



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Esquemas de control para micro-redes de potencia

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Eléctrica-Electrónica

P R E S E N T A

Karen Liliana Chip Domínguez

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Sofía Magdalena Ávila Becerril



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESQUEMAS DE CONTROL PARA MICRO-REDES
DE POTENCIA AC

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

Ingeniería eléctrica-electrónica

PRESENTA:

Karen Liliana Chip Domínguez

TUTOR:

Dra Sofía Magdalena Ávila Becerril

México, CDMX, Mes, 2018



Índice general

Índice de figuras	IV
1. Introducción	1
1.1. Resumen	1
1.2. Motivación	2
1.3. Antecedentes	5
1.4. Estado actual y retos del sector eléctrico	9
1.5. Planteamiento del problema	12
1.6. Contribuciones	13
1.7. Estructura de la tesis	14
2. Un panorama general	15
2.1. Definición de micro-red	15
2.2. Descripción general de las micro-redes y clasificación	17
2.3. Modo aislado frente al modo conectado a la red	19
2.4. Estabilidad de micro-redes	22
2.5. Tecnologías de interconexión	29
2.5.1. Características de los inversores	32
3. Control jerárquico	34
3.1. Clasificación de los inversores según su objetivo de control	35
3.2. Métodos simples para conectar inversores en paralelo	37
3.3. Sincronización de convertidores en micro-redes AC	39
3.4. Estructura jerárquica	40
3.5. Técnicas de control basadas en comunicación	43
3.5.1. Control central	44
3.5.2. Control maestro/esclavo	46

3.5.3. Control distribuido	49
3.6. Técnicas basadas en características de Control Droop	51
3.6.1. Relevancia de la impedancia a la salida del inversor	52
3.6.2. Control Droop convencional	56
4. Control Basado en Pasividad	67
4.1. Pasividad	68
4.2. Control Basado en pasividad para inversores	71
4.2.1. Convertidores alimentados por voltaje	71
4.2.2. Control Basado en Pasividad	72
5. Conclusiones	76
5.1. Trabajo futuro	77
Bibliografía	78

Índice de figuras

1.1. Gráfica basada en datos del informe anual de British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy June 2017)	3
1.2. Consumo de electricidad <i>per-capita</i> en diferentes países (2013), obtenida de [34]	4
1.3. Consumo mundial de energéticos para generación eléctrica. Fuente [54].	10
1.4. Generación de electricidad en Terawatt-hora. [54]	11
2.1. Estructura básica de una Micro-red.	18
2.2. Esquema general de una micro-red	19
2.3. Estructura básica de una Micro-red conectada.	21
2.4. Clasificación de estabilidad en micro-redes.	26
2.5. Arquitectura de una micro-red AC.	29
2.6. Diagrama esquemático de un interruptor en la conexión a la red.	30
2.7. Micro-redes con diferentes elementos.	31
2.8. Esquema del filtro de segundo orden	33
3.1. Representación de inversor en modo conectado a la red. a) Caso <i>grid-forming</i> . b) Caso <i>grid-feeding</i>	37
3.2. Representación simplificada de los convertidores en modo conectado a la red. Caso <i>grid-supporting</i> basado en fuente de voltaje	37
3.3. Representación simplificada de los convertidores en modo conectado a la red. Caso <i>grid-supporting</i> basado en fuente de corriente	38
3.4. Distribución de corriente por <i>Droop</i> . Conexión entre dos fuentes en paralelo.	39
3.5. Esquema del SRF-PLL convencional.	40
3.6. Estructura del control jerárquico	41
3.7. Estructura del control jerárquico	43

3.8. Estrategias de control: Grid forming (VSI)	44
3.9. Esquema de control central.	46
3.10. Estructura del control maestro/esclavo	47
3.11. Estructura <i>master-slave</i> con controlador central.	48
3.12. Esquema de control distribuido.	50
3.13. Gráficas con las relaciones E-P y ω -Q para diferentes casos.	53
3.14. A la derecha, método VPD; a la izquierda, método FQB.	54
3.15. Algoritmo de control Droop P-Q-V propuesto.	56
3.16. Esquema de controlador Droop convencional.	58
3.17. Circuito equivalente de dos inversores conectados en paralelo	59
3.18. Circuito equivalente de un inversor con lazo de impedancia de salida.	60
3.19. Lazos primario y secundario	62
3.20. Lazos secundario y terciario.	64
3.21. Control Droop con banda de potencia constante.	66
4.1. Puerto	68
4.2. Esquema de convertidor de potencia CD/CA	71
4.3. Esquema general	75

Introducción

1.1. Resumen

El crecimiento demográfico, el consumo irresponsable de los recursos naturales y la poca o inconsciente planeación de muchas grandes ciudades, han traído como consecuencia la decadencia ambiental y social que se vive en la actualidad. Un factor importante en el desarrollo de la sociedad es el sistema eléctrico, cuyo objetivo es abastecer la demanda eléctrica con calidad a todos los habitantes, incluyendo a la industria y a los servicios públicos. Sin embargo, buena parte de la población mundial no cuenta con este bien público y la generación de energía eléctrica, en su mayoría se lleva a cabo con recursos del subsuelo, dejando así una terrible huella en el ambiente y desigualdad de oportunidades. Con afán de sufragar el impacto en el medio, varios países, entre ellos México, han puesto en marcha la llamada *Transición Energética*, que consiste en cambiar las tecnologías de generación para aprovechar los recursos naturales de manera responsable. Por consiguiente, se ha promovido la generación distribuida, la cual da pie al estudio, experimentación, implementación e inclusión al mercado eléctrico de las micro-redes de potencia.

Las micro-redes de potencia no son nuevas si se considera a la primera red de potencia como una micro-red, sin embargo, su estudio data de apenas la primera década de los 2000. Las micro-redes representan una opción viable para la electrificación porque pueden operar de manera aislada, pero también para la expansión, porque en su modo conectado aportan potencia a la red proveniente de los recursos naturales locales. Debido a su importancia, se hacen esfuerzos en múltiples áreas, con diferentes enfoques y perspectivas; todas intentando impulsar su desarrollo. Desafortunadamente, muchos de estos esfuerzos son aislados.

En el presente trabajo se presenta una revisión general de las micro-redes de potencia, la cual comienza estableciendo una definición y las características que debe cumplir un sistema de potencia para considerarse como una micro-red. De la misma manera, marca las diferencias entre las micro-redes aisladas y conectadas, enunciando las ventajas y desventajas de un tipo contra el otro. El documento también aborda el tema de la estabilidad, haciendo énfasis en los aspectos a analizar para considerar estable o inestable a las diferentes micro-redes de potencia. Una vez planteado el problema de estabilidad, se procede al control en una sección donde se describen los niveles de la estructura jerárquica que siguen tanto los controles basados en comunicación como aquellos que atienden al concepto Droop. Por último, se presenta una propuesta para el control de voltaje, desde el enfoque del control basado en pasividad, con lo cual se demuestra la necesidad de sumar esfuerzos al momento de atacar un mismo problema, cuya solución traerá beneficios importantes que, en este caso, podrían acelerar el proceso de transición energética.

1.2. Motivación

Actualmente, uno de los problemas mundiales con mayor urgencia por resolver es el cambio climático. Científicos e investigadores de múltiples áreas dedican su trabajo a este tópico, abordándolo desde diferentes perspectivas. La gran mayoría de las agrupaciones científicas involucradas en el tema [56]) coinciden con que son las actividades humanas las principales responsables de dicha alteración ambiental [18]. En este sentido, la emisión de gases de efecto invernadero al ambiente eleva la temperatura global, trayendo como consecuencia cambios en todos los componentes del sistema climático e impactando la mayoría de los ecosistemas. Lo anterior queda en evidencia en lo reportado por la IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, por sus siglas en inglés) [59], donde se afirma que la temperatura global promedio podría incrementar hasta 4°C si no se toman medidas.

Por su parte, el reporte más reciente de la IEA (International Energy Agency)[6] acerca de las emisiones de CO₂ al ambiente, revela que en el 2014, los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) produjeron 10 785 TWh (aproximadamente tres veces más de lo que se produjo en 1971), del cual, el 59 % se deriva de combustibles fósiles. En particular, el sector eléctrico, en conjunto con la calefacción, aportan el 42 % de las emisiones totales (ver Figura 1.1). Esta situación ha alertado desde hace ya

varios años a diferentes países. Algunos de ellos han puesto en marcha programas de transición energética (como Alemania y el *Energiewende*) [34] en los cuales se proponen planes de acción que promueven el uso de las energías limpias y renovables.

EMISIONES DE CO2 POR SECTOR EN 2014, OCDE

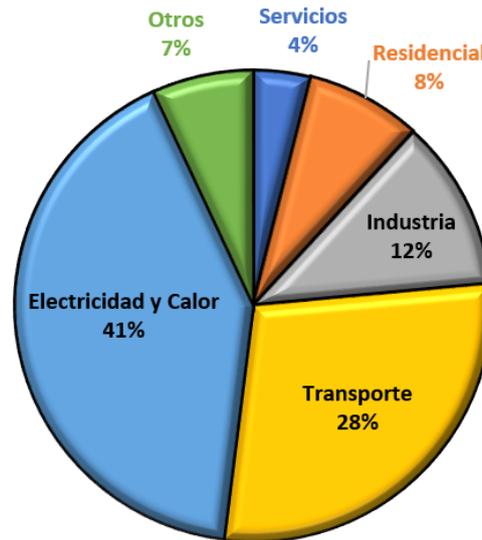


Figura 1.1: Gráfica basada en datos del informe anual de **British Petroleum** (BP Statistical Review of World Energy June 2017)

Asimismo, es una realidad que existen comunidades sin acceso a la energía eléctrica. Según estadísticas, tanto de la OCDE como de la IEA [3], en un estudio realizado en el 2012 por *World Energy Outlook*, alrededor de mil millones de personas en el mundo no cuentan con ella. Esto corresponde aproximadamente al 78% de la población total de los países miembros de la OCDE. En este sentido, es evidente el efecto en el desarrollo social cuando la distribución de energía eléctrica está presente; el desarrollo tecnológico e industrial del lugar se ven beneficiados y como consecuencia, también su economía. Es por esto que el consumo *per capita* de energía eléctrica en un país está directamente relacionado con su calidad de vida, según diferentes indicadores económicos [22].

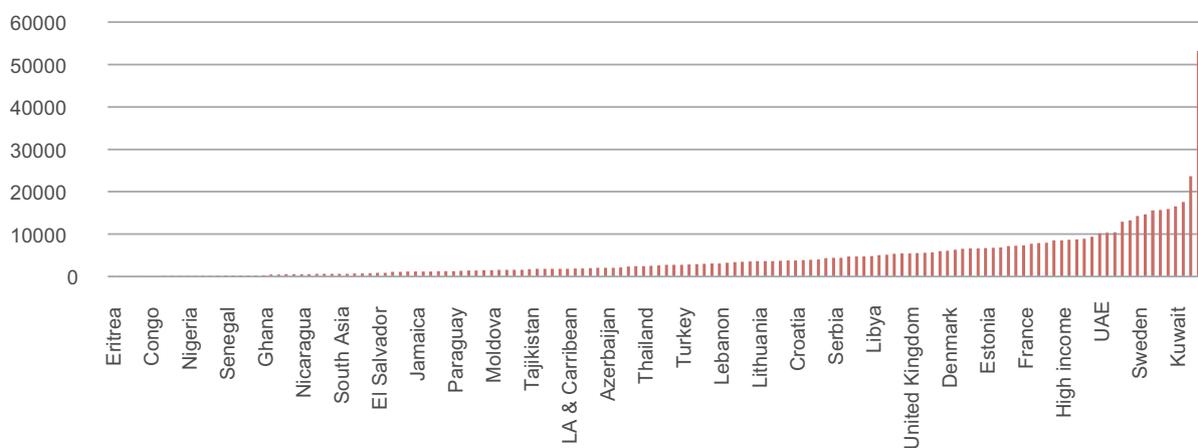


Figura 1.2: Consumo de electricidad *per-capita* en diferentes países (2013), obtenida de [34]

La Figura 1.2 muestra el consumo *per capita* de algunos países. Destacan los Emiratos Árabes Unidos, Suecia y Kuwait; en contraste, el consumo de alrededor del 50% de la población mundial es menor a los 2000kWh/año y países como Eritrea, Congo, Nigeria y Senegal ni siquiera pintan en la gráfica. Cabe destacar que la promoción de la distribución de la energía eléctrica no pretende cambiar los usos y costumbres de las comunidades que viven sin energía eléctrica, sino promover la modernidad y el desarrollo apoyados en la electrificación; se busca que dicho sector de la población mundial mejore su calidad de vida y que las nuevas generaciones tengan mejores oportunidades. En este contexto, proveer electricidad a un lugar que jamás ha tenido, implica la expansión del sistema eléctrico ya existente. Dadas las múltiples variables que rigen los SEP (Sistemas Eléctricos de Potencia), acrecentar dicho sistema podría costar desde un pequeño desbalance en la red, inversiones y ajustes en el costo de operación, hasta problemas importantes de estabilidad en la red o que la expansión deseada sea inviable.

Dado lo anteriormente expuesto, una solución que ha mostrado ser beneficiosa es el uso de micro-redes de potencia.

En [46], se entiende como micro-red al grupo de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas con características específicas que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red, que puede operar tanto en modo aislado como conectado. En ese sentido, una micro-red hace uso de los recursos naturales disponibles sin necesidad de ampliar la red eléctrica, lo cual representa una buena alternativa para satisfacer la demanda en lugares carentes de infraestructura.

Si a lo anterior se suman los problemas de tipo geopolítico [34], cuyas causas están fuertemente ligadas a la posesión de petróleo, y la necesidad de la apertura del mercado eléctrico, se justifica la urgencia de dar paso a un sistema de potencia seguro y más eficiente, en donde la participación de los usuarios no se limite a ser consumidor.

En ese tenor de ideas, la presente tesis pretende promover tanto la implementación como la investigación de tecnologías que transforman, transmiten y distribuyen la energía eléctrica de manera más eficiente, enfocándose específicamente en las micro-redes de potencia.

1.3. Antecedentes

Los cambios en la población, ya sean efectos de la globalización o de su mismo crecimiento, así como el crecimiento o surgimiento de nuevas ciudades, traen consigo nuevas tendencias, necesidades y estilos de vida que muchas veces promueven avances en la ciencia y demandan la implementación de nuevas tecnologías. Tal es el caso de la distribución de la energía eléctrica. En 1869, Nueva York ya era considerada una gran ciudad, *La Gran Metrópolis del Mundo* [67]. La electricidad avanzaba a pasos agigantados desde varias décadas atrás y en 1882 la *ciudad cosmopolita* fue sede de la primera central eléctrica que iluminó artificialmente la Pearl Street. Ésta pertenecía a Thomas Alva Edison, diseñador del sistema eléctrico de potencia que pronto distribuiría energía eléctrica, a 110 V de corriente directa, para la iluminación de los habitantes neoyorquinos [1]. Al ser la primera planta en el mundo, debido a sus características ésta también puede ser considerada la primera micro-red de potencia [52]. Posteriormente, se demostró que dicho sistema tenía muchas deficiencias en comparación con el desarrollado por Nikola Tesla, en colaboración con George Westinghouse, que operaba en corriente alterna. Así, durante las últimas décadas del siglo XIX se

desarrollaron muchas de las máquinas eléctricas que hacen posible el funcionamiento de los sistemas eléctricos tradicionales, tales como el motor de inducción, el motor de corriente alterna, el transformador y el generador eléctrico.

En conjunto, los sistemas eléctricos han sido implementados en muchas partes del mundo desde hace poco más de un siglo y a pesar de su evolución natural paulatina, conservan una estructura que se conforma principalmente de tres subsistemas: generación, transmisión y distribución. En lo siguiente se describen brevemente las características del sistema eléctrico tradicional para posteriormente ponerlas en contraste con las características de las nuevas redes de potencia.

Generación

Ésta es centralizada, es decir, se produce en gran escala en puntos estratégicos, elegidos en función de la disponibilidad de la fuente energética a convertir, que desde luego es de naturaleza distinta a la eléctrica (térmica, nuclear, hidráulica y de combustibles fósiles, principalmente). Generalmente, los voltajes de generación oscilan en el orden de los 15 a 25 kV [36]. Sin embargo, en las micro-redes la generación se da de manera distribuida, es decir, se emplean tecnologías de pequeña escala para generar electricidad cerca del usuario final¹.

Transmisión

En esta parte del sistema eléctrico se transmite la potencia de las unidades de generación a los centros de consumo. Para el caso de unidades de gran potencia, los sistemas de transmisión son del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión, entre los 400 y 500 kV; en cambio, si se trata de generación distribuida, los sistemas de transmisión pueden ser de media o baja tensión. La transmisión se puede dar en corriente directa o alterna.²

Distribución

Los sistemas de distribución son los responsables de suministrar la energía al usuario final. Los cables, generalmente están en un nivel de 13.8 kV, aunque para el usuario final, el voltaje de línea sea de 240 ó 120 V [36]. Mientras que la generación y la transmisión tratan con sistemas balanceados, en la distribución, debido al comportamiento aleatorio de la demanda, el sistema es desbalanceado. Las redes de distribución en AC, se pueden encontrar en su manera trifásica o bien, de una o dos fases.

¹Usualmente, consiste de múltiples módulos generadores, en su mayoría de energía renovable, lo cual representa ventajas como la baja dependencia de la red hacia los módulos y los bajos costos de transmisión[2]

²Un panorama general de las HVDC, se encuentra en [32].

Los tres sistemas: generación, transmisión y distribución, en conjunto acatan a un objetivo común: mantener al sistema estable. En [40], se define la estabilidad de la siguiente manera:

Dada una condición inicial predeterminada, estabilidad es la habilidad de un sistema eléctrico de recuperar un estado de equilibrio en la operación, después de haber sido sometido a una perturbación física, tal que el sistema entero permanezca prácticamente intacto.

Con el fin de simplificar su análisis y entender mejor los fenómenos que se ven involucrados tanto en la estabilidad como en la inestabilidad de un SEP, es conveniente clasificar dichos estudios como se muestra a continuación, según sea su naturaleza física, la magnitud de la perturbación considerada, y los dispositivos utilizados, procesos y periodos de tiempo para someter a evaluación dicha estabilidad. Ver [40] para consultar detalles¹.

1. *Estabilidad rotor-ángulo*

Capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado para permanecer en sincronía después de haber sido sometidos a una perturbación.

2. *Estabilidad de voltaje*

Capacidad de un SEP para mantener voltajes de estado estacionario en todos los buses del sistema después de haber sido sometido a una perturbación dada una condición inicial de operación.

3. *Estabilidad de frecuencia*

Capacidad de un SEP de mantener una misma frecuencia después de un cambio abrupto en el sistema, concluyendo en un desbalance insignificante entre la carga y la generación.

El problema de estabilidad, ante la normalización a la que un sistema debe ajustarse, se traduce en proporcionar energía de manera continua que cumpla siempre con los estándares de calidad al usuario final. Para los sistemas eléctricos de potencia, dicha calidad de la energía se refiere a que el servicio sea continuo, es decir, sin apagones; que el voltaje y la frecuencia se mantengan dentro de un intervalo de valores tal que, tanto los aparatos del usuario final como los componentes del sistema operen de manera eficiente y segura; y que la forma de onda sea lo más pura posible es decir, con el menor contenido armónico posible. En [15] se puede consultar la información relacionada a la calidad de la energía con detalle.

¹Como se menciona en [65], la manera en que las micro-redes operan, determina la clasificación de su estabilidad, que es diferente a la de los sistemas convencionales.

En el caso de México, el artículo 6° de las Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 3 de noviembre de 2005, en lo referente al proceso básico de la operación y los niveles operativos, establece que:

Artículo 6.- El despacho y operación del SEN tiene como finalidad la de hacer eficiente el suministro de energía eléctrica y hacer que se cumpla con los siguientes objetivos básicos:

- *Seguridad: Habilidad del Sistema Eléctrico para soportar la ocurrencia de perturbaciones. Aplicada al SEN, el sistema se considera en operación segura, cuando sea capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa sin la acción de esquemas de control suplementarios.*
- *Continuidad: Es el suministro ininterrumpido del servicio de energía eléctrica a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.*
- *Calidad: Es la condición de voltaje, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento de la Ley.*
- *Economía: Implica el menor costo global de producción del kWh, resultante del uso óptimo de los recursos energéticos, de generación y de red, considerando las unidades generadoras más eficientes y la asignación de potencia más adecuada, según la disponibilidad, las restricciones ambientales, el costo y consumo de energéticos, las pérdidas en transmisión, las restricciones de red y los contratos existentes.*

Sin embargo, las redes eléctricas han evolucionado y actualmente las micro-redes pueden operar de manera indistinta con energía limpia o no, sin embargo, su desarrollo, investigación e implementación está motivado principalmente por la transición energética promovida desde hace ya varias décadas. Una de las grandes diferencias entre las redes tradicionales y las micro-redes de potencia es que las segundas omiten la transmisión en altos voltajes; se aprovecha la energía disponible, en diferentes presentaciones, y se transforma a eléctrica con el menor impacto ambiental y social posible, para ser distribuido en las cercanías.

Desde luego, las micro-redes no son la única propuesta para combatir el impacto ambiental. En contraste a éstas, en [23] y [16] se analiza la conveniencia de la incorporación de

una Red Global, planteando modelos de redes que interconecten a todo el planeta, competentes tanto tecnológicamente como económicamente.

A diferencia de los esquemas tradicionales, la Gran Red o Red Global (como se refieren a ella algunos autores) comparte motivación con las micro-redes, además de compararse con la red de telecomunicaciones actual, concibiendo la segunda como una red distribuida y bien administrada alrededor del mundo. Sin embargo, la primera gran diferencia con las micro-redes radica en la generación, ya que en dicha Gran Red se propone instalar grandes plantas de generación, principalmente en lugares remotos (*Extreme-RES*, v.g. generación eólica *Off-shore* y parques fotovoltaicos en los desiertos), de modo tal que sea posible aprovechar al máximo los espacios y los recursos. La segunda diferencia (y quizás la medular) se encuentra en el sistema de transmisión, el cual propone interconectar todo el planeta, tanto con las líneas usuales, como con líneas de alto voltaje en corriente directa (*High Voltage Direct Current*, HVDC por sus siglas en inglés) para muy largas distancias (más de 400 km), con el fin de abastecer la demanda con todas las fuentes disponibles al momento, evitando el problema de almacenamiento inherente a las micro-redes.

Dicho lo anterior, es preciso justificar el interés por las micro-redes ante otras propuestas, argumentando que su implementación no limita a otras tecnologías, sino que éstas pueden formar parte de una red global, de una red convencional, o bien, operar aisladas¹. Como segundo argumento, cabe mencionar que las micro-redes no implican el cambio radical de la infraestructura de transmisión y generación para su integración, además de que propuestas como la red global, aún no presentan soluciones serias a problemas como las grandes contingencias y ciber-ataques, mientras que para las micro-redes ya hay estudios maduros en éstos tópicos.

1.4. Estado actual y retos del sector eléctrico

Según el informe más reciente de *British Petroleum* [54] (ver también [34] y [6]), la industria eléctrica a nivel global está en transición. Este informe señala que el crecimiento rápido y la mejora de las condiciones de vida conllevan al crecimiento de la demanda eléctrica. Se hace notar también que dicha demanda es cada vez mayor en los países cuya economía se encuentra en vías de desarrollo, mientras que en los países de *primer mundo*, a pesar de seguir una tendencia en donde el crecimiento es positivo, el consumo se ve impactado por la implementación de tecnologías más eficientes, tanto en el consumo como en la distribución

¹Las características de las redes aisladas se abordarán con detalle en el siguiente capítulo.

1.4 Estado actual y retos del sector eléctrico

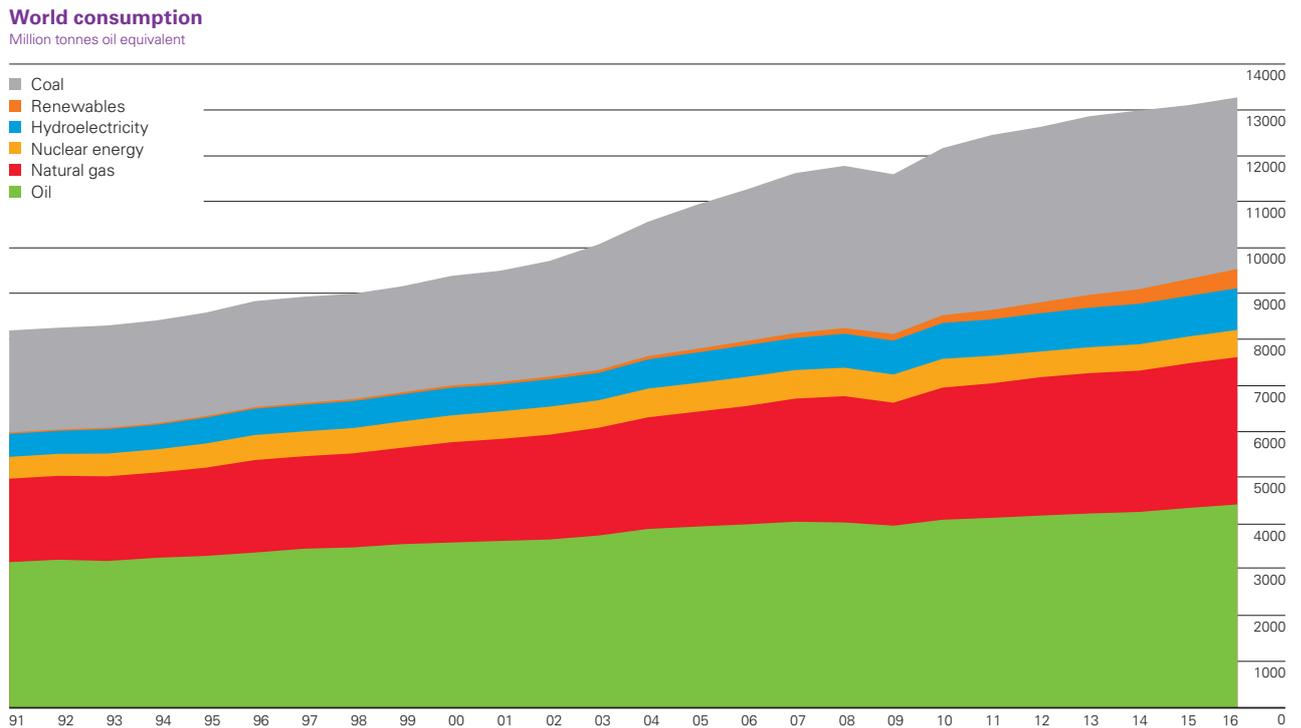


Figura 1.3: Consumo mundial de energéticos para generación eléctrica. Fuente [54].

