



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

POLITICAS DE FOMENTO PARA LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

NATALIE MESSER

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
ENZO SAUMA

Santiago de Chile, (Enero, 2013)

© 2013, Natalie Messer, Enzo Sauma.



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

POLITICAS DE FOMENTO PARA LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNK)

NATALIE MESSER

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores :

ENZO SAUMA

LUIS CONTESSE

SEBASTIAN VICUÑA

HUGH RUDNICK

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Enero, 2013)

*-Saber que no se sabe, eso es
humildad. Pensar que uno sabe lo
que no sabe, eso es enfermedad-
Tao Tse.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia ya que este logro es de ellos. A mis amigos y compañeros, parte importante del desarrollo integral de un profesional. A la Pontificia Universidad Católica de Chile que me enseñó que por sobre las habilidades formales se encuentran aquellas sutiles que te hacen mejor persona y te dan el poder influir de forma positiva en los demás.

En mi paso por la universidad agradezco haberme encontrado con tres grandes mentores: Enzo Sauma por su gran vocación pedagógica solo superable por su valor como persona, Manolo Burboa por su capacidad de ejercer un liderazgo integral validado por sus capacidades técnicas pero sobre todo por su inteligencia emocional y a Luis Contesse, por su calidad humana que traspasa las barreras generacionales.

Además agradezco al Ministerio de Energía, por financiar y colaborar en la elaboración de este trabajo de tesis. Durante las reuniones mensuales, surgieron una serie de aportes muy positivos, muchos de los cuales se reflejan en los resultados del estudio. Además, quisiera agradecer el financiamiento de CONICYT/FONDECYT, a través de mi participación en el proyecto N. 1100434.

Finalmente, pero no menos importante, a la vida misma que te sonrío en cada mirada sin tener que buscarla.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE GENERAL	iv
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
1. INTRODUCCION	1
2. POLITICAS DE INCENTIVO AL DESARROLLO DE LAS ERNC.....	4
2.1. <i>Tipos de políticas</i>	<i>4</i>
2.1.1. Sistema de tarifas especiales y pago premium	4
2.1.2. Sistema de obligación por cuota.....	9
2.1.3. Sistema de subastas	12
2.1.4. Otros incentivos.....	17
2.2. <i>Lecciones aprendidas.....</i>	<i>21</i>
2.3. <i>Lecciones aprendidas para el caso chileno.....</i>	<i>35</i>
2.4. <i>Resumen de los distintos mecanismos de mercado.....</i>	<i>37</i>
3. MODELO MATEMATICO: APLICACION	42
3.1. <i>Modelo básico.....</i>	<i>42</i>
3.2. <i>Sistema de tarifas especiales.....</i>	<i>46</i>
3.3. <i>Sistema de pago premium</i>	<i>47</i>
3.4. <i>Sistema de obligación por cuota.....</i>	<i>48</i>
4. CASO DE ESTUDIO	50
4.1. <i>Datos</i>	<i>50</i>
4.2. <i>Análisis de resultados: Sistema de tarifas especiales.....</i>	<i>52</i>
4.3. <i>Análisis de resultados: Sistema de pago premium.....</i>	<i>58</i>
4.4. <i>Análisis de resultados: Sistema de obligación por cuota.....</i>	<i>61</i>
4.5. <i>Análisis de resultados: Comparación entre sistemas.....</i>	<i>83</i>

5. CONCLUSIONES..... 91

INDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 2-1: Tarifas de energía renovable en Ecuador.....	9
Tabla 2-2: Subastas de energía renovable en Brasil hasta el 2011.....	14
Tabla 2-3: Precios adjudicados primera subasta energía renovable en Perú	15
Tabla 2-4: Precios adjudicados segunda subasta energía renovable en Perú	16
Tabla 2-5: PROINFA 2009.....	19
Tabla 2-6: Desempeño del sistema de cuotas 2002-2009 en Reino Unido.....	26
Tabla 2-7: Banding ROCs por generación según tecnología en Reino Unido.....	27
Tabla 2-8: Tabla resumen políticas de fomento ERNC.....	38
Tabla 4-1: Precios de entrada de energías renovables con sistema FIT.	54
Tabla 4-2: Influencia entre precios de energías renovables con sistema FIT.	55
Tabla 4-3: Generaciones según costo de multa para una línea de K=200MW y obligación del 10%.	63
Tabla 4-4: Generaciones según costo de multa para una línea de K=100MW y obligación del 10%.....	68
Tabla 4-5: Generaciones según estado de la línea de transmisión y obligación del 10%.	70
Tabla 4-6: Detalle de precios según estado de la línea de transmisión y variando el valor de la multa con obligación de un 10%.....	71
Tabla 4-7: Detalle de precios según estado de la línea de transmisión y variando el valor de la obligación con multa de 32US\$/MWh.	79
Tabla 4-8: Alternativas FIT sin considerar las combinaciones entre ellas.	84
Tabla 4-9: Alternativas sistema pago premium.....	84
Tabla 4-10: Alternativas sistema de cuotas.	85
Tabla 4-11: Precios nodos según distintas alternativas.....	86
Tabla 4-12: Datos de demandas según distintas alternativas.	87
Tabla 4-13: Alternativas FIT para producir 160 MWh.	88

Tabla 4-14: Alternativas sistema premium para producir 160 MWh.	89
Tabla 4-15: Precios nodos según distintas alternativas para producir 160 MWh.....	89
Tabla 4-16: Datos de demandas según distintas alternativas para producir 160 MWh....	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Comportamiento de la industria eólica en Dinamarca	6
Figura 2-2: Generación de energía eléctrica a partir de energía renovable de Alemania desde 1990 al 2009.....	7
Figura 2-3: Generación de energía eléctrica (GWh) en el Reino Unido	23
Figura 2-4: Generación esperable con respecto a la proporción de la obligación en Reino Unido.....	24
Figura 2-5: Energía eólica es más barata con sistema de fijación de tarifas para el año 2004	31
Figura 2-6: Costo de la electricidad antes y después de la incorporación de renovables según la Orden del Mérito	32
Figura 2-7: Beneficios del Sistema de Fijación de Tarifas en Alemania sobrepasan los costos	34
Figura 3-1: Red de Nodos. Fuente: Elaboración propia.....	43
Figura 4-1: Resultados FIT.....	57
Figura 4-2: Resultados pago premium.....	60
Figura 4-3: Generación renovable total en una línea de K=200 con obligación del 10%.....	62
Figura 4-4: Contribución generación renovable en una línea de K=200 con obligación del 10%.	63
Figura 4-5: Despacho óptimo de la red descongestionada con capacidad de K=200, multa sobre 180US\$/MWh y obligación del 10%.....	65
Figura 4-6: Generación renovable total en una línea de K=100 con obligación del 10%.	66
Figura 4-7: Contribución generación renovable en una línea de K=100 con obligación del 10%.....	67
Figura 4-8: Despacho óptimo de la red descongestionada con capacidad de K=100, multa sobre 180US\$/MWh y obligación del 10%.	69

Figura 4-9: Generación y cumplimiento de la obligación con una línea de capacidad K=200 al variar la obligación de la cuota	73
Figura 4-10: Generación y demanda con una línea de capacidad K=200 al variar la obligación de la cuota	74
Figura 4-11: Generación y cumplimiento de la obligación con una línea de capacidad K=100 al variar la obligación de la cuota.....	76
Figura 4-12: Generación y demanda con una línea de capacidad K=100 al variar la obligación de la cuota con una multa de 32US\$/MWh.....	77
Figura 4-13: Generación y demanda con una línea de capacidad K=200 al variar la obligación de la cuota con una multa de 250MWh	81
Figura 4-14: Generaciones renovables línea descongestionada variando la obligación con una multa de 250MWh	82

RESUMEN

Se han aplicado en el mundo distintas políticas que fomentan las ERNC, dentro de las cuales se destaca el sistema de tarifas fijas, el sistema de pago premium, el sistema de cuota.

En este trabajo de tesis, se modelaron matemáticamente estas políticas en una red simplificada, bajo un esquema de mercado oligopólico, con costos de producción similares a la realidad del país. Los resultados obtenidos mantienen la misma intuición que se encuentra en la literatura económica relevante.

En un sistema de tarifas fijas y el sistema de pago premium se encontró los valores a subsidiar que fomentan la generación de las distintas tecnologías estudiadas. Además, en el sistema de tarifas fijas se observó una interrelación entre las tecnologías renovables.

En el sistema de obligación por cuotas se modelaron distintos escenarios variando el costo de la multa y el porcentaje de obligación. En este mismo sistema se mostró como la congestión de la red influye en la generación de energía renovable, siendo una variable importante a considerar en implementación de una política de fomento a las ERNC.

Además se realizó una comparación de los tres esquemas de incentivos, fijando la cantidad de generación ERNC a incentivar. En general, se obtienen precios nodales menores y mayor demanda satisfecha para los sistemas con menor participación de mercado, lo que lleva a más gasto fiscal.

Se espera que estos resultados ayuden a ilustrar las distintas políticas y algunas consideraciones que se deben tener en cuenta al implementar una política que fomente las ERNC.

ABSTRACT

Worldwide have been applied in different policies to promote nonconventional renewable energy (ERNC, for its acronym in spanish) have been applied worldwide. Among them are the feed-in tariff system, the premium payment system, and the quota system, also called Renewable Portfolio Standards (RPS) system.

In the present thesis, these policies were modeled mathematically in a simplified network, based on an oligopolistic market squeme, with production costs similar to the ones in Chile. The results are in agreement with the relevant literature.

In both the feed-in tariff system and the premium payment system, we found the amount to subsidize in order to promote the generation of different technologies studied. In addition, we observed an interrelationship among renewable technologies in the case of the feed-in tariff system.

The RPS system scenarios were modeled by varying the cost of a penalty and the percentage of the obligation. In this system, we also showed that the network congestion influences the generation of renewable energy, being this an important variable to take into account when implementing a policy of promoting ERNC.

We also carried out a comparison of the three systems by fixing the ERNC generation. In general, we obtain lower nodal prices and greater satisfied demand for systems with lower market share, leading to more government expeditures.

We hope these results help to illustrate the various policies and considerations that must be taken into account when implementing a policy of promoting ERNC.

1. INTRODUCCION

El cambio climático que el planeta está sufriendo actualmente es un tema que atraviesa transversalmente a todas las áreas de la sociedad. Las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) tales como el Dióxido de Carbono (CO₂) han afectado al planeta de tal modo que nadie se ha quedado ajeno ante tal fenómeno.

Los sectores de la economía que contribuyen de mayor manera a las emisiones de GEI son el del transporte y de la energía debido a la utilización de combustibles fósiles.

Con respecto al sector de la energía, se ha generado una problemática orientada a los impactos ambientales generados por las centrales generadoras que usan combustibles fósiles deseando remplazarlas por otras que ocasionen menor impacto ambiental (de acuerdo a un análisis costo/beneficio sometido por la empresa ejecutora y evaluada por el gobierno).

A partir de esto nace la necesidad de evaluar la factibilidad de la generación de energía a partir de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

La generación a partir de ERNC corresponde a la obtenida de centrales hidroeléctricas pequeñas (menos de 20MW de potencia máxima, para el caso chileno) y de proyectos que aprovechen la energía de la biomasa, la geotérmica, la solar, la eólica, de los mares, entre otras. Todas de carácter renovable y con un bajo impacto ambiental.

Para el desarrollo de las ERNC se necesita tanto la disponibilidad de la tecnología como el desarrollo de un mercado para éstas. En esto último el gobierno, específicamente las políticas de fomento de las ERNC, pueden influir enormemente en la velocidad con que sean introducidas.

La comunidad global ha puesto especial énfasis en medidas para reducir las emisiones de GEI y desarrollar las ERNC. A partir de esto, una gran cantidad de países y estados han desarrollado metas y políticas de fomento de las ERNC para lograr tales metas.

Se han aplicado en el mundo distintas políticas que fomentan las energía renovables dentro de las cuales se destaca el sistema de tarifas fijas, el sistema de pago premium, el sistema de cuota y las subastas de energía.

En esta tesis se pretende modelar los tres primeros y obtener conclusiones relevantes en cuanto a su influencia sobre el incentivo de la generación renovable considerando factores como la variedad de tecnología, la relación con energías convencionales, la transmisión, los precios en los nodos, entre otros.

Objetivos:

Modelar matemáticamente las siguientes políticas de fomento a las ERNC: sistema de tarifas fijas, sistema de pago premium y sistema de obligación por cuota en una red simplificada, de modo de poder estudiar cómo las distintas políticas impactan las decisiones de los agentes de mercado eléctrico en el contexto de un mercado regulado. Asimismo, se busca estudiar la interrelación de las distintas tecnologías y estudiar el efecto de la congestión de la red en la generación de energías renovables.

Estos modelos se aplican en dentro de un contexto de modelo de oferta del mercado eléctrico, donde cada uno de los generadores maximizan su beneficio y el operador maximiza el beneficio social, en presencia de una demanda inelástica con respuesta ante los precios y con la posibilidad que los generadores puedan ejercer poder de mercado.

Aportes de la Tesis:

- Modelar matemáticamente las políticas antes mencionados obteniendo resultados que mantienen la misma intuición que se encuentra en la literatura económica relevante, lo que permite el estudio de la interacción entre las políticas de fomento de las ERNC y el comportamiento de los generadores en un mercado oligopólico.
- Ilustrar la interdependencia entre las distintas generaciones renovables, específicamente en un escenario donde se aplica sistema de tarifas fijas.
- Mostrar que la congestión de la red influye en la generación de energía renovable, pudiendo ser un elemento importante en el éxito o fracaso de la implementación de un política de fomento a las ERNC.

2. POLITICAS DE INCENTIVOS AL DESARROLLO DE LAS ERNC

2.1. Tipos de políticas

Barroso (Barroso, Rudnick, Sensfuss, & Linares, 2010) propone una clasificación para las políticas de fomento de las ERNC existentes actualmente en cuatro grupos:

1. Fijación de tarifas y pago premium: El gobierno (o una institución estatal) compra la energía limpia a los generadores a precios establecidos (fijos) para cada tecnología con el fin de ingresarla a la red de distribución. No se especifica la cantidad y/o capacidad de ERNC a implementar
2. Sistema de cuotas y certificados verdes transables: Establece una obligación (fija) para las generadoras (u otro agente de mercado) de que un porcentaje de la energía provenga de ERNC, sin especificar el precio al que será vendida ni la tecnología. Se puede complementar con un mercado activo de certificados verdes transables.
3. Subastas competitivas: Se ofrecen bloques de demanda de energía (o potencia instalada) a satisfacer por ERNC. Se presentan los proyectos candidatos y se le adjudica la energía a quienes poseen los menores costos.
4. Otros incentivos: Políticas de carácter complementario a las anteriores. Se puede incluir liberación de pagos por transmisión eléctrica, disminución de impuestos, fondos de apoyo a la inversión, exención de impuestos arancelarios, entre otros.

2.1.1. Sistema de tarifas especiales y pago premium

El sistema de tarifas especiales, también denominado sistema de tarifas fijas, corresponde a una fijación del precio al cual se paga la generación de ERNC, donde no existe restricción con respecto a la cantidad ofertada a excepción de

algunos sistemas donde existen límites de capacidad para determinadas tecnologías. Esta política posee denominaciones tales como "Feed-in Tariff" (FIT), "premium payments", "renewable energy payments", entre otras.

Ese sistema generalmente garantiza conexión y acceso a la red eléctrica. Además existe una distinción entre el sistema de tarifas especiales con tarifa fija o con pago premium (premium payments). Las primeras son tarifas fijas determinadas por cada MWh producido y la segunda es un pago adicional fijo al precio de venta de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable.

Un gran porcentaje de los países europeos (Farrell, 2009) han adoptado este tipo de políticas por ejemplo Alemania, Dinamarca, España entre otros.

En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en los años 1980 en respuesta a la crisis de petróleo de Arabia. Se estableció un sistema de tarifas especiales en la década del 1990 lo cual favoreció el crecimiento de la industria eólica, la cual desde 1993 al 2004 creció desde 50MW a más de 3000MW. En este último año el sistema de fijación de tarifas fue cambiado por un sistema de obligación de cuotas, como consecuencia de esto el crecimiento de la industria eólica danesa se estabilizó (Farrell, 2009).

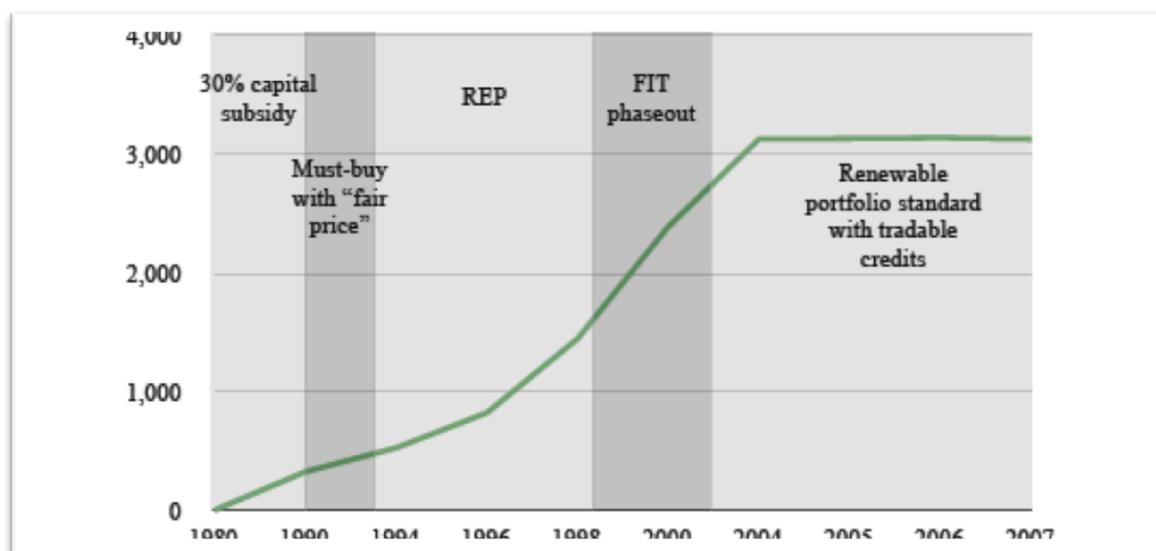


Figura 2-1: Comportamiento de la industria eólica en Dinamarca (Farrell, 2009).

Con este crecimiento, la industria eólica generó aproximadamente 21.000 nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas.

En Alemania (Farrell, 2009) la creación de una política de fomento a las renovables fue motivado por las consecuencias del cambio climático y el daño ambiental, posteriormente se complementó con el desarrollo de un plan antinuclear de energía. Este pequeño comienzo fue en los años 1980, en la década siguiente comenzó un sistema de fijación de tarifas clásico, Feed-in Tariff, favoreciendo a algunas tecnologías con una tarifa fija de compra que representaba un 80% de la tarifa promedio. Finalmente en el año 2000 se consolidó esta política con periódicas revisiones de tarifa, añadiendo nuevas tecnologías (geotérmica y grandes plantas de biomasa) e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las renovables por lo menos en 20 años (Lipp, 2007).

Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1% en 1991 hasta un 7.8% para el 2002 y más del doble a

finales del 2009 con un 16.9% (Wüstenhagen & Bilharz, 2006). En la figura (IPCC, 2011) se aprecia un crecimiento en el desarrollo de las energías renovables correspondiente a la aplicación del sistema de fijación de tarifas.

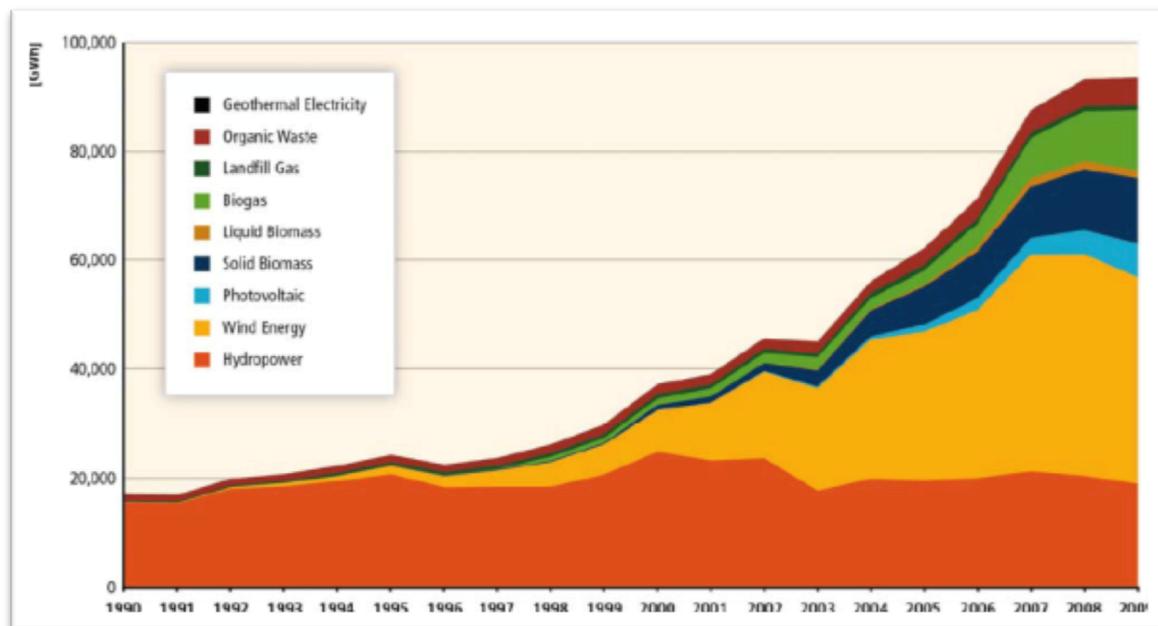


Figura 2-2: Generación de energía eléctrica a partir de energía renovable de Alemania desde 1990 al 2009.

Un sistema de fijación de tarifas levemente modificado es el ya mencionado sistema de pago premium (Premium Payments), el cual puede ser aplicado exclusivamente o en conjunto con un sistema de fijación de tarifas clásico. El sistema de premium payment consiste en un pago fijo extra sobre el precio de la electricidad por haber sido generada a través de fuentes renovables. Este sistema entrega a través de la prima una seguridad adicional para los generadores, pero comparado con el sistema de fijación de tarifas clásico (Feed-in Tariff) este entrega menos certezas a los inversionistas debido a que están expuestos al riesgo del precio de la electricidad (IPCC, 2011).

En Latinoamérica las condiciones para la aplicación de políticas de fomento son distintas a las que existen en los países europeos, sin embargo en Argentina y Ecuador se ha adoptado recientemente una política de fijación de tarifas.

