



**UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA**

**TRABAJO FIN DE MASTER**

Máster Oficial en Energías Renovables y Eficiencia  
Energética

(Programa Oficial de Postgrado en Ingeniería Eléctrica y Energética)

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA:  
INTEGRACIÓN ECONÓMICA EN LAS  
EMPRESAS ELÉCTRICAS  
DISTRIBUIDORAS**

Autor: Francisco J. Royo Gayán  
Director: José María Yusta Loyo

SEPTIEMBRE 2010

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## GENERACIÓN DISTRIBUIDA: INTEGRACIÓN ECONÓMICA EN LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

### RESUMEN:

En los últimos años, se ha producido un importante incremento en el número de instalaciones descentralizadas de generación distribuida (GD) que se han conectado a las redes de distribución. Este incremento de conexiones crea una serie de costes o de beneficios sobre las empresas distribuidoras (DSOs), cómo puedan ser aumentar o reducir las pérdidas, necesidad de reforzar la capacidad de las líneas o reducir el volumen de inversiones futuras en la red. Por otro lado, la operación de la red de distribución se complica más y más, pues la red de distribución ya no se considera como una red de carácter radial donde los flujos de potencia van de tensiones superiores a niveles inferiores, sino que las redes muestran comportamientos diferentes a lo largo del día pues ahora existen generadores que se conectan y desconectan sin un control completo por parte de las DSO.

Pero la conexión de estos generadores en los niveles más bajos de tensión, o incluso en el lado del consumidor, requiere de una serie de modificaciones de naturaleza técnica y regulatoria para poder integrar la GD a gran escala y de una manera eficiente.

En este trabajo, se plantearán cuáles son los principales aspectos técnicos y económicos que pueden influir significativamente para la integración de GD, y más concretamente, cual es el contexto político actual en el ámbito europeo.

Una vez vistos cuales son estos factores, nos centraremos en aquellos que tienen mayor repercusión económica sobre las empresas eléctricas de distribución, parte clave para una mayor penetración de GD. Para ello se ha realizado una revisión bibliográfica que compara diferentes propuestas de integración a partir de diferentes autores.

Por último, se han extraído las conclusiones, donde se ha presentado un esquema regulatorio en base a los puntos de coincidencia de las diferentes propuestas, y se han planteado algunas recomendaciones para facilitar una mayor integración de GD en las redes eléctricas de distribución:

- La GD debería pagar por injectar energía en las redes de distribución, y estas tarifas por uso del sistema (UoS) tendrían que diferir en función de la localización y el horario de uso para reflejar los costes reales de distribución. Los mecanismos fijos, como puedan ser las primas o subvenciones se deben evitar.
- La GD podría contribuir positivamente a operar el sistema eléctrico. Esto debería ser reconocido y compensado, bien mediante acuerdos comerciales con los operadores del sistema eléctrico (DSO), o bien a través de la participación de la GD en los mercados.
- Los actuales mecanismos de retribución a las distribuidoras deben revisarse en pos de reducir el riesgo percibido. Las DSO deben ser compensadas como consecuencia de las fuertes inversiones que inicialmente tienen que realizar por el impacto de la GD.
- El cambio hacia una gestión “activa” de las redes de distribución es fundamental, tanto para poder integrar GD como para poder aprovecharse de ella.
- Se hace necesaria una visión conjunta de futuro entre todos los actores del proceso de integración (DSO, GD y regulador).

<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## **ÍNDICE:**

1. Objetivos y alcance.....	3
2. Introducción.....	4
3. Aspectos técnico-económicos de la integración de generación distribuida en redes eléctricas de distribución. Contexto europeo.....	6
4. Revisión bibliográfica de propuestas de integración. Análisis y valoración.....	11
5. Conclusiones.....	18
6. Anexo. Ficha de autores.....	20
7. Bibliografía.....	35

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## 1. Objetivos y alcance

El presente trabajo fin de Máster (TFM) se desarrolla con la intención de analizar las diferentes problemáticas tecnológicas y económicas que se pueden presentar en el marco regulatorio actual perteneciente a la distribución de electricidad a nivel europeo, ocasionadas por la generación distribuida (GD) inmersa en las redes eléctricas, y con el objetivo fundamental de realizar una exploración de propuestas de estandarización técnica y retribución económica que permitan la convergencia de intereses entre las empresas eléctricas distribuidoras (DSOs) y los autoproductores de GD.

En este TFM no se pretende dar solución a todos los problemas regulatorios que se puedan presentar por causa de la GD, pero si proporcionar las directrices que podrían permitir un aumento efectivo y eficiente de la GD en las redes de distribución.

La estructura del TFM queda fundamentalmente dividida en dos partes:

- En el capítulo 3, se identifican los principales aspectos técnico – económicos que intervienen en el proceso de integración para la GD en las redes de distribución.
- En el capítulo 4, se realiza una revisión bibliográfica de propuestas de integración extrayendo la información a partir de publicaciones pertenecientes a diferentes autores que están trabajando sobre el tema a nivel europeo.

Por último, se señalarán las conclusiones más importantes.

	TRABAJO FIN DE MÁSTER	
	Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

## 2. Introducción

Hace ya más de una década desde que la GD comenzó a ser un fenómeno relevante en los sistemas de energía, sobre todo en los sistemas eléctricos. A pesar de ello, todavía no existe un acuerdo global en cuanto a la “definición” de GD, también conocida como “generación embebida”. Actualmente, conviven varias definiciones, desde pequeñas potencias (p.ej. reducidas instalaciones fotovoltaicas de muy pocos kW) hasta grandes potencias (p.ej. del orden de MW en el contexto de los parques eólicos). Esto nos da una idea inicial del nivel de dificultad técnica – económica que requiere la integración de este tipo de generación en los sistemas eléctricos. Pero todo apunta a que dicha integración va a ser ineludible; la figura 1 muestra las predicciones de la Unión Europea (UE) acerca de la participación en capacidad de generación para RES (eólica, fotovoltaica) y CHP (calor y electricidad combinados) [1]. En este trabajo enmarcamos GD dentro del contexto de “generación embebida”, el cuál incluye no solo generación, si no que engloba también almacenamiento de energía y servicios auxiliares a la red.

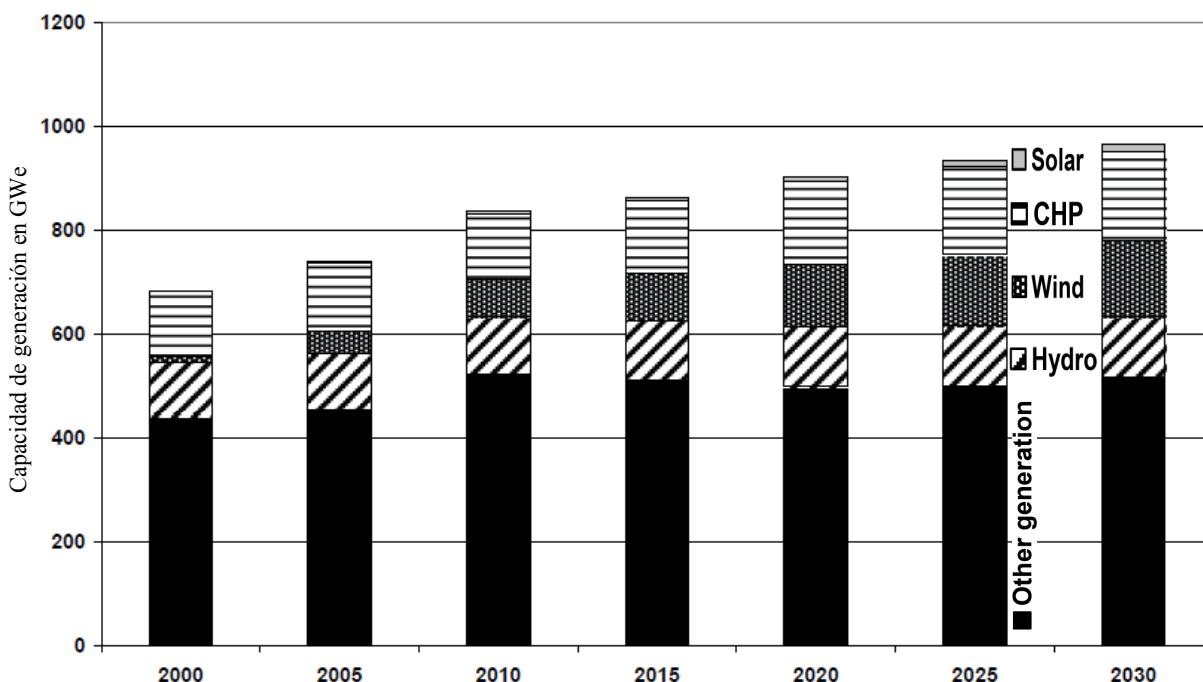


Figura 1. Predicciones en la capacidad de generación eléctrica. Fuente: Comisión Europea EU-27 (2008)

Aunque la cantidad de GD que se instalará de aquí al año 2030 es bastante incierta, es altamente probable que el incremento tanto de RES como de CHP se produzca a través de desarrollos en las redes eléctricas pertenecientes, sobre todo, al nivel de distribución.

La tendencia hacia una mayor participación de generación de electricidad distribuida implica oportunidades, retos e impactos sobre los diferentes actores del sistema eléctrico (consumidores, productores y operadores de red). Una satisfactoria transformación desde el actual sistema eléctrico centralizado hasta un futuro sistema eléctrico descentralizado donde la GD juegue un papel fundamental, requiere una eficiente integración de la misma tanto en el mercado como en la red eléctrica. Los aspectos que rodean a la integración de GD en el mercado, tienen que ver con la participación de los productores de este tipo de generación en los mercados eléctricos y en los acuerdos con otros agentes del sistema eléctrico. En cuanto a la integración en la red, la integración se basará sobre todo, en la eficiente operación y conexión de GD en las redes eléctricas.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

Los retos para una exitosa integración de GD en los sistemas eléctricos son principalmente técnicos y regulatorios. En este trabajo, y puesto que ya existe una gran cantidad de bibliografía relacionada con los retos técnicos, nos centraremos principalmente en los retos regulatorios, es decir, se tratará en mayor medida la integración “económica” que la integración “técnica”.

Los mercados eléctricos europeos han estado en un proceso de liberalización desde 1998. Sin embargo, debido a las características monopolistas por naturaleza de las redes eléctricas y sus operadores, parte del sistema eléctrico tiene que permanecer regulado, sobre todo el nivel donde la GD se encuentra conectada, es decir, la red de distribución. El operador del sistema de distribución (DSO)<sup>1</sup>, tiene la tarea de facilitar tanto la conexión de GD en su red como la energía inyectada por la misma. De manera general, la DSO se enfrenta con la responsabilidad de planificar, operar y mantener la red de distribución. La DSO no es responsable de suministrar la electricidad a los consumidores finales (realizado por los comercializadores), pero si es responsable de entregarla bajo unas condiciones estipuladas. Un mayor coste para las DSO podría actuar como barrera para la continuidad en la integración de GD en el sistema eléctrico, a no ser que la GD se encuentre incluida en el diseño y aplicación de la regulación a establecer para la red. Por lo tanto, es muy importante tener un buen conocimiento de cómo la regulación de la red afecta a una mayor integración para la GD.

Un aspecto importante a la hora de integrar mayores cantidades de GD, es la gestión de las redes de distribución (operación pasiva y/o operación activa). Este tipo de gestión se basa en el concepto de “redes inteligentes” donde las innovaciones tecnológicas en equipamiento para las mismas permiten una mayor eficiencia en el uso de la capacidad existente. Además se caracteriza por el papel activo que toman tanto consumidores como GD (tanto demanda como generación son tomadas en cuenta en la planificación y operación de las redes). Teóricamente, la integración de GD en las DSO puede ser más económica en redes bajo gestión activa que en redes bajo gestión pasiva. Por lo tanto, adaptar la regulación de las DSO para acomodar eficientemente más y más GD, implicaría incentivar una transformación en la estrategia de operación (de pasiva a activa) para las DSO, así como una compensación por los impactos financieros que inicialmente se le suponen, pero que a la larga, se traducirían en un aplazamiento de inversiones [2].

La principal conclusión, es que la actual regulación de las redes de distribución necesita ser revisada para continuar la integración de generación distribuida en los sistemas eléctricos de una manera eficiente.