[7]. Respecto a esto, dicho reporte registra al 2016 como el tercer año consecutivo que presenta un crecimiento energético menor al 1%, con lo cual se confirma lo ya mencionado. Al reto de electrificar, desde hace algunos años se suma el de hacerlo de manera responsable, es decir, reduciendo las emisiones de carbono.

Sintetizando, la tendencia en la demanda de energía eléctrica a nivel global sigue indicando un incremento en ella aunque el crecimiento sea cada vez menor. Gran parte de este logro se observa en el ritmo y patrón de crecimiento económico y consumo energético en China, ya que por su dimensión y creciente economía, los cambios en este país tienen un alto impacto en las estadísticas mundiales.

En la Figura 1.3 se observa el crecimiento del consumo mundial en los últimos 26 años, indicando con colores la aportación de cada fuente energética en su equivalente en millones de toneladas de petróleo [54].

1.4 Estado actual y retos del sector eléctrico

Electricity generation*

Terawatt-hours	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Growth rate per annum		Share 2017
												2017	2006-16	
US	4431.8	4390.1	4206.5	4394.3	4363.4	4310.6	4330.3	4363.3	4348.7	4347.9	4281.8	-1.3%	♦	16.8%
Canada	637.1	638.4	614.0	606.9	638.3	636.5	662.5	660.4	663.7	664.6	693.4	4.6%	0.8%	2.7%
Mexico	263.2	269.3	267.8	275.6	292.1	296.4	297.1	303.3	310.3	320.3	315.0	-1.4%	2.3%	1.2%
Total North America	5332.2	5297.8	5088.3	5276.7	5293.8	5243.5	5289.9	5327.1	5322.7	5332.9	5290.2	-0.5%	0.3%	20.7%
Argentina	113.5	121.9	122.3	126.0	129.5	136.0	139.4	138.6	145.4	147.2	147.0	0.2%	2.6%	0.6%
Brazil	445.1	462.9	466.2	515.8	531.8	552.5	570.8	590.5	581.2	578.9	590.9	2.4%	3.3%	2.3%
Chile	58.3	59.7	59.7	61.3	65.2	69.7	73.0	71.6	74.5	77.7	78.6	1.4%	3.6%	0.3%
Colombia	60.5	61.3	63.2	64.7	66.2	67.7	69.8	72.7	75.0	74.4	75.3	1.4%	2.3%	0.3%
Ecuador	17.3	18.6	18.3	19.5	20.5	22.8	23.3	24.3	26.0	27.3	28.0	2.9%	6.1%	0.1%
Peru	29.9	32.5	32.9	35.9	38.8	41.0	43.3	45.5	48.3	51.7	52.5	1.9%	6.6%	0.2%
Trinidad & Tobago	7.7	7.7	7.8	8.5	8.8	9.1	9.5	9.9	10.3	10.0	10.3	2.6%	3.4%	♦
Venezuela	113.7	119.3	124.8	116.7	122.9	127.9	130.0	128.3	123.8	111.8	117.6	5.6%	0.1%	0.5%
Other S. & Cent. America	188.5	188.1	188.0	192.3	198.2	205.3	209.3	206.6	213.2	224.4	215.5	-3.7%	2.1%	0.8%
Total S. & Cent. America	1034.7	1072.1	1083.3	1140.7	1181.8	1232.1	1268.5	1288.2	1297.7	1303.5	1315.8	1.2%	2.8%	5.1%
Austria	64.9	66.9	69.1	71.1	65.9	72.4	68.0	65.1	64.9	67.9	70.1	3.6%	0.5%	0.3%
Belgium	88.8	84.9	91.2	95.2	90.2	82.9	83.5	72.7	69.8	85.5	86.4	1.3%	♦	0.3%
Czech Republic	88.0	83.5	82.3	85.9	87.6	87.6	87.1	86.0	83.9	83.3	87.0	4.8%	-0.1%	0.3%
Finland	81.7	77.9	72.5	81.1	73.7	70.5	71.4	68.2	68.8	68.8	67.9	-1.0%	-1.8%	0.3%
France	569.8	573.8	535.9	569.3	565.0	564.5	573.8	564.2	570.3	556.2	554.1	-0.1%	-0.3%	2.2%
Germany	640.6	640.7	595.6	633.1	613.1	630.1	638.7	626.7	646.9	649.1	654.2	1.1%	0.1%	2.6%
Greece	63.5	63.7	61.4	57.4	59.4	61.0	57.2	50.5	51.9	51.4	55.1	7.4%	-1.7%	0.2%
Hungary	40.0	40.0	35.9	37.4	36.0	34.6	30.3	29.4	30.3	31.9	32.9	3.6%	-1.2%	0.1%
Italy	313.9	319.1	292.6	302.1	302.6	299.3	289.8	279.8	283.0	289.8	295.4	2.2%	-0.8%	1.2%
Netherlands	105.2	108.2	113.5	118.1	113.0	102.5	100.9	103.4	110.1	115.2	116.6	1.5%	1.5%	0.5%
Norway	137.2	142.1	131.8	123.6	127.6	147.7	134.0	142.0	144.5	149.0	148.7	0.1%	2.1%	0.6%
Poland	159.3	155.3	151.7	157.7	163.5	162.1	164.6	159.1	164.9	166.6	170.3	2.5%	0.3%	0.7%
Portugal	47.3	46.0	50.2	54.1	52.5	46.6	51.7	52.8	52.4	60.3	60.0	-0.1%	2.1%	0.2%
Romania	61.7	65.0	58.0	61.0	62.2	59.0	58.9	63.3	66.3	65.1	63.6	-2.0%	0.4%	0.2%
Spain	305.1	313.8	296.3	300.4	291.8	297.6	285.3	278.8	281.0	274.6	275.4	0.6%	-0.9%	1.1%
Sweden	148.7	149.7	136.7	148.3	151.2	166.3	153.2	153.7	162.1	156.1	163.9	5.3%	0.9%	0.6%
Switzerland	69.4	70.5	70.0	69.7	66.2	71.6	71.9	73.3	69.4	67.4	63.2	-6.1%	0.3%	0.2%
Turkey	191.6	198.4	194.8	211.2	229.4	239.5	240.2	252.0	261.8	274.4	295.5	8.0%	4.5%	1.2%
United Kingdom	396.8	388.9	376.8	382.1	368.0	363.9	358.3	338.1	338.9	339.4	335.9	-0.8%	-1.6%	1.3%
Other Europe	296.8	309.3	306.4	320.0	307.2	295.4	309.2	296.3	297.3	305.7	305.0	♦	♦	1.2%
Total Europe	3870.1	3897.8	3722.8	3878.6	3826.0	3855.1	3827.8	3755.1	3818.7	3857.8	3901.3	1.4%	0.1%	15.3%

Figura 1.4: Generación de electricidad en Terawatt-hora. [54]

Como consecuencia del creciente nivel de penetración de las energías renovables, la generación distribuida es también más frecuente. A su vez, debido a la gran cantidad de nuevas conexiones y a la necesidad de satisfacer la demanda de manera adecuada sin importar la naturaleza intermitente de las fuentes energéticas de nuestro interés, ha provocado el desarrollo e implementación de la llamada *inteligencia* en las redes eléctricas.

Más de un grupo de investigadores (ver [34]) aseguran que no se va a dejar de consumir energía eléctrica, sin embargo, lo anterior sugiere que el sistema tradicional ya no necesitará expandirse y conforme las grandes centrales lleguen al fin de su vida útil, la transición se dará de manera más natural y acelerada.

En la figura 1.4, se muestran los datos referentes a la generación eléctrica de algunos países a lo largo de diez años. Éstos fueron obtenidos por *British Petroleum*.

Se observa que los países no miembros de la OCDE representan más del 50% de la energía generada en el 2016. Es importante mencionarlo dado que algunos de los avances tecnológicos que se abordarán en el presente trabajo, así como algunas necesidades que las micro-redes pueden satisfacer, se están dando en países que no forman parte de dicha organización.

Actualmente, se han propuesto las micro-redes como una alternativa a la expansión de las redes de gran escala, puesto que dicha expansión traería consigo mayores problemas de tipo ambiental, económico y político. Este cambio de tecnologías de generación ha tenido un importante impacto en los mercados energéticos a nivel mundial. Ésto se debe en gran medida a que ahora pueden participar sectores de la población que antes no, gracias a que la generación distribuida sugiere un modelo de despacho económico mucho más abierto. Por su parte, el estudio desde el punto de vista micro económico es igualmente vasto e importante para el desarrollo de las micro-redes [51].

1.5. Planteamiento del problema

Desde hace varias décadas el estudio de micro-redes ha llamado la atención de la comunidad de control por los problemas inherentes a ellas, tales como el manejo de la compleja y creciente interconexión de sistemas y los propios de las redes *inteligentes*. En [4] se menciona la necesidad de sensores, estimadores y observadores (ver también [8]), ya que no han podido ser completamente resueltos desde una perspectiva clásica. Es de interés particular para esta comunidad el diseño de controladores capaces de garantizar una operación estable de la micro-red y al mismo tiempo el suministro apropiado de potencia. Sin embargo, ya existen soluciones a muchos de estos problemas, aunque presenten áreas de oportunidad y la gran mayoría se limiten al uso de unas cuantas estrategias de control (como controladores PI). En este sentido, resulta pertinente recopilar información de estudios actuales que revelen la problemática de manera concreta, teniendo en cuenta los esfuerzos de la comunidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, de modo que la incursión del control en el desarrollo de las micro-redes sea efectiva además de innovadora.

Para lo anterior, se ha determinado necesario un documento actualizado que permita plantear de manera más sencilla áreas de oportunidad en la investigación, evitando duplicar esfuerzos, y promoviendo la colaboración multidisciplinaria para impulsar aún más su implementación.

1.6. Contribuciones

Tras una descripción exhaustiva de la micro-redes, se pretende exponer y comparar de manera puntual los problemas que éstas presentan y la manera en que actualmente se les da solución, así como algunas alternativas a dichas soluciones, además de los aspectos aún sin resolver.

Objetivos Puntuales:

1. Presentar una revisión bibliográfica que identifique enfoques, retos tecnológicos y características emergentes del sector eléctrico. En particular, hacer una revisión de la literatura relacionada para identificar modelos, oportunidades y tendencias mundiales en el desarrollo e inclusión de las micro-redes.
2. Hacer una descripción de las características de una micro-red así como de los sistemas de control existentes empleados para las micro-redes con el propósito de plantear áreas de oportunidad para futura investigación.

1.7. Estructura de la tesis

El presente trabajo consta de cuatro capítulos que abordan a las micro-redes desde su historia hasta los aspectos técnicos y estructurales bajo los cuales se rigen.

El primer capítulo pone en evidencia el impacto ambiental que tiene la generación de electricidad convencional que, en conjunto con la necesidad de suministro eléctrico en lugares remotos o que ya exceden su capacidad actual, justifica el estudio integral desde varios ángulos para promover la implementación de las micro-redes de potencia como parte de una solución a la problemática planteada.

Posteriormente, el segundo capítulo establece la definición de *micro-red* que será utilizada en todo el documento y a partir de la literatura consultada, se presentan una descripción y una clasificación de las micro-redes, lo cual permite abordar los diferentes modos de operación y aspectos generales sobre su estabilidad.

Por su parte, el tercer capítulo se enfoca en el control de las micro-redes. En esta parte del presente trabajo, se retoman las características de los inversores, con un gran énfasis en la manera en que éstos se conectan ya que es un factor de gran relevancia al momento de aplicar el control a la micro-red. Se hace una descripción del *Control jerárquico* y estrategias de control abordadas se encuentran divididas según la infraestructura que necesiten para ser aplicadas.

Por último, el cuarto capítulo aborda una propuesta para el control de micro-redes de potencia que es resultado de los estudios en Control Basado en Pasividad realizados en la UNAM (entre otras universidades).

Un panorama general

2.1. Definición de micro-red

Como ya se mencionó, suficientes son las razones para considerar urgente cambiar la manera de generar y distribuir la energía eléctrica. Dado que es un tema en pleno auge de desarrollo, la documentación es vasta y en ocasiones difiere según el enfoque de la investigación en curso.

El principal propósito de este capítulo es precisar los conceptos más relevantes al control de micro-redes (que es el tema de estudio de mayor interés del presente trabajo). Además, se pretende presentar una clasificación que facilite su estudio y comprensión. A continuación, algunas de las definiciones de micro-red según diferentes instituciones y grupos de estudio.

Según J. A. Pecas Lopes, C. L. Moreire y A. G. Madureira en "Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation"[42] (Mayo 2006):

Una micro-red se puede definir como una red de bajo voltaje (LV) (por ejemplo, un área urbana pequeña, un centro comercial o un parque industrial) en conjunto con sus cargas y varios módulos de generación conectados a ella, proporcionando energía y calor a las cargas locales

Para el Departamento de Energía (Department of Energy Office), en su más reciente informe "Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop"[46] (Junio 2013):

Una micro-red es un grupo de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuídas (DER distributed energy resources) con características específicas que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red. Una micro-red puede conectarse o desconectarse de la red, de modo tal que puede operar tanto en modo aislado como conectado.

Según "A survey on modeling of microgrids—From fundamental physics to phasors and voltage sources" de Schiffer, Johannes and Zonetti, Daniele and Ortega, Romeo and Stanković, Aleksandar M and Sezi, Tefik and Raisch, Jörg (Diciembre 2016):

Una micro red reúne una combinación de unidades generadoras, cargas y elementos almacenadores de energía del sistema de distribución o correspondientes al de sub-transmisión, en un sistema localmente controlable, que puede ser operado de manera conectada o aislada.

La definición proporcionada por Rajesh, KS and Dash, SS and Rajagopal, Ragam and Sridhar, R, en su "A review on control of ac microgrid" [58] (Diciembre 2016):

Las micro-redes son sistemas de potencia que incluyen cargas, unidades de generación distribuida y almacenadores de energía que son tratados como una sola unidad, con el fin de compartir potencia con la red mediante un punto de acoplamiento a ella.

Para el grupo de trabajo del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ) en su trabajo "Microgrid Evolution Roadmap" (septiembre 2015) y Rojas, Alex and Rousan, Tamer, en "Microgrid Control Strategy: Derived from Stakeholder Requirements Analysis" [43] (ver también [61]) (enero 2017):

Las micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de generación eléctrica distribuida (Distributed Energy Resource, DER), tales como generadores distribuidos, elementos almacenadores de energía y cargas controlables que pueden operar de manera controlada y coordinada, ya sea conectados a una red eléctrica de mayor escala o aislados.

Como puede verse, el concepto "micro-red" no está definido con plena uniformidad y es apreciable que este se ha complementado con la aparición de nuevos elementos a través de los años.

A partir de las definiciones anteriores y los elementos en común que exponen, se entenderá a una micro-red como un SEP de pequeña escala conectado al lado de LV de una red convencional mediante un único punto de conexión, que incorpora a las fuentes de generación eléctrica distribuida, y que además es capaz de abastecerse por ella misma, aislarse y regular el flujo de potencia en las cargas locales mediante un controlador. Es importante mencionar que una micro-red no es capaz de *repararse* por sí misma, y aunque es deseable, la optimización de los recursos y la distribución tampoco es característica suya, sino de las *redes inteligentes* [21].

2.2. Descripción general de las micro-redes y clasificación

Las micro-redes pueden ser implementadas tanto en AC como en DC. Ambas modalidades implican retos y tienen diferentes propuestas para satisfacer la misma necesidad. Por un lado, las micro-redes en DC (MGDC) ofrecen teóricamente mayor confiabilidad; lo anterior debido a que la ausencia de potencia reactiva trae consigo menos pérdidas, y esto propicia mayor eficiencia en comparación con las de AC. Además, las MGDC ofrecen una conexión simple con el bus de DC. Asimismo, la integración de otras DERs en DC y unidades de almacenamiento se propone mediante una interfaz transparente y libre de problemas de sincronización (ya que no hay problemas con la frecuencia) [41]. Sin embargo, la motivación para estudiar las micro-redes AC se apoya en la tendencia actual de la transición energética mundial, el grado de madurez de las tecnologías que involucran y el modo de operación de la red que opera hoy en día en gran parte del mundo (misma a la que se busca integrarlas). Como motivación adicional, la naturaleza de muchos problemas inherentes a las micro-redes en AC sugiere una pronta y eficiente solución desde el control. Dicho lo anterior, el presente trabajo se limitará al estudio de las micro-redes en AC.

Para dar inicio a la parte descriptiva, siguiendo a [64] se enunciarán las condiciones que debe cumplir una red para que sea considerada *micro-red AC*:

1. Es un segmento conectado del sistema de distribución de LV o MV (media tensión, del inglés *medium voltage*), de un sistema eléctrico de potencia en AC.
2. Tiene un solo punto de conexión al sistema eléctrico. Este punto de conexión recibe el nombre de *punto de acoplamiento común* (PCC, por sus siglas en inglés Point of Common Coupling¹).
3. Conjunta a una combinación de unidades generadoras, cargas y elementos almacenadores de energía.
4. Tiene la generación suficiente, así como la capacidad de almacenar energía tal que pueda abastecer a la mayoría de sus cargas de manera autónoma durante, al menos, un periodo de tiempo.
6. En el modo conectado, se comporta como un generador controlable o una carga, según sea la convención adoptada por el sistema eléctrico al que se esté incluyendo.

¹Es conveniente colocar un interruptor de aislamiento en el PCC para cambiar el modo de funcionamiento de la micro-red, así como también en las unidades de generación en el punto de intersección con la red, principalmente con fines de mantenimiento [42]

7. En modo aislado, la frecuencia, el voltaje y la potencia pueden ser controlados dentro de la micro-red.

Es preciso también identificar cuáles son los componentes de una micro-red. En la lista se consideran unidades generadoras, cargas y elementos almacenadores de energía, sin embargo, en [42] a lo anterior se suman la red de distribución a la que los elementos están conectados; posibles cargas de potencia constante (controlables o no) y un Control Central de la Micro-red (MGCC, por sus siglas en inglés), el cual administra a la micro-red desde la subestación de baja o media tensión, según sea el caso. El MGCC está respaldado por una infraestructura de comunicación que vigila cargas y generadores con dispositivos como Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés). Además, el MGCC incluye funciones clave, como las de gestión económica y las funcionalidades de control, sin mencionar que también encabeza el sistema de control jerárquico¹. Un esquema de la estructura básica de una micro-red es el que muestra la Figura 2.1.

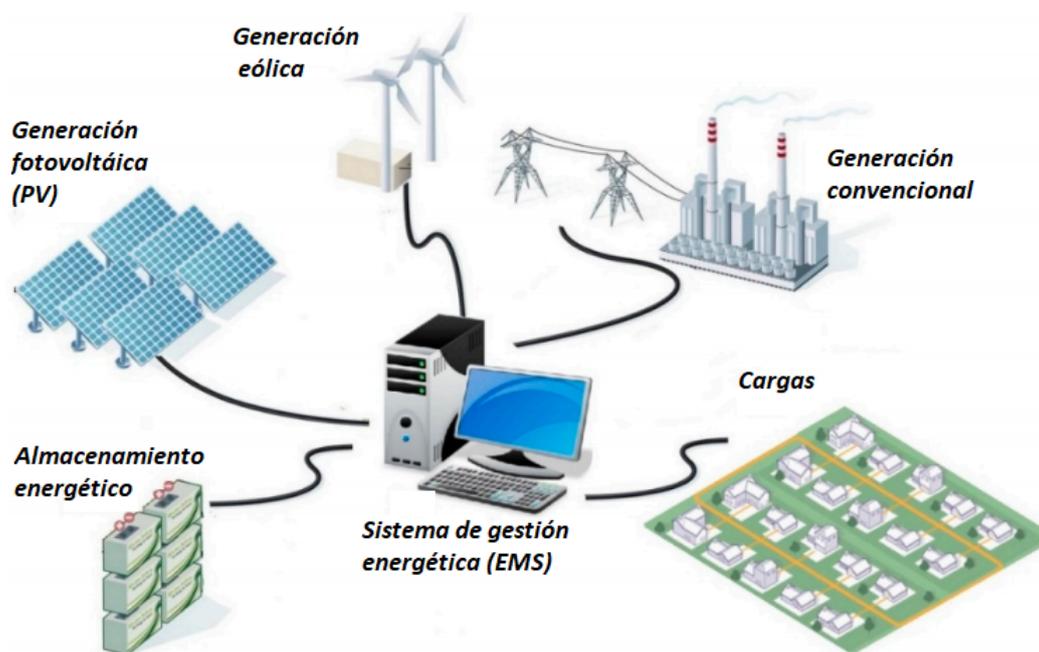


Figura 2.1: Estructura básica de una Micro-red.

Si la intención es conocer las micro-redes de manera general y más práctica, o bien, estudiar una micro-red en particular, caracterizarla y controlarla, conviene tener presente su

¹El control jerárquico es tema del siguiente capítulo.

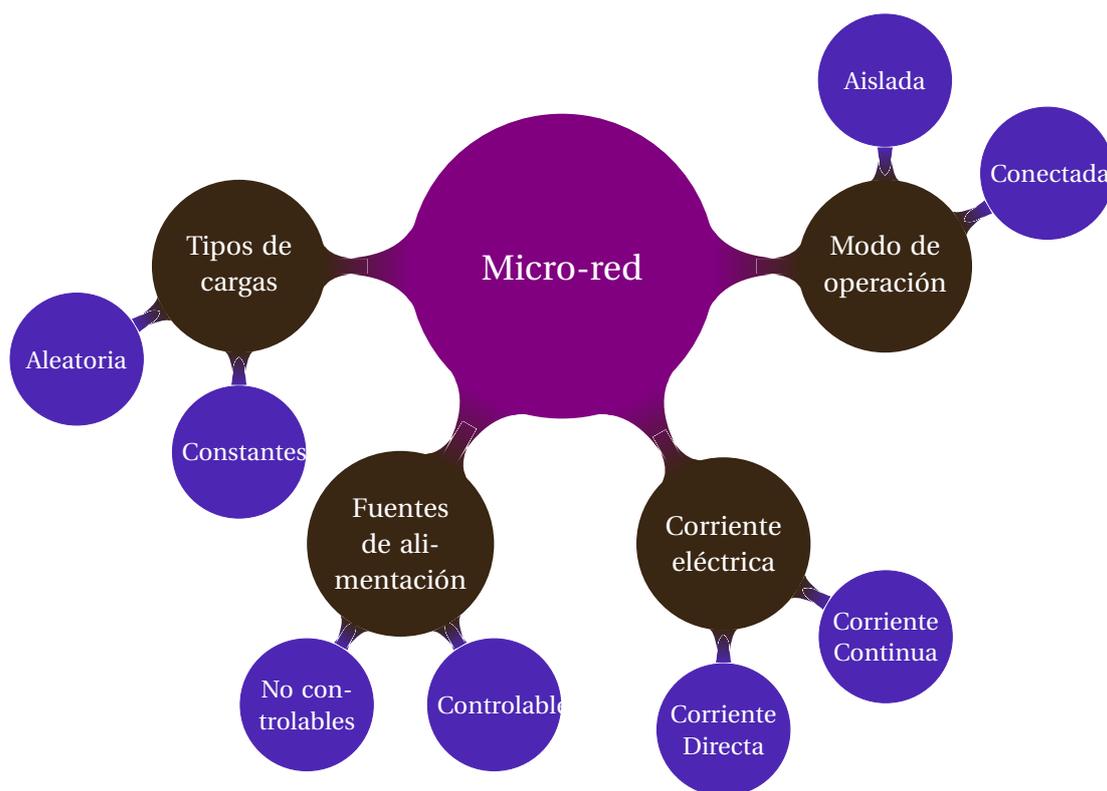


Figura 2.2: Esquema general de una micro-red

clasificación. En el esquema mostrado en la Figura 2.2 muestra dicha clasificación; es intencional hacer notar que ésta no es única.

2.3. Modo aislado frente al modo conectado a la red

Como se menciona en las características, estos sistemas (micro-redes AC) pueden existir tanto de manera aislada como conectada. En consecuencia, a partir del estado lógico (abierto o cerrado) del punto de acoplamiento común nacen las estrategias de control, donde radican las diferencias medulares entre ambas. Las características generales de los dos modos de operación son las que se enuncian a continuación¹:

Modo conectado: De manera contraria al caso de las micro-redes autónomas, cuando se opera en modo conectado, el PCC puede simularse como un interruptor cerrado. En este

¹Las características generales escritas fueron obtenidas principalmente de las fuentes [72], [58] y [42]

modo de operación, la micro-red está acoplada a la red de suministro eléctrico, ya sea en media o baja tensión, y el flujo de potencia es bidireccional; lo cual complementa la generación energética, usualmente aprovechando los recursos naturales. Se promueve un intercambio energético entre la red y la micro-red, tal que ambas se vean beneficiadas de dicha conexión y que los efectos (perturbaciones) inherentes a la transferencia de potencia de un sistema de baja inercia, sean los menores. Físicamente, al operar en modo conectado es necesario contar con un interruptor de aislamiento, el cual físicamente representa elementos de electrónica de potencia controlables cuya función es cambiar el modo de funcionamiento de la micro-red. Lo anterior se encuentra reportado en [72] (ver también [58]). Por su parte, las MS (micro-fuentes ó *micro-sources* por sus siglas en inglés) también necesitan configurar su interruptor de aislamiento en el punto de intersección con la red para cuestiones de mantenimiento.

En el modo conectado, los problemas de estabilidad en voltaje y frecuencia dejan de ser de interés en el control de la micro-red ya que al ser ésta parte activa de la red de suministro, hereda dichas variables. El control aplicado a este tipo de MG es el conocido como $P-Q$, desde el MGCC, instalado en la subestación de media o baja tensión, según sea el caso. Ésto se especificará con mayor detalle en la siguiente sección.