Argentina posee un sistema de fijación de tarifas que fue implementada el 2006 con la Ley 26.190 llamada régimen nacional de apoyo a las fuentes de energías renovables para la generación eléctrica (República de Argentina, 2007) la cual estipula la creación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables que se destinará a “Remunerar en hasta 0,9\$/KWh puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos”. Así mismo, “Remunerar en hasta 0,015\$/KWh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos”. La misma tarifa se aplica para “sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta 30MW de potencia”.

Tales tarifas son un pago por encima del precio de la electricidad por 15 años, y tienen como objetivo que el 8% de la demanda nacional sea cubierta por energías renovables para el año 2016.

Además, el estado a través de su empresa ENARSA S.A. lanzó una licitación mediante subastas en mayo del año 2009 a través de su programa Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN). La potencia total licitada fue de 1.015MW dividido en: eólica (500 MW), térmica con biocombustibles (150 MW), residuos sólidos urbanos (120 MW), biomasa (100 MW), mini hidráulica (60 MW), geotermia (30 MW), solar térmica (25 MW), biogás (20 MW) y solar fotovoltaica (10 MW).

La adjudicación fue de una potencia total de 894,5 MW dividida en: eólica (754 MW), térmica con biocombustibles (110 MW), mini hidráulica (10,6 MW) y solar fotovoltaica (20 MW). Las licitaciones para las demás tecnologías se

encuentran en curso y se realizará un relanzamiento para eólica, biomasa y térmica con biocombustibles.

Ecuador ha adoptado un sistema de fijación de tarifas para el desarrollo de las energías renovables tanto en Ecuador continental como en las Islas Galápagos.

Los precios están diferenciados por tecnologías y en algunos casos por tamaño.

Los contratos están garantizados por 15 años. Las tarifas son las siguientes:

Tabla 2-1. Tarifas de energía renovable en Ecuador. Fuente: Global Energy Network Institute.

Las tarifas de renovables en Ecuador				
2011				Tarifa
			1,36994	1,3693
	Años	€ / kWh	CA \$ / kWh	EE.UU. \$ / kWh
Continental				
Viento	15	0.067	0.091	0,0913
La energía solar fotovoltaica	15	0.292	0.400	0,4003
Biomasa-biogás <5 MW	15	0.081	0.110	0,1105
Biomasa-biogás > 5 MW	15	0.070	0.096	0,0960
Geotérmica	15	0.096	0.132	0,1321
Energía hidroeléctrica <10 MW	15	0.052	0.072	0,0717
Energía hidroeléctrica > 10 MW <30 MW	15	0.050	0.069	0,0688
Energía hidroeléctrica > 30 MW <50 MW	15	0.045	0.062	0,0621
Galápagos				
Viento	15	0.073	0.100	0,1004
La energía solar fotovoltaica	15	0.322	0.440	0,4403
Biomasa-biogás <5 MW	15	0.089	0.122	0,1216
Biomasa-biogás > 5 MW	15	0.077	0.106	0,1056
Geotérmica	15	0.106	0.145	0,1453
Las tarifas en dólares EE.UU. / kWh				
Duración del contrato: 15 años a partir 1 de enero 2013				

2.1.2. Sistema de obligación por cuota

El sistema de obligación por cuota, o sistema de cuotas, es también conocido como Renewable Portfolio Standards (RPS) en Estados Unidos, Renewable Electricity Standards (RES) en India, Renewables Obligations (RO) en el Reino Unido y

Renewable Energy Targets en Australia. Al año 2010, el sistema de cuotas se encuentra en 56 estados, provincias o países incluyendo más de la mitad de los estados de Estados Unidos.

Bajo este sistema, el gobierno generalmente fija un porcentaje mínimo de generación a través de renovables aplicado sobre la cantidad de electricidad vendida. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales. El sistema de cuotas puede complementarse con certificados transables, por ejemplo Tradable Green Certificates (TGCs) en Europa o Renewable Energy Credits/Certificates (RECs) en USA. Estos certificados representan la cantidad de energía limpia necesaria para cumplir la obligación. Esto puede generar un mercado de transacciones entre generadoras que compran y venden certificados para cumplir con la obligación, debido a que el sistema de cuotas asocia multas por no cumplir el porcentaje acordado (IPCC, 2011).

Un sistema de obligación por cuota típico es del tipo uniforme donde se asocia un porcentaje de obligación para las generadoras que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo esto ha causado que la tecnología verde con menores costo adquiere altos niveles de desarrollo en desmedro de las otras. Para contrapesar este efecto se han introducido modificaciones tales como “Bandings” en Reino Unido e Italia o “Carve-outs” que son sub cuotas reservadas para determinadas tecnologías que no fueron favorecidas con el sistema de obligación típico (IPCC, 2011)

En Suecia el sistema de obligación por cuotas en conjunto con los certificados transables entró con fuerza en mayo del año 2003 con el objetivo de aumentar la generación de energía renovable en 25 TWh desde el año 2002 al 2020. La energía renovable es vendida a precio de mercado eléctrico, además los generadores renovables obtienen un ingreso extra de la venta de TREC's (Tradable Renewable Electricity Certificates) que los generadores convencionales están obligados a comprar para cumplir la obligación para no pagar una multa calculada como un 150% del promedio anual del valor de los TREC's. Este sistema ha logrado doblar

la generación de energía renovable de 6,5 TWh en el año 2001 hasta 14,7TWh en el año 2009 (IPCC, 2011)

Este sistema también ha sido adoptado por gran parte de Estados Unidos en conjunto con otros incentivos complementarios. Como consecuencia de esto se ha visto un desarrollo de la energía eólica desde una capacidad instalada de 2,6 GW en el año 2000 a más de 40 GW en el año 2010 (Wiser & Bolinger, 2009). A junio del 2010, 29 estados habían adoptado un sistema de obligación por cuotas (IPCC, 2011).

En el Reino Unido se adoptó este sistema en el año 2002 con un porcentaje de 3% el cual crece gradualmente hasta un 20% para el 2020. De forma similar al caso de Suecia, existen certificados transables denominados ROCs (Renewables Obligation Certificate) y multas asociadas a los incumplimientos de la obligación. Es importante destacar que no siempre se cumple la meta asignada por el gobierno, en el caso de Reino Unido el año 2005 fue el año más favorable cumpliéndose un 4% del 5,5% establecido para tal año, es decir un 73% de la obligación (Woodman & Mitchell, 2011) En promedio desde el año 2002 hasta el 2009 se ha cumplido aproximadamente un 62,5%.

En el caso de nuestro país existe la Ley 20.257 (República de Chile, 2008) denominada Ley ERNC, que establece un sistema de cuotas, que rige desde el 1 de enero del 2010 por 25 años y que obliga a las empresas generadoras eléctricas, conectadas al sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, a comercializar un 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales para el año 2024.

Esta normativa señala que este porcentaje exigido a las empresas eléctricas se logrará incrementando gradualmente el volumen de este tipo de energías, de forma tal que, entre los años 2010 y 2014 sea de 5%, incrementándose en un 0,5% anual a partir del 2015, hasta alcanzar el 10% el año 2024.

Esta normativa se aplica a todos los contratos firmados a partir del 31 de agosto de 2007.

2.1.3. Sistema de subastas

Un sistema alternativo a los mencionados anteriormente es el sistema de subastas donde se licita una cantidad fija de energía (o potencia) a un concurso de generadores renovables quedándose con el bloque de energía el que tenga los menores costos.

En el Reino Unido entre 1990 y 1998 (Mitchell, *The Renewable NFFO - A Review*, 1995) se realizó el Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) donde los generadores presentaron distintas oferta para producir una cantidad específica a un precio específico con una tecnología particular donde la oferta más barata es aceptada por el gobierno. Los generadores tenían un plazo fijo para poner en marcha sus proyectos además de un contrato a largo plazo que garantizaba la compra de toda la generación (IPCC, 2011).

En China, un sistema de subastas se utilizó para grandes plantas eólicas en tierra, luego para turbinas eólicas y plantas eólicas fuera de tierra. Esto contribuyó a la instalación de plantas de energía eólica desde el año 2003 (IPCC, 2011).

En el caso de Latinoamérica este sistema se encuentra en varios países.

En Brasil, la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por programas de incentivos como por subastas de energía. (Barroso, *Licitaciones de energías renovables en Brasil*, 2009).

Con respecto a las subastas de energía, este mecanismo fue adoptado por Brasil en el año 2004 y consiste en contratos a largo plazo a precio fijo por una cantidad demandada de energía. Se realizan licitaciones y los precios se subastan.

Las subastas de energías en Brasil incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas y las plantas de biomasa. Sin embargo existen dos tipos de subastas exclusivas para la energía renovable (Barroso, *Licitaciones de energías renovables en Brasil*, 2009).

1. Subasta de energía renovable o subasta de alternativas: Realizada por primera vez el 2007. Restringida a un conjunto de tecnologías de ERNC.
2. Subasta de Reserva: Realizada por primera vez el 2008. Restringida a una única tecnología o a un proyecto de ERNC.

A continuación una tabla información de las subastas de energías de energías renovables en Brasil desde su inicio en el año 2007 para las subastas de energía alternativa y 2008 para las subastas de reserva.

Tabla 2-2. Subastas de energía renovable en Brasil hasta el 2011. Fuente: Elaboración propia a partir de información del Instituto Ascende¹ y (Batlle & Barroso, 2011).

Año	Tipo ²	Tecnología	Potencia (MW)	Precio (US\$/MWh) ³	Duración del contrato
2007	A N°1	Hidráulica	160	75,7	30 años
		Biomasa	478	77,9	15 años
2008	R N°1	Biomasa	2.400	80	15 años
2009	R N°2	Eólica	1.800	77	20 años
2010	A N°2 R N°3	Eólica	2.050	75	20 años
		Biomasa	713	82	15 años (R) 20 años (A)
		Hidráulica	132	81	30 años
2011	R N°4	Biomasa	357	55,8	20 años
		Eólica	861	5,8	20 años

Perú también posee un sistema de subastas competitivas para fomentar las energías renovables (Barroso, Moreno, & Rudnick, *Regulating generation investment in Latin America: Future Challenges*, 2011).

Según los datos entregados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) se han realizado dos subastas.

La primera subasta que duró desde agosto 2009 a julio del 2010 tuvo dos convocatorias e incluyó biomasa, eólica, solar y mini hidráulica. Para la mini

¹ <http://www.acendebrasil.com.br/site/paginas/leiloes.asp>

² A: Subasta alternativa. S: Subasta de reserva.

³ 1R\$=US\$0.5607 al 20/09/2011

hidráulica se subastó 500 MW de potencia adjudicándose 180 MW. Para las demás tecnologías se subastó un total de 1.314 GWh/año de energía, adjudicándose 887 GWh/año. La fecha límite para la puesta en marcha de estos proyectos es en diciembre del año 2012.

Los precios adjudicados fueron los siguientes:

**Tabla 2-3. Precios adjudicados primera subasta energía renovable en Perú.
Fuente: (Mitma Ramírez & Quintanilla Acosta, 2010)**

IV. PRECIOS RESULTANTES

	Precio Mínimo Ofertado	Precio Máximo Ofertado	Precio promedio Ofertado	Precio Base fijado por OSINERGMIN	% de los precios ofertados
Biomasa (Ctv US\$/kWh)	5.20	11.00	6.35	12.00	-47%
Eolica (Ctv US\$/kWh)	6.55	8.70	8.04	11.00	-27%
Solar (Ctv US\$/kWh)	21.50	22.50	22.11	26.90	-18%
Hidroeléctricas (Ctv US\$/kWh)	5.50	7.00	6.03	7.40	-18%
Total Precio promedio ponderado			8.12		

(*) : Precio Máximo para hidroeléctricas en 2da convocatoria: 6.4 Ctv US\$/kWh

La segunda subasta ha finalizado recientemente. La fecha de inicio fue el 28 de abril del 2011 y culminó el 30 de septiembre del mismo año. La energía a subastar es de 1981 GWh/año de los cuales 681 GWh/año para los proyectos de centrales mini hidráulica. Se adjudicaron 1.153 GWh/año y los resultados son los siguientes:

Tabla 2-4. Precios adjudicados segunda subasta energía renovable en Perú.**Fuente:** (Mitma Ramirez & Quintanilla Acosta, 2010)

Tipo de tecnología	Precio promedio US\$/MWh	Total MW	Energía ofertada GWh/año	Proyectos Adjudicados	Fecha puesta en operación
Eólica	69,00	90	415,76	1	31/12/2014
Solar FV	119,90	16	43,00	1	31/12/2014
Biomasa - Residuos Urbanos	99,99	2	14,02	1	31/12/2014
- Mini Hidro	53,21	102	680,00	7	31/12/2014

El gobierno de Uruguay también posee un sistema de subastas y ha fijado como meta para el año 2015 la instalación de no menos de 300 MW de energía eólica, 200 MW de biomasa y 50 MW de mini hidráulicas. Para el año 2030 se pretende incorporar adicionalmente 250 MW de energía eólica y 1 MW proveniente de granjas solares.

Para la energía eólica se han realizado dos subastas en vías de cumplir el objetivo propuesto. (UTE, 2011)

Para la primera subasta, realizada en marzo del año 2010, fueron ofertados, y posteriormente contratados, los primeros 150 MW de energía eólica que deben estar operativos para el año 2013. El precio fue de aproximadamente US\$86/MWh. Debido a los buenos resultados de la primera se realizó una segunda subasta, en marzo del año 2011, para 150MW adicionales de energía eólica recibándose una mayor oferta de lo subastado y adjudicados los 150 MW a un precio promedio de US\$65/MWh. Además existe un incentivo para la entrada temprana de generación (Dirección Nacional de Energía, 2011) con una fijación de precio al comenzar la operación antes del 31 de diciembre del 2014 con un valor de US\$110/MWh.

Con respecto a la Biomasa (Dirección Nacional de Energía, 2011), se encuentra una convocatoria por medio de subasta para cumplir el objetivo obteniéndose una potencia instalada actual al año 2010 de 194,5 MW (Mendez, 2010). Posteriormente y para promover el desarrollo temprano de esta tecnología se estableció un sistema de fijación de tarifas para centrales de hasta 20 MW. Recientemente se amplió la convocatoria para las centrales de entre 20 MW y 60MW. El incentivo al pago por energía es de US\$110/MWh para la energía entregada hasta el 31 de diciembre del 2014.

Tanto para estas tecnologías como para las otras incluidas en las metas del gobierno estas son incluidas en las subastas de energías de Uruguay.

2.1.4. Otros incentivos

En adición a las políticas antes referidas existen otros incentivos, principalmente fiscales, que apoyan o dan inicio a una política de fomento a las energías renovables.

Tales incentivos están relacionados con programas de apoyo a la penetración de energías renovables, garantías, devolución de impuestos, entre otros.

Son numerosos y se aplican en casi todos los países que poseen alguna política de fomento a las energías renovables.

A continuación se mencionará algunos programas e incentivos de países latinoamericanos.

En Brasil, se destacan dos programas de incentivos: El Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el programa de incentivos a las ERNC para sistemas aislados.

PROINFA es un programa de subsidio creado por ley en el año 2002. Se establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de

contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Eletrobras⁴) quien compra la energía y traspasa los costos a los usuarios finales con excepción de los de la división residencial de bajos ingresos (Consumo igual o inferior a 80 kWh/mes). Esta energía está garantizada por 20 años según contrato con Eletrobras.

La cantidad total que incluye este programa es de 3.299,40 MW de capacidad distribuido en 1.191,24 MW para la pequeña hidroeléctrica (63 centrales), 1.422,92 MW para la energía eólica (54 centrales) y 685,24 MW para plantas de biomasa (27 plantas)⁵.

Como es señalado por Batlle (Batlle & Barroso, 2011), PROINFA es esencialmente un sistema de fijación de tarifas, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas. Este programa fue el responsable del generar incentivos para la industria eólica en Brasil, sin embargo la realización de tales proyectos se ha retrasado y su rendimiento ha sido criticado por falta de señales económicas para la eficiencia y mejoras tecnológicas, así como de los malos resultados de los proyectos que operan bajo contratos PROINFA.

⁴ Eletrobras es una empresa de economía mixta y de capital abierto, con acciones negociadas en las Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madrid, en España, y de Nueva York, en los Estados Unidos. El gobierno federal posee el 52% de las acciones ordinarias de la compañía y, por lo tanto, tiene el control accionario de la empresa

⁵ Ministerio de Minas y Energía. Brasil. <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>

Tabla 2-5. PROINFA 2009. Fuente: PROINFA⁶

Fonte	Operação comercial pelo PROINFA		Concluídas aguardando regularização op.comercial pelo Proinfa	Em construção		Não Iniciada construção						Sub judice/ em rescisão contratual		TOTAL contratado	
						Com EPC		Sem EPC		Total					
PCH	Qde	46	73,0%	0	15	23,8%	0	0,0%	1	1,6%	1	1,6%	1	1,6%	63
	MW	925,54	77,7%	0,00	249,00	20,9%	0,00	0,0%	6,70	0,6%	6,70	0,6%	10,00	0,8%	1.191,24
BIOMASSA	Qde	19	70,4%	1 *	1	3,7%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	6	22,2%	27
	MW	504,34	73,6%	10,00	36,00	5,3%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	134,90	19,7%	685,24
EÓLICA	Qde	23	42,6%	0	14	25,9%	14	25,9%	3	5,6%	17	31,5%	0	0,0%	54
	MW	385,38	27,1%	0,00	445,80	31,3%	381,34	26,8%	210,40	14,8%	591,74	41,6%	0,00	0,0%	1.422,92
TOTAL CONTRATADO	Qde	88	61,1%	1	30	20,8%	14	9,7%	4	2,8%	18	12,5%	7	4,9%	144
	MW	1.815,26	55,0%	10,00	730,80	22,1%	381,34	11,6%	217,10	6,6%	598,44	18,1%	144,90	4,4%	3.299,40
Sub total PCH	Qde			61									2	3,2%	63
	MW			1.175									17	1,4%	1.191,24
Sub total BIO	Qde			21									6	22,2%	27
	MW			550									135	19,7%	685,24
Sub total EOL	Qde			37									17	31,5%	54
	MW			831									592	41,6%	1.422,92
Sub total Geral	Qde			119									25	17,4%	144
	MW			2.556,06									743	22,5%	3.299,40

Obs.: para o PROINFA foi considerado a potência contratada

* UTE Ecoluz - resíduo de madeira

El programa de incentivos a las ERNC para los sistemas aislados radica principalmente en un subsidio de hasta el 75% del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables. Esto nace debido a que diversas ciudades de la Amazonía no son conectadas a la red de transmisión principal siendo independientes en su generación eléctrica y por consiguiente su costo sociabilizado por los habitantes, esto lleva a una alta generación diesel y de HFO careciendo de generación eficiente y aumento de las emisiones.

Barroso (Barroso, Licitaciones de energías renovables en Brasil, 2009) señala que esta regulación posee una ventaja debido a que existe una clara ventaja económica para instalar plantas de energías renovables en comparación a las convencionales, además de generar incentivo a la eficiencia y desarrollo tecnológico.

México a fines del año 2005 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables (LAFRE) que contempla la elaboración de un programa con metas a mediano y largo plazo y la creación de un fideicomiso para el desarrollo de las energías renovables con recursos del gobierno, el Banco Mundial y Global

⁶ PROINFA 2209. Fuente: Elaboración propia a partir de datos más recientes de PROINFA

Environment Facility (GEF). El objetivo es lograr que un 8% de la generación total del país provenga de energías renovables para el año 2012 (Secretaría de energía., 2009).

Panamá⁷ posee tres leyes de fomento a las energía renovables y limpias, fomento a la energía eólica y fomento a los biocombustibles. La primera (República de Panamá, 2004) exonera de impuesto de introducción a todo equipo relacionado con la generación, distribución, consumo y venta de energías renovables y la segunda (República de Panamá, 2011) establece que la Empresa Estatal denominada Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) realizará actos exclusivos de compra de energía a las centrales eólicas, con el propósito de incentivar el uso de la tecnología. La norma establece que la compra de energía generada por viento no superará el 5% del consumo anual.

Un estudio de la Agencia de los Estados Unidos (PA Government Service Inc., 2009) señala que existen incentivos para las energías renovables en otros países de Latinoamérica tales como Costa Rica que por medio de licitaciones o subastas públicas la energía renovable será comprada hasta por 20 años de cualquier planta entre 20MW y 50MW teniendo como objetivo que el 15% de la electricidad provenga de tales fuentes.

Batlle (Batlle & Barroso, 2011) además señala que Bolivia ha aumentado su inversión en proyectos relacionados con gas natural. Colombia, Venezuela y Paraguay no poseen un mecanismo de fomento a las ERNC explícito, éste último debido a que su matriz energética es casi completamente hidráulica.

Nicaragua, El Salvador y Guatemala poseen principalmente incentivos fiscales de fomento a las inversiones en generación a partir de renovables como exoneración de impuestos arancelarios, impuesto a la renta, entre otros.

⁷ Ley 45 de Incentivos a las Energías Renovables, Ley 44 de Energía Eólica y Ley42 de Biocombustibles.

2.2. Lecciones aprendidas

Un estudio (Altomonte, Coviello, & Lutz, 2003) identifica las siguientes barreras para penetración alta de ERNC:

1. Barreras Económicas: Estas están relacionadas con lograr una competitividad por parte de las ERNC en el mercado de la energía, “no se puede lograr una competitividad de las ERNC si los únicos factores de comparación son la inversión y el costo promedio de generación”.
2. Barreras Financieras: El autor señala que las “funciones de gobierno que se pueden ejercer sobre los agentes financieros privados o empresas estatales son: Establecer mecanismos de mercado claros y estables lo cual facilite la inversión, el gobierno debe ser un vehículo a través de los bancos nacionales de fomento, se debe establecer garantías de financiamiento bancario de las pequeñas y medianas empresas y se debe incluir una legislación con respecto a las políticas de fomento”.
3. Barreras Políticas: Considerar el tema de las ERNC como una prioridad pública y evaluar si la solución del problema requiere de la intervención pública y en qué medida. “Existe la noción general de que la intervención del Estado se justifica si los costos que ello implica, reales más externalidades, son menores que aquellos de la no intervención. En caso de que sean menores, los gobiernos deberían evaluar hasta qué punto esa intervención es políticamente factible”.

En adición a lo señalado por el autor, se ha logrado identificar una cuarta barrera:

4. Barrera Técnica: Existen limitaciones técnicas propias de cada tecnología de ERNC, esto hace que la generación no sea de forma continua. Por ejemplo la generación eólica depende de la velocidad del viento que es variable en el transcurso del día o la temporada.

Teniendo en consideración las barreras antes mencionadas resulta un desafío evaluar cuáles de los sistemas antes mencionados, o mezcla de ellos, constituye una mejor política de fomento para las energías renovables.