<sup>1</sup> En lo que resta de trabajo, trataremos indistintamente “redes de distribución” y “operador del sistema de distribución” mediante las siglas “DSO”. Los operadores son los propietarios de las redes en la mayoría de los países.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

### 3. Aspectos técnico-económicos de la integración de generación distribuida en redes eléctricas de distribución. Contexto europeo

Las redes eléctricas a nivel europeo, están experimentando un incremento de la cantidad de generación eléctrica distribuida (GD) debido principalmente a dos razones: la liberalización de los mercados eléctricos y la necesidad de crear un sistema más sostenible energéticamente. La GD puede permitir una mayor flexibilidad ante cambios en las condiciones del mercado y evita en mayor medida (que la generación convencional) los daños medioambientales debido a su carácter renovable (energía eólica, energía fotovoltaica, etc.; RES) o a la eficiente combinación de electricidad y producción de calor (CHP). Con una adecuada política energética, focalizada en la generación de electricidad renovable y las mejoras en cuanto a eficiencia energética, la participación de la GD en los sistemas eléctricos seguirá aumentando en el futuro. Muchos países ya tienen objetivos y políticas para promover la GD, ya que es muy probable que la proporción de este tipo de plantas se incremente con el tiempo.

Tradicionalmente, la industria eléctrica ha sido dominada por la generación de energía centralizada. Por lo tanto, la infraestructura de red y su regulación se han desarrollado bajo el concepto de que la red de distribución es un mero distribuidor pasivo de energía. En los últimos años, este escenario ha sido modificado por las pequeñas plantas de energía descentralizadas conectadas a la red de distribución (GD), como pueden ser la producción combinada de calor y electricidad (CHP) y las energías renovables (RES). Entre sus ventajas se pueden incluir los beneficios económicos, ambientales y aspectos de seguridad en la entrega.

Cantidades pequeñas de GD se pueden integrar en una red existente con relativa facilidad, pero no podemos decir lo mismo cuando la GD crece a un nivel significativo en cuanto a porcentaje de la producción total. La GD tiene indiscutiblemente beneficios para el medio ambiente, y puede tenerlos también para los operadores de la red y de las plantas GD, o para el desarrollo de la competencia, pero su integración representa un gran reto para un sistema eléctrico actualmente centralizado.

Mientras que el debate técnico sobre la integración de la GD está bastante avanzado, la cuestión de cómo debe ser la estructura regulatoria de la red eléctrica para promover e integrar eficientemente la GD ha recibido menos atención, y por lo tanto, esta última centrará la atención de nuestro trabajo.

En primer lugar comentaremos cuales son los principales **aspectos técnicos** relacionados con la integración de GD. En los actuales sistemas de electricidad, el sistema de distribución tiene una serie de características que impiden, a priori, la integración de GD:

- Los sistemas de distribución fueron diseñados para transportar energía desde los sistemas de transmisión en alta tensión hasta los consumidores. Ellos no contienen normalmente fuentes de suministro, y sus sistemas de protección necesitan ser adaptados para acomodar flujos de potencia variables como consecuencia de los generadores distribuidos [3].
- Al contrario que la estructura mallada de los sistemas de transporte, los sistemas de distribución se caracterizan por una estructura radial. Por lo tanto, la red de distribución tiene alta resistencia de cortocircuito (red débil) en comparación con la de transporte (red fuerte), y si a esto le unimos los bajos niveles de tensión en la misma, la GD conectada puede afectar significativamente a los mismos y también a las pérdidas de energía.
- En los sistemas de distribución, y especialmente en las bajas tensiones de final de línea, no hay normalmente sistemas de control disponibles que son normales en los niveles de transmisión. Como resultado, es difícil para las DSO influenciar la operación de la GD y

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

mantener la estabilidad en el sistema, y aunque ya se han desarrollado diferentes sistemas de telegestión para el control [4], no se están implementando en gran medida a la espera de lo que establezcan los reguladores (gobiernos). En un mercado liberalizado con operadores de red y generadores independientes, esto llega a ser incluso mayor problema, ya que los generadores están más preocupados con respecto a las señales del mercado o la maximización de beneficios debidos a los mecanismos de apoyo que en otros requerimientos de red.

Por todo ello, las DSO ven a la GD como un problema, más que una posible solución. Pero lo que se trata es de aprovechar el potencial de beneficio que puede proporcionar la GD más que rechazarla por sus posibles inconvenientes. En cuanto a aspectos técnicos, la GD puede proporcionar varias ventajas en las redes de distribución:

- Para un sistema de distribución determinado, las pérdidas de energía evolucionan en forma de “U” con la penetración, es decir, cuando el grado de aumento de GD no es muy elevado disminuyen, pero conforme aumenta por encima de una determinado valor vuelven a crecer [5]. Por lo tanto, sería necesario que la carga (demanda) aumentara de manera coordinada con la GD, para de esta manera, trabajar en el punto más bajo en cuanto pérdidas [2]. Además, el tipo de tecnología utilizada en GD influye notablemente en la evolución de las pérdidas, siendo aquella con mayor nivel de producción de energía la que permite una mayor posibilidad de crecimiento tanto de penetración como de carga (CHP permite una mayor penetración que RES; [2] [5]) permitiendo una mayor estabilidad en tensión.
- Aparte de la reducción de pérdidas, es muy interesante la aportación que puede proporcionar la GD a la red de distribución en cuanto a otros aspectos de calidad de suministro, como pueden ser la fiabilidad ante huecos de tensión (plantas GD de cierto tamaño) y la fiabilidad ante cortes en el suministro centralizado trabajando en “isla”. Dentro de la calidad de suministro, y como fuente potencial de control, la GD podría suministrar diversos servicios auxiliares como puedan ser la inyección/consumo de potencia reactiva para estabilizar tensión, gestionar posibles congestiones a través de potencia activa o participar en los mercados de ajuste y reservas [6].
- Puede evitar la sobrecapacidad instalada, puesto que un aumento en la carga no se compensaría a través de grandes plantas centralizadas (fósiles o renovables), ya que las pequeñas plantas de GD son más apropiadas para responder a los cambios de la demanda. Como resultado, poseen una opción de mayor valor añadido que las grandes plantas productoras, además de que las zonas para las grandes plantas productoras cada vez son más escasas [7].

Comentados los aspectos técnicos, ahora identificaremos los **aspectos regulatorios** que intervienen en el proceso de integración para la GD, vistos sobre todo desde el lado económico de las distribuidoras puesto que es el principal agente en el proceso. Nos centraremos en los aspectos particulares de la regulación eléctrica de distribución que deberían ser considerados para facilitar altos niveles de GD.

La distribución de electricidad se considera como un monopolio natural, y por lo tanto, necesita ser regulada para evitar abusos. Tradicionalmente, la estrategia para regular las DSO era una tasa de retorno basada en costes reales de distribución auditados por el regulador (gobierno). Actualmente, en los sistemas eléctricos liberalizados, se da preferencia a los mecanismos regulatorios que promocionan eficiencia en la actividad de distribución. Esto ha llevado la implementación de la regulación

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

basada en la operación o regulación por incentivos como alternativa a la regulación por coste auditado del servicio. Este mecanismo reconoce la existente asimetría de información entre regulador y las distribuidoras y, en teoría, busca impulsar la eficiencia por el servicio proporcionado en lugar de los costes incurridos [8].

La mayoría de los países de la UE han implementado una regulación por incentivos para remunerar a las DSO, generalmente a través de estrategias retributivas “CPI – X” donde el primer factor representa el índice de precios al consumo y el segundo la tasa de mejoras en la productividad (eficiencia) establecida por el regulador. Bajo una regulación “CPI-X”, los ingresos de las DSO están limitados durante un número de años. Para llevarla a cabo, los reguladores necesitan calcular la eficiencia de las inversiones y costes operacionales y/o comparar el comportamiento de las diferentes distribuidoras.

La implementación de una regulación por incentivos de este tipo “fuerza” a las DSO a reducir costes para aumentar la eficiencia y reducir “X”. Sin embargo, la calidad de servicio, íntimamente relacionada con las inversiones en la red y los gastos de operación / mantenimiento, podría descuidarse. Por lo tanto, se deben tomar medidas adicionales para evitar una progresiva degradación de esos niveles de servicio. De hecho, ya han sido implementados incentivos y penalizaciones asociados a la continuidad de suministro y las pérdidas de energía en varios países de la UE, así como compensaciones a las DSO por los gastos de operación (OPEX) y gastos de capital (CAPEX) debidos al impacto de la GD.

Por otro lado, todos los usuarios de las redes de distribución (consumidores y GD) deben pagar una serie de cargos para compensar a las DSO por el coste en el que incurren como consecuencia de los refuerzos necesarios para la GD y del reparto de la energía consumida o inyectada dentro de la red. Se identifican dos diferentes tipos de cargos de red, cargos por conexión y cargos por uso del sistema (UoS). Los cargos por conexión, de GD se pagan una sola vez cuando el usuario requiere acceso a la red, para compensar los costes directos por conexión. Por otra parte, los cargos por uso del sistema son periódicamente pagados por los usuarios de la red, generalmente consumidores pero también generadores en algunos países de la UE (ver tabla 1). Un correcto diseño de cargos UoS y cargos por conexión es un elemento clave para asegurar un justo y no discriminatorio acceso a la red [9]. Existen diferentes modelos que intentan reflejar los costes reales [10] [11]. Por lo tanto, este es uno de los principales requerimientos para un incremento del porcentaje de GD a nivel europeo.

La Comisión Europea plantea que las DSO deben considerar la GD como una alternativa en la planificación de red (Directiva 2009/28/CE), por lo que la regulación debe permitir una coordinación de las inversiones DSO – GD. Esto permitirá explotar el potencial de la GD para aplazar inversiones en la red, debido al hecho de que la GD está conectada cerca de los consumidores finales, reduciendo entonces la demanda neta que ha de ser suministrada a través de las redes de distribución y transporte [2]. Este es otro de los aspectos clave para un futuro desarrollo de la GD, sin embargo, diseñar un mecanismo regulatorio para tomar en cuenta esta posibilidad no es fácil. Incluso es un mayor reto en un ambiente donde las DSO no pueden apropiarse de activos de generación (separación de actividades) y la mayoría de experiencias respecto al aplazamiento de inversiones son a través de modelos y estudios analíticos [2] [12].

Además, cualquier sistema eléctrico de potencia necesita generadores para satisfacer ciertos servicios con la finalidad de asegurar su operación de una manera segura. Estos son conocidos como servicios auxiliares (AS), siendo los más relevantes los relativos a la respuesta en frecuencia, reservas de potencia y energía, control de tensión / reactiva. Debido al hecho de que las instalaciones generadoras han estado tradicionalmente conectadas a las redes de transmisión, el operador del sistema de transmisión (TSO) estaba al cargo de operar los AS. Sin embargo, el desarrollo de la GD podría

	<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

conllevar posibilidades similares en los niveles de distribución, permitiendo beneficiarse tanto a las DSO por aumentar los niveles de calidad en el suministro como a la GD por prestar servicios de apoyo en función de las señales de precio en la red (oportunidad de mercado). En la mayoría de los países de la UE no existe una contribución de GD en los servicios auxiliares, o en su caso, es muy baja [8].

Aunque para implementar en la práctica todas estas posibilidades se necesita que las DSO vayan introduciendo una gestión activa en sus redes y vayan fomentando proyectos I+D que permitan migrar a este tipo de sistemas, ya que las nuevas conexiones de GD tienen una gran influencia sobre los flujos de energía en la red. Si simplemente se dimensiona la red para el pico de capacidad de generación teniendo en cuenta la GD, se requiere un incremento de los refuerzos por parte de las DSO (operación pasiva o estrategia de “conectar y olvidar”) para poder distribuir la energía. Puesto que cuando elevadas cantidades de GD entran en las DSO resulta inevitable tener que realizar inversiones en mejoras para poder repartir la energía, una estrategia alternativa sería dotar a la red con una filosofía de operación activa a través de tecnologías de la información y la comunicación (TIC; [13] [14]). Esto permitiría un intercambio de información en cuanto a flujos de energía en la red y por lo tanto proporcionaría las diferentes señales económicas a consumidores, GD y DSO.

Contrariamente a la situación actual, el control y observación de las redes de distribución junto con los generadores conectados a ellas debería aumentar. La operación activa de una red permitiría tomar ventaja de las capacidades de la GD para mejorar la calidad de servicio y retrasar nuevas inversiones (Figura 2). Como consecuencia, la nueva regulación debería buscar la promoción de una transformación en la red hacia DSOs más activas y dar incentivos a la GD por participar en la provisión de servicios auxiliares y dar soporte a la red.

