



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL,
ESPECIALIDAD EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

RESUMEN PROYECTO FIN DE CARRERA

INVERSORES EN APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Autores:

**Cruz Carrascal, Esteban
de la Fuente Casal, Pablo**

Tutor:

Ruiz González, José Miguel

Tecnología Electrónica

SEPTIEMBRE — 2012

1. Introducción y formulación del problema

El desarrollo de toda sociedad está ligado directamente a la disponibilidad y consumo energético. Es por esto que la utilización eficaz de la energía, así como su uso responsable, es esencial para la sostenibilidad.

Mientras las nuevas fuentes de energía se desarrollan, es preciso crear medidas e incentivos para incrementar la eficiencia energética y el buen uso de la energía.

El depender de fuentes de energía no renovables, tiene varias desventajas. La desigual distribución del recurso se ve limitado por su localización geográfica, lo que ocasiona conflictos geopolíticos. Por otro lado, el cambio hacia una nueva fuente de energía implica grandes cambios en infraestructuras, lo cual repercute en inmovilizar enormes cantidades de dinero.

La diversificación de las fuentes de energía de origen renovable, proporciona un abanico enorme de posibilidades:

- Permite el desarrollo de diferentes fuentes cuyo recurso puede extraerse en la mayor parte del planeta y en la mayoría de los casos, es ilimitado y sostenible.
- Lleva la producción al mismo lugar donde se consume.
- Contribuye a la independencia energética.
- Y finalmente no emite residuos que afecten a la salud del ser humano, ni al planeta, a corto y largo plazo.

La producción de energía utilizando energía solar, es una solución al continuo crecimiento de las necesidades energéticas actuales. Los sistemas fotovoltaicos han tenido un gran crecimiento en el mercado durante los últimos 10 años.

Aun así, la energía solar fotovoltaica tiene un gran margen de crecimiento, por lo que nuestro proyecto se ha centrado en el estudio del aumento de la eficiencia en este tipo de energía.

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos comerciales está entre un 15 y un 20%. Por eso, es muy importante que la potencia que generamos con estos paneles no sea desperdiciada, utilizando sistemas ineficientes. La eficiencia en los sistemas fotovoltaicos tiene unas consecuencias económicas importantes, por tanto, es necesario mejorarla, para tener sistemas más eficaces, más baratos y que generen más energía.

Para la mejora de la eficiencia en estos sistemas podemos estudiar varias partes del mismo, como el generador, la conexión a la red, los materiales utilizados, etc. Como se puede suponer, es un campo muy amplio, el cual puede llevar a un estudio demasiado grande para abarcar en un solo proyecto, por tanto, nosotros hemos decidido centrarnos en una parte de todo el sistema, como es el inversor fotovoltaico.

El inversor supone un 15-25% del coste total del sistema. Por lo que haremos un estudio sobre como mejorar su eficiencia. Para ello, veremos los inversores que utilizan transformador, que crean aislamiento galvánico entre el sistema y la red, los cuales poseen una determinada eficiencia. Esta eficiencia puede ser mejorada mediante la utilización de las topologías sin transformador, pero hemos de tener en cuenta lo que supone el omitir el transformador y los problemas que ello conlleva, como la falta de aislamiento galvánico, las corrientes de pérdidas y la mayor necesidad de seguridad debido a estas corrientes. Esto afecta directamente a la eficiencia total, y a otro tipo de características como el efecto "islanding".

Por último, no es tan fácil instalar sistemas sin transformador. Dependiendo del país, cada uno posee normas y regulaciones necesarias para poder instalar estas topologías en sistemas reales, con limitaciones de corrientes de tierra, para proporcionar la seguridad de la red dependiendo de la corriente introducida a ella y para proporcionar también seguridad personal a la hora de operar con los sistemas.

2. Objetivos

El principal objetivo de este proyecto es analizar y estudiar la mejora de la eficiencia en los sistemas fotovoltaicos, lo cual, como hemos dicho, es un tema muy amplio y puede abarcar muchas opciones, como la mejora de la eficiencia del generador, de la conexión del sistema a la red, del inversor, de los materiales utilizados, de la manera de conectar el inversor al generador, etc. Por tanto nos centraremos en el inversor como hemos explicado antes, dedicándonos a estudiar las características de los inversores con transformador (de alta o de baja frecuencia) y las ventajas e inconvenientes de estos tipos de inversores.

También se estudiará una alternativa a estos inversores, omitiendo el transformador, el cual a parte de crear aislamiento galvánico entre la red y el sistema, posee alguna desventaja, como la pérdida de eficiencia. De esta manera expondremos ventajas e inconvenientes de la utilización de inversores sin transformador, estudiando su eficiencia

y aspectos muy importantes tales como las corrientes de pérdidas generadas al omitir el transformador, el comportamiento en modo común y la influencia del efecto “islanding”.

Estudiaremos nuevas estrategias y topologías que minimicen esas corrientes de pérdidas, y por otro lado, los polos de potencia utilizados por los inversores fotovoltaicos viendo sus características principales y exponiendo sus claras diferencias con semiconductores utilizados en otro tipo de aplicaciones, así como materiales para su fabricación.

También se realizará un repaso sobre la normativa técnica y las regulaciones en nuestro país, que establecen las condiciones necesarias para la correcta instalación y uso de estos inversores sin transformador.

3. Conclusiones

Como hemos comentado en los objetivos del proyecto, nos centramos en el inversor. En un primer momento obtenemos como resultados de este estudio dos grandes apartados, la omisión o no del transformador, con sus ventajas e inconvenientes, y soluciones para dichos inconvenientes.

Se han estudiado los inversores con transformador, ya sea de alta o baja frecuencia comprobando que los de baja frecuencia ofrecen una menor eficiencia y que, aparte, suponen una mayor inversión debido al gran transformador necesario para las bajas frecuencias, aparte de su gran tamaño, lo que también dificulta el diseño. La ventaja de poseer transformador, como hemos explicado a lo largo del proyecto, es que dicho transformador proporciona aislamiento galvánico al sistema, haciéndole mucho más seguro.

La solución más inmediata al transformador de baja frecuencia es cambiarle por uno de alta frecuencia, reduciendo significativamente el tamaño del mismo, y por tanto, el coste, ahorrando a su vez gran cantidad de espacio. El problema es que mediante esta solución tampoco se incrementa la eficiencia general del sistema, de manera que lo único que se consigue es una reducción del tamaño del inversor, por el menor tamaño del transformador, y un menor coste por la misma razón, lo cual es importante, a pesar de esta ventaja, nuestro estudio queda centrado en la mejora de la eficiencia, y mediante el uso de este tipo de transformadores no se consigue esa mejora buscada.

La única opción que queda, es omitir el transformador, para eliminar esa pérdida de eficiencia que suponen. Pero esto no es tan simple, pues conlleva ciertos inconvenientes derivados de la pérdida de aislamiento galvánico que nos ofrece el transformador, como son las corrientes de pérdida (lo cual puede llevar a problemas de seguridad personal) y la transferencia de defectos a la red (inyectando corriente continua).

Centrándonos en este tema, hemos estudiado desde el punto de vista de modo común, un modelo a partir del cual podemos estudiar distintas configuraciones y soluciones que minimicen estos defectos y entren dentro de los límites legales permitidos, los cuales también son estudiados para conexiones a red en nuestro país.

Con todo esto, podemos ver que con algunas de las configuraciones estudiadas para sistemas sin transformador, como por ejemplo la HERIC, se puede llegar a alcanzar eficiencias del puente convertidor de hasta un 98%, si se trabaja en condiciones normales, mientras que con un sistema con transformador podemos alcanzar una eficiencia máxima de 93%, lo que supone un gran incremento de eficiencia y por tanto una mayor producción, a parte de reducir el coste del sistema ya que no hace falta contar con la presencia del transformador.

Por otro lado, en los objetivos, también se planteó la mejora de la eficiencia basándonos en el estudio de los polos de potencia utilizados en el inversor, cuyas conclusiones expondremos a continuación.

Hemos podido comprobar que en el mercado hay módulos específicos para este tipo de aplicaciones, como son los módulos IGBT y módulos IPM de aplicaciones fotovoltaicas.

En su estudio, hemos comprobado que estos módulos poseen características especiales respecto a otros módulos de aplicación general. Los módulos utilizados en aplicaciones fotovoltaicas, buscan siempre una mejor eficiencia de los sistemas basándose en la minimización de las pérdidas, utilizando para ello IGBT's con tiempos de conmutación muy cortos, para reducir de esta manera las pérdidas en dicha conmutación, y que así el periodo de funcionamiento sea mayor en el propio IGBT. Uno de los problemas que surgen al reducir estos tiempos de conmutación, es que se crean unos mayores di/dt a través de los dispositivos, lo cual puede suponer problemas, ya que generan sobretensiones mayores, pudiendo hacer que los IGBT's se disparen cuando no les corresponde. Por ello, estos módulos incluyen circuitos de protección como los snubber, que como hemos estudiado, ayudan a reducir estas sobretensiones y por tanto las pérdidas, además de

asegurar de esta manera que los IGBT no se disparen de manera descontrolada, obteniendo así mayores eficiencias para estos módulos.

Por último, debemos comentar que también se han estudiado nuevos materiales para realizar los semiconductores utilizados en el puente rectificador del inversor, como es el carburo de silicio, que aunque no sea una tecnología totalmente desarrollada, en un futuro próximo puede ser una gran solución, pues soportan valores máximos de tensión y corriente mucho mayores, lo cual proporcionaría mayor potencia al sistema.

El problema de estos nuevos materiales es que aún se encuentran en fase de desarrollo, y por tanto, no hay fabricantes mayoritarios que nos proporcionen dispositivos de este tipo. Por ello, su precio hoy en día no es competitivo con el resto de dispositivos de otros materiales semiconductores.

Índice

1	Introducción y objetivos	7
1.1	Escenario energético actual	9
1.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a red	11
1.3	Situación actual de la energía fotovoltaica	12
1.3.1	Energía fotovoltaica en España	12
1.3.2	Energía fotovoltaica en el resto del mundo	15
1.4	Objetivos del proyecto	18
1.4.1	Formulación del problema	18
1.4.2	Objetivos	19
1.5	Estructura del proyecto	19
2	Estado del Arte	23
2.1	Introducción	25
2.2	Topologías de los inversores conectados a la red	26
2.2.1	Inversor central	27
2.2.2	Inversor cadena	28
2.2.3	Inversor multi-cadena	28
2.2.4	Inversor módulo	29
2.2.5	Inversores con transformador	29
2.2.5.1	Con transformador de baja frecuencia	30
2.2.5.2	Con transformador de alta frecuencia	30
2.2.6	Inversores sin transformador	31
2.3	Análisis del seguimiento del punto de máxima potencia	33
2.4	Efecto islanding	36
2.4.1	Descripción del fenómeno	37
2.4.2	Causas	38
2.4.3	Consecuencias	38
2.4.4	Inversores anti-islanding	39
2.5	Capacitancias parásitas de las matrices fotovoltaicas	40
2.6	Corrientes de fuga de tierra	41
2.7	Semiconductores para aplicaciones fotovoltaicas	42

2.8	Revisión a la normativa técnica	44
2.8.1	Situación de la normativa técnica española	44
2.8.2	Situación de la normativa técnica europea	46
3	Características de los inversores fotovoltaicos sin transformador	49
3.1	Introducción	51
3.2	Voltaje en modo común en las topologías de inversores fotovoltaicos	51
3.2.1	Introducción	51
3.2.2	Voltaje en modo común en sistemas de una fase	53
3.2.2.1	Descripción del sistema	53
3.2.2.2	Modelo en modo común del sistema	58
3.2.3	Modo común para sistemas de tres fases	61
3.2.4	Conclusiones	61
3.3	Topologías de inversores sin transformador	62
3.3.1	Introducción	62
3.3.2	Topologías de una fase	71
3.3.2.1	Sistemas basados en el convertidor en puente	71
3.3.2.2	Técnica de modulación unipolar (UPWM)	73
3.3.2.3	Técnica de modulación híbrida (HPWM)	76
3.3.2.4	Técnica de modulación bipolar	76
3.3.2.5	Convertidor en puente con AC-bypass (HERIC)	79
3.3.2.6	Convertidor en puente con DC-bypass (H5)	82
3.3.2.7	Convertidor en semipuente	83
3.3.3	Topologías de tres fases	86
3.3.3.1	Topología en puente con tres fases	87
3.3.3.2	Topología en puente con tres fases con condensador dividido	87
3.3.3.3	Topología en puente con condensador dividido y modulación escalonada	88

3.3.4	Control de la corriente continua inyectada a la red	89
3.4	Normativa	90
3.4.1	Normativa específica para la omisión de transformador	90
3.4.2	Normativa general	94
3.4.3	Conclusiones	96
4	Consideraciones generales para polos de potencia de los inversores	97
4.1	Introducción	99
4.2	Diseño del circuito de potencia	100
4.2.1	Sobretensiones de apagado	100
4.2.2	Recuperación de la sobretensión del diodo de libre circulación	101
4.2.3	Los lazos de tierra (ground loops)	102
4.2.4	Reducción de la inductancia del circuito de alimentación	103
4.3	Diseño del snubber	105
4.3.1	Tipos de snubber	106
4.4	Consideraciones para IGBT y módulos IPM de aplicaciones fotovoltaicas	107
4.4.1	Introducción	107
4.4.2	Comparación con módulos de aplicaciones generales	108
4.5	Nuevos materiales para semiconductores, carburo de silicio	110
5	Conclusiones y líneas futuras	113
5.1	Conclusiones	115
5.2	Líneas futuras	117
6	Bibliografía	119

Capítulo 1: Introducción y objetivos

1.1 Escenario energético actual

El desarrollo de toda sociedad está ligado directamente a la disponibilidad y consumo energético, la energía es por tanto un factor esencial para el desarrollo y el crecimiento económico, de manera que la aparición de una crisis energética desemboca irremediabilmente en una crisis económica. Es por esto que la utilización eficaz de la energía, así como su uso responsable, es esencial para la sostenibilidad. A través de la historia, cada descubrimiento y avance tecnológico nos ha proporcionado: Por un lado, una infinidad de artefactos tecnológicos y de consumo para mejorar o mantener nuestro confort y disminuir nuestro esfuerzo; y por otro, nos ha provisto de nuevas fuentes de energía que no han podido mantener el crecimiento de consumo.

Desde el punto de vista de la demanda y eficiencia energética, la relación entre el consumo final de energía media diaria por persona en España y su necesidad energética básica (3000 kcal por persona y día) es de 22; es decir, 21 se destina a la “comodidad” y 1 a existir. La figura 1.1 lo refleja gráficamente. Si bien es cierto que la “comodidad” nos ha proporcionado una mejor calidad de vida, también nos ha acostumbrado a hacer un mal uso de la energía, debido a su amplia disponibilidad y acceso, y a su bajo coste, por el subsidio de la energía primaria. Efecto opuesto es el que se encuentra en países en vías de desarrollo, donde la energía es un bien escaso, y por tanto muypreciado, allí se lleva a cabo controles de consumo mediante el racionamiento de la energía. Es por eso que mientras las nuevas fuentes de energía se desarrollan, es preciso crear medidas e incentivos para incrementar la eficiencia energética y el buen uso de la energía.

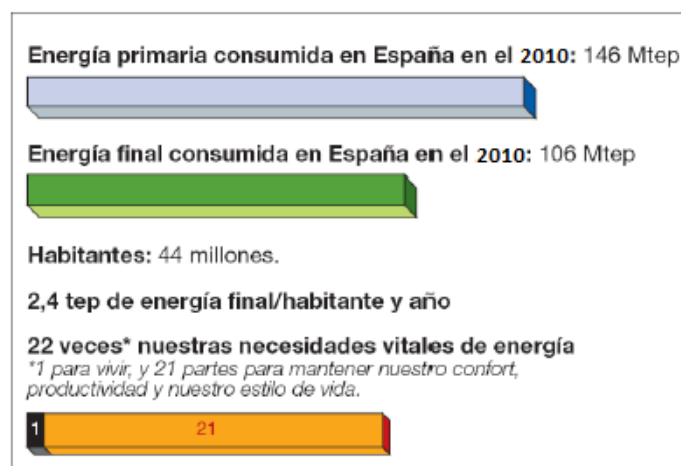


Fig. 1.1. Consumo energético por habitante en España en 2010

Cada organización social a través de la historia, ha tenido grandes cambios en su desarrollo debido, principalmente, a los ciclos energéticos de agotamiento y resurgimiento de las fuentes de energía. Las sociedades humanas, como se describe en la figura 1.2, se comportan como sistemas y, como tales, su funcionamiento exige un flujo continuo de energía. Para mantener ese flujo, los sistemas deben organizarse de tal forma que sean capaces; primero, de captar recursos energéticos externos; segundo, de asimilarlos y transformarlos a través de una innovación tecnológica para extraer orden de ellos; y por último, librarse o reutilizar (si es sostenible) los residuos resultantes del proceso. Toda crisis puede terminar rápido, si el sistema es capaz de incorporar una nueva tecnología que restaure rápidamente la disponibilidad energética e inaugure un nuevo ciclo.

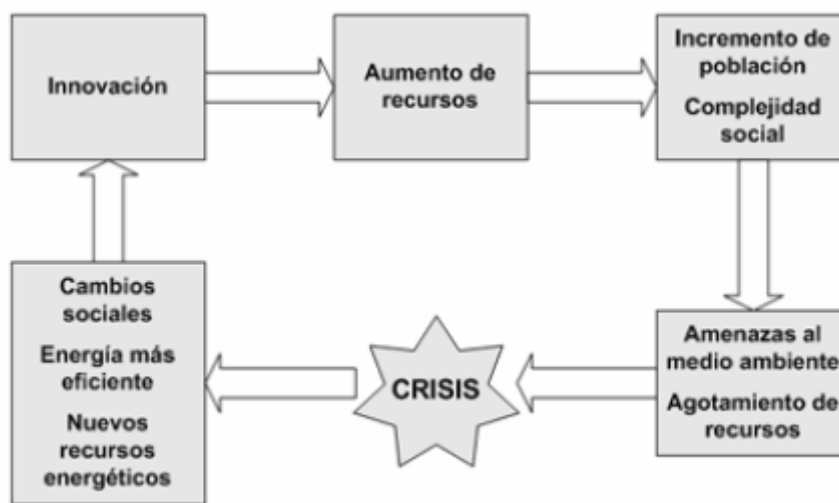


Fig. 1.2. Modelo de evolución de las sociedades a través de ciclos energéticos

La teoría del pico de Hubbert, conocida como del cenit del petróleo, es una teoría acreditada acerca de la tasa de agotamiento a largo plazo del petróleo, así como de otros combustibles fósiles. Apoyándose en los datos de producción, la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas, consideró que el pico del petróleo ocurriría en 2007, y el pico del gas natural entre el 2010 y 2020. Pero no solo es preciso darse cuenta de que estamos iniciando la crisis definitiva del recurso energético más importante del planeta, sino que además sus residuos están provocando un cambio climático que puede cambiar nuestra forma y esperanza de vida a corto plazo. Cronológicamente, el coste del petróleo ha ido subiendo estrepitosamente y sin parar desde febrero del 2003, hito histórico de la guerra de Irak, situándose el precio del barril a más del doble, de 40 a 90 dólares a finales del 2007. En 2008 todo el mundo fue partícipe de dos acontecimientos que marcaron historia, el escalón de precios del barril de petróleo más trascendente y una crisis financiera mundial sin precedentes. La causa, la volatilidad de la evolución al alza del

precio del petróleo, se ha visto acentuada por la merma de capacidad en el lado de la oferta; por razones políticas (Irán, Venezuela, Israel...) y debido a la creciente conciencia respecto al cenit del petróleo, que agudizó el temor de una posible escasez, teniendo en cuenta además la demanda espectacular de India y China. La subida más importante se produjo en el primer semestre de 2008, cuando el petróleo subió al pico máximo histórico de 146,69 dólares el barril, y la bajada se produjo cuando la crisis financiera estadounidense incentivó una debilitación de la demanda, poniendo el precio del barril a los 80 dólares a finales de año, a principios de 2009 llegó a los 44,8 dólares. Esto corresponde a un escalón con diferencias del 300% entre base y pico en menos de 1 año. Estos cambios nos dan a entender la relación entre volatilidad y dependencia energética.

El depender de fuentes de energía no renovables, tiene varias desventajas. La desigual distribución del recurso se ve limitado por su localización geográfica, lo que ocasiona conflictos geopolíticos. Por otro lado, el cambio hacia una nueva fuente de energía implica grandes cambios en infraestructuras, lo cual repercute en inmovilizar enormes cantidades de dinero.

La diversificación de las fuentes de energía de origen renovable, proporciona un abanico enorme de posibilidades:

- Permite el desarrollo de diferentes fuentes cuyo recurso puede extraerse en la mayor parte del planeta y en la mayoría de los casos, es ilimitado y sostenible.
- Lleva la producción al mismo lugar donde se consume.
- Contribuye a la independencia energética.
- Y finalmente no emite residuos que afecten a la salud del ser humano, ni al planeta, a corto y largo plazo.

1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a red

Como hemos mencionado antes, la producción de energía utilizando energía solar, es una solución al continuo crecimiento de las necesidades energéticas actuales. Los sistemas fotovoltaicos han tenido un gran crecimiento en el mercado durante los últimos 10 años. Con apoyo razonable e incentivos, el mercado solar fotovoltaico en EE.UU. puede crecer más del 30% al año, durante los próximos 20 años, desde los 340 MW de capacidad

instalada hasta los 9600 MW. Este crecimiento en el mercado, también se puede observar en otros países del mundo.

De acuerdo con el último informe de la IEA PVPS sobre potencia fotovoltaica instalada, durante 2010 hubo un total de 4,17 GW de sistemas fotovoltaicos instalados, de los cuales, la mayoría están en Alemania, España, EE.UU. y Japón. A finales de 2010 la capacidad fotovoltaica instalada total alcanzaba los 9,9 GW, de los cuales, el 92% eran conectados a red.

El mercado solar fotovoltaico en Europa se ha incrementado mucho durante los últimos años. A finales de 2010, la capacidad global instalada, estaba justo por debajo de los 19 GW, de los cuales 13 GW están instalados en Europa. Mirando el total de instalaciones fotovoltaicas, Alemania lidera este mercado con 6 GW, con España cerca en segundo lugar, con 4 GW.

1.3 Situación actual de la energía fotovoltaica

1.3.1 Energía fotovoltaica en España

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores, por cada kW/h inyectado a la red sobre el precio del mercado. En 2004, esta energía representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total, suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria.

Desde el año 2000, y con la aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999, la instalación de placas fotovoltaicas ha ido creciendo un 40% cada año. El objetivo era llegar a los 143.000 kilovatios instalados en 2010, cubriendo, al menos, el 12% del consumo de energía primaria mediante energías renovables.

Se han realizado muchos esfuerzos para incrementar la instalación de sistemas fotovoltaicos, empezando por los incentivos proporcionados por el Plan de Fomento de Energías Renovables y el RD 2919/1998, en el que se otorga la prima de 40 c€ para instalaciones menores de 5 kW, y 22 c€ para potencias mayores, con una revisión a 4 años y un límite de potencia total instalada de 50 MW para el 2010. Posteriormente con el crecimiento de las instalaciones, el RD 2818/1998 fue revisado y mediante el RD 436/2004 el límite se extendió de 50 MW a 150 MW para el 2010, además del disfrute de

la prima máxima a instalaciones de 100 kW, y una garantía del cobro de la prima a 25 años. El crecimiento del sector prosperó y así las expectativas del límite impuesto para el 2010. De esta forma se deroga el anterior Real Decreto, por el RD 663/2007, que permitió la instalación de grandes centrales fotovoltaicas de MW sobre suelo, con una prima de 41 c€, tan solo unos 4 c€ más baja que la máxima, así mismo el límite de potencia instalada se situó en 371 MW. Bajo estas últimas condiciones, se generó una oportunidad de negocio muy importante para los grandes inversionistas y empresas promotoras. A mediados de 2007 el sector superó esta cifra y entró en un año de prórroga, en el que se permitía inscribir las instalaciones hasta el 29 de septiembre del 2008. El Ministerio de Industria no se percató de que en un solo año podrían hacerse varios GW. Esto ocasionó un sobrecalentamiento del sector, aprovechando la oportunidad de construir muchas mega-plantas en menos de un año, el resultado fue que durante 2008 España se convirtiese en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible, pues si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en la actualidad en España hay casi 10 veces más potencia instalada, ya que se superan los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno recortó su política de ayudas al aprobar el Real Decreto 1578/2008, con el que se pretendía estabilizar el crecimiento del sector poniendo límites a las mega-plantas y favoreciendo a las pequeñas instalaciones sobre cubiertas y edificios.

Esta medida llegó a casi paralizar el sector fotovoltaico español a causa de los cambios de regulación. A grandes rasgos, este recorte se ha traducido en:

- La paralización del mercado durante más de seis meses.
- Reducir la retribución por la energía producida un 30%
- Introducir una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual
- Establecer un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia, que complica la tramitación administrativa de los proyectos.
- Dividir el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

- Obligará a una bajada importante en los precios de los módulos fotovoltaicos, inversores, y en menor medida, a los demás componentes de la instalación.

La Comisión Nacional de Energía es desde noviembre de 2009 la encargada directa de gestionar el pago de las instalaciones fotovoltaicas. En su último informe de ventas, publicado en el mes de julio de 2010, y que engloba los datos hasta mayo de ese mismo año, indica que un total de 70 nuevos MW se conectaron a la red en 2009, ascendiendo la suma de la potencia acumulada a 3.424 MW. De esa nueva potencia, 26,16 MW corresponden a pequeños tejados, 24,09 MW a cubierta y 19,03 MW al segmento del suelo. La comunidad más efectiva en 2009 fue Aragón (21 MW), seguida de Valencia (8,21 MW) y Extremadura (5,64 MW). El sector suelo, que hasta la fecha constituye el grueso del parque fotovoltaico español, sólo se dejó sentir en volúmenes superiores al MW en Aragón, Andalucía y Castilla y León.

En 2010 se promulgó el Real Decreto 14/2010 para la energía solar fotovoltaica, la llamada “ley anti-fotovoltaica”. Los cambios producidos con este Real Decreto son:

- Se aplica retroactividad, suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.
- Se obliga a que las instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada, por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar.
- Se dispone que las instalaciones sobre invernaderos se consideren como suelo y no como lo que realmente son: cubierta. Las CC.AA. tendrán que considerar si otras instalaciones sobre techados, cristaleras, depósitos o zonas de sombreado, se consideran Suelo o Tejado.
- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.

En general, destaca una súbita reducción de tarifa del 45% para las plantas fotovoltaicas en suelo, lo que impedirá la rentabilidad de esas instalaciones; en consecuencia, el volumen total del mercado solar se reducirá casi un 50%, desde los 500 MW anuales

previstos por la regulación hasta poco más de 250 MW. Esta reducción del mercado se mantendrá hasta que los costes de la tecnología hayan bajado en la misma proporción, algo que tardará años en las regiones con menos irradiación del país.

Con respecto a los datos de años anteriores, la Comisión Nacional de Energía refleja que en 2009 se instalaron en España 17 MW fotovoltaicos, a diferencia de 2010, que se instalaron 392 MW (un 2305% más). Este porcentaje tan desorbitado, lo que refleja mas bien, es el hundimiento durante 2009, no una evolución extraordinaria del mercado en 2010. La realidad es que entre 2009 y 2010 el Gobierno adjudicó 979 MW, de los que no se han instalado ni la mitad.

Debido a la desconfianza generada por las normas retroactivas aprobadas en 2010 y la mala situación financiera, gran parte de la potencia asignada en 2010 no se instaló en 2011. La mala situación financiera se está viendo en que numerosos proyectos inscritos en el Registro de Preasignación de Retribución, no están consiguiendo el capital necesario para su ejecución.

1.3.2 Energía fotovoltaica en el resto del mundo

El mercado fotovoltaico en el mundo crece a un ritmo enorme. La industria fotovoltaica mundial, en particular en Europa, EE.UU., China y Japón está realizando fuertes inversiones en nuevas instalaciones de producción y tecnologías. A finales de 2007, la capacidad acumulativa instalada de los sistemas fotovoltaicos de todo el mundo superó los 9,2 GW, mientras que en 2008 se instalaron 5,6 GW, esto significa un crecimiento del 60%. En 2009 se calcula que las nuevas células fotovoltaicas instaladas en todo el mundo generaron un volumen máximo de electricidad de 7,4 GW, de los que 5,8 GW corresponden a Europa. Este dato demuestra el liderazgo de la UE, donde se instalaron más de las tres cuartas partes de los sistemas fotovoltaicos. Al término de 2009, la capacidad instalada acumulada de generación de electricidad fotovoltaica (es decir, la ya existente más la nueva) en Europa ascendía a 16 GW, cerca del 70 % del total mundial, 22 GW. Estos son algunos de los hallazgos del noveno “Annual Photovoltaics Status Report” (Informe anual de situación del sector fotovoltaico), publicado por el Centro Común de Investigación (JRC – Joint Research Centre) de la Comisión Europea.

No obstante, los datos de 2009 parecen llevar aparejado un grado de incertidumbre más alto que el acostumbrado, sobre todo, debido a las dificultades que atraviesan los

mercados y a la menor voluntad de las empresas a revelar información que consideran confidencial.

Respecto al crecimiento de la capacidad de generación fotovoltaica en Europa el grueso del crecimiento se concentró en Alemania (un aumento de 3,8 GW hasta alcanzar una capacidad acumulada de 9,8 GW), precisamente Alemania es el líder mundial en cuanto a capacidad instalada acumulada, seguida de España con 3,5 GW (véase figura 1.3). Ambos países se benefician de la legislación en materia de energías renovables con la que cuentan.

El segundo país donde más creció el sector fotovoltaico fue Italia, con 0,73 GW (y una capacidad acumulada de 1,2 GW), seguida de Japón, 0,48 GW (2,6 GW), Estados Unidos, 0,46 GW (1,65 GW), República Checa, 0,41 GW (0,46 GW) y Bélgica, 0,3 GW (0,36 GW).

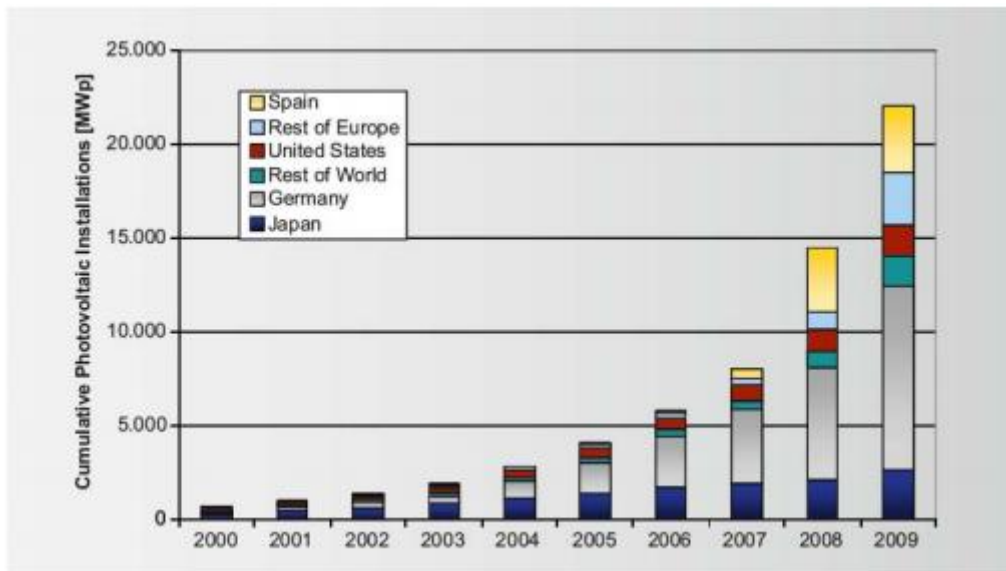


Fig. 1.3. Instalaciones fotovoltaicas acumulativas totales de 2000 a 2009

Pese a todo, el mercado de la energía fotovoltaica se encuentra aún en estado incipiente. El estudio también muestra que la producción fotovoltaica en Europa ha crecido con una tasa media del 50 % anual desde 1999 y que su cuota de mercado en 2008 subió hasta el 26 %. Por lo que se refiere a la generación de electricidad, las instalaciones fotovoltaicas cubrieron en la UE en 2009 alrededor del 0,4 % del consumo final de electricidad en Europa. A escala mundial la cifra es de apenas el 0,1 %.