La comparación es principalmente entre las políticas que buscan fijar la cantidad (sistema de obligación de cuotas) y las que buscan fijar el precio (sistema de fijación de tarifas).

Diversos estudios nos muestran ventajas y desventajas de estos dos modelos de políticas, lo cual es de consideración evaluar para la aplicación al caso chileno.

Para analizar una política de fijación de cantidad se considerará el caso de Reino Unido que posee un sistema de obligación de cuotas complementado con Certificados Transables (denominados ROCs). La principal característica de este mecanismo es su neutralidad tecnológica, es decir las generadoras renovables compiten de igual a igual en el mercado independiente de la tecnología empleada para la generación de energía eléctrica. Esto pone al mercado como un agente principal de regulación, fomentando la competencia entre generadores renovables por tener un costo menor, por lo tanto un mejor precio para ofrecer a sus potenciales compradores.

La decisión de las autoridades gubernamentales de Reino Unido al adoptar esta política fue de evitar el desarrollo de “Picking Winners”, es decir, ganadores preferidos por alguna tecnología (como se podría dar en un Sistema de Tarifas diferenciada) (DTI, 2000).

Esto ha llevado a un desarrollo selectivo de algunas tecnologías. La figura 2-3 presenta el crecimiento de la generación renovable desde el 1996 hasta el 2008 bajo el Sistema de Cuotas en Reino Unido (Woodman & Mitchell, 2011).

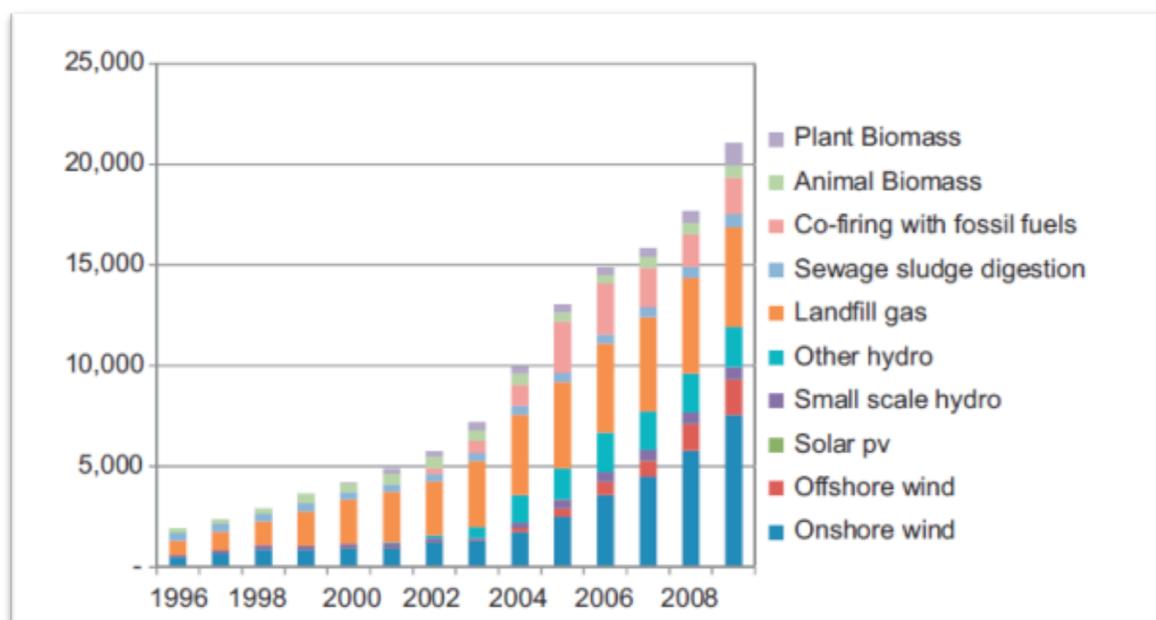


Figura 2-3: Generación de energía eléctrica (GWh) en el Reino Unido (Woodman & Mitchell, 2011)

En la figura se puede apreciar un comportamiento de crecimiento distinto dependiendo de la tecnología.

El Sistema de Cuotas implica un riesgo para el generador de renovables debido a que está expuesto a los precios del mercado, no posee contratos de largo plazo con sus clientes que le garanticen una cantidad comprada y un precio fijo.

Mitchell señala (Mitchell, Bauknecht, & Connor, Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and feed-in system in Germany, 2006) que la efectividad de los Sistemas se puede relacionar con la reducción del riesgo que poseen los generadores renovables e identifica 3 tipos de riesgos importantes:

1. Riesgo de Precio: Riesgo asociado a la volatilidad del precio.
2. Riesgo de Volumen: Riesgo asociado a la variabilidad de la cantidad vendida en comparación a la ofertada

3. Riesgo de Soporte: Relacionado con la variabilidad del perfil de carga de la energía vendida.

El sistema de cuotas asocia un riesgo al generador mayor que el Sistema de fijación de tarifas en estos tres tipos de riesgo debido a que para el generador de renovables el precio está determinado por el mercado (no existen contratos de largo plazo que fije un precio) por lo tanto es de carácter volátil, el volumen a vender también está determinado por el mercado y con respecto al soporte el generador necesita vender su energía garantizando un cierto perfil de carga lo cual genera un riesgo debido a la intermitencia propia de las tecnologías renovables (Mitchell, Bauknecht, & Connor, Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and feed-in system in Germany, 2006).

En un sistema de obligación de cuotas el generador renovable puede percibir un ingreso adicional en el mercado de los certificados transables siendo esto un ingreso importante para éste. Sin embargo el mercado de certificados transables depende directamente del mercado de las generadoras convencionales que compran tales certificados para cumplir con lo que les faltó de la obligación. Esto lleva a cuestionarse que sucedería cuando esta obligación ya esté en el objetivo final y para los generadores convencionales le sea más fácil cumplir las metas sin necesitada de cubrir el faltante con certificados transables. En este estudio (Woodman & Mitchell, 2011) se muestra una situación en que el valor del Certificado Transable puede llegar a nulo al bajar la demanda producto de ciertas condiciones de cumplimiento de la meta país.

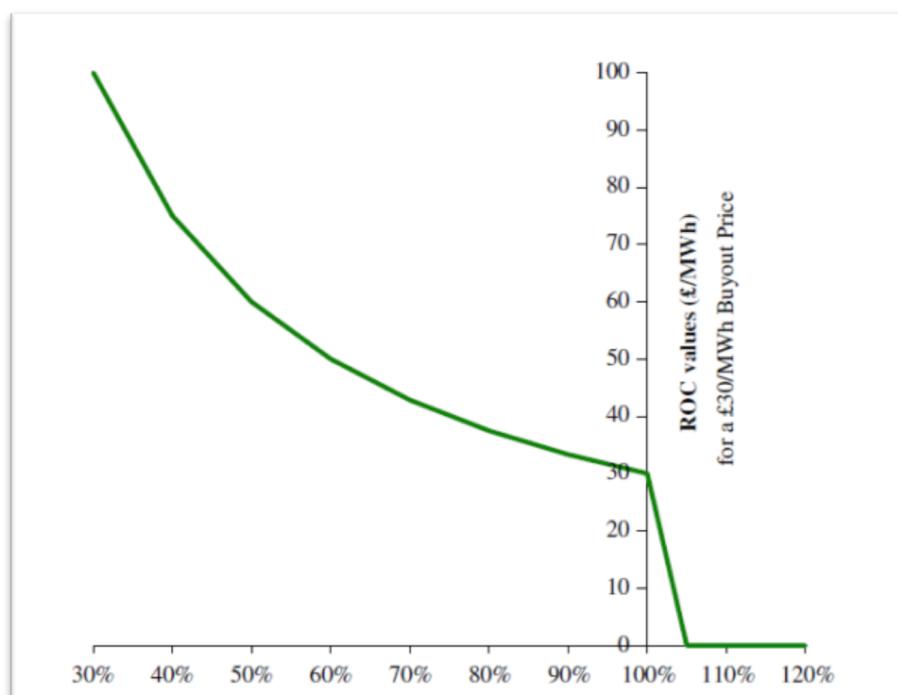


Figura 2-4: Generación esperable con respecto a la proporción de la obligación en Reino Unido (Woodman & Mitchell, 2010)

El autor (Woodman & Mitchell, 2011) señala que se produce un efecto denominado “Cliff Edge” (Borde del acantilado, en español) que hace mención al comportamiento brusco decreciente del valor del certificado transable (denominado ROCs en Reino Unido) luego de que está cubierta la obligación.

Si consideramos que existe un ingreso importante para el generador de renovables debido a los certificados transables, esta situación futura genera un riesgo desalienta la inversión.

Considerando los factores antes mencionados el sistema de obligaciones por cuotas si bien se regula naturalmente según el mercado energético incrementa el costo de nuevos proyectos al aumentar el riesgo asociado a ellos, por lo tanto se genera una barrera de entrada en especial para las tecnologías que no poseen los costos más bajos pero que por alguna razón se desee fomentar. Cabe destacar que

no necesariamente la obligación anual se cumple, en el caso del Reino Unido, como se señaló anteriormente, no se ha cumplido la meta en ningún año hasta el 2009 (Woodman & Mitchell, 2011).

Tabla 2-6. Desempeño del sistema de cuotas 2002-2009 en Reino Unido.
Fuente: (Woodman & Mitchell, 2011)

Renewables Obligation performance 2002–2009.
Source: DECC (2010).

	Target (%)	Achieved (%)	% of target achieved
2002		1.8	60
2003	4.3	2.2	51
2004	4.9	3.1	63
2005	5.5	4.0	73
2006	6.7	4.4	66
2007	7.9	4.8	62
2008	9.1	5.4	59
2009	10.1	6.7	66

Como consecuencia de lo antes mencionado, además de otros problemas en la planificación y acceso a la red, las inversiones en energía renovables son principalmente realizadas por agentes de mercado con poder adquisitivo como son las grandes generadoras de energía. En el caso del Reino Unido, Woodman y Mitchell señalan:

“No es sorprendente que muchos de los nuevos proyectos fueran desarrollados por las grandes compañías o sus coligadas, más que por nuevos e independientes generadores” (Woodman & Mitchell, 2011).

Para fomentar la inversión en algunas tecnologías que no son beneficiadas con el sistema de obligaciones por cuotas se han introducidos “Bandings” (por ejemplo en Reino Unido e Italia) donde tecnologías establecidas están asociadas a menos ROC /MWh y las emergentes a mayor cantidad de ROCs/ MWh (Woodman &

Mitchell, 2011) o “Cave Outs” (por ejemplo en Estados Unidos) los cuales son sub cuotas reservadas para tecnologías específicas (IPCC, 2011) Al introducir los “Bandings” se pierde la relación 1:1 entre los ROCs y la cantidad de energía renovable (MWh).

Tabla 2-7. Banding ROCs por generación según tecnología en Reino Unido.
Fuente: (Woodman & Mitchell, 2011).

ROC bandings in force (per MWh).
Source: DECC (2009).

Generation type	ROCs/ MWh
Landfill gas.	0.25
Sewage gas and co-firing of biomass	0.5
Onshore wind, hydro, co-firing of energy crops, energy from waste with CHP, co-firing of biomass with CHP, geopressure, standard gasification and standard pyrolysis	1
Offshore wind, biomass and co-firing of energy crops with CHP	1.5
Wave, tidal stream, advanced gasification, advanced pyrolysis, anaerobic digestion, energy crops, biomass with CHP, energy crops with CHP, solar pv, geothermal, tidal impoundment—tidal barrage and tidal lagoon and offshore wind accredited between April 2020 and 2014.	2

En algunos casos, como en el Reino Unido, (Woodman & Mitchell, 2011) se ha ido introduciendo sistemas de fijación de tarifas para pequeños generadores para que estos puedan optar por sistema más conveniente.

Todas estas modificaciones o incorporaciones al sistema de obligación por cuotas buscan ser más justos en las oportunidades ofrecidas para cada tecnología dentro de lo económicamente factible.

Otro mecanismo basado en la cantidad es el sistema de subastas el cual corresponde a destinar cierta cantidad de energía demandada a ser satisfechas a través de generadores renovables los cuales proponen sus proyectos y se elige los

que poseen un menor costo considerando un valor máximo determinado por el regulador.

Luego de esto los generadores tiene un tiempo determinado para la instalación y en algunos casos se asocian multas al incumplimiento. Además se fija un precio por un cierto número de años y garantía de que toda la generación será comprada.

Un ejemplo internacional de la aplicación de este sistema es la Obligación de Combustible No Fósil (NFFO, por sus siglas en inglés Non Fossil Fuel Obligation) aplicada en Reino Unido como se mencionó anteriormente. El NFFO fue un sistema de subastas aplicado entre los años 1990 al 1998 antes de la aplicación del sistema de obligación por cuotas e incluía tanto las energías renovables como la nuclear. El problema de la aplicación de la NFFO fue la intensa competencia resultante al subastar cantidades limitadas, la falta de sanciones por no implementar un contrato y los precios subastados inalcanzablemente bajos (IPCC, 2011).

El sistema de subasta posee principalmente los problemas mencionados en el caso del NFFO, al ser limitada la cantidad de energía a subastar la gran competencia lleva a bajar los precios a niveles que no son reales con tal de ganar la licitación. Además si no existe una regulación de esto o de futuras multas por incumplimientos tanto en la inversión como en la parte operativa el riesgo a que se presenten estas contrariedades es mayor.

Se ha observado que en algunos países se ha subastado potencia eléctrica en vez de Energía lo cual genera un problema adicional ya que la exigencia va sobre las características de la planta generadora no sobre la energía renovable que efectivamente debe producir para cubrir la demanda establecida. A razón de esto, la mayoría de los países subastan energía y los que comenzaron con subastas de potencia eléctrica han cambiado a energía.

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés “Intergovernmental Panel on Climate Change”) señala (IPCC, 2011) que el más efectivo y eficiente mecanismo basado en la cantidad (como sistema de obligación

por cuotas o subastas) incluyen la mayoría, si no todos, los siguientes elementos en particular los que busquen minimizar el riesgo:

Aplicación a un gran segmento de mercado (sistema de obligación por cuotas)

- Reglas definidas claramente, incluyendo lo relacionado con los recursos y los agentes participantes (sistema de obligación por cuotas y subastas)
- Buenas condiciones de equilibrio entre la oferta y la demanda. Las cuotas deben exceder la oferta existente, pero alcanzables a un costo razonable (sistema de obligación por cuotas).
- Contratos de largo plazo u obligaciones específicas de compra y fechas de finalización. Sin intervalos de tiempos entre definir una cuota y la siguiente (sistema de obligación por cuotas).
- Sanciones adecuadas en caso de incumplimiento y apropiada aplicación de estas (sistema de obligación por cuotas y subastas).
- Metas a largo plazo, por lo menos 10 años siguiente (sistema de obligación por cuotas).
- “Bandings” o “Carve-Outs” para tecnologías específicas que proporcionan un soporte diferenciado (sistema de obligación por cuotas y subastas).
- Pagos mínimos que permitan un retorno adecuado y financiamiento (sistema de obligación por cuotas y subastas).

Con estos alcances mencionados se asegura un funcionamiento óptimo del mecanismo con una adecuada participación de una alta gama de tecnologías fomentando la inversión.

El sistema de fijación de tarifas es un mecanismo basado en el precio (a diferencia de los anteriores que son basados en la cantidad) el cual posee los siguientes beneficios para el generador de renovables:

1. Garantía de conexión a la red
2. Contrato de Largo Plazo
3. Precio fijo

Por lo tanto y en comparación al sistema de obligación por cuotas posee un menor riesgo en sus tres aspectos antes mencionados: riesgo de volumen debido a que toda la energía generada es comprada, de precio ya que este es fijo y no posee variabilidad y de soporte debido a que no necesita cierto perfil de carga debido a que está basado en el número de KWh generados (energía) y no en el perfil de carga de éstos (Mitchell, Bauknecht, & Connor, Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and feed-in system in Germany, 2006).

Además este mecanismo funciona bajo tres principios básicos: simpleza, estabilidad e imparcialidad. Es simple debido a que principalmente la transacción es comprar/vender a un precio fijo por cantidad de energía, estable debido a que los contratos son fijos y a largo plazo y equitativo debido a que remueve barreras de participación (Farrell, 2009).

Se ha mostrado (Farrell, 2009) que la aplicación del sistema de fijación de tarifas causa una disminución en el precio de la energía renovables en algunos países donde se ha implementado en comparación con países donde opera un mecanismo basado en la cantidad como por ejemplo el sistema de obligaciones por cuotas.

Un caso particular es la energía eólica, la cual es más barata en países donde opera un sistema de fijación de tarifas (como Grecia, España, entre otros) en comparación a países donde opera un sistema de obligación por cuotas (como Gran Bretaña e Italia).

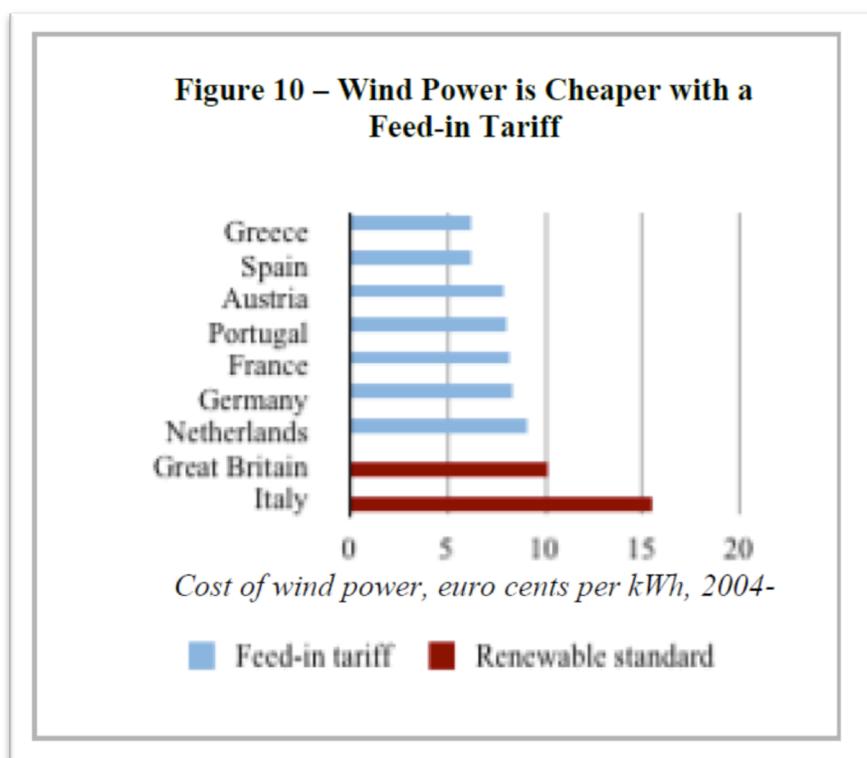


Figura 2-5: Energía eólica es más barata con sistema de fijación de tarifas para el año 2004 (Farrell, 2009).

Cabe destacar que es una comparación solo de tarifas para una tecnología específica y no considera en detalle las externalidades o beneficios no cuantificables correspondientes a la situación particular de cada país.

Además el mismo estudio señala que si la generación proveniente de fuentes renovables posee prioridad al entrar a la red, como sucede en la mayoría de los países, el valor de la energía eléctrica puede bajar debido a que se desplaza a otros generadores convencionales que poseen costos mayores que algunas tecnologías renovables más baratas. Esta situación se ve reflejada en la siguiente figura donde al mantener la demanda energética y cambiar el portafolio de generadores que ofertan, el precio total de la energía eléctrica puede bajar.

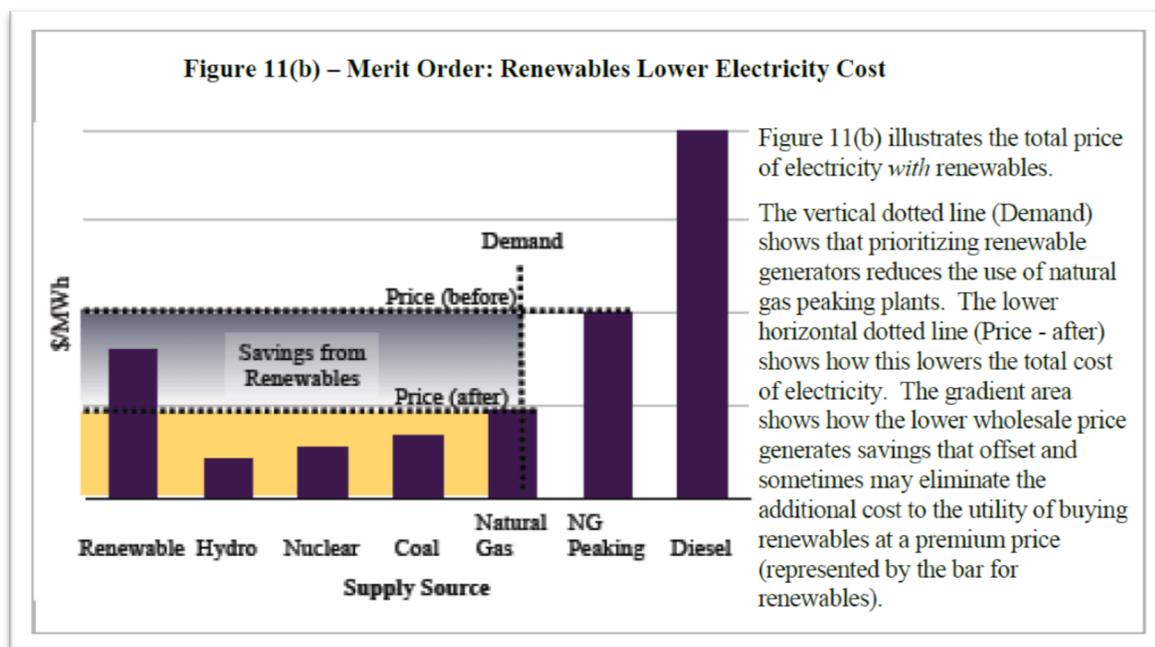
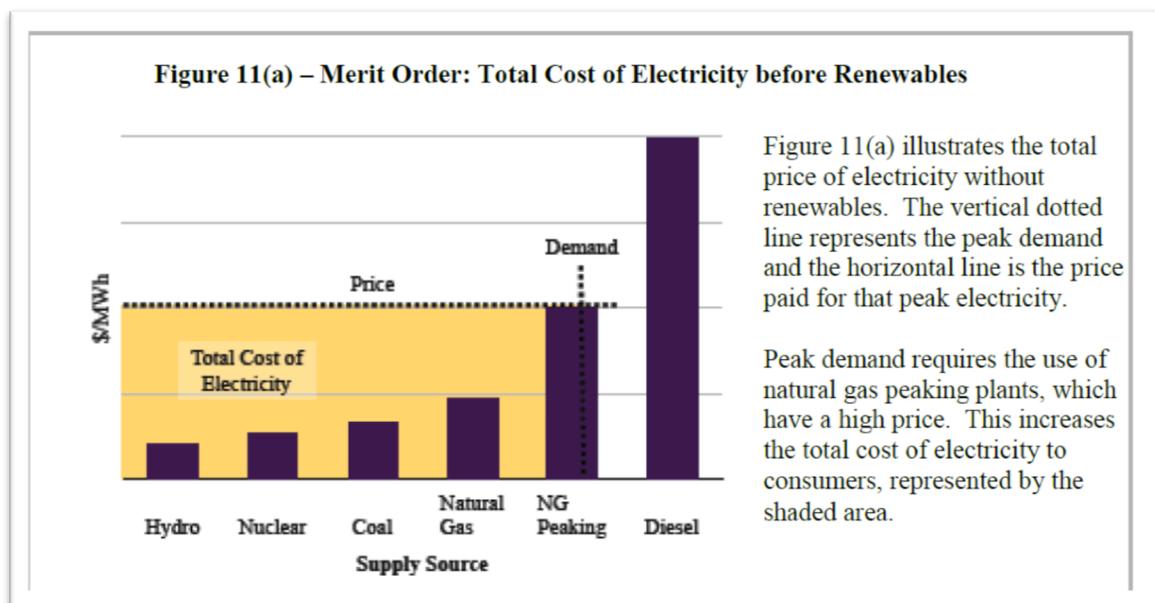


Figura 2-6: Costo de la electricidad antes y después de la incorporación de renovables según la Orden del Mérito (Farrell, 2009).

