Estudios de Mercado

Oficina Económica y Comercial
de la Embajada de España en Sidney

# El mercado de energía solar en Australia

ICEX España Exportación e Inversiones

Estudios de Mercado

# El mercado de energía solar en Australia

Este estudio ha sido realizado por Lander Peña Carriqui bajo la supervisión de la Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Sidney

**Octubre 2012**

# ÍNDICE

RESUMEN Y PRINCIPALES CONCLUSIONES 5

I. INTRODUCCIÓN 7

**1.** Definición y características del sector y subsectores relacionados 7

**2.** Marco general 10

II. ANÁLISIS DE LA OFERTA 15

**1.** Análisis cuantitativo 15

1.1. Tamaño de la oferta de energías renovables en Australia 15
1.2. Tamaño de la oferta de la energía solar en Australia y comparativa mundial 18

**2.** Factores para la implantación de energía solar 20

2.1. Previsiones 24
2.2. Plantas solares existentes y propuestos (>100 KWh) 26
2.3. Instalaciones fotovoltaicas de <100 KWh 27

**3.** Análisis cualitativo 30

3.1. Producción 30
3.2. Obstáculos a la inversión 31
2.3. Percepción de la imagen española en el sector 32
3.3. Principales barreras y expectativas de la industria fotovoltaica 34

III. ESTRUCTURA DEL MERCADO 36

**1.** El Australian Energy Market Operator (AEMO) y la estructura de gobierno del mercado eléctrico 37

**2.** El National Electricity Market (NEM) 38

2.1. Funcionamiento del NEM 39
2.2. El consumo en el NEM 40
2.3. Intercambio de electricidad entre Estados 41
2.4. Precios de la electricidad en el NEM 43

**3.** Al margen del NEM (National Electricity Market) 44

3.1. Western Australia 44
3.2. Northern Territory 46

IV. ANÁLISIS DEL COMERCIO 48
1.1. Empresas de generación 49
1.2. Redes de transmisión 51
1.3. Redes de distribución 52
1.4. Retailers o minoristas 53

V. ANÁLISIS DE LA DEMANDA 55

**1.** Políticas gubernamentales 55

1.1. ARENA 56

1.2. Objetivos de creación de energías renovables 56
1.3. Solar Flagships 64
1.4. Australian Solar Institute 64
1.5. National Greenhouse and Energy Reporting Act 65
1.6. Solar Credits 65
**2.** Atractivo de cada estado 65
2.1. Western Australia (WA) 65
2.2. Victoria (VIC) 67
2.3. Nueva Gales del Sur (NSW) 67
2.4. Tasmania (TAS) 68
2.5. Queensland (QLD) 68
2.6. South Australia (SA) 69
2.7. Northern Territory (NT) 69
VI. ETAPAS DE UN PROYECTO DE ENERGIA SOLAR A GRAN ESCALA 71
VII. ASOCIACIONES DE RENOVABLES O RELACIONADAS CON LA ENERGÍA 74
VIII. ORGANISMOS DE DECISIÓN PÚBLICOS 76
IX. ANEXOS 77
1.1. Directorio de consultorías relacionadas con proyectos de energías renovables 77
1.2. Ferias 78
1.3. Comparativa entre los sistemas SWIS y NEM 78
1.4. Otras iniciativas federales y regionales para el desarrollo de la energía solar 79
1.5. Cuota de mercado de las compañías generadoras por región en el NEM 80
X. BIBLIOGRAFÍA 81

ICEX

# RESUMEN Y PRINCIPALES CONCLUSIONES

Australia, uno de los mayores productores mundiales de energía, es un exportador neto, teniendo al carbón y al gas entre sus principales materias primas. Actualmente exporta alrededor del 70% de su producción energética. Los combustibles fósiles son predominantes en la producción energética del país. Esa dependencia se basa principalmente en el hecho de que aproximadamente el 75% de la generación de electricidad australiana para uso doméstico e industrial es producida en centrales térmicas de carbón, que emiten gran parte de los gases que provocan el efecto invernadero.

El Gobierno de Julia Gillard ha intensificado los esfuerzos de su predecesor Kevin Rudd a seguir con el su objetivo a corto-medio plazo de que en 2020 el 20% del total de la energía producida en el país proceda de fuentes energéticas renovables, conocido por Renewable Energy Target. Así, la dimensión del sector de las energías renovables gira en torno a ese objetivo, que establece que en el año 2020 unos 45.000 GWh serán generados por fuentes renovables. Actualmente alrededor de unos 11.000 GWh son generados a partir de "energía limpia", quedando por lo tanto un largo camino por recorrer para alcanzar esa meta. Como consecuencia, las potencialidades del sector en el país son muy grandes. El Gobierno parece tener un claro compromiso de cumplir los objetivos que se ha marcado, y creen además que es una forma de estimular la economía nacional.

La creación de los RECs (Renewable Energy Certificates) ha sido fundamental para la potenciación de las energías renovables ya que permiten garantizar, o al menos facilitar, la labor de venta de energía.

En febrero de 2012 se publicó el "*Energy in Australia 2012*"[1], realizado por el *Bureau of Resources and Energy Economics* para valorar las fuentes de energías del país. Según éste, las fuentes de energía renovable pueden generar únicamente el 8% de la electricidad y representan únicamente el 5% de consumo de energía efectiva. Además, de este 8%, aproximadamente el 4,5% es generada a partir de energía hidroeléctrica. Sin embargo, esta fuente de energía está en claro retroceso debido a los periodos de importantes sequías que azota a gran parte de Australia. A falta de desarrollo o mejora en otras tecnologías, la solar y la eólica son las que van a jugar un papel clave en la cartera a corto plazo de las energías renovables en Australia.

[1] http://bree.gov.au/documents/publications/energy/energy-in-australia-2012.pdf

## EL MERCADO DE ENERGÍA SOLAR EN AUSTRALIA

Australia posee un gran potencial de producción de electricidad mediante las energías renovables, sobre todo solar y eólica, que no está siendo suficientemente desarrollado debido a su dependencia de la industria del carbón.

Al tratarse de un país tan extenso, es necesario considerar por separado la realidad de cada uno de los Estados y, aunque el Gobierno está intentando aunar esfuerzos para unificar la legislación en materia de renovables, las diferencias entre regiones son todavía sustanciales.

Australia posee un gran potencial de producción de electricidad mediante las energías renovables que no está siendo suficientemente desarrollado debido a su dependencia de la industria del carbón.

La proliferación de instalaciones de fotovoltaicas de pequeña escala está dificultando los acuerdos de tarifas (PPA) de proyectos de energía solar a gran escala entre las eléctricas y los desarrolladores de parque solares, puesto que las empresas eléctricas están cubriendo su cupo de energía renovable con las mismas. La disminución e incluso eliminación de las diversas FiT (feed-in-tariffs) regionales y federales a nivel residencial pueden hacer cambiar esa tendencia en el futuro.

Un apoyo a las energías renovables haría posible mitigar las emisiones de efecto invernadero. Pero es necesaria una gran inversión para hacer más competitivas estas fuentes de energía a medio y largo plazo, y eso sería posible si se destinara parte del impuesto sobre el carbono, que entró en vigor el 1 de julio de 2012, a su desarrollo porque el coste de generación de electricidad mediante energías renovables sigue siendo muy elevado comparado con el coste de generación mediante carbón o gas natural.