A diferencia de las autónomas, las MG conectadas no necesitan fuentes de respaldo y los sistemas de almacenamiento energético estarán para compensar a la red la potencia que haga falta cuando la energía aportada por las DER no sea suficiente, según sean los códigos y estándares que se hayan establecido para la interconexión.

Algunos autores, como los participantes en la publicación [42], consideran como un tercer modo de conexión al *modo de emergencia*, en el cual, la micro-red opera de manera autónoma cuando esta se desconecta de inesperadamente del lado de medio voltaje. En el presente trabajo, sólo se tomarán en consideración el modo aislado y el modo conectado. La Figura 2.3 lo ejemplifica gráficamente.

Modo aislado: Sin importar su modo de operación, las micro-redes mencionadas hasta ahora incluyen un punto de acoplamiento común a la red de distribución. Éste puede desconectarse de la red ya sea por mantenimiento preventivo o debido a diversas fallas en la red. Cuando el PCC opera como un interruptor abierto, se dice que la MG es aislada o autónoma.

Aunque el planteamiento tradicional del modelo de una micro-red incluye una conexión a la red mediante un PCC (que puede abrirse o cerrarse), también es válido plantearla completamente aislada y sin posibilidades de conexión a otra red, dado que las micro-redes también están pensadas para abastecer energía eléctrica en los lugares inaccesibles al sis-

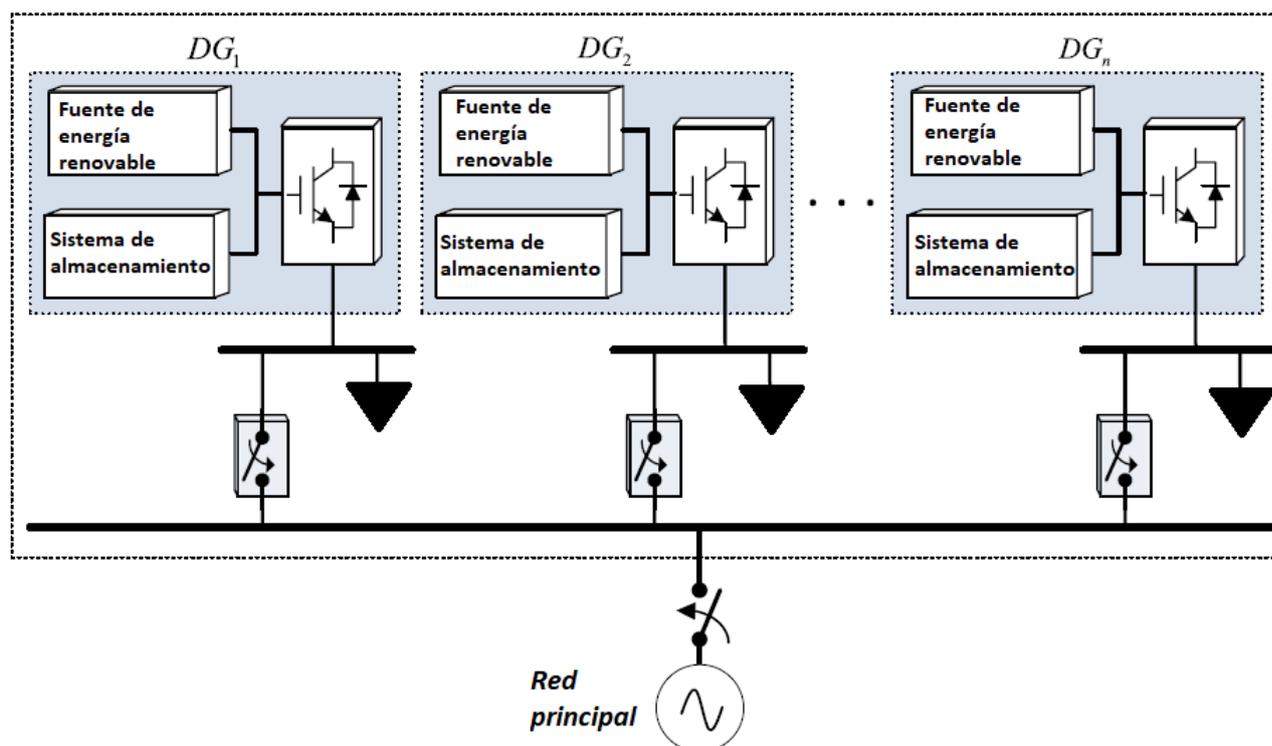


Figura 2.3: Estructura básica de una Micro-red conectada.

tema eléctrico tradicional. Debido a la ausencia de otra red, en ésta modalidad se omiten los fenómenos que ocurren cuando ésta se desconecta, cuyo conocimiento es de suma importancia para el diseño, mantenimiento, planificación y expansión de la micro-red. En este modo de operación, las micro-redes son capaces de abastecer un número de cargas específico por al menos un periodo de tiempo. Sin embargo, para asegurar la continuidad del servicio eléctrico, es conveniente que cuenten con una fuente de respaldo.

Por otra parte, las fluctuaciones en la generación y las variaciones de carga resultan realmente significativas para la micro-red, ya que ésta es muy sensible (consecuencia de ser un SEP de baja inercia). En este modo de operación, no se pueden referir las variables de voltaje y frecuencia a las de otra red, por lo tanto, su control resulta mucho más complejo¹.

Una solución común para mantener las variables del sistema en sus valores nominales es el manejo eficiente de los almacenadores de energía, ya que pueden inyectar potencia a la micro-red cuando la generación no está disponible y así satisfacer la demanda en curso. De esta manera, los almacenadores ayudan a la estabilización de la micro-red ante las fluctua-

¹Las estrategias de control que usualmente los rigen se encuentran en el Capítulo 3.

ciones de carga y generación; contribuyen con el *load-sharing* o carga compartida¹; reducen los picos de carga, así como la interferencia eléctrica; y proporcionan un respaldo energético. Sin embargo, los almacenadores de energía tienen limitaciones físicas (como capacidad finita) por lo cual es conveniente contar con un sistema de generación controlable de respaldo para hacer frente a contingencias mayores. Una vez que la relevancia de los sistemas almacenadores en el SEP ha sido expuesta, se justifica la necesidad de hacer precisiones en el estudio de las micro-redes considerando su presencia o ausencia.

2.4. Estabilidad de micro-redes

El concepto de *estabilidad* puede ser tan complejo o tan intuitivo según la materia que lo aborde y la profundidad con que éste sea tratado. Asumiendo que un sistema dinámico puede representarse por una ecuación diferencial, la estabilidad desde este punto de vista y de manera general, se entiende como la propiedad que tiene la solución de dicha ecuación diferencial de permanecer acotada, es decir, sin tender a infinito. Más aún, se habla de *estabilidad asintótica* si las soluciones de la ecuación diferencial tienden al *punto de operación* o *punto de equilibrio*².

La estabilidad desde el punto de vista del estudio de sistemas dinámicos, de manera muy general, se entiende como el comportamiento de un sistema alrededor de un punto de operación deseado; sin embargo, la presente tesis no precisa de su valiosa formalidad. La definición y temas afines a este pueden consultarse en [66].

En [14], la estabilidad de una micro-red se define como la habilidad de regresar a un estado de operación normal o estable después de haber sido sometida a alguna perturbación. De manera contraria, la inestabilidad hace sentido a una condición carente de sincronismo o bien, fuera de su estado normal de operación. Las consideraciones de estabilidad se han reconocido como características esenciales en planificación de micro-redes.

Tal como en los SEP tradicionales, para decir que una micro-red es *estable*, debe especificarse en qué sentido. En la introducción se describió, *grosso modo*, la clasificación para el caso de los sistemas eléctricos tradicionales ya que la información inherente al estudio de estabilidad de un SEP es fundamental para tomar acciones de control y mantener a las variables dentro de sus valores nominales. De la misma manera, para controlar una micro-red es

¹Se abordará este concepto en el siguiente capítulo.

²La definición formal de *estabilidad de un punto de equilibrio en el sentido de Lyapunov* puede encontrarse en [66] o [37]

importante conocer si ésta es estable y en qué sentidos, sin embargo, la estabilidad para las micro-redes se clasifica de manera diferente debido a la naturaleza de operar: mientras que las redes convencionales se valen de grandes centrales controladas por máquinas síncronas, las principales fuentes de generación eléctrica de las micro-redes son distribuidas (DG) y la mayoría vale su funcionamiento de inversores u otros dispositivos basados en electrónica de potencia. De la misma manera, el tipo de DG determina la estructura de la micro-red y de acuerdo con las propiedades de dicha estructura serán las características de los problemas relacionados con la estabilidad de las micro-redes.

Al ser las micro-redes sistemas eléctricos que satisfacen en principio, las mismas necesidades, éstas también deben ofrecer ciertas características específicas en la señal de salida al usuario final; en afán de conservar la calidad de la energía, el voltaje de salida y la frecuencia de las DG necesitan apoyarse en la red de distribución o en las fuentes con sistema de almacenamiento. En contraste con los SEP tradicionales, la regulación de frecuencia y voltaje se ven afectados significativamente por las estrategias de control aplicadas a las DG, las cuales difieren según sea el tipo de generación. Además, los tiempos de respuesta asociados a los elementos que conforman las micro-redes (principalmente de los inversores) son mucho menores y dicha rapidez implica efectos electromagnéticos y electromecánicos transitorios antes no considerados. Todos estos efectos, sumados a la pequeña impedancia de salida, la baja inercia y la débil capacidad de sobre-corriente ¹, exigen al tiempo de respuesta de las protecciones ser mucho menor que el de los generadores sincrónicos, lo cual, trae como consecuencia que el procedimiento ante perturbaciones largas sobre la micro-red sea muy diferente al de una red tradicional.

Es evidente que el estudio de la estabilidad requiere un trato diferente según el tipo de dispositivos que se utilicen. Por este motivo, se enunciarán los criterios a tomar en consideración para estudiar la estabilidad de las micro-redes, aunado a una breve explicación.

- **Modo conectado o aislado**

Quizás este sea el criterio más importante ya que cuando el PCC simula un interruptor cerrado (modo conectado), la micro-red puede seguir las señales de frecuencia y voltaje, sin embargo, la regulación de las mismas es responsabilidad de los centros de control del SEP. En consecuencia, se sincroniza en frecuencia con la red a la que se conecta y por este motivo los estudios sólo se ocupan de la estabilidad de voltaje. Por otra parte, mientras que con el PCC simulando un interruptor abierto (modo aislado),

¹La impedancia de salida, la inercia y la capacidad de sobre-corriente son características de las unidades de generación que están siendo comparadas contra las de un generador sincrónico tradicional)

debe fijar sus propias referencias.

- **Presencia o ausencia de inversores**

A pesar de la existencia de unidades de generación distribuida que no ocupan inversores, éstas representan a la minoría, por lo que este trabajo de investigación se enfocará a micro-redes donde las unidades de generación se conectan mediante un inversor.

La inserción de inversores presenta varias problemáticas tanto teóricas como prácticas, y uno de los primeros problemas es su inclusión en el modelo de la micro-red. En este sentido, lo primero que hay que destacar cuando se consideran inversores en las micro-redes es que la velocidad de respuesta de un inversor es mucho mayor a la de una fuente DG tradicional ¹. Asimismo, también se consideran las características del proceso de desestabilización, tales como el periodo de tiempo y la magnitud en que se dan los cambios abruptos de carga, o las desconexiones de generadores. Igualmente, en relación con la estabilidad, el tiempo que le toma a la micro-red regresar a sus valores nominales es mensurable y según su estructura y desempeño, se determina un "tiempo crítico" propio de cada micro-red, el cual se refiere al límite de tiempo *seguro* para recuperar su estado estacionario. Si dicho "tiempo crítico" se excede debido a alguna situación, los generadores podrían perder su estabilidad².

- **Uso de dispositivos de almacenamiento energético**

La inclusión de elementos como baterías, superconductores y supercondensadores en el estudio de las micro-redes tienen influencia desde el modelado hasta en la predicción de la estabilidad. Algunos autores, como [42] y [45], modelan estos dispositivos como fuentes constantes de voltaje y están acopladas a la red eléctrica mediante convertidores CA/CD/CA o CD/CA basados en electrónica de potencia. Y a pesar de ser más comunes e incluso indispensables en sistemas aislados, no se restringe su uso en los sistemas conectados³. Lo anterior, en parte, es consecuencia de la rapidez de respuesta que dichos dispositivos ofrecen; al tener la capacidad de responder en mucho menor tiempo que los generadores, los picos de carga pueden ser sufragados, garantizando buen seguimiento de carga en muchas situaciones.

¹El tiempo de respuesta de un inversor que funge como interfaz entre la red y la fuente distribuida es del orden de los milisegundos (ms), mientras que las fuentes de energía primaria presentan sus tiempos de respuesta típicos en el orden de los segundos.

²En micro-redes tipo isla, se puede perder la estabilidad incluso antes del tiempo crítico.

³En [39] se presenta un modelo dinámico, así como una propuesta de control para una micro-red con generación híbrida, en modo conectado y con almacenamiento para la transferencia de potencia versátil.

Cuando una micro-red cuenta con almacenamiento de energía, en modo conectado, el convertidor actuará de acuerdo a potencia activa y reactiva por fase que necesite ser compensada. El control supervisor enviará una señal solicitando la carga o descarga necesaria del banco de baterías. De ahí, se definen dos modos de operación para los almacenadores:

Modo absorción: También es conocido como *modo carga*. Los almacenadores se conectan al inversor para cargarse cuando la energía está disponible.

Modo descarga: Con base en la señal del controlador así como en las correspondientes a la carga, el generador produce señales de referencia que los almacenadores siguen para cumplir con los requisitos de estabilidad de la micro-red. Por otro lado, en ausencia de almacenadores es posible hacer regulación de frecuencia y voltaje mediante fuentes controladas, como son las turbinas de micro-gas (que también atienden a contingencias mayores en las micro-redes), o bien, mediante fuentes fotovoltaicas controladas por MPPT y eólicas con control de ángulo *pitch* [33]. Sin embargo, la salida de potencia de las fuentes DG se ve afectada por el regulador de potencia de las fuentes de energía primaria, cuya respuesta es lenta en comparación con la asociada a los almacenadores de energía¹. En el caso de las micro-turbinas de gas y cogeneración, el tiempo de respuesta es mayor si se compara con los sistemas de almacenamiento a causa del tiempo que toman los procesos químicos y térmicos involucrados.

La Figura 2.4 muestra una clasificación para la estabilidad de las micro-redes, propuesta por [65] en el 2014. Es importante mencionar que el tipo de estudio no cambiará el comportamiento de la micro-red pero sí su caracterización y clasificación; algunos estudios develarán información que otros no, todos tienen ventajas y desventajas respecto a ellos. A continuación, se mencionan los aspectos determinantes de la clasificación propuesta.

Sin importar se trate con sistemas aislados o conectados, existe la posibilidad de estudiar la estabilidad desde dos enfoques diferentes: de perturbación pequeña y durante el periodo *transitorio*²

- **Estabilidad transitoria**

Desde el enfoque de estabilidad transitoria, se estudia la habilidad de una micro-red

¹La respuesta de las fuentes DG está en función de los inversores y la disponibilidad de la energía.

²La respuesta transitoria se refiere a la que va del estado inicial al estado final. En contraste con la respuesta en estado estacionario que se refiere a la manera como se comporta la salida del sistema conforme el tiempo tiende a infinito. Consultar en [47] mayor información.

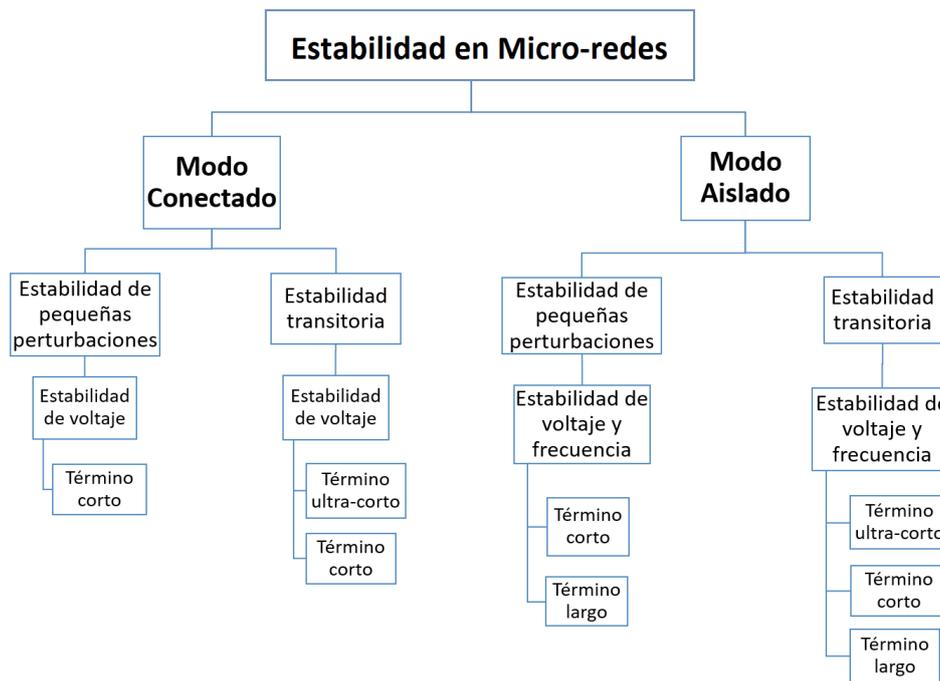


Figura 2.4: Clasificación de estabilidad en micro-redes.

para regresar a su estado estable en el periodo transitorio, incluyendo perturbaciones de término ultra-corto, corto y largo. Para este estudio, los fenómenos de términos ultra-corto y corto sí se consideran. De manera similar al enfoque en pequeñas perturbaciones, las ganancias de control Droop también son de interés al estudio de la estabilidad transitoria. El enfoque de la estabilidad en las micro-redes conectadas se centra en los comportamientos transitorios rápidos, ya que al tener sincronía en frecuencia con otra red de mucho mayor inercia, el modelo detallado no es tan necesario. En contraste, el estudio de estabilidad en micro-redes aisladas no es sencillo; en [55] se demuestra que a mayor número de DGs, el modelado es mucho más complicado.

Por su parte, la estabilidad transitoria para sistemas aislados considera en su estudio la influencia en el despacho de potencia en presencia de perturbaciones largas, como son las fallas de corto circuito y de circuito abierto, además de la pérdida de unidades DG y/o carga. Éste tipo de estudio se centra en la respuesta dinámica de las diferentes DGs durante las perturbaciones largas, así como en las ultra-cortas (causadas por la conmutación).

Por otro lado, la sincronización protagoniza los mayores problemas de estabilidad transitoria, ya que las interacciones entre las unidades DG y la red, así como las que se

dan entre DGs, influyen en dicha sincronización. Por este motivo, los estudios de estabilidad aplicados a sistemas con una sola DG se consideran incompletos o incluso, en publicaciones como [71] se califican como inválidos¹. En esta línea, diversas fuentes ([55], [5], [74], [10]) aseguran que considerar el modelo de la micro-red es básico, debido a que influyen tanto las perturbaciones como el sistema.

■ Estabilidad de pequeña señal

Si la intención es conocer las características de la estabilidad considerando las perturbaciones pequeñas², los estudios se enfocarán en la influencia de las ganancias de Control *Droop*³ y en su optimización, así como en las fluctuaciones de carga. A su vez, en el estudio de estabilidad que considera pequeñas perturbaciones se estudian los fenómenos de *término corto* con modelos de *pequeña señal*; se permite analizar las diferencias en el comportamiento del sistema variando las ganancias de control Droop, además de evaluar el desempeño variando parámetros del inversor y de la red. En este tipo de estudio no se consideran los efectos debido a la conmutación (*switcheo*) de los elementos de la micro-red, ya que éstos se categorizan como fenómenos de término *ultra-corto* y el modelo de pequeña señal, al linealizar los sistemas los excluye.

El estudio de estabilidad de pequeña señal incluye únicamente fenómenos de término corto y largo. Otra diferencia respecto al de estabilidad transitoria es uso de un modelo linealizado del sistema, el cual incluye a la micro-red, los generadores distribuidos, unidades de control y cargas. Para las evaluaciones se analizan los modos de oscilación y se emplea el método de *asignación de polos*.

El estudio de estabilidad de *pequeña señal* también se enfoca en las ganancias de Control Droop. Además, considera el modelo dinámico de la red, los modelos típicos de las unidades DG, las variaciones de carga, las características de la impedancia de línea (por ejemplo, la relación X/R de la micro-red) en la línea que conecta a la carga⁴.

El estudio de estabilidad de pequeña señal en las micro-redes aisladas es aún un campo abierto a la investigación, dado se trata de sistemas muy susceptibles a las características de las cargas, así como a los cambios abruptos tanto en la carga como en la generación hasta las característicos de las cargas.

¹Consultar [71] para profundizar en el caso en que existen múltiples unidades DG.

²Las pequeñas perturbaciones se refieren a las oscilaciones de baja frecuencia (entre los 0[Hz] y 1 [Hz]), que son causadas principalmente por efectos electromecánicos.

³El Control Droop se abordará con detalle más adelante.

⁴En el nodo a la carga se requieren tanto el voltaje como la frecuencia regulados.

Según [65], los resultados de las simulaciones a las que en esa publicación se hace referencia son incapaces de describir la dinámica de la respuesta en modo conectado cuando la micro-red se somete a perturbaciones largas. El análisis que en [65] se presenta, concluye que es debido a la omisión de características de las unidades DG, tales como la capacidad de corriente y la interrupción de la misma en el periodo de falla. Lo anterior confirma una vez más que muchos de los estudios fundamentales para conocer mejor al sistema y poder tomar decisiones en áreas como la planeación o la expansión siguen siendo un campo abierto a la investigación.

En las simulaciones de [25], se observan las diferencias en la corriente de falla de una micro-red multi-máquina y en otro a una sola máquina. Sus resultados demuestran, a nivel simulación, que dicha corriente de falla es mucho mayor para el caso multi-máquina y que tanto las características de la carga como sus fluctuaciones tienen influencia en el comportamiento de la micro-red; los cuales son factores que se deben considerar en las estrategias de evaluación y diseño de micro-redes. A diferencia de las micro-redes en modo conectado, perder la estabilidad es sencillo, inclusive cuando se soluciona la falla antes del tiempo de falla crítico.

Los problemas relacionados a la fluctuación en la generación son mitigados con la inclusión de elementos controlables, almacenadores de energía o sistemas híbridos, como generadores cuyo combustible es el diésel y micro-turbinas. En [30] se menciona que su implementación trae beneficios tanto al consumidor como al sistema eléctrico en general, tales como mejor calidad de la energía, confiabilidad de la red, menores emisiones al ambiente, menor costo, reducción del flujo de potencia en las líneas de transmisión y distribución (lo cual reduce las pérdidas y en consecuencia los costos), además de reducir la carga en la red facilitar la solución a las fallas.

En [65] también se sugieren algunos métodos para mejorar la estabilidad de la micro-red, entre ellos, la mejora de las estrategias de control mediante la optimización de las ganancias de control Droop, la compensación de potencia reactiva utilizando inversores adicionales, la inclusión de DSTATCOMs y tirar carga. Es conveniente conocer otras maneras de control, por ejemplo, el *control por monitoreo*, que puede mejorar la estabilidad del sistema cuando el retardo¹ es suficientemente pequeño. Este, entre otras maneras de control, serán abordadas con mayor precisión en el siguiente Capítulo.

¹Se refiere al retraso de tiempo en la comunicación de los elementos de la red.

2.5. Tecnologías de interconexión

En las secciones anteriores del presente capítulo se abordaron diferentes criterios para clasificar las micro-redes; esta sección está dedicada a los elementos involucrados en la interconexión, los cuales dependen principalmente del tipo de generación y la interfaz con el sistema¹.

Como se observa en la Figura 2.5, la energía primaria se puede convertir mediante una

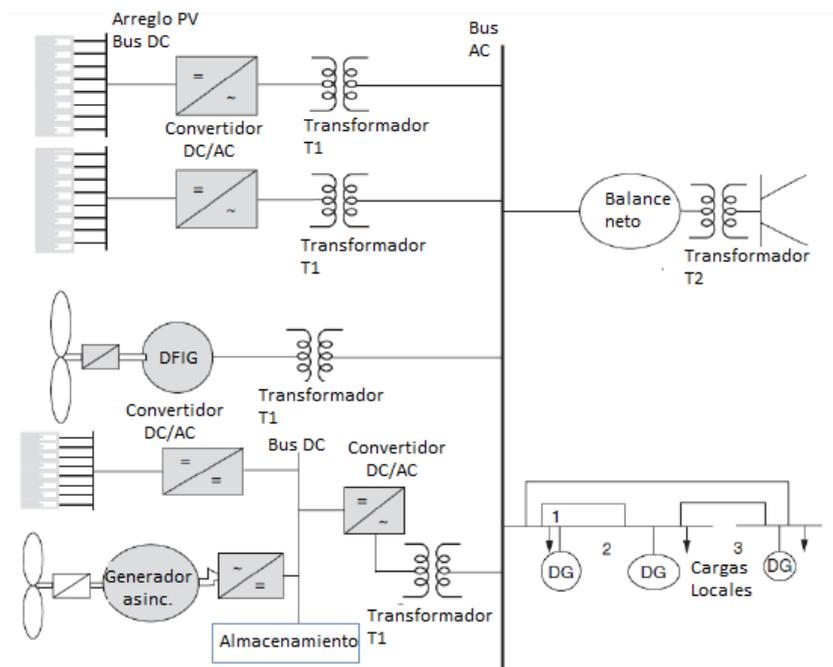


Figura 2.5: Arquitectura de una micro-red AC.

máquina síncrona rotatoria o bien, mediante inversores; esta diferencia será el primer criterio para elegir la estrategia de control². Las fuentes de generación distribuida como paneles solares, turbinas eólicas, microturbinas de combustible, plantas térmicas y mini-hidroeléctricas en su presentación DG, se les hace mayor referencia debido a su nivel de penetración y la madurez de su tecnología. Por los mismos motivos, los almacenadores de energía más referidos son baterías, supercapacitores, superconductores y sistemas de inercia mecánica³.

Entre otros dispositivos utilizados con regularidad, se encuentran aparatos de medición,

¹En específico, si la interfaz consiste de inversores o se conecta directamente a la red.