El IPCC señala que el éxito del Sistema de fijación de tarifas depende de algunos detalles, una política eficiente y efectiva debe incluir lo siguiente (IPCC, 2011):

- Obligación de compra.
- Prioridad de acceso y envío.
- Tarifas basadas en costo de generación diferenciadas por tipo de tecnología y tamaño del proyecto calculada con valores de partidas.
- Regular al largo plazo el diseño de las evaluaciones y a corto plazo ajustar los niveles de pagos con ajustes incrementales incorporados a la ley con el fin de reflejar los cambios en las tecnologías y en el mercado para fomentar la innovación, el cambio tecnológico y un control de costos.
- Tarifas para todos los potenciales generadores que incluyan utilidades
- Tarifas garantizadas por largo periodo, suficiente para asegurar una adecuada tasa de retorno.
- Integración de los costos en la tasa base y equitativamente repartido entre países o regiones.
- Normas y procedimientos claros de conexión, con costos asignados para transmisión y distribución.
- Administración y aplicación de procesos.
- Atención preferente a grupos por ejemplo principales usuarios, usuarios de bajos ingresos y otros clientes vulnerables.

Considerando todo lo anterior, el sistema de fijación de tarifas atrae suficientes inversionistas los cuales preferentemente son locales (proyectos basados en comunidades o individuales) debido a la simpleza y conocimiento del mecanismo. El empleo se ve beneficiado por tales inversiones, Farrell (Farrell, 2009) señala que en Alemania se han creado 280.000 nuevos empleos en la industria de la energía renovable desde la aplicación del mecanismo y en Dinamarca se han creado 21.000 solo en la industria eólica.

Si se cuantifica las externalidades evitadas al tener una matriz más limpia, la disminución del precio de la energía tanto renovable como eléctrica total y otros factores los beneficios del sistema de fijación de tarifas puede exceder hasta por tres veces el costo de implementarlo como sucede en Alemania ilustrado en la siguiente figura (Farrell, 2009).

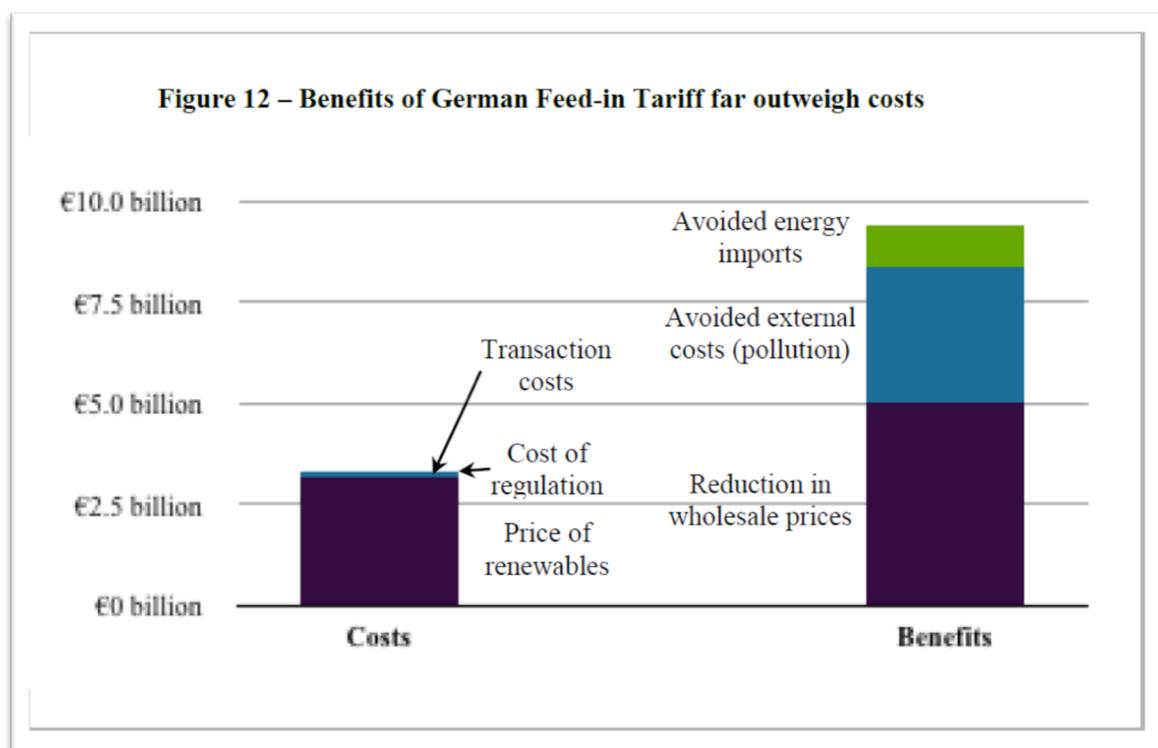


Figura 2-7: Beneficios del Sistema de Fijación de Tarifas en Alemania sobrepasan los costos (Farrell, 2009).

La complejidad de la implementación del sistema de fijación de tarifas reside principalmente en la fijación de las tarifas. Estas deben ser las adecuadas para que fomenten la inversión la cual puede ser recuperada en el plazo que se fija en el contrato, sin embargo hay que tener especial cuidado con poseer tarifas muy bajas

que no logren este objetivo o tarifas más altas que produzca una sobre oferta de renovables y se esté sobre pagando al generador.

Esta fijación de precios debe ser constantemente revisada debida a que existen muchas variables en el mercado eléctrico que determinan el precio de la electricidad así como variabilidades propias de la tecnología renovable.

Al comparar los mecanismos basados en la cantidad en especial el Sistema de Obligación de Cuotas con el mecanismo basado en el precio como el Sistema de Fijación de Tarifas resulta evidente que una de las diferencias importantes está relacionada con el fomento que se les da a los generadores renovables.

Al funcionar los mecanismos de forma óptima estos logran un incremento en la generación de energía renovable sin embargo los agentes de mercado beneficiados son distintos. El Sistema de Obligación de Cuota por su mayor riesgo fomenta a la inversión de grandes empresas o coligadas de estas, en cambio el Sistema de Fijación de Tarifas fomenta a los inversionistas locales de menor tamaño.

Al implementar un mecanismo, además de asegurar que se realiza un adecuado fomento a la inversión en generación renovable para una amplia gama de tecnologías se debe considerar el enfoque del mecanismo en relación al tipo de inversionista que se ve más beneficiado.

2.3. Lecciones aprendidas para el caso chileno.

A nivel latinoamericano no existe un alto nivel de desarrollo de las políticas de fomento de las ERNC, y relacionado con esto un bajo nivel de penetración de las ERNC.

En el caso de nuestro país, según la CNE (Palma Behnke, Jiménez Estévez, & Alarcón Diaz, 2009) el escenario chileno con respecto a la matriz energética hace dos años era de solo 2,7% de energía proveniente de ERNC. Actualmente es cercana al 4% del total de la matriz energética la que borda los 13GW de potencia generada.

Durante los años 2004-2005 el Estado comenzó a fomentar la generación renovable realizando modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos que buscaban mejorar los sistemas de tarificación en la transmisión además de incentivar un trato no discriminatorio a las ERNC. Dentro de esto, la Ley Corta I crea ventajas competitivas para proyectos de capacidad menor a 20 MW, reduciendo el costo de peajes de transmisión troncal y otorga el derecho de conexión de plantas menores a 9 MW a la red de distribución, facilitando el acceso al mercado eléctrico. Además reglamentos de la Ley Corta I y II aseguran a generadores con potencia menor a 9MW vender su energía a costo marginal o precio nudo, operando con autodespacho.

Sin embargo en marzo del año 2008 fue promulgada la Ley 20.257 mas conocida como la Ley ERNC que constituye un sistema de cuotas que establece la obligación a las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada mayor a 200MW para comercializarla con distribuidores o clientes finales de certificar que un porcentaje de su generación proviene de fuentes renovables. Este porcentaje será inicialmente un 5% para los años 2010 al 2014 aumentando progresivamente 0,5% anual desde el año 2015 hasta alcanzar un 10% en el año 2024. Además existen facilidades para cumplir tal obligación, pudiendo traspasarse excedentes desde una empresa a otra, incluso entre sistemas, además de la facilidad de postergarse la obligación con un tope de 50% por año.

Si no se cumple la obligación se impone el pago de una multa de 0,4 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), unos 32US\$⁸, por cada MWh de déficit. Si existe un incumplimiento reiterativo por tres años, la multa será de 0,6 UTM. Esta ley se aplica sobre todos los retiros de energía con fines comerciales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto del 2007 y los generadores conectados después de enero del mismo año. Esta ley rige por 25 años a partir del 1º de enero del 2010

⁸ Considerando una UTM de CL\$39.200 y 1US\$=CL\$490

Además, la ley establece que lo recaudado a través de multas será destinado a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la acreditación.

Adicionalmente, en Chile, se han fomentado las ERNC mediante subsidios y créditos CORFO. Recientemente se conformó la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), convocada por el gobierno del Presidente Sebastián Piñera para darle un nuevo impulso a las ERNC. El CADE, entre otras cosas, sugiere profundizar el objetivo de penetración de las energías renovables de la Ley 20.257 desde un 10% a un 15% al 2024 (Sauma, 2012).

El sistema de obligación por cuotas debidamente implementado resulta un mecanismo de fomento de las energías renovables sin embargo traspasa al generador un mayor riesgo de mercado debido a que el precio y el volumen dependen del mercado además del riesgo propio de la intermitencia de algunas tecnologías renovables que no garantizan un perfil de carga. Como se vio anteriormente, este sistema de cuotas esta orientado a los agentes de mercado con mayor poder económico (a diferencia de un mecanismo que fija un precio disminuyendo el riesgo fomentando la participación de los generadores locales o más pequeños), además de que no existe una garantía que se cumpla la obligación como ha sucedido en otros países donde se ha implantado.

2.4. Resumen de los distintos mecanismos de incentivos.

Con el fin de sintetizar la información antes presentada a continuación se presentará una tabla resumen con los principales pro y contra de las políticas de fomento a las ERNC.

**Tabla 2-8. Tabla resumen políticas de fomento ERNC.
Fuente: Elaboración propia.**

Política de incentivo	Pros	Contras
Sistema de tarifas fijas	<p>-Se puede fomentar una tecnología determinada con un precio específico, lo que podría ser útil si se quiere fomentar una tecnología particular que resulte mas adecuada a los recursos del país.</p> <p>-Se genera menor riesgo de mercado para el generador debido a que el precio es fijo y el despacho está garantizado.</p> <p>-Debido al menor riesgo del proyecto, esto puede ayudar al financiamiento bancario de pequeños y medianos empresarios.</p>	<p>- Al poder fomentar las tecnologías con precios distintos esto genera una discriminación, lo que puede causar que no se fomente necesariamente la de menor costo.</p> <p>-Al haber un subsidio del gobierno, se genera un gasto fiscal que compite con los recursos de otros proyectos sociales.</p>
Sistema de pago premium	- Similar al sistema de tarifas fijas, se beneficia una tecnología en	- Al poder fomentar las tecnologías con primas distintas se genera una

	<p>desmedro de las otras. Si bien el incentivo es menor, ya que una parte del precio es regulado por el mercado, se puede utilizar este fomento específico según los recursos del país.</p> <p>- Se elimina parcialmente el riesgo debido a que existe una prima fija sobre el precio de mercado, aunque los generadores están expuestos a la fluctuación de precio del mercado.</p> <p>-Esta disminución del riesgo, al igual que el sistema de tarifas fijas pero en menor medida, puede ayudar al fomento de empresas pequeñas y medianas.</p>	<p>discriminación lo que hace que no se fomente necesariamente las de menor costo. Esto en menor medida que el sistema de tarifas fijas ya que acá una parte del precio está definido por el mercado que privilegia la tecnología mas rentable.</p> <p>- Al haber un subsidio del gobierno, se genera un gasto fiscal que compite con los recursos de otros proyectos sociales.</p>
Sistema de cuotas	- No se discrimina por tecnología lo que fomenta la de menor costo, es	-No se puede fomentar una tecnología específica si esta no es la mas

	<p>decir la mas rentable en términos económicos.</p> <p>-Puede existir un incentivo mayor al fomento de las ERNC de parte de las empresas mas grande debido a las economías de escalas presentes.</p> <p>-Es de fácil implementación de parte del regulador debido a que se deja que el mercado decida los precios de la energía proveniente de ERNC.</p>	<p>conveniente en términos económicos.</p> <p>-Puede ir en contra del desarrollo específico a veces necesario en un país por problemáticas sociales mas allá de los beneficios cuantificables. Por ejemplo una comunidad aislada sin acceso a electricidad pero con alto recurso solar.</p> <p>-A pesar de que existe mas fomento a las empresas grandes, esto ocurre en desmedro de las pequeñas debido a que estas últimas no pueden manejar el riesgo del precio de manera adecuada.</p>
Subastas competitivas	<p>-Se asegura un bloque de energía proveniente de renovables.</p> <p>-Se logran precios</p>	<p>- No existe competencia en la operación debido a que luego de la licitación la empresa ganadora es la</p>

	competitivos de ERNC.	única competidora. -Se corre el riesgo de que en la operación la generadora no cumpla con los costos declarados quedando el proyecto sin ejecutarse si no existe una clausula que evite esto.
Otros incentivos	- Buen fomento para comenzar a legislar sobre una política mas fuerte de penetración de las ERNC.	- Riesgo de quedarse en políticas de menor escala y no aplicar un sistema a mayor escala que incentive las ERNC.

3. MODELO MATEMATICO: APLICACION

Con el fin de estudiar la interacción entre las políticas de fomento a las ERNC y el comportamiento de los generadores eléctricos en un mercado oligopólico, se modelaron matemáticamente los sistemas de tarifas fijas, sistema de pago premium y sistema de cuotas.

Para cada sistema se modeló el mercado eléctrico utilizando Teoría de Juegos de manera análoga a la metodología usada por A. Downward en su estudio sobre el impacto en el mercado eléctrico de introducir cargos a la generación eléctrica proveniente del carbón (Downward, 2010). A continuación se detalla el modelo propuesto.

Se asume que los agentes del mercado eléctrico se comportarán Cournot con funciones lineales de demanda. En este juego de Cournot cada jugador (generador) tiene algún grado de poder de mercado.

3.1. Modelo básico.

Para cada modelo específico se considera un sistema eléctrico similar mostrado en la Figura 3-1. Existen dos nodos conectados por una línea de transmisión de capacidad K . En cada nodo, i , hay un generador el cual puede producir energía eléctrica proveniente de una fuente renovable (q_i^R) incurriendo en los costos (C_i^R) o de una fuente convencional (q_i^C) incurriendo en los costos (C_i^C). La totalidad de energía inyectada en el nodo i se denomina q_i y es la suma de la generación convencional y renovable en el nodo i .

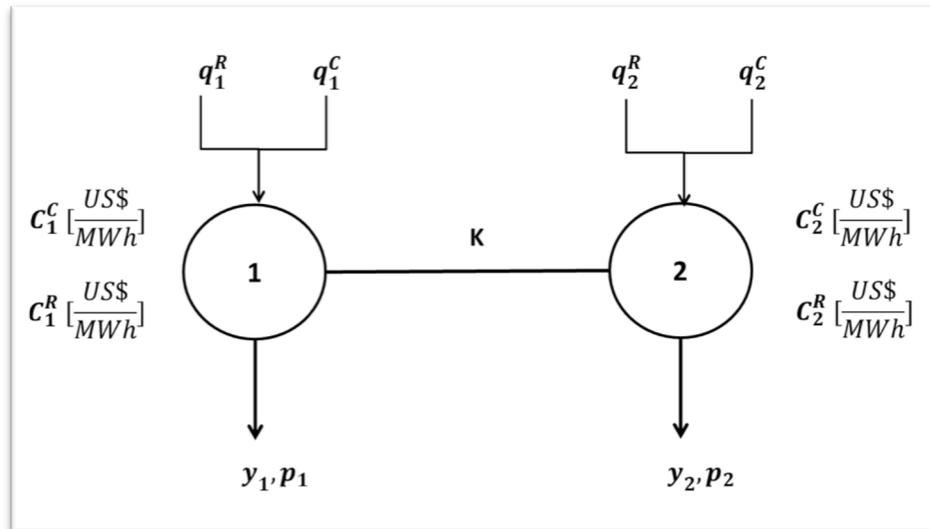


Figura 3-1: Red de Nodos. Fuente: Elaboración propia.

Los precios de cada nodo son calculados a partir de la curva inversa de demanda, de la forma: $p_i = a_i - b_i * y_i$ donde a_i y b_i son constantes positivas y y_i es la demanda satisfecha en el nodo i .

Se asumió para el generador ubicado en el nodo 1 una planta convencional de fuente de **carbón** y una planta renovable de **energía eólica**, sus capacidades de generación son K_1^C, K_1^R respectivamente. Para el generador 2 una planta convencional de **gas natural** y una planta renovable de **energía solar fotovoltaica**, sus capacidades de generación son K_2^C, K_2^R respectivamente.

Se modeló la operación de este sistema como un juego de Cournot de una etapa en los cuales se asume que los generadores son racionales, y actúan maximizando sus beneficios.

El despacho óptimo de la energía eléctrica es determinado por el regulador (ISO por sus siglas en inglés Independent System Operator) quien decide los precios y

el flujo de energía a través de la línea con el objetivo de maximizar el beneficio total bruto. La formulación de este problema es la siguiente:

$$\max a_1 y_1 - \frac{1}{2} b_1 y_1^2 + a_2 y_2 - \frac{1}{2} b_2 y_2^2 \quad (3.1)$$

s.a.

$$y_1 + f = q_1$$

$$y_2 - f = q_2$$

$$|f| \leq K$$

El juego de Cournot es el siguiente: En la primera etapa todos los generadores simultáneamente se comprometen a un nivel de generación por un periodo dado; en la segunda etapa el Regulador (ISO) resuelve el problema del despacho determinando el flujo a través de la línea y las demandas (por ende los precios) que maximizan el beneficio total bruto.

Al ser un juego de dos etapas los generadores son capaces de anticipar los precios de racionalidad individual, por lo que pueden inferir cómo sus acciones afectan la congestión de la línea (Yao, Oren, & Adler, 2008).

Las condiciones de transmisión en el problema del despacho, tienen influencia sobre los generadores en su problema de maximización de los beneficios. Para el generador i , el problema de optimización de sus beneficios sería el siguiente:

$$\max q_i^C (p_i - C_i^C) + q_i^R (p_i - C_i^R) \quad (3.2)$$

s.a

$$0 \leq q_i^C \leq K_i^C$$

$$0 \leq q_i^R \leq K_i^R$$

donde p_i se determina a partir del problema del despacho del Regulador en (3.1). Específicamente p_i es el precio sombra de las restricciones de balance de energía en (3.1).

La función objetivo anterior refleja la situación en la que se encontraría un generador bajo un sistema sin incentivos específicos para las ERNC. En los capítulos siguientes se modificará dependiendo del incentivo de la política a analizar.

Las restricciones escritas anteriormente se refieren a la capacidad de la generación tanto convencional como renovable.

Para formular este problema de dos etapas, se resuelven las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) del problema del Regulador (3.1) las cuales pasan como restricciones al problema del Generador (3.2) el cual al resolverlo entrega la solución óptima para todas las variables tanto de la generación como del despacho. El problema queda de la siguiente manera, para el generador i:

$$\max q_i^C (p_i - C_i^C) + q_i^R (p_i - C_i^R) \quad (3.3)$$

s.a

$$0 \leq q_i^C \leq K_i^C$$

$$0 \leq q_i^R \leq K_i^R$$

$$-a_1 + b_1 y_1 + p_1 = 0$$

$$-a_2 + b_2 y_2 + p_2 = 0$$

$$\mu_1 - \mu_2 + p_1 - p_2 = 0$$

$$f - K \leq 0$$

$$-f - K \leq 0$$

$$\mu_1(f - K) = 0$$

$$\mu_2(-f - K) = 0$$

$$y_1 + f - (q_1^C + q_1^R) = 0$$

$$y_2 - f - (q_2^C + q_2^R) = 0$$

$$\mu_1, \mu_2, p_1, p_2, y_1, y_2 \geq 0$$

$$\forall i, i = 1, 2$$

Cabe volver a mencionar que esta modelación es en el caso de un sistema sin incentivos específicos para las ERNC. Como se verá a continuación el problema del generador (3.3) sufrirá algunos cambios al incorporar los incentivos a la generación de renovables. En algunos casos además se agregarán restricciones por la misma razón.

Para resolver este problema de programación matemática con no linealidades para cada modelación, explicada detalladamente más adelante, se utilizó el software Matlab © versión 7.12.0

3.2. Sistema de tarifas especiales

Como se describió en el Capítulo 2 el sistema de tarifas especiales o sistema de tarifas fijas consiste en el pago de un precio fijo al generador por la generación renovable no convencional. Con esto el generador no queda expuesto a las variaciones de los precios del mercado.

Matemáticamente el problema del generador, primera etapa, se plantea de la siguiente manera:

$$Max [q_i^C (p_i - C_i^C) + q_i^R (P_{FITi} - C_i^R)]$$

s.a

$$0 \leq q_i^C \leq K_i^C$$

$$0 \leq q_i^R \leq K_i^R$$

donde P_{FITi} es el precio fijo en US\$/MWh que se le paga al generador por cada unidad de energía generada a partir de fuentes renovable. Este precio es distinto para cada generador debido a que poseen diferentes tecnologías en las plantas de energía renovable.