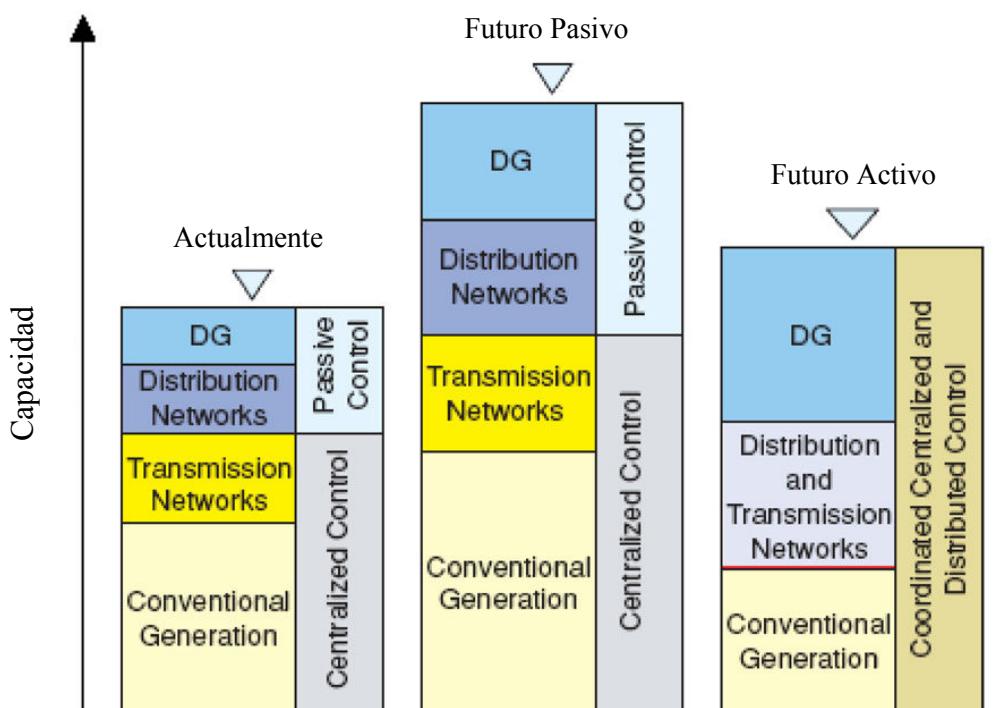


Figura 2. Perspectiva operación activa vs. operación pasiva. Fuente: R. Cossent et al. / Energy Policy 37 (2009) [8]

		TRABAJO FIN DE MÁSTER							
Máster		Energías Renovables y Eficiencia Energética							
Trabajo		Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras							

Por último, presentamos una panorámica de cómo se encuentra la situación regulatoria relativa a la distribución a nivel europeo en el año 2008 (Tabla 1).

Country	Connection charges			DG pay UoS charges		Treatment of DG incremental costs			Incentives to reduce losses				
	Deep	Shallowish	Shallow	Yes	No	Cost of service	Incentive based regulation			None	Penalties for non-compliance with regulated values	Losses bought at the market	Incentives and penalties plus regulated values
							DG-related incremental costs not considered	DG-related incremental costs considered	DG-related incremental CAPEX and OPEX considered				
<b>New MS</b>													
Bulgaria			✓		✓				✓				✓
Czech Republic	✓									✓			✓
Hungary	✓						✓			✓			✓
Lithuania	✓	✓					✓			✓			
Poland			✓		✓			✓					✓
Romania	✓				✓			✓					✓
Slovakia	✓				✓			✓					✓
Slovenia			✓		✓			✓				✓	
<b>EU-15 MS</b>													
Austria		✓	✓				✓				✓		
Denmark		✓	✓							✓			✓
Germany		✓			✓		✓				✓		
The Netherlands	✓ (>10 MW)		✓ (<10 MW)				✓	✓ (>10 MW)	✓ (<10 MW)				✓
Spain	✓				✓			✓					✓
France		✓			✓		✓					✓	
Italy		✓	✓					✓				✓	
UK	✓		✓						✓				✓
Country	Incentives to improve quality of service			Incentives for innovation			Type of DSO unbundling			DSO may own DG		Number of DSOs	
	No	Regulated targets	Non-regulated targets (contracts)	No	Implicit incentives given by regulation	Specific innovation incentives	Legal	Functional	Ownership	Public DSO	No Yes	Only small DSOs (less than 100000 connections)	Number of small DSOs
<b>New MS</b>													
Bulgaria		✓			✓		✓			✓		4	1
Czech Republic	✓				✓		✓			✓		3	0
Hungary	✓				✓		✓			✓		n.a.	0
Lithuania	✓				✓		✓			✓		2	Small number
Poland	✓					✓	✓			✓		18	4
Romania	✓				✓		✓			✓		8	0
Slovakia		✓			✓		✓			✓		n.a.	250
Slovenia	✓		✓		✓					✓		1	0
<b>EU-15 MS</b>													
Austria	✓				✓		✓			✓		135	119
Denmark	✓				✓		✓			✓		120	112
Germany	✓				✓		✓			✓		950	900
The Netherlands	✓				✓		✓	✓	(1 small DSO)	✓		11	6
Spain	✓				✓		✓	✓		✓		329	321
France	✓				✓		✓	✓		✓		166	160
Italy	✓				✓		✓			✓		170	n.a.
UK	✓				✓		✓			✓		14	3

Tabla 1. Regulación de la distribución en la UE. Fuente: R. Cossent et al. / Energy Policy 37 (2009) [8]

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

#### 4. Revisión bibliográfica de propuestas de integración. Análisis y valoración

Como ya se ha visto previamente, se necesita un cambio importante en la manera de trabajar y en la manera de regular sobre las redes eléctricas para lograr una eficiente y considerable integración de GD en las DSO. Varios autores y/o grupos están trabajando sobre el tema a nivel europeo (Tabla 2), y su bibliografía, en cuanto a propuestas, será el objeto de atención en este apartado. En la “ficha de autores” presentada al final de la memoria, encontraremos desarrolladas todas las propuestas.

GRUPOS	AUTORES
<b>G1</b>	Rafael Cossent, Tomas Gomez, Pablo Frias, J. Rivier [8] [15] [16]
<b>G2</b>	Eva Niesten [17]
<b>G3</b>	J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers [18] [19] [20] [21]
<b>G4</b>	Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft [7]
<b>G5</b>	Michael Pollitt, Janusz Bialek [22]

Tabla 2. Grupos de autores trabajando sobre integración de GD a nivel europeo

Sabemos que se necesita una modificación del marco regulatorio actual, y que dicha modificación depende de las condiciones particulares de cada país (ver Tabla 1). Pero el aspecto clave, es como se puede o cuál es la mejor manera de llevarla a cabo. Los autores coinciden en que se necesita una regulación por incentivos que permita las señales económicas suficientes, tanto para el desarrollo de las redes de distribución como para el desarrollo de GD, pero existen diferencias a la hora de implementarlas.

Todos los grupos han propuesto **fórmulas retributivas** para permitir a las DSO recuperar o compensar sus gastos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) consecuencia de la integración de GD. Si una DSO no invierte, nunca permitirá la proliferación de GD en sus redes. La base de sus propuestas es la ecuación básica de beneficios tope (revenue cap) en el año “t” para las distribuidoras:

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) \quad (a)$$

Donde se permite que las tarifas de retribución a las distribuidoras aumenten con la tasa de inflación (índice de precios al consumo, CPI) menos el factor “X” que representa la tasa de mejoras en la productividad (eficiencia) y la establece el regulador por medios comparativos (benchmarking) entre las distintas DSO o mediante valores óptimos de referencia. Pero aunque los posibles beneficios de la GD sean tenidos en cuenta para el cálculo de “X”, esta fórmula no refleja el riesgo incurrido por las DSO puesto que se necesita comprender en mayor medida los costes en la red relacionados con GD (tamaño, tipo de renovable, etc.) y existen pocas experiencias relacionadas con el benchmarking.

El total de beneficios permitidos para el primer año depende de la base de activos regulada (RAB) o retribución de la inversión, los costes de capital (CAPEX) y los costes de operación (OPEX):

$$TAR_0 = f(RAB, CAPEX, OPEX) \quad (b)$$

Con la fórmula de ingresos tope (a) como punto de partida, se identifican diferentes maneras para compensar la creciente penetración de GD. **G1** y **G2** apuestan por incentivos a través de un término asociado con la capacidad de GD conectada y de otro término asociado con la energía de GD vertida a la red (factor “Z”) (c). **G3** plantea lo mismo en una de sus propuestas (ver ficha de autores).

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + \underbrace{\gamma_1 \cdot kW^{GD} + \gamma_2 \cdot MWh^{GD}}_{\text{factor "Z"}} \quad (c)$$

Donde “ $\gamma_1$ ” y “ $\gamma_2$ ” son los factores de ingresos en €/kW y €/MWh.

**G5** cree conveniente que hay que establecer una tasa fija por la que se asegure un beneficio a la DSO como consecuencia de sus inversiones por la GD en sus redes, es decir, una tasa de beneficios en función de la capacidad instalada (d). **G3** plantea lo mismo en una de sus opciones (ver ficha autores)

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + y(\%) \cdot I_t^{GD} \quad (d)$$

Donde:

$y(\%)$  = porcentaje de traspaso de inversiones relacionadas con GD (< 100 %)  
 $I^{GD}$  = inversiones totales (€) relacionadas con GD por parte de las DSO en año t

**G3** concluye que una combinación de la medida (d), y la medida (c) exclusivamente con el término asociado a la energía, es capaz de ajustarse mejor a todas las condiciones (redes urbanas, redes rurales, etc.) y compensar a las DSO por el impacto de la GD:

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + y(\%) \cdot I_t^{GD} + \gamma_2 \cdot MWh^{GD} \quad (e)$$

**G4** plantea otras dos alternativas, una en la que se combina un factor de beneficios relacionado con la capacidad GD instalada y un coste parcial transferible “T” consecuencia del refuerzo de la red:

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + \gamma_1 \cdot kW^{GD} + T \quad (f)$$

y otra en la que se pretende asumir todos los costes mediante un mecanismo de auto-selección:

$$TAR_t = b \cdot y \cdot Q + (1 - b) \cdot T \quad (g)$$

Donde “T” será el coste (€) en la red de la nueva GD, “y” será el precio tope (price cap; €/kW) y Q es la cantidad de GD conectada en kW. El parámetro “b” determina el grado de deslizamiento, siendo una combinación de coste transferible (b = 0) y precio tope (b = 1).

Una vez planteadas las fórmulas retributivas para las DSO, veamos cuales son las directrices que tienen en cuenta los autores para la **asignación de incentivos** en las mismas.

En cuanto a la fórmula de retribución (c):

- **G1, G2 y G3** pretenden que los factores de ingresos ( $\gamma_1$  y  $\gamma_2$ ) tengan en cuenta la diferenciación zonal para compensar los diferentes impactos provocados por la GD (a niveles más bajos de tensión, mayor impacto en la red), es decir, deben adaptarse para cada área o red de distribución.
- **G1** (basándose en modelos matemáticos) indica que ( $\gamma_1$ ) debe ser estable en la medida de lo posible para cada zona y ( $\gamma_2$ ) debe ir aumentando con la penetración.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

- **G2** propone “Z” para aumentar el techo de beneficios de las DSO e incentivar la inversión. No suministra directrices para el cálculo de dicho factor.
- **G3** en cambio, establece que  $(\gamma_1)$  debe disminuir con la penetración para favorecer la distribución de recursos y  $(\gamma_2)$  deben aumentar con la penetración para favorecer la inversión en redes inteligentes.

En cuanto a la fórmula de retribución (d):

- **G3** y **G5** proponen una inversión transferible relacionada con la GD menor del 100% para que permanezca un incentivo económico que limite estas inversiones (valores bajos de “y” para baja penetración y valores altos de “y” para alta penetración) y a su vez las DSO puedan traspasar parte del riesgo.

En cuanto a la fórmula de retribución (e):

- **G3** establece en este planteamiento, un factor directo de beneficios basado en la energía  $(\gamma_2)$ , mientras el factor directo de beneficios basado en la capacidad se reemplaza por un RAB especial relacionado con las inversiones en GD a incluir cada año en el cálculo de beneficio. El factor más idóneo parece ser aquel que considere toda energía de GD a red.

