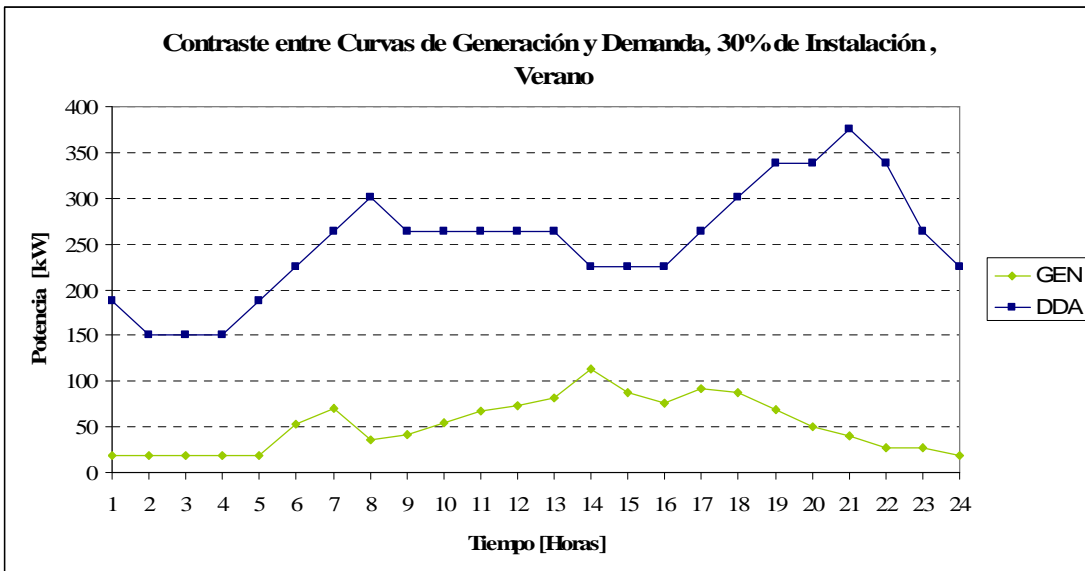
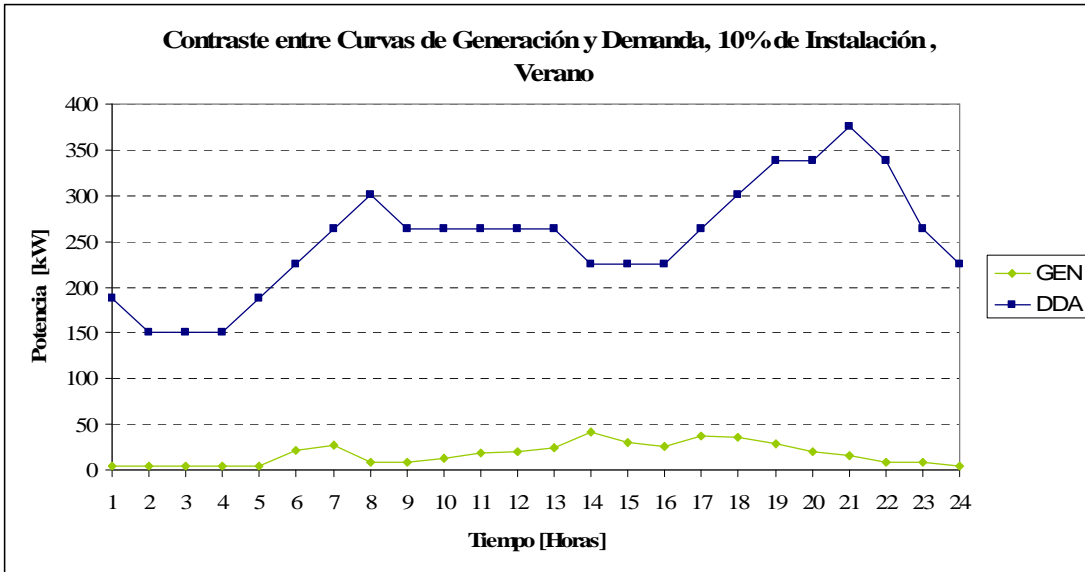
<b>Carga</b>	<b>Tipo de Consumo</b>	<b>Demanda Equivalente [kW]</b>	<b>Imax [A]</b>	<b>Demanda Equivalente [kVA]</b>
1	Trifásico	31,17	40	33,52
2	Trifásico	15,98	40	17,18
3	Trifásico	61,95	40	66,61
4	Trifásico	4,03	40	4,33
5	Trifásico	103,53	40	111,32
6	Trifásico	3,61	40	3,88
7	Trifásico	33,35	40	35,86
8	Trifásico	13,19	40	14,18
9	Trifásico	70,95	40	76,29
10	Trifásico	16,04	40	17,25
11	Trifásico	1,35	40	1,46
12	Trifásico	20,95	40	22,53