En el apartado de la producción de células fotovoltaicas, el informe indica que en 2009 ésta aumentó a nivel mundial hasta los 11,5 GW, un incremento del 56 % sobre 2008. En la UE permaneció estable en 2 GW (1,9 GW en 2008).

En este ámbito, los líderes fueron China, con 4,4 GW en 2009 (2,4 GW en 2008), Taiwán con 1,6 GW (0,8 en 2008) y Malasia, cuya producción aumentó de 0,16 GW en 2008, a 0,72 GW en 2009.

En el transcurso de 2008 y 2009, un gran número de empresas anunciaron la moderación o incluso la cancelación de sus planes de expansión de la producción fotovoltaica en todo el mundo. Sin embargo, ese descenso parece haber sido compensado por la aparición de nuevos productores, concretamente empresas de gran tamaño, relacionadas con la energía o con los semiconductores.

Un dato especialmente destacado de 2009 es el cambio en el mercado, que ha pasado de estar centrado en la oferta a estarlo en la demanda, y el correspondiente exceso en la capacidad de producción de módulos solares, han provocado una caída drástica de los precios de casi el 50 % en el lapso de 2 años, quedando el precio medio de venta por debajo de 1,5 euros por watio.

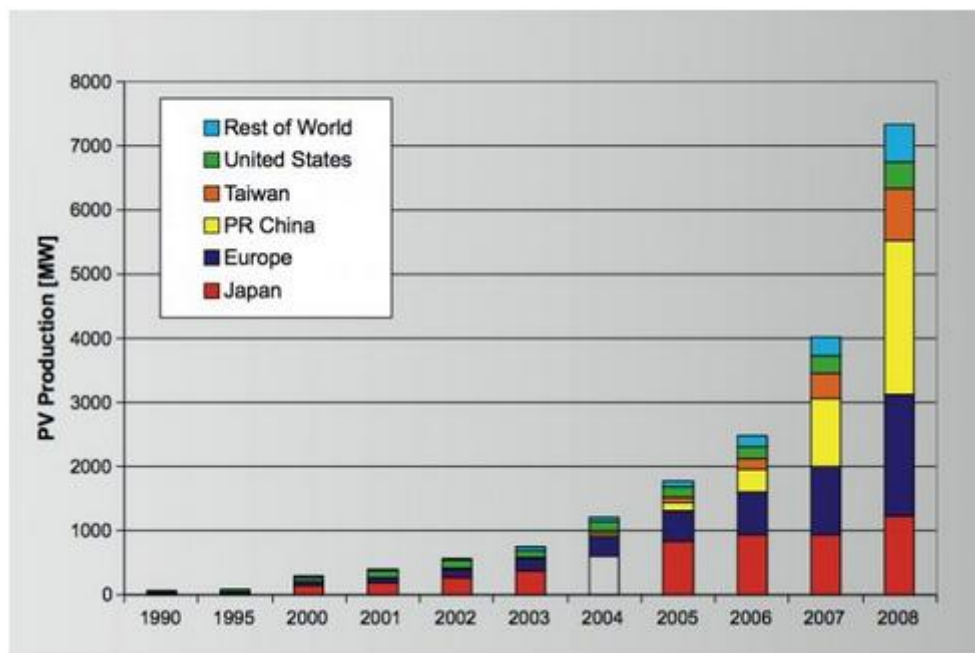


Fig. 1.4. Producción fotovoltaica

1.4 Objetivos del proyecto

1.4.1 Formulación del problema

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos comerciales está entre un 15 y un 20%. Por eso, es muy importante que la potencia que generamos con estos paneles no sea desperdiciada, utilizando sistemas ineficientes. La eficiencia en los sistemas fotovoltaicos tiene unas consecuencias económicas importantes, por tanto, es necesario mejorarla, para tener sistemas más eficaces, más baratos y que generen más energía.

Para la mejora de la eficiencia en estos sistemas podemos estudiar varias partes del mismo, como el generador, la conexión a la red, los materiales utilizados, etc. Como se puede suponer, es un campo muy amplio, el cual puede llevar a un estudio demasiado grande para abarcar en un solo proyecto, por tanto, nosotros hemos decidido centrarnos en una parte de todo el sistema, como es el inversor fotovoltaico.

El inversor supone un 15-25% del coste total del sistema. Por lo que haremos un estudio sobre como mejorar su eficiencia. Para ello, veremos los inversores que utilizan transformador, que crean aislamiento galvánico entre el sistema y la red, los cuales poseen una determinada eficiencia. Esta eficiencia puede ser mejorada mediante la utilización de las topologías sin transformador, pero hemos de tener en cuenta lo que supone el omitir el transformador y los problemas que ello conlleva, como la falta de aislamiento galvánico, las corrientes de pérdidas y la mayor necesidad de seguridad debido a estas corrientes. Esto afecta directamente a la eficiencia total, y a otro tipo de características como el efecto "islanding".

Por último, no es tan fácil instalar sistemas sin transformador. Dependiendo del país, cada uno posee normas y regulaciones necesarias para poder instalar estas topologías en sistemas reales, con limitaciones de corrientes de tierra, para proporcionar la seguridad de la red dependiendo de la corriente introducida a ella y para proporcionar también seguridad personal a la hora de operar con los sistemas.

1.4.2 Objetivos

El principal objetivo de este proyecto es analizar y estudiar la mejora de la eficiencia en los sistemas fotovoltaicos, lo cual, como hemos dicho, es un tema muy amplio y puede abarcar muchas opciones, como la mejora de la eficiencia del generador, de la conexión del sistema a la red, del inversor, de los materiales utilizados, de la manera de conectar el inversor al generador, etc. Por tanto nos centraremos en el inversor como hemos explicado antes, dedicándonos a estudiar las características de los inversores con transformador (de alta o de baja frecuencia) y las ventajas e inconvenientes de estos tipos de inversores.

También se estudiará una alternativa a estos inversores, omitiendo el transformador, el cual a parte de crear aislamiento galvánico entre la red y el sistema, posee alguna desventaja, como la pérdida de eficiencia. De esta manera expondremos ventajas e inconvenientes de la utilización de inversores sin transformador, estudiando su eficiencia y aspectos muy importantes tales como las corrientes de pérdidas generadas al omitir el transformador, el comportamiento en modo común, la influencia del efecto “islanding”.

Estudiaremos nuevas estrategias y topologías que minimicen esas corrientes de pérdidas, y, por otro lado, los polos de potencia utilizados por los inversores fotovoltaicos viendo sus características principales y exponiendo sus claras diferencias con semiconductores utilizados en otro tipo de aplicaciones, así como materiales para su fabricación.

También se realizará un repaso sobre la normativa técnica y las regulaciones en nuestro país, que establecen las condiciones necesarias para la correcta instalación y uso de estos inversores sin transformador.

1.5 Estructura del proyecto

La necesidad de un medioambiente más limpio y el continuo crecimiento de la demanda de energía, hacen a los sistemas de producción de energía renovable, como la solar y la eólica, cada vez más interesantes. La producción de energía descentralizada, utilizando la energía solar, puede ser una solución para equilibrar la balanza del continuo crecimiento de la demanda de potencia. Este continuo crecimiento sobrecarga las redes de distribución así como las estaciones de potencia, teniendo esto un impacto negativo en la disponibilidad, seguridad y calidad de la potencia. Una de estas soluciones son los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Los inversores fotovoltaicos pueden ser mejorados en términos de eficiencia utilizando topologías sin transformador, pero con esto, aparecen los problemas relativos a la corriente de pérdidas, los cuales hay que solucionar.

Este proyecto está dividido en tres grandes grupos, en un principio se encuentra el estado del arte, después nos encontramos con un gran capítulo dedicado al estudio de las características de los inversores fotovoltaicos sin transformador y por último tenemos otro capítulo en el que se habla de los polos de potencia en estos inversores.

Capítulo 1: Introducción y objetivos, es el presente capítulos en el cual nos centramos las motivaciones para redactar este proyecto. Se definen y aclaran los objetivos a tratar en él y se introduce al tema que tratamos en el proyecto.

Capítulo2: Estado del arte, donde se habla del estado actual de estas tecnologías, de las topologías de los inversores, del análisis del seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores, de un efecto importante como es el efecto “islanding” el cual puede acarrear problemas, de las capacitancias parásitas de las matrices fotovoltaicas, de las corrientes de fuga, las cuales aparecen cuando se omite el transformador en el inversor y que también son fuente de problemas y de los semiconductores utilizados en los inversores fotovoltaicos, es decir, los polos de potencia que incluyen los inversores.

Por otro lado, se hace una revisión de la normativa técnica referente a este tema, tanto en nuestro país como en Europa.

Capítulo 3: Características de los inversores fotovoltaicos sin transformador, en este capítulo se hace un estudio en profundidad de estos inversores, en el cual se estudia el voltaje en modo común, pasando posteriormente al estudio de diversas topologías sin transformador. En un último apartado se habla de la normativa referente a este tema, y como se pueden implantar y bajo qué condiciones este tipo de montajes.

Capítulo 4: En este capítulo se trata el otro tema a estudiar para la mejora de la eficiencia en el inversor, los polos de potencia. Se estudia en un primer momento circuitos de potencia, las sobretensiones que ocurren en estos polos y los lazos de tierra.

También se hace un estudio sobre los circuitos de protección snubber y una comparación entre los módulos utilizados para aplicaciones generales y módulos de aplicaciones fotovoltaicas.

Por último, se pretende estudiar la posibilidad de realizar los polos con nuevos materiales para aumentar, de esta manera, la eficiencia.

Capítulo 5: Conclusiones y líneas futuras, en él se hace una revisión de los objetivos marcados en el comienzo y se extraen las conclusiones generales del proyecto realizado. Además se establecen una serie de líneas futuras a partir de las cuales, se puede seguir trabajando para futuros proyectos o investigaciones.

Capítulo 6: Bibliografía. Contiene todos los documentos utilizados para la realización del proyecto.

Capítulo 2: Estado del Arte

2.1 Introducción

En este capítulo se muestra una revisión del estado actual de los sistemas fotovoltaicos, centrándonos sobre todo en la parte del inversor fotovoltaico.

Se realiza un estudio general de las topologías de los inversores conectados a red, viendo en profundidad los utilizados actualmente en sistemas fotovoltaicos reales, comparando unas topologías con otras y estudiando ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.

Se estudiarán también ciertas topologías concretas que mejoran la eficiencia del inversor, teniendo en cuenta los inconvenientes que supone ese aumento de eficiencia.

También mostramos en este capítulo otros temas importantes a tratar en los inversores, como son el seguimiento del punto de máxima potencia, el cual realiza el inversor para poder obtener la mayor energía posible de la placa solar, y algunos efectos importantes que tienen lugar en el inversor y que suponen pérdida de eficiencia y problemas, como son el efecto islanding y las capacitancias parásitas en las matrices fotovoltaicas, las cuales pueden provocar que corrientes de fuga aparezcan a la hora de quitar el transformador del inversor.

Más adelante, y vistos todos estos problemas que podemos encontrar en los inversores, se mostrará una revisión de los semiconductores usados en las aplicaciones fotovoltaicas, viendo posibles mejoras y características especiales de los mismos.

Finalmente se muestra una breve revisión de la normativa sobre los sistemas fotovoltaicos conectados a red, presentando las normas que están actualmente en vigor y los aspectos técnicos relacionados con el control de la corriente que se introduce a la red por medio de los sistemas fotovoltaicos, primeramente en España y más adelante en el marco europeo.

2.2 Topologías de los inversores conectados a red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión tienen un rol muy importante en los sistemas de generación distribuidos. Los inversores fotovoltaicos han de tener las siguientes características:

- Bajo coste
- Pequeño tamaño y peso
- Alta fiabilidad
- Alta eficiencia
- Seguridad para la interacción con los seres humanos

Durante las últimas décadas se ha evolucionado mucho en la tecnología del inversor fotovoltaico. Los precios han bajado un 50% en las últimas dos décadas y la eficiencia y fiabilidad se han incrementado considerablemente.

Una clasificación general de los inversores fotovoltaicos conectados a red es la siguiente:

- Inversores centrales
- Inversores cadena
- Inversores módulo
- Inversores multicadena

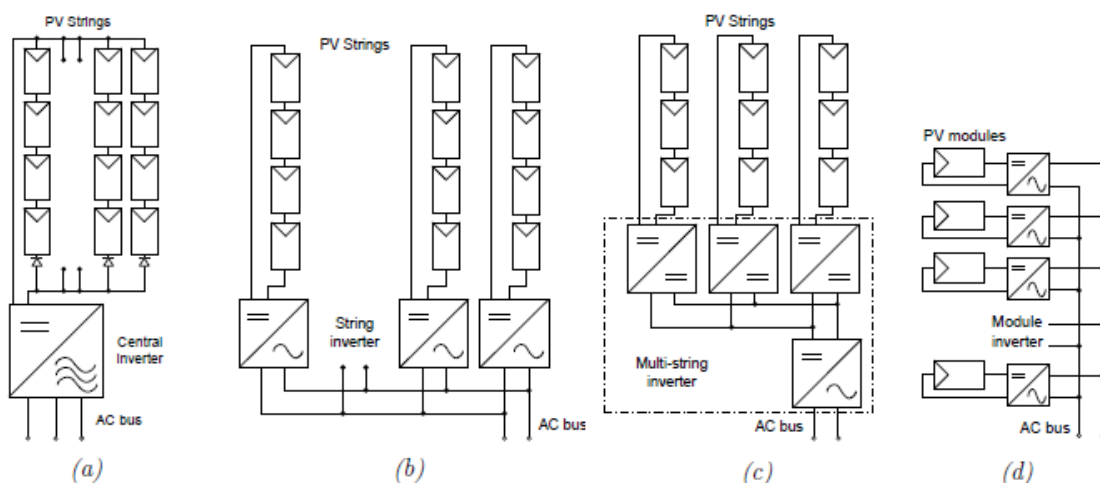


Fig. 2.1. Diferentes configuraciones de los inversores fotovoltaicos: Inversor central (a), inversor cadena (b), inversor multi-cadena (c) e inversor módulo (d)

Los módulos fotovoltaicos están conectados en combinaciones de configuraciones serie y paralelo para obtener una mayor potencia. Muy común es una serie de módulos conectados en serie (las células dentro de cada módulo conectadas en serie también). A la conexión en serie de módulos se le llama cadena. El voltaje de tales cadenas puede estar entre 150 V y 1000 V para los sistemas fotovoltaicos de redes conectadas actuales. Los voltajes DC, los cuales son mayores que el voltaje de pico de la red (325 Vdc contra 230 Vac) tienen la ventaja de que el inversor no necesita subir el voltaje mediante un DC/DC o un transformador. En este caso se usan inversores de etapa-simple en puente, los cuales tienen alta eficiencia.

2.2.1 Inversor central

El pico de corriente que puede dar una cadena está determinado por el tamaño de las células solares utilizadas en los módulos. Para lograr un sistema de mayor potencia, varias cadenas pueden ser conectadas en paralelo, como en el sistema mostrado en la figura 2.1.a). El gran generador fotovoltaico resultante se conecta a la entrada de un inversor central. Es por esto por lo que esta configuración se llama de Inversor Central. En algunos documentos los inversores centrales son descritos como parte del pasado de los sistemas fotovoltaicos. Es cierto que esta configuración tiene desventajas sobre todo para pequeñas aplicaciones en tejados, como las pérdidas por desajuste entre módulos o cadenas y pérdidas de la máxima potencia individual para cada cadena. Esto lleva a relativamente altas pérdidas en la ganancia de energía del sistema cuando ocurre el oscurecimiento o la diferente orientación de los módulos. Por otro lado, esta configuración tiene ventajas, como por ejemplo, la alta eficiencia del inversor debido al alto nivel de potencia en comparación con los inversores en cadena, la simplicidad y el bajo coste. Por eso, los inversores centrales son todavía la primera opción para aplicaciones fotovoltaicas de media y gran escala, cuando el oscurecimiento, o las zonas de sombras, o la diferente orientación de los módulos, son eludidas en la fase de planificación y por eso no importan (parques solares o grandes aplicaciones en tejados). Los inversores centrales están principalmente contruidos con 3 fases en puente (usando IGBT's) y transformadores de baja frecuencia.

2.2.2 Inversor cadena

Cuando nos centramos en pequeñas aplicaciones, por ejemplo tejados de casas privadas, los inconvenientes de los inversores centrales se hacen más evidentes. Cuando un generador fotovoltaico es instalado en un tejado ya construido, en muchos casos los módulos no pueden ser instalados con la misma orientación y están expuestos a diferentes zonas de sombra durante el día. Para tales aplicaciones, la cadena de inversores, mostrada en la figura 2.1.b) son la mejor opción. Esta configuración no tiene conexiones en paralelo de cadenas; sino pequeños inversores para cada cadena. De esta manera, cada cadena tiene su propio MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), lo que significa que cada cadena es independiente. Así es sencillo construir sistemas fotovoltaicos, incluso con diferentes orientaciones o condiciones complicadas de sombras. Por supuesto, los módulos de cada cadena deben ser equilibrados y operar bajo las mismas condiciones, debido a las conexiones en serie entre las cadenas. Una desventaja de los inversores-cadena, en comparación con los inversores centrales, es el elevado precio por kW, debido al más bien bajo nivel de potencia (1-5kW) por unidad. Los inversores cadena son construidos con inversores de una fase, debido al bajo nivel de potencia. Una de las topologías más comunes es la de en puente con transformador de baja frecuencia en el lado de AC para el aislamiento galvánico. Nuevos desarrollos, son a veces construidos como inversores sin transformador usando topologías especiales, que se explicarán más adelante.

2.2.3 Inversor multi-cadena

Una variación de los inversores-cadena es el inversor multi-cadena (multistring), en la figura 2.1.c). Básicamente es un inversor-cadena con dos (o tres) entradas, que proporciona MPPT independientes. Tiene la ventaja de que el inversor puede alcanzar una mayor potencia que el inversor-cadena, sin tener que sacrificar las ventajas de la tecnología cadena (string technology). Una desventaja, es que necesita dos etapas de conversión de potencia para permitir un seguimiento individual de las entradas. Este diseño de dos etapas, lleva a un menor pico de eficiencia, comparado con un inversor-cadena (simple). Por otro lado, los multi-cadena tienen a veces un rango ancho de tensión de entrada (debido a la fase adicional DC/DC) que proporciona al usuario una gran libertad en el diseño de su sistema fotovoltaico. Es por esto, por lo que los multi-cadena

tienen gran aceptación. UN ejemplo, el SB5000TL con un rango de tensión de entrada de 125 a 550 V y un pico de potencia de 5kW.

2.2.4 Inversor módulo

Incluso si los multi-cadena y los simples dan más libertad en el diseño de un sistema fotovoltaico, los módulos de una misma cadena todavía tienen que ser equilibrados, y deben ser instalados en la misma orientación para lograr recoger más energía. Si el MPPT individual es extendido al nivel de un módulo fotovoltaico, una solución lógica es el inversor-módulo de la figura 2.1.d) (Busca el MPPT de cada módulo, no de cada cadena, como en los anteriores). Estos inversores están unidos a un único módulo fotovoltaico, no a cada cadena. Debido al bajo nivel de potencia, los dispositivos pueden ser pequeños y estar integrados en la cubierta del marco del módulo PV. El resultado de esto se le llama módulo-AC. Como su nombre indica, estos módulos pueden simplemente ser conectados a la red-AC. Es una gran ventaja el no necesitar cables de DC, así su instalación es más sencilla y se minimiza el riesgo de incendios y de otros problemas. A pesar de esas ventajas, este inversor tiene poca aceptación. Esto es debido a unas cuantas desventajas: El bajo nivel de potencia por unidad lleva a una baja eficiencia y un gran coste, que en muchas aplicaciones no compensa. Además el meter en la misma “caja” módulos PV e inversores, hace que el tiempo de vida de ambos tenga que ser el mismo. La tecnología de los inversores de corriente no alcanza el tiempo de vida de los módulos PV (20 o más años), por eso construir todo junto lleva a fallos. Cuando el problema del tiempo de vida esté solucionado, este sistema será muy interesante por su sencillez de uso e instalación. Si se lleva a producción en masa, incluso su elevado precio podría ser compensado.

2.2.5 Inversores con transformador

Dependiendo del aislamiento entre el sistema fotovoltaico y la red, el inversor puede ser aislado o no aislado. Este aislamiento galvánico lo crea normalmente un transformador. La presencia de aislamiento galvánico, en un sistema fotovoltaico conectado a la red, dependerá de las regulaciones de cada país. En algunos países, como Reino Unido o Italia, se requiere que haya aislamiento galvánico, el cual se logra mediante un transformador de baja frecuencia en el lado de la red, o con un

transformador de alta frecuencia en el lado DC del convertidor, como vemos en la figura 2.2.

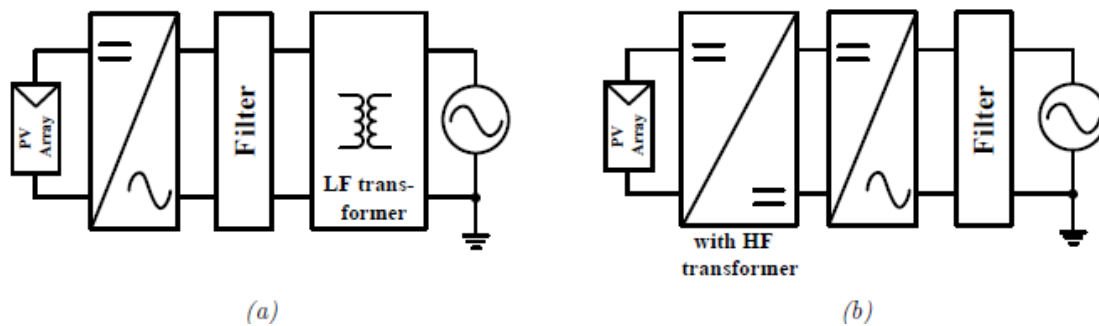


Fig. 2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a red utilizando transformador con aislamiento galvánico: transformador de baja frecuencia en el lado de la red (a) y con transformador de alta frecuencia en el lado DC (b)

2.2.5.1 Con transformador de baja frecuencia

Los primeros sistemas fotovoltaicos incluían un transformador de baja frecuencia, situado entre la etapa de conversión de potencia y la red, como vemos en la figura 2.2.a). El transformador era necesario para cumplir el requisito de asegurar aislamiento galvánico entre la red y el sistema fotovoltaico, con el fin de proporcionar protección personal. Además esto proporciona aislamiento entre el sistema fotovoltaico y tierra, evitando de esta manera, la corriente en modo común. También esto asegura que ninguna corriente directa (que puede saturar el sistema) sea introducida en la red. Finalmente, el transformador también sirve para incrementar el voltaje de salida del inversor. Sin embargo, el transformador aumenta el peso, el tamaño y el coste del sistema fotovoltaico y reduce su eficiencia. Esto ha hecho que se busquen otras soluciones científicas para solucionar estos problemas.

2.2.5.2 Con transformador de alta frecuencia

Una de las alternativas ha sido remplazar el transformador de baja frecuencia, por uno de alta frecuencia situado en la parte DC del convertidor, como hemos señalado antes. Mediante esta estructura, seguimos teniendo aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red, mientras que la no inyección de corriente directa a la red debe ser garantizada por la estrategia de control de conversión. El transformador de alta frecuencia

tiene un reducido tamaño, peso y coste. Sin embargo, la etapa de conversión de potencia es más compleja y además no se produce una mejora en la eficiencia global del sistema.

Podemos ver en la figura 2.2.b) como se coloca el transformador de baja frecuencia en el lado de la red, o el de alta frecuencia en el lado DC del convertidor.

2.2.6 Inversores sin transformador

La evolución tecnológica ha hecho posible eliminar el transformador sin un impacto en las características del sistema, hablando en términos de seguridad personal e integración en la red. Además, el uso de cadenas de matrices fotovoltaicas, permite tener voltajes que son suficientes para evitar tener que elevar la tensión mediante etapas de conversión.

Hay países, como Alemania o España, donde el aislamiento galvánico puede ser omitido, siempre que se separe la matriz fotovoltaica de la red, mediante alguna otra solución tecnológica. Podemos ver un típico sistema fotovoltaico sin transformador en la figura 2.3, el cual reduce el peso, tamaño y coste del sistema.

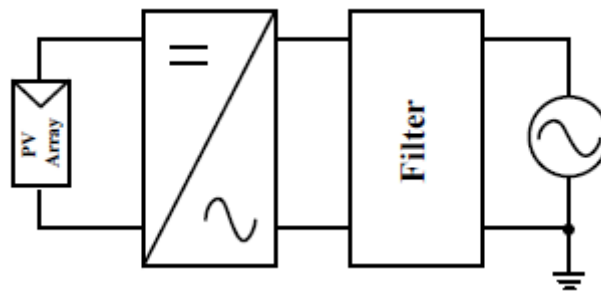


Fig. 2.3. Sistema fotovoltaico conectado a red con inversor sin transformador

Una desventaja, de los sistemas sin transformador, es que la pérdida de la línea de transformador puede dejar que circulen corrientes DC, junto con la corriente AC que genera el inversor y que se introduce a la red, la cual puede saturar el núcleo de los componentes magnéticos en el transformador de distribución, creando sobrecalentamientos y posibles fallos.

Una ventaja importante, de los sistemas sin transformador, es el incremento de la eficiencia total de sistema, que puede ser de aproximadamente el 2%.

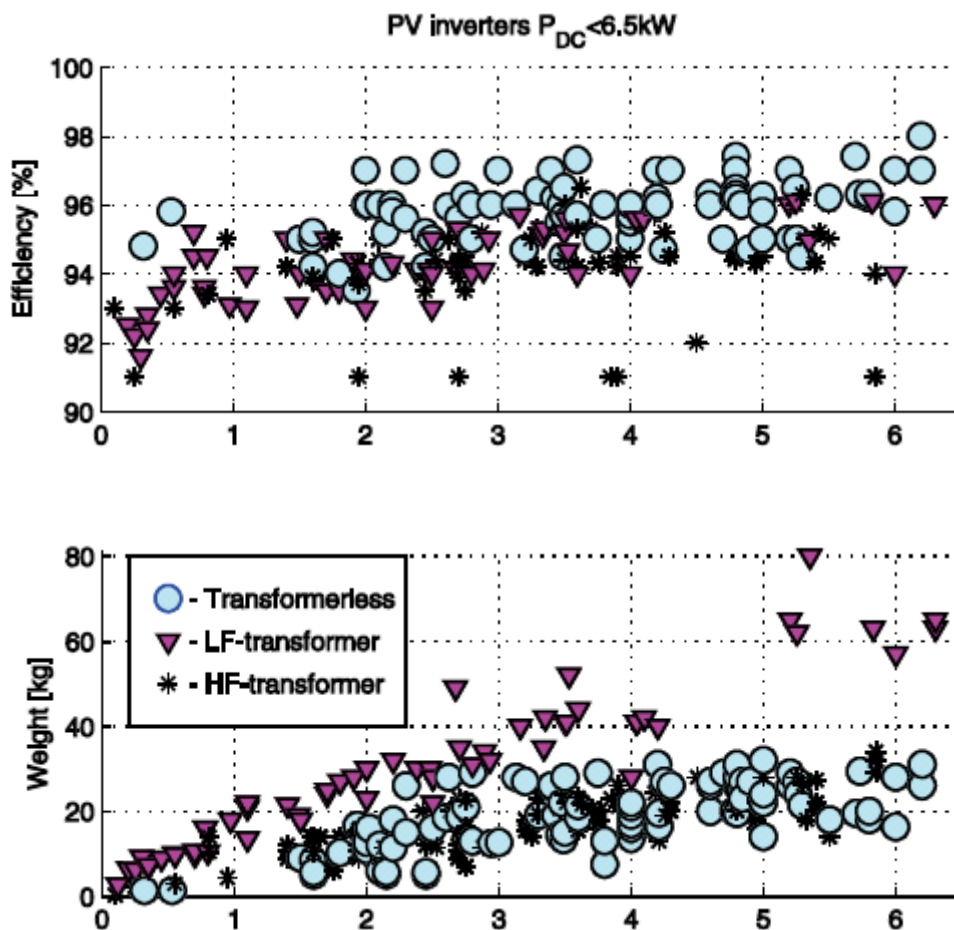
Los inversores fotovoltaicos normalmente poseen dos eficiencias dadas por el fabricante: La eficiencia más alta de la conexión DC-AC, también llamada “Máxima Eficiencia”, y la

eficiencia total dependiente de las distintas eficiencias según el nivel de irradiación, llamada “Eficiencia Europea”, basada en la siguiente fórmula:

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%}$$

La figura 2.4 ha sido creada a partir de una base de datos con más de 400 inversores fotovoltaicos comerciales, dando detalles de, entre otras cosas, máxima eficiencia, peso y tamaño de los diferentes inversores.

Los inversores sin transformador están representados por los círculos, mientras los asteriscos muestran las topologías con transformador de alta frecuencia, y los triángulos representan inversores con transformador de baja frecuencia. Se muestra que en el caso de los sistemas superiores a 6,5 kW, los inversores sin transformador alcanzan máximas eficiencias de más del 98%, mientras que los inversores con aislamiento galvánico sólo tienen una máxima eficiencia de entre 96-96,5%.



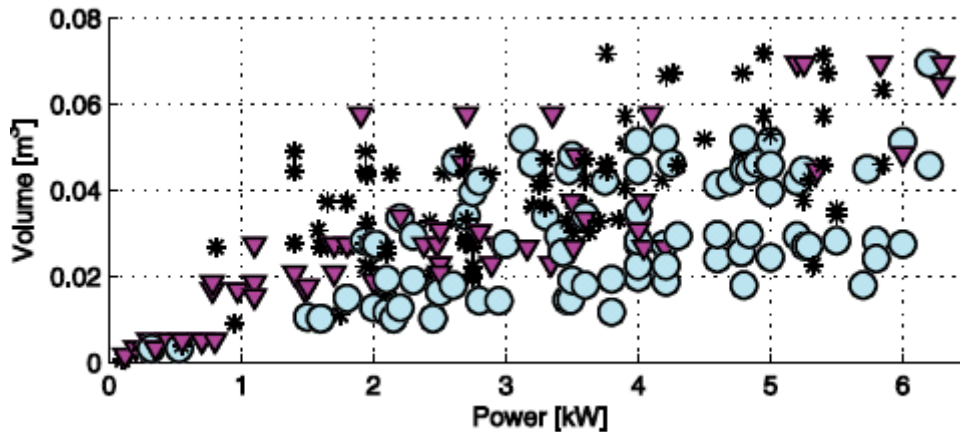


Fig. 2.4. Comparación de inversores fotovoltaicos

La conclusión que sacamos del gráfico es que la mayoría de los inversores sin transformador tienen una mayor eficiencia, tamaño más pequeño y menor peso que los que tienen transformador.

En el caso de la figura 2.4, la razón de la limitación de potencia para más de 6,5 kW, es el hecho de que solo hay 20 inversores entre 6,5 y 15 kW y habría problemas a la hora de incluirlos.