En cuanto a la fórmula de retribución (f):

- **G4** plantea tres maneras de asignar los incentivos,
  1. *Transferir el coste total de la inversión*, es decir,  $\gamma_1 = 0$  y T equivaldrá al 100 % de la inversión realizada. Aunque esta estrategia, no incentivaría a las DSO a buscar las conexiones más eficientes, puesto que simplemente traspasarían todos costes atribuidos a la GD, no tomarían riesgo. Por lo tanto, este mecanismo no parece ser apropiado para un valor de T = 100 %, siendo más convenientes valores menores. Existen diferentes maneras para implementar este factor (T) por parte del regulador: predicción hecha al principio de cada período regulatorio y corregida al final, análisis al final del período, en el momento que se incurre en el coste o en el siguiente período regulatorio.
  2. *Factor de beneficios exclusivamente en base a capacidad*. No se incluyen los costes declarados por la DSO en el cálculo de los beneficios (T = 0 %), el regulador establece un factor dependiente de la capacidad instalada ( $\gamma_1$ ) y el beneficio incrementa dependiendo de la cantidad de kW conectados. Los beneficios para las DSO dependerían de la GD instalada en sus redes y no de los costes incurridos debidos a la misma, lo que incentivaría para la conexión de GD y la reducción de costes.
  3. *Combinación de las dos anteriores ( $\gamma_1 \neq 0; T \neq 0$ )*. Esto permite el desarrollo de un plan de beneficios para DSOs que equilibra diferentes incentivos, siempre que el regulador tenga un buen conocimiento de los costes de red provocados por la GD.

En cuanto a la fórmula de retribución (g):

- **G4** calcula “y” como la media de beneficios por cada kW de GD conectado. El parámetro “b” es función de los costes de red consecuencia de conectar GD. El regulador no conoce dichos costes, lo cual, de alguna manera, es solamente conocido por la DSO. Si b = 0, la

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

regulación se convierte totalmente en una regulación de coste total transferible. Con  $b = 1$ , la regulación se convierte totalmente en una regulación de precio tope (price cap). Pero como el parámetro “ $b$ ” va a deslizar entre estos valores, se obtendrá una combinación de ambas posibilidades. Este mecanismo se convierte en un mecanismo de autoselección (el regulador trata de reconocer los costes incurridos en cada escenario) si las distribuidoras pueden elegir “ $b$ ”, y los valores para “ $y$ ” establecidos por el regulador son apropiados (DSO elegirá “ $b$ ” óptima).

Ya conocemos que se hace realmente necesario estipular una serie de fórmulas retributivas, diferentes a las existentes. Pero el simple hecho de compensar a las DSO por el impacto de la GD en sus costes, seguramente no sea suficiente para tener en cuenta la GD en la **planificación de red**, es decir, la nueva regulación tendrá que permitir la coordinación de las inversiones en la red con las inversiones en GD y estimular un intercambio de información entre todos los agentes (DSO, GD y regulador). Se pretende permitir una capacidad de red suficiente, el desarrollo de redes más inteligentes y poder tomar decisiones de una manera eficiente, por lo tanto, se hace necesario tener en cuenta otra serie de factores (ver apartado 3) para una integración a gran escala de GD.

El primero de los factores, y pilar fundamental para integrar GD (confirmado por todos los autores), es el de un cambio en la mentalidad de operar las redes de distribución pasando desde una gestión “pasiva” a una **gestión “activa”** en la que participen todos los agentes (consumidores, generadores y distribuidoras), y se evite de esta manera tener que aumentar la capacidad de las redes en un futuro (aplazamiento inversiones). En definitiva lo que se pretende es que la red de distribución se parezca cada vez más a la red de transporte, aumentando su control y su observación. Para ello, los reguladores deben incluir incentivos específicos para las acciones específicas adoptadas por parte de las DSO en dicha dirección. Aunque solo **G1** nos dice como llevarlo a cabo: habla de la necesidad de asignar presupuestos de inversión a cada DSO para el período reglamentario siguiente. Al final del período reglamentario, el DSO debe informar al regulador sobre la inversión realizada en las redes. La inversión en la gestión de red activa que integra la GD con el fin de posponer los refuerzos de la red, se reconocerán a la DSO como un beneficio previsto en ese período. Los expertos técnicos en nombre de la entidad reguladora deben evaluar la eficacia de las medidas aplicadas. Este esquema puede ser costoso en términos de control reglamentario, sin embargo, ejerce presión sobre regulador y DSO, a fin de tener en cuenta una integración eficiente de la GD a la hora de asignar presupuestos de inversión.

Pero para poder implementar en la red una gestión activa, se necesita un alto proceso tecnológico en los sistemas eléctricos. Sin embargo, la inversión en I+D continúa siendo baja en la mayoría de países europeos. **G1** propone añadir en la fórmula retributiva (a) los gastos asociados a I+D como otra partida separada con altas cuotas de retorno que reduzcan el riesgo percibido por las DSO. **G5** plantea un incentivo por innovación que permita a las DSO subir un porcentaje regulado los precios como consecuencia de proyectos de investigación destinados a mejorar el rendimiento de las redes. Además, tanto **G1** como **G5**, creen conveniente ampliar los plazos regulatorios (generalmente no duran más de 5 años) puesto que los gastos de I+D podrían no proporcionar mejoras en el corto/medio plazo (**G5** recomienda 7/10 años).

Otro de los factores sería la **calidad de suministro**, es decir, las DSO deben incluir la calidad de energía eléctrica a los clientes (GD y consumidores) como uno de sus objetivos, y así garantizar una operación adecuada. De lo contrario, las DSO pueden aumentar sus ganancias mediante la reducción de inversiones. Las ventajas potenciales de la GD como una nueva fuente de control deberían convertirse en una oportunidad (mediante incentivos) para las DSO en lugar de una amenaza. GD puede ayudar a reducir las pérdidas de energía o mejorar los índices de fiabilidad trabajando, por ejemplo, en modo “isla”. **G1** y **G3** suministran propuestas de cómo hacerlo.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

**G1** constata que deben fijarse valores de referencia (por el regulador) en cuanto a la operación de las redes, con un incentivo al cambio por mejorar dichos indicadores y una penalización por no cumplirlos. Estas cantidades deberían ser suficientes para compensar por los gastos requeridos para lograr el nivel deseado. Si una DSO no invierte suficiente para cumplir un nivel de pérdidas o calidad de servicio en concordancia con sus ingresos aprobados, será forzada a devolver ese dinero vía penalizaciones. Por el contrario, si más mejoras son ejecutadas, las DSO percibirán ingresos incrementales para compensar por los costes extra.

**G3** propone incluir sobre la fórmula retributiva (a), un indicador adicional de calidad (Kind) a través del cual las DSO sean incentivadas y que aumentará conforme lo haga el grado de penetración:

$$TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X + Kind) \quad (h)$$

Un tercer tema que todos los autores consideran muy importante para la integración, sería la igualdad con que se debería tratar a todos los usuarios de la red, tanto consumidores como GD. En este sentido, proponen que cualquier usuario de las redes debe ser consecuente por el uso que realiza del sistema eléctrico. Lo cual implicará, que al igual que los consumidores, la GD deberá pagar por el uso del sistema (UoS) además de pagar por los gastos iniciales de conexión a la DSO. Cada autor establece diferentes propuestas para fijar los **cargos por conexión y por uso del sistema (UoS) a la GD**.

Todos los grupos son partidarios de los cargos “superficiales” (shallow) a la GD por su conexión, es decir, los costos directos en el punto de conexión de la unidad de RES o CHP como consecuencia del refuerzo o dispositivos necesarios. De esta manera, se intenta mantener las barreras de entrada a la GD lo más bajas posibles.

Lo que no todos están de acuerdo es en la manera de implementar los cargos (UoS), aunque si en las posibilidades que puede aportar la GD en cuanto a **servicios auxiliares** (ver apartado 3) a la red como puedan ser la estabilidad en tensión o gestión de la congestión, por lo que dichos cargos (UoS) podrían convertirse en beneficios para la GD. Veamos lo que dicen los diferentes autores acerca de estos cargos:

- **G1** propone que el resto de los costes pertenecientes a refuerzos de la red y las mejoras posibles deben ser repartidos entre todos los usuarios de la red (consumidores y generadores) y pagados a través de cargos por uso de sistema (UoS), a fin de que dichos cargos superficiales no parezcan menos atractivos para las DSO. A medida que aumente la penetración, los reguladores deberían poner en práctica los cargos por localización en la red y por horario de uso (las conexiones en los niveles inferiores de tensión y la producción de en las horas pico deben ser incentivados), para promover una eficiente conexión y funcionamiento de las unidades GD. **G3** y **G5** plantean lo mismo, pero acentuando la necesidad de aplicar la medida en un corto plazo.
- **G2** es partícipe de establecer una serie de cargos mensuales por el mantenimiento de las conexiones. También considera conveniente que las tarifas de distribución (cargos UoS) difieran según las zonas (al igual que **G1**, **G3** y **G5**), ya que el impacto en los costes varía con la ubicación de GD. Estipula que dichas tarifas puedan ser aumentadas por las DSO (bajo tope regulado y ciertas condiciones) para una zona en particular de la red cuando la penetración y concentración de GD incrementen notablemente (en **G1**, **G3** y **G5** lo hace el regulador). Esto tiene la misión de favorecer la coordinación de inversiones y una generación más dispersa.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

- **G4** no plantea cargos UoS, pretende solamente que la GD participe en los mercados “spot” y en los mercados de servicios auxiliares para lograr las suficientes señales económicas que encaminen hacia una mayor integración. A continuación comentamos el tema de los mercados.

El incremento de la presencia de GD en la red crea nuevas **oportunidades de mercado** a través de servicios auxiliares que pueden estar o no implícitas en los cargos UoS, y que encabecen un cambio hacia diferentes modelos de negocio. Cada grupo de autores tiene su perspectiva acerca del tema:

- **G1, G4 y G5** creen que la GD controlable, cuando se llegue a un punto de penetración considerable, debería ser compatible con los precios de mercado de la electricidad y poder participar en los mercados de ajustes y reservas. De esta manera se reflejarían mejor los costes y beneficios en función del lugar de conexión, consiguiendo una integración más eficiente y obteniendo precios en el mercado libre más bajos en ciertas horas del día. Así mismo, **G1** plantea que las DSO deberían tener derecho a entrar en acuerdos comerciales con la GD para regular bajo condiciones de transparencia y mediante transacciones financieras acordadas, la potencia activa inyectada, es decir, las DSO deberían ser capaces de comprar los servicios auxiliares a la GD. Por lo tanto, una DSO podría obtener un beneficio extra (a través de la fórmula de retribución) que a través de generación convencional no conseguiría. **G5** incluso propone acuerdos comerciales a través de negociaciones entre GD, consumidores y DSO que consistirían en votaciones controladas por el regulador para decidir sobre las inversiones propuestas por las DSO, acentuando de esta manera una tendencia competitiva de los proyectos propuestos.
- **G2** propone cierta flexibilidad (aumentar o disminuir) a la hora de establecer las tarifas de distribución por parte de las DSO en función de la demanda de servicios. Las DSO se encuentran afectadas por la gran elasticidad de la demanda por parte de la GD, se recomienda incentivarlas a la hora de ajustar las tarifas ya que puede que no puedan vender sus servicios a la GD si las tarifas son relativamente altas. En este caso, la DSO requiere los servicios auxiliares de la GD a través de señales económicas.
- **G3** plantea que la DSO es la que debe compensar directamente a los operadores de GD en caso de que obtenga beneficios por la provisión de servicios auxiliares.

Cabe destacar también, a pesar de que ya se está realizando por una gran parte de los países de la UE mediante la trasposición de la Directiva Europea 2009/72/CE, que se debe realizar una **separación** completa de las **actividades** de distribución y GD para evitar problemas de discriminación, es decir, la DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD bajo ningún concepto. Se trata por lo tanto, de favorecer un mercado en competencia para todos los agentes intervenientes (distribuidoras, generadores y comercializadores) y todos los autores están de acuerdo en que se tiene que realizar de una manera efectiva.

Mostraremos a continuación una tabla comparativa mediante la cual resumimos lo que proponen los autores en cuanto a mejoras de la regulación actual para una mayor integración de GD en las redes eléctricas de distribución y en la que podemos comprobar los puntos de coincidencia en cuanto a las mismas.