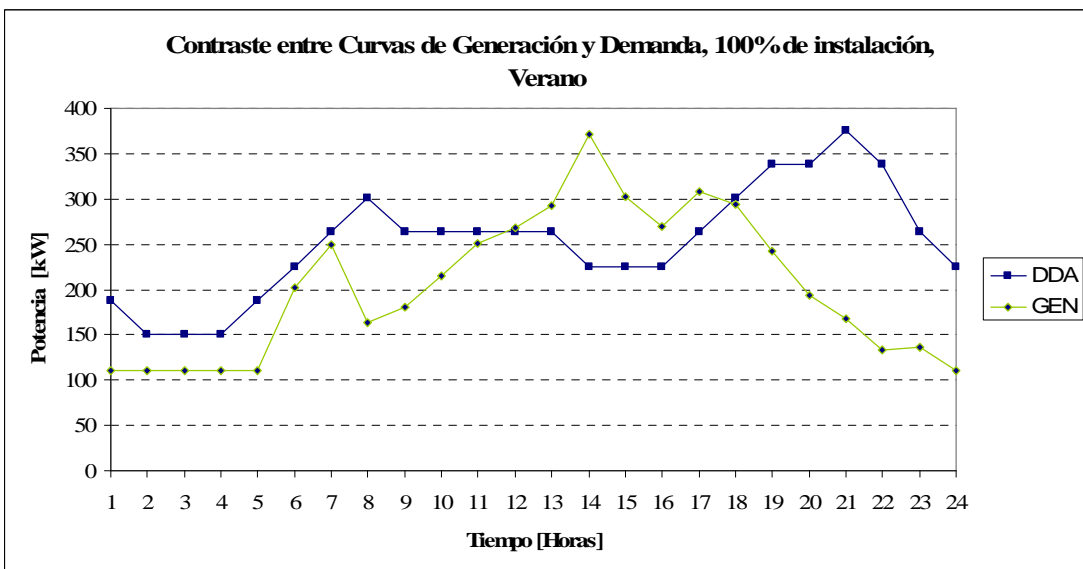
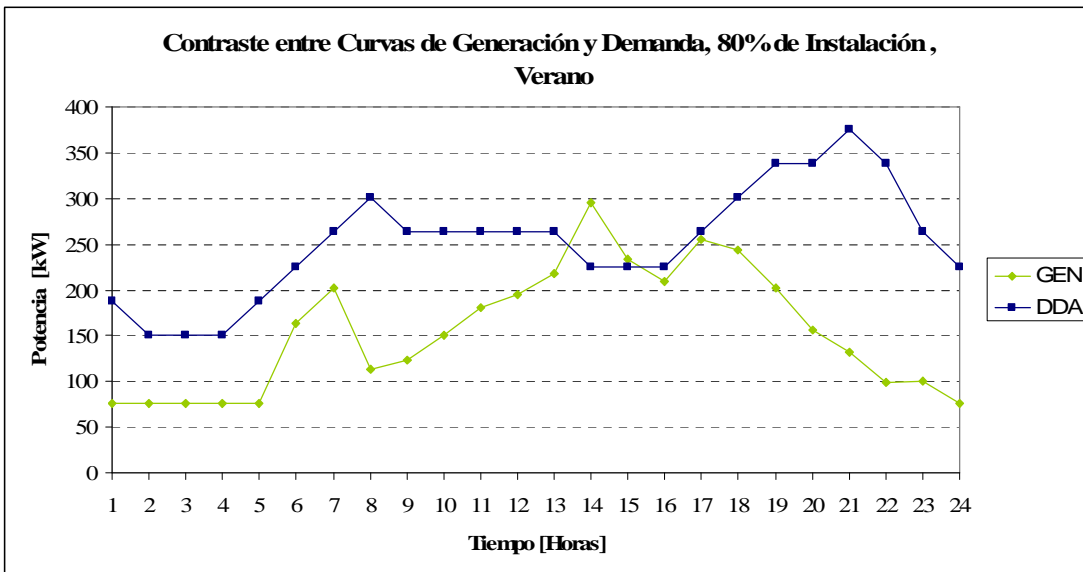
Tabla 15. Parámetros de las Cargas