3.3. Sistema de pago premium

Como se describió en el Capítulo 2 el sistema de pago premium consiste en el pago al generador de una prima fija adicional al precio de mercado por generar a partir de fuentes renovables no convencionales.

Matemáticamente el problema del generador, primera etapa, se plantea de la siguiente manera:

$$Max [q_i^C (p_i - C_i^C) + q_i^R ((p_i + D_i) - C_i^R)]$$

s.a

$$0 \leq q_i^C \leq K_i^C$$

$$0 \leq q_i^R \leq K_i^R$$

donde D_i es la prima adicional al precio de mercado que se le paga al generador por producir a partir de sus fuentes renovables. Esta prima es distinta para cada generador debido a que poseen diferentes tecnologías en las plantas de energía renovable.

3.4. Sistema de obligación por cuota.

Como se describió en el Capítulo 2 el Sistema de Obligación de Cuota consiste en la fijación de un porcentaje sobre la generación energética total el cual debe satisfacerse a partir de generación renovable. Por lo que no se cumpla de esta cantidad de energía generada, se le cobrará una multa a la generadora.

Como se mencionó en el Capítulo 2 este sistema es el que se aplica actualmente en Chile, por lo que es de sumo interés modelar teóricamente esta política de fomento.

Matemáticamente el problema del generador, primera etapa, se plantea de la siguiente manera:

$$Max [q_i^C (p_i - C_i^C) - C_{Multa} * q_{Multa\ i} + q_i^R (p_i - C_i^R)] \quad (3.4)$$

s.a

$$0 \leq q_i^C \leq K_i^C \quad (3.5)$$

$$0 \leq q_i^R \leq K_i^R \quad (3.6)$$

$$0 \leq q_{Multa\ i} \quad (3.7)$$

$$q_{Multa\ i} = [(q_i^C + q_i^R) * \alpha - q_i^R] * m_i \quad (3.8)$$

$$\alpha * (q_i^C + q_i^R) - q_i^R \leq M * m_i \quad (3.9)$$

$$m_i: \text{binaria} \in [0,1]$$

$$\forall i, i = 1,2$$

En este problema se agregan dos variables adicionales a la situación base.

La variable $q_{Multa\ i}$ corresponde a la cantidad de energía [MWh] que debiendo ser producidos a partir de una fuente renovable fueron producidos a partir de una fuente convencional por el generador i . Es decir, esta cantidad de energía tiene asociada el costo de la multa C_{Multa} [US\$/MWh].

La variable binaria m_i toma el valor 0 si el generador no paga multa, es decir cumple la cuota; y toma el valor 1 en el caso contrario.

El parámetro α establece el porcentaje de cumplimiento de la cuota (Por ejemplo, en el caso de Chile el 2024 un 10%) y el parámetro M es un valor positivo entero muy grande para cumplir las condiciones particulares de este Sistema de Cuotas que mencionaremos a continuación.

Las restricciones correspondientes a las ecuaciones (3.5) y (3.6) son, como se mencionó en el modelo base, restricciones de capacidad comunes a todos los sistemas.

La restricción (3.7) – (3.9) establecen los valores que puede tomar la variable $q_{Multa\ i}$, esta está acotada para valores positivos distintos de cero si $m_i=1$ (El generador i no cumple la cuota y paga multa) y valor cero si $m_i=0$ (El generador i cumple la cuota y no paga la multa)

La restricción (3.8) define la variable $q_{Multa\ i}$ como la cantidad de energía eléctrica producida de una fuente convencional que debió ser producida a partir de una fuente renovable, calculada como la diferencia de lo que exige la multa y lo que se produce realmente a partir de una fuente renovable. La variable m_i nos asegura que $q_{Multa\ i}$ valga cero cuando se cumpla la obligación.

La restricción (3.9) nos asegura que en el caso de que $m_i=0$, es decir el generador cumpla la obligación, la energía generada a partir de fuentes renovables q_i^R sea mayor o igual a lo exigido por la cuota.

El problema del regulador, segunda etapa, se modela de la misma forma que en el caso base (Ecuación (3.1))

4. CASO DE ESTUDIO

Con el fin de estudiar el impacto de las políticas sistema de tarifas especiales, sistema de pago premium y sistema de obligación de cuotas se implementaron los modelos propuestos en una red radial de 2 nodos, donde los datos de los costos fueron obtenidos de la realidad chilena. Adicionalmente se analizarán los resultados de cada una de las políticas modeladas y luego se realizará un análisis comparativo entre ellas.

4.1. Datos

Para que la modelación de los sistemas fuera más cercana a la realidad se tomó cuidado en estimar los parámetros de costos de forma realista. A continuación se mencionarán los valores de cada parámetro del modelo.

a) Costos de la generación de energía renovable y convencional.

Para determinar los costos de las distintas fuentes se tomó como referencia la información del Ministerio de Energía de Chile para los costos medios (en la literatura como *Levelised Cost of Energy* abreviado como LCOE), los cuales ponderan el costo de la inversión, operación y mantenimiento de la energía producida, esto ajustado temporalmente con una tasa de descuento de un 10%.

Los costos son los siguientes (Ministerio de Energía, 2012).

- Costo de generación a partir de fuentes de carbón (C_1^C): 91 US\$/MWh
- Costo de generación a partir de fuentes de gas natural (C_2^C): 117 US\$/MWh
- Costo de generación a partir de fuente eólica (C_1^R): 122 US\$/MWh
- Costo de generación a partir de fuente solar fotovoltaica (C_2^R): 297 US\$/MWh

En la modelación de la operación de los sistemas se utilizarán costos medios y no costos marginales, ya que se busca mostrar los efectos sobre el incentivo al desarrollo de las ERNC, por lo tanto se debe considerar el efecto de la inversión inicial tanto como de la operación de la generadora.

Si el modelo utilizara costos marginales, estos serían muy bajos- incluso cercanos a cero- para las energías renovables, lo que resultaría en una predicción de que conviene sobreinvertir en ERNC. Obviamente esto no es así en la práctica, porque existen barreras de entrada relacionadas con el costo de inversión.

b) Datos de demanda eléctrica.

Se consideró una demanda lineal dada por la ecuación:

$$p_i = a_i - b_i * y_i$$

$$\forall i, i = 1, 2$$

donde y_i corresponde a la demanda en el nodo i .

Los parámetros a_i y b_i fueron obtenidos a partir de la modelación matemática realizada en (Downward, 2010) y son los siguientes

- Demanda Nodo 1: $a_1 = 180$ US\$⁹: y $b_1 = 5/16$ US\$/MWh
- Demanda Nodo 2: $a_2 = 250$ US\$ y $b_2 = 1/2$ US\$/MWh

c) Datos de capacidad de generadores y de la red.

Para describir de mejor manera los sistemas modelados y su impacto se consideró las siguientes capacidades de generación y de transmisión.

⁹ El parámetro a_1 fue modificado de lo propuesto en (Downward, 2010) para lograr una modelación más adecuada al caso chileno.

- Capacidad de la línea de transmisión de la red (K): Se estudiaron dos casos: 200 MW y 100 MW
- Capacidad de generación real para las fuentes convencionales: 250 MW
- Capacidad de generación real para las fuentes renovables: 80 MW (se consideró un factor de planta de 0,32 y una capacidad instalada de 250 MW)

d) Datos particulares para los distintos sistemas modelados.

Para el sistema de tarifas fijas o especiales (FIT) y para el sistema de pago premium los precios serán establecidos por los resultados del modelo fijando la cantidad de generación renovable que se desea incentivar.

Para el sistema de cuotas se estableció, en un principio, el costo de la multa similar a la que se aplica en el caso chileno. Este valor es de 32US\$/MWh.

4.2. Análisis de resultados: Sistema de tarifas especiales.

Para la modelación del sistema de tarifas especiales o de tarifas fijas (FIT, por sus siglas en inglés correspondiente a Feed in Tariff) se consideraron los costos señalados anteriormente y una capacidad de la línea de $K= 200$ MW estando la línea descongestionada con estas condiciones. Modelando este sistema, se obtuvieron los siguientes resultados:

- i. Precio de entrada de las energías renovables.

Se realizó un análisis utilizando un FIT diferenciado por tecnologías, es decir un precio distinto dependiendo de la tecnología a utilizar para generar energía renovable. En el caso de nuestro sistema las tecnologías renovables son energía eólica en el nodo 1 y energía solar en el nodo 2.

Para calcular los niveles de FIT en los cuales los generadores renovables comienzan a producir (precios de entrada) se modeló de la siguiente forma: Se fijó un precio FIT de una tecnología, llamada primera tecnología, y se varió el precio de la otra tecnología, llamada segunda tecnología, para observar el precio que incentiva la entrada de esta última.

Se fija el precio de la energía eólica, como primera tecnología, con un valor bajo sus costos (Costo Eólica: 122 US\$/MWh) lo cual no incentiva la entrada de esta tecnología. Considerando lo anterior se observa que la energía solar, segunda tecnología, comienza a generar cuando el precio fijo para ésta es de 317 US\$/MWh, lo cual es 20US\$/MWh superior al costo de producirla (Costo Solar: 297 US\$/MWh).

Se hizo un análisis similar, pero esta vez cambiando el orden.

Se fija el precio de la energía solar, primera tecnología, bajo sus costos no incentivando esta generación. Se observa que la energía eólica entra a la red a un precio de 167 US\$/MWh, lo cual es 45US\$/MWh superior al costo de producirla.

Se debe destacar que cuando se fomenta el ingreso de una generación renovable, ésta entra a máxima capacidad real es decir a 80 MWh.

A continuación, se fijó el precio de la tecnología incentivada en el valor límite encontrado y se varió el precio de la tecnología no incentivada.

En el caso de la energía eólica, su generación es nula hasta un precio FIT de 162 US\$/ MWh lo cual es 40US\$ más que el costo de producir. Para la energía solar se tiene una generación nula hasta un precio FIT de 311 US\$/MWh lo cual es 14US\$ sobre su costo de producción.

En la siguiente tabla se resume los experimentos realizados.

Tabla 4-1. Precios de entrada de energías renovables con sistema FIT.
Fuente: Elaboración propia.

Primera Tecnología Desincentivada	Segunda Tecnología que es fomentada a entrar al sistema	Precio FIT Primera Tecnología (US\$/MWh)	Precio FIT al cual entra la renovable fomentada (US\$/MWh)
Eólica	Solar	0-162	317
Solar	Eólica	0-311	167

ii. Influencia entre precios.

Se realizó un ejercicio similar al explicado en i), pero esta vez se fija un precio para incentivar ambas tecnologías.

En la sección anterior se presentaron los rangos de precios en los cuales no existe suficiente incentivo para generar energía renovable para cada tecnología, en este caso trabajaremos en el rango en que sí se incentiva la producción logrando fijar una generación a máxima capacidad y buscar valores de precios FIT para fomentar el ingreso de la segunda tecnología renovable.

En el caso de la energía eólica para un rango de precios (FIT1) entre 163 US\$/MWh y 166 US\$/MWh se fomenta la energía solar como segunda tecnología a un precio de 317 US\$/MWh al igual que el caso anterior, sin embargo, ahora funcionando ambas a máxima capacidad.

Para la energía solar esto sucede en el rango de precios (FIT2) entre 312US\$/MWh y 316 US\$/MWh, donde la energía eólica como segunda tecnología entra con un precio de 167 US\$/MWh (igual al caso anterior, sin embargo, funcionando ahora ambas a máxima capacidad).

Es importante destacar que la generación a máxima capacidad se da sólo en el par de precios señalado, específicamente la primera tecnología no es fomentada para valores menores que los señalados para la segunda tecnología debido a que en ese punto comienzan cada una por separado.

En la siguiente tabla se resume lo antes señalado.

Tabla 4-2. Influencia entre precios de energías renovables con sistema FIT.
Fuente: Elaboración propia.

Primera Tecnología Incentivada	Segunda Tecnología que es fomentada a entrar al sistema	Precio FIT Primera Tecnología (US\$/MWh)	Precio FIT al cual entra la Segunda Tecnología (US\$/MWh)
Eólica	Solar	163-166	317
Solar	Eólica	312-316	167

Hasta el momento los precios de entrada que fijan el precio mínimo para que ingrese una segunda tecnología han sido 167US\$/MWh y 317US\$/MWh para energía eólica y solar, respectivamente. Estos no han variado tanto en la situación i) donde la primera tecnología posee generación nula como en la recientemente vista donde a partir de estos precios se comienza a generar con ambas tecnologías. Interesa saber qué sucede cuando la primera tecnología fija el mismo precio que incentiva su producción como segunda tecnología (precio variable). En este caso, se desea saber que sucede cuando el precio FIT de la energía eólica se fija en 167US\$/MWh y, por otra parte, el precio FIT de la energía solar se fija en 317 US\$/MWh.

Al fijar un precio FIT de 167 US\$/MWh para la energía eólica, ésta produce a máxima capacidad (80 MWh) independiente del valor de la segunda tecnología y

la energía solar se incentiva a un precio de 312 US\$/MWh, valor 5 dólares menor que en el caso en que la energía eólica no está incentivada.

Fijando la energía solar en un precio FIT de 317 US\$/MWh, ésta produce a máxima capacidad (80 MWh) independiente del valor de la segunda tecnología y la energía eólica se incentiva con un precio FIT de 163 US\$/MWh, valor 4 dólares menor que en el caso en que la energía solar no está incentivada.

Esto nos muestra una situación en que el precio FIT de una tecnología puede influir en el precio de entrada de la otra tecnología. Específicamente, en este caso el fijar un incentivo (precio) específico para una tecnología puede bajar el incentivo que se le debe ofrecer a una segunda tecnología para que entre a la red. Esta interrelación constituye un resultado que no es evidente y que sugiere que las interrelaciones entre generadores en el despacho óptimo deben ser cuidadosamente estudiadas antes de implementar un sistema FIT en una red real.

Las situaciones modeladas en i) y ii) se sintetizan en al siguiente figura.

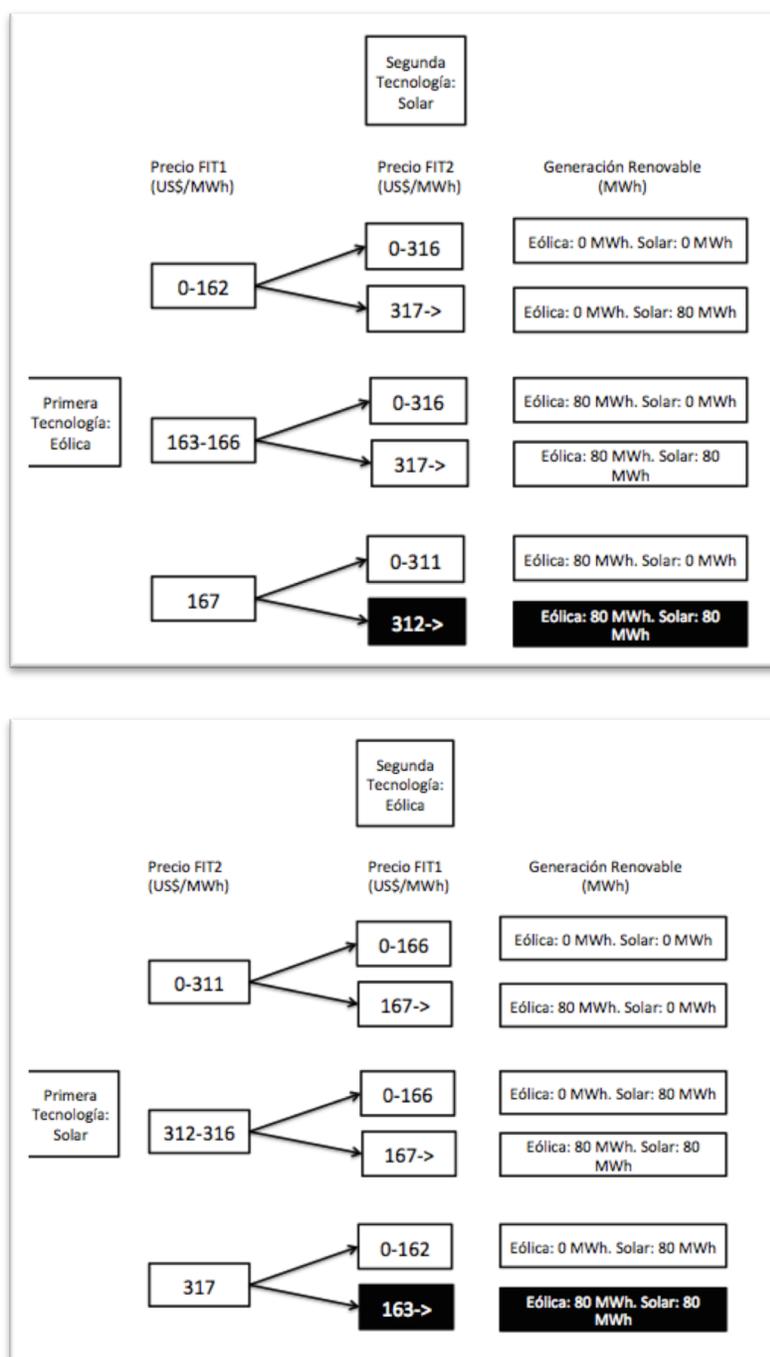


Figura 4-1: Resultados FIT. Fuente: Elaboración propia.

4.3. Análisis de resultados: Sistema de pago premium.

Para la modelación del sistema de pago premium se consideraron los costos señalados anteriormente y una capacidad de la red de $K=200$ MW, estando la red descongestionada con estas condiciones. Modelando este sistema, se obtuvieron los siguientes resultados:

Se diferenció el pago premium dependiendo de la tecnología utilizada para la generación renovable. Similar a la modelación del sistema FIT, se consideró una primera tecnología con un valor fijo y una segunda tecnología a la cual se le varía el valor premium para ingresarla a la red a posteriori.

En el caso en que la energía eólica se considera como primera tecnología, se observan tres rangos relevantes de valores de pago premium. Para valores de pago premium, para la energía eólica, entre 0 US\$/MWh y 30 US\$/MWh existe una nula generación debido a que no hay suficiente incentivo para entrar a la red.

Para un valor premium de 31 US\$/MWh para la energía eólica esta genera 43,95 MWh lo que corresponde a un 54,94 % de la capacidad total. Para valores superiores la energía eólica genera a máxima capacidad (80MWh). Para todos estos rangos de valores del pago premium de la primera tecnología, eólica, al variar el pago premium de la segunda tecnología, solar, se observa que para un valor de 180US\$/MWh se incentiva la incorporación de esta tecnología con una generación de 55,40 MWh (un 69,25% de la capacidad total real) y para valores mayores que este, se genera energía solar a máxima capacidad, es decir 80MWh.

Cuando se fija el pago premium de la energía solar, primera tecnología, los valores se mantienen igual. Es decir, para valores menores de 181 US\$/MWh no existe generación solar, para 181US\$/MWh se genera 55,40MWh y para valores de pago mayores que este se genera a máxima capacidad. En todos estos rangos al variar el pago de la energía eólica, la generación posee un similar comportamiento. Para

pagos bajo 31 US\$/MWh no existe generación, para 31US\$/MWh se genera 43,95 MWh y sobre este valor se genera a total capacidad.

A continuación una grafica que resume lo antes señalado:

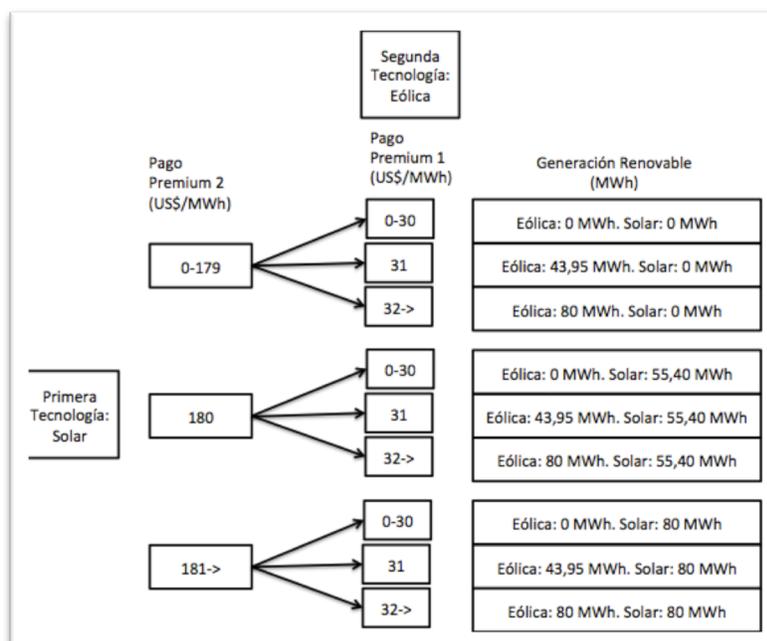
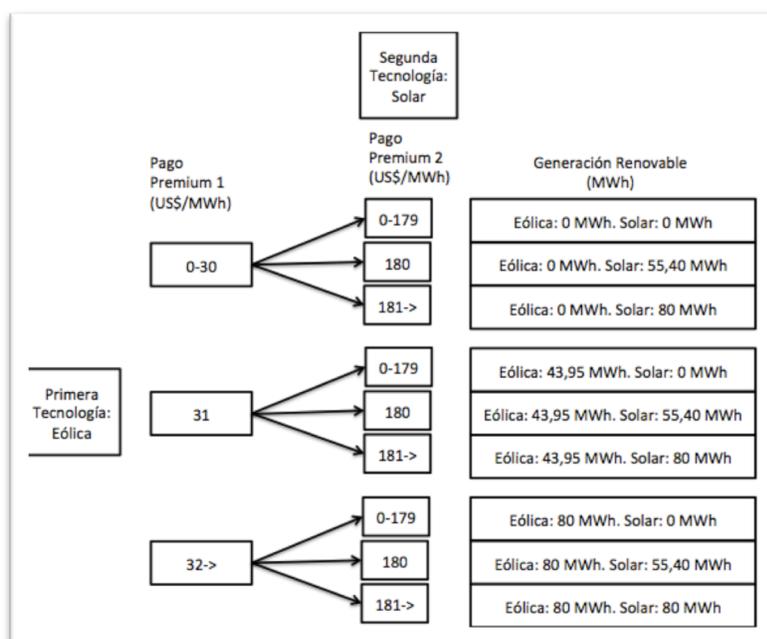


Figura 4-2: Resultados pago premium. Fuente: Elaboración propia.