	<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

AUTOR TEMA \	G1	G2	G3	G4	G5
<b>Retribución (modificación regulación actual)</b>	<b>Fórmulas retributivas (compensan gastos de capital y operación)</b>  Función de capacidad GD conectada y energía GD vertida a red.	Función de capacidad GD conectada y energía GD vertida a red.	i) Ídem. G1. ii) Ídem. G5. iii) Función de tasa fija de Bº función de la inversión y energía GD vertida a red.	i) Función de capacidad GD conectada y coste parcial refuerzo de red. ii) Ídem. i) pero combinación variable de los dos términos.	Función de tasa fija de Bº función de la inversión.
	<b>Asignación incentivos</b>  Diferenciación zonal. Incentivo capacidad GD estable e incentivo energía GD función de la penetración.	Diferenciación zonal. Incentivo dependiente de capacidad GD y energía GD.	i) Diferenciación zonal. Incentivo capacidad GD e incentivo energía GD función de la penetración. ii) Ídem. G5. iii) Incentivo energía GD próximo al 100%.	i) Incentivo capacidad GD e incentivo por refuerzo de red variables. ii) Ídem. i) pero combinación variable de los incentivos por acción conjunta regulador - DSO.	Inversión transferible menor del 100 % y función de la penetración.
<b>Planificación de red (coordinación de inversiones e intercambio de información)</b>	<b>Gestión activa e inversión I+D</b>  La inversión en gestión activa que integre GD, se reconoce como Beneficio. Añadir gastos I+D como otra partida en retribución. Ampliar plazos.	Necesaria.	Necesaria.	Necesaria.	DSO puede subir precios por proyectos de I+D. Ampliación de plazos regulatorios hasta 7 / 10 años.
	<b>Calidad de suministro</b>  Penalización por no cumplir valores de ref. Beneficio si se cumplen.	GD debe ayudar a mejorar la calidad.	Indicador adicional de calidad en la fórmula retributiva.	GD debe ayudar a mejorar la calidad.	GD debe ayudar a mejorar la calidad.
	<b>Cargos por conexión</b>  Cargos directos a la GD por los refuerzos necesarios en el punto de conex.	Cargos directos a la GD por los refuerzos necesarios en el punto de conex.	Cargos directos a la GD por los refuerzos necesarios en el punto de conex.	Cargos directos a la GD por los refuerzos necesarios en el punto de conex.	Cargos directos a la GD por los refuerzos necesarios en el punto de conex.
	<b>Cargos o abonos por uso sistema (UoS)</b>  Resto costes por conex. deben ser socializados mediante UoS. Cargos UoS por localización y horario de uso. Establecidos por el regulador.	Cargos UoS mensuales por mantenimiento de conexión. Cargos UoS por localización y horario de uso. Establecidos por la DSO bajo topes regulados.	Ídem. G1, necesario a corto plazo.	No plantea cargos UoS.	Ídem. G1, necesario a corto plazo.
	<b>Oportunidad mercado</b>  Participación de GD en los mercados (spot y servicios). Acuerdos DSO – GD regulados.	Mercado DSO – GD: DSO fija tarifas UoS según demanda red y/o requerimientos de servicios aux.	DSO debe compensar directamente a la GD por los servicios auxiliares.	Participación de GD en los mercados (spot y servicios).	Participación de GD en los mercados (spot y servicios). Acuerdos DSO – GD regulados.
	<b>Separación actividades</b>  DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD.	DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD.	DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD.	DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD.	DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD.

Tabla 3. Comparativa de propuestas según grupo de autores y tema

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## 5. Conclusiones

Como se dijo al principio, los niveles de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas de distribución han aumentado considerablemente en los últimos años y las perspectivas en la Unión Europea indican un crecimiento aún mayor en el futuro. Este Trabajo Fin de Master (TFM) ha perseguido la mejor manera de llevar dicha integración a cabo, vista sobre todo desde el lado económico de las empresas eléctricas de distribución (DSOs) puesto que es el actor principal en el proceso.

Para ello, se realizó una revisión bibliográfica de propuestas de integración extrayendo la información a partir de publicaciones pertenecientes a diferentes autores que están trabajando sobre el tema a nivel europeo. Previamente, se identificaron los principales aspectos técnico – económicos que intervienen en el proceso de integración para la GD.

Una vez comprobado que la regulación eléctrica de distribución debe ser modificada, y comparando las propuestas de los diferentes autores, se propone de manera general el siguiente esquema regulatorio teniendo en cuenta actividades separadas para cada uno de los agentes (Figura 3).

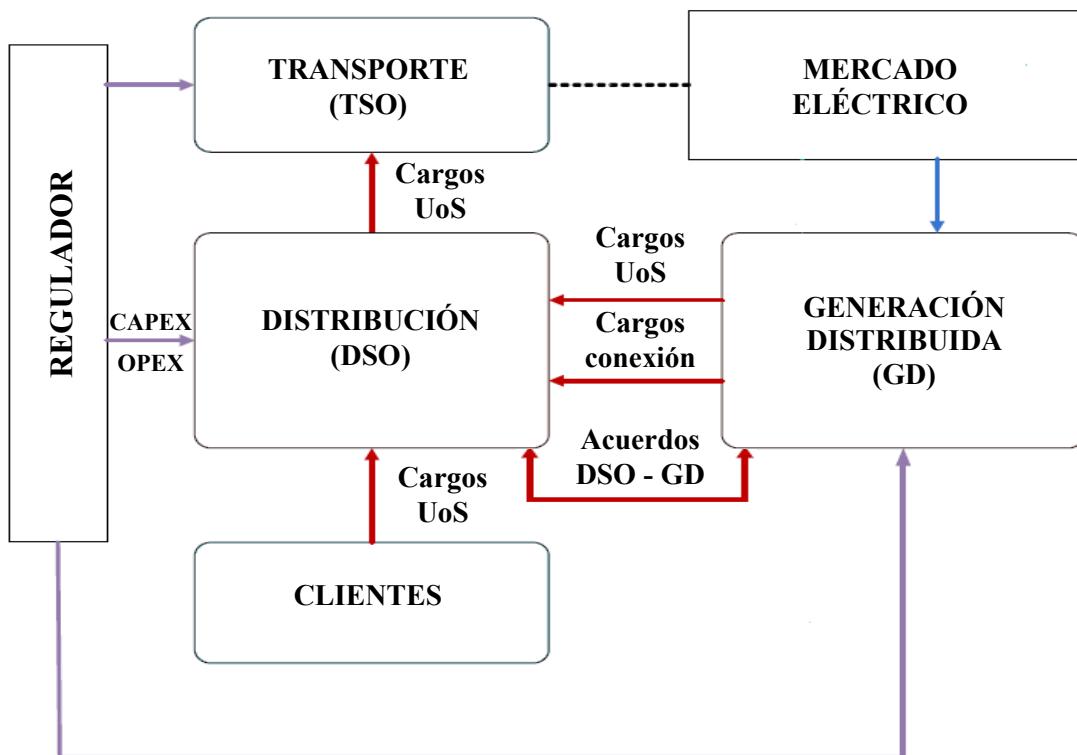


Figura 3. Esquema regulatorio propuesto

Para conectar GD en las redes de distribución, se requieren normalmente una serie de refuerzos y mejoras en las mismas. Los cargos por conexión y por uso del sistema (UoS) permitirían a las DSO cubrir, al menos parcialmente, estos costes adicionales. La primera recomendación es que la GD pague unos costes regulados por los refuerzos necesarios en el punto de conexión. El resto de los costes pueden ser cubiertos a través de cargos por uso del sistema (UoS). Estas tarifas de red pagadas por la GD deberían reflejar los costes reales, por lo tanto, se recomienda la diferenciación por localización y horario de uso evitando fijar mecanismos como primas o subvenciones. Como

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

consecuencia de la causalidad del coste, los cargos UoS para la GD podrían ser tanto positivos como negativos, ya que la GD podría contribuir positivamente a operar el sistema eléctrico a través de la provisión de servicios auxiliares y de red. Esto debería ser reconocido y compensado, bien mediante acuerdos comerciales regulados con los operadores del sistema (DSO) o bien mediante la participación de la GD en los mercados de servicios.

En cuanto a la retribución de las DSO, se propone de manera general, el uso de señales económicas basadas en incentivos para recuperar los costes adicionales de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) producidos por el impacto de la GD en un ambiente de incertidumbre en cuanto al crecimiento de la demanda. Dichos incentivos deben tener en cuenta principalmente la capacidad GD instalada y la energía GD vertida en función de la zona de la red y el horario de utilización, así como la calidad de energía suministrada a los clientes. De esta manera, se trata de evitar la sobrecompensación tratando de reconocer los costes realmente incurridos.

Pero para conseguir una óptima planificación de la red que anime a las DSO a beneficiarse de la integración de GD para retrasar inversiones a largo plazo, se hace necesario un cambio en la mentalidad de operar las redes de distribución, pasando desde una gestión pasiva a una gestión activa donde la red de distribución se parezca cada vez más a la red de transporte, y la GD se convierta en un componente activo que ayude a mejorar los indicadores de actuación a través del intercambio de información. Esto implica que la inversión en I+D debería ser incluida como otro incentivo adicional, e incluso como dicen algunos autores, que los plazos de regulación deberían ser incrementados para asegurar que la inversión en I+D llega a dar sus frutos.

Una vez vistas por donde deben ir encaminadas las propuestas regulatorias que deben integrar la GD de una manera económicamente aceptable en las DSO, los reguladores, en cooperación con las DSO y la GD, deben desarrollarlas de una manera conjunta y ensayar nuevos escenarios a largo plazo que compensen las pocas experiencias existentes sobre los beneficios de la GD en redes de distribución. En un futuro, las DSO van a tener que tratar con una gran cantidad de socios pequeños en lugar de una pequeña cantidad de socios relativamente grandes como han hecho hasta ahora.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## 6. Anexo. Ficha de autores

GRUPOS AUTORES	PROPUESTAS
G 1 Rafael Cossent, Tomas Gomez, Pablo Frias, J. Rivier	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Filosofía activa en la operación de la red. Cambio en la gestión operativa en lugar de aumentar la capacidad de red. Participación activa de generadores y consumidores.</li> <li>• Compensación a las distribuidoras (DSO) por el incremento de sus gastos de capital (CAPEX) y operacionales (OPEX) consecuencia de la integración de GD. Se propone compensación a través de un término asociado con la capacidad de GD conectada y de otro término asociado con la energía de GD vertida a la red:</li> </ul> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + \gamma_1 \cdot kW^{GD} + \gamma_2 \cdot MWh^{GD} \quad (1)$ <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diferenciación zonal para compensar los diferentes impactos. Los factores de ingresos “<math>\gamma_1</math>” y “<math>\gamma_2</math>”, deben adaptarse para cada área o red de distribución. Modelos matemáticos indican que (<math>\gamma_1</math>) debe ser estable en la medida posible para cada zona y (<math>\gamma_2</math>) ir aumentando con la penetración.</li> <li>• Modificación en el marco regulatorio atendiendo a las características de cada país.</li> <li>• Cargos por uso del sistema (UoS) a la GD atendiendo a su situación y a las pérdidas que originan.</li> <li>• Incentivos específicos para la DSO por la integración de GD, que a largo plazo reducirá la necesidad de ampliación de la red. Se propone que el regulador asigne presupuestos de inversión a cada DSO para el período reglamentario siguiente. Al final del período reglamentario, el DSO debe informar al regulador sobre la inversión realizada en las redes. Los aumentos de eficiencia en la inversión, gracias a la DG, es decir, la inversión en la gestión de red activa que integra la GD con el fin de posponer los refuerzos de la red, se reconocerán a la DSO como un beneficio previsto en ese período. Los expertos técnicos en nombre de la entidad reguladora deberían evaluar la eficacia de las medidas aplicadas. Este esquema puede ser costoso en términos de control reglamentario, sin embargo, ejerce presión sobre regulador y DSO, a fin de tener en cuenta la integración eficiente de la GD a la hora de asignar presupuestos de inversión.</li> <li>• Señales de localización que promuevan la contribución de GD a la demanda máxima (localización de la demanda y generación en horas punta). Los cargos por uso del sistema para la GD y / o mecanismos de ayuda a la GD, diferenciados por el tiempo de uso y niveles de tensión es una forma de aplicación de estos</li> </ul>

	<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

G 1	Rafael Cossent, Tomas Gomez, Pablo Frias, J. Rivier	<p>incentivos de ubicación. Además, la GD debe ser económicamente compensada por prestar los servicios auxiliares para ayudar a las DSO para operar la red, especialmente en las redes rurales.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisión de la planificación y los criterios de seguridad utilizados para las DSO con el fin de incluir el beneficio potencial de la GD.</li> <li>• Las fórmulas de retribución por incentivos a las distribuidoras deben incluir la calidad del suministro como objetivos, y así garantizar una operación adecuada con un precio razonable. De lo contrario, las DSO pueden aumentar ganancias mediante la reducción de inversiones.</li> <li>• Las ventajas potenciales de la GD como una nueva fuente de control deberían convertirse en una oportunidad (mediante incentivos) para las DSO en lugar de una amenaza. DG pueden ayudar a mejorar los índices de fiabilidad trabajando, por ejemplo, en modo “isla” en caso de interrupciones de la red. DG puede prestar servicios auxiliares tales como el control de tensión o la reducción de pérdidas.</li> <li>• En los dos casos anteriores, deben fijarse valores de referencia adecuados con un incentivo al cambio por mejorar los indicadores de operación y con una penalización por no cumplir con los valores de referencia fijados. Estas cantidades deberían ser suficientes para compensar por los gastos requeridos para lograr el nivel deseado. Si una DSO no invierte suficiente para cumplir un nivel de pérdidas o calidad de servicio en concordancia con sus ingresos aprobados, será forzada a devolver ese dinero vía penalizaciones. Por el contrario, si más mejoras son ejecutadas, las DSO percibirán ingresos incrementales para compensar por los costes extra.</li> <li>• Generadores distribuidos y consumidores de electricidad deben ser ambos considerados usuarios de la red con los mismos derechos y necesidades en términos de calidad de los niveles de servicio.</li> <li>• Aplicación de cargos superficiales por conexión (costos directos de conexión únicamente) a la GD, como mejor señal económica para la integración de la misma a fin de: (i) mantener las barreras de entrada lo más bajas posible, (ii) mantener una regulación sencilla y transparente, y (iii) menores costos de transacción a los promotores de la GD. En este caso, el resto de los costes pertenecientes a refuerzos de la red y las mejoras posibles deben ser repartidos entre todos los usuarios de la red y pagados a través de cargos por uso de sistema (UoS), a fin de que dichos cargos superficiales no parezcan menos atractivos para las DSO.</li> </ul>
-----	--	---