La opinión pública en contra esgrime que la introducción del impuesto repercutirá negativamente en la economía australiana, reduciendo enormemente la competitividad del país en los mercados internacionales, dificultando las inversiones extranjeras y aumentando el esfuerzo de las familias. Peor aún, alegan que no se conseguiría mitigar de modo significativo el efecto invernadero, pues para ello se requieren acciones a nivel global.

La aprobación de la tasa por parte del Senado introduce una mayor certeza para la inversión en energías renovables y para la consecución del Renewable Energy Target. Sin embargo, aun está por ver cuán efectiva puede ser esta medida. Hay que tener en cuenta que aun tratándose de una acción local, que en principio sólo afecta a un país, podría suponer un impulso muy importante para empujar a otras economías a tomar medidas similares.

Con unos objetivos tan ambiciosos como los que se han marcado, la entrada de empresas y capital extranjero serán fundamentales para cubrir la demanda de energía eólica. Buena muestra de ello es el establecimiento de numerosas compañías de energías renovables procedentes de Europa, Norte América y Asia. Con respecto a España, la implantación de grandes empresas de renovables, muchas de ellas líderes en el sector, repercuten positivamente en la construcción de una imagen-país favorable y facilitan la entrada de más empresas españolas del sector.

# I. INTRODUCCIÓN

## 1. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR Y SUBSECTORES RELACIONADOS

En el presente informe se analiza el sector de la energía solar situándolo en algunos casos dentro de un contexto más amplio como es el sector de las energías renovables o el sector energético en general, debido a que la electricidad generada por los diversos tipos de fuentes es una *commodity.*

Asimismo, y al analizar el mercado de la energía solar deben hacerse varias categorizaciones importantes. En primer lugar, la industria de la energía solar tiene distintos subsectores que se encuentran en distintas fases de desarrollo -la energía fotovoltaica y la energía termo-solar- y dentro de éstos existen distintas tecnologías para su aplicación que modifican tanto el coste como el rendimiento de las mismas, afectando a sus posibilidades de comercialización.

Asimismo, es importante resaltar que mientras toda la energía fotovoltaica se transforma en electricidad, tan solo el 3% de la energía termo-solar se convierte finalmente en electricidad -debido a la alta predominancia de aplicaciones directas de tecnologías termo-solares-.

Energía fotovoltaica (Photovoltaic-PV)

Esta energía convierte la radiación solar directamente en electricidad mediante el uso de placas fotovoltaicas. Estos sistemas de PV pueden ser instalados en los tejados de las viviendas y edificios, integrados dentro de la estructura del edificio y de vehículos, o formar parte de una gran extensión para la creación de una planta solar a gran escala.

Existen dos grandes tipos de tecnología fotovoltaica: silicio cristalizado y silicio amorfo o "thin-film". El silicio cristalizado es la opción más antigua y más extendida, representa entre un 85% y 90% del mercado mundial[2] y sus costes se han reducido considerablemente. El silicio amorfo es menos eficiente que el cristalizado, aunque es menos costoso, y además goza de

[2] Centro de Energías Renovables. Ministerio de Energía de Chile:

http://cer.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv

una mayor flexibilidad para su instalación. Actualmente abarca entre un 10 y un 15% del mercado mundial[3]. Por último, existen otras tecnologías emergentes entre las que destaca la concentración fotovoltaica, utiliza espejos y lentes para enfocar el área de radiación a un receptor central, incrementando la intensidad de luz y obteniendo un mejor porcentaje de energía convertida a electricidad.

Los costes de producción de módulos solares se han reducido considerablemente por varios factores: la mejora en el diseño de los módulos como la manufactura de placas solares más finas o la integración de paneles solares dentro de los elementos de construcción de los inmuebles, la existencia de una mayor competencia en el mercado o las crecientes economías de escala derivadas de una mayor demanda.

Energía termo-solar

La energía termo-solar es la conversión de radiación solar en energía térmica mediante calor. Ésta tiene distintos tipos de aplicaciones, tanto para la generación de electricidad vía plantas de gran escala mediante concentración solar, como aplicaciones directas sin necesidad de transformar la energía en electricidad, tal como ocurre con los sistemas de calentadores de agua solares.

*a) Aplicaciones directas*

Sin duda es la tecnología con mayor preponderancia en el mercado y comercialmente más desarrollada. Existen dos tipos de calentadores termo-solares: los colectores de placa plana *(flan plate)* y los colectores de tubos de vacío *(evacuated tube*). Los colectores de placa plana tienen más pérdida de calor que los segundos, aunque son menos costosos debido a su madurez en el mercado. Asimismo, existen sistemas termo-solares para aire acondicionado y calefacción, aunque en un menos desarrollados comercialmente que los calentadores de agua.

*b) Generación de electricidad*

La radiación solar se concentra utilizando espejos a un receptor solar. El receptor posee un líquido que soporta altas temperaturas. El calor es transportado del líquido a una turbina de vapor para generar la electricidad, el cual tiene un proceso de generación muy similar a las plantas energéticas de fuentes fósiles.

Existen cuatro tipos de receptores de concentración solar; dos tienen un enfoque linear: cilindro parabólico y reflectores lineares Fresnel; mientras que los dos restantes tienen un enfoque puntual: antenas parabólicas solares y torre solar.

Los cilindros parabólicos son estructuras cóncavas que enfocan la radiación solar en un eje, mientras que los lineares *Fresnel* consiguen el mismo enfoque mediante el uso de espejos planos. Los segundos son menos eficientes ya que consiguen menores temperaturas pero son menos costosos.

Por el contrario, las antenas parabólicas solares concentran la radiación solar en un punto único, consiguiendo mayores temperaturas, y por lo tanto, incrementando la eficiencia para la

[3] Centro de Energías Renovables. Ministerio de Energía de Chile:

http://cer.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv

posterior conversión energética. Sin embargo, utilizan un sistema más complejo de doble eje para rastrear la dirección del sol, el cual es más costoso. En el mismo sentido, las torres solares utilizan también un doble eje, y su funcionamiento radica en la instalación de espejos situados en el suelo que enfocan simultáneamente a un receptor elevado situado en la torre.

En estos momentos, los cilindros parabólicos son la opción que comercialmente está más desarrollada y que más cuota de mercado representa, aunque la antena parabólica solar es altamente atractiva para redes eléctricas pequeñas remotas situados fuera de la red eléctrica nacional.