2.3 Análisis del seguimiento del punto de máxima potencia

Con el fin de que el generador fotovoltaico proporcione la potencia máxima posible para unas condiciones ambientales dadas, y, por tanto, funcione con el rendimiento máximo posible, el inversor debe hacer que el generador fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia o MPP (Maximum Power Point). El punto de máxima potencia está variando constantemente a lo largo del día y de los días, dependiendo de las condiciones climatológicas.

Cuando se conecta directamente una carga a un generador fotovoltaico (acoplamiento directo), el punto de operación viene definido por la intersección de sus características I-V, tal y como se muestra en la figura 2.5.a). En general, este punto de operación no coincide con el MPP. Así, en sistemas con acoplamiento directo, la matriz debe ser sobredimensionada para asegurar la demanda de potencia sobre la carga. Obviamente esto redundará en un encarecimiento del sistema.

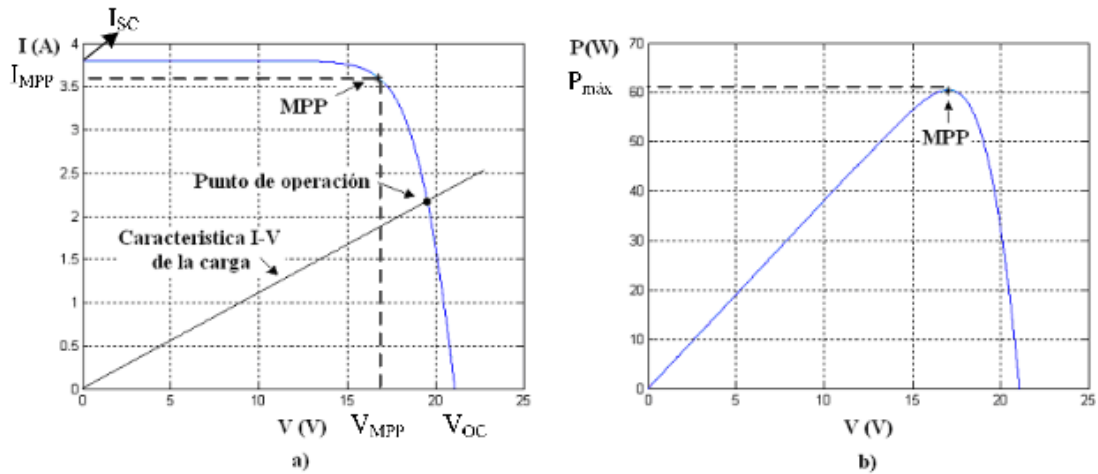


Fig. 2.5. (a) Característica I-V de un panel comercial para una temperatura y radiación dadas.
 (b) Característica P-V para las mismas condiciones

Para solucionar este problema se inserta, entre el generador fotovoltaico y la carga, un convertidor DC/DC, en el cual está implementado un algoritmo para el ajuste automático de su ciclo de trabajo, dando lugar a lo que se conoce como sistema seguidor de máxima potencia o MPPT (Maximum Power Point Tracker). Así, el MPPT controla la tensión o corriente (a través del ciclo de trabajo del convertidor) del generador fotovoltaico con independencia de la carga, ajustando la tensión de entrada del inversor a la tensión del MPP del generador.

No obstante lo anterior, la ubicación del MPP en la curva I-V no es conocida a priori. Este punto ha de ser localizado, bien sea a través de cálculos matemáticos sobre un modelo, o utilizando algún algoritmo de búsqueda. Esto adquiere aún mayor complejidad, si se tiene en cuenta el hecho de que el MPP presenta dependencias no lineales con la temperatura y radiación. Esto es, está variando de forma prácticamente continua durante todo el periodo de funcionamiento del generador fotovoltaico.

El inversor debería operar idealmente, en todo momento, en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a esto, es necesario el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Para poder establecer el funcionamiento de los diferentes algoritmos de búsqueda, y una comparativa entre ellos, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, η_{SPMP} , como el cociente entre la energía DC obtenida realmente y la energía DC que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_m dt}$$

Donde P_{real} es la potencia en un instante determinado proporcionada por el generador fotovoltaico bajo el control del sistema MPPT, y P_m es la potencia del MPP real bajo esas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura.

Hay un único punto en la curva intensidad-voltaje, el punto de máxima potencia, MPP, en el que el generador produce la máxima potencia. Existen diferentes algoritmos: perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, etc. No obstante, los más utilizados en inversores de conexión a red, son el de perturbación y observación, y conductancia incremental. Resumiendo, en el método de la perturbación y observación, se modifica la tensión de operación, ΔV , y se mide el incremento de potencia, ΔP . En caso de un incremento positivo se continúa con el sentido de incremento de tensión y viceversa. El método de la conductancia incremental, consiste en la media del valor $\Delta P/\Delta V$. Si esta derivada es negativa, se disminuye el valor de la tensión. Estos algoritmos, tienen algunas dificultades que pueden hacer que el rendimiento de seguimiento disminuya en determinadas condiciones. A muy bajos niveles de irradiancia la curva de potencia se hace muy plana y hace más difícil discernir la localización del MPP, tal y como se muestra en la figura 2.6. En el caso de variaciones bruscas de la irradiancia, como sucede en días con nubes y claros, puede ocurrir un comportamiento errático en el MPPT. Cuando aumenta la irradiancia, puede ocurrir que dado que la potencia aumenta, se continúe cambiando la referencia de tensión hacia valores opuestos a la tensión del MPP. Estos problemas se pueden corregir mediante la inclusión de diferentes tiempos de perturbación del valor de la tensión, en función de la evolución de la variación de tensión.

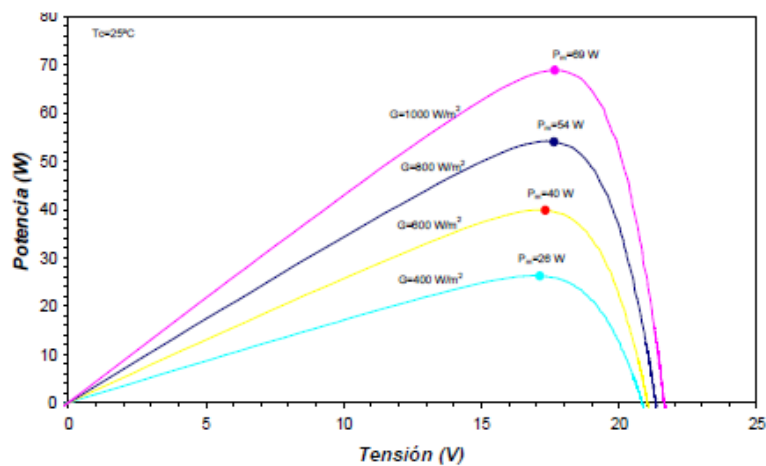


Fig. 2.6. Variación de las curvas de potencia de un módulo fotovoltaico con la irradiancia

2.4 Efecto islanding

El efecto “islanding” es un fenómeno eléctrico, que se produce cuando una fuente de generación distribuida continúa energizando un sistema solar fotovoltaico, cuando se produce la condición de “islanding” en una sección de la red desconectada de la fuente principal, las cargas en esta sección continúan siendo totalmente alimentadas por el sistema. Es una condición de seguridad primaria para los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red, el que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada, sin tener en cuenta las cargas conectadas.

En el caso de varios sistemas fotovoltaicos conectados a una red de energía de bajo voltaje, es posible que la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico coincida con la cantidad de energía consumida por las cargas de la red. En esta situación no existe flujo energético con la red eléctrica, y es posible que los sistemas fotovoltaicos no detecten una posible desconexión de la red, alimentando las cargas conectadas y produciéndose, de este modo, la condición de “islanding”, dando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada. De este modo, la red eléctrica, deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se puede comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.

En un sistema solar fotovoltaico, cuando se produce la condición de “islanding” en una sección de la red desconectada de la fuente principal, las cargas en esta sección, continúan siendo totalmente alimentadas por el sistema. Es una condición de seguridad primaria para los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red, el que el sistema generador se desconecte de la red desenergizada, sin tener en cuenta las cargas conectadas.

En el caso de varios sistemas fotovoltaicos conectados a una red de energía de bajo voltaje, es posible que la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico, coincida con la cantidad de energía consumida por las cargas de la red. En esta situación no existe flujo energético con la red eléctrica, y es posible que los sistemas fotovoltaicos no detecten una posible desconexión de la red, alimentando las cargas conectadas y produciéndose, de este modo, la condición de “islanding”.

2.4.1 Descripción del fenómeno

Consideremos la configuración esquemática de un sistema fotovoltaico descrita en la figura 2.7. El sistema consiste en un equipo de generación fotovoltaico y un inversor. La fuente de tensión de la red eléctrica está representada a la derecha. Existe también un interruptor que permite aislar la red del equipo. El nodo “a” es el “point of common coupling” (PCC) o punto de conexión entre la carga del usuario y el sistema de red. Si el sistema fotovoltaico continúa energizando las cargas a la izquierda del interruptor, después de que el interruptor se haya abierto, entonces, el equipo fotovoltaico y las cargas quedan aislados del resto, produciéndose el efecto “islanding”.

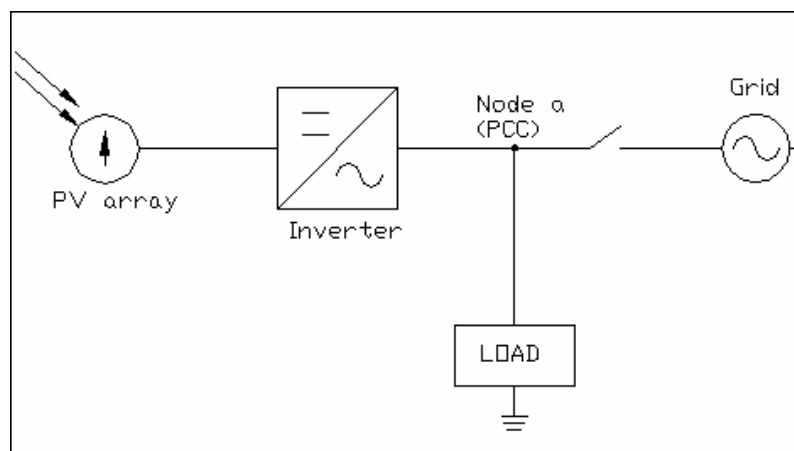


Fig. 2.7. Configuración esquemática del sistema

Todos los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red deben disponer por lo menos, de métodos de protección de sobre/sub-tensión y sobre/sub-frecuencia, que permitan que el inversor deje de suministrar energía a la red, en caso de que la frecuencia o la amplitud de la tensión en el PCC superen los límites establecidos. Estos métodos de protección, protegen los equipos de los usuarios, pero también sirven como métodos de detección anti-islanding (son métodos pasivos de detección).

2.4.2 Causas

El efecto “islanding”, en inversores para conexión a red, puede producirse como resultado de las siguientes situaciones:

- a) Fallo detectado por la red, y que deriva en la activación de un dispositivo de desconexión, pero no detectado por el inversor o los dispositivos de protección.
- b) Apertura accidental del suministro de red por fallos del equipo.
- c) Cambios repentinos en la red de los sistemas de distribución y cargas.
- d) Desconexión intencionada para servicios de mantenimiento, bien en un punto de la red, bien en la entrada del servicio.
- e) Errores humanos o vandalismo.
- f) Un accidente natural.

2.4.3 Consecuencias

Hay muchas razones por las cuales el “islanding” debe ser previsto, tanto en sistemas fotovoltaicos, como en cualquier otro tipo de generación de energía con conexión a red. Seguridad, responsabilidad y mantenimiento de la calidad de la energía suministrada a los consumidores son algunas de las principales. Los consumidores confían en la calidad de la energía suministrada por la red, pero además, deben disponer de inversores anti-islanding en sus sistemas fotovoltaicos por los siguientes motivos:

- a) La red no puede controlar la tensión y la frecuencia en caso de “islanding”, de modo que el equipo del usuario puede sufrir daños.
- b) La red eléctrica, junto con el propietario del sistema de generación, pueden ser responsabilizados de los daños ocasionados a los equipos conectados, producidos como consecuencia de las variaciones de tensión y frecuencia fuera de los límites permitidos.
- c) El “islanding” puede suponer un peligro para los trabajadores de la red o los usuarios, ya que una línea supuestamente desconectada de toda fuente de alimentación puede seguir en activo.

d) El aislamiento producido puede obstaculizar la línea, o dañar el equipo de generación o cualquier otro equipo conectado, debido al cierre fuera de fase.

e) El “islanding” puede interferir con el restablecimiento manual o automático del servicio normal de la red.

Cabe destacar que el efecto “islanding”, y su posibilidad de suponer una fuente de peligro para los trabajadores de la red eléctrica, han sido extensamente discutidos como razón para reclamar protecciones anti-islanding en los inversores fotovoltaicos.

Los requisitos anti-islanding han ido evolucionando de manera diferente en cada país, de modo que hoy en día varían considerablemente de uno a otro. Algunos países, como Los Países Bajos, sólo precisan de métodos basados en variaciones del flujo de frecuencia. Otros países, como Alemania y Austria, precisan de métodos específicos basados en cambios repentinos de impedancia, conocidos como ENS o MSD. Otros países han adoptado standards que requieren inversores que detecten el fallo y se apaguen dentro de unos límites de tiempo establecidos. Los Estados Unidos, por ejemplo, requieren que los inversores para conexión a red estén certificados para tal propósito, y que el proceso de certificación someta a test a los inversores usando un circuito de test standard, y una metodología basada en “el peor caso”, de entre los considerados en los países miembros de la International Energy Agency (IEA).

2.4.4 Inversores anti-islanding

Para el funcionamiento correcto de la red es esencial que la tensión, frecuencia y forma de onda de la tensión se mantengan dentro de unos límites especificados. Estos límites figuran descritos en varios standards. Fallos producidos en un generador de energía, o en la red, deben ser localizados y desconectados rápidamente para minimizar el efecto de las fluctuaciones de tensión o frecuencia sobre la calidad energética de la red y prevenir daños en la red y/o el generador. Las operaciones de mantenimiento requieren también una desenergización de la red, y los sistemas de generación deben detectar esta situación, para que no se produzca una realimentación en la línea que pueda suponer un peligro para el personal de mantenimiento o los usuarios.

Todo generador debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de fallo, de desenergización por mantenimiento o cuando

los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos. Los dispositivos de protección básicos están situados en el inversor, y consisten en la detección de sobre y sub tensiones y frecuencias en la red. Muchas veces, este método de protección básico ayuda a prevenir el efecto “islanding”, pero muchas otras resulta insuficiente, especialmente en el caso anteriormente citado en el que la potencia suministrada por el equipo fotovoltaico iguala el consumo de las cargas.

Un inversor anti-islanding está diseñado para sistemas con conexión a la red, caracterizándose por disponer, además de métodos de protección pasivos, basados en la detección de sobre/sub tensiones y frecuencias, de métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de la red. En condiciones de operación normales, estos inversores no deben mantener una situación de aislamiento, y deben estar diseñados de modo que sus métodos activos sean apropiados para un gran número de unidades instaladas a lo largo de los sistemas de distribución de la red, de modo que los diferentes métodos no se interfieran entre si. Un inversor anti-islanding debe superar un test anti-islanding para ser considerado como tal. Los principales métodos de test han sido, o están siendo, elaborados por el Institute for Electrical and Electronics Engineers (IEEE), la International Electrotechnical Commission (IEC) y Underwriters Laboratories (UL).

2.5 Capacitancias parásitas de las matrices fotovoltaicas

Hoy en día, la mayoría de los paneles fotovoltaicos tienen un marco metálico, que se requiere para estar a tierra en casi todos los países, con el objetivo de cumplir las regulaciones y estándares de seguridad. Desde que los paneles tienen un área considerable, esta, con el marco metálico forma una capacitancia parásita, que se muestra como C_{G-PV} en la figura 2.8. El valor de esta capacitancia depende de:

- Superficie entre la matriz fotovoltaica y el marco puesto a tierra
- Distancia de la célula fotovoltaica al módulo
- Condiciones atmosféricas
- Polvo y humedad, que pueden incrementar la conductividad eléctrica de la superficie del panel

Realizando algunas medidas, la capacitancia parásita de los paneles es de 150 pF. Si la superficie del panel está cubierta de una capa de agua, la capacidad parásita aumenta

hasta 9 nF, aproximadamente 60 veces el valor anterior. La capacitancia parásita varía entre 50 y 150 nF por cada kW de paneles instalados. También hay que decir, que en el caso de los módulos de película fina, la medición de la capacidad parásita alcanza valores de más de 1 $\mu\text{F}/\text{kW}$, debido a la lámina metálica donde se depositan las células.

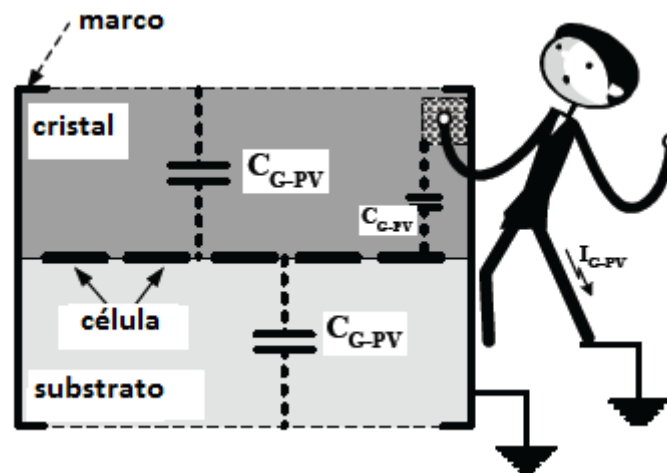


Fig. 2.8. Capacidades parásitas en los paneles fotovoltaicos

2.6 Corrientes de fuga de tierra

Una topología sin transformador, como ya sabemos, carece de aislamiento galvánico entre la matriz fotovoltaica y la red. De esta manera, los paneles fotovoltaicos están directamente conectados a la red, lo que significa que hay un camino directo para las corrientes de fuga de tierra, causadas por fluctuaciones de potencial entre la matriz fotovoltaica y la red. Estas fluctuaciones cargan y descargan las capacitancias parásitas, formadas entre la superficie del panel fotovoltaico y el marco puesto a tierra (la llamada C_{G-PV} que hemos explicado antes). Las capacitancias parásitas, junto con las líneas DC que conectan la matriz fotovoltaica al inversor, forman un circuito resonante cuya frecuencia de resonancia depende del tamaño de la matriz fotovoltaica y de la longitud de los cables DC.

Cuando una persona toca la superficie del sistema fotovoltaico corre riesgos eléctricos. Basándonos en la topología del inversor, la estructura del panel fotovoltaico y la estrategia de modulación, cuando una persona entra en contacto con la superficie del panel, una corriente de tierra puede fluir a través del cuerpo humano, y si esta corriente posee un determinado nivel, puede provocar graves daños. El camino que toma la corriente de

tierra (I_{G-PV}) a través de las capacidades parásitas de la matriz fotovoltaica se muestra en la figura 2.9.

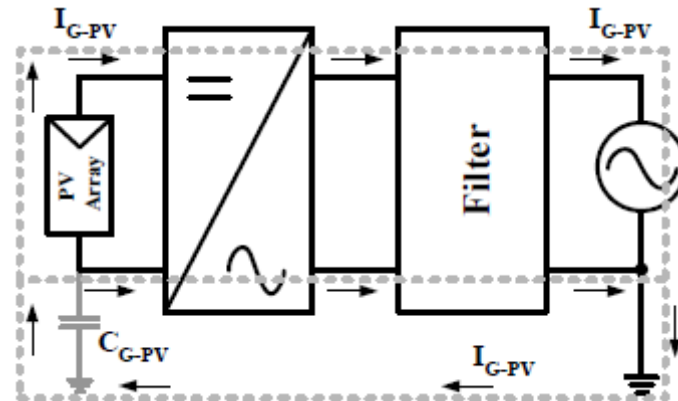


Fig. 2.9. Sistema fotovoltaico sin transformador mostrando las capacidades parásitas entre la matriz fotovoltaica y el marco conectado a tierra y el camino de la corriente de tierra de fuga

Algunas de las recomendaciones para disminuir esta corriente de tierra son:

- Conectar a tierra el marco de las matrices fotovoltaicas, lo cual reducirá la capacidad, minimizando de esta manera la corriente de fuga.
- Elegir cuidadosamente la topología y la estrategia de modulación, reduciendo así la fluctuación de voltaje entre la matriz fotovoltaica y tierra.
- Desconectar el inversor para los servicios de mantenimiento

2.7 Semiconductores para aplicaciones fotovoltaicas

Para empezar, hemos de decir que los semiconductores más utilizados en los inversores fotovoltaicos son los IGBT's, pues son aquellos que mejor se adaptan a los requerimientos de los sistemas fotovoltaicos para la conversión de la corriente continua en alterna.

Un suministro pequeño y descentralizado de potencia, como es la energía fotovoltaica o la eólica, se están difundiendo debido al crecimiento de los problemas medioambientales. Además, se espera para un futuro cercano, la difusión de sistemas domésticos de generación fotovoltaica.

No se utilizan cualquier tipo de IGBT para aplicaciones fotovoltaicas, estos tienen unas características específicas para estas aplicaciones. Por ello, los fabricantes poseen gamas de semiconductores especiales.

El dispositivo usado para la conversión DC-AC, es un acondicionador, como ya sabemos, y lo que se busca es el alto rendimiento y eficiencia y bajas pérdidas.

Otra manera de mejorar la eficiencia en los inversores, dentro del campo de los semiconductores, es utilizando otro tipo de materiales. Hasta ahora se utiliza la tecnología de silicio, pero el incesante y continuo desarrollo de la electrónica de alta potencia conlleva una nueva demanda y requerimientos, tanto para la fabricación de dispositivos, como para el material semiconductor utilizado. La tecnología del silicio no es capaz de soportar este tipo de condiciones. Casi todos los dispositivos que están basados en la tecnología tradicional de silicio, no son capaces de operar a temperaturas por encima de los 250°C, especialmente cuando las condiciones de corriente de fuente, se combinan junto con alta frecuencia y ambientes con elevada radiación. Es por ello, que materiales compatibles al silicio, como es el carburo de silicio (SiC), recibe ahora un especial interés dadas las propiedades eléctricas únicas que presenta en relación con otros semiconductores.

Recientes descubrimientos han demostrado que el SiC es un material electrónico muy prometedor, especialmente para el uso de dispositivos semiconductores operando a altas temperaturas, elevada potencia y altas frecuencias. La búsqueda y el interés comercial en el SiC se han incrementado últimamente, debido a la disponibilidad de SiC de alta calidad y a los avances generales en las técnicas de fabricación de materiales. El carburo de silicio es un posible candidato para remplazar al silicio en un futuro próximo. La demostración de dispositivos de SiC con propiedades destacadas, viene siendo mostrada durante algún tiempo, y los problemas son ahora más de costes de producción y asuntos de fiabilidad. Algunas de las posibles aplicaciones del SiC a la electrónica de potencia son para motores de turbina avanzados, sistemas de propulsión, electrónica de automóvil y aeroespacial y aplicaciones que requieran una gran resistencia a la radiación. Propiedades tales como un elevado campo eléctrico de ruptura, elevada velocidad de saturación de los electrones, pequeña constante dieléctrica, una movilidad de los electrones razonablemente elevada, así como una elevada conductividad térmica, hacen del SiC un atractivo candidato para la fabricación de dispositivos eléctricos con reducidas pérdidas de potencia y tamaño mínimo.

En la electrónica de potencia, el gran ancho de banda del SiC se traduce en alto valor del campo eléctrico. Este alto valor del campo eléctrico, permite el diseño de dispositivos que tienen una pequeña resistencia serie y pequeña potencia disipada. La conductividad en ambientes con elevada temperatura, y el alto valor del campo eléctrico de ruptura sugiere también, una mayor capacidad de integración y por tanto, mayor densidad de encapsulado, consiguiendo una mejora en la capacidad de manejo de estos dispositivos. Todas estas únicas características hacen del SiC, un material muy a tener en cuenta en el diseño de dispositivos en un futuro próximo.

A pesar de todo esto, hay que considerar que el carburo de silicio es un material que tiene grandes ventajas para trabajar en condiciones extremas de temperatura, voltaje y frecuencia, pero de momento está en fase de desarrollo, y los defectos cristalográficos encontrados en él, son uno de los factores más importante que limitan su comercialización como semiconductores de potencia, pero sin duda, una vez se investigue y resuelvan estos problemas, se utilizará en aplicaciones de alta potencia en el futuro.

2.8 Revisión a la normativa técnica

En este apartado presentamos las normas que están actualmente en vigor, y los aspectos técnicos relacionados con el control de la corriente que se introduce a la red, por medio de los sistemas fotovoltaicos.

2.8.1 Situación de la normativa técnica española

El punto de partida sobre la reglamentación técnica de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, es la entrada en vigor del Real Decreto 1663/2000, en el que se establece los requisitos sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Posteriormente, en la resolución del 31 de Mayo de 2001 del ministerio de economía, se establece el modelo de contrato y modelo de factura, en el que se propone el esquema unifilar, que podemos ver en la figura 2.10.

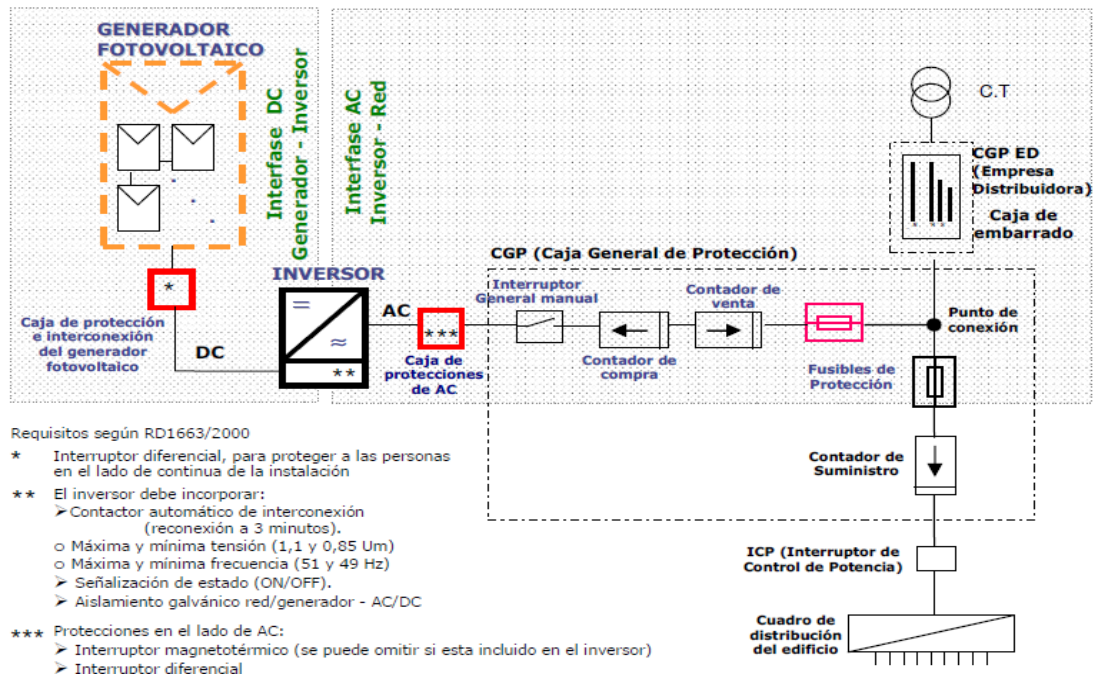


Fig. 2.10. Esquema unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a red según el RD1663/2000

La figura 2.10 muestra, según esta resolución, el esquema unifilar donde se presentan los componentes fotovoltaicos, eléctricos y electrónicos, diferenciados entre dos interfaces del sistema, interface DC, entre generador e inversor y la AC, entre inversor y red.

En la figura se muestra también los requisitos del RD 1663/2000, en el que se especifica los aspectos de seguridad relacionados con la interface inversor-red, y en lo que se refiere a las protecciones por valores - de voltaje y frecuencia fuera de los límites especificados, aislamiento galvánico, etc.

Como el objetivo de nuestro proyecto es la mejora de la eficiencia centrándonos en el inversor, tendremos en cuenta la normativa española (RD 1663/2000). Esta normativa habla sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Según esto, si nos fijamos en el artículo 12, nos dice que la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

2.8.2 Situación de la normativa técnica europea

La situación presente en los países de Europa, en relación con la conexión a red de generadores fotovoltaicos, está caracterizada por la diversidad, la complejidad y la fragmentación, tanto en el campo de componentes como en el normativo.

Actualmente, los fabricantes de componentes fotovoltaicos para conexión a red (por ejemplo, inversores y sistemas de protección), deben cumplir requerimientos diferentes de país en país. Así, en un equipo que puede ser utilizado en un país no necesariamente puede ser utilizado en el resto de países. En general, esta situación crea un entorno poco favorable para un empleo extenso de la tecnología fotovoltaica, y además impide la creación de un mercado europeo para generación fotovoltaica.

En el campo normativo la situación no es muy diferente. Existen regulaciones, en relación con la integración de los generadores fotovoltaicos a la red, que no han sido diseñadas para este propósito particular, sino que derivan de otro tipo de plantas de generación, y por tanto, no son totalmente apropiadas. En algunas circunstancias, pequeñas instalaciones fotovoltaicas son tratadas de la misma manera a otras grandes plantas, incrementando significativamente el coste del sistema y su rentabilidad.

Otra barrera principal en este contexto, es la falta de estandarización y de procedimientos transparentes para la valoración del impacto de conexión de instalaciones de generación distribuida (en particular fotovoltaica), a las redes de distribución (media o baja tensión). Para pequeños sistemas fotovoltaicos (rango de algunos kWp), esta valoración no es posible debido a los altos costes. Una alternativa que se está llevando a cabo en estos momentos, es considerar los generadores fotovoltaicos como cargas negativas que pueden

ser conectadas sin mayores permisos. Sin embargo, este planteamiento no será viable en el futuro con una alta penetración de generación distribuida (fotovoltaica o de otro tipo).

Para salvar las barreras planteadas en los párrafos anteriores, es necesaria una amplia armonización europea de normativa y requerimientos, como clave para mantener el crecimiento estable de la generación distribuida con energías renovables (fotovoltaica en particular).

Capítulo 3: Características de los inversores fotovoltaicos sin transformador

3.1 Introducción

En este capítulo presentaremos las características de los inversores fotovoltaicos sin transformador, así como los problemas derivados de quitar el transformador, como sus soluciones.

El hecho de quitar el transformador nos ofrece ventajas anteriormente expuestas, como reducir el tamaño del sistema fotovoltaico, mejorar su eficiencia, etc... a la vez que tenemos ciertos inconvenientes.

Como problema fundamental es el producido al quitar el aislamiento galvánico y, por ello las corrientes de fuga que se producen, dicho problema lo abordaremos mediante el estudio del modo común del sistema. Y como solución estudiaremos diferentes topologías de inversores fotovoltaicos sin transformador que tratan de eliminar o minimizar dicho problema. Además, veremos la normativa española respecto a la eliminación del transformador.

3.2 Voltaje en modo común en las topologías de inversores fotovoltaicos

3.2.1 Introducción

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico (conjunto de matrices) y una etapa de conversión de energía (inversor). El inversor hace que el generador funcione en su punto de máxima potencia (MPP) y proporciona el acondicionamiento de potencia necesario para la energía eléctrica que se inyectará en la red. El elemento del sistema fotovoltaico más caro es el generador. Sin embargo, tanto por los esfuerzos de investigación en los últimos años y el aumento de la producción de paneles fotovoltaicos, se ha logrado una disminución notable del precio del generador por kilovatio-pico (kWp).