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 1	<p>Rafael Cossent, Tomas Gomez, Pablo Frias, J. Rivier</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los cargos UoS podrán ser pagados o recibidos (según su aporte al sistema) por la GD, y a medida que aumente la penetración, los reguladores deberían poner en práctica los cargos por localización en la red y horario de uso (las conexiones en los niveles inferiores de tensión y la producción de en las horas pico deben ser incentivados), que promuevan una eficiente conexión y funcionamiento de las unidades GD. Los cargos por uso del sistema deberían, en la medida de lo posible: (i) reflejar el costo incurrido para suministrar electricidad al usuario de la red con la red de distribución, y (ii) asegurar la recuperación total de los ingresos reconocidos a la DSO. Para ello se recomienda evitar fijar mecanismos de pago, tales como las subvenciones o la prima constante en las tarifas.</li> <li>• Los Mecanismos de apoyo a la GD, sobre todo con cuotas elevadas de GD, deberían ser compatibles con los precios de mercado de la energía y las tarifas por uso de la red que promueven la operación eficiente y la ubicación de GD en la red. Deberían poder participar en los mercados de ajuste y de reservas, especialmente la GD controlable.</li> <li>• Cambio en las relaciones GD – DSO para lograr las ventajas potenciales de la GD en cuanto a servicios auxiliares. Los DSO deberían tener derecho a entrar en acuerdos comerciales con la GD para regular bajo condiciones de transparencia y mediante transacciones financieras acordadas, la potencia activa inyectada. Los DSO deberían ser capaces de comprar los servicios auxiliares de la GD, tales como tensión y soporte reactivo, las pérdidas de energía, o gestión de la congestión. Por lo tanto, una DSO podría obtener un beneficio imprevisto (por calidad de suministro) que a través de generación convencional no conseguiría. Se pueden llevar a cabo varias estrategias: contratos bilaterales transparentes entre DSO y GD, pagos regulados a partir de las DSO hacia las unidades GD, reconocimiento en los cargos por uso del sistema, y/o mercados relacionados con la red. La estrategia óptima dependería de las capacidades de la GD, el tipo de servicio auxiliar suministrado y el marco regulatorio existente en cada país.</li> <li>• Para lograr los objetivos, se necesita aumentar el control y observación de la red y la GD, es decir, una transformación de una DSO pasiva en gestión activa. Los reguladores deberían incluir incentivos para las acciones específicas adoptadas en innovación por parte de las DSO en esta dirección.</li> <li>• Los períodos regulatorios generalmente no duran más de 5 años y los gastos de I+D no siempre proporcionan mejoras en la eficiencia a corto/medio plazo. Si estamos ante un largo plazo y una profunda transformación de la red de distribución, en parte</li> </ul>
-----	---

		<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

G 1	Rafael Cossent, Tomas Gomez, Pablo Frias, J. Rivier	<p>guiada por una gran penetración de GD, serán necesarios mecanismos regulatorios que van más allá de un período regulatorio para fomentar la innovación. Se plantean dos posibilidades para lograrlo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La inversión I+D y sus costes pueden ser incluidos en el RAB (base de activos regulada) a través de la fórmula retributiva como una partida separada con altos intereses de retorno o con una transferencia parcial que reduce el riesgo percibido por las DSO. Además, el período regulatorio para traspasar las ganancias asociadas de eficiencia derivada de tales innovaciones a los clientes, debería extenderse.</li> <li>- Para fomentar la integración de GD a través de la innovación, podrían seleccionarse indicadores específicos de operación con incentivos económicos asociados si las DSO alcanzan objetivos específicos en comparación con las demás (benchmarking). Por ejemplo, el número de conexiones de GD ya integradas en la red en comparación con el número total de solicitudes.</li> <li>• Es recomendable que los reguladores, en cooperación con los DSO, formulen y ensayan nuevos instrumentos regulatorios y desarrollen nuevos escenarios a largo plazo con una visión conjunta.</li> <li>• En cuanto a la separación de actividades de las DSO, se recomienda implementar eficazmente utensilios legales y algunas formas de separación de actividades funcionales.</li> </ul>
G 2	Eva Niesten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La nueva regulación tendrá que permitir la coordinación de las inversiones en la red con las inversiones en GD, para de esta manera permitir una capacidad suficiente y el desarrollo de redes más inteligentes.</li> <li>• La regulación debe estimular un intercambio de información entre las DSO y las GD. Los consumidores y las pequeñas empresas deben ser capaces de decidir de un día al siguiente conectar sus turbinas de viento o paneles solares y empezar a generar electricidad, especialmente en un ambiente donde se promociona la producción de electricidad verde. Las DSO y los generadores podrían por tanto tomar decisiones a través de la conexión de red y tarifas de transporte, así como este intercambio de información se lleve a cabo.</li> <li>• La nueva regulación debería permitir a las DSO cargar a los GD por la conexión a sus redes y por la distribución. La tarifa por la conexión podría consistir de una contribución por conexión y una serie de pagos mensuales. La contribución por conexión se paga para construir dicha conexión o para realizar ajustes en la misma cuando el generador ya tiene conexión a la misma como</li> </ul>

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 2	Eva Niesten	<p>consumidor. Los pagos mensuales se pagan por mantener la conexión. La tarifa de distribución podría consistir de una tarifa que es dependiente de la tarifa de transporte (nuevas inversiones en la red de transporte) o una tarifa independiente de la misma (costes por operación de la red de distribución). Las GD tendrán entonces que pagar por la electricidad que inyectan en la red, lo que permitirá a las DSO tener un incentivo para conectar GD.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La conexión en la red y tarifas de distribución para las GD deberían diferir según las zonas, ya que el impacto en los costes de red es diferente en función de la región donde se ubica la GD.</li> <li>• Las DSO deberían poder aumentar las tarifas (siempre bajo un tope regulado) de conexión y distribución en una zona particular de la red cuando la penetración y concentración de las GD incremente notablemente, ya que los costes de red así lo hacen. Las tarifas aumentarán, bien para todos los generadores o bien para las nuevas conexiones solicitadas. Esto favorecerá una generación más “dispersa” y evitará que las inversiones en red se queden atrás respecto a las de GD.</li> <li>• Se propone cierta flexibilidad (aumentar o disminuir) a la hora de establecer las tarifas por parte de las DSO en función de la demanda de servicios. Las DSO se encuentran afectadas por la gran elasticidad de la demanda por parte de la GD, se recomienda incentivarlas a la hora de ajustar las tarifas ya que puede que no puedan vender sus servicios a la GD si las tarifas son relativamente altas.</li> <li>• Propone mantener las primas a la GD, para compensar los posibles incrementos en costes de negociación ante tarifas flexibles.</li> <li>• Las modificaciones en las tarifas deben estar reguladas, ya que las DSO tienen un monopolio sobre las redes. Para controlar un abuso de esta posición, el regulador podría imponer en las DSO la restricción de que ellos pudieran únicamente subir las tarifas cuando existe una pequeña capacidad disponible en la red, y/o el regulador podría también obligar a las DSO invertir en la red cuando se hayan incrementado las tarifas.</li> <li>• Inicialmente, se proponen dos términos (a implementar en el factor de eficiencia “X” de la fórmula retributiva) para establecer dichas tarifas reguladas para la conexión a la red y por la actividad de distribución, así como para tener en cuenta el incremento de los costes de red: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Añadir los costes que son atribuibles a la GD en la base de los activos (coste de las inversiones) previa aprobación del regulador en base a la utilidad de las inversiones.</li> </ul> </li> </ul>
-----	-------------	--

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 2	Eva Niesten	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incluir una medida de la penetración de GD a la hora de comparar la productividad de las DSO.</li> <li>• Pero una estimación a posteriori por parte del regulador de la eficiencia de las inversiones (p.ej. benchmarking comparativo), puede resultar en que la DSO no recupere sus costes, recayendo el riesgo sobre las mismas y pudiendo causar un retraso de inversiones. Por lo tanto, se propone que los costes de la GD deberían ser incluidos mejor en una regulación de la tarifa fuera del proceso para el cálculo del factor “X”, para evitar el mencionado retraso de las inversiones. Esto podría lograrse incluyendo un factor “Z” en el cálculo de las tarifas, y por lo tanto incrementando el tope de beneficios para las DSO fuera del proceso comparativo. Dicho factor representa las diferencias zonales (difiere entre las DSO) y provoca mayores inversiones que no pueden desestimarse mediante el factor “X”. La capacidad instalada o la energía vertida a la red y necesariamente distribuida pueden ser usadas para calcular el factor “Z”.</li> </ul>
G 3	J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los autores se basan en la ecuación básica de beneficios tope (revenue cap) para las distribuidoras:</li> </ul> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) \quad (2)$ <p>Donde se permite que las tarifas de retribución a las distribuidoras aumenten con la tasa de inflación (índice de precios al consumo, CPI) menos el factor “X” que representa la tasa de mejoras en la productividad (eficiencia) y la establece el regulador por medios comparativos entre las distintas DSO o mediante valores óptimos de referencia.</p> <p>El total de beneficios permitidos para el primer año depende de la base de activos regulada (RAB), los costes de capital (WACC) y los costes de operación (OPEX):</p> $TAR_0 = f(RAB, CAPEX, OPEX) \quad (3)$ <p>Con la fórmula de ingresos tope (2) como punto de partida, se han identificado cinco maneras diferentes para compensar la creciente penetración de GD:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Concesión en la base de activos regulados (RAB)</i> para los DSO por las inversiones relativas a GD. Esta opción compensa el impacto negativo de la penetración de GD en la inversión de capital pero no en los gastos de operación. Se utiliza una inversión transferible relacionada con la GD menor del 100% para que permanezca un incentivo económico que limite estas inversiones (valores bajos para baja penetración y valores altos para alta penetración).</li> </ol>

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

<b>G 3</b> J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers	<p>para alta penetración). Este tipo de medida compensatoria podría ser descrita mediante la siguiente fórmula:</p> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + y(\%) \cdot I_t^{GD} \quad (4)$ <p>Donde:</p> <p><math>y(\%)</math> = porcentaje permitido de traspaso de inversiones relacionadas con GD</p> <p><math>I_t^{GD}</math> = inversiones totales relacionadas con GD por parte de las DSO en año t</p> <p>2. <i>Incluyendo un indicador adicional de calidad</i> a través del cual las DSO son compensadas por la mayor presencia de GD en sus redes de distribución (dicho factor <i>Kind</i> aumentará con el grado de penetración):</p> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X + Kind) \quad (5)$ <p>3. Asignando en la fórmula de ingresos tope uno o más <i>factores impulsores de beneficios basados en GD</i>. Se proponen potencia instalada (kW) y energía vertida a la red de distribución (MWh). Se pagará en mayor medida la potencia instalada en zonas de bajo nivel de penetración (<math>\gamma_1</math>), favoreciendo así la distribución de recursos, y la mayor capacidad de la DSO para ser capaz de distribuir la energía en zonas de alta penetración (<math>\gamma_2</math>), favoreciendo la inversión en gestión activa:</p> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + \gamma_1 \cdot kW^{GD} + \gamma_2 \cdot MWh^{GD} \quad (6)$ <p>4. Una <i>combinación de concesión en RAB e impulsor directo de ingresos</i>. Permanece en este planteamiento, un factor directo de beneficios basado en la energía, mientras el factor directo de beneficios basado en la capacidad se reemplaza por un RAB especial relacionado con las inversiones en GD:</p> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + y(\%) \cdot I_t^{GD} + \gamma_2 \cdot MWh^{GD} \quad (7)$ <p>5. Considerar la <i>GD como un coste en el proceso comparativo</i> (benchmarking) para la obtención del factor “X”.</p> <p>En principio, todas estas medidas regulatorias pueden ser combinadas y aplicadas en la práctica. Sin embargo, y tras los estudios y simulaciones realizadas, la medida (7) es capaz de sustituir a cada una de las otras ajustándose mejor a todas las condiciones de manera general.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un incremento de la presencia de GD en las redes de distribución puede: A) ser favorable o no dependiendo de ciertos parámetros</li> </ul>
---	--