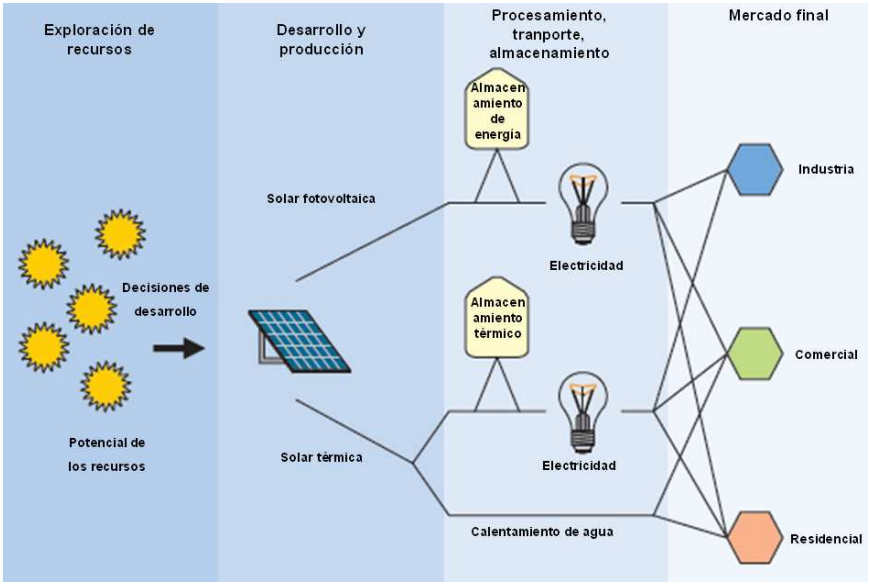
Existen nuevas opciones termo-solares, aunque todavía en fase prematura para su comercialización. Uno de ellos es la torre solar de corriente térmica o "*chimenea solar*", por la cual se sitúa una chimenea en unas instalaciones similares a un invernadero que provoca que el aire caliente cree diferencias de presión que llevan la corriente de aire hacia arriba donde se sitúan las turbinas.

Sistemas mixtos

Se están desarrollando plantas energéticas que combinan energía solar con otras de fuente fósil para superar la intermitencia del sol ante bajos niveles de radiación solar. Figuran en construcción algunas ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle),* que son similares a las plantas de gas de ciclo combinado, solo que utilizan la tecnología solar para favorecer la producción de vapor para la turbina.

Asimismo, existen tecnologías que combinan la energía termo-solar con la fotovoltaica, consiguiendo mayor eficiencia al utilizar la misma radiación solar para dos funciones distintas: mientras el sistema fotovoltaico produce electricidad, el sistema termo-solar puede servir como calentador.

Gráfica 1. Esquema de las aplicaciones de las tecnologías solares existentes:




Fuente: BREE y Geoscience Australia

## **2.** MARCO GENERAL

Tras la victoria electoral del partido laborista en 2007, el entonces Primer Ministro Kevin Rudd ratificó el 3 de diciembre de 2007, en nombre de Australia y como presidente electo, *el Protocolo de Kyoto*. Mediante la ratificación del acuerdo, el Gobierno australiano se compromete a reducir los niveles de emisión de gases de efecto invernadero[4] en un 60% para 2050, tomando como base sus emisiones en el año 2000. Dichos gases son, en su mayoría, emitidos por las centrales eléctricas que generan energía a partir de la combustión del carbón.

Australia, uno de los mayores emisores mundiales per cápita de gases relacionados con el efecto invernadero, recibió fuertes críticas a nivel mundial por su tardanza a la hora de ratificar este documento. La comunidad internacional censuró duramente que el país antepusiese sus intereses económicos relacionados con el sector de la minería del carbón a las consecuencias climáticas de su política energética.

Asimismo, en agosto de 2009 se aprobó el *Renewable Energy Target* (*RET*), nueva legislación que revisaba al alza el *Mandatory Renewable Energy Target* (MRET) establecido en 2001 por el Gobierno de Howard. El Gobierno laborista propuso el objetivo de que el 20% de la energía producida proviniese de fuentes de energías renovables (45.000 GW/h) para 2020. El compromiso de 45.000 GW/h de energías limpias supondría abastecer a 6,25 millones de hogares y evitar la emisión de 60 millones de toneladas de $CO_2$ procedentes de centrales térmicas de carbón.

Posteriormente, Penny Wong, la ministra de Cambio Climático, Eficiencia Energética y Agua, publicó cambios para la mejora del RET[5]. Desde enero de 2011, el actual RET se divide en dos partes: el *Small-Scale Renewable Energy Scheme* (SRES), y el *Large-Scale Renewable Energy Target* (LRET).

El Gobierno Laborista quería, por un lado, garantizar el objetivo 20/20, -que el 20% de la energía producida provenga de fuentes renovables en 2020-, y por otro garantizar que las inversiones a largo plazo de grandes proyectos de energías renovables no se vean dañadas por bajadas en el precio de RECs (Renewable Energy Certificates).

Por otro lado, el Gobierno laborista del ex Primer Ministro Kevin Rudd había venido intentando aprobar el *Emission Trade Scheme (ETS*), que figura dentro del proyecto de ley *Carbon Pollution Reduction Scheme (CPRS*). El *CPRS* regula la creación de un mercado de derechos de emisiones de $CO_2$ con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, intentando incentivar el uso de energías renovables y de otras menos contaminantes, a la vez que estableciendo un precio mínimo del carbón para hacer menos atractivo este tipo de energía fósil.[6]

[4] Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) están presentes de manera natural en la atmósfera, pero su concentración puede verse afectada debido a actividades humanas, provocando el efecto invernadero. Los gases responsables del calentamiento global son seis: CO2 (Dióxido de Carbono), CH4 (Metano), N2O (Óxido Nitroso), HFC (Hidrofluorocarbonos), PFC (Perfluorocarbonos) y SF6 (Hexafluoruro de Azufre).

[5] http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/~/media/publications/renewable-energy/enhanced-ret-fs-pdf.ashx

[6] http://www.climatechange.gov.au

Pese a que el *CPRS* se aprobó en el Parlamento en noviembre de 2009, tras la revisión de unas enmiendas propuestas por el partido Liberal que otorgaba mayores ayudas a las industrias más contaminantes, la elección de Tony Abbott como líder de la oposición provocó que el Senado - donde el partido laborista no tiene mayoría - rechazara en varias ocasiones la ratificación del mismo.

Además, el débil acuerdo proveniente de la Convención de la ONU en Copenhague, que no obliga de ninguna forma a ninguna economía y fija tan solo un objetivo genérico de que la temperatura no suba más de dos grados, provocó que muchos empresarios se posicionaran en contra de un CPRS superior a la reducción del 5% de emisiones de gas para 2020. En este sentido, tanto la *Australian Coal Association (ACA*), como la *Australian Chamber of Commerce and Industry (ACCI)* se situaron al lado de la oposición, instando a que el Partido Laborista no se comprometiera a un porcentaje mayor que el de otros países.

Debido a la presión de muchos *lobbies* empresariales y a que el CPRS estaba perdiendo apoyo popular, ante la proximidad de las elecciones el Gobierno decidió aparcar la promulgación del *CPRS* hasta finales de 2012 o principios de 2013, esperando a un nuevo pronunciamiento internacional y con la condición de que existiesen unas medidas internacionales similares en otros países.

Varias decisiones políticas de Kevin Rudd, entre las que se encuentra la de posponer la promulgación del CPRS, empezaron a provocar una bajada en sus índices de popularidad según las encuestas de intención de voto realizadas por Newspoll. Finalmente, en una votación interna dentro del Partido Laborista, el 24 de junio de 2010 se eligió a Julia Gillard como nueva líder del Partido Laborista, y por lo tanto nueva Primera Ministra australiana.