²Los transformadores pueden ser sustituidos por convertidores basados en electrónica de potencia.

³También conocidos como *Flywheel*.

así como procesadores de señales y centros de control. Éstos son necesarios para mejorar el funcionamiento de la micro-red, sin embargo, para algunos autores, la presencia de dichos dispositivos le da al sistema el carácter de inteligente. En el punto de acoplamiento común, usualmente se utilizan Procesadores Digitales de Señales (DSP, del inglés Digital Signal Processor), en conjunto con dispositivos de comunicación, que funcionan acorde al estándar de interconexión a la red IEEE 1574¹. Los autores de [30] proponen el siguiente diagrama esquemático (Figura 2.6) como una opción para el disyuntor: La mayoría de los generadores

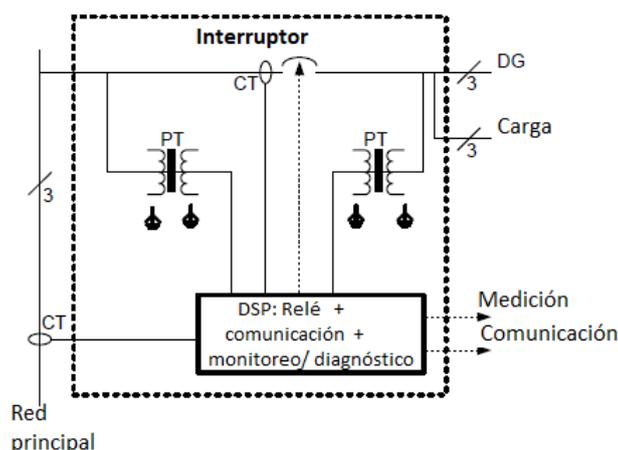


Figura 2.6: Diagrama esquemático de un interruptor en la conexión a la red.

distribuidos, igualmente que los almacenadores de energía y las cargas controlables, se conectan a la red mediante inversores. Las señales de salida de dichos inversores dependen de aspectos como la estrategia de control y la operación del sistema; esto, aunado a la gestión de la energía utilizada que determina las tecnologías DER en uso, el tipo de demanda de carga y los escenarios operativos esperados, determinan en gran medida el comportamiento de la micro-red.

Las leyes de control que respectan al despacho de potencia se aplican directamente a los inversores, haciéndolos responsables del buen tratamiento de las principales variables del sistema, de tal modo que la red sea funcional y satisfaga la demanda completamente. Esta tesis limitará el presente estudio a la interfaz basada en inversores².

La interfaz basada en inversores atiende a una gama amplia de fuentes de generación distribuida, además de dar apertura a la inclusión de almacenadores y fuentes controlables.

¹Lo referente a los estándares se aborda en el último capítulo.

²Este enfoque se debe tanto a la naturaleza de los problemas de control aplicado a los inversores, como al interés de la comunidad por incursionar en los campos abiertos a la investigación que involucran las implicaciones de los inversores como interfaz.

En la Figura 2.7 se muestran tres configuraciones, que permiten las micro-redes con interfaz de inversor, haciendo alusión a la flexibilidad en la alimentación; la primera configuración muestra una fuente DG sencilla en la alimentación, la segunda incluye un sistema de almacenamiento y la tercera es un sistema híbrido conformado por un generador basado en diésel y un sistema de almacenamiento de término corto.

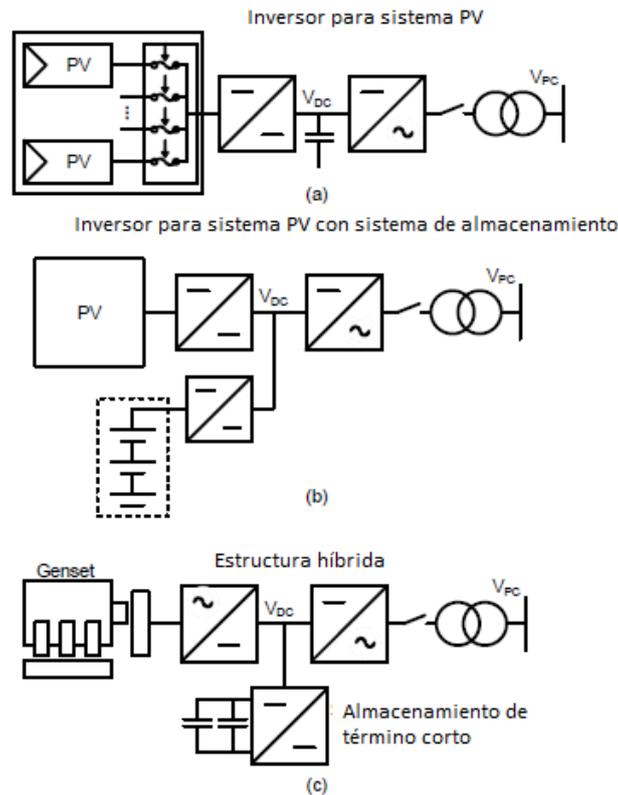


Figura 2.7: Micro-redes con diferentes elementos.

Las fuentes intermitentes pueden ser tratadas como controlables si a ellas se acopla un sistema de almacenamiento con sus respectivos convertidores CD/CD/CA. Con relación a la regulación de tensión, para las unidades controlables se emplean dispositivos basados en control por supervisión, como el Regulador de Voltaje Automático (AVR, del inglés Automatic Voltage Regulator); en cambio, aquellos sistemas que no cuentan con fuentes de generación controlable o almacenamiento energético, se opta por técnicas que implementan el concepto *MPPT* (Seguimiento del Punto de Máxima potencia, del inglés Maximum Power Point Tracking).

En [30] se presenta la siguiente lista de tecnologías implementadas según el tipo de fuen-

te DG:

- Si se trata de una DG convencional, las fuentes de energía primaria generalmente son mini-hidro o turbinas de viento con control de velocidad. Ingresar a la red se da mediante generadores sincrónicos (en el caso de la DG mini-hidro) mientras que para la turbina eólica, la interfaz es por medio de un generador de inducción.
- En el caso de las DG no convencionales, para las turbinas eólicas de velocidad variable y las micro-turbinas, la interfaz consiste en convertidores de electrónica de potencia CA/CD/CA, dada la naturaleza de su energía.
- Para paneles solares o celdas de combustible, debido a que esta se extrae en forma continua, es necesario utilizar convertidores CD/CD/CA como interfaz con la red.
- De la misma manera, para incorporar los almacenadores de energía a la red es necesaria una interfaz basada en electrónica de potencia de acuerdo al tipo de almacenador. En el caso de los dispositivos de corta duración, como las baterías, los convertidores suelen ser de tipo DC/DC/AC; para los de larga duración, tales como las baterías inerciales o supercapacitores, es usual implementar convertidores AC/DC/AC u otras topologías.

2.5.1. Características de los inversores

La electrónica de potencia es una disciplina fundamental en el desarrollo de micro-redes, ya que en esta recae la conexión entre la generación y la carga. Dicha disciplina da vida a los convertidores de potencia, los cuales son de suma importancia en las redes actuales. Las diferentes topologías permiten manipular las magnitudes, así como mejorar las formas de onda que corresponden al voltaje y la corriente, según se requiera. Un tipo de convertidores son los inversores; dispositivos capaces de transformar corriente alterna en directa y viceversa. Su configuración y la calidad de sus componentes, determinarán algunos aspectos relacionados a su eficiencia y desempeño, lo cual se verá reflejado de diferentes maneras en la confiabilidad y calidad de la energía proporcionada por la micro-red.

En el trabajo presentado por [26], se listan algunas características de los inversores, entre ellas:

- Operan como fuentes de voltaje, aunque existen versiones de fuentes de corriente, con un control de magnitud y fase casi instantáneo.

- Se puede obtener una señal de voltaje de salida sinusoidal por medio de señales adecuadas de referencia y moduladoras y también es posible regular la corriente para tener formas de onda arbitrarias. El espectro de baja frecuencia de un inversor está bien controlado, sin embargo, la acción de conmutación produce una distorsión de alta frecuencia que sólo puede mejorarse mediante el filtrado.
- El potencial de corto circuito es alto y las protecciones contra el mismo deben ser prevenidas por una acción de limitación de corriente.
- El intercambio de potencia activa es dictado por las referencias del sistema de control y están sujetas a que la fuente de DC sea capaz de proveer la potencia.

La velocidad de respuesta de los inversores, por aspectos técnicos, limita otras características, por ejemplo la capacidad de corriente[30].

El sistema de filtrado también tiene un efecto importante en el desempeño del inversor. La frecuencia de conmutación de un inversor está limitada por las pérdidas de potencia (debidas a la conmutación) y por los requerimientos de alta eficiencia. En este sentido, la frecuencia de conmutación está entre 5 kHz y 20 kHz. Por su parte, el sistema de control (asumiendo que se implementa en un DSP) debe tener un paso de integración igual a la frecuencia de conmutación o ser un factor conveniente de ella. Por lo tanto, el ancho de banda del controlador para el inversor debe estar entre 1-5kHz. El segundo problema es que la componente de frecuencia de conmutación del voltaje del inversor debe atenuarse; para resolver esto una elección inmediata sería un filtro inductivo de primer orden, puesto que así se puede acoplar el voltaje del inversor con el de la red, sin embargo, para lograr la atenuación se necesitaría de un inductor demasiado grande por lo que se elige un filtro LC de segundo orden como el que se muestra en la Figura 2.8, donde esquemáticamente se representa al inversor, con V representado el voltaje entregado por la MS, Vu es el voltaje de salida del inversor modulado por la señal de control u .

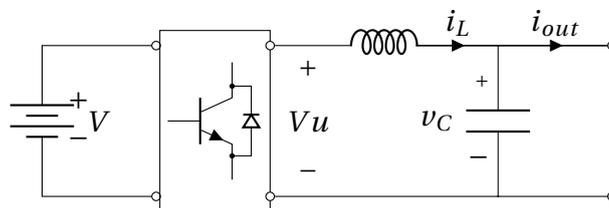


Figura 2.8: Esquema del filtro de segundo orden

Control jerárquico

El presente capítulo está enfocado a describir tanto los problemas de control en la operación de las micro-redes como algunas de las soluciones que se han propuesto y aplicado, específicamente en el caso aislado. Las diferencias medulares entre las soluciones propuestas para el control de las micro-redes radican en la implementación de sistemas de comunicación o la ausencia de éstos, sin embargo, comparten una estructura jerárquica que por nivel se ocupa de objetivos específicos, la cual considera tres niveles de control: primario, secundario y terciario. Estos tres niveles surgen en las estrategias de control para SEPs tradicionales, sin embargo, los problemas de control difieren debido a la naturaleza misma de las micro-redes. Esta estructura jerárquica comprende a un sistema inteligente, integrado y multiagente; donde los controladores son los elementos que llevarán a cabo el propósito de cada nivel. Cabe mencionar que la arquitectura del control jerárquico que se presenta en este documento (ver [28, 62, 71]) es uno entre varios que existen en la literatura, ya que, a pesar de los avances que las micro-redes han tenido en temas de control, aún no existe una definición uniforme y aceptada.

El control jerárquico también atiende otros objetivos que van más allá de satisfacer la demanda siempre dentro de los valores nominales, procurando la calidad de la energía al mínimo costo, que podrían darle el carácter de *inteligente* a la micro-red¹. Tal aseveración está basada en las funciones especiales de las que el control jerárquico se ocupa:

- Administración inteligente de la distribución.
- Compensación del desbalance de voltaje para optimizar la calidad de la energía.
- *Autocurarse* o repararse sin la interacción humana.

¹No existe una única definición de *smart-grid*, se podrá calificar como inteligente según la definición por la que el lector tenga inclinación.

- Inclusión de las casas inteligentes.
- Programación de la generación apoyada en proyecciones y manipulación de la carga.

Las estrategias de control se aplican a la interfaz entre la fuente DG y la red (que son generalmente convertidores de potencia basados en electrónica de potencia conectados en paralelo). Dicha conexión ocasiona corrientes circulantes entre los mismos convertidores y para evitarlas, minimizarlas o eliminarlas, se han desarrollado diferentes estrategias de control, ya sea basadas en comunicación o en el concepto *Droop*. Ambas filosofías de control (apoyadas, ya sea de la comunicación o mediante el concepto *Droop*), abarcan los tres niveles.

3.1. Clasificación de los inversores según su objetivo de control

En el modo aislado, las unidades DG son responsables del control de voltaje, así como del balance y despacho de potencia. En este sentido, los convertidores requieren de estrategias de control específicas debido a que el acondicionamiento de las señales de las DG con la red se logra por medio convertidores de potencia. Dichas unidades de generación distribuida se clasifican en *grid-forming* (también llamadas controladas por voltaje o VSI) y en *grid-feeding* (también llamadas controladas por corriente o control PQ). Dicha clasificación es debida al tipo de control implementado en ellas; mientras que las *grid-forming* proporcionan las referencias de voltaje y frecuencia (que usualmente corresponderían a la red de distribución tradicional), las *grid-feeding* satisfacen la potencia que demandan sus respectivas micro-redes. Información detallada de inversores *grid-forming* y *grid-feeding* puede consultarse en [29, 63, 69]), autores como [60] hacen una clasificación adicional llamada *grid-supporting*. Las principales características de estos modos son las siguientes (ver [42, 60] y las referencias en ellos):

1. *Grid-forming* (VSI). Estas unidades son las encargadas de reaccionar a las variaciones rápidas de las cargas dependiendo de sus índices. El inversor es controlado de tal forma que su salida de voltaje puede ser especificada por el diseñador; es decir, este inversor por fuente de voltaje (VSI por sus siglas en inglés) emula el comportamiento de una máquina sincrónica cuya magnitud E y su frecuencia ω en la salida de voltaje

pueden ser controladas mediante controladores tipo Droop. En la Figura 3.1 se muestra el control de E y ω donde E^* y ω^* son los valores requeridos o nominales.

Operando como fuentes de voltaje, estas unidades presentan una impedancia de salida baja que hace necesario tener un sistema de sincronización muy preciso para poder operar en paralelo con otros inversores *grid-forming*. En una micro-red, el voltaje de AC generado por el inversor *grid-forming* se utiliza como una referencia para el resto de convertidores conectados a él, de manera análoga al UPS, sistema que permanece desconectado de la red principal mientras que las condiciones de operación estén dentro ciertos límites y al presentarse una falla en la red, su convertidor de potencia genera el voltaje de la red.

En aplicaciones industriales, este tipo de inversores son alimentados con fuentes de voltajes DC estables, tales como baterías o celdas de combustibles.

2. *Grid-feeding* (PQ). El inversor es operado como una fuente de potencia, es decir, inyecta una cantidad pre-especificada de potencia activa y reactiva a la red. Este valor está definido localmente o de manera centralizada por medio del MGCC. Así, la manera más simple de representar estos convertidores es por medio de una fuente de corriente ideal conectada en paralelo con una impedancia grande. El esquema simplificado se muestra en la Figura 3.1, donde P^* y Q^* son las referencias de potencias activa y reactiva a ser entregadas. En este modo de operación, la corriente de la fuente debe estar perfectamente sincronizada con el voltaje AC en el punto de interconexión. Asimismo, usualmente se utiliza un esquema de control en cascada con un lazo interno de control de corriente y un lazo externo de control de potencia.

Debido a su alta impedancia de salida, son adecuados para ser operados en paralelo con otros inversores *grid-feeding* cuando la micro-red está en modo conectado. De hecho, la mayoría de los inversores que pertenecen a un sistema de generación distribuido, como los paneles solares y pequeñas turbinas de viento, operan como *grid-feeding*; su operación usualmente es regulada por un controlador como el MPPT, el cual fija los valores de referencia de P^* y Q^* .

3. *Grid-supporting*. Este tipo de convertidores puede ser representados como una fuente ideal de corriente en AC en paralelo con una impedancia en derivación, o bien, como una fuente ideal de voltaje en AC en serie con una impedancia, tal como se muestra en las Figuras 3.2 y 3.3. Estos convertidores regulan su salida de voltaje o corriente para mantener el valor de la frecuencia y la amplitud de voltaje de la red cercana a

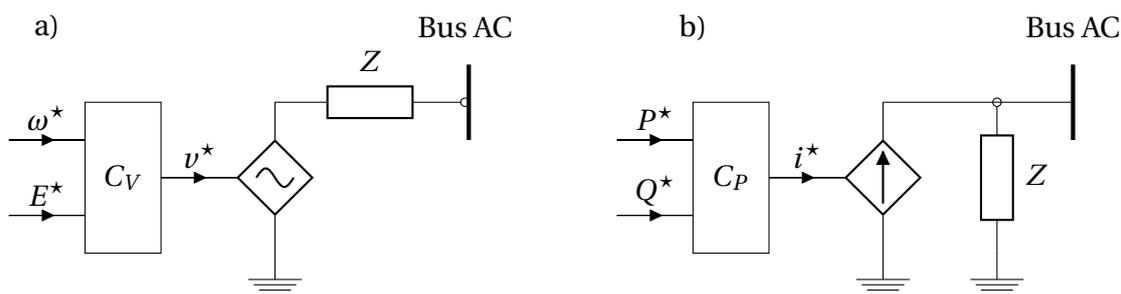


Figura 3.1: Representación de inversor en modo conectado a la red. a) Caso *grid-forming*. b) Caso *grid-feeding*

la de sus valores nominales. El principal objetivo de estos convertidores es entregar señales adecuadas de potencia activa y reactiva para contribuir con la regulación de la frecuencia y voltaje de la red.

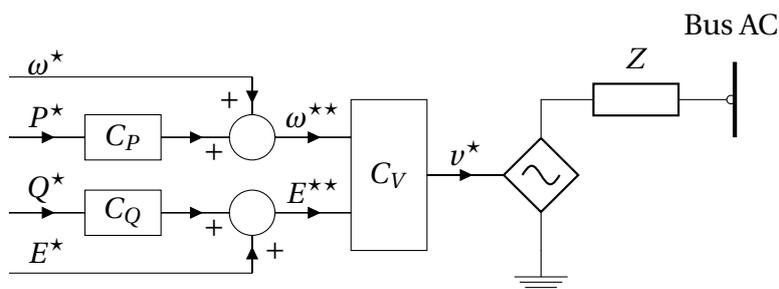


Figura 3.2: Representación simplificada de los convertidores en modo conectado a la red. Caso *grid-supporting* basado en fuente de voltaje

Es importante mencionar que en una red aislada, se requiere que al menos una unidad DG sea *grid-forming*, ya que de otra manera no habría referencia de voltaje de la red [60, 69]; es decir, los inversores *grid-feeding* no pueden operar de manera independiente en una red aislada. Así, en la llamada operación maestro-esclavo, una sola unidad opera como inversor *grid-forming*, mientras que en la multi-maestro existen múltiples inversores *grid-forming* y posiblemente se combinan con unidades *grid-following*.

3.2. Métodos simples para conectar inversores en paralelo

El método más simple para conectar inversores en paralelo consiste en añadir físicamente un inductor en la salida de los inversores (ver [69]). Sin embargo, un inductor voluminoso

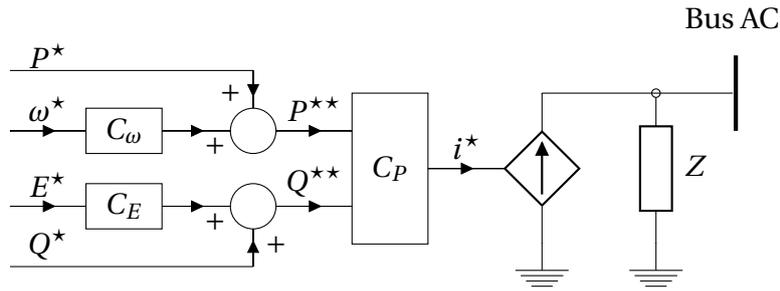


Figura 3.3: Representación simplificada de los convertidores en modo conectado a la red. Caso *grid-supporting* basado en fuente de corriente

incrementa el costo y el tamaño del sistema. Asimismo, este método no es conveniente desde el punto de vista técnico porque si la corriente de la carga tuviese un alto contenido armónico, el voltaje de salida se vería altamente distorsionado por los inductores. Así, cuando dos inversores se acoplan por medio de las inductancias que resultan de sus filtros [20], la potencia activa y reactiva puede ser calculada como sigue:

$$P_{inv} = \frac{E_{inn}E_{red}}{\omega_N L} \sin \delta \quad (3.1a)$$

$$Q_{inv} = \frac{E_{inv}^2}{\omega_N L} - \frac{E_{inv}E_{red}}{\omega_N L} \cos \delta \quad (3.1b)$$

En este caso, la transmisión de potencia activa se debe al ángulo de defasamiento δ que existe entre las dos fuentes, mientras que la transmisión de potencia reactiva se debe a la diferencia de voltajes $E_{inv} - E_{grid}$. Asumiendo valores estándar para la inductancia L puede observarse que el sistema es altamente sensible en el sentido de que las más pequeñas desviaciones de fase o de amplitud causan altas corrientes entre los convertidores, trayendo como consecuencia que la distribución de potencia no pueda ser controlada. Esta sensibilidad es la razón por la que convertidores con frecuencia y voltajes controlados fijos no pueden operar en paralelo, ya que siempre habrán diferencias de voltaje o de fase causadas por la tolerancia de los sensores, las referencias o retrasos en las mediciones (por mencionar algunos factores).

Otra forma de implementación es la inclusión de un resistor en serie en la salida de cada una de las fuentes individuales, como se muestra en la Figura 3.4; sin embargo, la desventaja de este método es el incremento de las pérdidas de potencia (para más información sobre la técnica de distribución de corriente por *droop* ver [35]). Con esta impedancia de salida y

en el caso de que las impedancias en las terminales y los voltajes de salida sean iguales, la corriente de salida de los convertidores será compartida de manera igualitaria. Sin embargo, en una situación real los parámetros de los convertidores no son iguales y se presenta el mismo problema de sensibilidad en la distribución de potencia, ya que a mínimas variaciones en los valores de impedancias de línea, en los parámetros de los filtros LC , o cualquier otro parámetro, se dará la transferencia de potencia indeseada entre convertidores.

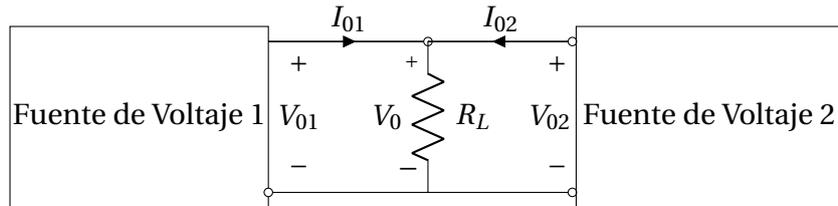


Figura 3.4: Distribución de corriente por *Droop*. Conexión entre dos fuentes en paralelo.

3.3. Sincronización de convertidores en micro-redes AC

Cuando se opera la micro-red en modo conectado, es necesario tener conocimiento del voltaje de la red AC. En este sentido, es necesario un algoritmo de sincronización que permita estimar algunos parámetros de voltaje de la red, como son: amplitud, frecuencia y ángulo de defasamiento. Este sistema de sincronización también es usado para los inversores *grid-forming* y debe ser capaz de trabajar tanto en modo aislado como conectado. Así, se distinguen dos etapas para este sistema (cuyos detalles pueden ser consultados en [60]):

- Modo aislado: el sistema de sincronización trabaja como un oscilador con una frecuencia fija ω^* .
- Re-conexión a la red: En este transitorio, el voltaje generado por el inversor *grid-forming* debe ser re-sincronizado con el voltaje de la red, para esto, el sistema de sincronización varía lentamente el ángulo de fase y la frecuencia del voltaje de la isla, esta maniobra debe ser realizada de manera estable y segura.

El sistema de sincronización más popular, es el Lazo de Seguimiento de Fase (PLL, por sus siglas en inglés). Según [29], el PLL tiene la capacidad de asegurar la consistencia entre la frecuencia, la fase del voltaje de salida y la señal de sincronización. Sin embargo, los algoritmos se han sofisticado y actualmente, otro muy popular para sincronizar inversores

en modo conectado con la red de voltaje es el Marco de Referencia Síncrono Lazo de Seguimiento de Fase (SRF-PLL del inglés Phase-Locked Loop¹), cuya estructura es la que se muestra en la Figura 3.5. En este SRF-PLL, los voltajes trifásicos son transformados al marco de referencia estacionario $\alpha\beta$ por medio de la transformación de Clarke y, a su vez, transformados al marco de referencia síncrono dq por medio de la transformación de Park. Así, el vector de tensión de la red es proyectado sobre el marco de referencia síncrono SRF, donde la posición angular del SRF es regulada por medio de un controlador que fuerza el voltaje v_q a cero; si la proyección del vector de tensión sobre el eje en cuadratura q es nula, entonces la proyección del vector sobre el eje directo d del SRF coincidirá con el módulo del mismo y la posición angular del SRF coincidirá con el ángulo de fase del vector de tensión. Generalmente se utiliza un controlador PI como filtro de lazo (LF) y para hacer robusto el SRF-PLL a variaciones en la amplitud de voltaje, la señal v_q es dividida por una estimación de la amplitud de voltaje de la red, obtenida de pasar v_d por un filtro paso-bajas (LPF, del inglés *low pass filter*). Finalmente, la componente de la frecuencia fundamental de secuencia positiva (FFPS por sus siglas en inglés) se construye usando la fase y la amplitud extraídas.

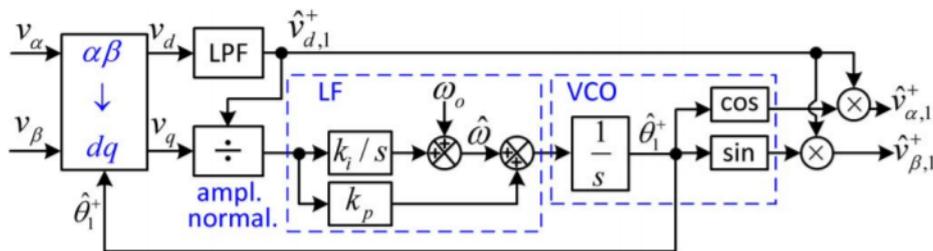


Figura 3.5: Esquema del SRF-PLL convencional.