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 3	J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers	<p>(el tipo de red y las características de la GD juegan un papel crucial), y B) crear nuevas oportunidades de mercado que pueden encabezar un cambio hacia diferentes modelos de negocio en las DSO respecto a los que actualmente se observan. Analizando el impacto económico de la penetración de GD en las redes de distribución sobre las DSO tomando en cuenta una serie de características para la red y la GD, los autores establecen que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Las DSO operando bajo una operación pasiva, generalmente no obtienen beneficios de la presencia de GD en sus redes, excepto para bajos niveles de penetración de GD: los costes de refuerzo de las redes incrementan demasiado con dicha penetración.</li> <li>- Las DSO adoptando una operación activa se enfrentan generalmente con similares resultados que las DSO adoptando una operación pasiva. Aunque se concluye, que existe un incentivo en rentabilidad hacia las DSO para adoptar una operación activa de las redes en varios casos, en particular el caso donde la penetración es baja o media.</li> <li>- El valor añadido de la GD con respecto al aplazamiento de las inversiones en la conexión con la red puede ser sustancial. Considerando los valores máximos de aplazamiento de las inversiones puede esperarse que el impacto de la penetración de GD en los negocios de las DSO, puede ser neutral o positivo en la mayoría de los casos.</li> <li>- En cuanto a las estrategias regulatorias recomendadas, es de notar que hay varios casos donde la DSO está impactada negativamente por la penetración de GD, independientemente de la filosofía de operación en la red y de los acuerdos regulatorios, sobre todo zonas rurales con alta penetración y concentración de GD. Esto implica que una alternativa regulatoria que compensara a las DSO para cada caso en particular por el negativo impacto de la GD, sería la estrategia correcta.</li> <li>- Del análisis con las estrategias recomendadas, encontramos que una alternativa regulatoria basada en la combinación de concesión en RAB y un factor directo de beneficios (7) parece ser la más satisfactoria en compensación hacia las DSO por el negativo impacto de la GD. Cuando aplicamos esta mejora regulatoria, las DSO podrán cubrir sus costes y al mismo tiempo ser estimuladas para conectar nuevos y existentes tipos de GD sin sobre compensar algunas DSO que experimenten poco o nada de impacto negativo como consecuencia de la GD. El factor de beneficio más sofisticado parece ser aquél que considere toda la energía de GD suministrada a la red.</li> <li>• La directrices marcadas por los autores se basan en cargos superficiales (por conexión solamente) y cargos constantes por uso del sistema. Teóricamente, a los operadores de GD podrían serles dadas señales más eficientes en cuanto a localización y</li> </ul>
-----	---	--

		TRABAJO FIN DE MÁSTER
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

G 3	J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers	<p>horarios de producción de electricidad distribuida, implicando que los costes causados por los mismos no serán mayores que los incurridos por las DSO. Sin embargo, una implementación satisfactoria de tiempo y localización dependiente de los cargos de red no se espera a corto y medio plazo por razones tecnológicas, políticas y regulatorias.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los autores en base a su análisis establecen las siguientes recomendaciones políticas:</li> <li>- La actual regulación de las DSO debería reconocer el impacto de un incremento de GD en el funcionamiento y beneficios de las DSO y por tanto investigar regulaciones alternativas que puedan tenerlo en cuenta.</li> <li>- Se sugiere implementar una fórmula regulatoria de ingresos tope (revenue cap) donde el impacto de la GD en los gastos operacionales (siendo la electricidad generada por las GD y su influencia en las pérdidas el factor principal) y los gastos de capital (siendo el factor principal las unidades GD conectadas a la red de distribución) estén incluidos.</li> <li>- En la determinación de los valores específicos en la fórmula regulatoria alternativa recomendaríamos tener en cuenta las sobre compensaciones como posibles impactos negativos sobre las DSO, para proveerles con un incentivo explícito que facilite y acomode nuevas conexiones de GD.</li> <li>- Debería tenerse en cuenta que la deseable regulación se debería acompañar con los desarrollos en el campo de la provisión de servicios auxiliares por las DSO gracias a la GD. Por un lado, las DSO podrían necesitar ser compensadas por el impacto negativo seguido de la penetración de GD. Por otro lado, si el beneficio de las DSO debido a la provisión de servicios auxiliares fuera habilitado por la penetración de GD, las DSO deberían compensar a los operadores de GD.</li> <li>- A largo plazo, la implementación de cargos de red dependientes de localización y tiempo para GD, podrían oponerse también a los mencionados impactos negativos para las DSO descritos. Sin embargo, considerando el hecho de que las DSO en algunos países están ya, experimentando el impacto negativo de grandes porcentajes de GD en la red, las soluciones a este particular problema necesitan ser encontradas adaptando la actual regulación a corto plazo.</li> </ul>
G 4	Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los autores se centran en como los costes adicionales de la GD, que probablemente van a imponerse a corto plazo, pueden ser tratados a través de un marco regulatorio. Asumiendo que la DSO con un creciente porcentaje de GD conectada a su sistema tiene</li> </ul>

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 4	Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft	<p>que afrontar costes a corto y medio plazo, la cuestión es como esos costes adicionales pueden ser tomados en cuenta. Proponen aplicar tres principios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La DSO no debería ser penalizada si existe mucha GD conectada a la red, puesto que existe un gran potencial de energía primaria para renovables en el sistema. De otro modo, la distribuidora se opondrá a la GD. Los costes relacionados con la GD deberían, por lo tanto, ser reconocidos en la regulación de las DSO.</li> <li>- La DSO debería conectar una cantidad determinada de GD tan eficiente como sea posible. Mientras el número y tipo de conexiones GD en la red son un factor externo a la distribuidora, la DSO bien podría tener influencia en los costes de las conexiones individuales y refuerzos de la red que lleguen a ser necesarios como consecuencia de la GD.</li> <li>- Las DSO deberían tener la oportunidad para conseguir beneficios extra como consecuencia de la GD. El papel de las DSO acerca de los recursos distribuidos no puede ser optimizado exclusivamente a través de incentivos, necesarios pero no suficientes. Para despertar el propósito de explotar el potencial de la GD eficientemente, se debe permitir a las DSO hacer negocios de estos recursos distribuidos.</li> <li>• Los incentivos parecen ser necesarios para cambiar el tradicional rumbo de las DSO y ayudarles a pasar de ser el final pasivo de los sistemas centralizados hasta alcanzar un papel activo que facilite el óptimo desarrollo de la red tomando en cuenta los recursos distribuidos. Dar a las DSO una oportunidad de ganar beneficios extra si logran ciertos objetivos definidos por el regulador está en línea con el mecanismo general de regulación por incentivos, donde se incentiva a las compañías por incrementar la eficiencia en su producción. Establecidos los objetivos, está claro que los costes de red relacionados con la GD deberían incluirse en el cálculo de tarifas e ingresos permitidos para las DSO, aunque no deberían ser compensadas por todas las inversiones que declaran. Debe lograrse un equilibrio entre el incentivo por conexión y el incentivo por eficiencia.</li> <li>• Los autores proponen las siguientes estrategias reguladoras:</li> </ul> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Coste total transferible</i>. Se establece un factor de ajuste fuera del mecanismo de regulación por incentivo usado para afrontar los costes extraordinarios que se escapan al control de las DSO, como costes resultantes de cambios en leyes, tasas o condiciones ambientales extremas. Dichos costes no están sujetos al mecanismo por incentivos (CPI – X) regulado, traspasando un porcentaje de riesgo a los consumidores a través de un factor “T”:</li> </ol> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + T \quad (8)$
-----	--------------------------------------	---

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 4	Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft	<p>Bajo este mecanismo los ingresos serán igual a los costes extra incurridos (<math>T = 100\%</math>). Aunque hay diferentes maneras para implementar este factor: predicción hecha al principio de cada período regulatorio y corregida al final, análisis al final del período, en el momento que se incurre en el coste o en el siguiente período regulatorio.</p> <p>Esta estrategia no incentiva a las DSO a buscar las conexiones más eficientes, puesto que simplemente traspasan todos los costes atribuidos a la GD, no toman riesgo. Además intentarán atribuir costes a la GD en la medida de lo posible. Por lo tanto, este mecanismo no parece ser apropiado para un valor de <math>T = 100\%</math>, siendo más convenientes valores menores.</p> <p>2. <i>Factor de beneficios relacionado con la capacidad.</i> En lugar de incluir los costes declarados por la DSO en el cálculo de los beneficios, el regulador podría establecer un factor dependiente de la capacidad instalada, el beneficio incrementaría dependiendo de la cantidad de kW conectados. Los beneficios para las DSO dependerían de la GD instalada en sus redes y no de los costes incurridos debidos a la misma, lo que incentivaría para la conexión de GD y la reducción de costes.</p> $TAR_t = TAR_{t-1} \cdot (1 + CPI - X) + y \cdot kW^{GD} \quad (9)$ <p>El factor “y” lo establece el regulador, y al igual que el caso anterior es difícil fijar un valor para el mismo. Si es demasiado bajo, la regulación frustrará la inversión potencial para conectar GD, y si es demasiado alto, las DSO serían sobre compensadas. Por lo tanto, es incluso mayor reto diseñar un sofisticado factor de beneficios que no simplemente use los kW como factor de coste, si no que se diferencie por el tipo de GD, tamaño, localización o eficiencia de las inversiones, especialmente porque no existe mucha experiencia en cuanto a factores de beneficios relacionados con GD.</p> <p>3. <i>Coste parcial transferible + Factor de beneficios relacionado con la capacidad.</i> Una tercera opción sería combinar las dos anteriores. Esto permite el desarrollo de un plan de beneficios para DSOs que equilibra diferentes incentivos, siempre que el regulador tenga un buen conocimiento de los costes de red provocados por la GD. Aunque esto es difícil, sobre todo porque los costos debidos a la DG es un tema relativamente nuevo. Este mecanismo puede ser diseñado para que la asignación del beneficio de las DSO exceda sus costes incurridos siempre y cuando el coste de la conexión de GD permanezca por debajo de la media (o un valor fijado). Si los costes de conexión están por encima de la media, la DSO perderá dinero. Al mismo tiempo, los ingresos adicionales pueden lograr ser ajustados para cubrir costes, lo que no será ningún tipo de incentivo hacia las DSO.</p>
-----	--------------------------------------	--

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

G 4	<p>Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft</p> <p>4. <i>GD en el mecanismo CPI – X y comparación.</i> Si los costes de la GD no son tratados con alguno de los mecanismos anteriores, se necesita tenerlos en cuenta en el factor CPI – X. Como el principal objetivo de la regulación por incentivos es incrementar la eficiencia de las DSO, este necesita ser compaginado con los costes adicionales que las plantas de GD pueden acarrear. Ya que la mayoría de los reguladores están implementando algún tipo de análisis comparativo para la eficiencia (benchmarking), la GD necesita ser incluida en este mecanismo comparativo como un factor de coste para la red de distribución. Para ello, se necesita comprender que factores influyen en los costes de red relacionados con GD, como puedan ser el tamaño o el tipo de renovable. Todavía hay pocas experiencias que incluyan GD en el “benchmarking”.</p> <p>5. <i>Mecanismo de escalas deslizantes.</i> Combinando los elementos de los mecanismos descritos hasta ahora nos lleva a un mecanismo de auto selección. Con este mecanismo, y dada la falta de simetría en la información sobre los costes de GD desde la DSO hacia el regulador, el regulador trata de reconocer los costes realmente incurridos.</p> <p>Se asumen todos los costes tenidos en cuenta hasta ahora. El factor “T” será el coste en la red de la nueva GD (con beneficios, “T” sería negativo). El factor “y” será el precio tope (price cap), el cual es la media de beneficios por cada kW conectado de GD. Q es la cantidad de GD conectada en kW. El parámetro “b” determina el grado de deslizamiento, siendo una combinación de coste transferible y precio tope. Los beneficios para la DSO serán:</p> $TAR_t = b \cdot y \cdot Q + (1 - b) \cdot T \quad (10)$ <p>El parámetro “b” es función de los costes de red consecuencia de conectar GD, designado por <math>b = f(\beta)</math>. El regulador no conoce dicho parámetro “<math>\beta</math>”, lo cual, de alguna manera, es solamente conocido por el DSO. Si <math>b = 0</math>, la regulación se convierte totalmente en una regulación de coste total transferible. Con <math>b = 1</math>, la regulación se convierte totalmente en una regulación de precio tope (price cap). Pero como el parámetro “b” va a deslizar entre estos valores, se obtendrá una combinación de ambas posibilidades. Este mecanismo se convierte en un mecanismo de autoselección si las distribuidoras pueden elegir “b”, y los valores para “y” establecidos por el regulador son apropiados (DSO elegirá “b” óptima).</p> <p>Este mecanismo de incentivos selecciona la mejor opción en cada escenario. Si en una parte de la red existe un potencial de GD de bajo coste o la DSO tiene potencial para conectar GD eficientemente, esta DSO elegirá como estrategia un precio tope (revenue cap), por lo tanto, auto-seleccionará los incentivos para</p>
-----	--