Tras su confirmación como nueva Primera Ministra en las elecciones generales de septiembre de 2010, Julia Gillard, afirmó públicamente que la lucha contra el cambio climático estaría dentro de sus prioridades y tomaría las siguientes medidas:

- la necesidad de encontrar un mecanismo de mercado que reduzca las emisiones, y su intención de revisar el *CPRS* para 2012.
- nuevas regulaciones en referencia a la construcción de plantas energéticas de carbón, encaminadas a la aplicación obligatoria de tecnologías verdes de captura y almacenamiento de $CO_2$
- inversión de 1.000 millones AU$ a lo largo de 10 años para la remodelación de la red de electricidad australiana con el fin de poder distribuir la energía producida de fuentes energéticas renovables
- 100 millones AU$ para trabajar con las instituciones financieras para desarrollar nuevos proyectos de energías renovables
- la creación de un panel de expertos denominado *Climate Change Commission* con el fin de poder explicar las consecuencias del cambio climático a la opinión pública, y la búsqueda de un consenso entre los ciudadanos mediante la creación de una asamblea denominada *Citizen's Assembly.*

Por el contrario, Tony Abbott, líder de la oposición, considera que el CPRS es un gran impuesto a los contribuyentes. En este sentido, crearía un fondo de 1.200 millones por año a lo largo de 10 años y por el cual el Gobierno otorgaría licitaciones a empresas que presentaran proyectos de reducción de emisiones. Además, Greg Hunt, miembro de la oposición y encargado de la lucha contra el cambio climático, ha afirmado que la oposición tomaría medidas para incentivar las políticas de enterrar las emisiones de $CO_2$ bajo del suelo y la transición de centrales eléctricas de carbón por centrales de gas de ciclo combinado o *CCGT (combined-cycle gas turbines).*

Tras las devastadoras inundaciones acontecidas en el norte del país a finales del 2010 y principios del 2011, el debate sobre el cambio climático y la urgente necesidad de tomar medidas se intensificó.

Así, el 24 de febrero de 2011, la Primera Ministra australiana, Julia Gillard anunció el plan del Gobierno de introducir un impuesto sobre el carbono desde el 1 de julio de 2012. La propuesta fue diseñada por el Multi Party Climate Change Committee (MPCCC)[7] y pretende empezar con un impuesto que grave las emisiones para pasar, en un periodo de 3 a 5 años, a un sistema flexible de comercio de emisión o sistema "cap-and-trade".

El Impuesto sobre el Carbono (*Carbon Tax*) consiste en gravar a los productores de $CO_2$ con un precio fijo por cada tonelada emitida a la atmósfera. El día 10 de julio de 2011, Julia Gillard anunció que la cuantía del impuesto sería de 23 dólares por tonelada de $CO^2$ emitido, con un incremento anual de un 2,5% hasta el 2015. Unas 500 grandes empresas se verán afectadas por el impuesto, mientras que se excluye el sector agrícola y los combustibles usados en pequeños negocios y vehículos de uso doméstico, si bien afectará al transporte pesado a partir de 2014.

Se prevé que el gasto medio de los hogares aumente un 0,7%. No obstante, más del 50% de los ingresos provenientes del impuesto serán destinados a asistir, de forma permanente, a los hogares australianos afectados. Como medida de compensación a los hogares, se aumenta el umbral de exención de la tasa de 6.000 dólares de ingresos a 18.000 los primeros tres años, para aumentar a 19.400 dólares en 2015-16. Aquellas personas cuyos ingresos anuales se encuentren por debajo de 80.000 dólares verán reducidos sus impuestos una media de 300 dólares al año.

Hasta 9.200 millones de dólares serán destinados a las industrias afectadas, principalmente la siderúrgica, de aluminio, zinc, para un período de tres años. Otros 1.300 millones de dólares se destinarán a proteger los puestos de trabajo de la industria del carbón, y se establece un fondo de 300 dólares para los trabajadores de la industria siderúrgica. Los productores de gas natural serán compensados por un 50% de sus emisiones. Se crea la *Clean Energy Finance Corporation*[8] a través de la que se establece un fondo de 10.000 millones de dólares destinado al desarrollo y promoción de tecnologías limpias de producción de energía.

[7] El MPCCC está formado por la Primera Ministra Julia Gillard, el Ministro para el Cambio Climático Greg Combet, el Viceprimer Ministro Wayne Swan, la Senadora de los Greens, Christine Milne, el también Senador de los Greens, Bob Brown, y dos miembros independientes, Tony Windsor y Rob Oakeshott. http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/multi-party-committee.aspx

[8] http://resources.news.com.au/files/2011/07/10/1226091/661526-hs-news-file-clean-energy-agreement.pdf

No obstante, debido a la inseguridad reinante al respecto, los potenciales inversores se encuentran en una difícil situación, ya que el líder del partido de la oposición ha anunciado que retirará el impuesto cuando alcance el poder.

La introducción del impuesto sobre el carbono desencadenó diversas reacciones políticas y de la opinión pública. Julia Gillard depende del Green Party y de cuatro senadores independientes para conseguir la mayoría en el Parlamento y sacar adelante su plan sobre las emisiones. La oposición conservadora de Tony Abott se opone al plan, esgrimiendo las mismas razones que adujera durante el gobierno de Rudd y haciendo hincapié en que la Primera Ministra mintió durante su campaña electoral al asegurar que no introduciría un impuesto sobre el carbono.

El debate político entre Julia Gillard y Tony Abbott ha generado gran inquietud entre los consumidores y los sondeos muestran a Julia Gillard muy por debajo de Abbott. Unas posibles elecciones anticipadas podrían tumbar el Gobierno Laborista, aunque no está clara la relación entre esta disminución de popularidad y el plan de introducción del impuesto sobre el carbono. El resultado de las recientes elecciones en el Estado de Nueva Gales del Sur, donde la Coalición de derechas ha obtenido el poder tras dieciséis años de gobierno Laborista, por una abrumadora mayoría, ha contribuido también a debilitar la posición del Gobierno Federal.

El 12 de marzo del 2011, alrededor de 8.000 personas se concentraron en Melbourne para mostrar su apoyo a la medida, mientras que unas 400 lo hicieron en Altona oponiéndose al plan. Desde entonces ha habido varias concentraciones similares con asistencia variable de una y otra parte.

Una encuesta telefónica realizada por la consultora australiana Nielsen[9] en marzo del 2011 mostraba un aumento de las opiniones en contra de la introducción de impuesto sobre el carbono en los últimos seis meses. Un 56% de los encuestados está en contra frente a un 35% a favor, tendencia que se ha mantenido en los últimos meses.

| | Votantes Oct 2010 | Votantes Feb 2011 | Votantes Mar 2011 | ALP[10] Mar 2011 | LNP[11] Mar 2011 | Greens Mar 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **A favor** | **46%** | **46%** | **35%** | 53% (q6) | 17% (q13) | 69% (q6) |
| **En contra** | **44%** | **44%** | **56%** | 34% (p4) | 78% (p19) | 25% (p8) |

Fuente: Nielsen Australia

El 8 de noviembre del 2011 el Senado aprobó la medida por una diferencia de votos de tan sólo 36 a favor frente a 32 en contra, lo que pone de manifiesto la fuerte división de opiniones reinante, teniendo en cuenta que un mes antes la Cámara Baja ya había dado su aprobación por una diferencia de votos también mínima de 74 a 72.

[9] http://au.acnielsen.com/news/200512.shtml

[10] Australian Labour Party

[11] Liberal National Party

En cuanto a las reacciones en el ámbito empresarial, la medida ha sido bien recibida por *The Union Movement*, el sector de las energías renovables, el Consejo de Servicios Sociales y los grupos ecologistas.