Estas mejoras en el generador fotovoltaico han hecho que el coste del inversor sea cada vez más importante dentro del precio total de la instalación fotovoltaica. Esto ha motivado a la investigación de nuevas estructuras de poder de conversión, que conducen a un incremento del coste de la etapa de conversión y un aumento de su eficiencia. Hoy en día, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos se dedican al mercado residencial, con unos

tamaños típicos de entre 2 y 10 kW. Como ya sabemos, los primeros sistemas fotovoltaicos residenciales incluían un inversor monofásico con un transformador de baja frecuencia (LF), pero debido a inconvenientes ya comentados anteriormente, se comenzaron a reemplazar los transformadores de baja frecuencia, por transformadores de alta frecuencia. Aun así, con estos transformadores tampoco se conseguían grandes mejoras, por lo que se decidió omitir el transformador.

Sin embargo, para evaluar el rendimiento general de un sistema fotovoltaico, además de la calidad de la corriente de red (THD) y la eficiencia del sistema, debe considerarse el comportamiento en modo común. En consecuencia, cuando el inversor genera una tensión variable en modo común, las fuertes corrientes de fuga (corrientes de modo común) pueden fluir a través de la capacitancia parásita entre el generador fotovoltaico y la tierra. Para evitar estas corrientes que fluyen a la tierra, es necesario el uso de las etapas de conversión de energía, junto con técnicas de modulación apropiadas que no generan tensiones de variables de modo común. La principal dificultad en el análisis de estos sistemas fotovoltaicos sin transformador, viene de la falta de un modelo simple y el procedimiento para estudiar teóricamente el comportamiento en modo común del sistema.

En este capítulo se presenta un modelo comprensible para analizar y entender los problemas de los sistemas fotovoltaicos sin transformador. Además este modelo es útil para la búsqueda de nuevas estructuras de conversión y técnicas de modulación para sistemas de este tipo. En primer lugar, introducimos el problema del modo común en los sistemas fotovoltaicos sin transformador. A continuación, el comportamiento del sistema se analiza al detalle desde el punto de vista del modo común. Como resultado de este análisis, se obtiene un modelo adecuado tanto para identificar los elementos del convertidor que participan en las corrientes de tierra, y para evaluar la influencia de cualquier técnica de modulación. Por último, este modelo se aplica al análisis del comportamiento de modo común de las etapas de potencia del convertidor, utilizadas en tres inversores fotovoltaicos comerciales sin transformador.

3.2.2 Voltaje en modo común en sistemas de una fase

3.2.2.1 Descripción del sistema

La figura 3.1 muestra un sistema fotovoltaico genérico, que va a ser estudiado con precisión para analizar el tema del modo común en sistemas fotovoltaicos.

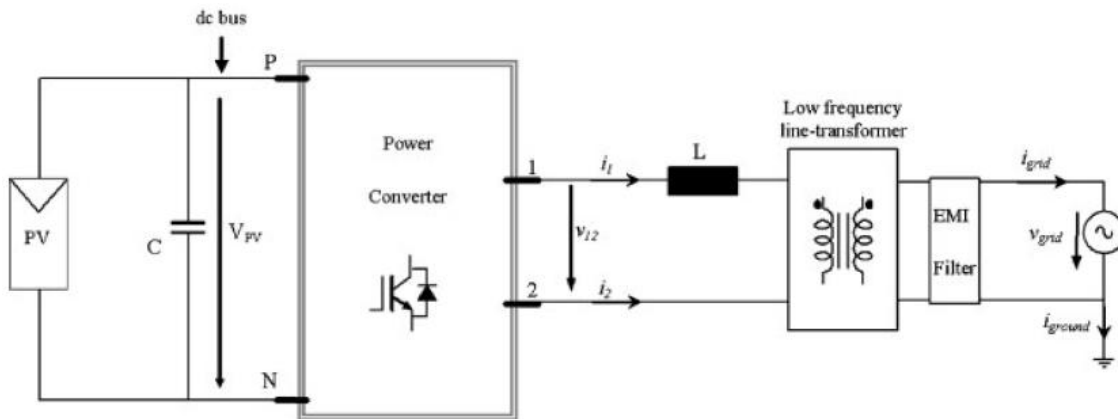


Fig. 3.1. Esquema de un sistema fotovoltaico de una fase

Los puntos “1” y “2” corresponden a la salida de potencia del convertidor. Por lo general, el convertidor es una fuente de tensión controlada, y por lo tanto, una condición de cortocircuito aparece cada vez que se conecta directamente a otra fuente de tensión, como la red. En consecuencia, la bobina (L) es necesaria para controlar la corriente inyectada a la red. El inversor incluye también un transformador de baja frecuencia y un filtro EMI. En un sistema fotovoltaico el inversor tiene una doble misión. Por un lado, se debe controlar la tensión del generador fotovoltaico (V_{PV}), por lo que el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico, estará siempre lo más cerca posible del punto de máxima potencia. Por otro lado, tiene que inyectar la energía extraída del generador fotovoltaico a la red inyectando una corriente sinusoidal, i_{grid} , con factor de potencia unitario.

Otro aspecto a considerar en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, es la corriente que fluye a través de la conexión entre la red y la tierra, como consecuencia del funcionamiento normal del sistema fotovoltaico, la anteriormente mencionada corriente de fuga de tierra. Esta corriente tiene efectos negativos sobre la compatibilidad electromagnética (EMC), y, si es muy fuerte, sobre la integridad del sistema también. Para estudiar tanto la calidad de la corriente inyectada a la red y la corriente de fuga en la tierra, es muy útil describir el comportamiento del sistema con la ayuda de los conceptos de modo común y modo diferencial.

El voltaje de salida de modo común de cualquier circuito, es el valor medio de las tensiones entre las salidas y una referencia común. Para este sistema, es muy conveniente usar el terminal negativo del bus de DC, el punto N, como la referencia común. Por lo tanto, la tensión de modo común del convertidor, v_{cm} , es:

$$v_{cm} = \frac{v_{1N} + v_{2N}}{2} \quad (1)$$

La tensión de salida en modo diferencial, v_{dm} , se define como la tensión entre ambas salidas del convertidor:

$$v_{dm} = v_{1N} - v_{2N} = v_{12} \quad (2)$$

De las ecuaciones (1) y (2) la tensión entre las salidas del convertidor y el punto N se pueden expresar como

$$\begin{aligned} v_{1N} &= \frac{v_{dm}}{2} + v_{cm} \\ v_{2N} &= -\frac{v_{dm}}{2} + v_{cm} \end{aligned} \quad (3)$$

En cuanto a las corrientes de salida del convertidor, también pueden expresarse en términos de sus componentes en modo común y modo diferencial. La corriente de salida en modo común en puente es:

$$i_{cm} = i_1 + i_2 \quad (4)$$

La corriente en salida diferencial es:

$$i_{dm} = \frac{i_1 - i_2}{2} \quad (5)$$

De las ecuaciones (4) y (5), las corrientes de salida del convertidor pueden escribirse como:

$$\begin{aligned} i_1 &= i_{dm} + \frac{i_{cm}}{2} \\ i_2 &= -i_{dm} + \frac{i_{cm}}{2} \end{aligned} \quad (6)$$

De la figura 3.1. y la ecuación (4), está claro que la corriente de tierra corresponde con la de modo común, i_{cm} . Por eso, i_{cm} necesita un camino continuo desde la tierra hasta el convertidor. En cuanto a la componente de modo diferencial, sale de una de las patillas del puente y vuelve a través de la otra. La corriente que circula por la red, si se considera que tenemos una relación 1:1 de transformación, se puede expresar de la siguiente manera:

$$i_{grid} = i_1 = i_{dm} + \frac{i_{cm}}{2} \quad (7)$$

El modelo del sistema fotovoltaico que se muestra en la figura 3.1. no incluye ningún camino para que la corriente de tierra vuelva de nuevo al convertidor. Entonces, la i_{cm} es cero. En estas condiciones, la única corriente inyectada en la red corresponde a la componente en modo diferencial i_{dm} . La dinámica de este componente es una función del voltaje aplicado a través de la bobina (L), que puede ser controlado por medio de la tensión v_{dm} generada por el convertidor:

$$\frac{di_{grid}}{dt} = \frac{di_{dm}}{dt} = \frac{v_{dm} - v_{grid}}{L} \quad (8)$$

Por lo tanto, la tensión en modo diferencial controla la corriente inyectada en la red. El valor instantáneo de v_{dm} depende de las tensiones de los puntos 1 y 2. Muy a menudo, el convertidor se compone de un conjunto de interruptores y se comporta como una fuente de tensión que sólo puede generar valores discretos de tensión en la salida. Estos datos se denominan valores de salida. Los niveles de tensión que pueden ser generados por el convertidor, dependen de su estructura. Las estructuras de conversión son clasificadas en convertidores de dos, tres, o más niveles. En la actualidad, los más utilizados son los convertidores de tres niveles.

El nivel de tensión de salida del convertidor está fijado por el estado de conducción de los interruptores del convertidor. Por medio de técnicas de Modulación de Ancho de Pulso (PWM), durante un tiempo muy pequeño llamado periodo de conmutación (T_s), una determinada secuencia de niveles de salida del convertidor es seleccionada, y entonces, se puede obtener un valor medio determinado en el rango de $-V_{PV}$ y V_{PV} . La frecuencia de conmutación ($f_s = 1/T_s$) se selecciona típicamente del orden de decenas de kHz para sistemas fotovoltaicos de una sola fase. Como consecuencia, el convertidor puede variar el valor medio de v_{dm} con la suficiente rapidez como para controlar la corriente inyectada en la red, con un pequeño rizado de alta frecuencia. Para mantener la corriente controlada durante todo el periodo de la red, la tensión del bus DC, V_{PV} , tiene que ser superior a la

máxima tensión de red. Se necesita un valor mínimo de esta tensión de unos 350V para sistemas de red 230V.

Desde el punto de vista de los componentes espectrales, v_{dm} presenta una componente fundamental en la frecuencia de la red y armónicos de alta frecuencia, cuyas amplitudes son función de la secuencia del vector generado por la técnica de modulación correspondiente. La componente fundamental de la corriente inyectada en la red, y con ella, la energía que se inyecta a la red, se controla mediante la componente fundamental de v_{dm} . Hay múltiples técnicas de modulación que producen el mismo componente fundamental de v_{dm} , pero con diferentes armónicos de alta frecuencia. Una vez que se conoce la secuencia del vector y la tensión de la red, la corriente de red puede calcularse directamente mediante la ecuación (8). Por lo tanto, es fácil evaluar la calidad de la técnica de modulación desde el punto de vista del THD de la corriente.

Cuanto mayor sea la frecuencia de conmutación, mayor será la calidad de la corriente de salida del convertidor. Sin embargo, las pérdidas aumentan con la frecuencia de conmutación por lo que se reduce la eficiencia del convertidor. Las pérdidas de energía en un convertidor se deben a las pérdidas de conducción, causadas por el flujo de corriente a través de los conmutadores, y las pérdidas producidas por las conmutaciones debido al paso de on-off y off-on de los mismos. Por lo tanto, cuando se evalúa el rendimiento de un convertidor que funciona con una técnica de modulación particular, tanto la calidad de la corriente como la eficiencia, tienen que ser considerados.

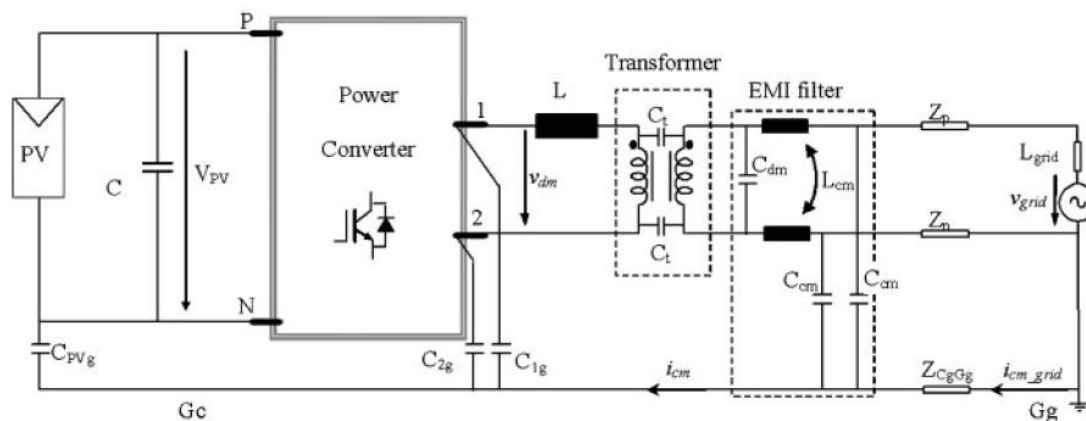


Fig. 3.2. Sistema fotovoltaico esquemático que incluye los elementos de pérdidas más significativos

Hasta ahora la corriente en modo común no se ha tenido en cuenta ya que, al parecer, no existe trayectoria para que fluya. En sistemas fotovoltaicos reales, la capacitancia parásita parece que proporciona vías eléctricas para la corriente de tierra, la cual es la corriente de modo común, i_{cm} . Ciertamente, el valor de la corriente de modo común es función de la tensión en modo común. Sin embargo, el valor de i_{cm} no puede deducirse directamente del valor de v_{cm} , ya que i_{cm} está influenciada por otras fuentes de tensión y otros elementos, como los elementos parásitos del sistema. La figura 3.2 nos muestra un esquema más detallado de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo los elementos de pérdida más importantes, modelados como capacitancias e inductancias, que influyen en la dinámica de la corriente de tierra. En esta figura, C_{PVg} representa la capacitancia parásita entre la matriz fotovoltaica y la tierra. Esta capacitancia se distribuye sobre la superficie del generador fotovoltaico. Algunos autores proponen modelar C_{PVg} como dos condensadores conectados, el primero entre el terminal positivo del generador fotovoltaico y la tierra, y el segundo entre el negativo y la tierra. Sin embargo, el modelado con una única capacitancia es suficientemente exacto para evaluar la influencia del generador fotovoltaico en el modo común. El valor de esta capacitancia C_{PVg} es afectada por las características de la instalación (la naturaleza de la tierra, la humedad, la conexión con el convertidor, etc.). C_{1g} y C_{2g} representan a las capacidades parásitas entre la tierra y los puntos de salida del convertidor. Sus valores son una función de los interruptores y la conexión entre ellos y el disipador de calor, y del disipador de calor a la tierra. Z_{GcGg} es la impedancia en serie entre los puntos de conexión a tierra del convertidor y la red. Estas impedancias en serie se deben principalmente a la inductancia parásita de la tierra l_{GcGg} . Z_p y Z_n son las impedancias en serie, también principalmente inductivas, de la fase y el neutro respectivamente. Finalmente, C_t es la capacitancia parásita entre los devanados del transformador.

Como se puede observar en la figura 3.2, la corriente en modo común i_{cm} puede fluir a través del sistema gracias a las capacidades parásitas del transformador de baja frecuencia. Estas capacidades son del orden de cientos de picofaradios y presentan una alta impedancia en el rango de baja y media frecuencia (<50kHz). Como consecuencia, la corriente en modo común asociada a los armónicos de baja y media frecuencia de v_{cm} , va a ser extremadamente reducida, por lo que el tamaño del filtro será muy pequeño. Por eso, si se utiliza un transformador, el modo común no tiene una influencia significativa en la selección del convertidor de potencia y de su técnica de modulación.

3.2.2.2 Modelo en modo común del sistema

La tensión entre las salidas del convertidor y el punto N, v_{1N} , y v_{2N} son impuestas por la secuencia de modulación de los interruptores. Por lo tanto, ambas salidas pueden ser estudiadas como fuentes de tensión controladas conectadas al terminal negativo del bus de corriente continua (punto N). Los tiempos de subida y bajada de los pulsos son de alrededor de decenas de cientos de nanosegundos y se determinan, principalmente, por las características del interruptor. Si el convertidor de la figura 3.2 es sustituido por estas fuentes de tensión, se obtiene el modelo de la figura 3.3. El inductor de línea se ha dividido en dos partes, es decir L_1 (la parte conectada a la fase) y L_2 (la parte conectada al neutro). La corriente en modo diferencial, i_{dm} , siempre fluye a través de toda la línea inductora L_1+L_2 . Por lo tanto, no es relevante si el inductor se conecta a la fase o al conductor neutro, o incluso si se divide en dos partes conectadas a ambos. Sin embargo, la mitad de las corrientes de modo común irán a través del conductor de fase, y la otra mitad a través del conductor neutro. Por lo tanto la posición del inductor de línea afectará a la corriente en modo común. Con el objetivo de estudiar la influencia de la posición del inductor de línea, este inductor se divide en el modelo de la figura 3.3 en L_1 y L_2 . Este circuito permite analizar tanto el modo común como el modo diferencial.

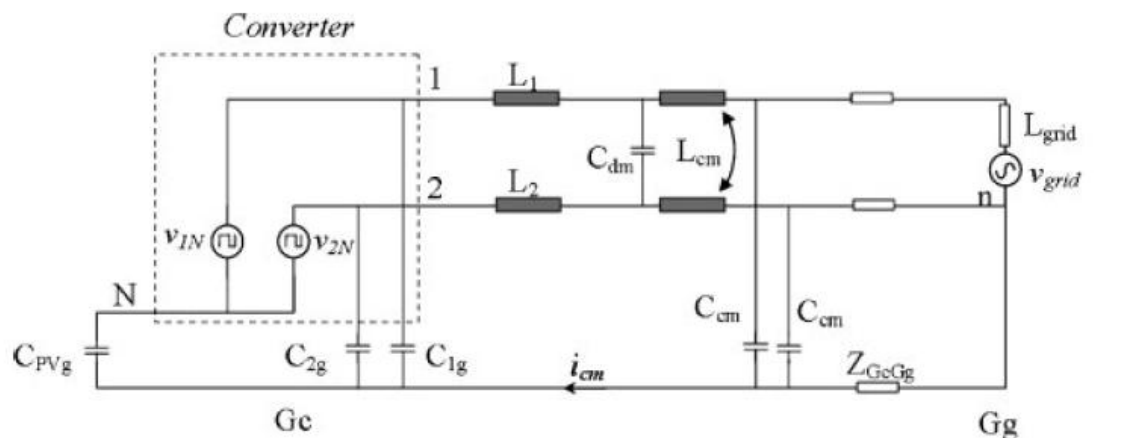


Fig. 3.3. Modelo de un sistema fotovoltaico con convertidor en fuente de tensión

Con el fin de desarrollar un modelo más adecuado para el análisis del modo común, se deben hacer algunas modificaciones en el circuito de la figura 3.3. Primero, el modelo que se muestra en la figura 3.3 se representa ahora en la figura 3.4 en términos de tensiones en modo común y diferencial, v_{cm} y v_{dm} . Como el modelo se ha introducido sin ser simplificado, el circuito de la figura 3.4 sigue siendo válido para analizar tanto el modo común como el diferencial del sistema. Sin embargo, es muy complicado evaluar la influencia de las técnicas de modulación sobre el comportamiento del modo común, que

determina el tamaño del inductor del filtro EMI. Con ese objeto, un modelo simplificado, limitado al modo común, se deriva de la figura 3.4. Como paso previo, y con el fin de hacer la derivación de los circuitos equivalentes entre los puntos A-B y C-A más fácilmente, las fuentes de modo diferencial aparecen duplicadas en el modelo de la figura 3.5, así como los puntos 1 y 2.

La tensión a través de la capacitancia parásita entre el generador fotovoltaico y la tierra, presenta una componente de baja frecuencia debido a la red. Sin embargo, la red es una fuente de tensión de baja frecuencia (50-60 Hz) y su impedancia de salida es mucho menor en comparación, tanto con el inductor de línea, como con el inductor de modo común del filtro EMI (L_{cm}). En consecuencia, la influencia de la red en la corriente de modo común se descuidará a partir de ahora. Mediante la introducción de los circuitos equivalentes entre los puntos A-B y C-A en el modelo de la figura 3.5, se obtiene el modelo de la figura 3.6. Este modelo sólo puede ser aplicado para el análisis del modo común.

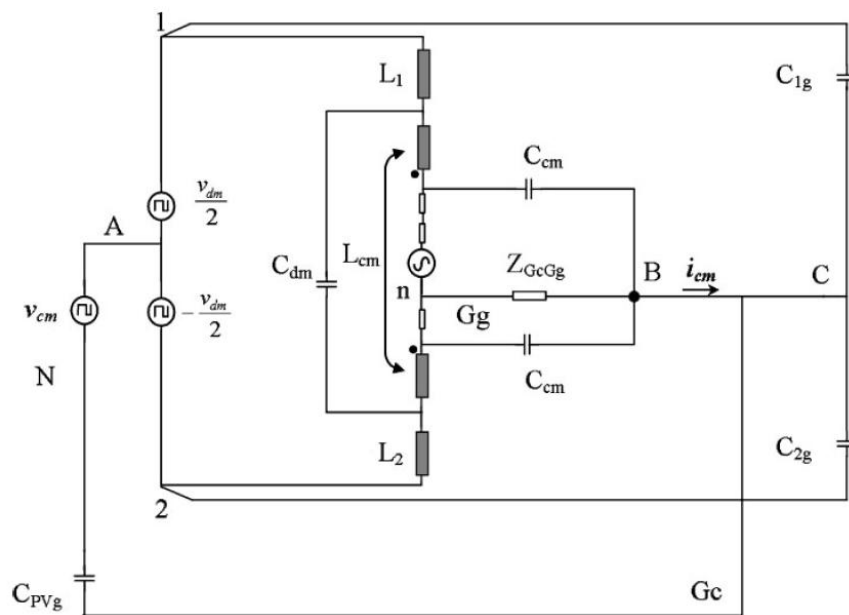


Fig. 3.4. Modelo de un sistema fotovoltaico en términos de tensiones en modo común y modo diferencial

El modelo desarrollado incluye, obviamente, la fuente de voltaje v_{cm} , pero también dos fuentes de tensión adicionales, v_{s1} y v_{s2} . Estas fuentes de tensión se deben a las asimetrías en las impedancias de modo diferencial, es decir, en las impedancias de línea y en las capacidades parásitas entre los interruptores y tierra. Por lo tanto, incluso si el convertidor no genera ninguna tensión en modo común, es posible que haya corrientes de modo común, cuando hay una cierta asimetría en el valor de las impedancias

mencionadas. La mayoría de las veces, las dos salidas del convertidor son físicamente simétricas, y entonces se puede suponer que las capacidades parásitas de los interruptores son similares. Por lo tanto v_{s2} será cercano a cero. De todos modos, aun cuando no hay simetría, la influencia de v_{s2} en la corriente de modo común, para la gama de baja y media frecuencia, se espera que sea mucho menos importante que la que tienen las fuentes v_{s1} y v_{cm} . Esto se debe al bajo valor de C_{1g} y C_{2g} , en el rango de decenas a cientos de picofaradios en comparación con C_{PVg} . Si la contribución de esta rama se olvida, se obtiene finalmente el circuito de la figura 3.7. La principal ventaja de este circuito tan simple es la posibilidad de evaluar con facilidad, y entender la influencia, tanto de cualquier técnica de modulación, como de la colocación del inductor de línea, en la corriente de modo común. Una conclusión inmediata es que cuando la tensión v_{tcm} , que será referido como el voltaje total de modo común, no varía, no habrá corriente de modo común no fluyendo a través del circuito. Esto se debe a la presencia del condensador C_{PVg} , que permanece cargado a la tensión v_{tcm} .

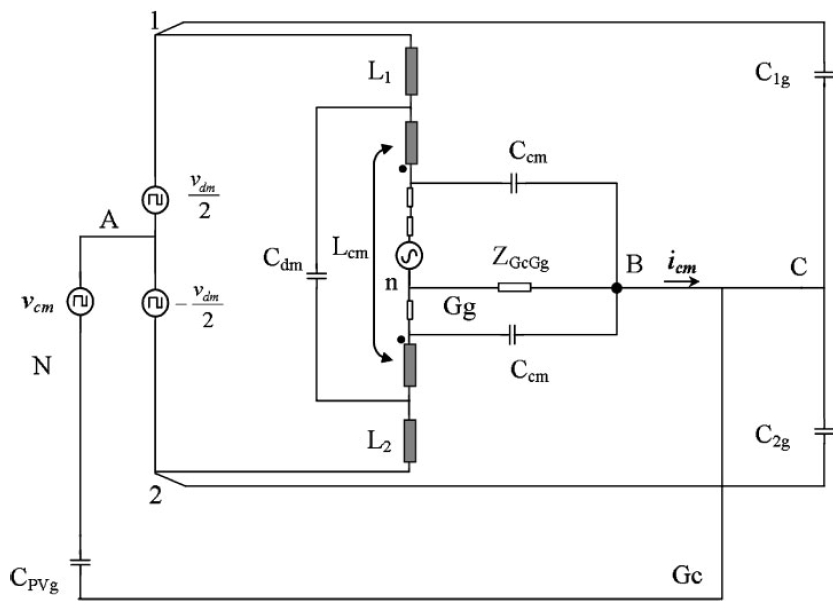


Fig. 3.5. Paso intermedio antes de obtener el modelo simplificado en modo común

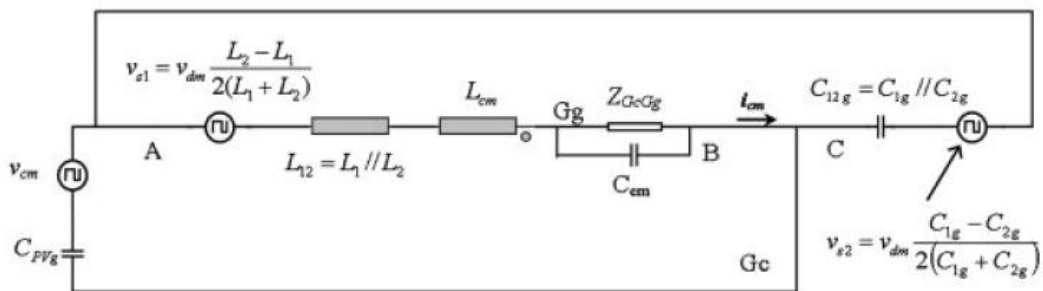


Fig. 3.6. Modelo para el modo común

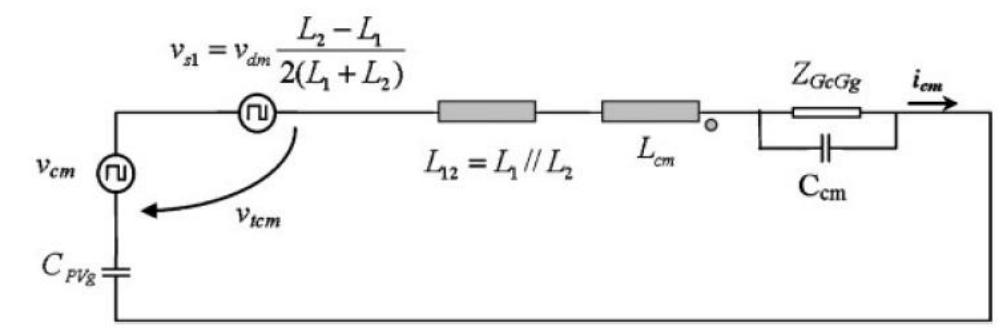


Fig. 3.7. Modelo final para el modo común

3.2.3 Modo común para sistemas de tres fases

El modelo de modo común para sistemas de 3 fases es muy similar al caso de una fase, con la diferencia de que en el trifásico, hay 3 líneas de fase y un neutro, para los cuales se ha de hacer los cálculos del modo común. El caso de sistemas trifásicos se discute en [6] y, basándonos en las ecuaciones que hemos desarrollado aquí, el voltaje total de modo común se puede calcular de manera similar, como se ha hecho para los sistemas de una fase.

3.2.4 Conclusiones

Cuando no incluimos transformador en el sistema fotovoltaico, el comportamiento en modo común se convierte en un tema muy importante. Como consecuencia, aparece un nuevo escenario en el diseño de la etapa de conversión de potencia y en la selección de la estrategia de modulación. Tanto las fuentes de corriente como las impedancias, afectan a la forma y al valor de las corrientes en modo común. En el modelo propuesto, la localización del inductor de línea junto con la técnica de modulación, determinan el comportamiento en modo común del inversor.

3.3 Topologías de inversores sin transformador

3.3.1 Introducción

Los inversores, de acuerdo con los niveles de conversión de potencia, pueden tener una o más etapas. Como podemos ver en la figura 3.8, aquí se muestran dos topologías, una con una etapa y otra con topología de dos etapas, para conexión a red de una fase.

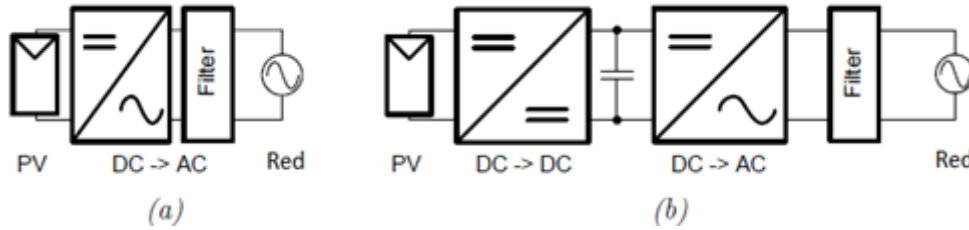


Fig. 3.8. Conexión a red de una etapa (a) y de doble etapa incluyendo una etapa boost (elevador) (b)

Dependiendo del nivel de voltaje en la matriz fotovoltaica, se puede poner o no una etapa elevadora de tensión, la cual aumenta el valor del voltaje suministrado por la matriz hasta un valor aceptable y necesario para su posterior tratamiento e inyección a la red. En este caso se utilizan las topologías de dos etapas, donde el sistema fotovoltaico incluye una primera etapa DC-DC boost (elevadora) seguida de una etapa DC-AC, la cual forma el inversor, en el lado AC.

Los primeros inversores fotovoltaicos estaban basados en las tecnologías usadas en accionamientos eléctricos de principios de los 80. Como se ve en la figura 3.9.a), eran inversores de líneas conmutadas con unos rangos de potencia de unos cuantos kW. Sus principales ventajas eran su alta eficiencia, el bajo coste y su robustez, pero tenían grandes inconvenientes como su factor de potencia, el cual poseía unos valores de entre 0.6 y 0.7.

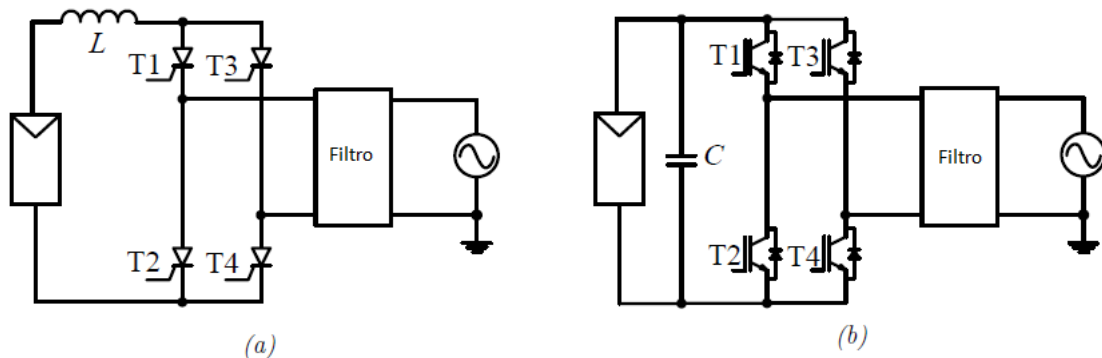


Fig. 3.9. Inversor típico de una fase, topologías del pasado y del presente, se muestra el inversor de línea conmutada (a) y la topología en puente (b)

Hoy en día, los inversores son conmutados a la fuerza con unos rangos de potencia de alrededor de 1.5 kW. En la figura 3.9.b) podemos ver una topología “clásica”, la configuración en puente, la cual posee unas frecuencias de conmutación mayores de 16 kHz para evitar el ruido. La eficiencia es menor que en la topología de línea conmutada, debido a las altas pérdidas de conmutación. Pero sigue siendo una tecnología robusta, barata y bastante conocida, como se puede ver en [22]

En el caso de que el nivel de voltaje sea menor que el mínimo requerido, se introduce una etapa boost entre la matriz fotovoltaica y el inversor. Esta etapa eleva el voltaje de entrada, que viene de la matriz fotovoltaica, para proveer al DC-link del inversor con un voltaje de unos 400V para sistemas de una fase, y de más de 700V para conexiones a red trifásicas. En la figura 3.10 podemos ver una topología de una fase, la cual difiere de la que vemos en la figura 3.9 (b), en la simple adición de la etapa boost.