A diferencia del sistema FIT, en el sistema de pago premium no existe influencia entre los pagos premium. Esto se puede explicar debido a que el mercado se ajusta a los pagos premium, siendo éste el que los regula dependiendo de las variables que se consideran en la modelación. En el caso del sistema FIT estos precios son fijos por lo tanto no existe participación del mercado en regularlos y, por lo tanto, puede existir influencia de uno sobre otros.

4.4. Análisis de resultados: Sistema de obligación por cuota.

Para la modelación del Sistema de Cuotas, como se mencionó anteriormente, se consideró en un principio un costo de multa de US\$32/MWh. Esta multa se aplica sobre la energía eléctrica que no cumple la obligación.

La capacidad de la línea de transmisión tiene un rol importante en la modelación del sistema eléctrico. Por esto se separó los análisis en dos uno cuando la línea está congestionada y otro cuando no lo está.

La congestión de la línea produce una renta de congestión por lo que los precios en cada nodo son distintos.

Con estas observaciones, al modelar el Sistema de Obligación de Cuota se obtienen los siguientes resultados:

- a) Variación de la generación renovable dependiendo del cambio del valor de la multa.
 - i. Caso línea no congestionada ($K=200$ MW) con obligación de un 10%.

Al aumentar el nivel de la multa existe mayor incentivo a producir energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Esto se aprecia en la siguiente imagen donde se observa que a partir de un valor de multa de 31 US\$/MWh se comienza a producir generación renovable. Esta tiene un comportamiento creciente hasta estabilizarse en una producción máxima de 32 MWh.

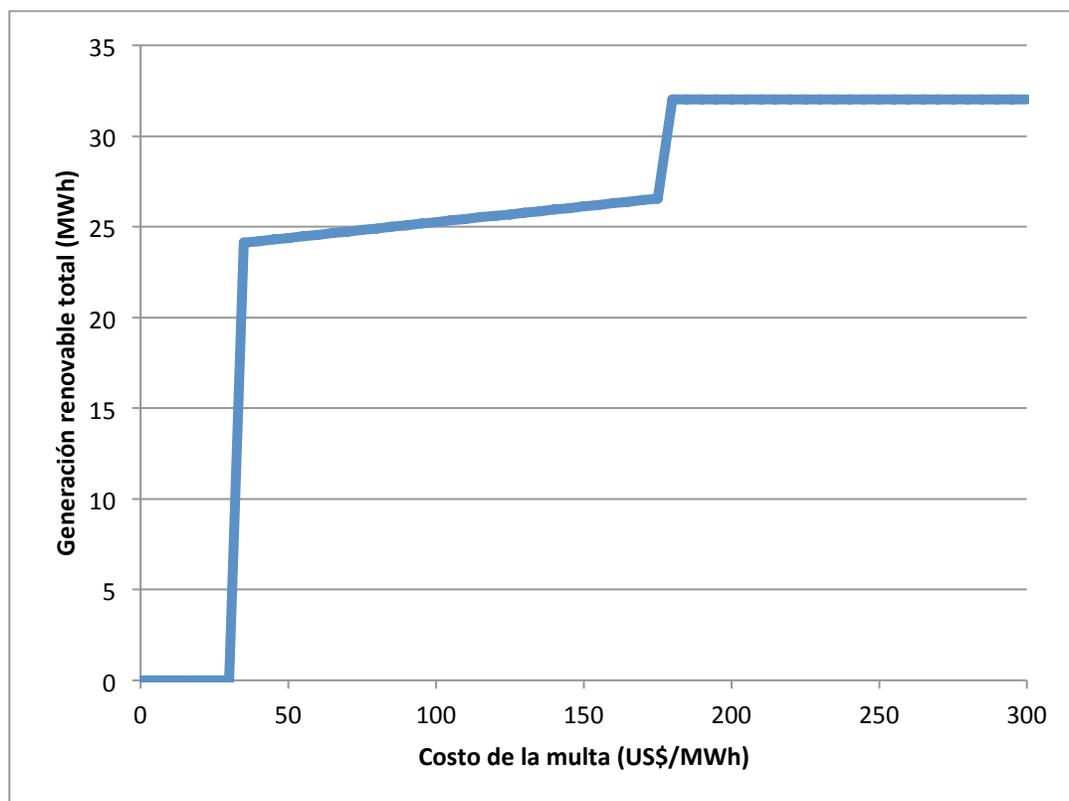


Figura 4-3: Generación renovable total en una línea de K=200 con obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

Los generadores contribuyen a esta generación de diferentes maneras, lo cual se ve reflejado en el cambio de la tendencia de la curva en el gráfico anterior.

A continuación se grafica los distintos aportes de ambos generadores, la generación renovable total (Figura 4-3) está incluida en el gráfico siguiente:

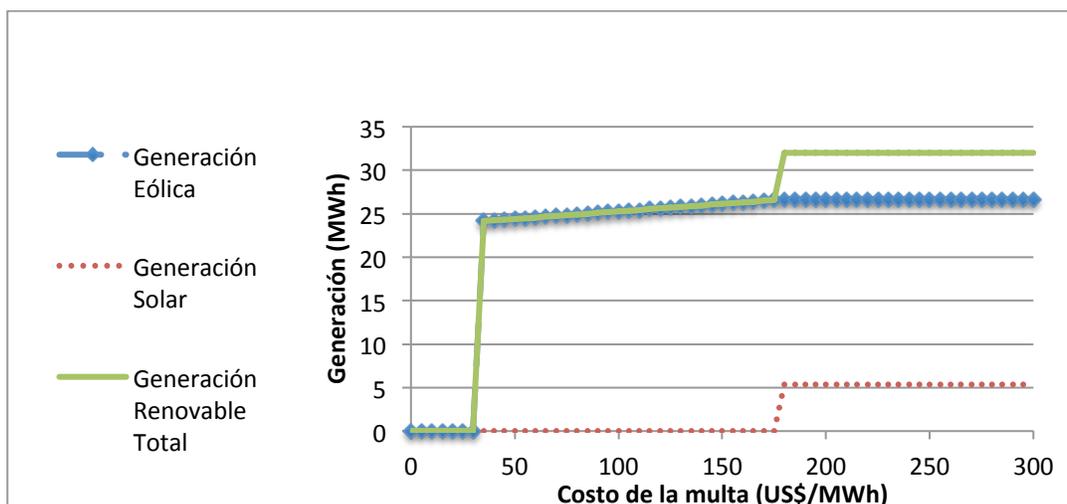


Figura 4-4: Contribución generación renovable en una línea de K=200 con obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

El cambio de tendencia se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4-3. Generaciones según costo de multa para una línea de K=200MW y obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

Costo de la multa (US\$/MWh)	Generación Renovable Total (MWh)	Generación Eólica (MWh)	Generación Solar (MWh)
0-30	0	0	0
31-179	Creciente desde 24,1 hasta 26,6	Creciente desde 24,1 hasta 26,6	0
180 en adelante	32	26,6	5,4

Se observa el siguiente comportamiento: El generador 1 (ubicado en el nodo 1) comienza a producir energía eléctrica a partir de fuentes convencionales (carbón)

debido a que es mas barato que producir a partir de energía renovable (eólica). Sin embargo, a medida que la multa por no cumplir la obligación aumenta, esto encarece el costo de producir convencional. Considerando esto al generador le conviene producir convencional hasta que el costo de producirla (incluyendo la multa) sea mayor que producir a partir de renovable. Esta situación se da cuando los costos de la energía convencional más la multa iguala los costos de la energía renovable quedando el generador 1 indiferente a pagar la multa y producir convencional o producir a partir de renovables.

Dado que los costos del generador 1 son $C_1^C = 91 \frac{US\$}{MWh}$ y $C_1^R = 122 \frac{US\$}{MWh}$, el punto en el que se igualan $C_1^C + C_M = C_1^R$ es en un Costo de Multa de: $C_M = 31 \text{ US\$/MWh}$

Desde este valor en adelante, al generador le conviene producir a partir de sus plantas renovables. Esto se aprecia con detalle en la Figura 4-4.

La inclusión de la energía renovable del generador 1 se comporta de forma creciente comenzando con 24,1 MWh hasta mantenerse constante en 26,6 MWh.

Esto sucede entre un costo de multa de 31 US\$/MWh y 179 US\$/MWh. Esta estabilidad en las generaciones no tiene relación con una congestión de la línea, la cual mantiene un flujo fijo de $K=155,5$ MWh siendo su capacidad máxima 200MWh, sino que en las interrelaciones entre ambos nodos que estabilizan las generaciones en valores fijos que son los óptimos a producir ante las condiciones del mercado.

Luego de esto, para un valor de la multa de 180 US\$/MWh, se incorpora la energía renovable del generador 2 (solar) debido a que se ha encarecido el costo de la multa a tal nivel que conviene producir a partir de la planta de energía solar.

Similar al caso de la incorporación de energía renovable por parte del generador del nodo 1, el análisis económico es el siguiente:

Dado que los costos del generador 2 son $C_2^C = 117 \frac{US\$}{MWh}$ y $C_2^R = 297 \frac{US\$}{MWh}$, el punto en el que se igualan $C_2^C + C_M = C_2^R$ es en un Costo de Multa de: $C_M = 180 US\$/MWh$

Desde este valor en adelante, ambos generadores tienen suficiente incentivo para producir desde sus plantas de energía renovable.

El despacho óptimo la red en esta situación se refleja en la siguiente figura:

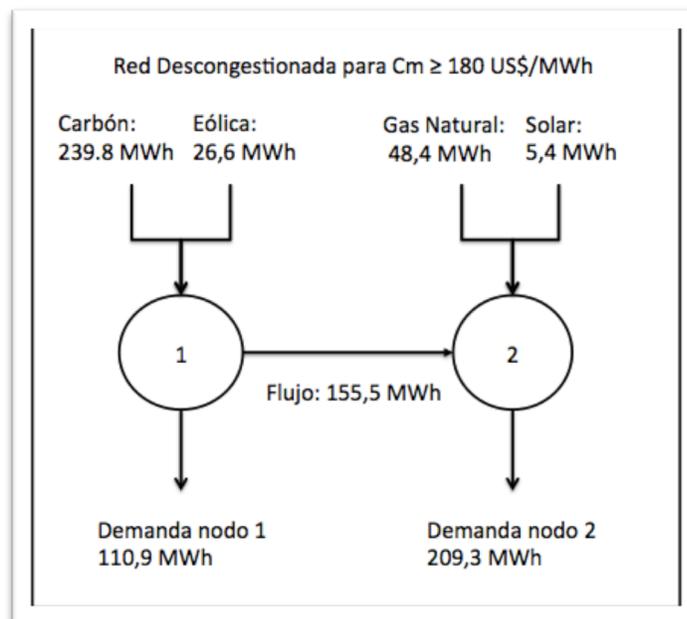


Figura 4-5: Despacho óptimo de la red descongestionada con capacidad de $K=200$, multa sobre $180US\$/MWh$ y obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

- ii. Caso línea congestionada ($K=100MW$) con obligación de un 10%.

A continuación se mostrará una situación distinta donde la línea de transmisión esta congestionada desde un principio.

En el gráfico que se muestra a continuación se ve la variación de la generación total renovable del sistema al cambiar el valor de la multa en una red congestionada.

Al igual que el caso descongestionado al aumentar el nivel de la multa existe mayor incentivo a producir energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Esto se aprecia en la siguiente imagen donde se observa que a partir de un valor de multa de 31 US\$/MWh se comenzó a producir generación renovable, mismo valor que para el caso de la red descongestionada. Esta tiene un comportamiento creciente por etapas hasta estabilizarse en una producción máxima de 25,2 MWh, valor menor al máximo alcanzado cuando no existe congestión en la red.

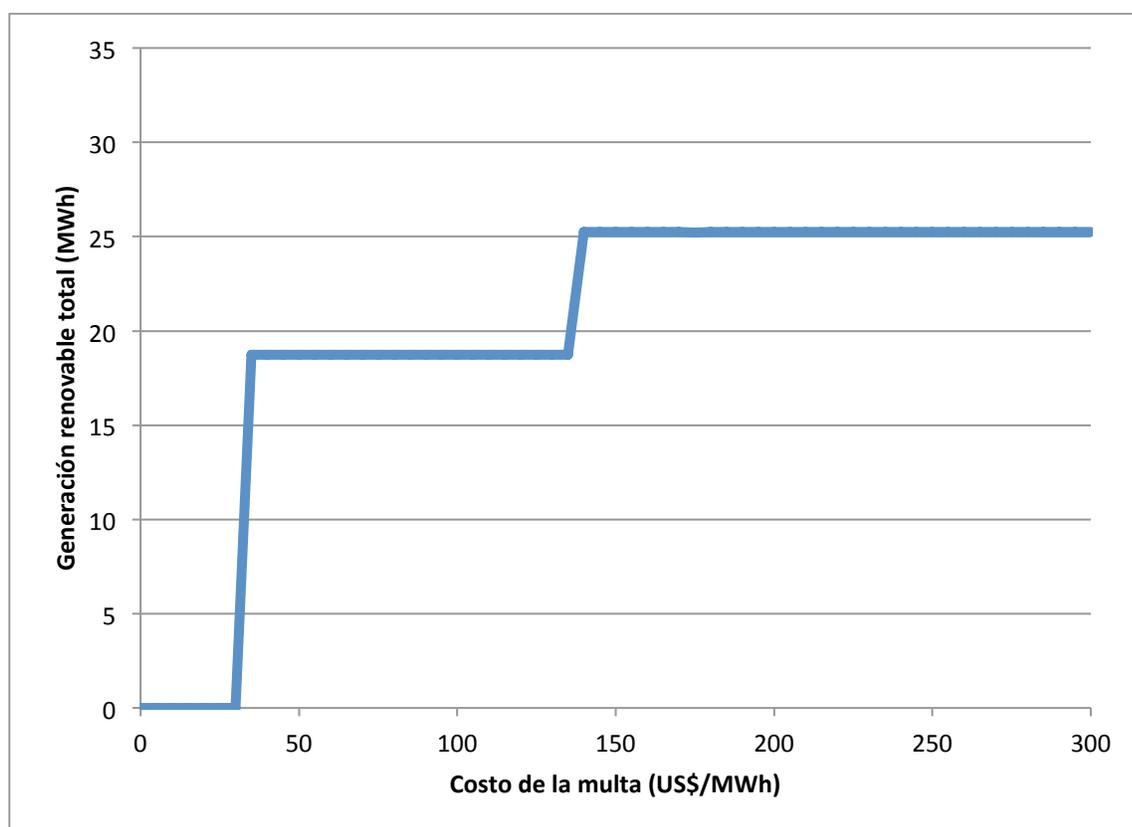


Figura 4-6: Generación renovable total en una línea de K=100 con obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

Ambas generadoras aportan de distinta forma a la producción de energía renovable en el sistema. En el siguiente gráfico se puede apreciar la contribución de cada generadora.

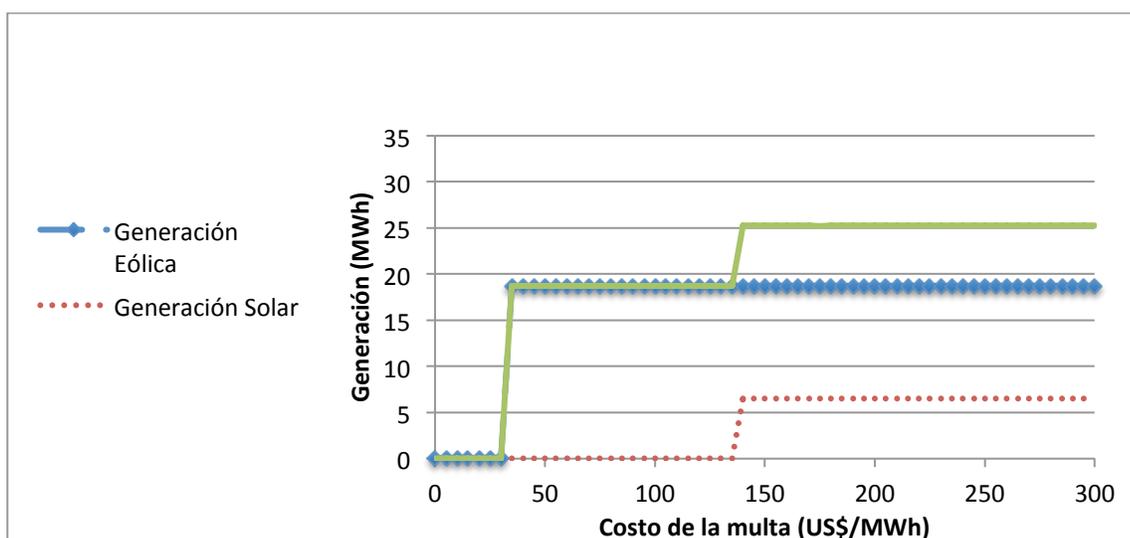


Figura 4-7: Contribución generación renovable en una línea de K=100 con obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico anterior se pueden apreciar tres niveles de generación, con valores discretos que forman un gráfico de tres escalones.

El cambio de tendencia se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4-4. Generaciones según costo de multa para una línea de K=100MW y obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

Costo de la multa (US\$/MWh)	Generación Renovable Total (MWh)	Generación Eólica (MWh)	Generación Solar (MWh)
0-30	0	0	0
31-179	18,7	18,7	0
180 en adelante	25,2	18,7	6,5

El generador 1 comienza a producir energía eléctrica a partir de fuentes convencionales (carbón) debido a que es más barato que producir a partir de energía renovable, sin embargo la multa por no cumplir la obligación aumenta el costo de producir convencional. Considerando esto, al generador le conviene producir convencional hasta que el costo de producirla (incluyendo la multa) sea mayor que a producir a partir de renovable.

Como se explicó en el caso i), la incorporación de energía renovable eólica se da cuando se llega a un Costo de Multa de: $C_M = 31 \text{ US\$/MWh}$.

En este punto el generador 1 es indiferente a pagar la multa y producir convencional o producir a partir de renovables, al aumentar un centavo la multa le conviene producir a partir de fuentes renovables, es decir energía eólica.

El segundo “salto” tiene relación con el comportamiento del Generador 2.

Dado que los costos del G2 son $C_2^C = 117 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$ y $C_2^R = 297 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$, el punto en el que se igualan $C_2^C + C_M = C_2^R$ es en un Costo de Multa de: $C_M = 180 \text{ US\$/MWh}$

Desde este valor en adelante, a ambos generadores les conviene producir a partir de sus plantas renovables.

Esta situación se aprecia en el diagrama de red que se encuentra a continuación en la Figura 4-8.

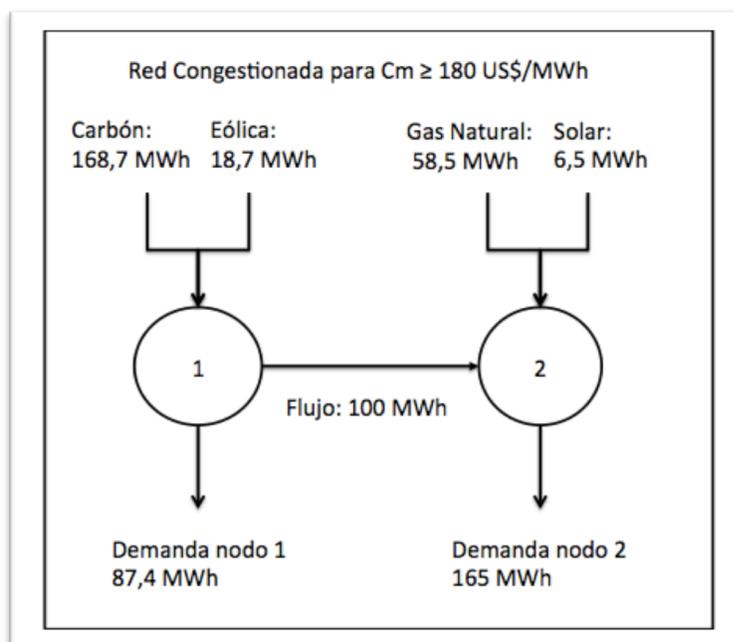


Figura 4-8: Despacho óptimo de la red descongestionada con capacidad de $K=100$, multa sobre 180US\$/MWh y obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

iii. Efecto de la congestión en la red del sistema.

Al variar el valor de la multa del Sistema de Cuotas la congestión de la línea de transmisión entre los nodos produce un efecto sobre la generación total de generación renovable en el sistema y sus precios.

En el caso en que la línea se encuentra descongestionada la máxima generación total renovable, que se da con valores de la multa a partir de 180 US\$/MWh, es de 32 MWh. En la misma situación para el caso de la línea congestionada, la generación máxima renovable es de 25,2 MWh.

El detalle de la contribución de ambos generadores al total de energía renovable se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4-5. Generaciones según estado de la línea de transmisión y obligación del 10%. Fuente: Elaboración propia.

Estado de la línea de transmisión	Generación Renovable Total Máxima (MWh)	Generación Eólica Máxima (MWh)	Generación Solar Máxima (MWh)
Descongestionada	32,0	26,6	5,4
Congestionada	25,2	18,7	6,5

Como se aprecia en la tabla, la máxima generación renovable es mayor en un sistema sin congestión. En nuestro modelo la diferencia es 6,8 MWh lo cual es un incremento de 30% aproximadamente con respecto al caso congestionado.

Además se puede ver que el aumento de la generación total renovable es principalmente por el aumento de la energía eólica, la que se encuentra en el nodo 1, no por la energía solar, la que disminuye, que se encuentra en el nodo 2. Esto se explica porque al estar la línea libre de congestión se aumenta el envío desde el nodo 1 hasta el nodo 2 debido a que en el primer nodo los costos son menores.

Tomando en cuenta lo antes señalado, podemos analizar los precios finales que paga el consumidor por la energía en ambos casos (con o sin congestión).

En la siguiente tabla se detalla el efecto sobre los precios de la congestión de la red.

Tabla 4-6. Detalle de precios según estado de la línea de transmisión y variando el valor de la multa con obligación de un 10%. Fuente: Elaboración propia.

Nodo	Red Descongestionada		Red Congestionada	
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 1	Nodo 2
Mínimo precio alcanzado (US\$/MWh)	138,3	138,3	151,1	158,5
Máximo precio alcanzado (US\$/MWh)	145,3	145,3	152,7	167,5
Promedio precio (US\$/MWh)	143,5	143,5	152,5	163,1

Cuando existe congestión en la red los precios en cada nodo son mayores que los que se obtienen sin congestión tanto en su valor mínimo, máximo y promedio. Es decir, los consumidores pagan más cuando existe congestión debido una renta asociada a la congestión.

Entonces, como era de esperar, se puede concluir que la congestión en la red disminuye la máxima generación total renovable en el ejercicio de ir variando la multa además de aumentar los precios que pagan los consumidores por la energía en cada nodo en comparación a una línea sin congestión.

Esto nos muestra que el fomento a las ERNC no sólo depende de la política de fomento que exista sino también de la infraestructura del sistema en el que se aplique.