En el trabajo de [24], se describe la relación entrada-salida del SRF-PLL de la Figura 3.5 por medio de una función de transferencia y se muestra que puede representarse por un filtro paso-banda de primer orden.

3.4. Estructura jerárquica

La forma de las micro-redes y el tipo de cargas que la micro-red abastece tienen un gran impacto en la manera de operación y el control del sistema. En consecuencia a esto y a la

¹Este sistema ha sido ampliamente estudiado en la literatura, ver por ejemplo [60, 68] y sus referencias.

gran variedad de tecnologías, tanto en operación como en desarrollo, hasta ahora, no ha sido establecido un esquema de operación estándar.

En el capítulo anterior, se presentó el MGCC como un elemento clave para el funcionamiento de la micro-red ya que además de encabezar el sistema de control jerárquico, éste incluye múltiples funciones como gestión económica y funcionalidades de control. Esta sección está dedicada a explicar los niveles del control y la relevancia que tiene cada nivel en el funcionamiento de la micro-red para una situación específica: micro-redes que hagan uso de las unidades DG apoyadas en sistemas de almacenamiento y aparatos de medición. La manera de caracterizar a cada nivel depende de las instituciones que los analicen, por ejemplo, para [29], el carácter de primario, secundario o terciario es acorde a la velocidad de respuesta e infraestructura requerida, mientras que para otros autores, dicha caracterización depende de los objetivos de control.

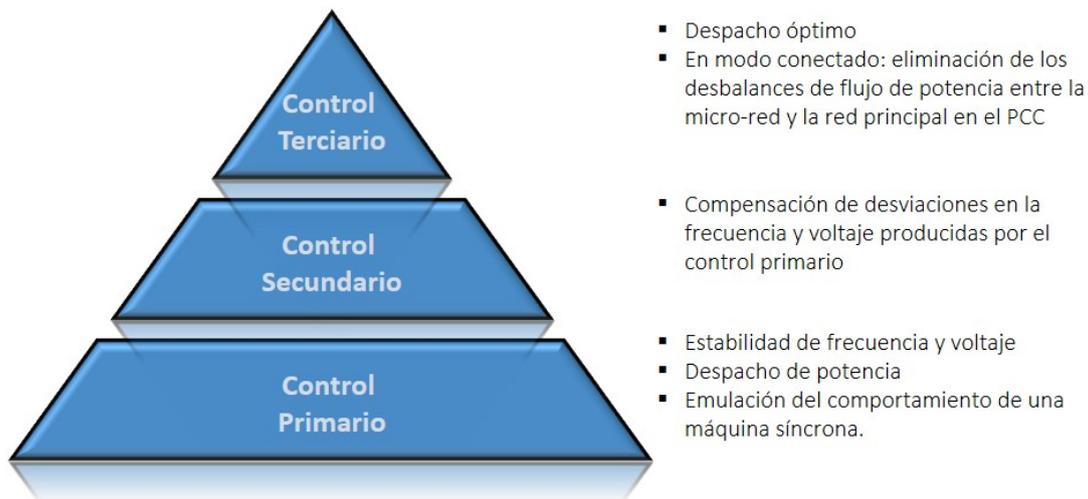


Figura 3.6: Estructura del control jerárquico

En la Figura 3.6 se hace analogía a una pirámide con los niveles de control considerados en las fuentes citadas en el presente trabajo ¹.

▪ **Control primario**

Este nivel es aplicado al control interno de las unidades DG y mimetiza el comportamiento de las máquinas sincrónicas en la red mediante el uso de inercias virtuales y

¹Algunos estándares, por ejemplo el ANSI/ISA-95, consideran cinco niveles en lugar de tres y los objetivos de control difieren un poco (ver también Figura 3.7). Información al respecto, más precisa, se puede consultar en [28], o bien, directamente en el documento oficial.

el control de la impedancia de salida (mediante impedancias virtuales), estabilizando las señales de voltaje y frecuencia. El control primario ofrece a las unidades DG la capacidad de desconexión¹, así como de expansión de la micro-red [29]. En este nivel también se cumple la tarea de satisfacer la potencia de la carga al mismo tiempo que se reducen los flujos de potencia activa y reactiva que van hacia los generadores.

■ **Control secundario**

En el nivel de control secundario, las desviaciones de voltaje y frecuencia, producto de las inercias e impedancias virtuales del control primario, son compensadas [29], mejorando así la calidad de la energía. En este nivel de control, los controladores ubicados en la carga [controlador de carga (LC)] y los controladores ubicados en micro-fuentes [controlador de micro-fuentes (MC)] intercambian información con el MGCC que gestiona la operación de MG por conjuntos de puntos de oferta para LC y CM. Los LC sirven como interfaces para controlar cargas a través de la aplicación de un concepto de *interruptibilidad* que incluye esquemas locales de deslastre de carga (tirar carga) en situaciones de emergencia, mientras que el MC controla los niveles de producción de potencia activa y reactiva en cada micro-fuente (MS por sus siglas en inglés) [71].

■ **Control terciario**

En el tercer nivel de control se llevan a cabo tareas que conciernen al despacho óptimo de potencia en todas las micro-redes. En otras palabras, mientras se opere en modo conectado, en este nivel se pretende eliminar desde el PCC los desbalances de potencia entre las micro-redes y la red de referencia causados por el control secundario, dando como resultado la óptima interacción entre la red y los elementos que están conectados a ella [29].

Si durante el modo aislado no hay máquinas sincrónicas que contribuyan al balance entre suministro y demanda, los convertidores serán los responsables del control de frecuencia. Además, para evitar oscilaciones se requiere de un control de voltaje. Ahora bien, si se tiene un grupo de MS y la red principal está disponible (red MV), entonces todos los convertidores pueden operar en modo *PQ*, puesto que hay referencias de voltaje y frecuencia. En este caso, como no se tiene posibilidad de balancear el suministro y la carga, y consecuentemente el voltaje y la frecuencia, una desconexión súbita de la red principal conllevaría a la pérdida de la micro-red [42]. Con afán de preservar la continuidad en las cargas, se han diseñado diversas estrategias de control.

¹En inglés, *plug & play*.

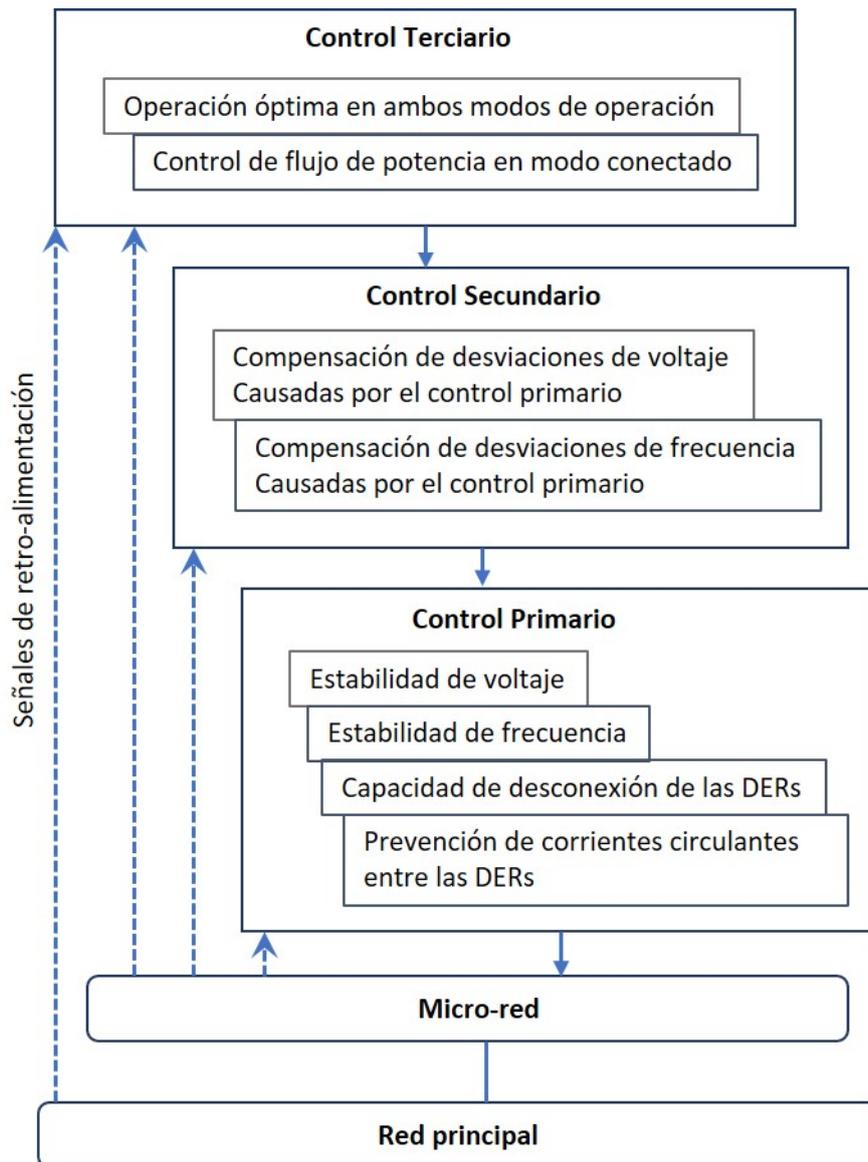


Figura 3.7: Estructura del control jerárquico

3.5. Técnicas de control basadas en comunicación

Para [29] y [69] existen estrategias de control que, a diferencia de los controladores basados en *droop*, son capaces de alcanzar una muy buena regulación de voltaje y un adecuado despacho de potencia. Sin embargo, necesitan líneas de comunicación entre los módulos y este requerimiento es una desventaja en el sentido de que se incrementan los costos y el sistema se vuelve vulnerable, sobre todo a grandes distancias. Más aún, la existencia de estas

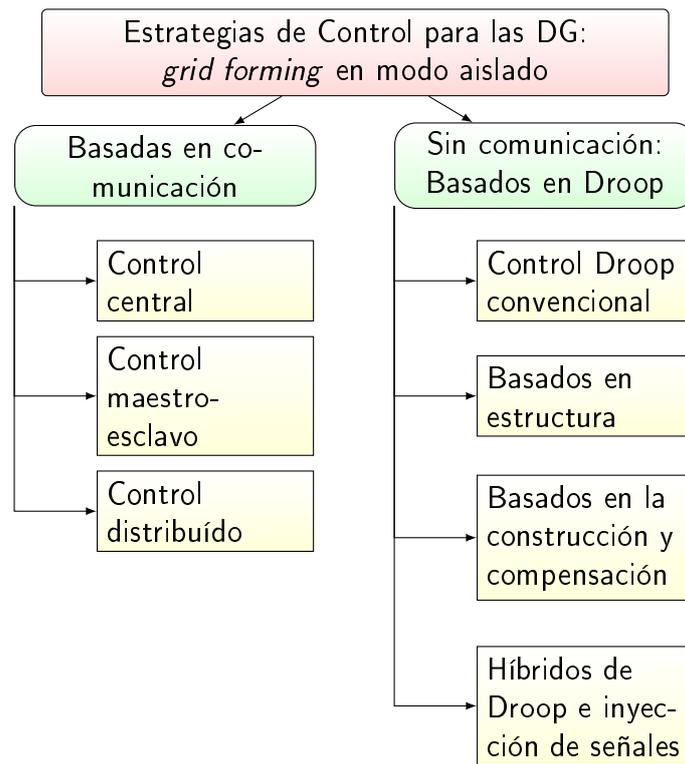


Figura 3.8: Estrategias de control: Grid forming (VSI)

líneas limita la flexibilidad, la expansión del sistema y es difícil de implementar en sistemas grandes y altamente distribuidos. A continuación, se presentan las principales estrategias de control basadas en comunicación.

3.5.1. Control central

Esta estrategia de control, para [58], se utiliza principalmente en redes de distribución de corta distancia mediante una gestión jerárquica de fuentes y cargas. En el control central, se puede utilizar un convertidor en modo *grid-forming* o VSI que provea la referencia de voltaje y frecuencia, lo cual permitiría mover a la MG suavemente al modo aislado sin cambiar el modo de control de los convertidores.

Este tipo de controlador utiliza algoritmos de control simples para los convertidores y tiene como antecedente un método equivalente DC-DC para la distribución de corriente de controladores conectados en paralelo [57]. En este caso, un controlador central coordina las interfaces de electrónica de potencia para que en estado estacionario se mantenga un balance de potencia activa y reactiva, por lo que es necesario un enlace de comunicación entre

el controlador central y cada una del resto de las unidades. Una de las principales ventajas de este método es que se puede mantener el despacho de corriente tanto en estado estacionario como durante el transitorio.

En [69], los autores proponen la implementación del control central mediante la operación de un sólo maestro, una unidad en modo *grid-forming*. El despacho de potencia puede alcanzarse usando un controlador central que mida la carga total y distribuya un valor ponderado a cada una de las unidades. Mientras tanto, el resto de las unidades operan en modo *grid-following* siguiendo el voltaje de la red y cambiando su salida de potencia dependiendo de las señales de comunicación centrales. Este esquema de control requiere una sincronización de las señales, la cual puede realizarse por medio de un Lazo de Seguimiento de Fase (PLL o Phase-Locked Loop) que asegure la consistencia de frecuencia y de fase entre el voltaje de salida y la señal de sincronización [29]. Sin embargo, alcanzar una respuesta rápida representa un problema para los convertidores de potencia debido a la respuesta lenta del PLL. La Figura 3.9 muestra el esquema general del funcionamiento de este tipo de controlador. En la figura 3.9 puede observarse que midiendo la corriente demandada por la carga i_{load} , se puede definir el valor de corriente de referencia para cada módulo i_{ref} . Esta corriente de referencia está definida como una fracción de la corriente de la carga, tal que para N módulos iguales

$$i_{ref} = \frac{i_{load}}{N} \quad (3.2)$$

Por su parte, cada inversor mide su corriente de salida y la compara con la de referencia para generar un error Δi . Los inversores en paralelo controlados por señales sincronizadas tienen una diferencia de fase y de frecuencia despreciable, mientras que los errores de voltaje provocan un error de corrientes, por lo cual se utiliza el error de corriente para compensar el voltaje de referencia y así eliminar los errores de corrientes.

Este método exige que las corrientes de referencia sean distribuidas a todos los convertidores usando enlaces de comunicación con un alto ancho de banda, lo cual representa una desventaja al comprometer su robustez a un punto de falla. Por otro lado, el reparto de corriente se mantiene tanto en estado estacionario como durante los transitorios siendo éste factor una gran ventaja. Cabe mencionar que es obligatorio incluir un controlador centralizado, aunque éste dificulte la expansión del sistema y reduzca sus redundancias [29].

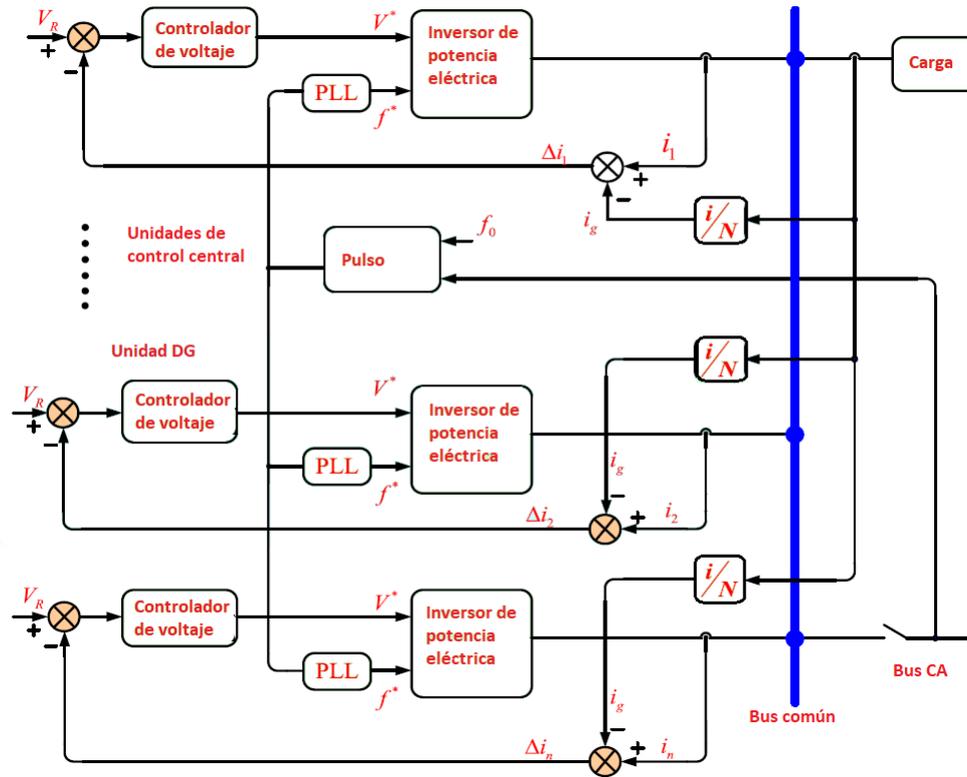


Figura 3.9: Esquema de control central.

3.5.2. Control maestro/esclavo

En este esquema de control basado en comunicación, el VSI provee un controlador primario de voltaje y frecuencia que puede estar dado por medio de dos tipos de configuraciones: Operación de un solo maestro (SMO por sus siglas en inglés) o bien operación multi-maestro (MMO por sus siglas en inglés). Para poder implementar esta estrategia es necesaria la comunicación para el control de área, ya que se apoya de mediciones locales.

En el caso SMO, uno de los VSI actúa como maestro ¹ y puede ser usado como referencia de voltaje cuando se pierde el suministro principal de potencia; los demás convertidores operan en modo PQ (esclavos). En particular, [70] el convertidor maestro se elige como el que tiene la MS o el sistema de almacenamiento con capacidad más grande. Así, por un lado el maestro tiene asociado un control de voltaje [69] con el cual es responsable de regular la tensión de salida y al mismo tiempo especificar la corriente de referencia para el resto de

¹También pueden ser dos unidades VSI trabajando en paralelo.

los convertidores. Por otro lado, los convertidores esclavos siguen la referencia de corriente comandada por el maestro para alcanzar un despacho de corriente equitativo.

La Figura 3.10 (obtenida de [29]) muestra la estructura general de este controlador, en ella se observa que, a diferencia del control central, los inversores no necesitan un PLL para ser sincronizados puesto que estas unidades se comunican con las unidades maestras.

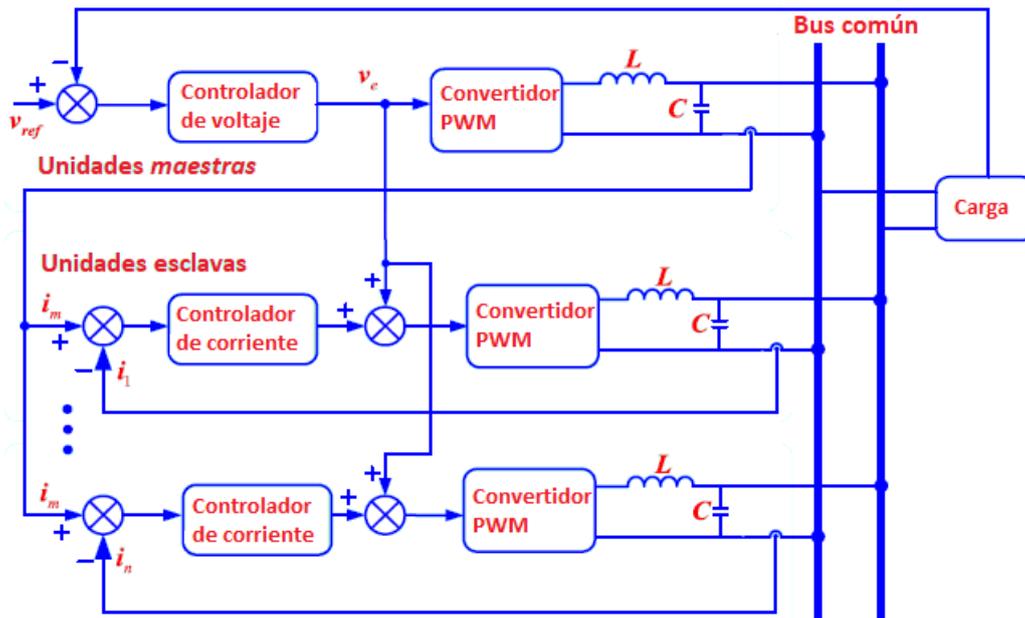


Figura 3.10: Estructura del control maestro/esclavo

Por su parte, el control MMO (multi-maestro), opera casi bajo el mismo principio de operación que el SMO, radicando su diferencia en la existencia de varios convertidores operando como VSI con características de potencia activa (relacionada con la frecuencia) y potencia reactiva (relacionada con el voltaje) predefinidas. En este caso, los VSI pueden acoplarse por medio de dispositivos, por ejemplo, mediante almacenadores.

Basados en el principio de operación de los sistemas UPS (uninterruptible power supply) en paralelo, en [69] se presenta una segunda variante al control maestro/esclavo añadiendo un controlador central, como se muestra en la Figura 3.11. En este caso, la corriente del maestro no es igual a la corriente de referencia de los convertidores esclavos, la tarea de generar las corrientes deseadas es llevada a cabo por una unidad de control central la cual

calcula la referencia como

$$i_{ref} = \frac{i_{load}}{N} \quad (3.3)$$

y la distribuye al resto de las unidades. La ventaja de este método radica en que en el modo *conectado a la red* la red puede considerarse como maestro y por lo tanto se puede usar el mismo controlador para los dos modos de operación de la micro-red.

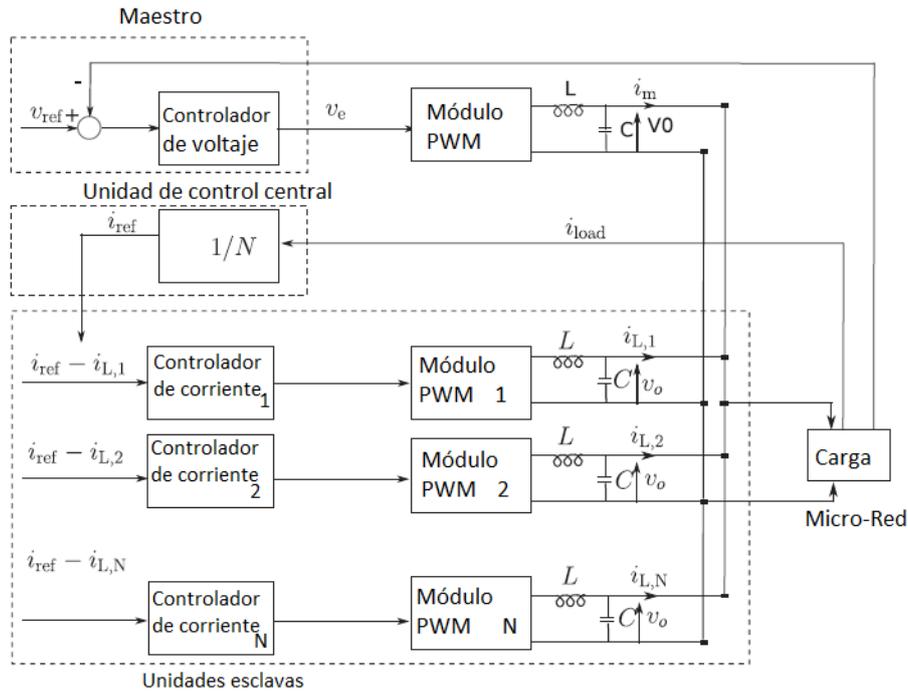


Figura 3.11: Estructura *master-slave* con controlador central.

Para [29], a pesar de la facilidad de su implementación, hay dos desventajas principales en este esquema: que las unidades esclavas dependan del módulo maestro, evitando así la redundancia, y que en los transitorios puedan producirse grandes picos de corriente cuando la salida de corriente del maestro no es controlada.

Es importante mencionar que en la literatura se encuentran reportados numerosas contribuciones que permiten darle robustez y redundancia a este tipo de controladores. Ejemplos de ello son abordados por los autores de [44], donde el diseño del controlador busca que la unidad con salida de potencia activa más alta actúe como maestro de potencia activa y a su vez provea la referencia de frecuencia, mientras que el resto de los convertidores lo siguen como esclavos. En este escenario, la regulación de potencia reactiva se da de manera similar, donde el módulo con mayor potencia reactiva actúa como maestro y ajusta las referencias

de amplitud de voltaje. Mientras que con afán de dar redundancia al método, los autores de [29] mencionan una alternativa que considera en la circuitería encargada del control, un bus para el reparto de potencia activa y otro de comunicación para la potencia reactiva, interconectando de este modo a todas las unidades paralelas. Implementando esta variante de la estrategia de control Maestro-esclavo, propuesta por [53], de haber una falla en el maestro, otro inversor esclavo podría sustituirlo sin afectar la operación paralela.

3.5.3. Control distribuido

En [58], se reporta que el control distribuido (descentralizado) se aplica cuando la demanda de energía es menor que la generación. De acuerdo a [69], en el método de control distribuido (DCM por sus siglas en inglés), existe un controlador central para las componentes de baja frecuencia del voltaje de carga V_{ref} , como se muestra en la Figura 3.12, y determina la referencia de frecuencias bajas $i_{L,LF}^*$ ¹ para los convertidores, el cual tiene un ancho de banda relativamente bajo y puede ser transmitido a las unidades individuales por medio de un vínculo de comunicación con ancho de banda limitado. Por su parte, los controladores locales son responsables de rechazar las perturbaciones de alta frecuencia, tales como la eliminación de armónicos, sin el uso del canal de comunicación. Es decir, es un control distribuido en el sentido de que las componentes de frecuencia más altas son tratadas por controladores locales, quienes mantienen en cero las componentes de alta frecuencia del voltaje de carga. Sin embargo, sigue existiendo un solo punto de falla. Por su parte, la entrada del controlador de corriente está formada por tres componentes: La central i_{L-LF}^* para el reparto de potencia y la regulación de voltaje, la segunda entrada es la salida local de los controladores de voltaje y la tercera es la componente de alta frecuencia de la salida de corriente medida.