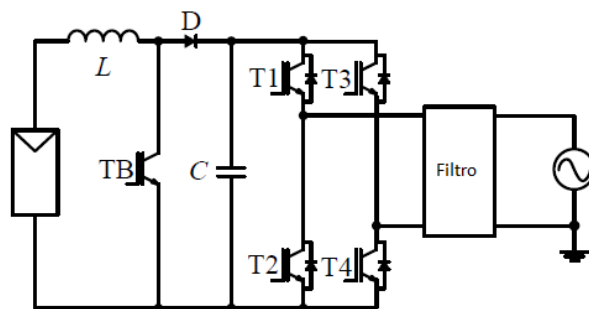


Fig. 3.10. Inversor sin transformador con etapa boost (elevador)[23]

En la referencia [24] se presenta una topología similar a la vista en la figura 3.10, la llamada en semi-puente, que podemos ver en la figura 3.11. Esta topología posee una etapa boost que eleva el voltaje de la matriz fotovoltaica desde 100V hasta unos 680V. Esta topología en semi-puente utiliza los interruptores superiores en el caso de tensión de salida positiva y los inferiores para la parte negativa de la señal.

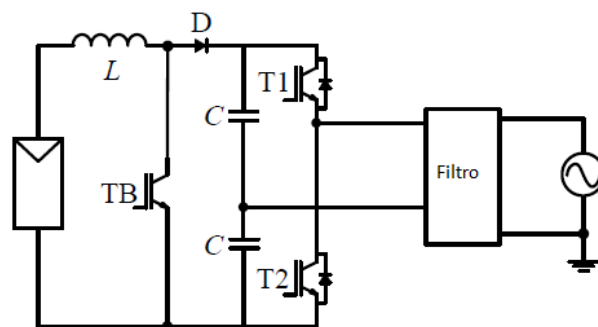


Fig. 3.11. Topología en semi-puente con etapa boost (elevador)

El hecho de tener pocos interruptores supone ciertas ventajas:

- Menores pérdidas de conducción
- Menor número de componentes

La desventaja es que se necesitan voltajes de entrada mayores, lo que incrementa el valor de los componentes.

Podemos encontrar también otras topologías mucho más complejas en la referencia [24] que son combinaciones de múltiples etapas boost o buck-boost.

Una de ellas puede ser la que vemos en la figura 3.12, propuesta por Cáceres y Barbi en [25]. Las entradas DC de los dos idénticos convertidores boost se conectan en paralelo con una fuente DC (en nuestro caso, la matriz fotovoltaica). Cada uno de estos convertidores es modulado para obtener una salida dividida DC sinusoidal unipolar, con un desfase de 180° entre ambas partes. De esta manera, la salida a través de la carga es puramente sinusoidal.

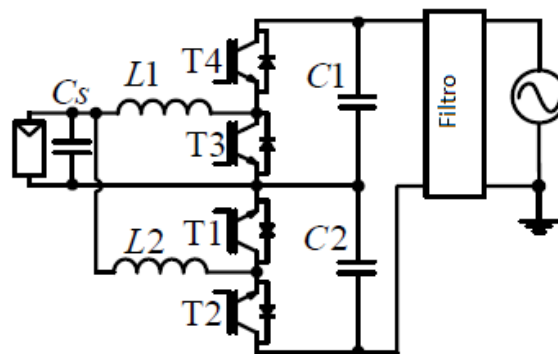


Fig. 3.12. Inversor con etapa boost integrada

De manera similar a la topología recientemente explicada, podemos ver la siguiente, basada en un convertidor buck-boost, mediante la conexión de dos buck-boost en paralelo, de la misma manera que hemos visto para la figura 3.12 con el boost, pero, en este caso, la salida proporciona un voltaje tanto mayor como menor que el de entrada. Esta configuración la podemos ver en la figura 3.13.

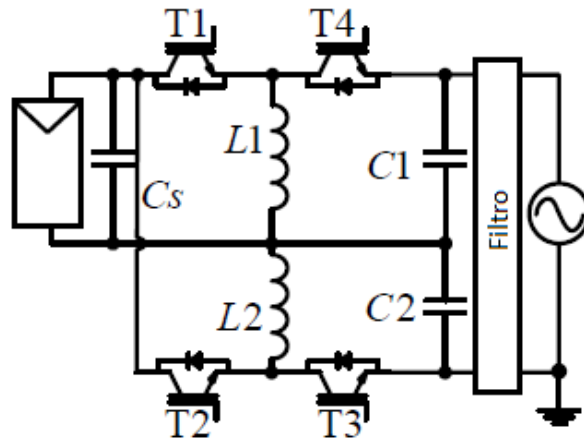


Fig. 3.13. Topología basada en convertidores buck-boost

Otra topología basada en convertidores buck-boost, propuesta en [26] para sistemas de potencia residenciales, permite operar con un amplio rango de tensiones de entrada, pero necesita una fuente de entrada DC dividida [27]. Esta topología la podemos ver en la figura 3.14. Los dos convertidores comparten la salida y operan cada medio ciclo con sus propias fuentes de tensión. En [28] se hace hincapié en que esta topología tiene la naturaleza inherente de la tierra común para el lado AC y para el DC, lo que la hace adecuada para sistemas donde es necesaria la toma de tierra tanto para el neutro de red como para el sistema distribuido de generación de potencia.

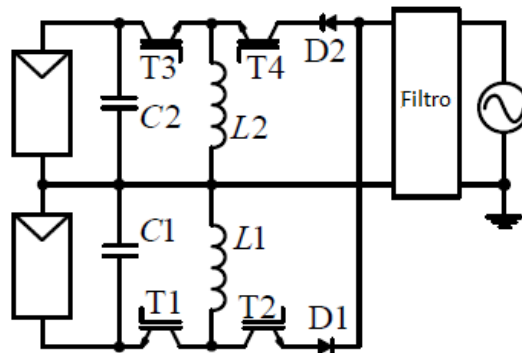


Fig. 3.14. Topología con buck-boost con fuente de tensión dividida

Además hay otra topología basada en un buck-boost resonante de cuatro interruptores. La podemos ver en la figura 3.15. Esta topología ofrece corriente de conmutación nula y opera de la siguiente manera: los transistores T_1 , T_4 y el diodo D_2 junto con L_{r1} y C_r operan durante el semiciclo positivo y los transistores T_2 , T_3 y el diodo D_1 junto con L_{r1} y C_r en el semiciclo negativo.

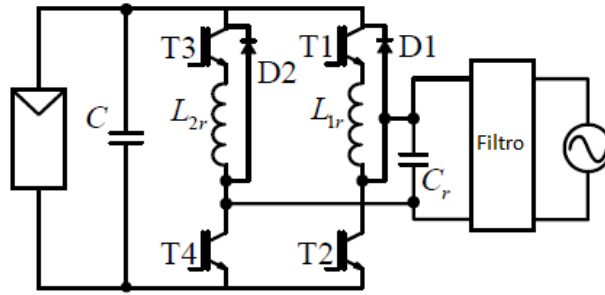


Fig. 3.15. Inversor buck-boost resonante con 4 conmutadores[29]

En la figura 3.16 vemos la topología “flying inductor” patentada en [30], la cual tiene la ventaja de la posibilidad de operar en varios modos. La forma de onda positiva de la corriente de salida es generada por el convertidor operando tanto en modo buck (reductor) como en modo boost (elevador). Cuando el voltaje de entrada es mayor que el de la red, el convertidor pasa a funcionar en modo buck (reductor).

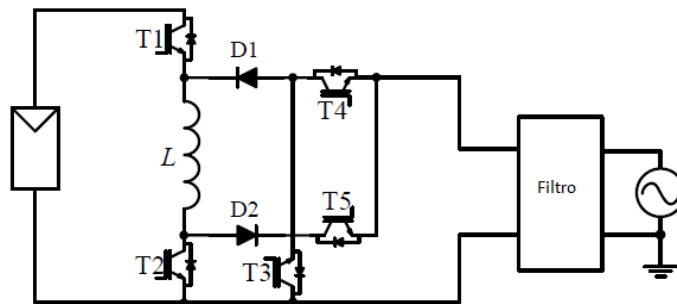


Fig. 3.16. Inversor flying inductor

Explicamos a continuación el funcionamiento de este inversor.

Como vemos en la figura 3.17.a), T_1 es modulado sinusoidalmente, T_2 y T_3 están abiertos continuamente, T_3 y T_5 están permanentemente cerrados y D_1 actúa como diodo de libre circulación. En el otro caso, cuando el nivel de tensión está por debajo del voltaje de red (lo cual vemos en la figura 3.17.b)), T_1 y T_2 están modulados sinusoidalmente, T_3 y T_5 están permanentemente cerrados y T_4 está abierto, el diodo D_1 sigue como diodo de libre circulación. La parte negativa de la corriente se genera operando el inversor como una configuración buck-boost, como se muestra en la figura 3.17.c). T_1 está modulada sinusoidalmente, T_2 y T_4 están permanentemente cerrados y T_3 y T_5 abiertos, y como siempre, D_1 actúa como diodo de libre circulación.

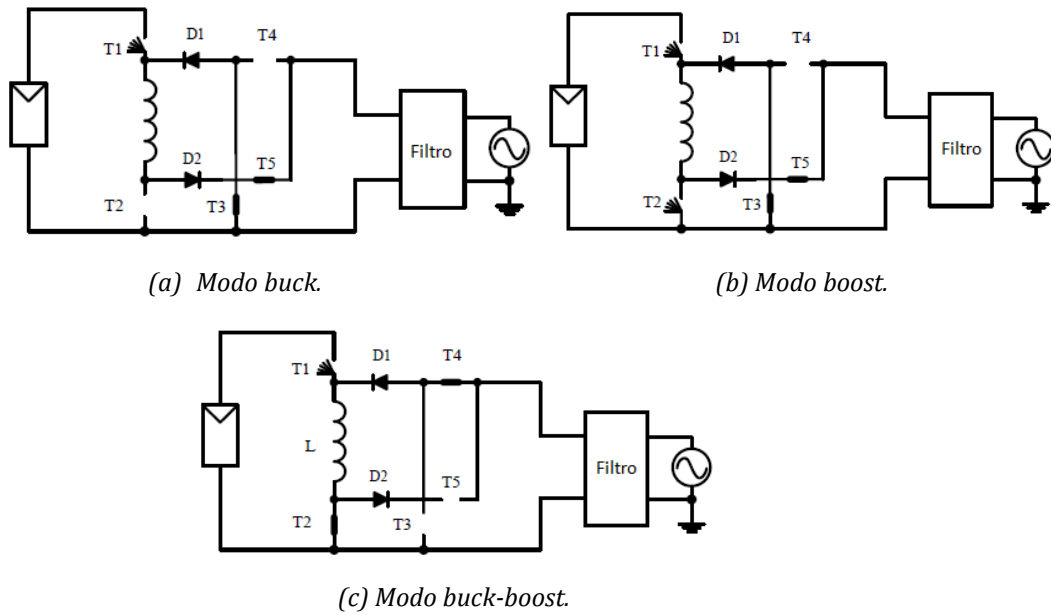


Fig. 3.17. Tres modos de operación distintos para el inversor flying inductor

La principal desventaja de esta topología son los requerimientos de diseño para la inductancia (L), la cual funciona como almacenamiento de energía. Los componentes magnéticos incrementan el tamaño y el coste del convertidor y reducen la eficiencia total. La ventaja de esta topología es que el terminal negativo de la matriz fotovoltaica siempre está conectado al neutro de la red, que está a tierra, fijando de esta manera el potencial de la matriz [23].

Una topología similar a la “flying inductor” que hemos explicado, queda representada en la figura 3.18 y se presenta en [31]. En ella, durante el periodo de inversión, cuando el voltaje de red es negativo, T_1 , T_3 y T_6 están en su estado de conducción, mientras que T_4 y T_5 están bloqueados. T_2 se usa para dar forma sinusoidal al voltaje que pasa sobre L_2 usando la modulación PWM. Cuando el voltaje de red es positivo, el inversor se encuentra en el periodo de no inversión y T_2 , T_4 y T_5 están en estado de conducción, mientras T_3 y T_6 están bloqueados. El interruptor T_1 se usa para dar forma al voltaje de salida sobre L_2 usando PWM senoidal.

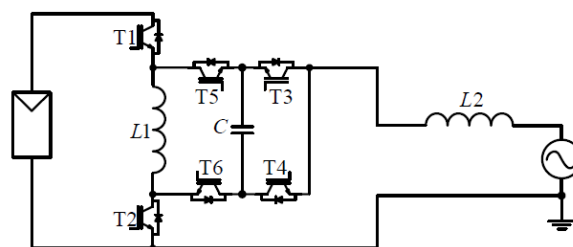


Fig. 3.18. Inversor sin transformador con topología patentada por Schekulin [31]

La figura 3.19 muestra un inversor con diodo fijado en el punto neutro, con una etapa elevadora (boost) en la entrada. Para la semionda positiva de corriente se usan los interruptores T_1 y T_2 . Poniendo en ON a T_2 y T_3 se genera voltaje cero a la salida. Y finalmente, la semionda negativa se genera con la modulación PWM de T_3 y T_4 . Esta configuración permite la conexión del punto medio del bus DC al neutro de red, reduciendo de esta manera las fluctuaciones de voltaje entre la matriz fotovoltaica y la tierra [23], [32].

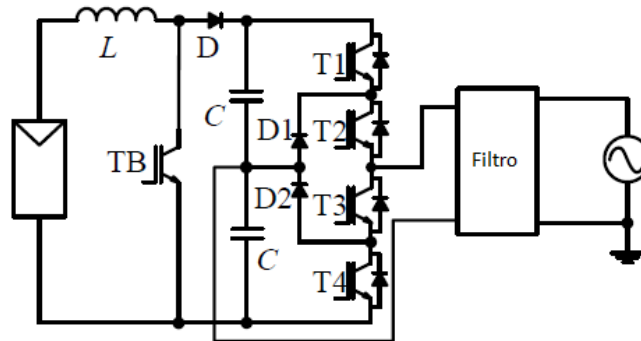


Fig. 3.19. Inversor con diodo fijado en el punto neutro

Una topología patentada, mostrada en [33] y llamada “Highly Efficient and Reliable Inverer” Concept (HERIC), utiliza una versión modificada del puente completo, añadiendo dos interruptores extra conectados en serie con dos diodos, como se muestra en la figura 3.20. Los dos interruptores extra (T_5 y T_6) se usan para el periodo de libre circulación de corriente y para incrementar la eficiencia del inversor debido al hecho de que la corriente de libre circulación no vuelve al condensador del link-DC, sino que encuentra un camino a través de T_5 o T_6 y su respectivo diodo, dependiendo del signo de la corriente.

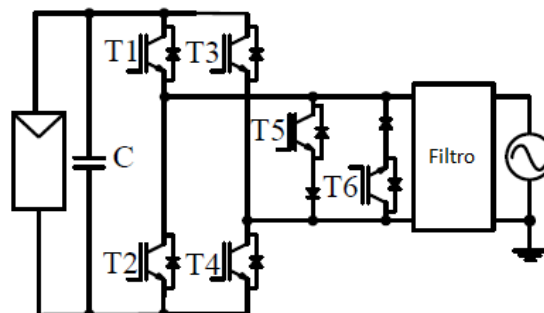


Fig. 3.20. Inversor con configuración HERIC

Otra topología que podemos encontrar es la topología híbrida en puente, también llamada H-5. Como se ve en la figura 3.21 está formada por un puente normal con un quinto interruptor añadido en la parte DC. Usando esta configuración, la eficiencia máxima aumenta hasta el 98%, dependiendo siempre del voltaje de entrada.

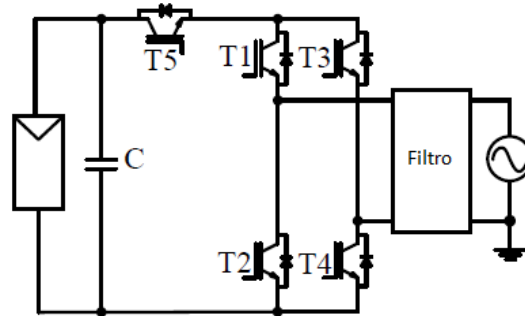


Fig. 3.21. Topología H5 [34].

Podemos ver una topología similar a la anterior en la figura 3.22, la cual también se basa en una modificación de la topología en puente, pero en este caso se añaden dos interruptores extra y dos diodos. En [35] se muestra que la eficiencia de conversión de esta topología es del orden del 97%, reduciéndose en el caso de que el voltaje de entrada supere los 350V, aunque incluso en estos casos es del 95%.

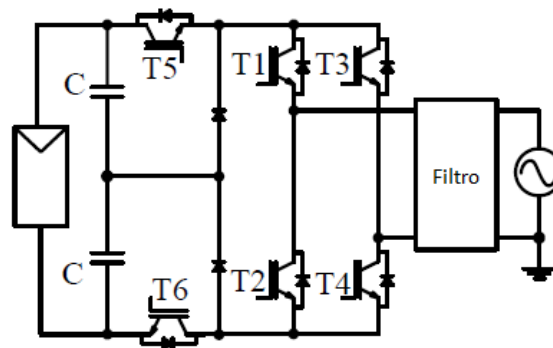


Fig. 3.22. Topología creada por Gonzales et al

Existen más topologías para inversores sin transformador, pero la principal desventaja de ellas es que necesitan varias etapas de conversión, lo cual dificulta bastante su estructura de control y además reducen la eficiencia de conversión total, incrementando la complejidad de los componentes necesarios para su implantación.

La industria de los inversores fotovoltaicos ha evolucionado mucho durante los últimos años, se ha creado una gran variedad de topologías de inversores sin transformador, pero únicamente un reducido número de ellas ha sido aceptado por el mercado de la industria

como topologías aceptables para sistemas fotovoltaicos conectados a red. Por ello, los inversores que podemos encontrar en el mercado solamente incluyen aquellas topologías más prometedoras, desde el punto de vista de la estructura, complejidad, seguridad, precio y eficiencia.

Dentro de este tema estudiaremos más a fondo algunas topologías de las descritas anteriormente, y para su comparación nos fijaremos en la figura 3.23. El voltaje a tierra se mide a través de C_{PVg} . La capacitancia parásita de la matriz fotovoltaica se modela usando un simple condensador, a través del cual, la corriente de pérdidas encuentra su camino hacia tierra. Esta corriente es medida y, basándonos en los resultados, se extrae una conclusión para cada topología.

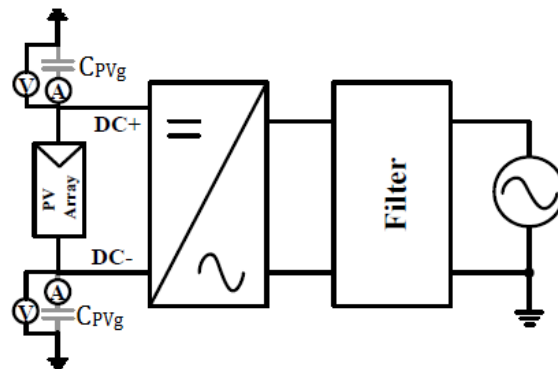


Fig. 3.23. Modelo de medida de voltaje a tierra y de corriente de pérdidas

Haremos el estudio de las siguientes topologías:

- Inversor de una fase:
 - Puente completo con modulación UPWM (unipolar modulation)
 - Puente completo con modulación HPWM (hybrid modulation)
 - Puente completo con modulación bipolar
 - Puente completo con AC-bypass (HERIC)
 - Puente completo con DC-bypass (H5-SMA)
 - Semi-puente
- Inversor de tres fases
 - Tres fases puente completo
 - Tres fases puente completo con condensador dividido
 - Tres fases puente completo con condensador dividido usando modulación escalonada

3.3.2 Topologías de una fase

Las topologías de una sola fase son usadas mayormente en el sector privado. La mayoría de estos sistemas pueden tener más de 5kW y son montados en tejados con una inclinación fija y orientados al sur.

3.3.2.1 Sistemas basados en el convertidor en puente

El convertidor en puente es una conocida estructura de tres niveles que ofrece un buen equilibrio entre complejidad y rendimiento. El convertidor en puente se compone de dos patillas, cada una con dos transistores de control, por lo general IGBT's, y dos diodos. La figura 3.24 nos muestra un sistema fotovoltaico sin transformador basado en este convertidor.

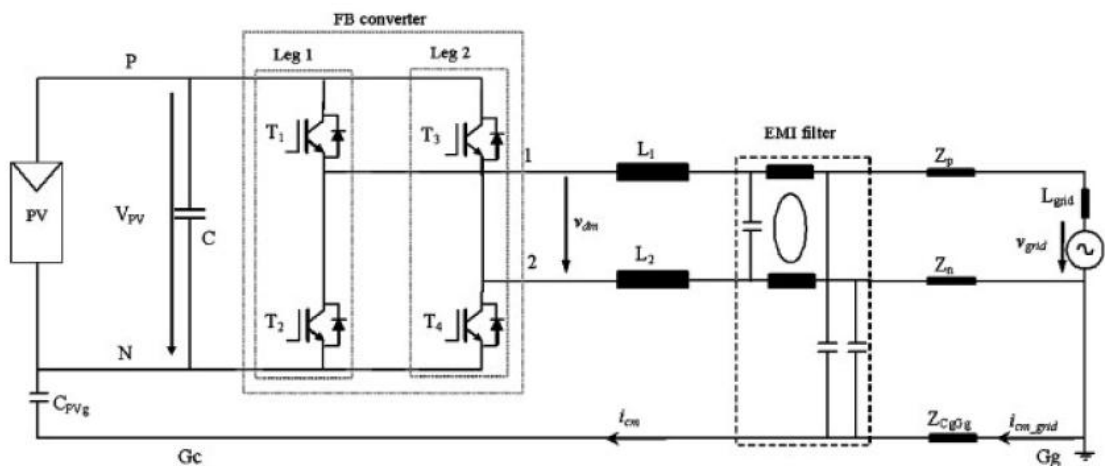


Fig. 3.24. Sistema fotovoltaico sin transformador con convertidor en puente

Cuando el IGBT superior de una patilla esta en ON, el de la inferior tiene que estar apagado para evitar un cortocircuito del bus DC, y viceversa. La tabla 3.1 muestra las cuatro combinaciones posibles que corresponden a los estados de conducción permitidos de los interruptores del puente. Los estados de conducción de T_2 y T_4 son los estados complementarios de T_1 y T_3 , respectivamente. Sólo hay tres niveles, es decir, tres valores instantáneos diferentes, para la tensión de modo diferencial (0 , V_{PV} y $-V_{PV}$). A partir de ahora, a las cuatro combinaciones se las hará referencia a través de sus vectores asociados (0_N , N , P , 0_P).

Vector	T1	T3	v_{1N}	v_{2N}	$v_{dm} = v_{1N} - v_{2N}$
0_N	OFF	OFF	0	0	0
N	OFF	ON	0	V_{PV}	$-V_{PV}$
P	ON	OFF	V_{PV}	0	V_{PV}
0_P	ON	ON	V_{PV}	V_{PV}	0

Tabla 3.1. Voltajes de salida y vectores en el convertidor en puente

Los estados de conducción de los interruptores determinan la tensión v_{dm} pero no proporcionan información suficiente para el análisis del comportamiento de modo común del sistema fotovoltaico. Esta tensión es una función de las fuentes de tensión v_{cm} y v_{s1} . La tensión de modo común v_{cm} se puede derivar directamente de los vectores de la tabla 3.1, mientras que la tensión v_{s1} depende también de la asimetría del valor de los inductores L_1 y L_2 . Por lo tanto, con el fin de hacer frente al modo común, es necesario evaluar la tensión total en modo común para cada combinación de L_1 y L_2 . Aunque, obviamente, hay combinaciones infinitas, sólo son considerados los dos casos más interesantes. Los resultados para ambos casos se muestran en las Tablas 3.2 y 3.3. En los cuadros figuran los valores de v_{dm} y v_{tcm} para cada caso y permite analizar y desarrollar las técnicas de modulación para un sistema fotovoltaico sin transformador con estructura en puente.

Vector	v_{dm}	$v_{cm} = \frac{v_{1N} + v_{2N}}{2}$	$v_{s1} = v_{dm} \cdot (-\frac{1}{2})$	$v_{tcm} = v_{s1} + v_{cm}$
0_N	0	0	≈ 0	≈ 0
N	$-V_{PV}$	$V_{PV}/2$	$\approx V_{PV}/2$	$\approx V_{PV}$
P	V_{PV}	$V_{PV}/2$	$\approx -V_{PV}/2$	≈ 0
0_P	0	V_{PV}	≈ 0	$\approx V_{PV}$

Tabla 3.2. Principales voltajes del inversor, convertidor en puente con $L_1=L$ ($L_2=0$)

Vector	v_{dm}	$v_{cm} = \frac{v_{1N} + v_{2N}}{2}$	$v_{s1} = v_{dm} \cdot 0$	$v_{tcm} = v_{s1} + v_{cm}$
0_N	0	0	≈ 0	≈ 0
N	$-V_{PV}$	$V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx V_{PV}/2$
P	V_{PV}	$V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx V_{PV}/2$
0_P	0	V_{PV}	≈ 0	$\approx V_{PV}$

Tabla 3.3. Principales voltajes del inversor, convertidor en puente con $L_1=L_2=L/2$

Caso 1: toda el inductor de línea colocado en el conductor de fase ($L_2 \rightarrow 0$ y $L_1 \rightarrow L$).

Esta es la opción más sencilla y de uso más común para la colocación de la línea inductora. En la práctica, no es posible eliminar toda la inductancia del neutro debido a la inductancia parásita del conductor (Figura 3.24). Por eso, en el modelo de la figura 3.7, la impedancia en paralelo debido a L_1 y la inductancia parásita será aproximadamente igual a la inductancia parásita del neutro (del orden de cientos de nH a algunos μH). La tabla 3.2

presenta los valores correspondientes a v_{dm} y v_{tcm} , los cuales son clave para obtener o analizar cualquier técnica de modulación.

Caso 2: Inductor de línea dividido en dos partes iguales ($L_1=L_2=L/2$).

Una alternativa al primer caso, que parece muy interesante, es dividir simétricamente el inductor de línea L entre la fase y el neutro, de manera que la tensión v_{s1} se hace cero. La tabla 3.3 recoge los valores de v_{dm} y v_{tcm} de este caso.

Con las tablas 3.2 y 3.3, es posible analizar una técnica de modulación en particular u obtener otras nuevas, en términos de modo diferencial y modo común. Independientemente de la técnica de modulación usada, la capacidad de control de la corriente de red impone que la componente fundamental de v_{dm} presente una forma sinusoidal con la frecuencia de la red. Para simplificar la notación, a partir de ahora la mitad del ciclo positivo de la componente fundamental de v_{dm} se conoce como el semiciclo positivo de la componente fundamental de v_{dm} . Y utilizaremos una notificación similar también para la parte negativa. En cuanto a la corriente en modo común, está claro a partir del modelo de la figura 3.7, el aspecto clave es que la tensión v_{tcm} se mantenga siempre constante, sin importar su valor. Entonces, tenemos que verificar estas condiciones, tanto en la tabla 3.2 como en la 3.3, con el fin de analizar o sacar cualquier técnica de modulación.

3.3.2.2 Técnica de modulación unipolar (UPWM)

En primer lugar, examinamos la técnica de modulación unipolar (UPWM) para evaluar su idoneidad para los sistemas fotovoltaicos sin transformador. Esta técnica es la técnica de modulación más extendida en los convertidores en puente. La UPWM utiliza los tres niveles alcanzables en las salidas del convertidor, que son V_{PV} , 0 y $-V_{PV}$. Hay varias maneras de implementar la técnica UPWM. La tradicional consiste en dividir el tiempo para el nivel 0 en dos tiempos idénticos, cada uno para cada vector nulo 0_N y 0_P . En este caso, el semiciclo positivo de v_{dm} se obtiene con vectores 0_P , P y 0_N . El semiciclo negativo se genera por medio de vectores N, 0_N y 0_P . De acuerdo a la tabla 3.1 con el fin de implementar la secuencia 0_P , P, 0_N , P, ambas patillas tienen que ser moduladas a través de un ciclo de trabajo complementario (tiempo de conducción del interruptor superior con

respecto al periodo de conmutación). Además, los órdenes de conmutación tienen que estar sincronizados a fin de obtener una frecuencia de salida f_o , en v_{dm} , que duplica la frecuencia de conmutación (figura 3.25). Esta última característica es muy valiosa, ya que mejora el equilibrio entre las pérdidas de energía de conmutación y la calidad de corriente (THD), de modo que, se puede lograr una mayor eficiencia del sistema fotovoltaico. La eficiencia es un parámetro clave de una etapa de conversión de energía y por lo tanto, va a ser considerado y comparado entre todas las estructuras analizadas en este trabajo. Con la UPWM, la corriente de salida fluye siempre a través de dos IGBT's o de un IGBT y un diodo, es decir, las pérdidas de conducción de energía en el convertidor se deben a las pérdidas de conducción de dos semiconductores de potencia. Las pérdidas de energía de conmutación se deben a dos IGBT's y dos diodos modulados a la mitad de la frecuencia de salida y con una tensión de V_{PV} .

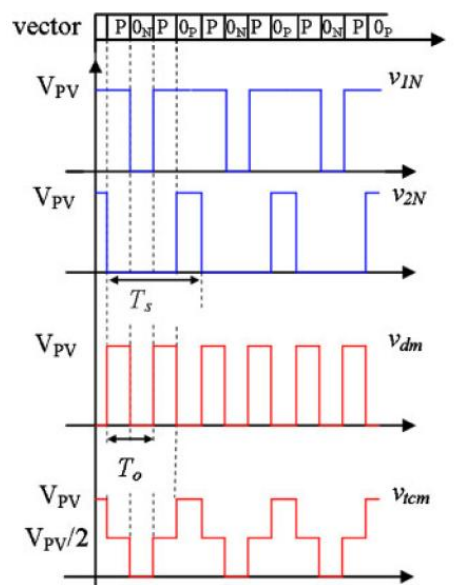


Fig. 3.25. Formas de onda con la técnica UPWM cuando el inductor de línea está simétricamente dividido

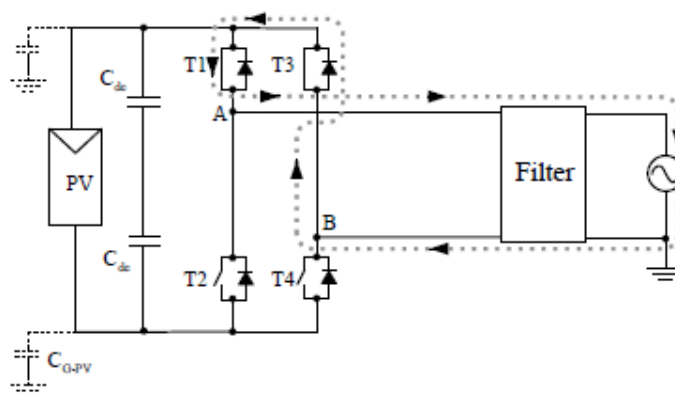


Fig. 3.26. Vector de voltaje cero, utilizando T_1 y T_3 como camino de libre circulación

Para analizar el comportamiento de modo común, hay que examinar las tablas 3.2 y 3.3. En la tabla 3.2, el inductor de línea está conectado a la fase. En este caso, v_{tcm} muestra cuatro saltos de tensión con una amplitud igual a V_{PV} durante cada periodo de conmutación. En el otro caso (tabla 3.3), el inductor de línea está dividido simétricamente entre la fase y el neutro. Una vez más, hay cuatro saltos de tensión en v_{tcm} , aunque ahora la amplitud se limita a $V_{PV}/2$. Cuando la línea inductora se divide entre la fase y el neutro, la forma de onda de v_{tcm} correspondiente al semiciclo positivo de v_{dm} , como se muestra en la figura 3.25.