Las compañías mineras, sin embargo, creen que las medidas de compensación establecidas para proteger los puestos de trabajo no son suficientes y que el impuesto amenaza las futuras inversiones en Australia. En concreto, la *Australian Coal Association* opina que los importadores extranjeros de carbón podrían dirigir su interés a otros países, lo que forzaría el cierre de un gran número de minas del país.

*Woodside Petroleum*, la mayor productora de gas y petróleo de Australia no se opone a la introducción de medidas de reducción de emisiones, pero sostiene que las empresas exportadoras ("*trade-exposed industries*") deberían estar exentas debido a una reducción de competitividad frente a competidores de países que no tengan impuesto sobre el carbono.

Por ejemplo, *BlueScope Steel Ltd*, empresa en pérdidas debido al aumento de los costes de producción y la disminución de la demanda doméstica, recibirá una compensación del 60%, teniendo en cuanta que la medida le costaría más de 300 millones de dólares al año.

David Peever, Director Ejecutivo de la compañía minera *Rio Tinto* sostiene que la introducción del impuesto dificultará la inversión y el crecimiento del empleo en Australia sin reducir las emisiones globales de $CO^2$ y añade que el nuevo mecanismo de compensación debe tener en cuenta que sigue sin existir tal acuerdo a nivel mundial, lo que repercutirá negativamente en la competitividad del país en los mercados internacionales.

*Qantas Airways*, la compañía aérea más grande de Australia, dice que el impuesto sobre el carbono costará 115 millones de dólares y que el aumento de las tarifas es inevitable.

El 28 de Agosto de 2012, el Gobierno australiano anunció un acuerdo por el cual las empresas australianas podrán adquirir permisos europeos de emisión de $CO_2$. Las empresas australianas podrán utilizar estos permisos a partir del 1 de Julio de 2015, fecha hasta la que los precios de los permisos están determinados de antemano por el Gobierno australiano. De esta manera, el mercado europeo jugará un papel fundamental en el valor de dichos permisos en Australia y ya no vendrán sólo determinados por el mercado nacional o por el Gobierno.

Las reacciones a este acuerdo fueron de un generalizado pesimismo respecto al futuro de los proyectos de energías renovables, puesto que el precio actual de los permisos de emisión en Europa es muy inferior al australiano y eso podría convertir a muchos proyectos de minería en más rentables que los de energías renovables.

El director de Frontier Economics, Danny Price, se preguntaba "¿qué inversor va invertir dinero en un esquema que en 12 meses ha sufrido cambios fundamentales?" y que "el esquema falla: el impuesto no es suficientemente alto como para justificar una inversión en energías renovables".

Varios expertos afirman que si los precios europeos de los permisos se mantienen a esos precios, existe un peligro real de un desinterés por invertir en energías renovables en Australia.

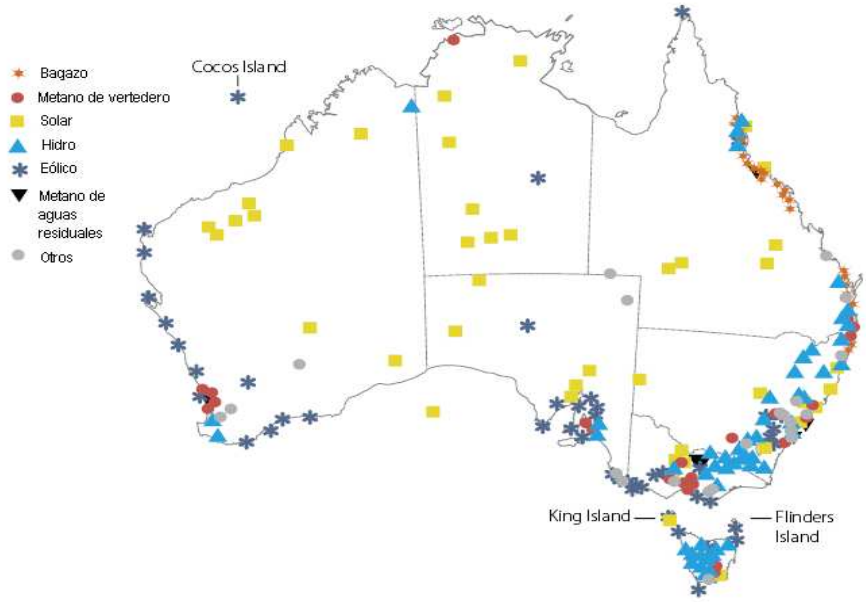
# II. ANÁLISIS DE LA OFERTA

## 1. ANÁLISIS CUANTITATIVO

### 1.1. Tamaño de la oferta de energías renovables en Australia

Según el *Clean Energy Council* del Gobierno australiano había instalados en agosto de 2011 un total de 345 proyectos de energías renovables, con una capacidad total instalada de 11.354,45 MW. Si le a esto añadimos los paneles fotovoltaicos de pequeña escala, la capacidad total instalada de energía renovable en Australia ascendería a 12.492 MW. En ese listado se incluyen desde pequeñas instalaciones privadas hasta grandes centrales hidroeléctricas.

MAPA 1. Instalaciones eléctricas a partir de energías renovables




Fuente: Clean Energy Council

El sector de la energía solar es pequeño en comparación al hidroeléctrico o al eólico. Sin embargo, y sobre todo gracias a la instalación de plantas fotovoltaicas de pequeña escala, esas diferencias se han ido recortando en los dos últimos años de forma sustancial. De hecho, el

sector solar pasó de contar con 114 MW instalados en 2009, a contar con una potencia total instalada 1.041 MW en 2011.

Tabla 1. Capacidad de generación de electricidad por energía renovable

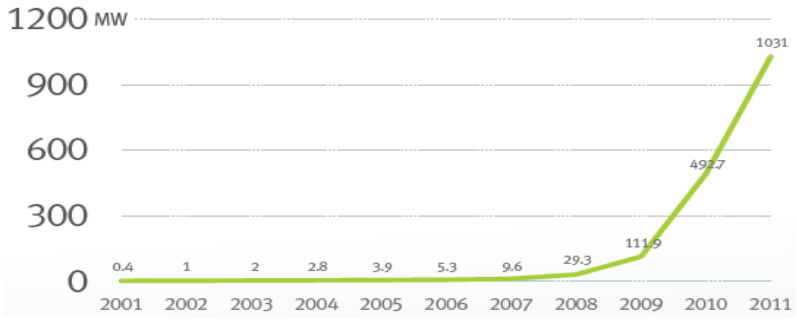
| | Hidro | Viento | Bioenergía | Solar fotovoltaica | Solar térmica | Geotérmica | Energía del oleaje | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | MW | MW | MW | MW | MW | MW | MW |
| **NSW** | 4 677 | 234 | 166 | 328 | 3 | 0 | 0 | 5 408 |
| **Tas** | 2 316 | 142 | 5 | 8 | 0 | 0 | 0 | 2 471 |
| **Vic** | 803 | 432 | 113 | 152 | 0 | 0 | 0.2 | 1 500 |
| **Old** | 669 | 12 | 429 | 256 | 0 | 0.1 | 0 | 1 366 |
| **SA** | 4 | 1 151 | 20 | 130 | 0 | 0 | 0 | 1 305 |
| **WA** | 30 | 204 | 33 | 141 | 0 | 0 | 0.1 | 408 |
| **ACT** | 1 | 0 | 4 | 19 | 0 | 0 | 0 | 25 |
| **NT** | 0 | 0 | 1 | 6 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| **Australia** | 8 501 | 2 175 | 772 | 1 041 | 3 | 0.1 | 0.3 | 12 492 |

Fuente: Clean Energy Council

Sin duda lo que caracteriza al sector de la energía solar actual es el poco desarrollo de plantas a gran escala y el uso de pequeñas instalaciones fotovoltaicas de autoabastecimiento, existiendo también limitadas plantas termo-solares. Los calentadores de agua termo-solares son la forma predominante de uso de energía solar (según la *International Energy Agency* había 1800 MW de capacidad instalada en Australia en 2009), aunque la producción de electricidad por parte de tecnologías fotovoltaicas y de concentración termo-solares está incrementándose.