Así, este controlador puede verse como una variante del control maestro/esclavo, pero en este caso se reduce el número de líneas de comunicación, lo que facilita su implementación y su confiabilidad. La estrategia de control distribuido se aplica a convertidores en paralelo y aunque no necesita un controlador central, sí necesita uno individual para cada inversor. Además, es necesario un bus para el reparto de corriente y una referencia de voltaje a seguir. Se necesita también un lazo de corriente adicional para obligar a cada convertidor a aportar la misma proporción de corriente de referencia, provista por el bus de reparto de corriente. En caso de contingencias, la micro-red se desconecta suavemente de la red prin-

¹Donde $i_{L,LF}^*$ corresponde a la corriente *deseada*.

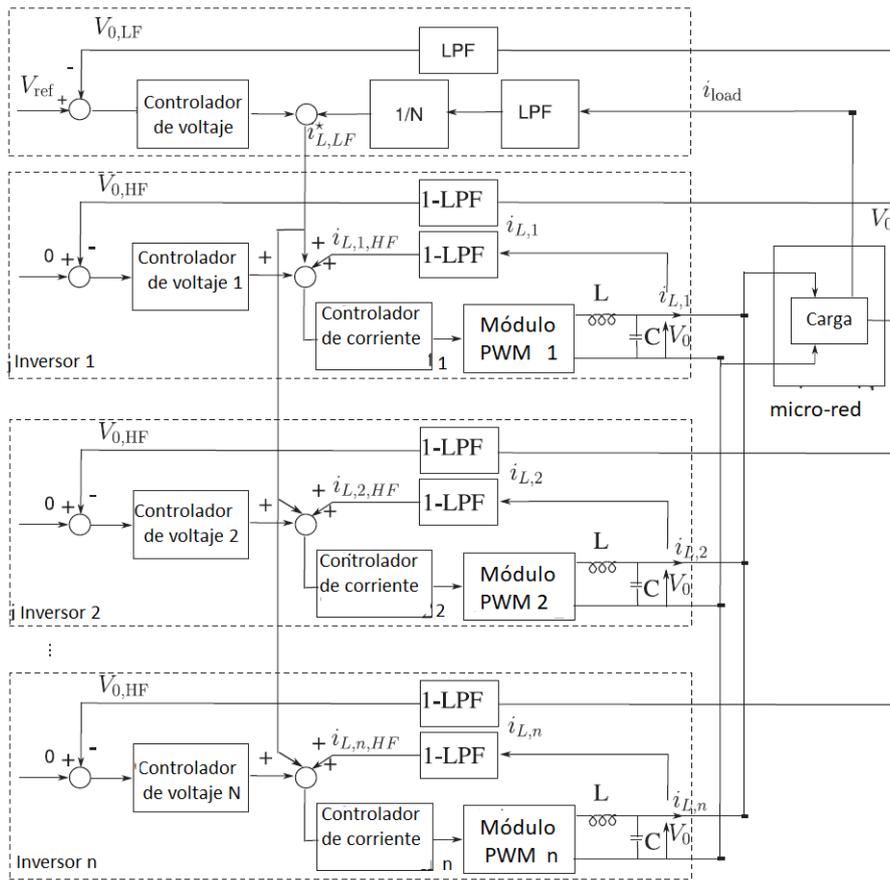


Figura 3.12: Esquema de control distribuido.

cial, mientras los otros módulos permanecen en paralelo funcionando de manera normal. La información requerida no es global, sin embargo sí es adyacente a todos, repercutiendo de manera positiva la red de telecomunicaciones, ya que en este caso se requiere un ancho de banda menor que en el control central.

En cuanto a la confiabilidad del sistema, para los autores de [29], éste tipo de controlador se coloca por encima del centralizado ya que las tareas de control se dividen y una sola falla no lo pone en riesgo. Otra ventaja se encuentra en el control terciario, ya que sus características permiten que las DGs compartan cargas según factores económicos.

3.6. Técnicas basadas en características de Control Droop

Para comprender el control Droop vale la pena comprender el concepto. Como el mismo nombre lo dicta, uno de las traducciones al español de *droop* es "caída" ó "decaimiento", por tanto, control Droop se puede traducir como "control de la caída" y dicha caída se refiere a la velocidad de los generadores sincrónicos de las máquinas conectadas a la red eléctrica, que causa las desviaciones en frecuencia y voltaje que ocurren en un sistema convencional, donde reduce la frecuencia tras el aumento de la potencia activa. A continuación, se presentan las técnicas más populares basadas en el concepto Droop.

El control Droop nace en los sistemas convencionales de gran escala, lo cual tiene como consecuencia que sus estrategias de control aplicadas a unidades de generación distribuida no necesiten sistemas de comunicación para operar correctamente, factor que incrementa su confiabilidad, ya que aunque necesita de algunas mediciones, los módulos no necesitan estar conectados entre sí.

Así como ocurre con las estrategias basadas en comunicación, las basadas en Droop presentan desventajas. Comenzando por la conexión de inversores en paralelo, la cual consiste en sustraer partes proporcionales de las potencias P y Q promedio de la salida de cada módulo para emular inercias virtuales. Aplicando los lazos de control, que son las desviaciones de $P-\omega$ y $Q-E$, se conectan inversores en paralelo a fuentes UPS para evitar lazos de control mutuos, mientras se tenga un buen despacho de potencia.

Por otro lado, utilizando las propuestas aplicables a la conexión en paralelo de inversores, las redes AC presentan baja confiabilidad, además de no ser prácticas en su implementación física. Entonces, los sistemas de comunicación resultan imprescindibles si se quiere realmente ofrecer confiabilidad, por lo cual es deseable que se implemente un sistema de comunicación de banda baja en conjunto con la DG. Por este motivo, la operación sin enlaces de comunicación usualmente conecta inversores de manera remota, evadiendo la complejidad y costos altos de la comunicación física, trayendo consigo la redundancia y el fortalecimiento de los elementos de confiabilidad en los sistemas de supervisión; además, brinda al sistema la característica *plug and play*, gracias a la cual los módulos pueden desconectarse sin poner en riesgo la operación del sistema completo en caso de alguna desconexión, sin importar que ésta sea súbita, por mantenimiento ó por optimización económica.

Por su parte, el control basado en el concepto Droop tiene sus propias estrategias para cada nivel de la estructura jerárquica. De manera general, cada nivel consta de lo siguiente:

- **Control primario.** Está basado únicamente en mediciones locales del voltaje y la co-

riente de salida, necesarias al momento de calcular las señales P y Q para el método Droop y el lazo de control de la impedancia virtual.

- **Control secundario.** Es implementado por un controlador externo centralizado que usa las ecuaciones (3.28) y (3.29) para re-establecer las desviaciones causadas por el control primario.
- **Control terciario.** Se usa para mejorar la calidad de la energía en el PCC.

La potencia activa y reactiva inyectada a cada inversor conectado al bus se calcula como¹

$$P_i = \frac{E_i V_o \cos \delta_i - V_o^2}{R_{oi}} \quad (3.4)$$

$$Q_i = -\frac{E_i V_o}{R_{oi}} \sin \delta_i \quad (3.5)$$

y el controlador Droop convencional

$$E_i = E^* - n_i P_i \quad (3.6)$$

$$\omega_i = \omega^* + m_i Q_i \quad (3.7)$$

3.6.1. Relevancia de la impedancia a la salida del inversor

El estudio y desarrollo de las variaciones de las estrategias de control Droop tiene entre sus objetivos el atender las necesidades de los inversores que se conecten en paralelo, ya que se ha demostrado que los efectos de dicha impedancia no son despreciables. La Figura 3.13 muestra las relaciones de voltaje y frecuencia con respecto a la potencia para los casos de impedancia predominantemente inductiva, resistiva ó capacitiva, que corresponden a diferentes tipos de líneas (LV, MV y HV), tomando en cuenta las simplificaciones de las ecuaciones (3.4) y (3.5) que cada caso implica.

Control Droop VPD/FQB (impedancia resistiva)

La estrategia VPD/FQB (del inglés Voltage-Active Power Droop and Frequency-Reactive Power Boost), es una estrategia aplicable a micro-redes que operan en bajo voltaje. Este factor ya representa una ventaja sobre el Droop convencional dado que éste está diseñado para redes predominantemente inductivas mientras que la impedancia del alimentador es predominantemente resistiva. La Figura 3.14 a su izquierda muestra lo correspondiente al VPD

¹Información disponible en diversas fuentes, entre ellas [73].

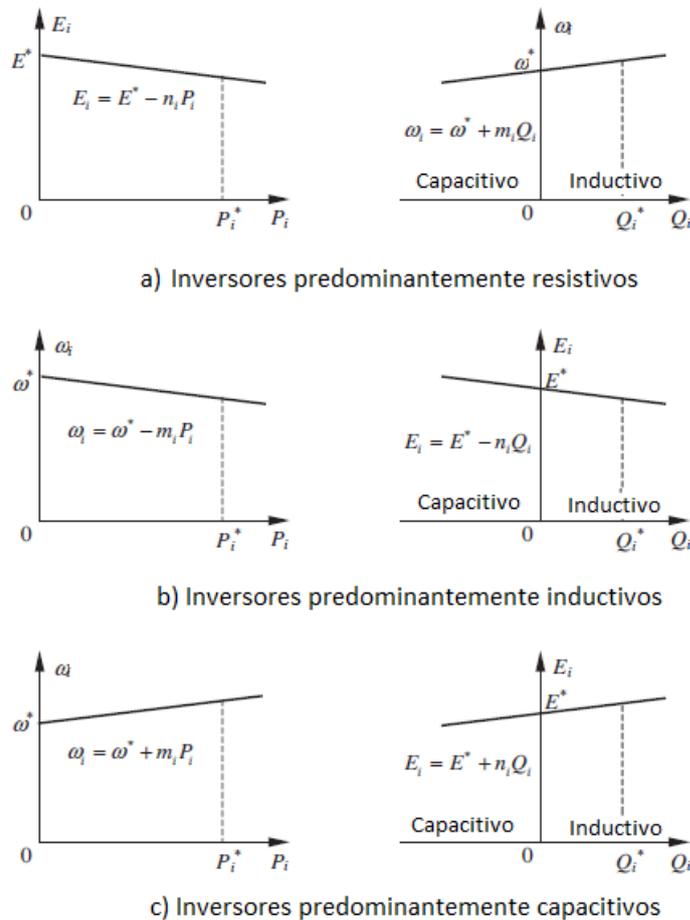


Figura 3.13: Gráficas con las relaciones E-P y ω -Q para diferentes casos.

(droop de voltaje-potencia activa), es decir, la señal de voltaje tiende a su cota menor cuanto mayor es la potencia activa; a su derecha, representa gráficamente los efectos de FQB con una pendiente positiva que muestra cómo la frecuencia va de su cota menor a la mayor conforme la potencia reactiva incrementa.

Dado que la línea es corta, la impedancia a la salida del inversor se ve como una carga puramente resistiva y en consecuencia, el ángulo de la impedancia es nula. En este caso, las

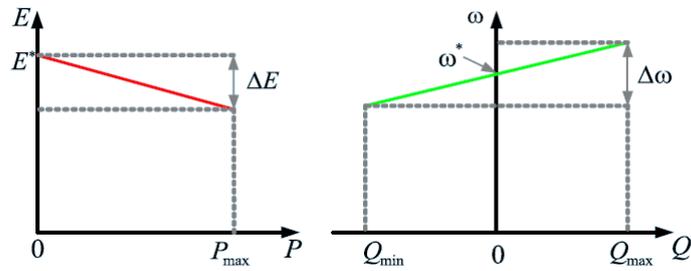


Figura 3.14: A la derecha, método VPD; a la izquierda, método FQB.

potencias activa y reactiva P y Q a la salida del inversor son

$$P \approx \frac{V_{com}E - V_{com}^2}{Z} \quad (3.8)$$

$$Q \approx -\frac{V_{com}E}{Z} \cdot \phi \quad (3.9)$$

con V_{com} y E el voltaje nominal y el voltaje en cada inversor, respectivamente, mientras que Z es la impedancia en cuestión. Por lo que la frecuencia ω_i y el voltaje E_i a establecer se determinan por:

$$\omega_i = \omega_{rated} + m_Q \cdot Q_i \quad (3.10)$$

$$E_i = E_{rated} - n_p \cdot P_i \quad (3.11)$$

donde tanto m_Q como n_p son las *ganancias de control Droop*. Este método en gran medida depende de los parámetros del sistema y debido a que algunos son sumamente difíciles de medir, su aplicación se ve restringida, trayendo como resultado el mal reparto de potencia activa.

Control Droop P-Q-V (para impedancia compleja)

Este método se aplica cuando a la impedancia de línea corresponde un valor complejo. Para considerar el impacto de una impedancia compleja, algunos autores proponen que el controlador sea capaz de simplificar las relaciones de los acoplamientos entre la potencia activa y reactiva, lo cual ofrece un buen rendimiento dinámico, particularmente cuando la impedancia de la línea se conforma por partes similares de inductancia y resistencia (como es

común en micro-redes MV). Las funciones de Droop se pueden ver como:

$$\omega = \omega_0 - m_p \cdot (P - Q) \quad (3.12)$$

$$E = E_0 - n_Q \cdot (P + Q) \quad (3.13)$$

Cuando los sistemas eléctricos tienen impedancia compleja, tanto la parte resistiva como la inductiva afectan la magnitud del voltaje. Para atender esta problemática, en [29] se menciona un control Droop P-Q-V que facilita el control de la potencia activa y reactiva de manera simultánea en el PCC. Dicho control P-Q-V está dado por:

$$V = V_{ref} + (n_d \cdot P) + (m_d \cdot Q) \quad (3.14)$$

donde V_{ref} es el valor de voltaje referencia deseado en el PCC y n_d , m_d corresponden a los coeficientes de potencia activa y reactiva propuestos para el control P-Q-V. Dichos coeficientes se ajustan en línea a través de una estructura de datos basada en el nivel de voltaje del PCC. El esquema de control a seguir se muestra en la Figura 3.15. Se pueden agregar lazos de control adicionales, tales como estimadores de impedancia, de *voltaje droop* y de parámetros de red, así como también lazos de corriente asociados a la potencia reactiva que traten las diferencias entre las impedancias de los inversores para asegurar un buen reparto de potencia.

En [27] se expone un controlador diseñado para mejorar el desempeño de la dinámica de los convertidores paralelos como:

$$\begin{cases} \phi = -m \cdot \int_{-\infty}^t P d\tau - m_p \cdot P - m_d \frac{dP}{dt} \\ E = E^* - n \cdot Q - n_d \frac{dQ}{dt} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} \omega = \omega^* + K_p(P_i - P_{i,ref}) + K_{pd} \frac{dP_i}{dt} \\ V_i = V_{ref} + K_Q(Q_i - Q_{i,ref}) + K_{qd} \frac{dQ_i}{dt} \end{cases} \quad (3.16)$$

En este caso, pensando en los posibles cambios en la carga, que regularmente son muy significativos en las MG pequeñas, se agrega un término derivativo para agregar amortiguamiento que también sirve para evitar transitorios de inicio largos y corrientes circulantes. Las ganancias, K_{pd} y K_{qd} se obtienen del método de asignación de polos. Esta manera no es única, de hecho es un método que entra en el mismo grupo de control Droop basado en

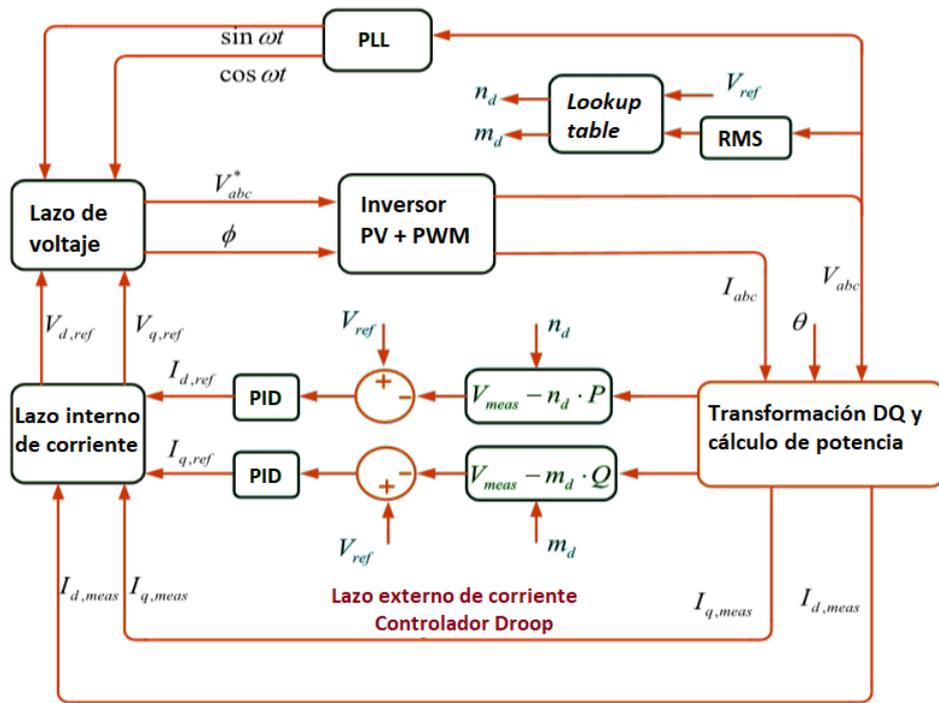


Figura 3.15: Algoritmo de control Droop P-Q-V propuesto.

acoplamiento de los parámetros del filtro o Control Droop basado en *H infinito*¹.

Las diferentes estrategias para cada nivel nacen de las mejoras hechas al Control Droop Convencional, adecuadas a diferentes escenarios, estas estrategias se describen a continuación.

3.6.2. Control Droop convencional

El Droop convencional no atiende problemas como la dependencia a la impedancia de línea, regulación inexacta o errónea de P o Q y respuesta a los transitorios lentos. Otras desventajas son las siguientes:

- Aplicando la estrategia convencional de Droop, se dan desviaciones de frecuencia y voltaje, ya que en modo aislado, la frecuencia y el voltaje son muy sensibles a las variaciones de carga. Cuanto más pronunciado es el *droop*, se da mejor el reparto de potencia, sin embargo, ésto podría causar mayores desviaciones de frecuencia y voltaje

¹ H_{∞} es una metodología de diseño de controladores por medio de optimización matemática. Información detallada de este método aplicado a inversores de potencia puede encontrarse en la Parte I de [73].

que tendrían como consecuencia la inestabilidad de la micro-red.

- Dado que la estrategia Droop convencional no toma en cuenta las componentes armónicas, sino se enfoca en el reparto de potencia, los efectos de las cargas no lineales quedan de lado. Si no se atienden los efectos de la no linealidad de las cargas, circulan corrientes armónicas y en consecuencia, baja la calidad de la energía. El cálculo y el alisado de las potencias P y Q podrían tener retrasos al sistema, que causarían respuesta dinámica lenta.
- Si los convertidores se conectan en paralelo físicamente, las impedancias de línea serán diferentes entre sí. Una consecuencia de lo anterior, o bien, de no conocer los parámetros de dichas impedancias, son las corrientes circulando entre convertidores que bajan la precisión del reparto de potencia.

Los autores de [29] hacen una revisión bibliográfica y mencionan diversas soluciones a la problemática anterior: Para evitar las complicaciones inherentes a los múltiples lazos de control, se opta por la desviación del flujo virtual en lugar de la desviación del voltaje de salida del inversor; además, se menciona la existencia de topologías de control multivariable que ofrecen resultados cercanos a los obtenidos mediante el moldeo de los lazos de control¹. Por último, se proponen también el reparto de potencia mediante la desviación (droop) simultánea de frecuencia y voltaje, y Droop basado en consenso².

Usualmente, cuando se rige por el modo convencional de Droop, las desviaciones se coordinan para que la potencia aparente de cada fuente DG sea proporcional a su capacidad. En [29] se menciona cómo elegir los parámetros de droop m_P y n_Q que se muestran a continuación³.

$$m_P = \frac{f_i - f_{min}}{P_i - P_{i,max}} \quad (3.17)$$

$$n_Q = \frac{E_{i,max} - E_{i,min}}{Q_{i,min} - Q_{i,max}} \quad (3.18)$$

Para la fuente de poder se considera un modelo conformado por un VSI (Voltage Source Inverter), un filtro LC y un inductor de acoplamiento.

A su vez, el controlador tiene tres lazos de control evidenciados en la Figura 3.16:

1. **Controlador de *power sharing***: Genera magnitud y frecuencia del voltaje de salida, según se la característica de la desviación.

¹Para mayor información, consultar [9].

²El consenso se refiere a una sincronización donde algunas variables toman el mismo valor.

³En [55] y [17] se pueden consultar detalles de las ecuaciones (3.17) y (3.18).

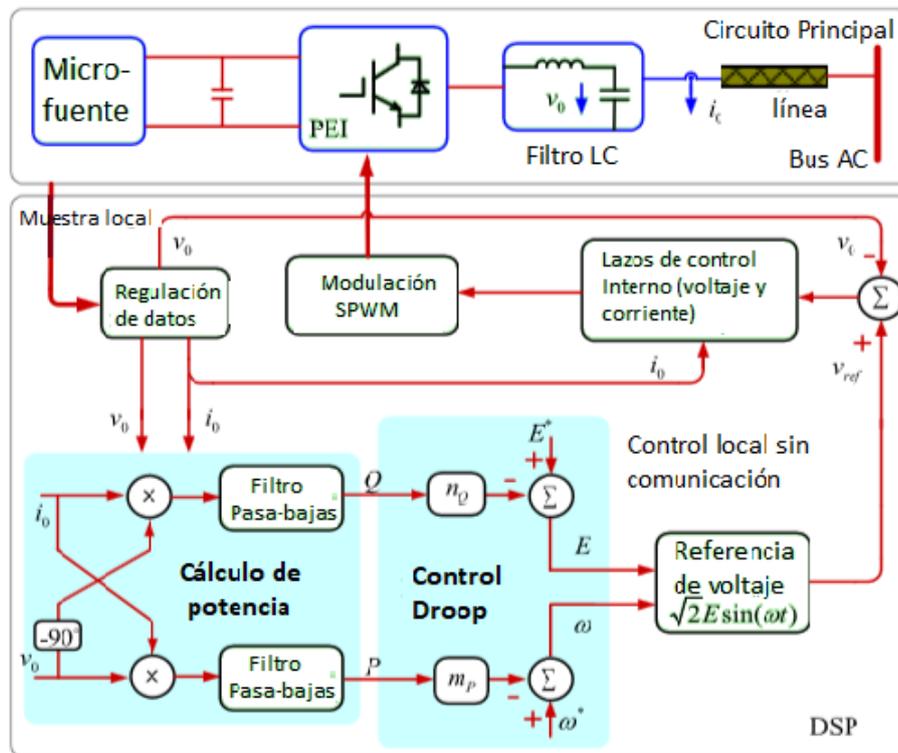


Figura 3.16: Esquema de controlador Droop convencional.

2. **Controlador de voltaje:** Sintetiza el vector de referencia de la corriente del inductor del filtro.
3. **Controlador de corriente:** Genera la señal de voltaje mediante una señal PWM.

Control primario basado en Droop

Un aspecto que atiende el control primario basado en Droop es minimizar las corrientes circulantes entre inversores conectados en paralelo, tal como se muestra en la Figura 3.17. Un esquema de control Droop usa sólo potencia local para detectar cambios en el sistema y ajustar los puntos de operación de los generadores.

El control primario está basado únicamente en mediciones locales del voltaje y la corriente de para calcular las señales P y Q que se utilizarán para el lazo de control principal Droop, como el de la impedancia virtual. El principal objetivo de este nivel es mimetizar el comportamiento al de un generador sincrónico, es decir, emular una reducción en frecuencia cuando la potencia activa aumenta. Dicho objetivo se logra aplicando el control que uti-

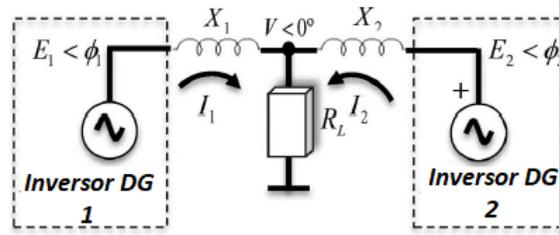


Figura 3.17: Circuito equivalente de dos inversores conectados en paralelo

liza las señales ω y E

$$\omega = \omega^* - G_P(s) \cdot (P - P^*) \quad (3.19)$$

$$E = E^* - G_Q(s) \cdot (Q - Q^*) \quad (3.20)$$

donde ω es la frecuencia y E la amplitud del voltaje de referencia, mientras que ω^* y E^* son las referencias; $G_P(s)$ y $G_Q(s)$ son sus correspondientes funciones de transferencia ($G_P(s) = m$ y $G_Q(s) = n$). El diseño de las ganancias de DC para los compensadores m y n se determina a partir de la variación de la potencia activa respecto a la variación de frecuencia y ($\Delta P/\Delta\omega$ para m y $\Delta Q/\Delta V$ para n) con el fin de mantener al sistema sincronizado y dentro de los límites de estabilidad de voltaje.

Por consiguiente, el control primario puede ser usado para balancear la energía entre las DG y los elementos de almacenamiento de energía. Dependiendo de su nivel de carga, la contribución de potencia activa puede ajustarse de acuerdo con la disponibilidad de energía de cada unidad DG. Entonces, la frecuencia Droop se puede expresar como

$$\omega = \omega^* - \frac{m}{\alpha} \cdot (P - P^*) \quad (3.21)$$

Siendo m el coeficiente de frecuencia droop y α el valor por unidad de la carga en las baterías, donde $\alpha=1$ representa carga completa y $\alpha=0.001$ sin carga¹. De este modo, las unidades DG proporcionarán energía de manera proporcional a las baterías.

Por otro lado, para poder adecuar el concepto Droop a líneas cortas (predominantemente resistivas) se debe modificar el ángulo θ de la impedancia desde las ecuaciones de Droop

¹El valor numérico de α está acotado para que no corra riesgo de proporcionar energía infinitamente en caso de que no haya batería.

que han sido procesadas mediante la transformación de Park

$$\omega = \omega^* - G_P(s)[(P - P^*)\sin\theta - (Q - Q^*)\cos\theta] \quad (3.22)$$

$$E = E^* - G_Q(s)[(P - P^*)\cos\theta + (Q - Q^*)\sin\theta] \quad (3.23)$$

Entonces, en este primer nivel se fijan la frecuencia y el voltaje para las referencias de los lazos de control internos y se recupera el concepto de *impedancia virtual* para hacer control con ella.