Para comprender mejor la magnitud del problema del modo común, es interesante echar un vistazo al comportamiento del sistema cuando no hay filtro EMI (L_{cm} y C_{cm}). Sin filtro EMI, cada escalón de tensión en v_{tcm} origina un transitorio rápido que depende tanto de las inductancias del conductor y de la inductancia parásita del suelo (l_s), como de C_{PVg} . El condensador C_{PVg} alcanzará rápidamente el estado de equilibrio con la misma tensión que v_{tcm} . Por lo que, cuando se implementa la técnica UPWM el voltaje a través de C_{PVg} dará como resultado escalones de voltaje de magnitud V_{PV} o $V_{PV}/2$. Debido a la baja amortiguación proporcionada por las pérdidas en los conductores y la alta frecuencia de resonancia, que es mucho más alta que la frecuencia de conmutación, el pico de la corriente de modo común i_{cm} se puede calcular para el inductor de línea en la fase como:

$$I_{p_{cm}} \approx \frac{V_{PV}}{\sqrt{\frac{l_s}{C_{bg}}}} \quad (9)$$

Evaluando la ecuación (9), para una instalación fotovoltaica de 5 kW, y cogiendo $C_{PVg}=50$ nF, $V_{PV}=350$ V, e inductancia parásita l_s de $4\mu\text{H}$, la corriente de pico $I_{p_{cm}}$ resultará ser de alrededor de 40 A. En un sistema fotovoltaico real, el filtro EMI reducirá esta magnitud si el núcleo de la bobina de modo común no se satura. El tamaño requerido por el inductor en modo común del filtro EMI para soportar la tensión v_{tcm} generada en un sistema fotovoltaico sin transformador con UPWM convertidor en puente, sin entrar en saturación, será muy grande. Es la razón por la cual esta técnica de modulación no es adecuada para sistemas fotovoltaicos sin transformador.

Ahora, vamos a examinar las tablas 3.2 y 3.3 con el objetivo de encontrar técnicas de modulación más adecuadas para sistemas fotovoltaicos sin transformador.

3.3.2.3 Técnica de modulación híbrida (HPWM)

De la tabla 3.2, se puede apreciar que para el semiciclo positivo de v_{dm} , pueden usarse los vectores 0_N y P , entonces la tensión v_{tcm} se mantiene constante e igual a 0 V. Para el semiciclo negativo de v_{dm} , los vectores 0_P y N pueden ser seleccionados. Por lo tanto, la tensión v_{tcm} también se mantiene constante, pero ahora igual a V_{PV} . Con esta técnica de modulación, durante cada medio ciclo, la tensión v_{tcm} no experimentará ningún cambio. Entonces, el condensador C_{PVg} (ver figura 3.23) se mantiene en tensión constante y no aparece corriente de modo común. En la tabla 3.1, se puede observar que la aplicación práctica de esta técnica de modulación consiste en una modulación de las patillas del puente a la frecuencia de la red y la otra a la frecuencia de conmutación. Esta técnica, llamada Hybrid Pulse Width Modulation (HPWM), se propuso con el objetivo de mejorar la eficiencia del puente, ya que permite el uso de interruptores con pérdidas de conducción más bajas en la patilla modulada a frecuencia de red. Sin embargo, en el periodo de conmutación en el que se alterna v_{dm} de un semiciclo a otro, ocurre un escalón de tensión, con una amplitud igual a V_{PV} , en v_{tcm} . Como se evaluó en la ecuación (9), la corriente de tierra muestra un pico fuerte a menos que el filtro EMI incluya una bobina de modo común lo suficientemente grande como para soportar los saltos de tensión en v_{tcm} . Por lo que, esta técnica de modulación también presenta el mismo inconveniente que la técnica UPWM.

3.3.2.4 Técnica de modulación bipolar

De la tabla 3.3, es decir, cuando el inductor de línea está simétricamente dividido entre la fase y la línea, se puede observar que sólo con el uso de los vectores P y N es posible obtener los semiciclos positivos y negativos de v_{dm} . Al mismo tiempo, no hay variación en el valor de v_{tcm} , manteniéndose constante e igual a $V_{PV}/2$. Por lo tanto, esta técnica de modulación parece tener propiedades interesantes para los sistemas fotovoltaicos sin transformador. De la tabla 3.1 se puede sacar una técnica de modulación. Esta técnica modula las dos patillas del convertidor puente por medio de la conmutación de los IGBT's superiores (inferiores) de una patilla al mismo tiempo que los IGBT's inferiores (superiores) de la otra patilla a la frecuencia de salida, como podemos ver en las figuras 3.27 y 3.28. Por lo tanto, la frecuencia de salida resulta ser la misma que la frecuencia de conmutación. Esta técnica es conocida como modulación bipolar. Las principales formas de onda para el semiciclo positivo de v_{dm} se muestran en la figura 3.27.

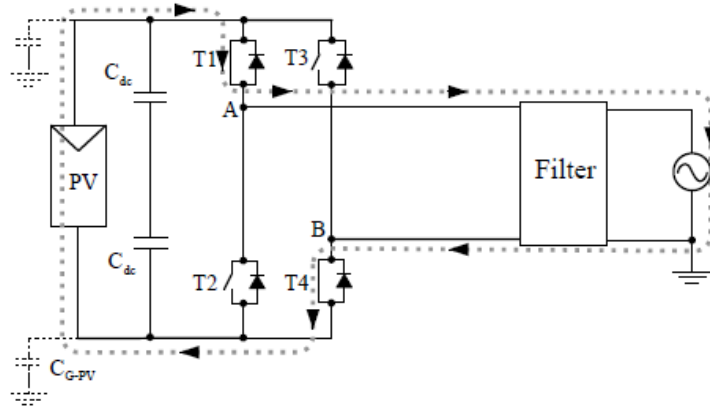


Fig. 3.27. Interruptores T_1 y T_4 puestos en ON para obtener voltaje de salida V_{PV}

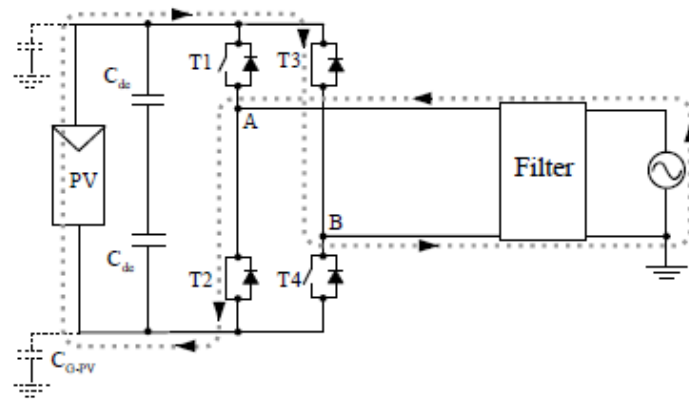


Fig. 3.28. T_2 y T_3 Puestos en ON para voltaje de salida $-V_{PV}$

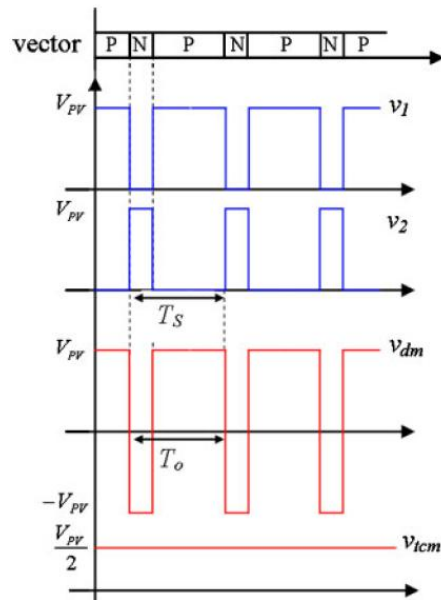


Fig. 3.29. Formas de onda de los voltajes con modulación bipolar

La modulación bipolar con el inductor de línea dividido entre la fase y el neutro presenta excelentes características teniendo en cuenta la realización EMI. Sin embargo, vale la pena mencionar que una pequeña corriente de modo común siempre fluye a través de la tierra debido a:

- Desequilibrio en el valor de las capacidades parásitas C_{1g} y C_{2g} .
- Desequilibrio en el valor de las impedancias de línea L_1 y L_2 . La impedancia de la red participa en este desequilibrio.
- La falta de sincronismo en la conmutación de las dos patillas del puente (desequilibrio en el comportamiento de los interruptores, los retrasos en el intercambio de conductores, etc.)

Estas tres razones fuerzan el incluir un filtro EMI. De hecho, la tercera podría conducir a un alto contenido de interferencias electromagnéticas en el rango de alta frecuencia, lo que requiere un valor de L_{cm} similar a la requerida con la modulación UPWM. No obstante, y teniendo en cuenta las tres razones, la integral de la tensión a través de L_{cm} será siempre muy pequeña, y por lo tanto el tamaño de L_{cm} será mucho menor que con la técnica UPWM.

Como se señaló, el rendimiento global del inversor ha de incluir el tema del modo común, pero también la eficiencia y la calidad de la corriente inyectada en la red. Las dos últimas características se relacionan con la tensión de modo diferencial. Se puede observar en la figura 3.29, que la frecuencia de salida es igual a la frecuencia de conmutación. Por lo tanto, para alcanzar la misma frecuencia de salida que las obtenidas mediante la técnica UPWM, la frecuencia de conmutación tiene que ser el doble. Incluso entonces, el rizado de la corriente inyectada en la red será mayor al obtenido con la técnica UPWM, ya que los escalones de voltaje de v_{dm} son de $2V_{PV}$. En cuanto a la eficiencia, durante cada periodo de conmutación, hay dos IGBT's y dos diodos operando a la frecuencia de salida. Por lo tanto, las pérdidas de energía de conmutación duplican a las del UPWM para la misma frecuencia de salida. En cuanto a las pérdidas de conducción, éstas serán similares. En la técnica bipolar, existen dos IGBT's o dos diodos conduciendo la corriente de salida, es decir, dos semiconductores, al igual que en el UPWM. En consecuencia, el equilibrio entre eficiencia y calidad de corriente alcanzado por la técnica de modulación bipolar es peor que la obtenida con la UPWM.

3.3.2.5 Convertidor en puente con AC-bypass (HERIC)

En la figura 3.30 vemos esta configuración, es la estructura HERIC (highly efficient reliable inverter concept). El convertidor de potencia consiste ahora en una estructura en puente con posibilidad de cortocircuitar sus salidas (ac-bypass) sin usar los interruptores del puente como se ve en la figura 3.31. El ac-bypass se logra por medio de los transistores T5 y T6 y sus diodos en antiparalelo. Este convertidor consta de 6 IGBT's y 6 diodos, dos de cada más que el convertidor en puente.

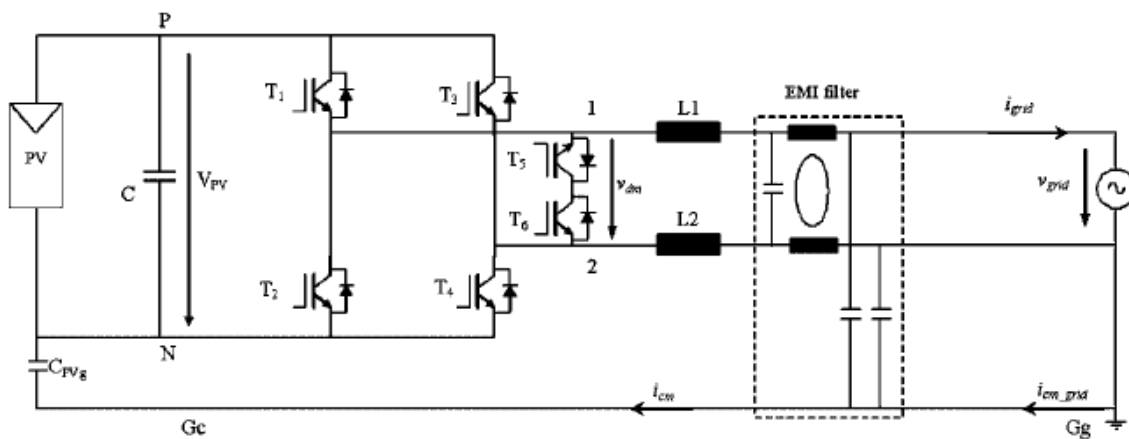


Fig. 3.30. Sistema fotovoltaico sin transformador con convertidor en puente con ac-bypass

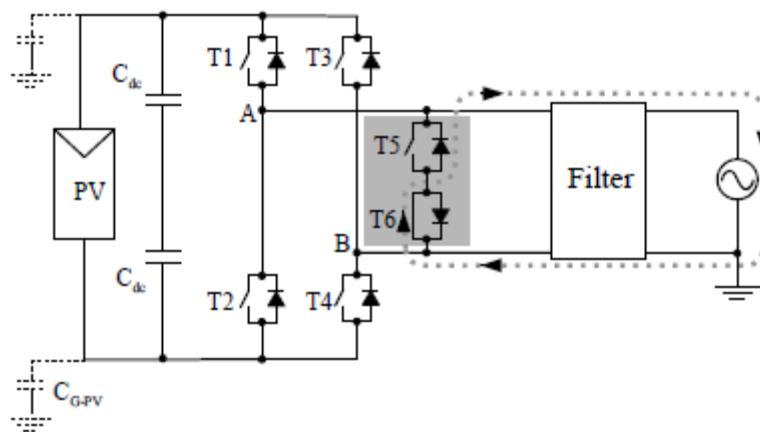


Fig. 3.31. Camino de la corriente durante el vector de voltaje cero, para corriente de carga positiva

Para analizar el rendimiento de este convertidor, hay que desarrollar los equivalentes a las tablas 3.1, 3.2 y 3.3. Para obtener el equivalente de la tabla 3.1 es necesario identificar los estados permitidos de conducción de los conmutadores del convertidor. Para evitar cortocircuitos, las combinaciones prohibidas para los interruptores en estado ON son

T₁-T₂, T₃-T₄, T₁-T₆-T₄, T₃-T₅-T₂. La tabla 3.4 muestra una lista de los estados permitidos para los conmutadores.

Vector	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	T ₅	T ₆	v _{1N}	v _{2N}	v _{dm} = v _{1N} - v _{2N}
<i>N</i>	OFF	ON	ON	OFF	OFF	OFF	0	V _{PV}	-V _{PV}
<i>P</i>	ON	OFF	OFF	ON	OFF	OFF	V _{PV}	0	V _{PV}
<i>0_N</i>	OFF	ON	OFF	ON	OFF	OFF	0	0	0
<i>0_P</i>	ON	OFF	ON	OFF	OFF	OFF	V _{PV}	V _{PV}	0
<i>0₁</i> i _{grid} > 0	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	OFF	—	—	0
<i>0₂</i> i _{grid} < 0	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	—	—	0

Tabla 3.4. Voltajes de salida y vectores para el convertidor HERIC

La tabla 3.4 es igual que la 3.1 excepto por los vectores *O₁* y *O₂*. Para evaluar el comportamiento en modo común hay que saber el voltaje en modo común generado por el convertidor. Y para ello hay que conocer v_{1N} y v_{2N}. Los vectores *O₁* y *O₂* son condiciones especiales del convertidor, porque todos los conmutadores del puente están en OFF. Por esto, v_{1n} y v_{2n} no se pueden medir ya que el punto negativo del bus DC está teóricamente desconectado de las salidas del convertidor. En la práctica, los conmutadores exhiben una capacitancia parásita a través de sus terminales de potencia. Esta capacitancia permite saber el voltaje de salida cuando todos los conmutadores del puente están en OFF. Durante el proceso de cierre, la corriente de salida tiene que salir del puente e ir hacia el ac-bypass. Como las salidas están cortocircuitadas por el ac-bypass, los voltajes v_{1n} y v_{2n} acaban siendo iguales. Asumiendo que las capacitancias parásitas de los conmutadores del puente son similares, el proceso de apagado del FB será simétrico. Por eso la variación de voltaje en ambas patillas será la misma. Así, el voltaje v_{cm} es igual a la mitad del voltaje del dc bus, que es V_{PV}/2. Ahora podemos hacer fácilmente las tablas para v_{dm} y v_{tcn} en función de la localización del inductor de línea. La tabla 3.5 corresponde al caso en el que el inductor está en la fase y en la tabla 3.6 el inductor está simétricamente dividido en ambos conductores.

Vector	v _{dm}	v _{cm}	v _{s1}	v _{tcn} = v _{s1} + v _{cm}
<i>N</i>	-V _{PV}	V _{PV} /2	≈ V _{PV} /2	≈ V _{PV}
<i>P</i>	V _{PV}	V _{PV} /2	≈ -V _{PV} /2	≈ 0
<i>0_N</i>	0	0	0	0
<i>0_P</i>	0	V _{PV}	0	V _{PV}
<i>0₁</i>	0	≈ V _{PV} /2	0	≈ V _{PV} /2
<i>0₂</i>	0	≈ V _{PV} /2	0	≈ V _{PV} /2

Tabla 3.5. Valores de voltajes en el convertidor HERIC con L₁=L y L₂=0

Vector	v_{dm}	v_{cm}	v_{s1}	$v_{icm} = v_{s1} + v_{cm}$
N	$-V_{PV}$	$V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx V_{PV}/2$
P	V_{PV}	$V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx V_{PV}/2$
0_N	0	0	0	0
0_P	0	V_{PV}	0	V_{PV}
0_1	0	$\approx V_{PV}/2$	0	$\approx V_{PV}/2$
0_2	0	$\approx V_{PV}/2$	0	$\approx V_{PV}/2$

Tabla 3.6. Valores de voltajes en el convertidor HERIC con $L_1=L_2=L/2$

Si no se usan los vectores 0_1 y 0_2 , el análisis es exactamente igual al del convertidor en puente. Los vectores P y 0_1 se seleccionan durante el semiciclo positivo de v_{dm} . En este semiciclo, la corriente de salida I_{grid} es positiva si el factor de potencia es cercano a 1. Los vectores N y 0_2 son para el semiciclo negativo. Mirando las tablas 3.5 y 3.6 se ve que solo cuando el inductor de línea está simétricamente dividido entre fase y neutro la estrategia de modulación evita la variación de voltaje v_{icm} . Por eso se logra un excelente comportamiento en modo común. De la tabla 3.4 se puede obtener la estrategia de modulación para los conmutadores del convertidor. Durante el semiciclo positivo los transistores T_1 y T_4 conducen la corriente de salida cuando se aplica el vector P . Cuando se aplica el 0_1 la corriente de salida fluye por T_5 y el diodo en paralelo con T_6 , por eso v_{dm} muestra un pulso de V_{PV} voltios. El transistor T_5 puede estar en ON durante todo el semiciclo positivo de v_{dm} , ya que el diodo en paralelo con T_6 evita que el puente sea cortocircuitado cuando T_1 y T_4 están en ON. Para el semiciclo negativo de v_{dm} , se usan los vectores N y 0_2 . Por eso la estructura funciona como un convertidor de 3 niveles con la frecuencia de salida igual a la de conmutación y con un voltaje en modo común constante e igual a $V_{pv}/2$. Las formas de onda del voltaje se ven en la figura 3.32.

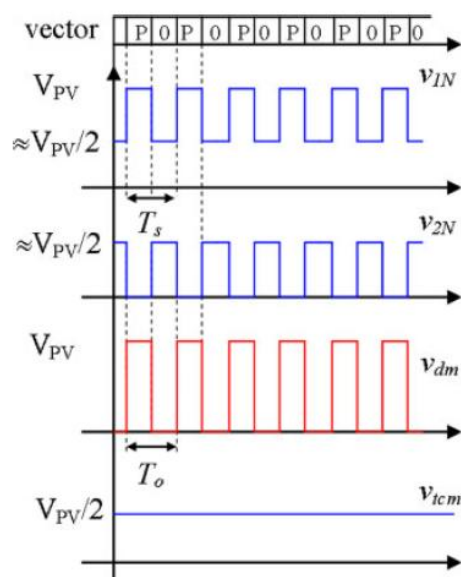


Fig. 3.32. Formas de onda del convertidor en puente con ac-bypass

En comparación con el convertidor en puente con UPWM, el convertidor en puente con ac-bypass tiene que conmutar al doble de frecuencia para la misma frecuencia de salida y forma de onda de v_{dm} . En este convertidor dos IGBT's operan a la frecuencia de salida, pero a la mitad de tensión del bus DC ($V_{PV}/2$) y un diodo opera a la frecuencia de salida a tensión V_{PV} . Por eso, las pérdidas son parecidas a las del convertidor en puente con UPWM para la misma frecuencia de salida. Con respecto a las pérdidas de conducción, la corriente de salida circula a través de dos IGBT's o a través de un IGBT y un diodo, es decir, a través de dos semiconductores. Por eso, las pérdidas de conducción también serán parecidas en ambos convertidores. Como conclusión, en un sistema fotovoltaico sin transformador, el convertidor en puente con ac-bypass mejora el comportamiento del sistema. Como desventaja, podemos señalar que requiere de más conmutadores.

3.3.2.6 Convertidor en puente con DC-bypass (H5)

La topología H5, utiliza la misma idea para la generación de voltaje unipolar de salida: desconecta la matriz fotovoltaica de la red durante el vector de voltaje cero. El PWM usado es el híbrido. Los conmutadores T_1 y T_3 conmutan a frecuencia de red; T_1 está continuamente en ON durante el semiciclo positivo y T_3 lo está durante el semiciclo negativo de la tensión de referencia. Para crear el vector de tensión positivo, P, T_5 y T_4 conmutan simultáneamente con alta frecuencia, mientras T_1 está en ON (como hemos dicho antes), y la corriente circulará a través de T_5 - T_1 volviendo a través de T_4 , como se ve en la figura 3.33.

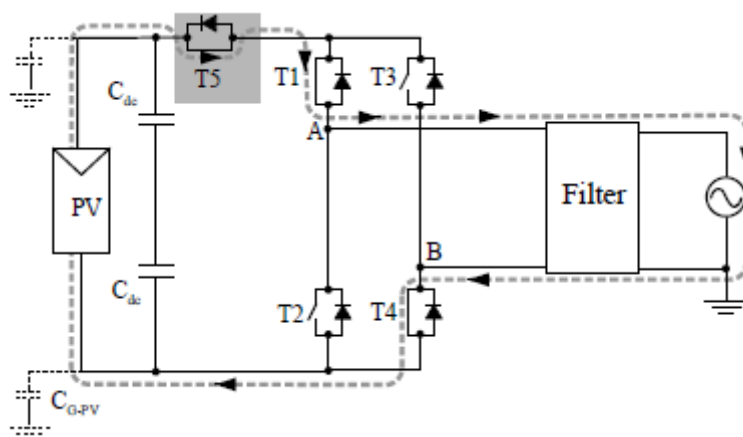


Fig. 3.33. Camino que toma la corriente durante el vector de tensión positivo, para corriente de carga positiva

Durante el vector de voltaje cero, T_5 y T_4 se ponen en OFF y la corriente de libre circulación encuentra su camino a través de T_1 - T_3 , como vemos en la figura 3.34. El vector de voltaje negativo, N, se crea conmutando T_5 y T_2 simultáneamente con alta frecuencia, mientras T_3 está en ON, durante el correspondiente semiciclo del voltaje de referencia y la corriente circulará a través de $T_5 - T_3$ volviendo a través de T_2 .

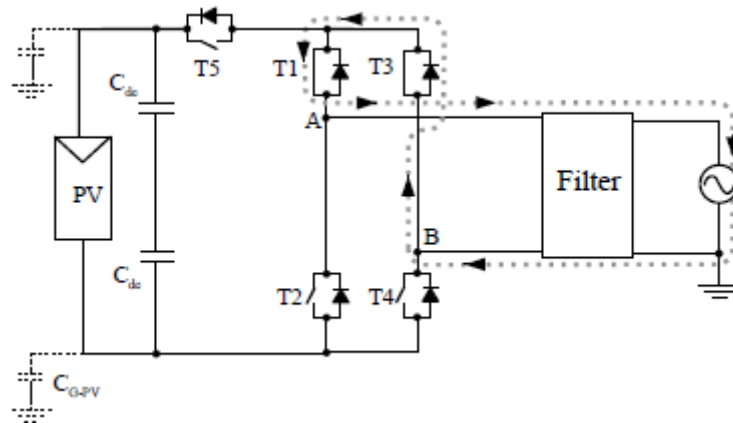


Fig. 3.34. Camino de la corriente para el vector de voltaje cero, para corriente de carga positiva

El comportamiento en modo común de la topología H5 es similar a la de la topología en puente con modulación PWM bipolar. El voltaje a tierra de los terminales de la matriz fotovoltaica solo tendrá forma sinusoidal, pero mantiene la misma alta eficiencia que la topología en puente con modulación unipolar UPWM.

Se puede decir que la topología H5 es adecuada para los sistemas sin transformador. El voltaje de salida se consigue desconectando la matriz fotovoltaica de la red durante el periodo del vector de voltaje cero, usando un método que se llama desacoplo DC.

3.3.2.7 Convertidor en semipunto

Una estructura que genera un voltaje en modo común no variable es la familia de los inversores semipunto, con 2, 3 o más niveles. En la figura 3.35 se muestra un sistema fotovoltaico sin transformador con convertidor en semipunto de 3 niveles. Este convertidor posee 4 IGBT's y 6 diodos, dos diodos más que el convertidor en puente. Además de su excelente comportamiento en modo común, también muestra valiosas características con respecto al modo diferencial y a la eficiencia.

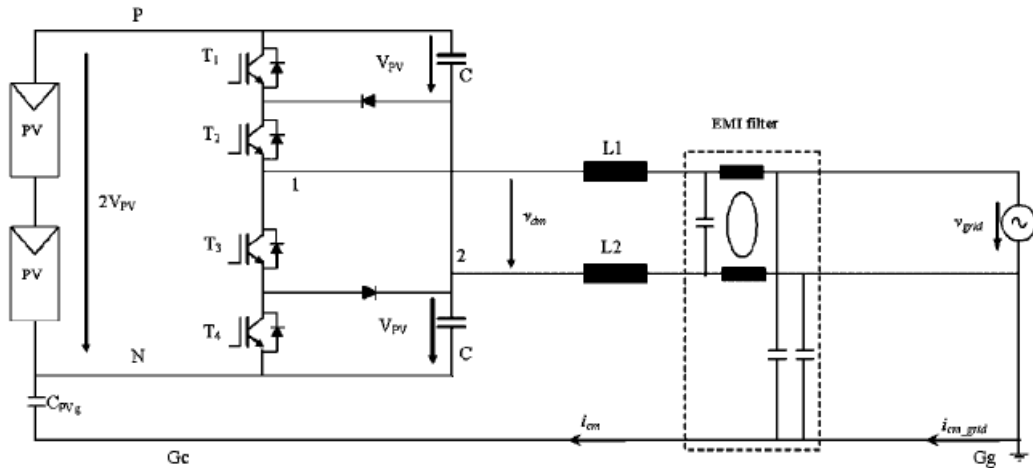


Fig. 3.35. Sistema fotovoltaico sin transformador con convertidor en semipuente

Para analizar el sistema, necesitamos nuevas tablas equivalentes a las tablas 3.1-3.3. Como se puede ver en la figura 3.35, la salida 2 está conectada al punto medio del generador de voltaje fotovoltaico, y la salida 1 está conectada a una patilla de conmutación que modula para controlar el voltaje v_{dm} . Este convertidor ofrece 3 niveles para el voltaje de salida. Se puede alcanzar V_{PV} cuando T_1 y T_2 están en on. Así T_3 y T_4 estarán en off para evitar cortocircuitos. $0V$ se alcanzan si T_2 y T_3 están en on, estando T_1 y T_4 en off. Y por último, $-V_{PV}$ aparece cuando T_3 y T_4 están en on y los otros dos en off. Los posibles estados de modulación están en la tabla 3.7. Las tablas 3.8 y 3.9 hacen una lista de los valores de v_{dm} y v_{tcm} para las dos opciones de colocación del inductor de línea. La tabla 3.8 corresponde al caso en el que el inductor de línea está en la fase, y la 3.9 es el caso en el que está simétricamente dividida en ambos conductores.

Vector	T1	T2	T3	T4	v_{1N}	v_{2N}	$v_{dm} = v_{1N} - v_{2N}$
<i>N</i>	OFF	OFF	ON	ON	0	V_{PV}	$-V_{PV}$
<i>P</i>	ON	ON	OFF	OFF	$2V_{PV}$	V_{PV}	V_{PV}
0	OFF	ON	ON	OFF	V_{PV}	V_{PV}	0

Tabla 3.7. Tensiones de salida y vectores del convertidor de tres niveles en semipuente

Vector	v_{dm}	v_{cm}	v_{s1}	$v_{tcm} = v_{s1} + v_{cm}$
<i>N</i>	$-V_{PV}$	$V_{PV}/2$	$\approx V_{PV}/2$	$\approx V_{PV}$
<i>P</i>	V_{PV}	$3V_{PV}/2$	$\approx -V_{PV}/2$	$\approx V_{PV}$
0	0	V_{PV}	0	V_{PV}

Tabla 3.8. Principales tensiones del inversor, convertidor de tres niveles semipuente con $L_1=L$ ($L_2=0$)

Vector	v_{dm}	v_{cm}	v_{s1}	$v_{scm} = v_{s1} + v_{cm}$
N	$-V_{PV}$	$V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx V_{PV}/2$
P	V_{PV}	$3V_{PV}/2$	≈ 0	$\approx 3V_{PV}/2$
0	0	V_{PV}	0	V_{PV}

Tabla 3.9. Principales tensiones del inversor, convertidor de tres niveles semipunte con $L_1=L_2=L/2$

Cuando el inductor de línea está dividido entre neutro y fase (tabla 3.9), no hay manera de modular los semiciclos positivo y negativo de v_{dm} sin tener también una forma de onda de v_{tcm} variable. Pero si el inductor de línea está conectado a la fase (tabla 3.8) sea cual sea el vector seleccionado, el voltaje v_{tcm} permanece constante e igual a V_{PV} . Esto es una mejora con respecto al convertidor en puente con modulación bipolar, que solo tenía 2 niveles. Por eso, la técnica de modulación tiene que ser diseñada para lograr las mejores características de modo diferencial. Con este fin hay dos puntos clave. Uno es generar un voltaje de salida v_{dm} con el menor rizado posible y a la mayor frecuencia de salida para tener el mínimo THD en la corriente inyectada a la red. El otro es lograr esta alta frecuencia de salida con una baja frecuencia de conmutación para bajar pérdidas de conmutación al máximo. Para reducir el rizado de v_{dm} , los vectores 0 y P se usan en el semiciclo positivo de v_{dm} y para el negativo 0 y N. De la tabla 3.7, se puede concluir directamente que durante el semiciclo positivo de v_{dm} , T2 permanece siempre en on y solo T₁ y T₃ conmutan a la frecuencia de conmutación. Situación similar para semiciclo negativo. Las formas de onda correspondientes a esta modulación las podemos ver en la figura 3.36.