La implantación de placas fotovoltaicas de pequeña escala ha impulsado el sector de forma muy significativa. Atendiendo al último informe del Clean Energy Council, para agosto de 2011 ya habían alcanzado una capacidad instalada de 1.031 MW.

Gráfica 2. Capacidad de generación de los paneles fotovoltaicos de pequeña escala, agosto 2011




Fuente: Clean Energy Council

## EL MERCADO DE ENERGÍA SOLAR EN AUSTRALIA

En cuanto a ubicación geográfica, destaca que los Estados con mayor exposición solar y mayor temperatura anual no sean los precisamente los Estados con mayor existencia de plantas solares. La razón de esta situación se debe a que, a pesar de que el norte de Western Australia y Northern Territory son las zonas geográficas con mejores condiciones para el desarrollo de plantas, la población australiana se concentra en la costa, principalmente en la Este y Sureste -con New South Wales, Victoria y Queensland como Estados con mayor población-, por lo que en muchos casos la inviabilidad de los proyectos reside en la necesidad de una inversión extra para la conexión a la red de distribución.

Tabla 2. Listado de proyectos de energía solar instalados en Australia (agosto 2011)

| NOMBRE | ESTADO | PROPIETARIO | CAPACIDAD (MW) | AÑO DE CREACIÓN |
|---|---|---|---|---|
| Singleton | NSW | EnergyAustralia | 0,39 | 1998 |
| Wilpena Pound | SA | AGL | 0,10 | 1998 |
| Homebush Stadium | NSW | Stadium Australia | 0,14 | 2000 |
| Newington | NSW | Pacific Power | 0,67 | 2000 |
| Kogarah Town Square | NSW | Kogarah Council | 0,16 | 2002 |
| Kings Canyon | NT | Power and Water Corporation | 0,24 | 2003 |
| Ernabella | SA | Ananga Pitjantjatjara Council | 0,22 | 2003 |
| Victoria Market | VIC | Melbourne City Council | 0,19 | 2003 |
| Hermannsburg | NT | Power and Water Corporation | 0,19 | 2005 |
| Yuendumu | NT | Power and Water Corporation | 0,24 | 2006 |
| Lajamanu | NT | Power and Water Corporation | 0,29 | 2006 |
| Blacktown | NSW | Cadbury Schweppes | 0,10 | 2007 |
| Tulla Calder Interchange | VIC | Tullamarine Calder Alliance | 0,24 | 2007 |
| Umuwa | SA | Silex Systems | 0,22 | 2007 |
| Bridgewater | VIC | Silex Systems | 0,14 | 2008 |
| Windorah | QLD | Ergon Energy | 0,18 | 2008 |
| King Island | TAS | KI Solar Pty Ltd | 0,10 | 2008 |
| Alice Crowne Plaza | NT | Alice Crowne Plaza | 0,30 | 2009 |
| Ballarat | VIC | Central Victoria Solar City | 0,30 | 2009 |
| Bendigo | VIC | Central Victoria Solar City | 0,30 | 2009 |
| Liddell | NSW | Ausra / Macquarie Generation | 3,00 | 2009 |
| Adelaide Showgrounds | SA | First Solar | 1,00 | 2009 |
| Adelaide Airport | SA | Adelaide Airport | 0,11 | 2009 |
| Marble Bar | WA | Horizon Power | 0,58 | 2010 |
| Alice Springs Airport | NT | Alice Springs Airport | 0,24 | 2010 |
| Nullagine | WA | Horizon Power | 0,20 | 2010 |
| Mayfield | NSW | CSIRO | 0,20 | 2011 |
| St Lucia CampusUniversity | QLD | University of Queensland | 1,20 | 2011 |
| Carnarvon Solar Farm | WA | EMC Solar | 0,30 | 2011 |

Fuente: Clean Energy Council

### 1.2. Tamaño de la oferta de la energía solar en Australia y comparativa mundial

La radiación solar anual en Australia es de aproximadamente 58 millones PJ, y ésta es mayor en el noreste y centro de Australia, áreas desérticas con poca población y mucha dispersión poblacional, por lo que no tienen acceso a la red de electricidad. Estos condicionantes provocan que se necesiten sumas importantes de inversión no solo en generadores, sino también en infraestructura de transmisión, lo que hace que muchos proyectos sean inviables. Además, cabe explicitar las diferentes limitaciones de la energía solar, debido a las intermitencias causadas por el número de horas de sol al día, la existencia de periodos de tiempo nublados, y condicionante estacional de obtener no solo menos horas de luz en los meses invernales, sino también una radiación solar más débil.

En este sentido, el potencial de desarrollo de un proyecto de energía solar depende una radiación solar considerable, proximidad a una red de almacenamiento y distribución, y la disponibilidad de lugares para la construcción de la planta, teniendo en cuenta que una planta de energía solar requiere aproximadamente 2 hectáreas por MW instalado.

Dado que la energía solar no puede ser almacenada por mucho tiempo ni comerciada en su forma primaria, el consumo de energía solar es igual a la producción de energía solar. Esto se debe a que el desarrollo de un sistema de almacenamiento a largo plazo todavía no está completamente desarrollado –situación que haría la energía solar mucho más atractiva-.

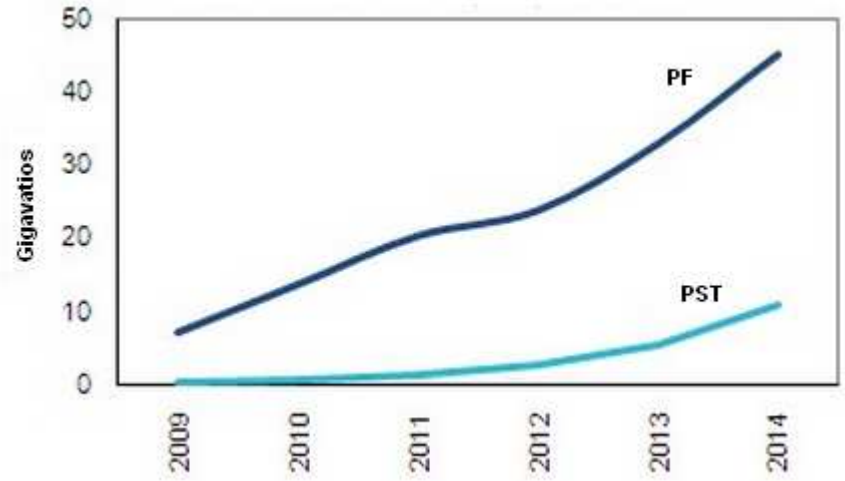
Sin embargo, los sistemas de almacenamiento térmico que se están construyendo en la actualidad están permitiendo almacenamiento de hasta 7 horas, y varios proyectos de torres solares están incorporando sistemas de hasta 16 horas de almacenamiento, pudiendo cubrir así la generación de 24 horas de electricidad, una de las mayores limitaciones de esta energía.