El voltaje de salida se puede expresar como

$$v_o^* = v_{ref} - Z_D(s) \cdot i_o \quad (3.24)$$

donde v_{ref} es la referencia del voltaje generada por (3.23) con $v_{ref} = E\sin(\omega t)$ y $Z_D(s)$ corresponde a la función de transferencia de la impedancia virtual. La impedancia virtual está situada a la salida del inversor, que para el caso de líneas cortas, debe ser como la de una línea predominantemente resistiva¹. La impedancia virtual es programable y gráficamente se puede representar como se muestra en la Figura 3.18 La impedancia virtual, tradicional-

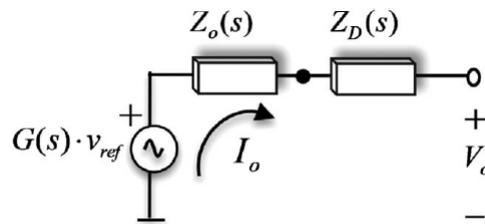


Figura 3.18: Circuito equivalente de un inversor con lazo de impedancia de salida.

mente equivale a la impedancia serie de un generador sincrónico, sin embargo, este elemento puede elegirse de manera arbitraria. En contraste con una impedancia física, ésta no tiene pérdidas de potencia, por tanto, es posible implementar cualquier tipo de resistencia sin perder potencia.

Tener una impedancia virtual a la salida del inversor es beneficioso porque se convierte en una variable de control y a partir de ello, es posible ajustar el ángulo de fase $\Theta = \tan^{-1}(X/R)$ de acuerdo a la relación esperada de X/R, así como el ángulo de la impedancia

¹El método Droop fue pensado para sistemas tradicionales, por tal motivo, está originalmente diseñado con modelos de líneas predominantemente inductivas.

de salida en la frecuencia de la línea. Parte de los beneficios que la inclusión de la impedancia virtual trae a los modelos de control Droop impactan directamente sobre los inversores, ya que son provistos de la capacidad de conectar y desconectar componentes sin interrumpir el funcionamiento (*hot-swap*) y se da el reparto de corrientes armónicas ¹.

Cuando se conecta una unidad DG a la MG, las pequeñas diferencias de fase o amplitud son inevitables y causan picos de corriente que pueden dañar o exceder el límite de capacidad del inversor u otros componentes, hasta el punto de ponerlos fuera de operación. Esto, sin impedancia virtual, usualmente se puede evitar usando resistencias físicas y arreglos de tiristores físicos, de manera externa, para reducir gradualmente la impedancia de salida. Al implementar una impedancia virtual, es posible conseguir la operación *hot-swap* ya mencionada y se expresa por

$$Z_D(t) = Z_f - (Z_f - Z_i)e^{-t/T} \quad (3.25)$$

donde Z_i y Z_f son los valores de impedancia virtual final e inicial, respectivamente, y T es la constante de tiempo del inicio del tiempo de levantamiento del proceso (start-up process). La impedancia de salida se diseña tomando en cuenta, además de la potencia del inversor, la desviación de voltaje del ciclo que incluye ciclo de levantamiento y la amplitud de dicha desviación. Estos lazos de control posibilitan la conexión de varios inversores en paralelo [28].

Control secundario basado en Droop

El control secundario es implementado por un controlador externo centralizado que usa las ecuaciones (3.28) y (3.29) para restablecer las desviaciones de control y frecuencia causadas por el control primario. El control primario considera los códigos de red en sus estrategias, entonces el control secundario debe corregir las desviaciones en frecuencia dentro de los límites de tolerancia permitidos. Los autores de [28] toman en cuenta los estándares del norte de Europa y de la UCTE (del inglés *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*), para el caso del Sistema Eléctrico Nacional, los códigos de red recientemente aprobados y la Norma Oficial Mexicana. Para esto, se define

$$\delta P = -\beta \cdot G - \frac{1}{T_r} \int G dt \quad (3.26)$$

¹En [73] se puede consular información detallada acerca de la impedancia virtual.

3.6 Técnicas basadas en características de Control Droop

donde δP es la salida del *set point* del control secundario, β hace referencia a la ganancia proporcional del controlador, T_r es la constante de tiempo del control secundario y G es el error de control de área (ACE por sus siglas en inglés), el cual normalmente se calcula por computadoras del centro de despacho en intervalos que van de los 5 a los 10s. El ACE se calcula como

$$G = P_{meas} - P_{sched} + K_{ri}(f_{meas} - f_0) \quad (3.27)$$

con P_{meas} la suma de la potencia activa medida, transferida en el PCC, P_{prog} el resultado del programa de intercambio, K_{ri} el factor proporcional del área de control establecido en el controlador secundario y $f_{meas} - f_0$ la diferencia entre la frecuencia del sistema medida instantáneamente y la referencia de frecuencia. En la Figura 3.19 se aprecia el diagrama a bloques del control jerárquico, abarcando los niveles primario y secundario. De (3.26) se

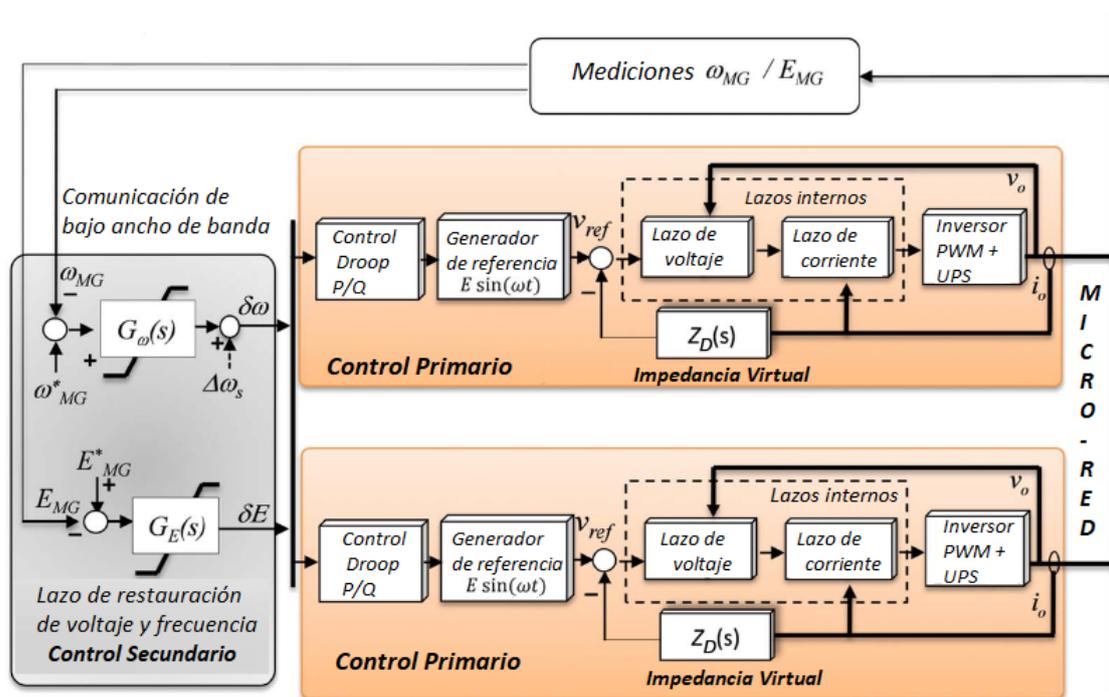


Figura 3.19: Lazos primario y secundario

aprecia que la acción de control δP se incrementa si G es constante, debido al operador integral (controlador tipo PI). Esto es conocido como “control carga-frecuencia” o “controlador de ganancia automática”. Los controladores de restauración de amplitud y frecuencia G_ω y

G_E que se muestran en la Figura 3.19 se pueden obtener de [28] como

$$\delta\omega = k_{p\omega}(\omega_{MG}^* - \omega_{MG}) + k_{i\omega} \int (\omega_{MG}^* - \omega_{MG}) dt + \Delta\omega_S \quad (3.28)$$

$$\delta E = k_{pE}(E_{MG}^* - E_{MG}) + k_{iE} \int (E_{MG}^* - E_{MG}) dt \quad (3.29)$$

donde $k_{p\omega}$, $k_{i\omega}$, k_{pE} , k_{iE} son los parámetros del control secundario compensador y $\Delta\omega_S$ es un término para sincronizar que permanece nulo cuando la red no está presente. Los parámetros $\delta\omega$ y δE están saturados con el propósito de no exceder los límites en amplitud y frecuencia previamente establecidos por la norma. Este nivel tiene efectos directamente en el proceso de conexión de la micro-red, ya que para conectar la MG a la red, es necesario medir la frecuencia y el voltaje de la red, y dichas mediciones serán referencia del lazo de control secundario. La fase entre la red y la micro-red será sincronizada mediante el lazo de control de sincronización que se muestra en la Figura 3.20. En este lazo de control debe realizar las funciones de un PLL. La señal de salida del PLL ω_S , se añadirá al control secundario y será enviado a todos los módulos con el fin de sincronizar la fase de la MG. Después de muchos ciclos de línea, el proceso de sincronización habrá sido concluido y la MG podrá ser conectada a la red principal mediante el interruptor de derivación estático. En ese punto, no hay transferencia de potencia entre la MG y la red [28].

Control terciario basado en Droop

Para los autores de [28], cuando la red opera en modo conectado, el flujo de potencia se puede controlar ajustando la frecuencia (es decir, cambiando de fase en estado estacionario) y la amplitud de voltaje dentro de las MG. En el tercer nivel de control jerárquico, midiendo $\frac{P}{Q}$ a través del interruptor de derivación estático, P_G y Q_G se comparan con las potencias deseadas P_G^* y Q_G^* . Las leyes de control proporcional PI_P y PI_Q son las siguientes:

$$\omega_{MG}^* = k_{pP}(P_G^* - P_G) + k_{iP} \int (P_G^* - P_G) dt \quad (3.30)$$

$$E_{MG}^* = k_{pQ}(Q_G^* - Q_G) + k_{iQ} \int (Q_G^* - Q_G) dt \quad (3.31)$$

con K_{pP} , k_{iP} , k_{pQ} y k_{iQ} como los parámetros de compensación del control terciario. Tal como en el control secundario, ω_{MG}^* y E_{MG}^* deben estar saturados para que no se excedan los valores nominales permitidos por las normas que rijan a la red.

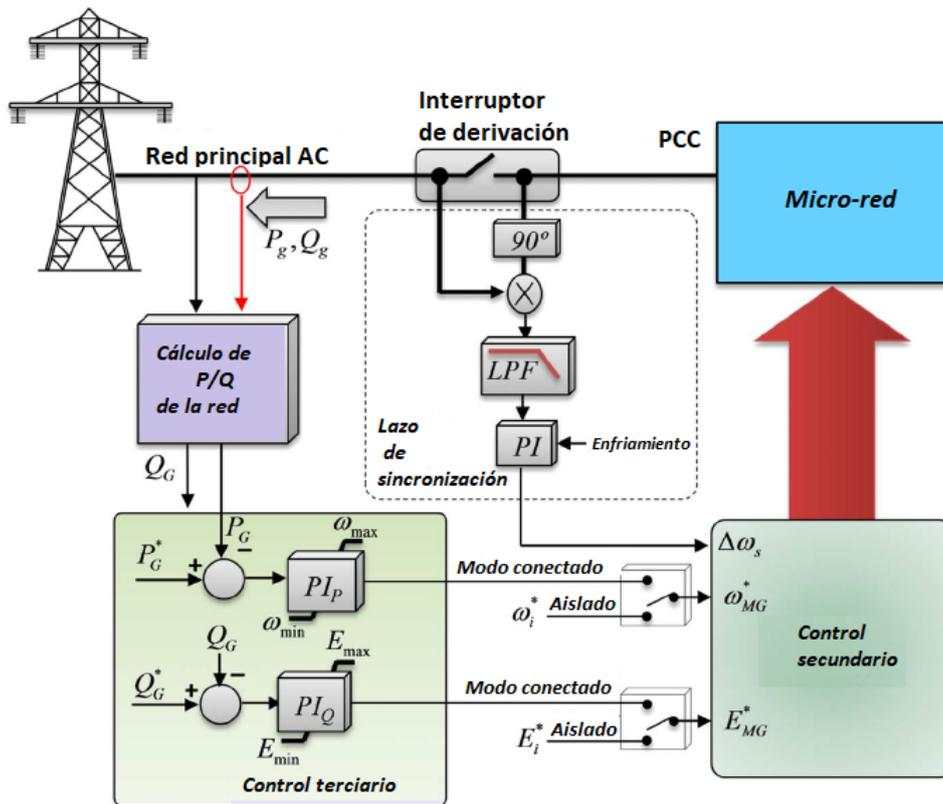


Figura 3.20: Lazos secundario y terciario.

En modo aislado, ω_{MG}^* y E_{MG}^* son calculados internamente en el control secundario, mientras que en modo conectado, una vez que empieza el proceso de sincronización (que corresponde a las funciones del PLL), ω_{MG}^* y E_{MG}^* toman los valores de las mediciones de la red (que en modo conectado son referencia). Una vez sincronizada, estas señales son proporcionadas por el control terciario (3.30) y (3.31). De esas ecuaciones se observa que el signo de ω_{MG}^* y E_{MG}^* puede ser positivo o negativo, lo cual significa que los flujos de potencia pueden ser importados o exportados a la red de manera independiente.

Lo que diferencia a este nivel de control del primero es la acción integral ya que si los parámetros k_{iP} y k_{iQ} se volviesen nulos, las ecuaciones fuesen iguales a las del control primero, la cual sugiere una interconexión tipo agrupamiento o *cluster*.

Para lograr que la MG permanezca conectada a pesar de las caídas de voltaje por periodos breves (voltage-dip)¹, la MG debe inyectar potencia reactiva a la red y así conseguir la es-

¹Voltage dip: es una reducción de corta duración al voltaje *rms* que puede ser a causa de un corto circuito ó sobrepaso al arranque de los motores eléctricos. Esta caída ocurre cuando el voltaje se reduce entre el 10 y el 90 por ciento de su voltaje nominal en periodos que van desde medio ciclo hasta varios segundos.

tabilidad interna. Adicionalmente, para desconectarse de la red es necesario un método de *detección de aislamiento*¹, así como desconectar las referencias de control terciario y los términos integrales de los controladores PI propios de la potencia reactiva, para evitar inestabilidades de voltaje. Por otro lado, para cambiar al modo conectado, una vez que la MG ha sido completamente sincronizada, se puede conectar a la red y así controlar P y Q . Dado que la MG está formada por VSIs, en caso de alguna desconexión súbita, la micro-red puede seguir operando como un sistema aislado.

Tal como ocurre con los controladores basados en comunicación, existen diferentes técnicas que se ajustan a las necesidades de diversos escenarios, entre otras están las siguientes:

- **Control Droop de ángulo.**

Para una buena distribución de la potencia demandada entre las unidades DG, algunos investigadores han propuesto un control Droop de ángulo de potencia, en el cual, el ángulo de fase de las fuentes de voltaje DG que comparten referencia de tiempo con la red, está pre-establecido. De manera similar al control Droop convencional, se desvían el ángulo y magnitud del voltaje para alcanzar el objetivo de control

$$\delta_i = \delta_{rated} - m_P \cdot (P_i - P_{i,rated}) \quad (3.32)$$

$$E_i = E_{rated} - n_Q \cdot (Q_i + Q_{i,rated}) \quad (3.33)$$

donde E_{rated} y δ_{rated} corresponden al voltaje y al ángulo calculados cuando se alimentan los niveles de potencia $P_{i,rated}$ y $Q_{i,rated}$, mientras que m_P y n_Q son las ganancias Droop de potencia. Estos valores se eligen para conseguir los requerimientos de regulación de voltaje en la micro-red; para cada unidad DG son diferentes con el fin de repartir la carga en función de sus capacidades. El ángulo Droop propicia un apropiado reparto de potencia entre las DGs sin una desviación en frecuencia del estado estacionario.

- **Control Droop basado en voltaje.**

La estrategia de control Droop basada en voltaje para micro-redes AC, considera el control de una banda de potencia constante que opera sin necesidad alguna de conexión ni comunicación inter-área de manera completamente distribuida, tomando en cuenta características específicas de la micro-red, tales como la falta de inercia, impedancia predominantemente resistiva de la línea y las implicaciones de la generación distribuida. Esta estrategia consiste en un control Droop PV que se divide en

¹Información relevante a estos métodos se encuentra en [38].

dos controladores tipo Droop (las desviaciones V_g/V_{dc} y P/V_g) y bandas de potencia constante, tal como aparece en la Figura 3.21.

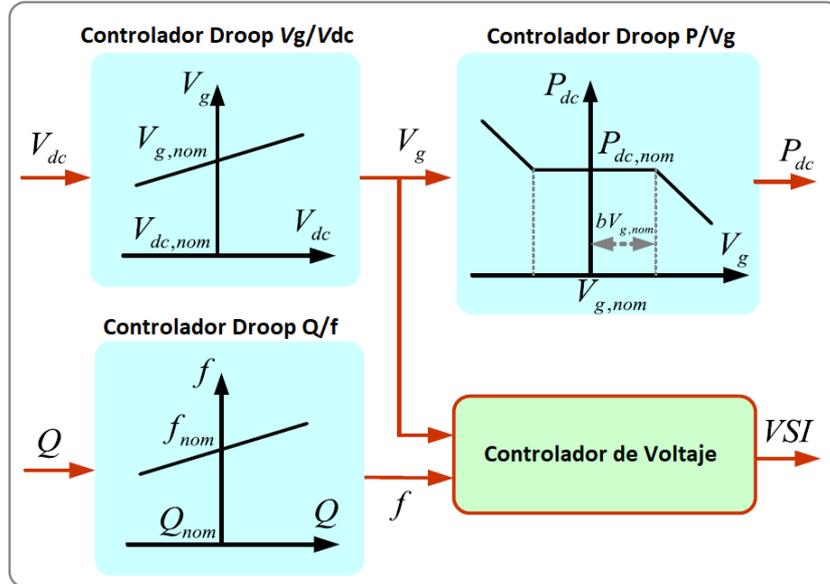


Figura 3.21: Control Droop con banda de potencia constante.

El controlador de la desviación V_g/V_{dc} actúa ante los desbalances entre la potencia generada y la absorbida, cambiando el lazo de voltaje V_{dc} de la fuente de potencia.

$$V_g^* = V_{g,nom} + m \cdot (V_{dc} - V_{dc,nom}) \quad (3.34)$$

donde $V_{g,nom}$ y $V_{dc,nom}$ corresponden a los valores de voltaje nominal *ac* y *dc* del convertidor de potencia. Como se observa en 3.34, V_{dc} es el indicador para el cambio de potencia AC.

La estrategia de control Droop basada en voltaje utiliza completamente el rango de voltaje disponible de salida, lo cual representa una ventaja sobre los otros métodos porque las fuentes de energía renovable se mantienen activas mientras operan en el punto de seguimiento de potencia máxima, en consecuencia, haciendo al sistema más eficiente.

Control Basado en Pasividad

En el México contemporáneo, la UNAM promueve el desarrollo de tecnología a través de líneas de investigación. El acercamiento de estas líneas de investigación con la realidad tecnológica de la industria mexicana, permite que ésta obtenga una mejora en su producción, eficiencia, servicios, seguridad y competitividad. No es sorprendente entonces el especial interés que diferentes grupos de investigación le han dado al sistema eléctrico y el advenimiento de diferentes líneas de investigación preocupadas por su mejora.

Desde el punto de vista de la comunidad de control, en los últimos años se han desarrollado diferentes esquemas de control, tanto teóricos como prácticos, donde cada vez se incrementa el predominio de técnicas que respetan y explotan la estructura del sistema. La propiedad de pasividad juega un rol central en la mayoría de estos desarrollos. El Control Basado en Pasividad (PBC, por sus siglas en inglés) es un nombre genérico introducido por R. Ortega y M. Spong en 1989 (ver [31]) para definir una metodología de diseño que alcance el objetivo de control y estabilización utilizando las propiedades de almacenamiento y disipación de energía del sistema en estudio [50]. Estas propiedades son, por un lado, que las trayectorias de un sistema pasivo tienden de manera natural hacia el punto de menor energía, y por el otro, que la rapidez con que las trayectorias llegan a este punto depende de la energía disipada por el sistema.

Así, desde hace algunos años en la Facultad de Ingeniería de la UNAM se ha venido conformando un grupo de trabajo que desarrolla esquemas de control basados en pasividad. En el perfil de estos trabajos, se han desarrollado esquemas de control por retro-alimentación de estados para micro-redes con dos objetivos:

- Hacer un seguimiento de voltajes (corrientes) en la salida de los convertidores de potencia.

- Generar voltajes (corrientes) deseadas tal que se satisfaga la demanda de potencia de las cargas conectadas.

Así pues, los trabajos de investigación alrededor del PBC, se extienden al desarrollo de esquemas de control primario y secundario (ver por ejemplo [62],[12], [11]). En las siguientes secciones, se presenta un ejemplo de la aplicación del control basado en pasividad para micro-redes aisladas.

4.1. Pasividad

En la teoría de circuitos los elementos que no generan su propia energía son llamados pasivos [19]. Los sistemas pasivos son una clase de sistemas dinámicos en los que la energía intercambiada con el ambiente tiene un rol principal. En los sistemas pasivos, la tasa de variación de la energía que fluye hacia el circuito es no menor que el incremento en la energía almacenada, es decir, un sistema pasivo no puede almacenar más energía de la que le es provista desde el exterior.

El concepto de pasividad está relacionado tanto con la física del sistema como con las propiedades de estabilidad [37, 49]. Así, si se toma la retro-alimentación negativa como un proceso de intercambio energético, se puede mostrar que la pasividad es invariante respecto a esta interconexión. En este sentido, los sistemas pasivos son fáciles de controlar con una simple retroalimentación de la salida pasiva. Para explicar el concepto de pasividad, se muestra la Figura 4.1, la cual representa un puerto Π , es decir, un circuito hecho de un número arbitrario de elementos puestos en una caja negra con dos terminales de salida, de la cual pueden medirse corriente $i(t)$ y tensión $v(t)$, tal que la potencia entrando al puerto en el tiempo t es $p(t) = v(t)i(t)$. Si se denota por $W(t_0, t)$ la energía dada por el generador al

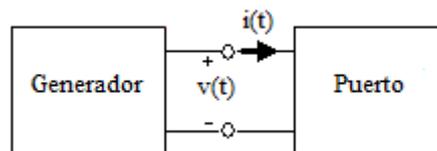


Figura 4.1: Puerto

puerto del tiempo t_0 a t , entonces, en términos de la potencia:

$$W(t_0, t) = \int_{t_0}^t v(t') i(t') dt'$$

Esta energía dada al puerto puede o bien ser disipada en forma de calor, si los elementos dentro del puerto son resistivos, o bien almacenada si los elementos en el puerto son inductivos o capacitivos.

Ahora bien, sea $\zeta(t_0)$ a la energía almacenada en el puerto en el tiempo t_0 , se dice que *el puerto Π es pasivo* (ver [19]), si la suma de la energía almacenada en el tiempo t_0 y la energía que recibe el puerto es no-negativa, es decir,

$$\zeta(t_0) + W(t_0, t) \geq 0$$

para todo tiempo inicial t_0 y todo $t \geq t_0$. Lo anterior implica que la energía almacenada siempre será menor que la suministrada desde el exterior y la diferencia entre estas energías debe ser la energía disipada. Es decir, la potencia que fluye en el puerto debe ser mayor o igual al cambio de energía almacenada en el mismo

$$\zeta(t_0) \leq W(t_0, t).$$

Como ejemplo, tome una resistencia no-lineal caracterizada por una curva voltaje-corriente $v-i$, dado que la resistencia no almacena energía, entonces $\zeta(t_0) = 0$, por lo que la condición de pasividad se reduce a

$$W(t_0, t) = \int_{t_0}^t v(t')i(t')dt' \geq 0.$$

Observe que si la potencia instantánea $p(t) = v(t)i(t)$ es siempre no-negativa, lo cual equivale a pedir que la curva $v-i$ esté en el primer y tercer cuadrante para todo t , entonces la energía entregada al puerto es siempre no-negativa y la resistencia es pasiva.

De manera similar, existen sistemas dinámicos que se comportan como sistemas pasivos los cuales tienen la característica de no poder almacenar más energía que la que se le suministra exteriormente. Matemáticamente, si se considera un sistema dinámico Σ en el espacio de estados, con u como vector de entradas y y el vector de salidas, para el cual se define la potencia como el producto de la entrada por la salida $u^T y$ y su función de energía asociada $V(x) : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, positiva semi-definida y continuamente diferenciable, se dice que el sistema Σ es pasivo, si

$$W(x(\tau)) - W(x(0)) \leq \int_0^\tau u^T y dt, \quad (4.1)$$

lo cual implica que la potencia que fluye en el sistema es mayor o igual al cambio de energía almacenada en el mismo para toda u y para todo $T > 0$. Esta ecuación de pasividad se puede

re-interpretar como:

$$[\text{Energía almacenada}] - [\text{Energía inicial almacenada}] \leq [\text{Energía suministrada}]$$

Observe que si la ecuación de pasividad (4.1) también puede ser expresada en su forma diferencial, para esto,

$$W(x(\tau)) \leq W(x(0)) + \int_0^\tau u^T y dt$$

$$\dot{W}(x) \leq u^T y$$

En este caso, note que si $u = 0$ ó $y = 0$, entonces

$$\dot{W}(x) \leq 0$$

lo cual indica que el sistema, con entrada cero, es estable y que en un sistema pasivo las trayectorias tenderán naturalmente (con entrada cero) al punto de mínima energía. La rapidez con que estas trayectorias tenderán al punto de menor energía depende de la función de disipación $F(u, y)$.