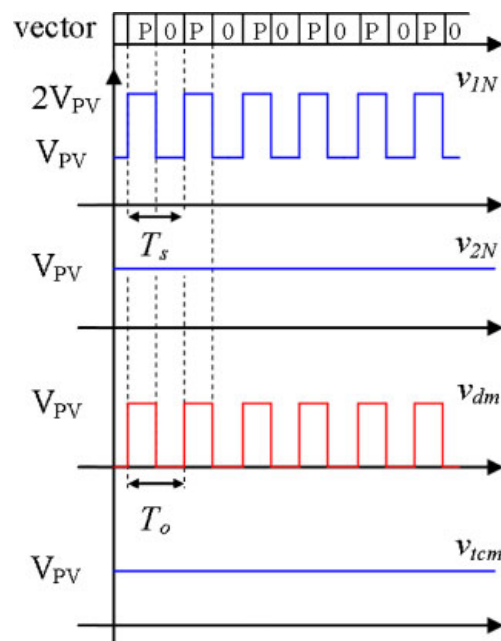


Fig. 3.36. Formas de onda para el convertidor en tres niveles en semipunte

Las pérdidas totales de conmutación para esta estructura son debidas a la conmutación de un IGBT y un diodo a la frecuencia de salida y con un voltaje igual a V_{PV} . Para lograr la misma frecuencia de salida, que el convertidor en puente se necesita el doble de frecuencia de conmutación que en el puente con modulación UPWM. Por tanto hay las mismas pérdidas de conmutación en ambos convertidores. Respecto a las pérdidas de conducción se puede apreciar que la corriente de salida circula por dos IGBT's o por un IGBT y un diodo, así que las pérdidas de conducción son parecidas a las del convertidor en puente. Podemos concluir que, en un sistema fotovoltaico sin transformador, la técnica de modulación descrita para este convertidor de 3 niveles con el inductor de línea en la patilla de conmutación, es mejor que el convertidor en puente con la técnica UPWM. El THD de la corriente de salida y la eficiencia son parecidos pero no se produce variación del voltaje total en modo común.

Sin embargo, el voltaje del bus DC tiene que ser el doble que el requerido en un convertidor en puente, por la amplitud de la componente fundamental de v_{dm} , impuesta principalmente por la amplitud del voltaje de red, el cual ha de ser el mismo. Esto se logra conectando en serie más matrices fotovoltaicas o usando etapas de potencia DC/DC que suban el voltaje del dc bus. Si introducimos un convertidor DC/DC, la configuración del generador fotovoltaico puede ser la misma que la de un convertidor en puente. Sin embargo, las pérdidas del DC/DC reducen la eficiencia total del sistema.

3.3.3 Topologías de tres fases

En sistemas de una fase la potencia de salida en el lado AC no es constante ya que tanto el voltaje de red como la corriente son sinusoidales. Estos pulsos en la potencia en el lado AC también están presentes en el lado DC y, para compensarlos, hacen falta enormes condensadores para disminuir las oscilaciones, las cuales estarán también presentes alrededor del punto de máxima potencia (MPP). Sin embargo, en sistemas de tres fases, la potencia inyectada es constante, ya que la suma de las corrientes de las tres fases es cero. Esto quiere decir que necesitamos condensadores mucho más pequeños, haciendo al inversor más compacto. La potencia de salida de sistemas trifásicos es más alta que en los de una sola fase y puede llegar a superar los 20 kW en el caso de red de baja tensión.

3.3.3.1 Topología en puente con tres fases

Esta topología, cuyo esquema podemos ver en la figura 3.37, es la más simple y extensamente utilizada para aplicaciones generales en sistemas trifásicos. El voltaje total en modo común tiene un contenido de alta frecuencia (a la frecuencia de conmutación) y sufre variaciones, lo que permite que circule una gran corriente de tierra. Dependiendo de la técnica de modulación, este voltaje alcanzará diversos valores: V_{PV} , $2/3 V_{PV}$, $1/3 V_{PV}$, 0.

Debido a esto, la corriente de pérdidas solamente estará limitada por las capacidades parásitas de la matriz fotovoltaica, las cuales, para un sistema fotovoltaico del orden de kW, serán aproximadamente de 100nF, creando de esta manera una gran corriente de tierra.

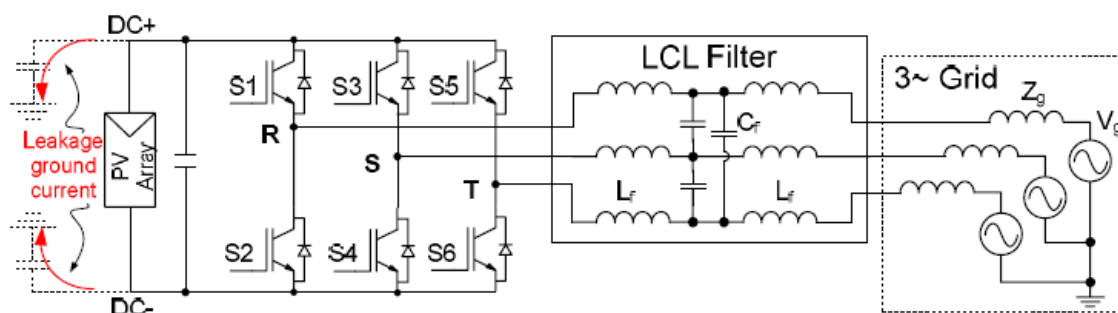


Fig. 3.37. Topología en puente de tres fases

Por eso, podemos decir que esta topología no es válida para sistemas fotovoltaicos sin transformador, debido al comportamiento en modo común. Sin embargo, eligiendo otra estrategia PWM es posible reducir la corriente de tierra, aunque en aplicaciones con grandes superficies de matriz fotovoltaica, la corriente de tierra seguirá siendo demasiado grande.

3.3.3.2 Topología en puente con tres fases con condensador dividido

Esta topología, que podemos ver en la figura 3.38 es similar a la que acabamos de explicar, la topología en puente con tres fases, pero con la diferencia de que en la línea DC el condensador está dividido en dos mitades y el punto medio está conectado al punto neutro de la red.

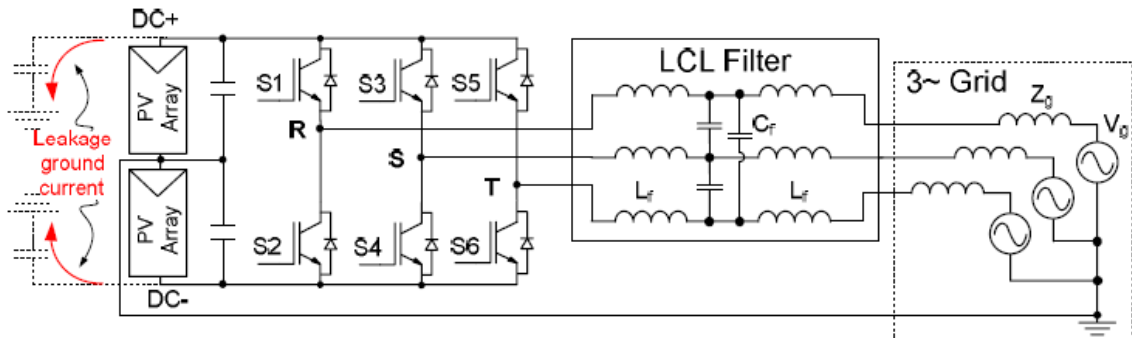


Fig. 3.38. Topología en puente de tres fases, con condensador dividido

Ya que el punto medio de la línea DC está conectado a la línea de tierra de la red, la matriz fotovoltaica estará fijada al potencial del neutro. Por eso, el voltaje a tierra de la matriz fotovoltaica será constante, es decir, el voltaje de modo común. Al ser este voltaje constante, no se creará corriente de tierra, por lo que esta topología es una solución válida para sistemas fotovoltaicos sin transformador.

3.3.3.3 Topología en puente con condensador dividido y modulación escalonada

En el caso de la topología trifásica en puente con condensador dividido, se utilizaba la estrategia de modulación PWM estándar, donde todas las señales de puerta han sido sincronizadas a un único temporizador PWM. Otra solución es tener tres temporizadores separados, uno por cada patilla del inversor, desplazados 120° . Esta estrategia de modulación se llama modulación escalonada o intercalada. Utilizando este método, tanto el rizado de la corriente de red como la corriente de tierra se ven minimizados.

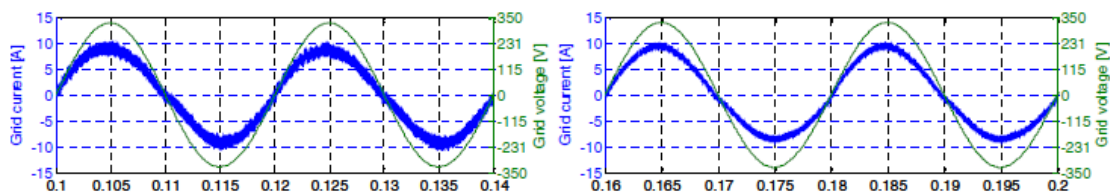


Fig. 3.39. A la izquierda vemos la corriente de red para la topología trifásica en puente con condensador dividido con la modulación PWM estándar. A la derecha, la misma topología con la técnica de modulación escalonada

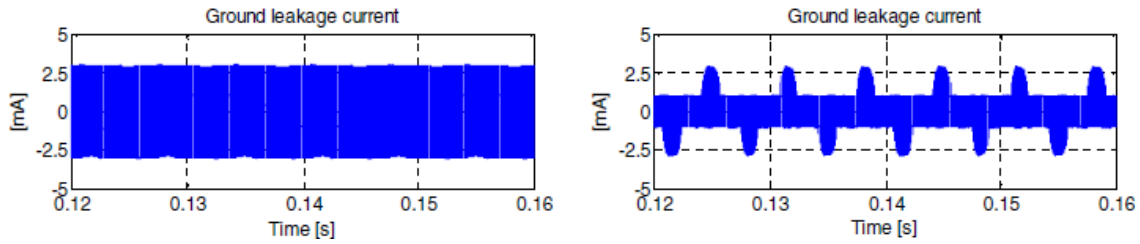


Fig. 3.40. A la izquierda, vemos la corriente de tierra para la técnica de modulación PWM estándar. A la derecha, la misma corriente con la técnica de modulación escalonada

Por tanto, podemos decir que se puede mejorar el comportamiento de la topología en puente trifásica con condensador dividido utilizando la estrategia de modulación escalonada.

3.3.4 Control de la corriente continua inyectada a la red

En sistemas fotovoltaicos conectados a red, la inyección de corriente continua está limitada como a hemos visto en el capítulo anterior de normativa, según ciertos estándares, y necesita ser monitorizada durante el funcionamiento del inversor, por medio de un sensor de corriente continua o por el RCMU, Residual Current Monitorig Unit (unidad de monitorización de corriente residual), de un inversor también usado para medir la corriente de tierra.

La inyección de magnitudes continuas en la red eléctrica es indeseable debido al impacto eléctrico en el equipo, por ello vamos a ver los efectos y riesgos asociados a la inyección de corriente alterna en varios componentes de la red.

Equipo	Efectos de la inyección de continua	Impactos y riesgos asociados con la inyección de continua
Transformador de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Saturación • Incremento de distorsión armónica • Incremento de pérdidas • Incremento del calor • Incremento del ruido 	<ul style="list-style-type: none"> • Envejecimiento prematuro • Fallos prematuros • Operación ineficiente • Impacto medioambiental
RCD	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación de las características del disparo 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de sensibilidad
Transformadores de corriente	<ul style="list-style-type: none"> • Saturación 	<ul style="list-style-type: none"> • Medidas erróneas
Medidores de energía		<ul style="list-style-type: none"> • Medidas erróneas

Tabla 3.9. Efectos y riesgos asociados a la inyección de corriente continua en la red

En inversores fotovoltaicos conectados a red, la inyección de corriente continua es un tema importante, debido a su efecto en los transformadores de distribución. Las pérdidas, ruido y temperatura aumentan en estos transformadores cuando se inyecta corriente continua. Todo esto afecta al tiempo de vida del transformador. Por ellos, hay que tener especial cuidado de no inyectar corriente continua en el caso de los inversores sin transformador.

3.4 Normativa

3.4.1 Normativa específica para la omisión de transformador

Para llevar a cabo el siguiente punto del proyecto nos vamos a centrar en dos normativas de nivel Estatal, que son:

- Real Decreto 1663/2000 del 29 de Septiembre sobre “Conexión de instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión” [36].
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión según Real Decreto 842/2002 del 2 de Agosto y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC's) [37], [38], [39] y [40].

La legislación actual española establece la necesidad de separación galvánica entre la instalación generadora y la red de distribución de baja tensión, mediante un transformador o un sistema equivalente que cumpla las mismas funciones.

Según establece el Ministerio de Industria Comercio y Turismo, las características de dicho sistema equivalente basándose en los requisitos técnicos contenidos en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, RD 842/2002). Las funciones que dicho sistema debe cumplir son:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua en la red.

Para poder establecer las condiciones que deben cumplir las instalaciones que cumplan las funciones citadas, y entendiendo por “Redes de Distribución Pública” a las redes eléctricas que pertenecen o son explotadas por empresas cuyo fin principal es la distribución de

energía para su venta a terceros, es necesario clasificar las instalaciones generadoras en función de su topología de conexión a la red en los siguientes tipos:

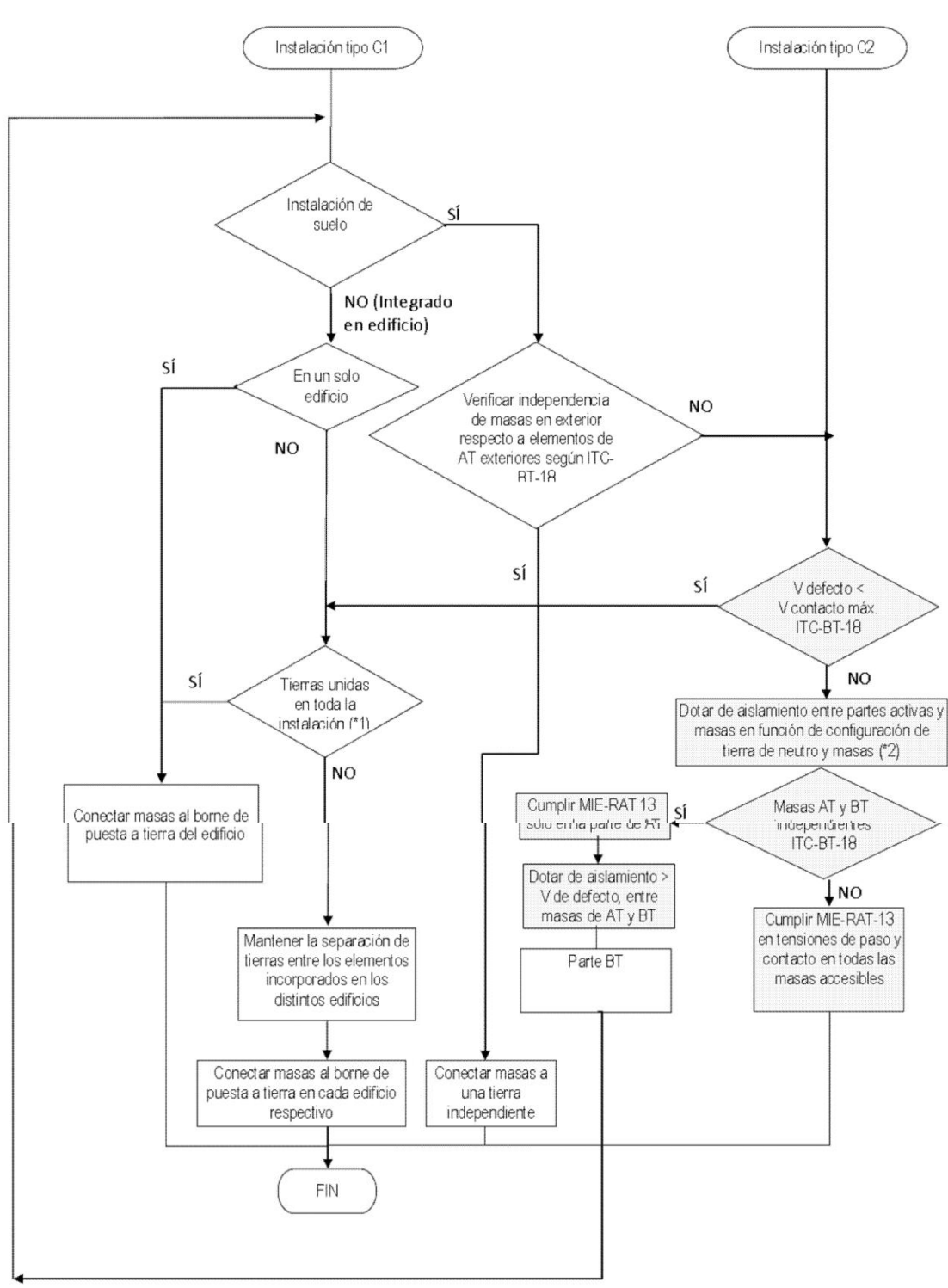
- a) Instalaciones generadoras aisladas: Aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.
- b) Instalaciones generadoras asistidas: Aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación.
- c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública, que se pueden dividir en:
 - c.1) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red.
 - c.2) Las instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, que no tiene otras redes de distribución de baja tensión que alimentan cargas ajenas, conectadas a él.

Una vez establecida la clasificación las condiciones a cumplir en cada una de las funciones citadas son:

Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación:

La transferencia de defectos entre la red y la instalación generadora se considera resuelta, independientemente del convertidor utilizado, siempre que se cumpla el siguiente esquema aplicado por separado a las distintas partes de la instalación, básicamente convertidor y elementos del generador (por ejemplo, en el caso de generación fotovoltaica,

inversores y cada uno de los paneles fotovoltaicos), a menos que estén juntas.



Proporcionar seguridad personal:

Con el fin de proporcionar seguridad personal la instalación deberá cumplir lo que establece la ITC-BT-24 del REBT. Como se puede ver en [37].

Evitar la inyección de corriente continua en la red.

Para evitar la inyección de corriente continua se deberá aplicar lo siguiente:

La corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5% de la corriente nominal de la misma. Cuando se disponga en la instalación de un transformador separador entre el inversor y el punto de conexión de la red de distribución se asumirá que está cubierto el requisito de limitación de la inyección de corriente continua.

Si el inversor utilizado es con transformador de alta frecuencia o sin transformador se deberá demostrar que la corriente continua inyectada a red por el inversor no supera el 0,5 % de la corriente nominal. Para ello se realizará el siguiente ensayo:

1. Conectar el inversor a una red cuya componente de tensión continua sea despreciable a los efectos de la medida, por ejemplo separando otras cargas de la red con un transformador separador.
2. Ajustar la potencia de salida del inversor a una potencia de salida comprendida entre el 25 % y el 100% de su potencia nominal.
3. Esperar el tiempo necesario hasta que la temperatura interna del inversor alcance el régimen estacionario (variación de temperatura inferior a 2 °C en 15 minutos).
4. Medir el valor de la componente continua inyectada por el equipo a la red. La prueba se determina como válida si la componente de continua, medida en una ventana de al menos 10 segundos, es menor al 0,5 % del valor eficaz de la corriente nominal de salida del inversor.

3.4.2 Normativa general

Los sistemas fotovoltaicos se atienen a las normativas de cada uno de los países. En España, en cuanto a la normativa general, se deben mencionar los siguientes documentos:

- Ley 54/1997, del sector eléctrico, de 27 de noviembre
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010
- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo, Código Técnico de Edificación

Con respecto a la normativa desde el punto de vista administrativo pueden distinguirse los siguientes documentos:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (en todo lo no previsto por el Real Decreto 1663/2000)
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo por el que se aprueba el procedimiento de medida y control de continuidad del suministro eléctrico.
- Real Decreto 154/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el real decreto 7/1988, de 8 de enero, por el que se regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen los modelos de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de Agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la

participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre de 2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1801/2003 de 26 de diciembre de 2003 sobre seguridad general de los productos.
- Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1114/2007 de 24 de agosto, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de cuatro cualificaciones profesionales correspondientes a la familia profesional energía y agua.
- Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre en el que se modifican los requisitos de las nuevas instalaciones rebajando, a posteriori, las primas y creando registros de preasignación.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre en el que se elimina el pago de energía primada a partir del año 25 prometido en el Real Decreto 661/2007. Artículo primero número 10.
- Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre en el que se modifica retroactivamente todas las tarifas reguladas y prometidas en el Real Decreto 661/2007.

Hay que tener en cuenta que cuando no exista disposición normativa de obligado cumplimiento aplicable se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas
- b) Normas UNE
- c) Las recomendaciones de la Comisión Europea

- d) Los códigos de buenas prácticas
- e) El estado actual de los conocimientos y de la técnica

Las normas UNE se elaboran a través de la representación nacional, delegada por AENOR, en los comités internacionales de normalización de energía solar fotovoltaica: Comité Técnico 82 de la IEC y comité técnico BTTF 86-2 de CENELEC (Comisión Europea de Normalización Eléctrica y Electrónica).

3.4.3 Conclusiones

Como hemos visto, en España, actualmente sí se puede omitir el transformador mediante las técnicas especificadas anteriormente, lo que supone una ventaja en el tema a tratar en este proyecto, por el ya conocido aumento de la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos sin transformador.

Capítulo 4: Consideraciones generales para polos de potencia de los inversores

4.1 Introducción

Como sabemos, el inversor convierte la tensión continua, proporcionada por la célula solar fotovoltaica, en alterna, para poder suministrarla a la red. Para ello se utilizará una etapa rectificadora con una gran variedad de configuraciones como hemos estudiado anteriormente. Hasta ahora hemos visto los distintos tipos de configuraciones empleadas para poder realizar esa rectificación de la señal.

En el presente capítulo estudiaremos los denominados polos de potencia, aquellos que hasta ahora hemos supuesto ideales, pero que como todo dispositivo electrónico posee unas características de funcionamiento.

Para aplicaciones fotovoltaicas, lo más usado son módulos IGBT o módulos IPM (Módulos Inteligentes de Potencia). Los primeros consisten básicamente, en polos formados por transistores IGBT, que colocados en el rectificador, realizan la función necesaria para esa conversión. Los segundos, nos proporcionan un funcionamiento similar a los módulos IGBT, pero con la ventaja de tener integrados los circuitos de protección y de control en el mismo dispositivo, con la ventaja de no tener que incluir a mayores dichos circuitos, obteniendo en el propio encapsulado todas esas funciones.

En un primer momento, describiremos la funcionalidad general de estos módulos, su modo de funcionamiento, sus características estáticas y dinámicas, así como las características de los elementos citados que se incluyen en los módulos IPM.

Más adelante, nos centraremos en las características de estos dispositivos, pero en este caso en los que se utilizan para aplicaciones fotovoltaicas, con el fin de comprobar las diferencias generales entre los dispositivos de aplicación general, y los comúnmente usados en este tipo de aplicaciones.

La serie-H de IGBT y los módulos inteligentes de potencia (IMP), se basan en IGBT avanzados de tercera generación y tecnologías de diodos de libre circulación. Las directrices generales para el circuito de potencia, el snubber y el diseño de sistemas térmicos, son esencialmente los mismos para ambos dispositivos. En este apartado cubriremos las cuestiones de aplicación general. En apartados siguientes se dan detalles específicos para cada dispositivo.

4.2 Diseño del circuito de potencia

En sistemas de alta potencia, el encendido y apagado rápido producen complicadas condiciones dinámicas. Los circuitos de potencia, snubbers, y circuitos de disparo puerta, deben diseñarse para hacer frente a extremas variaciones de “di/dt” y “dv/dt”. Se pueden producir excesivas tensiones transitorias si las inductancias parásitas en el circuito de potencia y en los snubber no se reducen al mínimo. Los “ground loops” y el acoplamiento capacitivo pueden causar serios problemas de ruido. Un diseño adecuado mecánicamente y eléctricamente es esencial para una operación fiable y eficiente de los IGBT y de los módulos inteligentes de potencia (IPM).

4.2.1 Sobretensiones de apagado

Las sobretensiones de apagado son una tensión transitoria que se producen cuando la corriente a través del IGBT se interrumpe al ser desconectado. Para examinarlas, hay que tener en cuenta la carga inductiva del circuito en semi-puente que se muestra en la Figura 4.1.

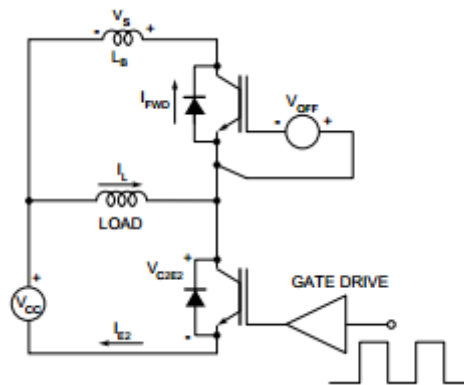


Fig. 4.1. Circuito en medio-puente con la inductancia parásita de los cables

En este circuito de prueba, el IGBT superior está alimentado negativamente (is biased off) y el dispositivo inferior se enciende y se apaga con una ráfaga de impulsos. Cada vez que se enciende el dispositivo inferior, la corriente en la carga inductiva (I_L) aumentará. Cuando dicho dispositivo se apaga, la corriente en la carga inductiva no puede cambiar instantáneamente. Deberá circular por el diodo de libre circulación del dispositivo superior. Cuando el dispositivo inferior se vuelve a encender, la corriente de carga pasará al dispositivo inferior y comenzará el ciclo de nuevo. Si el circuito fuese ideal y no tuviese inductancia parásita, el voltaje a través del dispositivo inferior (V_{CE2}) en el apagado

aumentará hasta alcanzar una caída en el diodo por encima de la tensión del bus (V_{CC}). El diodo de libre circulación del dispositivo superior se encargará de interrumpir la tensión para que no aumente aún más. Desafortunadamente, los circuitos reales de potencia tienen una inductancia parásita. En la figura 4.1, una inductancia global (L_B) ha sido añadida al circuito en semi-puente para simular el efecto de la inductancia parásita de los cables. Cuando el dispositivo inferior se apaga, la inductancia (L_B) resiste la conmutación de la corriente de carga al diodo de libre circulación del dispositivo superior. Una tensión (V_S) igual a $L_B \cdot di/dt$ aparece a través de L_B en oposición al aumento de la corriente en los cables. La polaridad de esta tensión es tal que se suma a la tensión continua de los cables (V_{CC}) y aparece a través del IGBT inferior como una sobretensión. En casos extremos, el pico de sobretensión puede sobrepasar los valores de V_{CES} del IGBT y hacer que falle. En una aplicación real, la inductancia parásita (L_S) se distribuye por todo el circuito de potencia, pero el efecto es el mismo.

4.2.2 Recuperación de la sobretensión del diodo de libre circulación

Un pico de sobretensión similar al del apagado, puede ocurrir cuando el diodo de libre circulación se recupera. Supongamos que el IGBT inferior de la figura 4.1 está apagado y que la corriente de carga (I_L) está circulando a través del diodo de libre circulación del IGBT superior. Cuando el dispositivo inferior se enciende, la corriente en el diodo de libre circulación del dispositivo superior (I_{FWD}) disminuye a medida que la corriente de carga empieza a conmutar al dispositivo inferior, y se vuelve negativa durante la recuperación inversa del diodo de libre circulación. Cuando el diodo de libre circulación se recupera, la corriente en los cables disminuye rápidamente a cero. Esta situación es similar al funcionamiento de apagado descrito en el apartado 4.2.1. La inductancia parásita de los cables (L_B) desarrolla un pico de tensión igual a $L_B \cdot di/dt$ en oposición a la corriente decreciente. En este caso el di/dt se relaciona con las características de recuperación del diodo de libre circulación. Algunos diodos de recuperación rápida pueden desarrollar un di/dt de recuperación extremadamente alto cuando recuperan de manera rápida por un encendido del IGBT inferior. Esta condición, comúnmente conocida como recuperación “ágil” (“snappy”), puede causar tensiones transitorias muy altas.

4.2.3 Los lazos de tierra (Ground loops)

Los “ground loops”, o lazos de tierra, son causados cuando el disparo de puerta o las señales de control comparten un camino de retorno con la corriente principal. Durante la conmutación, se induce una tensión en la inductancia parásita del circuito de potencia por la alta di/dt de la corriente principal. Cuando esto sucede, los puntos del circuito que deben estar a potencial de tierra pueden estar de hecho a varios voltios sobre tierra. Esta tensión puede aparecer en las puertas de los dispositivos que se supone que están apagados, causando que se activen. Con el fin de evitar este problema, es necesario referenciar cuidadosamente los circuitos de control y de puerta. En las aplicaciones que se utilizan grandes módulos IGBT's con altas di/dt s se hace cada vez más difícil evitar estos problemas. En la figura 4.2.a) se muestra un circuito con los citados problemas de lazos de tierra. En este circuito, la puesta a tierra para el circuito de disparo de puerta pasa a través del bus principal de potencia. Este circuito es apropiado para su uso con pequeñas corrientes porque tienen una inductancia mínima en el bus negativo y una di/dt relativamente baja en el circuito de potencia. Sin embargo, incluso en este caso se recomienda una fuerte corriente de polarización negativa de -5 a -15V (En el caso de los IPM no es necesario una polarización negativa). Para corrientes de funcionamiento más altas, las tensiones inducidas en el bus durante la conmutación son susceptibles de causar problemas de lazos de tierra en el circuito de la figura 4.2.a). En la figura 4.2.b) se muestra la conexión recomendada de los driver de disparo inferiores, utilizando una sola unidad de alimentación para el disparo de puerta. En este circuito, el ruido de los lazos de tierra se minimiza mediante el uso de emisores auxiliares y condensadores locales de desacoplo para la alimentación del circuito de disparo. Este circuito es apropiado para su uso con circulación de corriente de hasta aproximadamente 200 A. En la figura 4.2.c) se muestra el circuito recomendado para módulos IGBT de 300 amperios nominales o más. En este circuito se utilizan fuentes de alimentación aisladas e independientes para los circuitos de disparo inferiores, con el fin de eliminar los problemas de los lazos de tierra para corrientes de funcionamiento elevadas.

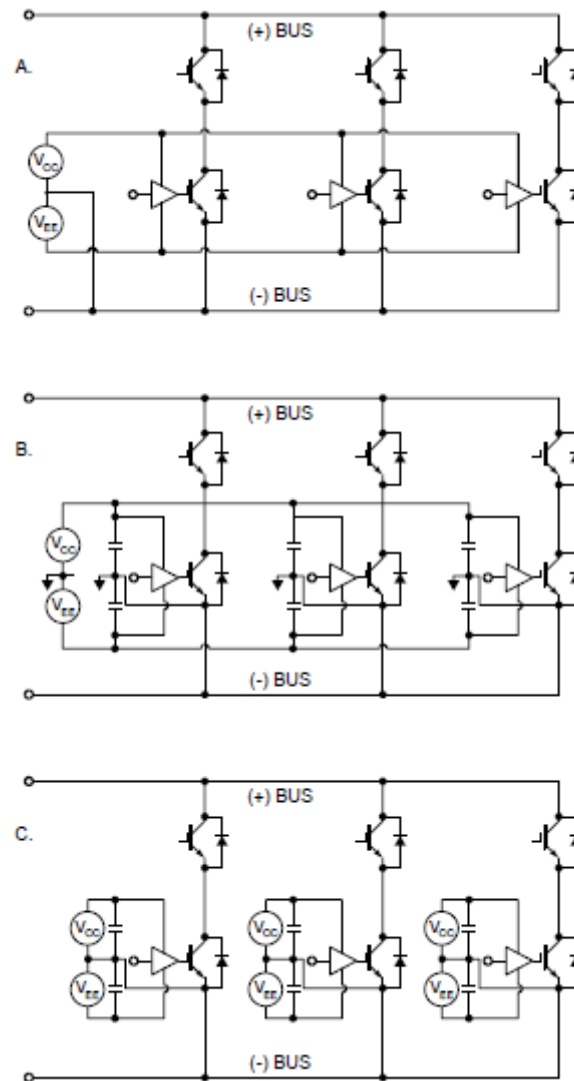


Fig. 4.2. Cómo evitar el ruido de los lazos de tierra

4.2.4 Reducción de la inductancia del circuito de potencia

La energía que produce tensiones transitorias en los IGBT de estos circuitos de potencia es proporcional a $1/2L_s i^2$. Donde “ L_s ” es la inductancia parásita de los cables, e “ i ” es la corriente de funcionamiento.