A datos de 2009-2010, la producción de energía solar en Australia representa tan solo el 0,2% del mix energético del país. En el mismo sentido, la generación de electricidad vía fuentes solares en Australia representa tan solo el 0,1%, sin embargo, hay que destacar el sector ha crecido un 21% de media en los últimos cinco años. La capacidad de producción de electricidad en Australia asciende a 11,1 PJ.

La razón por la cual el porcentaje de generación de electricidad vía fuentes solares (0,1%) es muy inferior a la producción de energía solar (0,2%) se debe a la predominancia de instalaciones termo-solares como calentadores de agua y calefacciones en inmuebles residenciales y comerciales que no transforman la energía en electricidad para su uso.

Respecto a la configuración estructural del sector a nivel mundial, puede comprobarse el claro predominio de la energía fotovoltaica en el consumo de energía solar, representando un 96% del total en 2009. De acuerdo a la consulta IHS, la capacidad mundial instalada de paneles fotovoltaicos alcanzó la cifra de 7 GW en 2009 y se prevé que para 2014 alcance la cifra de 45,2 GW. Por otro lado, la capacidad mundial instalada de plantas termo-solares es de 0,29 GW y se prevé que para 2014 llegue a 10,8 GW.

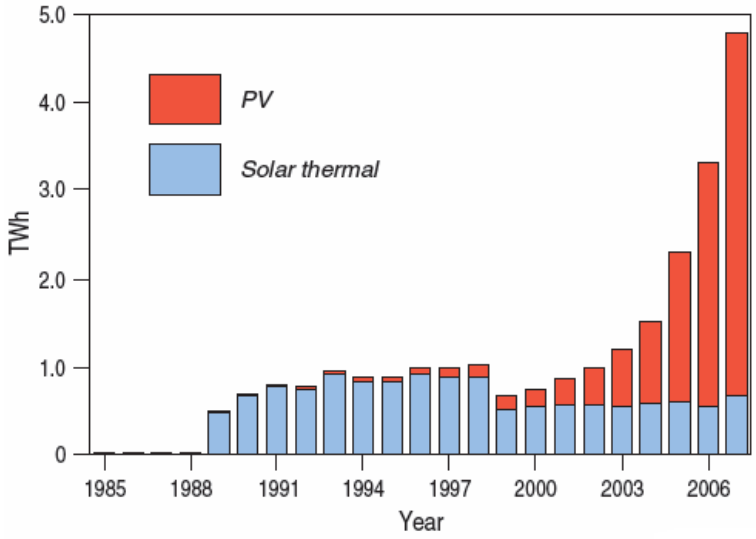
Gráfica 3. Capacidad mundial instalada y previsiones hasta 2014: plantas termo-solares y plantas fotovoltaicas




Fuente: IHS 2010

En cuanto a la electricidad generada a partir de fuentes solares, toda la energía fotovoltaica es electricidad, mientras que tan solo el 3% de la energía termo-solar se convierte finalmente en electricidad. Desde al año 2000 la energía fotovoltaica ha venido incrementándose hasta casi quintuplicar la electricidad proveniente de fuente termo-solar. El total de electricidad generada por fuentes solares a nivel mundial casi azanca los 5TWh.

Gráfica 4. Generación de electricidad mundial procedente de energía solar, por tipo de tecnología




Fuente: IEA 2009

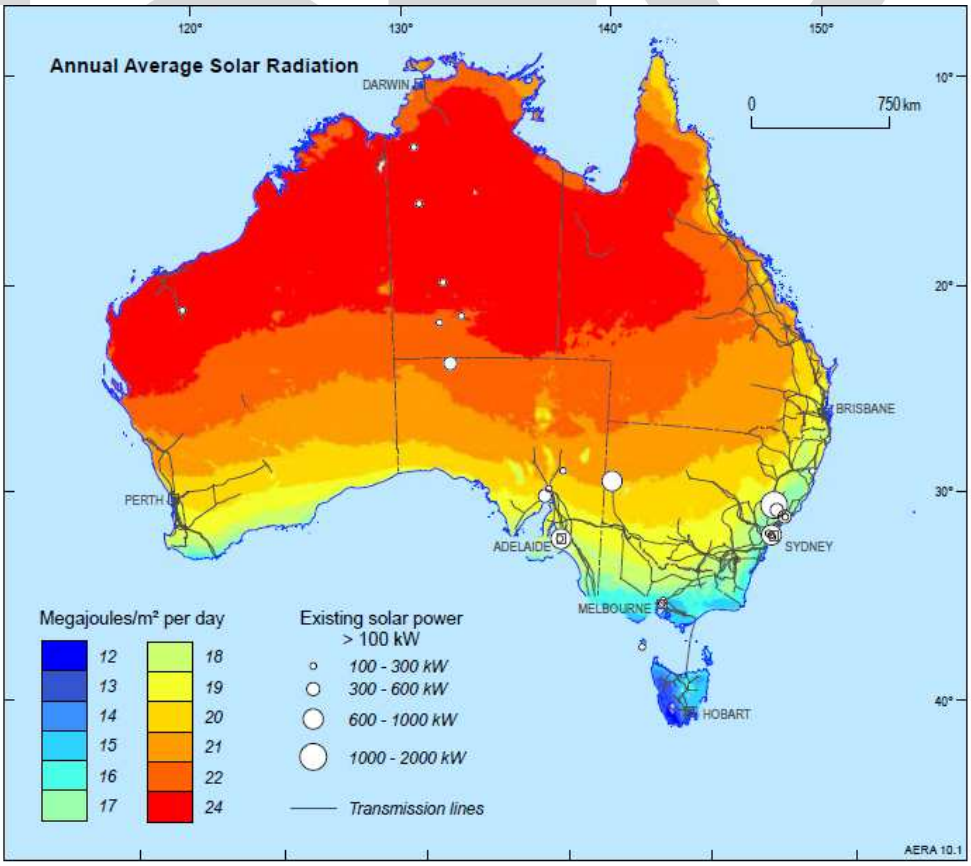
## **2.** FACTORES PARA LA IMPLANTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

### 1) NIVELES DE RADIACIÓN SOLAR

Australia recibe 58 millones PJ de radiación solar por año, aproximadamente 10.000 veces más que el consumo total de energía del país en 2009-10 (5.945 PJ). Según Wes Stein, experto en energías renovables de CSIRO[12], un terreno de 50 kilómetros cuadrados sería suficiente para satisfacer todas las necesidades energéticas del país. Sin embargo, la cantidad de radiación solar varía en función del momento del día, del número de horas con luz, del ángulo del sol y de la existencia de nubes.

Como puede comprobarse en el mapa, mientras que las áreas de mayor radiación solar están localizadas en zonas interiores, existen áreas conectadas a redes eléctricas con niveles relativamente altos de radiación solar. Destacan asimismo la existencia de plantas solares en Estados de menos radiación solar (NSW, VIC, SA), que sin embargo tienen mejores infraestructuras eléctricas.