Al considerar la función de disipación, la propiedad de pasividad se puede describir como

$$W(x(\tau)) - W(x(0)) \leq \int_0^\tau u^T y dt - F(u, y)$$

$$[\text{E. almacenada}] - [\text{E. inicial almacenada}] \leq [\text{E. suministrada}] - [\text{E. disipada}]$$

Formalmente, el sistema dinámico representado por las ecuaciones:

$$\dot{x} = f(x, u) \tag{4.2a}$$

$$y = h(x, u) \tag{4.2b}$$

se dice ser pasivo¹, si existe una función de almacenamiento de energía $V(x)$ tal que

$$\dot{V} = \frac{\partial V}{\partial x} f(x, u)$$

Más aún, se dice ser estrictamente pasivo a la salida si $\dot{V} \leq u^T y - y^T \rho(y)$

4.2. Control Basado en pasividad para inversores

Con la intención de ejemplificar el método, en esta sección se consideran convertidores alimentados por voltaje, los cuales incluyen un filtro de segundo orden para obtener la salida de voltaje con frecuencia fundamental.

4.2.1. Convertidores alimentados por voltaje

La Figura 4.2 presenta la topología para un inversor CD/CA. Éste consiste en una fuente de voltaje que entrega estrictamente magnitudes positivas $V \in \mathbb{R}$, un arreglo de conmutación que modula el voltaje de entrada mediante la señal $u \in \mathbb{R}$ y un filtro $L_v - C_v$ de segundo orden.

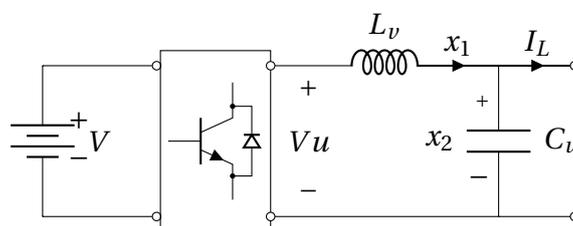


Figura 4.2: Esquema de convertidor de potencia CD/CA

Si la corriente del inductor se especifica como $x_1 \in \mathbb{R}$ y el voltaje del capacitor como $x_2 \in \mathbb{R}$, entonces, aplicando las leyes de Kirchoff, inmediatamente se deduce el siguiente modelo dinámico del sistema propuesto

$$L_v \dot{x}_1 = -x_2 + Vu \tag{4.3a}$$

$$C_v \dot{x}_2 = x_1 - I_L \tag{4.3b}$$

¹Para más detalles sobre esta importante definición, se puede consultar por ejemplo [37]

donde se asume que la relación constitutiva del inductor con el capacitor es lineal, además de ser las magnitudes de inductores y capacitores siempre positivas. El modelo también puede escribirse como

$$\begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -x_2 + uV \\ x_1 - I_L \end{bmatrix}$$

y también puede expresarse de la forma

$$\begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} uV \\ -I_L \end{bmatrix}$$

Se observa el comportamiento de la dinámica del convertidor de potencia representado en la forma compacta

$$P\dot{x} = Jx + \begin{bmatrix} Vu \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ I_L \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

con $x = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 \end{bmatrix}^T \in \mathbb{R}^2$, $P = \text{diag}\{L, C\}$, una matriz antisimétrica J

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = -J^T \in \mathbb{R}^{2 \times 2},$$

la fuente de voltaje constante $V > 0$, la corriente demandada I_L y la entrada de control u .

Es importante notar que 4.4 se conoce como *modelo promediado* e involucra un procedimiento formal que se apoya en la consideración de que los dispositivos conmutadores cambian de estado a alta frecuencia, por ejemplo, bajo una política de modulación de ancho de pulso.

La estructura presentada para los convertidores de potencia es únicamente ilustrativa. De cualquier manera, ha sido ampliamente mostrado¹, que las topologías correspondientes a los convertidores comunes que se implementan en la práctica se pueden representar con esta misma estructura.

4.2.2. Control Basado en Pasividad

En esta sección se recupera una estrategia de control [12] que resuelve un problema de seguimiento para una micro-red formada por inversores alimentados por voltaje, como los

¹Puede consultarse en [48]

descritos por el modelo (4.4). Con este controlador, las variables de salida en la micro-red logran un comportamiento predeterminado bajo la siguiente suposición:

- La corriente I_L y el voltaje E entregadas a las líneas de transmisión por los convertidores de potencia son medidas.

El **objetivo de control** puede plantearse de la siguiente forma: Diseñe una ley de control u que retro-alimente a los estados, tal que en lazo cerrado se cumpla que

$$\lim_{t \rightarrow \infty} x - x^* = 0 \quad (4.5)$$

donde $x^*(t)$ se refiere a la corriente y al voltaje requeridos.

En este sentido, es necesario definir a x^* que es el estado deseado, también llamado *trayectoria admisible*. Las trayectorias admisibles son todo aquello que el sistema sea capaz de reproducir y en este caso soluciones de

$$P\dot{x}^* = Jx^* + \begin{bmatrix} Eu^* \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ I_L \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

con u^* la entrada que genera $x^* = \begin{bmatrix} x_1^* & x_2^* \end{bmatrix}^T \in \mathbb{R}^2$.

Ahora bien, para verificar que se cumpla el objetivo de control, se define el *error* como $\tilde{(\cdot)} = (\cdot) - (\cdot)^*$, de manera que la dinámica del error puede ser expresado de siguiente manera:

$$P\dot{\tilde{x}} = J\tilde{x} + \begin{bmatrix} E\tilde{u} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

El diseño de ley de control es constructiva, lo cual implica que a partir de la teoría de estabilidad en el sentido de Lyapunov, se propone una función candidata con el parámetro libre u tal que la derivada de dicha función de Lyapunov, evaluada a lo largo de la dinámica del error, cumpla con la condición de estabilidad o estabilidad asintótica. Esto se logra siguiendo lo siguientes tres pasos:

1. Proponer una Función Candidata de Lyapunov (FCL) positiva definida $V(\tilde{x})$
2. Derivar la FCL respecto al tiempo y sustituir la dinámica del error, es decir $\dot{V}(\tilde{x}) = \frac{\partial V(\tilde{x})}{\partial \tilde{x}} \dot{\tilde{x}}$

3. Encontrar una u tal que la derivada sea negativa o negativa definida, es decir $\dot{V}(\tilde{x}) \leq 0$

Diseño de la ley de control

Inspirados en la función de energía de los elementos del convertidor, se define a la FCL, como $V(\tilde{x}) = \frac{1}{2} \tilde{x}^T P \tilde{x}$. Su derivada respecto al tiempo es

$$\dot{V}(\tilde{x}) = \frac{\partial V(\tilde{x})}{\partial \tilde{x}} \dot{\tilde{x}} = \tilde{x}^T P \dot{\tilde{x}}$$

sustituyendo $P \dot{\tilde{x}}$ se tiene

$$\dot{V}(\tilde{x}) = \tilde{x}^T \left(J \tilde{x} + \begin{bmatrix} V \tilde{u} \\ 0 \end{bmatrix} \right) = \tilde{x}_1^T V \tilde{u}$$

donde se ha usado el hecho de que J es una matriz antisimétrica. Observe que $\dot{V}(\tilde{x}) = (V \tilde{x}_1)^T \tilde{u}$, por lo que la dinámica del error es pasiva desde la entrada \tilde{u} hasta la salida $y := V \tilde{x}_1$.

Si la entrada \tilde{u} se define como

$$\tilde{u} = -k_p y, \quad (4.8)$$

donde $-k_p$ es una constante proporcional, se observa que

$$\dot{V}(\tilde{x}) = -y^T k_p y \leq 0 \quad (4.9)$$

con lo anterior se asegura que el punto de equilibrio $\tilde{x} = 0$ es estable.

Finalmente, la ley de control se obtiene de la ecuación (4.8) y la definición de \tilde{u} , puesto que

$$u = -k_p y + u^* \quad (4.10)$$

donde u^* puede obtenerse de las trayectorias admisibles (4.6).

Note que para implementar la ley de control u es necesaria la propuesta de estados deseados, por lo que en [13] se propone dar un valor deseado de voltaje a la salida del capacitor $x_2^*(t)$ y por medio de la ecuación (4.6) calcular la corriente necesaria $x_1^*(t)$. Para la propuesta del voltaje deseado $x_2^*(t)$ se recurre a un controlador secundario que toma en cuenta la potencia demandada por las cargas, como se muestra en la Figura 4.3

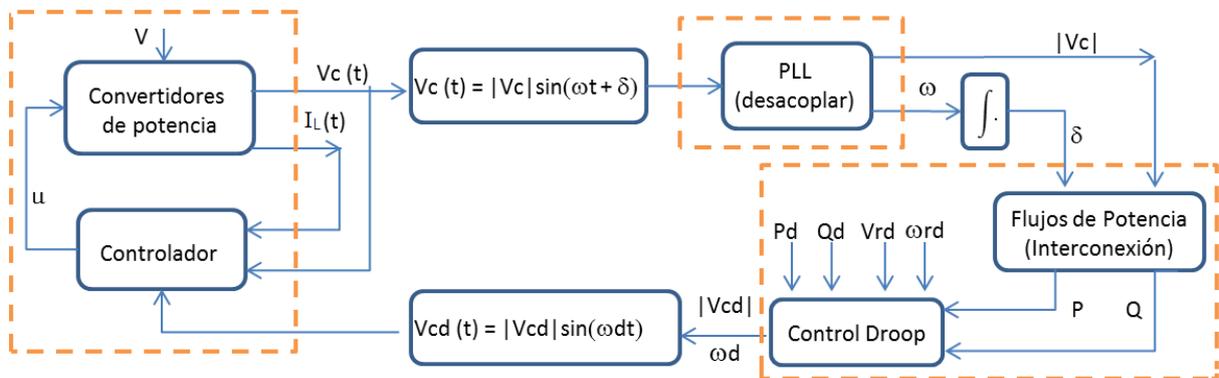


Figura 4.3: Esquema general

Conclusiones

Uno de los objetivos fundamentales de este trabajo fue presentar una revisión bibliográfica que identificara enfoques, retos tecnológicos y características emergentes en el sector eléctrico mediante un proceso investigativo enfocado en los sistemas eléctricos de la actualidad. Se realizó una revisión de la literatura que permitió fundamentar y aclarar la problemática de los SEP más urgente por atender, que tiene principalmente dos aspectos: el alto consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica y la falta de suministro eléctrico en algunos lugares.

Dicho trabajo de investigación permitió ver mediante cifras de informes oficiales el nivel de penetración de las nuevas tecnologías de generación eléctrica, las cuales en su mayoría están basadas en recursos renovables y se pueden aprovechar tanto de manera concentrada (con generación de gran escala que se incorpora a la red tradicional igual que cualquier otro tipo de generación), o bien, de manera distribuida mediante micro-redes que pueden incorporarse al SEP tradicional o mantenerse aisladas.

Enfocándose en las micro-redes de potencia, el presente trabajo de tesis cumplió con la identificación de los principales modelos de estos sistemas, discriminando aquellos que operan con corriente directa para ahondar únicamente en el estudio de las micro-redes de potencia AC.

Por otro lado, gracias a la puesta en marcha de reformas y políticas públicas, tanto en México como en otros países, las oportunidades son amplias ya que han impulsado tanto a la academia como a la industria a invertir en su investigación. En consecuencia, el pronto desarrollo de las micro-redes acelera la tan perseguida transición energética, que además, como dato adicional, abre el mercado eléctrico a nuevas empresas.

Datos presentados en este trabajo demuestran un aumento en el aprovechamiento de energías renovables a nivel global durante los últimos años. Con lo anterior se justifica la preo-

cupación latente de los diferentes campos de estudio por mejorar y/o desarrollar tanto los elementos que componen a las micro-redes de potencia como las estrategias de control de las mismas. Esta tesis se enfoca en las estrategias de control, abordando por un lado el control jerárquico y por el otro, una técnica basada en Pasividad. En lo que concierne al control jerárquico, se marcan las diferencias entre distintas técnicas basadas en comunicación, sin dejar de lado aquellas que dependen del concepto Droop; así, se observaron las similitudes que guardan dichas técnicas frente a las propias del control para SEP convencionales, lo cual está íntimamente ligado a la manera de analizar la estabilidad de los sistemas de potencia. Por parte del Control Basado en Pasividad, el trabajo presenta un controlador para voltaje, donde implícitamente se aborda una manera alternativa para analizar la estabilidad de las micro-redes y de replantear las variables de interés para ejercer control sobre ellas. Entonces, se prueba que existen recursos académicos para solucionar los problemas propios del control de micro-redes, por lo que se sugiere que los diferentes campos de estudio compartan conocimiento y colaboren entre sí; además, se extiende una invitación a la industria a involucrarse aún más con la academia para alcanzar mejores resultados.

Por otro lado, se hizo una descripción de las características de una micro-red, comenzando por la diferenciación entre *micro-red de potencia* y *red inteligente*, conceptos que usualmente se confunden entre sí. Se propuso una definición funcional de micro-red de potencia para esta tesis y se establecieron los elementos necesarios para las diferentes arquitecturas existentes.

5.1. Trabajo futuro

El presente trabajo hace énfasis en el primer nivel de control jerárquico aplicable a micro-redes, por lo cual, a manera de trabajo futuro se sugiere hacer una revisión más profunda para los niveles segundo y tercero.

Además, se sugiere a la comunidad de control incursionar en temas de control enfocados a mercados eléctricos, para así atraer aún más a la industria eléctrica y colaborar en conjunto cuando de solucionar los mismos problemas se trata.

Por último, se invita a la comunidad de control a estudiar e investigar los códigos de red que permiten la inclusión de las micro-redes, para establecer objetivos en su investigación conformes con los problemas actuales.

Bibliografía

- [1] 2007 ieee conference on the history of electric power. 5
- [2] Distributed generation. 6
- [3] World energy outlook 2017. 4
- [4] Abdallah, C. T. and Tanner, H. G. (2007). Complex networked control systems: Introduction to the special section. *IEEE Control Systems*, 27(4):30–32. 12
- [5] Acevedo, S. S. and Molinas, M. (2011). Power electronics modeling fidelity: Impact on stability estimate of micro-grid systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT), 2011 IEEE PES*, pages 1–8. IEEE. 27
- [6] Agency, I. E. Recent trends in the ocde: Energy and CO_2 emissions (2016 preliminary). 2, 9
- [7] Agüero, J. R. (2012). Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, pages 1–8. IEEE. 10
- [8] Antsaklis, P. and Baillieul, J. (2007). Special issue on technology of networked control systems. *Proceedings of the IEEE*, 95(1):5–8. 12
- [9] Ashabani, M., Yasser, A.-R. M., Mirsalim, M., and Aghashabani, M. (2015). Multivariable droop control of synchronous current converters in weak grids/microgrids with decoupled dq-axes currents. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(4):1610–1620. 57
- [10] Avila-Becerril, S., Espinosa-Pérez, G., and Canseco-Rodal, R. (2017a). On the control of power flows in microgrids. In *Decision and Control (CDC), 2017 IEEE 56th Annual Conference on*, pages 3252–3257. IEEE. 27

-
- [11] Avila-Becerril, S., Espinosa-Pérez, G., and Canseco-Rodal, R. (2017b). On the control of power flows in microgrids. In *Decision and Control (CDC), 2017 IEEE 56th Annual Conference on*, pages 3252–3257. IEEE. 68
- [12] Avila-Becerril, S., Montoya, O., Espinosa-Pérez, G., and Garcés, A. (2018). Control of a detailed model of microgrids from a hamiltonian approach. *IFAC-PapersOnLine*, to appear. 68, 72
- [13] Avila-Becerril, S., Silva-Martínez, D., and Espinosa-Pérez, G. (2017c). On the robustness of a passivity-based controller for microgrids. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1):6648–6653. 74
- [14] Basak, P., Chowdhury, S., nee Dey, S. H., and Chowdhury, S. (2012). A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8):5545–5556. 22
- [15] Bollen, M. H. (2000). *Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions*. IEEE press. 7
- [16] Chatzivasileiadis, S., Ernst, D., and Andersson, G. (2013). The global grid. *Renewable Energy*, 57:372–383. 8
- [17] Coelho, E. A. A., Cortizo, P. C., and Garcia, P. F. D. (2002). Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 38(2):533–542. 57
- [18] Conde, C. (2011). México y el cambio climático global. 2
- [19] Desoer, C. A. (2009). *Basic circuit theory*. Tata McGraw-Hill Education. 68, 69
- [20] Engler, A. and Sultanis, N. (2005). Droop control in lv-grids. In *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pages 6–pp. IEEE. 38
- [21] Fang, X., Misra, S., Xue, G., and Yang, D. (2012). Smart grid—the new and improved power grid: A survey. *IEEE communications surveys & tutorials*, 14(4):944–980. 16
- [22] García, E. R. S. (2013). Proyección sobre energía eléctrica en México mediante la identidad de kaya. *Economía Informa*, 380:41–53. 4
- [23] Gellings, C. W. (2015). A globe spanning super grid. *IEEE Spectrum*, 52(8):48–54. 8

- [24] Golestan, S. and Guerrero, J. M. (2015). Conventional synchronous reference frame phase-locked loop is an adaptive complex filter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(3):1679–1682. [40](#)
- [25] Gopalan, S. (2015). *More Robust Protection Strategies for Multi-microgrids*. PhD thesis, University of Western Australia. [28](#)
- [26] Green, T. and Prodanović, M. (2007). Control of inverter-based micro-grids. *Electric power systems research*, 77(9):1204–1213. [32](#)
- [27] Guerrero, J. M., De Vicuna, L. G., Matas, J., Castilla, M., and Miret, J. (2004). A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. *IEEE Transactions on power electronics*, 19(5):1205–1213. [55](#)
- [28] Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., and Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 58(1):158–172. [34](#), [41](#), [61](#), [63](#)
- [29] Han, H., Hou, X., Yang, J., Wu, J., Su, M., and Guerrero, J. M. (2016). Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1):200–215. [35](#), [39](#), [41](#), [42](#), [43](#), [45](#), [47](#), [48](#), [49](#), [50](#), [55](#), [57](#)
- [30] Hartono, B., Setiabudy, R., et al. (2013). Review of microgrid technology. In *QiR (Quality in Research), 2013 International Conference on*, pages 127–132. IEEE. [28](#), [30](#), [31](#), [33](#)
- [31] Hatanaka, T., Chopra, N., and Spong, M. W. (2015). Passivity-based control of robots: Historical perspective and contemporary issues. In *Decision and Control (CDC), 2015 IEEE 54th Annual Conference on*, pages 2450–2452. IEEE. [67](#)
- [32] Hingorani, N. G. (1996). High-voltage dc transmission: a power electronics workhorse. *IEEE spectrum*, 33(4):63–72. [6](#)
- [33] Hong, C.-M., Ou, T.-C., and Lu, K.-H. (2013). Development of intelligent mppt (maximum power point tracking) control for a grid-connected hybrid power generation system. *Energy*, 50:270–279. [25](#)
- [34] Hossain, D. J. (2015). Wind energy 2050 on the shape of near 100% re grid. [iv](#), [3](#), [4](#), [5](#), [9](#), [11](#)

- [35] Irving, B. T. and Jovanovic, M. M. (2000). Analysis, design, and performance evaluation of droop current-sharing method. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2000. APEC 2000. Fifteenth Annual IEEE*, volume 1, pages 235–241. IEEE. [38](#)
- [36] Karady, G. G. (2001). Transmission system. *The Electric Power Engineering Handbook Ed. LL Grigsby Boca Raton: CRC Press LLC*. [6](#)
- [37] Khalil, H. K. (1996). Nonlinear systems. *Prentice-Hall, New Jersey*, 2(5):5–1. [22](#), [68](#), [71](#)
- [38] Kim, J. and Hwang, J. (2000). Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system. In *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*, volume 2, pages 643–647. IEEE. [65](#)
- [39] Kim, S.-K., Jeon, J.-H., Cho, C.-H., Ahn, J.-B., and Kwon, S.-H. (2008). Dynamic modeling and control of a grid-connected hybrid generation system with versatile power transfer. *IEEE transactions on industrial electronics*, 55(4):1677–1688. [24](#)
- [40] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., et al. (2004). Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(3):1387–1401. [7](#)
- [41] Lonkar, M. and Ponnaluri, S. (2015). An overview of dc microgrid operation and control. In *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*, pages 1–6. IEEE. [17](#)
- [42] Lopes, J. P., Moreira, C., and Madureira, A. G. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2):916–924. [15](#), [17](#), [18](#), [19](#), [20](#), [24](#), [35](#), [42](#)
- [43] Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., and von Appen, J. (2015). Microgrid evolution roadmap. In *Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 International Symposium on*, pages 139–144. IEEE. [16](#)
- [44] Mohd, A., Ortjohann, E., Morton, D., and Omari, O. (2010). Review of control techniques for inverters parallel operation. *Electric Power Systems Research*, 80(12):1477–1487. [48](#)
- [45] Montoya, O. D., Garcés, A., and Espinosa-Pérez, G. (2018). A generalized passivity-based control approach for power compensation in distribution systems using electrical energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, 16:259–268. [24](#)

- [46] of Energy Office of Electricity Delivery, D. and Reliability, E. Summary report: 2012 doe microgrid workshop. [5](#), [15](#)
- [47] Ogata, K. (2003). *Ingeniería de control moderna*. Pearson Educación. [25](#)
- [48] Ortega, R., Perez, J. A. L., Nicklasson, P. J., and Sira-Ramirez, H. (2013a). *Passivity-based control of Euler-Lagrange systems: mechanical, electrical and electromechanical applications*. Springer Science & Business Media. [72](#)
- [49] Ortega, R., Perez, J. A. L., Nicklasson, P. J., and Sira-Ramirez, H. J. (2013b). *Passivity-based control of Euler-Lagrange systems: mechanical, electrical and electromechanical applications*. Springer Science & Business Media. [68](#)
- [50] Ortega, R., Van Der Schaft, A., Castanos, F., and Astolfi, A. (2008). Control by interconnection and standard passivity-based control of port-hamiltonian systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 53(11):2527–2542. [67](#)
- [51] Parhizi, S. and Khodaei, A. (2016). Investigating the necessity of distribution markets in accomodating high penetration microgrids. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2016 IEEE/PES*, pages 1–5. IEEE. [12](#)
- [52] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., and Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *Ieee Access*, 3:890–925. [5](#)
- [53] Pei, Y., Jiang, G., Yang, X., and Wang, Z. (2004). Auto-master-slave control technique of parallel inverters in distributed ac power systems and ups. In *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, volume 3, pages 2050–2053. IEEE. [49](#)
- [54] P.L.C., B. P. Bp statistical review of world energy june 2017. [iv](#), [iv](#), [9](#), [10](#), [11](#)
- [55] Pogaku, N., Prodanovic, M., and Green, T. C. (2007). Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid. *IEEE Transactions on power electronics*, 22(2):613–625. [26](#), [27](#), [57](#)
- [56] Powell, J. L. (2016). The consensus on anthropogenic global warming matters. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 36(3):157–163. [2](#)
- [57] Prodanovic, M., Green, T., and Mansir, H. (2000). A survey of control methods for three-phase inverters in parallel connection. In *Power Electronics and Variable Speed Drives, 2000. Eighth International Conference on (IEE Conf. Publ. No. 475)*, pages 472–477. IET. [44](#)

- [58] Rajesh, K., Dash, S., Rajagopal, R., and Sridhar, R. (2017). A review on control of ac microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71:814–819. [16](#), [19](#), [20](#), [44](#), [49](#)
- [59] Riahi, K., Rao, S., Krey, V., Cho, C., Chirkov, V., Fischer, G., Kindermann, G., Nakicenovic, N., and Rafaj, P. (2011). Rcp 8.5—a scenario of comparatively high greenhouse gas emissions. *Climatic Change*, 109(1-2):33. [2](#)
- [60] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., and Rodriguez, P. (2012). Control of power converters in ac microgrids. *IEEE transactions on power electronics*, 27(11):4734–4749. [35](#), [37](#), [39](#), [40](#)
- [61] Rojas, A. and Rousan, T. (2017). Microgrid control strategy: Derived from stakeholder requirements analysis. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(4):72–79. [16](#)
- [62] Schiffer, J. (2015). Stability and power sharing in microgrids. [34](#), [68](#)
- [63] Schiffer, J., Ortega, R., Astolfi, A., Raisch, J., and Sezi, T. (2014). Conditions for stability of droop-controlled inverter-based microgrids. *Automatica*, 50(10):2457–2469. [35](#)
- [64] Schiffer, J., Zonetti, D., Ortega, R., Stanković, A. M., Sezi, T., and Raisch, J. (2016). A survey on modeling of microgrids—from fundamental physics to phasors and voltage sources. *Automatica*, 74:135–150. [17](#)
- [65] Shuai, Z., Sun, Y., Shen, Z. J., Tian, W., Tu, C., Li, Y., and Yin, X. (2016). Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:167–179. [7](#), [25](#), [28](#)
- [66] Slotine, J.-J. E., Li, W., et al. (1991). *Applied nonlinear control*, volume 199. Prentice hall Englewood Cliffs, NJ. [22](#)
- [67] Stern, R. A., Mellins, T., and Fishman, D. (1999). *New York 1880: Architecture and Urbanism in the Gilded Age*. Monacelli Press New York. [5](#)
- [68] Surprenant, M., Hiskens, I., and Venkataramanan, G. (2011). Phase locked loop control of inverters in a microgrid. In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE*, pages 667–672. IEEE. [40](#)
- [69] Vandoorn, T., De Kooning, J., Meersman, B., and Vandeveldel, L. (2013). Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19:613–628. [35](#), [37](#), [43](#), [45](#), [46](#), [47](#), [49](#)

- [70] Wang, C., Li, X., Guo, L., and Li, Y. (2012). A seamless operation mode transition control strategy for a microgrid based on master-slave control. *Science China Technological Sciences*, 55(6):1644–1654. [46](#)
- [71] Xiao, Z. X. and Fang, H. W. (2012). Transient stability analysis of microgrids containing multiple micro sources. In *Advanced Materials Research*, volume 403, pages 3608–3614. Trans Tech Publ. [27](#), [34](#), [42](#)
- [72] Xue-song, Z., Li-qiang, C., and You-jie, M. (2011). Research on control of micro grid. In *Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA), 2011 Third International Conference on*, volume 2, pages 1129–1132. IEEE. [19](#), [20](#)
- [73] Zhong, Q.-C. and Hornik, T. (2012). *Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration*, volume 97. John Wiley & Sons. [52](#), [56](#), [61](#)
- [74] Zhu, M., Li, H., and Li, X. (2013). Improved state-space model and analysis of islanding inverter-based microgrid. In *Industrial Electronics (ISIE), 2013 IEEE International Symposium on*, pages 1–5. IEEE. [27](#)