Un dato importante a recordar es que esta energía es proporcional al cuadrado de la corriente de funcionamiento. Por lo tanto, los dispositivos de alta corriente requerirán una inductancia mucho más baja del circuito de potencia.

Esto presenta un desafío para el diseñador del circuito IGBT debido a que el tamaño físico y los requerimientos térmicos de estos dispositivos hacen necesarias conexiones más largas en el circuito de potencia. Con buses convencionales, estas conexiones causarían mayor inductancia parásita haciendo el diseño del “snubber” (circuito amortiguador, el cual se usará para minimizar las sobretensiones provocadas por el apagado del IGBT o por la recuperación del diodo de libre circulación en el encendido del IGBT) más difícil.

Con el fin de obtener una inductancia baja en el bus, lo cual es recomendado para aplicaciones con alta corriente de funcionamiento, se requieren estructuras de buses especiales. Se pueden diseñar buses laminados, que consisten en placas de cobre alternadas con capas aislantes con una inductancia muy baja. En un bus laminado, las anchas placas separadas por capas aislantes se usan para las conexiones positiva y negativa del bus. Las amplias placas actúan para anular la inductancia parásita en el circuito de potencia. Para la inductancia absoluta mínima de los cables, las placas positivas y negativas se usan para conectar los IGBT's al banco principal de condensadores.

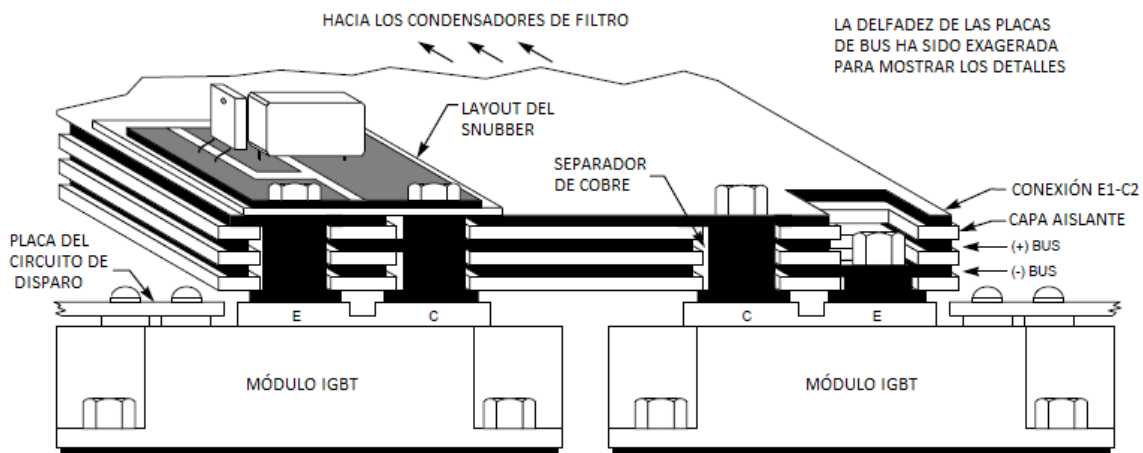


Fig. 4.3. Sección de una estructura de bus laminado

En la figura 4.3 podemos ver la sección de un polo inversor, construido utilizando los buses laminados. En esta estructura, la inductancia en la conexión E1-C2 se minimiza. La figura 4.4 muestra un layout de ejemplo para un inversor de tres fases. La imagen muestra también una gran placa usada para hacer la conexión serie de los condensadores del bus principal para aplicaciones de 460 VAC.

4.3 Diseño de los “snubber”

Los circuitos “snubber” (amortiguadores) son utilizados normalmente para controlar las sobretensiones causadas por el apagado y por la recuperación del diodo de libre circulación. En algunas aplicaciones, los circuitos “snubber” se utilizan para reducir las pérdidas de conmutación en los dispositivos. No se pueden dar recomendaciones generales para los circuitos “snubber”, ya que el tipo de snubber y los valores requeridos para los componentes están fuertemente relacionados con el layout del circuito. Además otros factores, como precio y frecuencia de operación, se deben considerar también para seleccionar el mejor snubber para cada aplicación.

El funcionamiento de los snubber para los IGBT es diferente de los clásicos snubber utilizados para transistores bipolares en dos factores. Primero, los IGBT's poseen grandes áreas de operación segura (SOA) durante la conmutación, por tanto el snubber no tiene que proteger tanto al dispositivo. Solo es necesario que el snubber controle las tensiones transitorias. Segundo, los IGBT's normalmente operan a frecuencias más altas que los transistores bipolares y Darlington normales. Los snubber que se descargan a través del dispositivo en cada conmutación dispararían mucha potencia para estas aplicaciones.

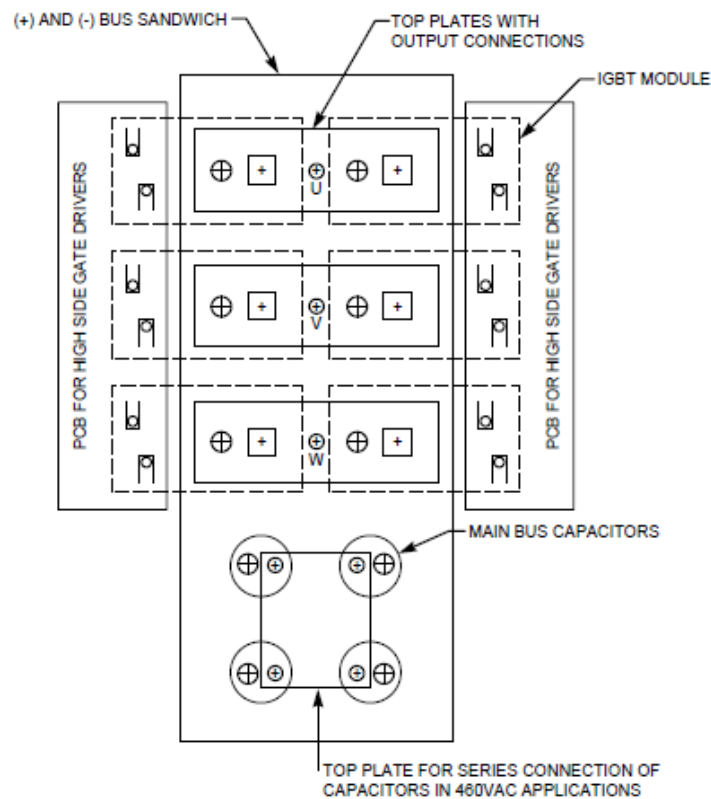


Fig. 4.4. Layout de un inversor de tres fases

4.3.1 Tipos de snubber

La figura 4.5 muestra cuatro circuitos snubber comunes para IGBT. El circuito A consiste en un simple condensador conectado de C1 a E2 en un módulo IGBT doble. En circuitos de baja potencia, este tipo de snubber, proporciona un control efectivo y de bajo coste de las tensiones transitorias. Según vayamos aumentando el nivel de potencia, el snubber A empezará a dejar de ser efectivo para eliminar los efectos de la inductancia parásita del bus. El snubber B resuelve este problema utilizando un diodo de rápida recuperación para atrapar el transitorio de tensión y bloquear las oscilaciones. La constante de tiempo RC del snubber B debe ser de aproximadamente un tercio del periodo de conmutación ($\tau=T/3=1/3f$). Con grandes IGBT's operando con altos niveles de potencia, la inductancia parásita del snubber B puede ser demasiado alta para un control efectivo de los transitorios de tensión. En estas aplicaciones de alta corriente se suele utilizar el circuito snubber C. Este circuito funciona de manera similar al B pero posee una baja inductancia parásita de snubber porque está conectado directamente al colector y al emisor de cada IGBT. El snubber D es útil para controlar tensiones transitorias, oscilaciones parásitas y ruido dv/dt . Pero desafortunadamente sus pérdidas son bastante altas y no es recomendable su uso con frecuencias de trabajo muy elevadas. En circuitos de muy alta potencia, a veces es aconsejable utilizar un pequeño snubber tipo D, junto con un snubber principal C, para reducir el estrés en el diodo del snubber.

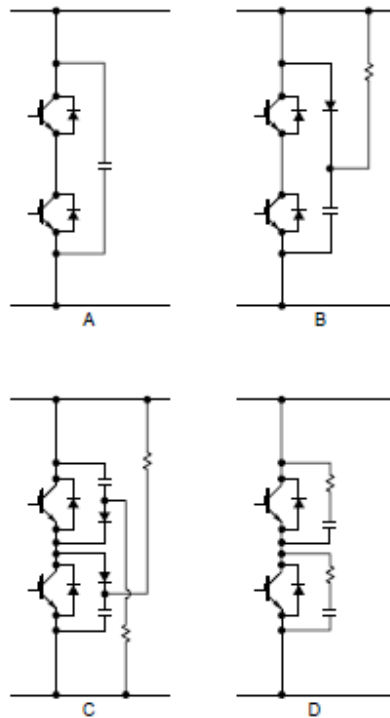


Fig. 4.5. Circuitos snubber

4.4 Consideraciones para IGBT y módulos IPM de aplicaciones fotovoltaicas.

4.4.1 Introducción

Como sabemos, la eficiencia es una de las claves a considerar en los inversores para las aplicaciones fotovoltaicas, lo que implica que las pérdidas han de ser bajas. Con los módulos IGBT e IPM específicos para estas aplicaciones se satisfacen estas demandas.

Las principales características de estos dispositivos son:

- Integración de módulos que logran una baja tensión de saturación (para la reducción de pérdidas).
- Módulos IPM con circuito de disparo integrado y con control de cortocircuito, de sobre temperatura y de bajo voltaje.
- Utilizar encapsulados de reducido tamaño

La estructura general para uno de estos módulos, es la que vemos a continuación en la figura 4.6.

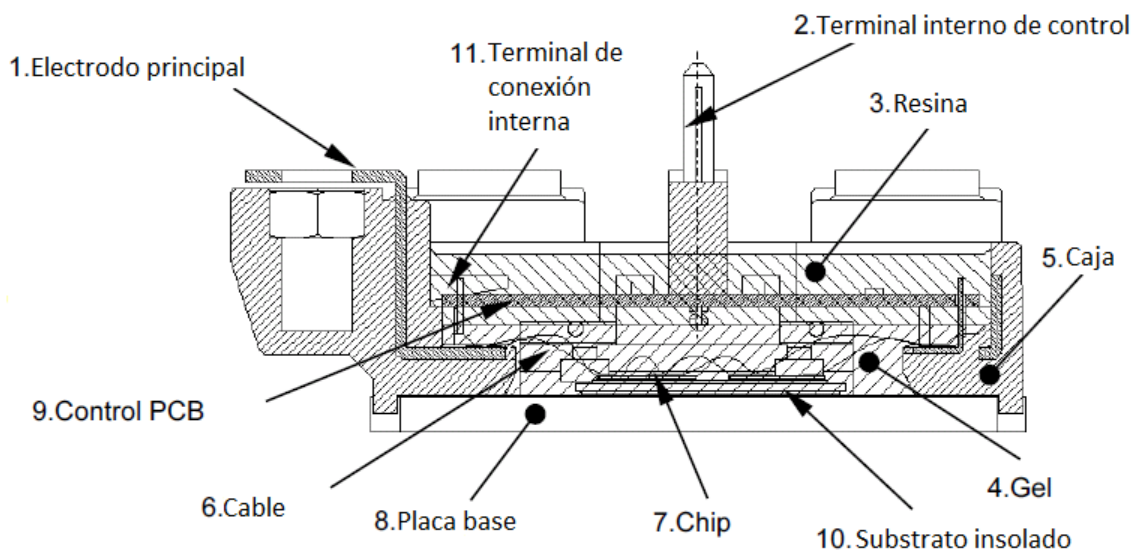


Fig. 4.6. Estructura general

Con respecto a la fiabilidad, solamente desde hace unos 30 años se han empezado a utilizar dispositivos semiconductores, pero desde entonces los estándares de fiabilidad han aumentado rápidamente.

En equipos donde la fiabilidad es una obligación, el ratio de fallo de los dispositivos semiconductores debe encontrarse en el rango de 10 a 100 FIT (1 FIT=10⁻⁹/horas). Para alcanzar este nivel de fiabilidad, no se necesita solamente que cada dispositivo individual sea fiable, sino que también es extremadamente importante hacer que coincidan las características específicas del dispositivo con su aplicación.

Los valores normales de estos circuitos son 600 V, y entre 50 y 75 A

4.4.2 Comparación con módulos de aplicaciones generales

Para comparar las características de módulos de aplicación general con módulos utilizados en aplicaciones fotovoltaicas, hemos utilizado principalmente las hojas de características de los siguientes dispositivos, para el de aplicación general: PM50RL1A060, y para el de aplicación fotovoltaica: PM50B4L1C060. Dichas hojas de características, podemos encontrarlas en [41] y [42] respectivamente.

Podemos extraer las siguientes conclusiones:

La potencia disipada total, en el fotovoltaico es de 168 Watios, mientras que en el general, la potencia disipada por el colector es de 284 Watios, lo que indica que los IPM utilizados en aplicaciones fotovoltaicas tienen un consumo mucho menor, debido a esa necesidad de mayor eficiencia que hemos comentado en la introducción.

Si nos fijamos en las características eléctricas y mecánicas, a temperatura ambiente de 25°C tenemos:

La tensión de saturación colector emisor, $V_{CE(sat)}$, podemos ver que en el módulo fotovoltaico, la tensión típica es de 2.2V y la máxima de 2.7V mientras que esos valores para el módulo general son de 1.75V y de 2.35V, siendo estos últimos notablemente inferiores. Esto permite trabajar a los IPM fotovoltaicos a unas tensiones superiores, para el aprovechamiento de la tensión generada por las células fotovoltaicas.

Como la tensión colector emisor es mayor en los fotovoltaicos, podemos suponer que la tensión del diodo en antiparalelo, que es V_{EC} , será también mayor, siendo sus valores 1.7 y 2.8V para el general, y de 2.4 y 3.3V para el fotovoltaico.

Ahora veremos los tiempos relacionados con la conmutación, los cuales varían significativamente de un módulo a otro:

El tiempo de encendido t_{on} , que como sabemos es el tiempo de respuesta al encendido, hasta que la corriente de colector alcanza el 90% de su valor final, posee una variación significativa entre ambos módulos. Los módulos fotovoltaicos poseen un tiempo t_{on} mínimo de $0.1\mu s$, un tiempo típico de $0.5\mu s$ y máximo de $1.2\mu s$, mientras que en el de aplicación general estos tiempos son de 0.3 , 0.8 y $2.0\mu s$ respectivamente. Aquí podemos comprobar la importancia de la rápida conmutación en los módulos utilizados para aplicaciones fotovoltaicas, reduciendo de esta manera, el tiempo de conmutación y por tanto, sus pérdidas. Al ser estos tiempos así de reducidos, cobra gran importancia lo explicado en el apartado anterior relativo a la protección de circuitos por las sobretensiones en el apagado del IGBT y de recuperación del diodo de libre circulación, ya que al realizarse la conmutación rápidamente, esto da lugar a di/dt mayores, por ello, necesitamos proteger el módulo con circuitos snubber y reducir la inductancia parásita de los cables.

También podemos ver que hay variaciones en el circuito de control. La corriente de este circuito I_D es menor en el circuito de aplicación fotovoltaica, siendo su valor típico de $6.5mA$ y en el otro circuito de $8mA$. Esta corriente se pretende que sea mínima para alimentar el circuito de disparo y de control, para reducir las pérdidas y aumentar la eficiencia en aplicaciones fotovoltaicas.

Como hemos comprobado, en los módulos utilizados para aplicaciones fotovoltaicas, la potencia disipada es menor, por lo que su consumo será igualmente menor. Además, hemos visto al comparar con módulos para aplicaciones generales, que las especificaciones son muchos más estrictas en los módulos fotovoltaicos, buscando siempre el menor consumo y la mayor eficiencia, utilizando para ello IGBT con tiempos menores de conmutación, para reducir dicho tiempo y mejorar la eficiencia. Y para controlar las sobretensiones creadas en estos tiempos tan cortos de conmutación, poseen características especiales en los circuitos de control y de disparo de los IGBT, tratando de reducir las inductancias parásitas en los cables, y añadiendo circuitos snubber para reducir los acoplamientos entre cables y sobretensiones, creando de esta manera, módulos especialmente diseñados para tales aplicaciones y como consecuencia mejorar la eficiencia final del sistema.

4.5 Nuevos materiales para semiconductores, carburo de silicio.

Otra manera de mejorar la eficiencia en los inversores, dentro del campo de los semiconductores, es utilizando otro tipo de materiales. Hasta ahora se utiliza la tecnología de silicio, pero el incesante y continuo desarrollo de la electrónica de alta potencia conlleva una nueva demanda y requerimientos, tanto para la fabricación de dispositivos como para el material semiconductor utilizado. La tecnología del silicio no es capaz de soportar este tipo de condiciones. Casi todos los dispositivos que están basados en la tecnología tradicional de silicio no son capaces de operar a temperaturas por encima de los 250°C, especialmente cuando las condiciones de corriente de fuente se combinan junto con alta frecuencia y ambientes con elevada radiación. Es por ello, que materiales compatibles al silicio, como es el carburo de silicio (SiC), recibe ahora un especial interés dadas las propiedades eléctricas únicas que presenta en relación con otros semiconductores.

Recientes descubrimientos han demostrado que el SiC es un material electrónico muy prometedor, especialmente para el uso de dispositivos semiconductores operando a altas temperaturas, elevada potencia y altas frecuencias. La búsqueda y el interés comercial en el SiC se han incrementado últimamente debido a la disponibilidad de SiC de alta calidad y a los avances generales en las técnicas de fabricación de materiales. El carburo de silicio es un posible candidato para remplazar al silicio en un futuro próximo. La demostración de dispositivos de SiC con propiedades destacadas viene siendo mostrada durante algún tiempo y los problemas son ahora más de costes de producción y asuntos de fiabilidad. Algunas de las posibles aplicaciones del SiC a la electrónica de potencia son para motores de turbina avanzados, sistemas de propulsión, electrónica de automóvil y aeroespacial y aplicaciones que requieran una gran resistencia a la radiación. Propiedades tales como un elevado campo eléctrico de ruptura, elevada velocidad de saturación de los electrones, pequeña constante dieléctrica, una movilidad de los electrones razonablemente elevada así como una elevada conductividad térmica hacen del SiC un atractivo candidato para la fabricación de dispositivos eléctricos con reducidas pérdidas de potencia y tamaño mínimo.

En la electrónica de potencia, el gran ancho de banda del SiC se traduce en alto valor del campo eléctrico. Este alto valor del campo eléctrico permite el diseño de dispositivos que tienen una pequeña resistencia en serie y pequeña potencia disipada. La conductividad en

ambientes con elevada temperatura, y el alto valor del campo eléctrico de ruptura, sugiere también una mayor capacidad de integración, y por tanto mayor densidad de encapsulado, consiguiendo una mejora en la capacidad de manejo de estos dispositivos. Todas estas características hacen del SiC un material muy a tener en cuenta en el diseño de dispositivos en un futuro próximo.

A pesar de todo esto, hay que tener en cuenta que el carburo de silicio es un material que tiene grandes ventajas para trabajar en condiciones extremas de temperatura, voltaje y frecuencia, pero de momento está en fase de desarrollo, y los defectos cristalográficos encontrados en él son uno de los factores más importantes que limitan su comercialización como semiconductores de potencia, pero sin duda, una vez se investigue y resuelvan estos problemas, se utilizará en aplicaciones de alta potencia en el futuro.

Capítulo 5: Conclusiones

5.1 Conclusiones

Como se ve a lo largo del proyecto, los sistemas fotovoltaicos forman ya parte importante del panorama de las energías renovables. Cada vez su uso está más extendido, y por tanto, los estudios referentes al tema son numerosos.

Dada la importancia de estos sistemas, es muy importante estudiar su eficiencia, para saber de qué manera se puede mejorar y a qué precio. Pero como hemos visto, la eficiencia del sistema por completo es un tema muy amplio a tratar.

Como hemos comentado en los objetivos del proyecto, nos centramos en el inversor. En un primer momento obtenemos como resultados de este estudio dos grandes apartados, la omisión del transformador, con sus ventajas e inconvenientes, y soluciones para dichos inconvenientes.

Se han estudiado los inversores con transformador, ya sea de alta o baja frecuencia comprobando que los de baja frecuencia ofrecen una menor eficiencia y que, aparte, suponen una mayor inversión debido al gran transformador necesario para las bajas frecuencias, aparte de su gran tamaño, lo que también dificulta el diseño. La ventaja de poseer transformador, como hemos explicado a lo largo del proyecto, es que dicho transformador proporciona aislamiento galvánico al sistema, haciéndole mucho más seguro.

La solución más inmediata al transformador de baja frecuencia es cambiarle por uno de alta frecuencia, reduciendo significativamente el tamaño del mismo, y por tanto, el coste, ahorrando a su vez gran cantidad de espacio. El problema es que mediante esta solución tampoco se incrementa la eficiencia general del sistema, de manera que lo único que se consigue es una reducción del tamaño del inversor, por el menor tamaño del transformador, y un menor coste por la misma razón, lo cual es importante, a pesar de esta ventaja, nuestro estudio queda centrado en la mejora de la eficiencia, y mediante el uso de este tipo de transformadores no se consigue esa mejora buscada.

La única opción que queda, es omitir el transformador, para eliminar esa pérdida de eficiencia que suponen. Pero esto no es tan simple, pues conlleva ciertos inconvenientes derivados de la pérdida de aislamiento galvánico que nos ofrece el transformador, como son las corrientes de pérdida (lo cual puede llevar a problemas de seguridad personal) y la transferencia de defectos a la red (inyectando corriente continua).

Centrándonos en este tema, hemos estudiado desde el punto de vista de modo común, un modelo a partir del cual podemos estudiar distintas configuraciones y soluciones que minimicen estos defectos y entren dentro de los límites legales permitidos, los cuales también son estudiados para conexiones a red en nuestro país.

Con todo esto, podemos ver que con algunas de las configuraciones estudiadas para sistemas sin transformador, como por ejemplo la HERIC, se puede llegar a alcanzar eficiencias del puente convertidor de hasta un 98%, si se trabaja en condiciones normales, mientras que con un sistema con transformador podemos alcanzar una eficiencia máxima de 93%, lo que supone un gran incremento de eficiencia y por tanto una mayor producción, a parte de reducir el coste del sistema ya que no hace falta contar con la presencia del transformador.

Por otro lado, en los objetivos, también se planteó la mejora de la eficiencia basándonos en el estudio de los polos de potencia utilizados en el inversor, cuyas conclusiones expondremos a continuación.

Hemos podido comprobar que en el mercado hay módulos específicos para este tipo de aplicaciones, como son los módulos IGBT y módulos IPM de aplicaciones fotovoltaicas.

En su estudio, hemos comprobado que estos módulos poseen características especiales respecto a otros módulos de aplicación general. Los módulos utilizados en aplicaciones fotovoltaicas, buscan siempre una mejor eficiencia de los sistemas basándose en la minimización de las pérdidas, utilizando para ello IGBT's con tiempos de conmutación muy cortos, para reducir de esta manera las pérdidas en dicha conmutación, y que así el periodo de funcionamiento sea mayor en el propio IGBT. Uno de los problemas que surgen al reducir estos tiempos de conmutación, es que se crean unos mayores di/dt a través de los dispositivos, lo cual puede suponer problemas, ya que generan sobretensiones mayores, pudiendo hacer que los IGBT's se disparen cuando no les corresponde. Por ello, estos módulos incluyen circuitos de protección como los snubber, que como hemos estudiado, ayudan a reducir estas sobretensiones y por tanto las pérdidas, además de asegurar de esta manera que los IGBT no se disparen de manera descontrolada, obteniendo así mayores eficiencias para estos módulos.

Por último, debemos comentar que también se han estudiado nuevos materiales para realizar los semiconductores utilizados en el puente rectificador del inversor, como es el carburo de silicio, que aunque no sea una tecnología totalmente desarrollada, en un futuro

próximo puede ser una gran solución, pues soportan valores máximos de tensión y corriente mucho mayores, lo cual proporcionaría mayor potencia al sistema.

El problema de estos nuevos materiales es que aún se encuentran en fase de desarrollo, y por tanto, no hay fabricantes mayoritarios que nos proporcionen dispositivos de este tipo. Por ello, su precio hoy en día no es competitivo con el resto de dispositivos de otros materiales semiconductores.

5.2 Líneas futuras

Como líneas futuras del proyecto podemos diferenciar dos grupos:

- Dentro del tema tratado en el propio proyecto, es decir, de los inversores, se podría hacer el estudio de nuevas configuraciones, nuevos dispositivos, nuevos materiales semiconductores que vayan saliendo al mercado, etc. Es decir, simplemente hacer seguimiento del avance tecnológico.
- En un marco más global, en el de sistemas fotovoltaicos, podría estudiarse la mejora de la eficiencia que se podría conseguir en otros elementos del sistema, como por ejemplo, el estudio de mejora de eficiencia de la propia matriz fotovoltaica, como conseguir mayor eficiencia mediante las células solares, la conexión del propio inversor a dicha matriz, su dimensionamiento, la disposición de la placa, la etapa de conexión a red, etc.

Capítulo 6: Bibliografía

- [1] Fritz Schimpf y Lars E. Norum; Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters; Junio 2008.
- [2] Eugenio Gubía, Pablo Sanchís, Alfredo Ursúa, Jesús López y Luis Marroyo; Ground currents in single-phase transformerless photovoltaic systems; Mayo 2007.
- [3] Tamás Kerekes, Remus Teodorescu, Pedro Rodríguez, Gerardo Vázquez y Emiliano Aldabas; A new high efficiency single phase transformerless PV inverter topology; Noviembre 2009.
- [4] Bo Yang, Wuhua Li, Yan Deng, Xiangning He, Simon Lambert y Volker Pickert; A novel single phase transformerless photovoltaic inverter connected to grid.
- [5] Tamás Kerekes; Analysis and modelling of transformerless photovoltaic inverter systems – Tesis; Agosto 2009.
- [6] T. Kerekes, R. Teodorescu y M. Liserre; Common mode voltage in case of transformerless PV inverters connected to the grid; Diciembre 2008.
- [7] Claude Morris; Grid connected transformerless single phase photovoltaic inverters, an evaluation on DC current injection and PV array voltage fluctuation; 2009.
- [8] Roberto González, Jesus López, Pablo Sanchis, Eugenio Gubía, Alfredo Ursúa y Luis Marroyo; High-efficiency transformerless single-phase photovoltaic inverter; Octubre 2008.
- [9] Óscar López, Remus Teodorescu, Francisco Freijedo, Jesús DovalGandoy; Leakage current evaluation of a single phase transformerless PV inverter connected to the grid; Marzo 2010.
- [10] Gerardo Vázquez, Tamás Kerekes, Alejandro Rolan, Daniel Aguilar, Álvaro Luna y Gustavo Azevedo; Losses and CMV evaluation in transformerless grid connected PV topologies; Julio 2009.
- [11] Gonzalez Senosiain et al; Single phase inverter circuit to conditioning and transform DC electric power into AC electric power; Diciembre 2009.
- [12] Lin Ma, Tamás Kerekes, Remus Teodorescu, Xinmin Jin, Dan Floricau y Marco Liserre; The high efficiency transformerless pv inverter topologies derived from NPC topology; Noviembre 2009.

- [13] Roberto González, Jesús López, Pablo Sanchis y Luis Marroyo; Transformerless inverter for single-phase photovoltaic systems; Marzo 2007.
- [14] Tamás Kerekes, Remus Teodorescu y U. Borup; Transformerless photovoltaic inverters connected to the grid; Octubre 2008.
- [15] Roberto González, Eugenio Gubía, Jesús López y Luis Marroyo; Transformerless single phase multilevel-based photovoltaic inverter; Julio 2008.
- [16] Vicente Salas Merino; Analisis del seguimiento del punto de maxima potencia. Proyecto fin de carrera; Octubre 2009.
- [17] Oriol Masip Lozano; Diseño de una placa fotovoltaica conectada a la red. Proyecto fin de carrera; Junio 2009.
- [18] Mónica Pietzsch García; Convertidores CC/CA para la conexión directa a red de sistemas fotovoltaicos: comparación entre topologías de 2 y 3 niveles. Tesis; Diciembre 2004; páginas 177-190.
- [19] Íñigo Neila; Applying numerical simulation to model SiC semiconductor devices; 2006.
- [20] Linda Hassaine; Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red; 2010.
- [21] Ricardo Orduz; Contribución a los sistemas de control de potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos; Julio 2009.
- [22] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner y V. Agelidis; Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems – overview and prospects; Octubre 2001.
- [23] J. Myrzik y M. Calais; String and module integrated inverters for single phase grid connected photovoltaic systems – a review; in IEEE - Power Tech Conference Proceedings; Junio 2003.
- [24] M.F. Rahman y L. Zhong; A new, transformerless, photovoltaic array to utility grid interconnection; Mayo 1997.
- [25] R. Cáceres e I. Barbi; "A Boost DC-AC Converter: Analysis, Design and Experimentation"; Enero 1999.

- [26] N. Kasa, H. Ogawa, T. Iida, y H. Iwamoto; A Transformer-Less Inverter using Buck-Boost Type Chopper Circuit for Photovoltaic Power System; Julio 1999.
- [27] Y. Xue, L. Chang, y P. Song; Recent developments in topologies of single-phase buck-boost inverters for small distributed power generators: an overview; Agosto. 2004.
- [28] Y. Xue, L. Chang, y S.B. Kjær; Topologies of Single-Phase Inverters for Small Distributed Power Generators: An Overview; Septiembre 2004.
- [29] Ch.M. Wang; A Novel Single-Stage Full-Bridge Buck-Boost Inverter; 2004.
- [30] D. Karschny; Flying inductor topology; 1998.
- [31] D. Schekulin; Transformatorlose Wechselrichter Schaltungsanordnung; Marzo 1999.
- [32] M. Meinhardt y P. Mutschler; Inverters without transformer in photovoltaic applications; 1995.
- [33] H. Schmidt, Ch. Siedle y J. Ketterer; EP 1 369 985 A2; Diciembre 2003.
- [34] M. Victor, F. Greizer, S. Bremicker y U. Hubler; EP 1 626 494 A2; 2005.
- [35] R. Gonzales, J. Lopez, P. Sanchis, y L. Marroyo; Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic Systems; Marzo 2007.
- [36] Real Decreto 1663/2000 del 29 de Septiembre
- [37] DOCUMENTACION-ITC-BT-24-REBT
- [38] DOCUMENTACION-ITC-BT-26-REBT
- [39] DOCUMENTACION-ITC-BT-40-REBT
- [40] DOC-MITYC-REBT-nota-interpretacion-separacion-galvanica
- [41] Hoja de características de módulos de aplicación general:
<http://www.pwr.com/pwr/docs/PM50RL1A060.pdf>
- [42] Hoja de características de módulos para aplicaciones fotovoltaicas:
<http://www.pwr.com/pwr/docs/PM50B4L1C060.pdf>