## Curvas de demanda comparadas con perfil de generación









## Anexo 4: Regulación Vigente

### 4.1 Regulación a nivel internacional

En la actualidad, la única evidencia de estándar internacional respecto de micro generación es la recientemente creada norma europea EN50438 “Requerimientos para la conexión de micro generadores en paralelo con las redes públicas de distribución en baja tensión”. Esta norma, creada el año 2006, especifica requerimientos para la conexión y operación de unidades micro generadoras, abordando los siguientes aspectos:

- Requerimientos y procedimientos para la instalación: instrucciones, puesta a tierra, cableado, protecciones, interfaces de protección y sincronización.
- Calidad de suministro: Variaciones en la tensión, armónicos, flicker, factor de potencia e inyección de corriente continua.
- Operación y seguridad: mantención, señalización, medición de inyección y retiros.
- Puesta en Servicio: Procedimientos administrativos, plazos.

Esta norma hace referencia a toda la normativa relacionada existente, entre otras:

- EN50110: Norma para la operación de instalaciones eléctricas.
- EN50160: Características del voltaje en electricidad suministrada por sistemas públicos de distribución.
- IEC 60255-5: Relés eléctricos – Aislamiento y coordinación de relés y dispositivos de protecciones.
- IEC 61000-3: Compatibilidad Electromagnética – Limitación en variación de tensión, flicker y armónicos.
- IEC 60364: Instalaciones eléctricas en edificios.

Por otra parte, existen en la actualidad una serie de normas relacionadas con tecnologías de micro generación las cuales deben ser consultadas si se piensa instalar unidades de micro generación. A continuación se detallan las normas existentes.

	Paneles Fotovoltaicos	Celdas de Combustible	Micro generador Eólico
Fuente Energética / Medición	/	NFPA 54 y 55	AWEA 8.1 y 8.2
Generación en Corriente Continua	NEC 690-4 a 690-53	/	/
Equipamiento	IEC 61730	/	/
Conversión DC-AC	IEC 62109, UL 1741	UL 1741	UL 1741
Instalaciones para la Interconexión del Cliente	NEC 690-54 a 690-64	ANSI/CSA América FC-1	IEC 61400-2, 11, 11.1, 12 ,24
Equipamiento para la Interconexión del Cliente	/	NFPA 853	AWEA 3.1
Instalaciones para la Interconexión a la Red	IEEE 929, IEEE 1547, IEC 61727	IEEE 1547	IEEE 1547 , IEC 61400-21
Manejo de Armónicas	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519

**Tabla 16. Normas internacionales relacionadas con tecnologías de micro generación**



### **Reino Unido**

Reino Unido ha definido una ley de Micro generación (la cual rige para Inglaterra, Gales y Escocia) en la cual se estipulan lineamientos a seguir con el fin de incentivar la incorporación de generación en baja tensión. Esta ley acota la micro generación a unidades de potencia menor o igual a los 10 kW, define las fuentes energéticas a utilizar, define procedimientos y normas a generar, sus plazos y lo más importante, establece “obligaciones para energías renovables” las cuales se ven materializadas en pago de impuestos con el fin de crear fondos de financiamiento para impulsar la instalación masiva de micro generación a través de programas gubernamentales.

### **Alemania**

Un esquema diferente es el que Alemania ha implementado desde antes del año 2000 en su decreto de Energías Renovables. Concientes del rápido aumento en instalaciones de micro generación (sobre todo fotovoltaicas) y con el fin de incentivar el uso de energías renovables a nivel domiciliario, se estipuló que unidades basadas en este tipo de energías deben tener acceso prioritario a las redes de distribución, estableciendo la obligación para el operador de la red de comprar esta energía a precio preferencial, lo que hoy se conoce como Feed-In Tariffs (FITs) . Muchos países han seguido este ejemplo adoptando los FITs para comercializar los excedentes en generación domiciliaria, siendo algunos ejemplos: Estados Unidos, Suiza, Australia, Italia, España, Grecia, Francia, Israel, Nicaragua e India.

### **Portugal**

Otro ejemplo es Portugal que aprobó en Noviembre de 2007 un decreto ley que incentiva la instalación domiciliaria con energías renovables, estipulando un tamaño máximo de instalación por cliente de 3.68 kW. Entre otros, esta nueva reglamentación prevé que la electricidad producida se destine principalmente a consumo propio, pero permite la venta de excedentes a terceros o a la red publica a una tarifa única de referencia (0.95 US\$/kWh). En cuanto a la tramitación para realizar las instalaciones se establecen procedimientos sencillos sujetos a inspecciones técnicas.