- b) Variación de la generación renovable dependiendo del cambio del valor de la obligación

Otro análisis interesante de hacer es ver que sucede al cambiar el porcentaje de la obligación de la cuota y observar el comportamiento del sistema. Para esto dejaremos fijo el Costo de la Multa en US\$32, valor similar al costo utilizado en nuestro país según la Ley 20.257.

De manera similar al análisis anterior, se distinguen dos casos el caso en que la línea no está congestionada al principio y la que está congestionada desde el inicio.

i. Caso línea no congestionada ($K=200$ MW)

En el gráfico presentado a continuación se muestra como va aumentando la generación total de energía renovable del sistema a medida de que se exige mayor obligación de cuota en una red descongestionada hasta que llega a la máxima capacidad dado el nivel de multa antes señalado. Además se incorpora un eje secundario Y, donde se indica cuanto cumplimiento efectivo hubo bajo la obligación en el sistema completo. En este caso, el cumplimiento fue levemente creciente desde un 69% para una obligación de un 5% hasta un 72% para la obligación de un 35%, luego de este porcentaje de obligación se llega a la máxima capacidad de generación renovable para el nivel de multa (32 US\$/MWh) la cual es de 80MWh que corresponde a la capacidad de generación a partir de energía eólica (debido a que solo el generador 1 posee los suficientes incentivos para generar renovables). Para niveles de obligación mayores a 35% se llega a la máxima capacidad de generación renovable lo que produce que el cumplimiento sea decreciente debido a que cada vez se exige mas obligación y la producción de renovable se encuentra "estancada" producto de que se ha llegado a la máxima generación posible a este nivel de multa. Para una obligación de un 100% de renovables, el cumplimiento es de un 33% siendo el mínimo valor para un costo de multa de 32US\$/MWh.

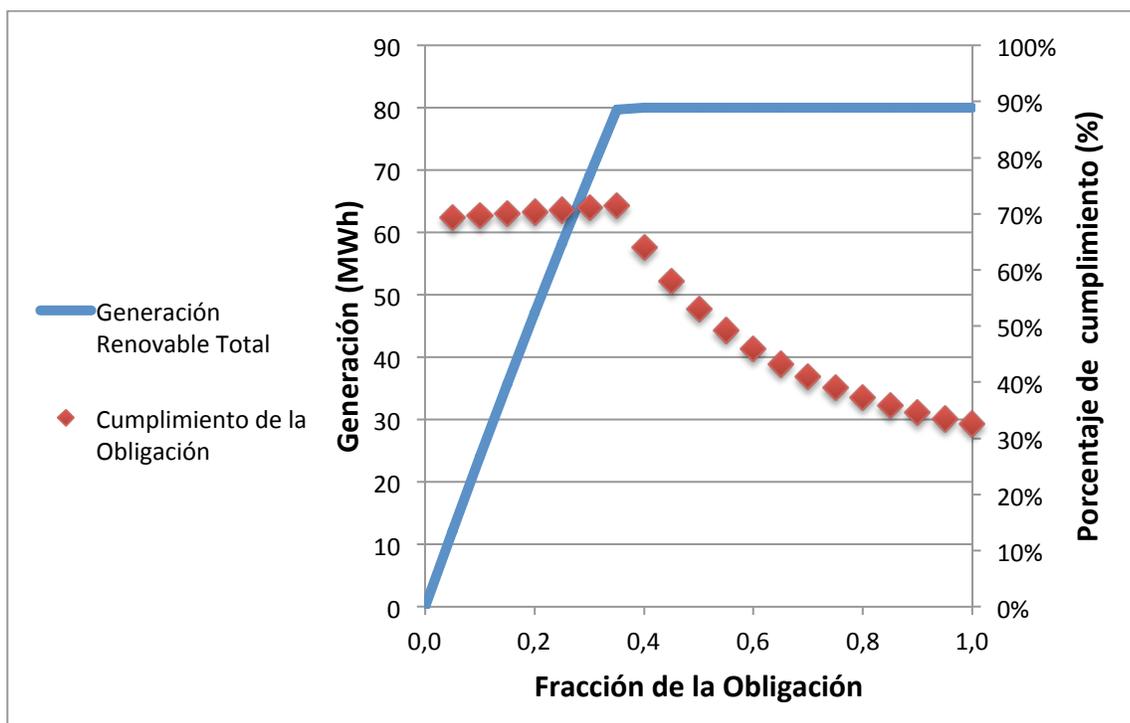


Figura 4-9: Generación y cumplimiento de la obligación con una línea de capacidad $K=200$ al variar la obligación de la cuota. Fuente: Elaboración propia.

Al variar la obligación del Sistema de Cuota se puede analizar además las tendencias de los otros generadores y de la demanda total del sistema.

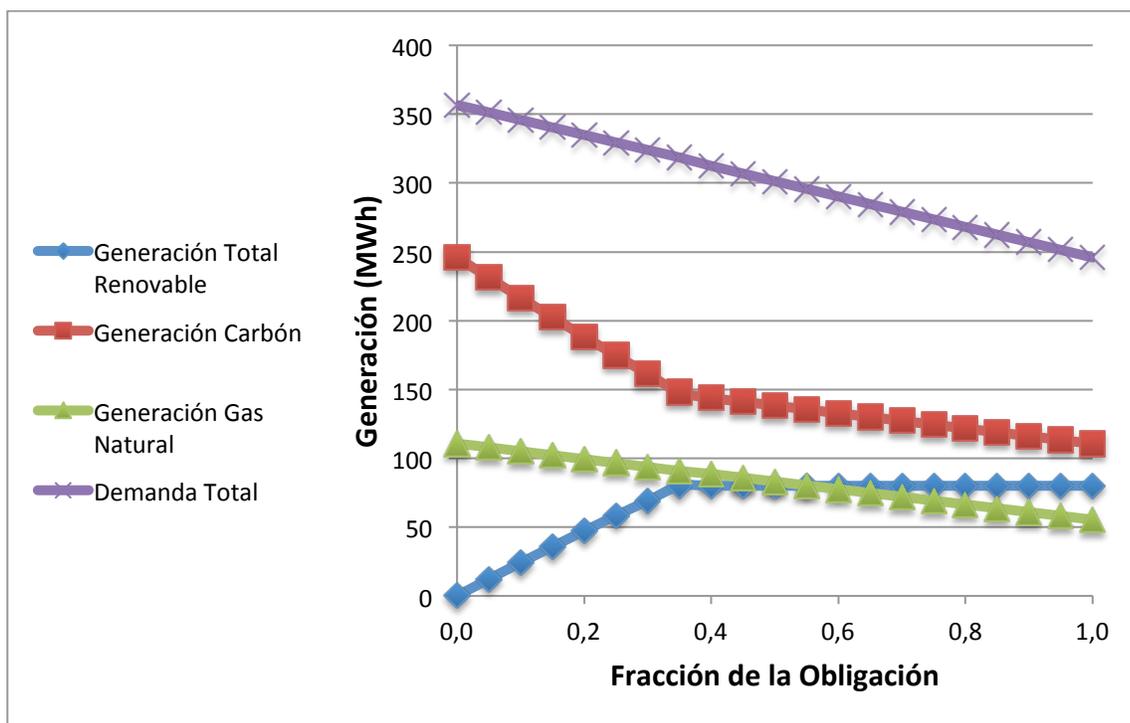


Figura 4-10: Generación y demanda con una línea de capacidad $K=200$ al variar la obligación de la cuota. Fuente: Elaboración propia.

Este último gráfico nos muestra que al aumentar la obligación se desincentiva la generación a partir de fuentes convencionales (Carbón y Gas Natural).

Para la generación a partir del carbón, se observa una pendiente decreciente mayor en una primera etapa que coincide con la generación creciente de energía renovable total. Esto sucede debido a que la generación renovable total sólo depende de la generación a partir de energía eólica la cual está en el mismo nodo de la red que la de carbón. Luego de que la energía eólica (en este caso, la generación renovable total del sistema) llega a su máxima capacidad de generación, ésta se mantiene constante. Luego de este punto el decrecimiento de la generación de energía proveniente del carbón posee una pendiente menor, la cual está relacionada con la disminución de la demanda total del sistema, dado por la sensibilidad al precio de los consumidores en un mercado oligopólico.

La generación proveniente de gas natural es la única inyectada en el nodo 2, esta posee un comportamiento decreciente relacionado con la baja de la demanda total y la disminución de la generación desde el nodo 1.

Tanto las generaciones como la demanda están relacionadas entre si. Al ser modeladas como un Juego de Cournot, donde ambos agentes (generadores y regulador) poseen información completa y racionalidad, se observa que los agentes deciden considerando la decisión del otro quien a su vez hace lo mismo.

Este comportamiento de los generadores y demanda total es similar al mostrado en (Fischer, 2010).

ii. Caso línea congestionada ($K=100\text{MW}$)

En el caso en que la línea de transmisión está congestionada desde un comienzo, la generación de energía renovable se comporta de forma similar, el cumplimiento de la obligación es creciente desde un 70% con una obligación de un 5% hasta un 71% para una obligación de un 45%. Luego de este porcentaje de cumplimiento la generación total renovable llega a su generación máxima constante en 80 MWh la cual tiene relación, al igual que el caso anterior, a la generación a total capacidad de la planta de energía eólica ubicada en el nodo 1. Para una obligación de un 100% de renovables, el cumplimiento es de un 41,6% siendo el mínimo valor para un costo de multa de 32US\$/MWh.

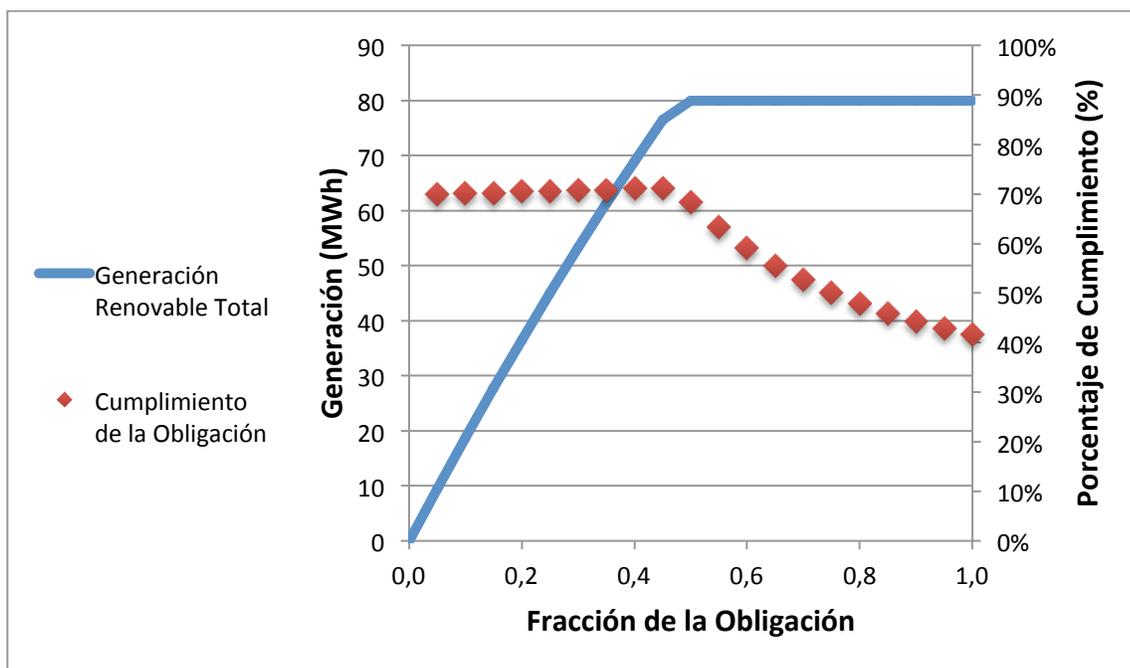


Figura 4-11: Generación y cumplimiento de la obligación con una línea de capacidad $K=100$ al variar la obligación de la cuota. Fuente: Elaboración propia.

Se realizó un similar análisis incluyendo el comportamiento de la demanda y de las energías convencionales en esta situación que se refleja en la siguiente imagen:

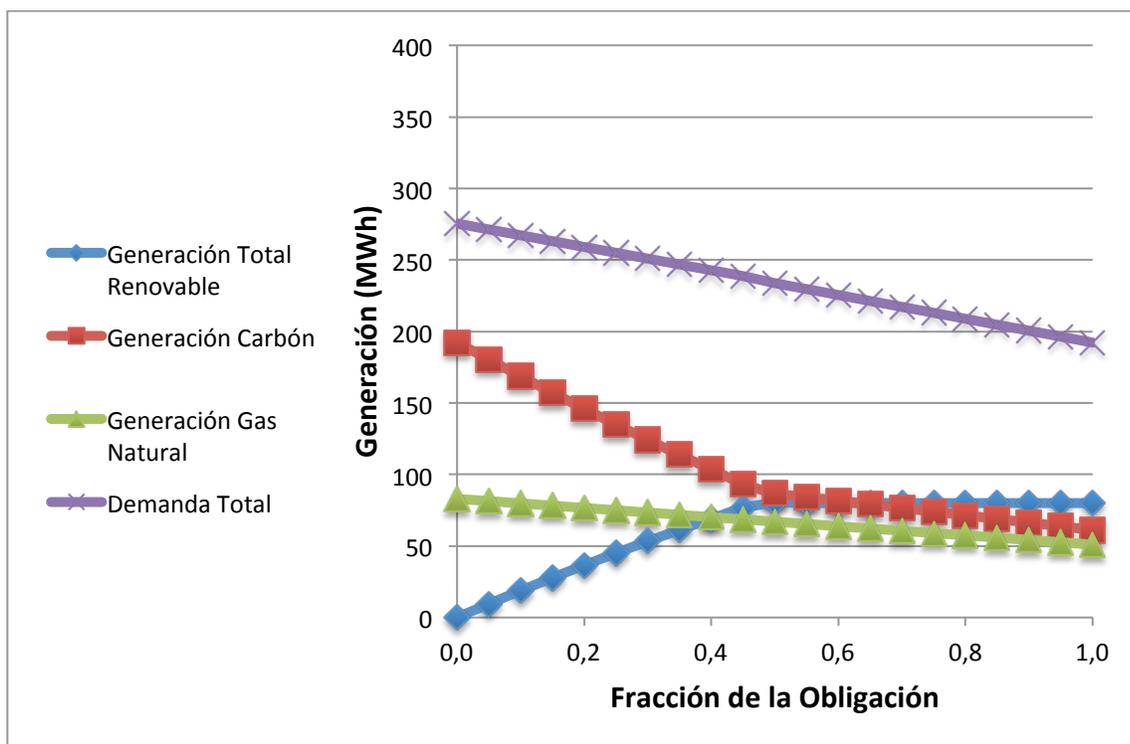


Figura 4-12: Generación y demanda con una línea de capacidad $K=100$ al variar la obligación de la cuota con una multa de 32US\$/MWh. Fuente: Elaboración propia.

Las tendencias son similares al caso de la red descongestionada observándose un cambio en la pendiente decreciente del carbón la cual disminuye su pendiente luego de que la generación renovable llega a su máximo.

Cabe destacar que, para una obligación del 100% de renovables, el porcentaje de cumplimiento es mayor en este caso que cuando la línea está descongestionada debido a que la demanda total es menor en este caso.

iii. Efecto de la congestión en la red del sistema

En el caso en que variamos la obligación dejando constante el valor de la multa podemos comparar la Figura 4-10 con la 4-21 observando que la demanda máxima

cuando la línea esta congestionada no sobrepasa los 280 MWh a diferencia del caso de la línea descongestionada donde alcanza una demanda cubierta de casi 360 MWh. Este comportamiento no solo se da en la demanda máxima (nula obligación de generación renovable) sino a lo largo de la variación de la obligación. Al existir menor demanda existe mayor generación por lo que las generaciones convencionales poseen una máxima generación menor en el caso de la línea congestionada comparado con la línea descongestionada. El carbón posee una generación máxima de 246 MWh llegando a una generación mínima de 110,5 MWh en el caso descongestionado. Para una red congestionada tales valores son 192,4 MWh y 61,2 MWh respectivamente.

Al ir variando el porcentaje de obligación del sistema de cuota dejando fijo el valor de la multa, la generación proveniente de carbón disminuyó 135,5 MWh cuando la red está descongestionada y 131,2 MWh cuando la red se encuentra congestionada.

Para el caso del gas natural, éste se encuentra en el nodo 2 y, al no producirse generación renovable, es el único responsable de inyectar energía eléctrica en este nodo.

En el caso de una red descongestionada la máxima generación de gas natural inyectada es de 110,8 MWh cuando no existe una obligación de generar renovable llegando a 55,3 MWh en el caso en que se exige que la totalidad de la energía provenga de fuentes renovables. En este caso, para satisfacer la demanda el nodo 2 puede recibir generación desde el nodo 1 tanto como se necesite para lograr el equilibrio económico; además de que los precios en cada nodo son iguales debido a la inexistencia de una renta de congestión. Los valores máximo y mínimos de la generación a partir de gas natural en el caso en que la línea se encuentra congestionada es de 83 MWh y 51 MWh.

Al ir variando el porcentaje de obligación del sistema de cuota, la generación proveniente del gas natural disminuyó 55,5 MWh cuando la red está descongestionada y 32 MWh cuando la red se encuentra congestionada.

Con respecto a la generación renovable en el caso de la red descongestionada esta alcanza la máxima capacidad con una obligación de un 40%, el mismo nivel se logra en una línea congestionada con una obligación de 50%. Es decir, debemos exigir un mayor cumplimiento cuando la red está congestionada para lograr igual nivel de generación renovable.

Los precios de la energía eléctrica también sufren variación con el efecto de la congestión. En el caso cuando la red esta descongestionada los precios en ambos nodos son iguales debido a que el envío entre nodos no está limitado, lo cual no sucede cuando la línea sufre congestión siendo limitado el flujo por la capacidad de la línea.

Según los ejemplos mostrados anteriormente para una red descongestionada y congestionada los precios son los siguientes:

Tabla 4-7. Detalle de precios según estado de la línea de transmisión y variando el valor de la obligación con multa de 32US\$/MWh. Fuente: Elaboración propia.

Nodo	Red Descongestionada		Red Congestionada	
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 1	Nodo 2
Mínimo precio alcanzado (US\$/MWh)	138,3	138,3	151,1	158,5
Máximo precio alcanzado (US\$/MWh)	159,6	159,6	167,1	174,5
Promedio precio (US\$/MWh)	149	149	159,1	166,5

Para el caso en que la línea se encuentra congestionada, los precios en cada nodo son mayores que los que se obtienen sin congestión tanto en su valor mínimo,

máximo y promedio. Es decir, tal como se mencionó anteriormente, los consumidores pagan más cuando existe congestión.

Como era de esperar, la congestión de la línea afecta en el porcentaje de la obligación que debemos exigir para llegar a la máxima generación renovable (la cual es mayor cuando existe congestión) en la disminución de las energías convencionales (las cuales son menores en el caso congestionado que cuando no existe congestión) y en el valor de los precios (que son más altos que en caso descongestionado).

- c) Variación de las tendencias de las generaciones y demandas debido al cambio del costo de la multa asociada a la obligación.

Se estudiará ahora el comportamiento de las tendencias de las generaciones y demanda, pero esta vez cambiando el costo de la multa. Se realizará un análisis similar al efectuado en b) pero esta vez con un nivel de multa tal que se incentive la generación renovable en el nodo 2 (energía solar) lo cual no se logró con una multa de US\$32/MWh para cualquier porcentaje de obligación entre 0% y 100%.

Para graficar esta situación se consideró una red descongestionada y una multa de 250US\$/MWh. Este valor se aleja bastante del valor actual de la multa en Chile; sin embargo fue seleccionado con el fin de mostrar un comportamiento específico del sistema en donde se puede llegar a incentivar, por medio de una multa y un porcentaje de obligación, la generación de energía eléctrica de una fuente más costosa como es, en este ejemplo, la energía solar en el nodo 2.

A continuación se encuentra un gráfico análogo a la figura 4-9, pero con el costo de multa antes mencionado.

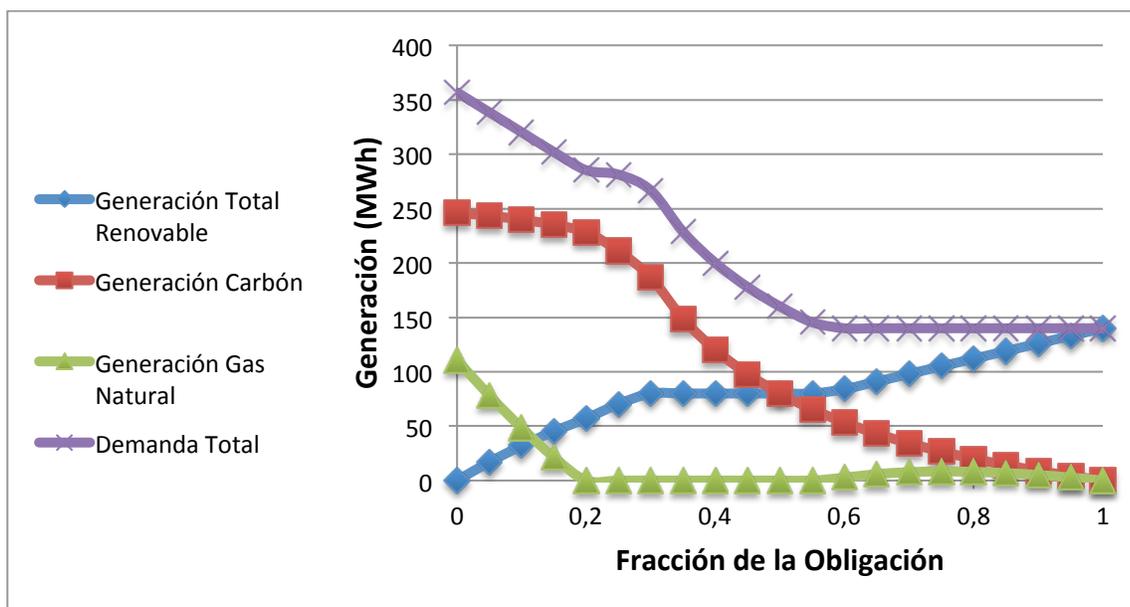


Figura 4-13: Generación y demanda con una línea de capacidad $K=200$ al variar la obligación de la cuota con una multa de 250MWh. Fuente: Elaboración propia.

En esta figura se muestra un comportamiento distinto a los anteriores analizados. Considerando valores de la obligación desde 60% en adelante, la demanda se hace constante y se produce un trade-off entre la disminución de la generación proveniente del carbón y el aumento de la generación renovable total. Esto sucede porque se incorpora la generación renovable desde el nodo 2 correspondiente a energía solar. La disminución del carbón en el nodo 1 se compensa con el crecimiento de la energía solar en el nodo 2 manteniendo a máxima capacidad la generación de energía eólica desde el nodo 1. Se observa que la curva de generación renovable total no se mantiene constante en 80 MWh sino que crece hasta llegar aproximadamente a 140 MWh.