	<b>TRABAJO FIN DE MÁSTER</b>	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

<b>G 4</b>	<p>Dierk Bauknecht, Gert Brunekreeft</p>	<p>ser eficiente y conectar GD de bajo coste. La DSO intentará evitar los altos costes debidos a la GD (deseado por el regulador). En este caso, la GD beneficia a la DSO y a su vez, no encuentra barreras. Por otra parte, si en una parte de la red, existe un alto coste para la conexión de GD o la DSO conoce que no será capaz de incrementar la penetración a bajo coste, optará por la transferencia de costes, por lo tanto, la DSO auto-seleccionará los incentivos para conectar GD con un alto coste repercutido. Por lo tanto, la GD no encuentra barreras debidas a un precio tope demasiado bajo. Al mismo tiempo, la GD que beneficia a la DSO a través de servicios auxiliares no encontrará barreras porque dicha DSO no elegirá una opción relativa a la transferencia de costes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Una evaluación de los costes y beneficios relativos a la GD, requiere un análisis caso por caso. Con la ayuda de modelos para flujo de cargas y modelos de costes, esto puede llegar a realizarse. Una vez conocido el efecto de la nueva GD en la red, incluir factores como cambios en los flujos de energía, variación de pérdidas, mejoras requeridas, o atraso de inversiones, los costes y beneficios pueden, en principio, ser cargados a la nueva conexión. Traspasar los costes y beneficios completos desde la DSO a la GD implica un “deep charging” o “cargo completo”. Un cargo profundo, en teoría, mejora la eficiencia de las inversiones. Sin embargo, dicho cargo no es posible en la práctica (resultan demasiado altos para la pequeña GD), y más bien existe una tendencia a todo lo contrario (“cargos superficiales” o “shallow charging”). Los cargos superficiales implican que la GD sólo paga por los gastos directos de conexión a la red pero no es cargada por ningún otro coste, ni compensada por ningún beneficio que pueda ocasionar más allá del punto de conexión.</li> <li>• Los cargos superficiales no reflejan los costes reales (no traspasan los costes externos), por lo tanto crean un problema de coordinación en la inversión. El problema de coordinación entre la inversión en la red y la GD en un mundo liberalizado, es potencialmente severo. La GD agrava el problema porque la DSO tiene que tratar con una gran cantidad de pequeños socios en lugar de una pequeña cantidad de socios relativamente grandes. El problema de la inversión es un problema simultáneo de optimización combinando nueva generación y expansión junto a mejoras en la red. Una expansión de la red hecha por partes conlleva casi siempre ineficiencias.</li> </ul> <p>La nueva GD podría ser ejecutada en el lugar equivocado porque los costes y beneficios en función del lugar no están reflejados. El precio de mercado spot, el cual incluye estos efectos zonales al menos parcialmente, puede mitigar este problema. Es decir, sería más barata la conexión en un determinado punto para GD que para una gran planta generadora, para la cual tendría que reforzarse la línea y en consecuencia vendería la energía más cara en el mercado eléctrico.</p>
------------	--	---

		TRABAJO FIN DE MÁSTER
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

G 5	Michael Pollitt, Janusz Bialek	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un reto clave para la regulación de red es incentivar eficientemente las inversiones a las DSO en situaciones de incertidumbre sobre el crecimiento y naturaleza de la demanda futuros. Los requerimientos para unas elevadas y crecientes cantidades de inversiones en las redes bajo la incertidumbre de las renovables, requiere a los reguladores considerar cuidadosamente el diseño de la regulación económica y si el sistema actual es adecuado para este propósito.</li> <li>• Los autores sugieren mejoras en seis áreas a considerar en el futuro: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>La actual estrategia de CPI – X necesita ser regulada.</i> Un apropiado reparto de costes entre consumidores y DSOs es un aspecto clave en la integración de GD. Las estrategias actuales CPI – X, no reflejan correctamente el riesgo incurrido por parte de las DSO. Los autores proponen establecer una tasa fija por la que se asegura un beneficio a las distribuidoras como consecuencia de las inversiones y mediante la cual las DSO comparten el riesgo. Plantean una ampliación de los períodos regulatorios (7/10 años) lo que crearía un ambiente más estable para la inversión y la innovación, y también un mecanismo de comparación para cada DSO basado en un promedio de los costes en el sector lo que incentivaría la eficiencia. Estos cambios serían particularmente útiles para determinar los ingresos relacionados con las inversiones en el pasado.</li> <li>2. <i>Creación de convenios.</i> Las inversiones reguladas en la red suceden a causa de la ausencia de un mercado competitivo por los servicios de red. Se propone plantear soluciones negociadas para invertir, entre vendedores y compradores de servicios de red. El método involucraría a todos los usuarios a través de votación respecto a las nuevas inversiones propuestas por las DSO. Si un determinado porcentaje de usuarios vota en contra de una inversión, la misma no se lleva a cabo, y al contrario si la votación es a favor en los porcentajes establecidos por el regulador. El coste de las mismas se repartiría en proporción a los beneficios. Este acentuaría una tendencia competitiva en los proyectos propuestos para poder ser realizados. Al fin y al cabo se proponen negociaciones entre GD y DSO para decidir las inversiones.</li> <li>3. <i>Tarifas por zonas.</i> Los costes de las inversiones dependen en gran medida de donde son realizadas en el sistema de distribución. Por lo tanto, se deberían proporcionar diferentes señales económicas para usuarios, GD y DSO, en función de la localización. Por ejemplo, pueden ser implementadas a través de cargos a los usuarios por la distribución de la energía o cargos a los generadores por el reparto de su energía, así como diferentes señales económicas en función de la zona donde la generación</li> </ol> </li> </ul>
-----	-----------------------------------	--

		TRABAJO FIN DE MÁSTER
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética	
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras	

G 5	Michael Pollitt, Janusz Bialek	<p>pretenda instalarse. Dicho sistema implica fuertes inversiones en instalaciones y modelos de cálculo a corto plazo pero aplazamiento de las mismas a largo plazo. Dichas tarifas pretenden la eficiente conexión de GD e incentivar la instalación de dispositivos en las redes para hacerlas más activas e inteligentes, además de suministrar mayor información al regulador.</p> <p>Una mayor incertidumbre en el crecimiento de generación y demanda, hace que las señales económicas en función de la zona adquieran mayor importancia. Cualquier cambio requiere un análisis económico y técnico detallado, lo que redundará en una mayor eficiencia en gastos de inversión y de operación tanto para GD como para DSO</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>4. <i>Participación en los mercados.</i> Permitiendo la participación de GD en los mercados eléctricos, se podrían conseguir precios “spot” más bajos en ciertas horas del día. Esto también implica que la GD puede salir beneficiada o perjudicada en un mercado en competencia.</li> <li>5. <i>Separación de actividades.</i> El incremento en GD, junto con una creciente gestión activa significa que la red de distribución se va a parecer cada vez más a la red de transmisión. Por lo tanto, se debe realizar una separación completa de las actividades de distribución y GD para evitar problemas de discriminación, es decir, la DSO no puede ser propietaria ni vender energía de GD bajo ningún concepto. Se trata por lo tanto, de favorecer un mercado en competencia para todos los agentes intervenientes (distribuidoras, generadores y vendedores).</li> <li>6. <i>Gastos en innovación, investigación y desarrollo.</i> Se requiere un alto nivel de desarrollo en las redes para poder desplegar a gran escala la GD. Para ello, se hace necesario un alto progreso tecnológico en los sistemas eléctricos. Sin embargo, los gastos en I+D continúan siendo muy bajos en la mayoría de los países. Se propone un incentivo por innovación que permita a los distribuidores subir un porcentaje regulado los precios como consecuencia de proyectos de investigación destinados a mejorar el rendimiento de las redes.</li> </ol>
-----	-----------------------------------	---

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
Máster	Energías Renovables y Eficiencia Energética
Trabajo	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

## 7. Bibliografía

- [1] European Commission (EC) (2008). *European Energy and Transport Trends to 2030-update 2007*. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, ISBN 978- 92-79-07620-6. April 2008.
- [2] Méndez VH, Rivier J, de la Fuente JI, Gómez T, Arceluz J, Marín J, et al. Impact of distributed generation on distribution investment deferral. *Electric Power Energy Systems* 28 (2006) 244–252.
- [3] Marta Bravo de las Casas, Yumil Yanez Boza. “CHALLENGES OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE ELECTRIC PROTECTION IN DISTRIBUTION NETWORKS”. *Ingeniare*, vol. 17 Nº 1, 2009, pag. 101-107.
- [4] K. J. Sagastabeitia, Z. Aginako, A. J. Mazón and I. Zamora. “Remote Disconnection System for Distributed Generation Units”. Universidad de Bilbao (Dpto. de Ingeniería Eléctrica). Proyecto UPV0142-345-E- 15300.
- [5] David Trebolle Trebolle. La generación distribuida en España. Universidad Pontificia de Comillas (Tesis de Máster). 01/01/2006.
- [6] J.A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research* 77 (2007) 1189–1203
- [7] DIERK BAUKNECHT, GERT BRUNEKREEFT. Distributed Generation and the Regulation of Electricity Networks. *Competitive Electricity Markets*, 2008, Pages 469-497 (Chapter 13).
- [8] Cossent, R., Gomez, T., Frias, P., 2009. Towards a future with large penetration of distributed generation: is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy* 37, 1145–1155.
- [9] Rüdiger Barth, Christoph Weber, Derk J. Swider. Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. *Energy Policy* 36 (2008) 3107– 3115.
- [10] J. Mutale, G. Strbac, D Pudjianto. Methodology for Cost Reflective Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation. 1-4244-1298-6/2007 IEEE.
- [11] Furong Li, Narayana Prasad Padhy, Ji Wang, Bless Kuri. Cost-Benefit Reflective Distribution Charging Methodology. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 23, NO. 1, FEBRUARY 2008.
- [12] Hugo A. Gil, Geza Joos. On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 21, NO. 4, NOVEMBER 2006.
- [13] Yi Yang, Frank Lambert, Deepak Divan. A Survey on Technologies for Implementing Sensor Networks for Power Delivery Systems. 1-4244-1298-6/2007 IEEE.
- [14] V.C. Gungor, F.C. Lambert. A survey on communication networks for electric system automation. *Computer Networks* 50 (2006) 877–897.

TRABAJO FIN DE MÁSTER	
<b>Máster</b>	Energías Renovables y Eficiencia Energética
<b>Trabajo</b>	Generación Distribuida: Integración Económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras

- [15] P. Frías, T. Gómez, R. Cossent, J. Rivier. Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation. Electrical Power and Energy Systems 31 (2009) 445–451.
- [16] Pablo Frías, Tomás Gómez, Juan Rivier. Regulation of distribution system operators with high penetration of distributed generation. 978-1-4244-2190-9/2007 IEEE.
- [17] Eva Niesten. Network investments and the integration of distributed generation: Regulatory recommendations for the Dutch electricity industry. Energy Policy (2010).
- [18] J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers. Increasing penetration of renewable and distributed electricity generation and the need for different network regulation. Energy Policy 37 (2009) 2907–2915.
- [19] J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle, M.J.J. Scheepers. IMPROVING DISTRIBUTION NETWORK REGULATION FOR THE ENHANCEMENT OF SUSTAINABLE ELECTRICITY SUPPLY. 9th IAEE European Energy Conference "Energy Markets and Sustainability in a Larger Europe" (Junio 2007).
- [20] J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle. Business models for DSOs under alternative regulatory regimes. DG – GRID. Agosto 2007.
- [21] J. de Joode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle. The evolving role of the DSO in efficiently accommodating distributed generation. DG – GRID. Junio 2007.
- [22] Michael Pollitt, Janusz Bialek. ELECTRICITY NETWORK INVESTMENT AND REGULATION FOR A LOW CARBON FUTURE. "Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy" (Cambridge University Press, 2007).