## **4.2 Regulación relacionada en Chile**

### **Incorporación de ERNC al Mercado Eléctrico Chileno: Ley Corta I**

La llamada Ley Corta I incorporó el primer incentivo directo hacia la incorporación de ERNC a la matriz energética Chilena. En esta primera modificación a la Ley general de servicios eléctricos se definen los generadores de energía no convencional como aquellos cuya energía provenga de fuentes geotérmicas, eólica, solar biomasa, mareomotriz, pequeña hidráulica y de cogeneración.

Los incentivos otorgados por esta ley se pueden resumir en tres puntos:

- Libera de pago de peaje de transmisión a fuentes de generación basadas en ERNC cuya potencia sea menor que 20 MW
- Asegura la conexión de estas unidades a la red de distribución para generadores que no superen los 9 MW
- Permite la venta de energía proveniente de estas unidades a costo marginal instantáneo y excedente de potencia a precio nudo.

Cabe destacar que en la formulación de esta ley se deja abierta la posibilidad para la conexión de micro unidades de generación, lo que hace suponer que de hacerse masiva este tipo de generación contaría con el mismo marco regulatorio en este sentido.

La ley garantiza que la conexión a redes de distribución para unidades menores a 9 MW debe ser ejecutada por la empresa de distribución correspondiente, asumiendo el propietario de la unidad todos los costos asociados a la conexión.

### **Nuevo Respaldo: Ley Corta II**

El artículo 96 ter de La Ley 20018 introdujo la siguiente modificación al DFL 1: "... los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71-7 (ERNC de acuerdo a la definición de la Ley Corta) tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados".

Este último punto es de una importancia significativa, ya que aproxima a los modelos utilizados en otras partes del mundo en donde se obliga a la empresa distribuidora a comprar la generación de fuentes renovables, como es el caso de Alemania. Sin embargo, quedan por aclarar algunos puntos, y la manera en que serán aclarados definirá de forma importante el éxito de esta propuesta.

Como es de amplio conocimiento, las tecnologías basadas en ERNC tienen un costo elevado lo cual eventualmente se puede traducir en un alza de los precios de la energía. Actualmente no existe una definición clara de quiénes pagarán el costo adicional debido a la compra de energía en base a ERNC. Existen al menos tres alternativas: repartir este costo entre los clientes regulados, repartirlo entre todos los clientes (libres y regulados) o que el gobierno subsidie directamente este costo.

### **Programa País de Eficiencia Energética (PPEE)**

El 24 de Enero de 2005 el estado, a través de los ministerios de economía y Energía lanzo el programa país de eficiencia energética orientado a mejorar la sustentabilidad del país. Como parte de este programa, Chile firmó un acuerdo de afiliación a la asociación internacional para las energías renovables y la eficiencia energética. Además, CORFO junto a la Comisión Nacional de Energía trabajan en conjunto a través del programa "promoción y atracción de inversiones para la generación de energías a partir de fuentes renovables".

### **Ley de Energías Renovables**

Este proyecto de ley tiene como objetivo crear las condiciones para materializar proyectos de energías renovables no convencionales, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto al desarrollo de estas tecnologías en el largo plazo. A través de un cambio en la Ley General de Servicios Eléctricos, pretende llenar vacíos hoy existentes en los siguientes ámbitos:

- Generación de modelos de negocios con baja incertidumbre en ingresos de mediano y largo plazo, debido a que los proyectos basados en ERNC son muy intensivos en uso de capital.
- Bajo atractivo en los proyectos basados en ERNC con respecto a proyectos tradicionales para las empresas constituidas en el mercado eléctrico chileno.

- Dificultad de los proyectos para competir en el mercado de contratos con las empresas constituidas en el mercado eléctrico.

Para ello, se han propuesto que generadores acrediten que un 8% de la energía comercializada por ellos proviene de fuentes de ERNC. Esto se realizaría a partir del año 2010 y tendría una vigencia de 20 años (2010 - 2029).

### Normas relativas a tecnologías de generación en Base a ERNC

Chile cuenta con una serie de normas relativas a ERNC, la mayoría de ellas actualmente en estudio. Entre las normas oficiales disponibles se pueden encontrar:

	Paneles Fotovoltaicos	Micro generador Eólico
Fuente Energética / Medición	NCh 2.903/1 IEC 60904-1 NCh 2.903/3 IEC 60904-3 NCh 2.903/10 IEC 60904-10 NCh 2.970 IEC 61683	/
Parámetros	NCh 2.898 IEC 61194 NCh 2.976 IEC 61215	NCH 2.946/2 IEC 61400-2
Generación en Corriente Continua	/	/
Equipamiento	NCh 2.956 IEC 61646	/
Conversión DC-AC	NCh 2.927 IEC 61277	/
Instalaciones para la Interconexión	NCh 2.896 THERMIE B SUP 995-96	/
Dispositivos de Protecciones	NCh 2.940 IEC 61173	/

**Tabla 17. Normas relativas a tecnologías de micro generación en Chile**

### DS 327/ 97: Calidad de Servicio en Redes de Distribución

En el último tiempo, el cumplimiento de estándares de calidad de servicio se ha transformado en un tema de gran relevancia, motivo por el cual se analizarán en este apartado los parámetros que han de tomarse en cuenta para no deteriorar la calidad del suministro en redes de distribución de baja tensión.