Esta generación renovable en el nodo 2 incentiva la reaparición del Gas Natural, debido a que está cumpliendo con creces la obligación generando créditos de energía renovable. Como en este sistema no existe la transacción de créditos entre

generadoras (Una generadora le compra a otra los MWh extras generados a partir de renovables para compensar el déficit propio) utiliza esos créditos para inyectar energía a partir del Gas Natural.

Antes del 60% de obligación se aprecia un comportamiento similar al caso de la multa de 32US\$/MWh (Figura 4-10). Se desincentiva la generación convencional proveniente del carbón y el gas natural, llegando a una generación nula de este último al tener un costo mayor que el carbón. Esto sucede paralelamente al crecimiento de la generación renovable hasta llegar a la máxima generación por parte de la energía eólica.

Sólo se da una excepción entre las obligaciones entre 5% y 15% donde se observa una leve generación renovable solar, esto con el fin de mantener el equilibrio económico entre las demás variables.

La siguiente figura muestra con más detalle la contribución de ambas generadoras renovables.

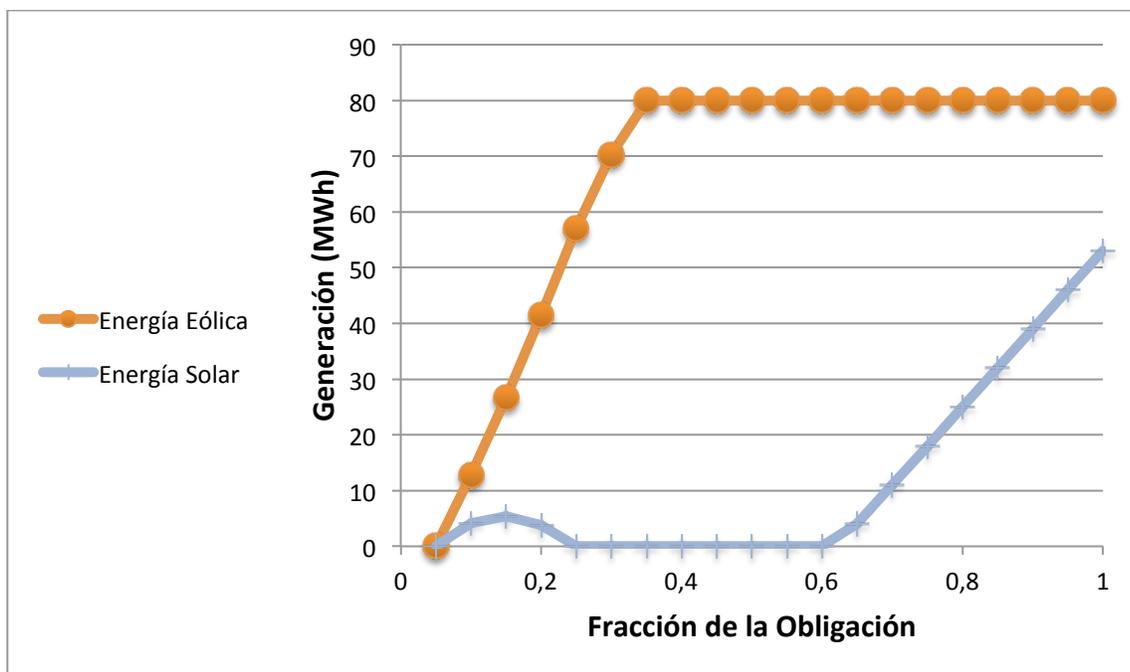


Figura 4-14: Generaciones renovables línea descongestionada variando la obligación con una multa de 250MWh. Fuente: Elaboración propia.

4.5. Análisis de resultados: Comparación entre sistemas.

En los subcapítulos anteriores se analizaron los resultados obtenidos en cada sistema con respecto a la generación efectiva de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, efecto de factores como la congestión, la variación de precios e incentivos entre otros.

En este subcapítulo, en cambio, se comparan los distintos sistemas con el fin de mostrar los distintos factores que influyen en cada caso para lograr la misma generación renovable.

En un primer análisis se comparan los tres sistemas (sistema FIT, sistema de obligación por cuotas, sistema de pago premium) generando una cantidad de 80 MWh de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Para la comparación se utilizará una red descongestionada.

En el caso del sistema FIT se alcanza esta generación renovable con las siguientes alternativas sin considerar las combinaciones entre ellas:

**Tabla 4-8. Alternativas FIT sin considerar las combinaciones entre ellas.
Fuente: Elaboración propia.**

Precio FIT Eólica (US\$/MWh)	Precio FIT Solar (US\$/MWh)	Tecnología utilizada	Generación Renovable Total (MWh)	Costo asociado a la producción renovable (US\$) ¹⁰
167	0-311	Eólica	80	US\$13.360
0-162	317	Solar	80	US\$25.360

Para el sistema de pago premium tenemos las siguientes alternativas:

Tabla 4-9. Alternativas sistema pago premium. Fuente: Elaboración propia.

Precio Premium Eólica (US\$/MWh)	Precio Premium Solar (US\$/MWh)	Tecnología utilizada	Generación Renovable Total (MWh)	Costo asociado a la producción renovable (US\$)
32	0-179	Eólica	80	US\$2.560
0-30	181	Solar	80	US\$14.480

¹⁰ Costo asociado a la producción renovable: Costo directo al aplicar una política, en el caso del FIT es el $P_{FITi} * q_i^R, \forall i$ y en el caso de premium es $D_i * q_i^R, \forall i$

Para el sistema de obligación por cuotas, la alternativa es la siguiente considerando el valor de la multa similar al actual de la Ley 20.257:

Tabla 4-10. Alternativas sistema de cuotas. Fuente: Elaboración propia.

Multa (US\$/MWh)	Obligación (%)	Tecnología utilizada	Generación Renovable Total (MWh)
32	35	Eólica	80

Ya expuestas las alternativas relevantes de cada sistema es de interés comparar los precios de los nodos, iguales debido a que no existe renta de congestión, en cada situación para ver el efecto que existe sobre los consumidores.

A continuación se presenta una tabla con cada una de las alternativas y los precios nodos asociados.

Tabla 4-11. Precios nodos según distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Sistema	Tecnología utilizada	Precio Nodo 1 y 2 (US\$/MWh)	Subvención a la energía renovable (US\$) ¹¹
FIT	Eólica	133,18	US\$2.706
FIT	Solar	133,18	US\$14.706
Pago Premium	Eólica	138,31	US\$2.560
Pago Premium	Solar	138,31	US\$14.480
Cuota	Eólica	145,66	< US\$2.560

Esta tabla muestra que a medida que aumenta la participación del mercado en el sistema, los precios aumentan para lograr la misma generación renovable. Esto tiene relación con el hecho que en el sistema FIT y pago Premium el estado aporta una subvención en el precio de compra de la energía renovable. Si consideramos las alternativas de FIT y pago premium que hacen incurrir al estado en un menor gasto, es decir la tecnología más barata, el sistema que más subvención recibe es el sistema FIT generando los precios más baratos (8,6% más baratos que el sistema de cuota); le sigue el sistema de pago premium con el segundo valor (5,1% mas barato que el sistema de cuota) y finalmente el que posee los precios mas altos es el sistema de cuota, donde los precios son completamente regulados por el mercado no recibiendo ningún tipo de subvención estatal.

¹¹ Subvención a la energía renovable: Se considera el costo asociado a la implementación de la política en comparación a no aplicarla. En el caso del FIT se calcula como $(P_{FITi} - P_{NODOi}) * q_i^R, \forall i$, en el caso de premium $D_i * q_i^R, \forall i$. En el caso del sistema de cuotas el costo de la aplicación de la política se considera como menor al costo de pagar la multa.

Con respecto a la demanda satisfecha se puede hacer la misma comparación con las distintas alternativas. Los datos son los siguientes:

Tabla 4-12. Datos de demandas según distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Sistema	Tecnología utilizada	Demanda Satisfecha Total (MWh)	Subvención a la energía renovable (US\$)
FIT	Eólica	383,47	US\$2.706
FIT	Solar	383,47	US\$14.706
Pago Premium	Eólica	356,80	US\$2.560
Pago Premium	Solar	356,80	US\$14.480
Cuota	Eólica	318,58	< US\$ 2.560

Se observa que los sistemas que ofrecen menor influencia (o nula en el caso de FIT) del mercado en el precio de la energía renovable son los que satisfacen mayor demanda de mercado independiente de la tecnología a utilizar.

El sistema FIT es el que satisface la demanda más alta siendo un 20,36% más alta que el sistema de cuotas, que posee la menor demanda total satisfecha.

Como la generación renovable es la misma en los tres sistemas, la variación entre las demandas está directamente relacionada con la variación de la energía proveniente de fuentes convencionales. Por lo tanto se puede inferir que, en los sistemas en que hay mayor subvención a los precios de renovable, se sacrifica menos la producción de convencionales en comparación al sistema regulado sólo por el mercado.

Similar análisis se realiza para una generación renovable de 160 MWh. En este caso se compararán el Sistema FIT y el Sistema de Pago Premium debido a que los valores necesarios de multa y obligación para el Sistema de Cuotas por Obligación son tan altos que pierden aplicabilidad en la realidad.

Las alternativas relevantes para generar esta cantidad en el Sistema FIT son cuatro según la figura 4-1 sin embargo considerando el precio mínimo de cada intervalo éstas se reducen a dos alternativas relevantes:

Tabla 4-13. Alternativas FIT para producir 160 MWh. Fuente: Elaboración propia.

Precio mínimo FIT Eólica (US\$/MWh)	Precio mínimo FIT Solar (US\$/MWh)	Tecnología utilizada	Generación Renovable Total (MWh)	Costo asociado a la producción renovable (US\$)
167	312	Ambas	160	US\$38.320
163	317	Ambas	160	US\$38.400

Estas dos alternativas se dan debido a la influencia entre precios mostrado en el subcapítulo 4.2 siendo la más conveniente para el estado la primera, debido a que los precios son menores. Para los análisis posteriores se considerará ésta alternativa para el sistema FIT.

Para el caso del Sistema Premium la alternativa, considerando los precios mínimos de cada intervalo, es la siguiente:

Tabla 4-14. Alternativas sistema premium para producir 160 MWh. Fuente: Elaboración propia.

Precio Premium mínimo Eólica (US\$/MWh)	Precio Premium mínimo Solar (US\$/MWh)	Tecnología utilizada	Generación Renovable Total (MWh)	Costo asociado a la producción renovable (US\$)
32	181	Ambas	160	US\$17.040

Al igual que el caso anterior es de interés analizar los precios de nodo asociados a cada sistema.

Tabla 4-15. Precios nodos según distintas alternativas para producir 160 MWh. Fuente: Elaboración propia.

Sistema	Tecnología utilizada	Precio Nodo 1 y 2 (US\$/MWh)	Subvención a la energía renovable (US\$)
FIT	Ambas	128,05	US\$17.832 ¹²
Pago Premium	Ambas	138,31	US\$17.040

Al igual que el caso anterior los precios de nodo mayores están asociados al sistema que tiene mayor influencia del mercado es decir menor subvención en el precio de las tecnologías renovables.

¹² Se consideró la opción con menor costo asociado a la producción renovable.

La demanda total satisfecha por ambos sistemas se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4-16. Datos de demanda según distintas alternativas para producir 160 MWh. Fuente: Elaboración propia.

Sistema	Tecnología utilizada	Demanda Satisfecha Total (MWh)	Subvención a la energía renovable (US\$)
FIT	Ambas	410,13	US\$17.832
Pago Premium	Ambas	356,80	US\$17.040

Similar al caso de la generación renovable de 80MWh, se observa una relación entre la demanda total satisfecha y la participación del mercado en la regulación de los precios. Para el sistema FIT donde los precios de las renovables están fijos, se satisface una mayor demanda que en el caso donde los precios están regulados por el mercado el sistema de pago premium. Siendo la generación renovable total igual en ambos casos (160MWh), en éste último sistema se desincentiva más la generación convencional, por lo que la demanda es menor en un 13,0% que en el caso del sistema FIT.

5. CONCLUSIONES

Se modeló matemáticamente las políticas de fomento de las ERNC: sistema de tarifas fijas, sistema de pago premium y sistema de obligación por cuota. Este modelo se hizo bajo una red simplificada, un mercado oligopólico, con costos de producción similares a la realidad del país.

Los resultados obtenidos mantienen la misma intuición que se encuentra en la literatura económica relevante.

En un sistema de tarifas fijas se encontró los valores a subsidiar que fomentan la generación a máxima capacidad las distintas tecnologías estudiadas, en el sistema de pago premium se encontraron los distintos intervalos de subsidios que fomentan distintas generaciones renovables según tecnología.

En el sistema de tarifas fijas se observó una interrelación entre las tecnologías renovables.

Esto significa que para un valor del precio FIT de una generación influye el precio FIT de la segunda tecnología, siendo un precio menor el que se necesita para ingresar a la red.

Específicamente en nuestro modelo, sin incentivar la energía solar (Precio FIT solar < 317 US\$/MWh) la energía eólica entra con un incentivo precio FIT eólica > 167 US\$/MWh. Al incentivar la energía solar (Precio FIT solar ≥ 317) el precio FIT eólica baja 4 US\$/MWh, entrando a la red con un precio FIT eólica de 163 US\$/MWh. Si hacemos lo mismo en el orden inverso de ingreso de tecnologías también se observa que el precio de la segunda tecnología a incentivar (solar) baja 5 US\$/MWh.

Esto constituye un resultado no evidente que sugiere que las interrelaciones entre generadoras en el despacho óptimo debe ser cuidadosamente estudiada antes de ser implementado un sistema de tarifas fijas.

En el sistema de obligación por cuotas se modelaron distintos escenarios variando el costo de la multa y el porcentaje de obligación para incentivar la generación renovable de las distintas tecnologías obteniendo los valores de estas variables relevantes y las tendencias del sistema.

En este mismo sistema se mostró como la congestión de la red influye en la generación de energía renovable, pudiendo ser un elemento importante en el éxito o fracaso de la implementación de una política de fomento a las ERNC. Esto se estudió en base a la modelación del sistema de obligación por cuota donde se observó que la congestión de la red disminuye la demanda máxima a alcanzar para una obligación y costo de la multa determinado lo que afecta a las generaciones renovables y convencionales. Al variar la obligación a exigir, dejando constante el costo de la multa, la congestión de la línea influye en la obligación que debemos exigir para llegar a la máxima generación renovable, es decir, se debe exigir más cuando hay congestión para obtener igual generación renovable que cuando no existe. Además la congestión afecta a los precios nodos los cuales fluctúan entre rangos y promedios mayores en el caso de la línea de transmisión congestionada.

Además se realizó una comparación de los tres sistemas fijando la generación ERNC a incentivar. Se obtienen precios de nodo menores y mayor demanda satisfecha para los sistemas que se ven menos afectados por la volatilidad del mercado, a pesar de que lleva a más gasto fiscal. En el caso de una generación renovable de 80MWh en una línea descongestionada, aplicar el sistema de tarifas especiales necesita una subvención de de US\$ 2.706 generando energía eólica con precios de nodo de 133,18 US\$/MWh con una demanda total satisfecha de 383,47 MWh, aplicar un sistema de pago premium necesitaría una subvención de US\$2.560 generando energía eólica con precios de nodo de 138,31 US\$/MWh con una demanda total satisfecha de 356,80 MWh y el sistema de obligación por cuota no necesita una subvención gubernamental sin embargo el costo de la implementación para las generadoras, con la posibilidad de que este costo se traspase al cliente final, se asume menor que el costo de pagar la multa, es decir, US\$ 2.560, con generación eólica siendo el precio de nodo de 145,66 US\$/MWh y una demanda total satisfecha de 318,58 MWh. Esto se realizó para distintos escenarios fijando la generación renovable total del sistema.

Cabe resaltar que los resultados antes mencionados no implican necesariamente que el sistema de obligación por cuota es menos adecuado socialmente con respecto a un

sistema de tarifas fijas, debido a que hay muchos otros aspectos que afectan el bienestar social. El objetivo de este estudio no es decir que sistema es mejor o peor en términos sociales, sino modelarlos para ilustrar las interrelaciones (no predecibles) que se generan en los distintos agentes del mercado. Se espera que estos resultados ayuden a ilustrar las distintas políticas y algunas consideraciones que se deben tener en cuenta al implementar una política que fomente las ERNC.

BIBLIOGRAFÍA

Altomonte, H., Coviello, M., & Lutz, W. (2003). Energías renovables y eficiencia energética en America latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Santiago de Chile: División de Recursos Naturales e Infraestructura CEPAL.

Barroso, L. (3 de Noviembre de 2009). *Licitaciones de energías renovables en Brasil*. Retrieved 14 de Octubre de 2011 from Secretaría de Energía de México (SENER): http://www.sener.gob.mx/res/0/Presentacion5_Luiz_Barroso.pdf

Barroso, L., Moreno, R., & Rudnick, H. (2011). *Regulating generation investment in Latin America: Future Challenges*. IAEE Energy Forum Spring or Summer 2011.

Barroso, L., Rudnick, H., Sensfuss, F., & Linares, P. (2010). The Green effect. *IEEE power & energy magazine* , 22-35.

Battle, C., & Barroso, L. (Febrero de 2011). *Review of support schemes for renewable energy sources in South America: Future Challenges (Working paper)*. Retrieved 15 de Septiembre de 2011 from PSR: <http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/iframe.html?altura=4000&url=/app/publicacoes.aspx>

BMU. (2006). renewable Energy Sources Act (EEG). Development of electricity generation from renewable energies up to 2010 and financial impacts. Berlín, Alemania: Bundesministerium fur Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Centro de energías renovables. (Agosto de 2011). *Energías renovables en Chile - Ficha Informativa*. Retrieved Noviembre de 2012 from Ministerio de relaciones exteriores de Chile:

http://www.minrel.gob.cl/prontus_minrel/site/artic/20110826/pags/20110826141156.ph

p

Dirección Nacional de Energía. (30 de Agosto de 2011). *Dirección Nacional de Energía. Documentos de interés. Energías Renovables*. Retrieved 21 de Septiembre de 2011 from Dirección Nacional de Energía: <http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,295,O,S,0,MNU;E;94;2;95;1;MNU;>

Downward, A. (2010). Carbon Charges in Electricity Markets with Strategic Behavior and Transmission. *The Energy Journal* , 31 (4), 159-166.

DTI. (2000). New and Renewable Energy. Prospect for the 21st Century The Renewables Obligation Preliminary Consultation.

Farrell, J. (Abril de 2009). *Feed-in Tariff in America. Driving the Economy with Renewable Energy Policy that Work*. Retrieved 13 de Octubre de 2011 from The New Rules Project. Heinrich Böll Stiftung: <http://www.newrules.org/energy/publications/feedin-tariffs-america-driving-economy-renewable-energy-policy-works>

Fischer, C. (2010). Renewable Portfolio Standards: When Do They Lower Energy Prices? . *The Energy Journal* , 31 (1), 101-120.

IPCC. (5 de Mayo de 2011). *The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*. Retrieved 12 de Octubre de 2011 from Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Co-Chair of IPCC Working Group III: <http://srren.ipcc-wg3.de>

Lipp, J. (2007). Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and United Kingdom. *Energy Policy* , 5481-5495.

Mendez, R. (Abril de 2010). *Dirección Nacional de Energía. Documentos de interés. Energías renovables en general*. Retrieved 9 de Septiembre de 2011 from Dirección

Nacional de Energía:
<http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,296,O,S,0,ON;128;1;D;4512;1;MNU;E;94;2;95;2;MNU;>

Ministerio de Energía. (2012). Opciones Tecnológicas para el 2050. Santiago de Chile, Chile.

Mitchell, C. (1995). The Renewable NFFO - A Review. *Energy Policy* , 077-1091.

Mitchell, C., Bauknecht, D., & Connor , P. (2006). Effectiveness through risk reduction: A comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* , 297-305.

Mitchell, C., Bauknecht, D., & Connor, P. (2006). Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and feed-in system in Germany. *Energy Policy* , 297-305.

Mitma Ramirez , R., & Quintanilla Acosta, E. (24 de Noviembre de 2010). *Perú: Análisis económico de la Subasta de Electricidad con Energías Renovables.* . Retrieved 20 de Septiembre de 2011 from ESAN V Congreso Iberoamericano de Regulación Económica : <http://www.esan.edu.pe/congreso-regulacion-economica/ppt/energia/energia3-mitmar.pdf>

PA Government Service Inc. (2009). Elementos para la promoción de la energía eólica en Mexico. Washington DC, Estados Unidos: Agencia de los Estados Unidos para el desarrollo internacional.

Palma Behnke, R., Jiménez Estévez, G., & Alarcón Diaz, I. (2009). Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Santiago de Chile:

Comisión nacional de Energía (CNE) y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).

República de Argentina. (2 de Enero de 2007). Ley 26.190. Buenos Aires, Argentina: Boletín Oficial de la Republica de Argentina.

República de Chile. (1 de Abril de 2008). Ley 20.257. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto a la generación eléctrica con fuentes renovables no convencionales. Santiago de Chile, Chile.

República de Panamá. (10 de Agosto de 2004). Ley 45. Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias y dicta otras disposiciones. Ciudad de Panamá, Panamá.

República de Panamá. (25 de Abril de 2011). Ley 44. Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Ciudad de Panamá, Panamá.

Sauma, E. (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile . *Centro de políticas públicas UC* , 52, 5-17.

Secretaría de energía. (2009). Programa especial para el aprovechamiento de energías renovables. Ciudad de Mexico, Mexico: Secretaría de Energía.

UTE. (24 de Agosto de 2011). *UTE- Convocatoria para compra de energía eléctrica de fuente eólica*. Retrieved 21 de Septiembre de 2011 from Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear y Administracion de Usinas y Transmisiones Electricas (UTE): <http://www.ute.com.uy/php/Eolica.php>

UTFSM. (29 de Julio de 2008). *Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025*. Retrieved Noviembre de 2012 from www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3%2000028.pdf

Wiser, R., & Bolinger, M. (2009). *Electricity Markets and Policy*. Retrieved 20 de Octubre de 2011 from Environmental Energy Technologies Division U.S. Department of Energy: <http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/lbnl-3716e.pdf>

Woodman, B., & Mitchell, C. (2011). Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. *Energy Policy*, 39, 3914-3921.

Wüstenhagen, R., & Bilharz, M. (2006). Green energy market development in Germany: Effective public policy and emerging customer demand. *Energy Policy*, 34, 1681-1696.