#### Frecuencia

La frecuencia nominal de voltaje, en sistemas eléctricos en que exista servicio público de distribución, es de 50 Hz. Para analizar las variaciones permitidas en el caso de redes de distribución con instalaciones de micro generación se considerará el caso descrito según la norma como sistemas con capacidad instalada en generación menor que 1,5 MW. En este caso, se tiene que en condiciones normales de operación el valor promedio de la frecuencia fundamental debe encontrarse en los siguientes rangos:

- Sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 94% del período;
- Entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 4,0% del período;
- Entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 4,0% del período;
- Sobre 49,0 Hz y bajo 49,3 Hz durante a lo más el 2,0% del período;
- Sobre 50,7 Hz y bajo 51,0 Hz durante a lo más el 2,0% del período.

## Tensión

Para el caso de Baja Tensión (BT), y excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medida de acuerdo con la norma técnica correspondiente debe estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquier semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

## Interrupciones

Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no debe exceder 22 interrupciones, que en conjunto tengan una duración máxima de 20 horas en puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión.

En lo que respecta al parámetro interrupciones de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, se considerarán al menos los siguientes índices, sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT;
- Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK;
- Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT;
- Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK.

Los valores máximos para los parámetros mencionados anteriormente considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

## Armónicos y Flicker

Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, deben ajustarse a lo que indique la norma técnica correspondiente. Al no existir aún esta norma se recomienda comprobar que al existir generadores de inducción, su partida no provoque una baja de tensión superior al 3% en el punto de conexión. La norma técnica también determinará las condiciones a las que debe someterse el voltaje efectivo de las armónicas individuales. Actualmente la recomendación es ajustarse a los parámetros indicados por el Standard IEEE 519.

Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico Expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental						
$I_{sc}/I_L$	Orden de la Armónica (armónicas impares)					Índice DI
	< 11	$11 \leq H < 17$	$17 \leq H < 23$	$23 \leq H < 35$	$35 < H$	
$\leq 20$ *	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 - 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 - 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 - 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$\geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 18. Valores para armónicas de corriente según disposiciones transitorias del DS 327

## **Anexo 5: Parámetros de salida de simulaciones realizadas**

Se adjunta CD con bases de datos.

## Anexo 6: Datos de utilizados para la estimación de generación fotovoltaica y eólica

Se adjunta CD con base de datos "DATOS\_2007.DAT". Este archivo contiene datos de la estación DGF, y se encuentran en el archivo CR10\_2.TXT, escrito en formato ASCII separado por comas. Este es un archivo original generado por el Datalogger Campbell CR10X.

Cada fila corresponde a una muestra temporal y las columnas contienen las siguientes variables:

Col.	Variable	Unidades	Observaciones
1	Id Estación	N/A	Contante = 110
2	Día Juliano	N/A	1 de Enero = 01, ....31 Dic = 365 (o 336 años bisiesto)
3	Hora Local	N/A	UTC-4 siempre!, eg.: 115=01h 15min, 1230=12h 30min, 2000 = 20h 00 min
4	Voltaje Batería	Volt	
5	Temperatura interna	°C	
6	Temperatura del aire	°C	
7	Humedad relativa	%	
8	Radiación solar	W/m <sup>2</sup>	RS global (directa+difusa)
9	Presión barométrica	hPa	Se debe sumar 1000 para obtener presión de la estación.
10	Precipitación	mm	Acumulado en los últimos 15 minutos
11	Radiación Neta	W/m <sup>2</sup>	
12	Magnitud del viento promedio	m/s	Promedio vectorial en los últimos 15 min
13	Magnitud del viento promedio	m/s	Promedio escalar en los últimos 15 min
14	Dirección del viento	° (0-360)	0° = N, 90° = E, 180°=S, 270°=W
15	Desv. Std. de dir. del viento	° (0-360)	
16	Magnitud del viento instantáneo	m/s	Valor máximo en los últimos 15 min (*) (gust)