Mapa 2. Media de radiación solar anual (MJ/m2 por día) y plantas de energía solar existentes con capacidad mayor de 100 kW




Fuente: ABARE 2010, Geoscience Australia

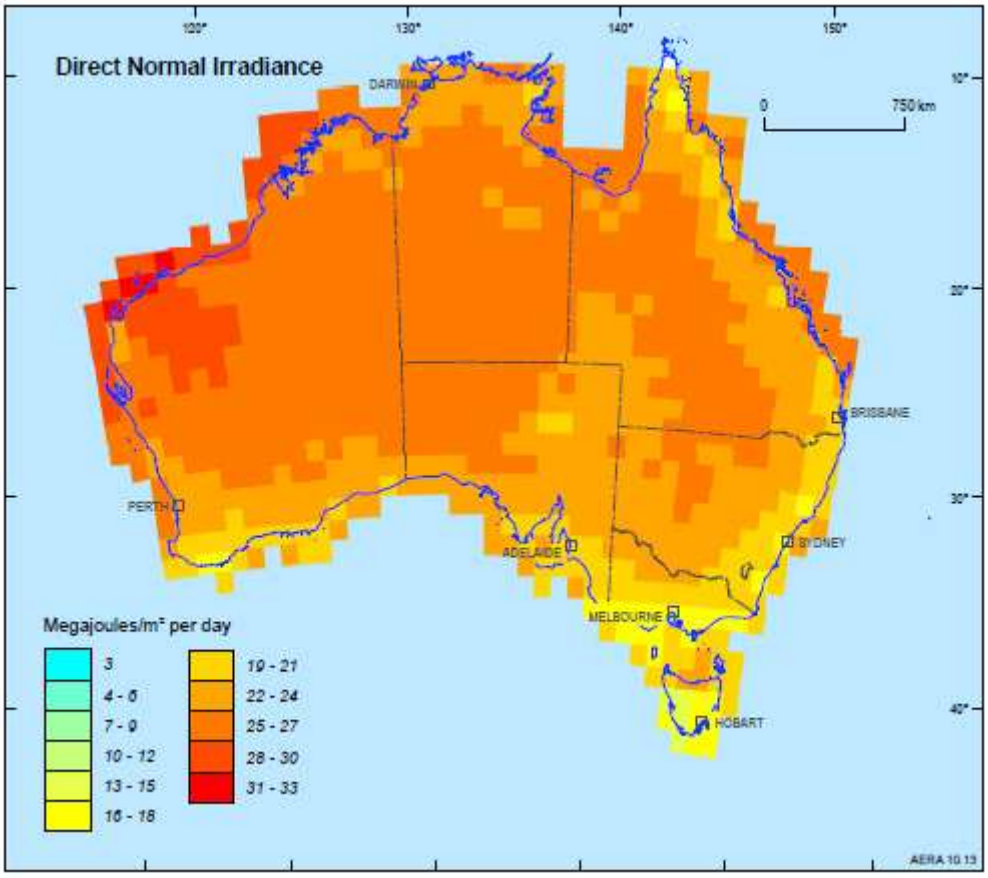
[12] http://www.csiro.au/people/Wes.Stein.html

2) IRRADIACIÓN NORMAL DIRECTA

Para plantas de concentración solar (tanto termo-solar como PV concentrada), el factor determinante es la irradiación directa normal (*Direct Normal Irradiance- DNI*) y en menor medida la media anual de radiación solar. Esto es debido a que estas tecnologías únicamente pueden concentrar la luz que provenga de una dirección y utiliza mecanismos de rastreo para alinear todos los colectores en función de la dirección del sol.

Los datos relativos a DNI solo se pueden obtener a partir de una base de datos de la NASA, la cual no otorga en detalle los mejores lugares para instalación de plantas de concentración solar. Como se puede comprobar, existen áreas con altos niveles de DNI que divergen de las de mayor radiación solar – caso del interior de New South Wales o la costa de Western Australia –.

Mapa 3. Irradiación directa normal (DNI)




Fuente: NASA 2009

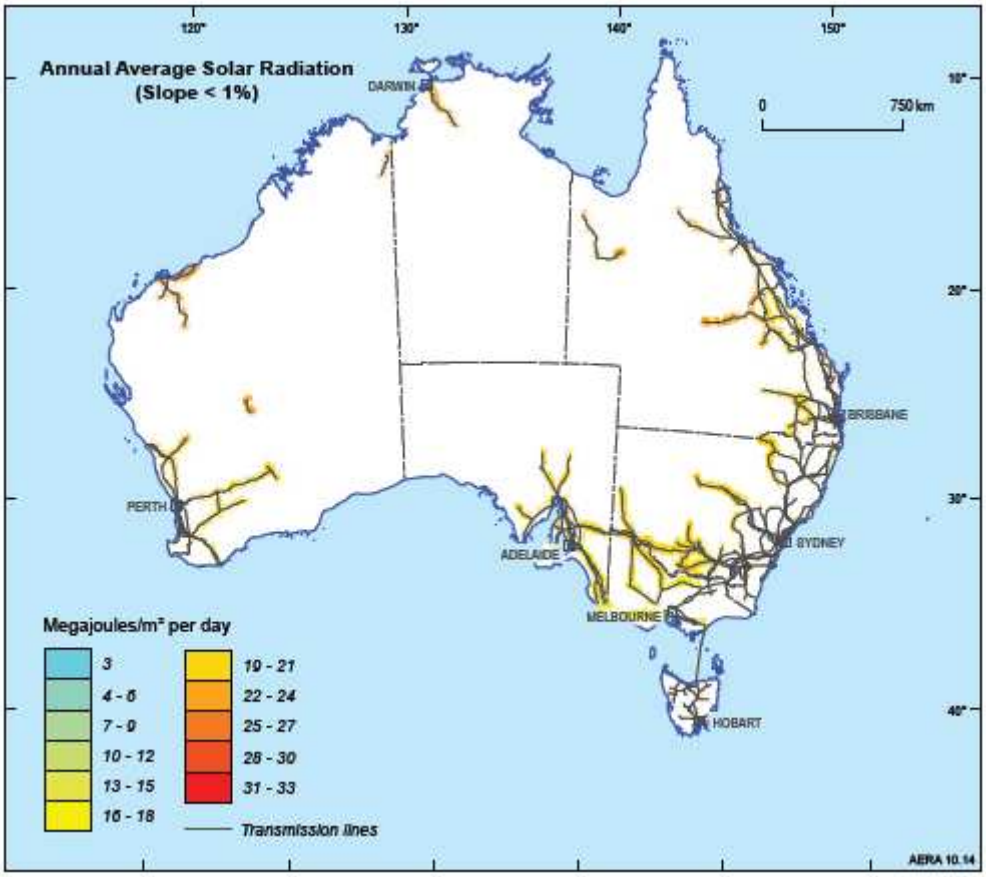
3) AUSENCIA DE RELIEVE

El terreno es otro condicionante para la instalación de plantas solares, ya que, según CSIRO, alrededor de 2 hectáreas son necesarias para cada MW instalado y algunos tipos de plantas termo-solares, incluyendo cilindros parabólicos y reflectores Fresnels, necesitan ser construi-

dos en terrenos sin relieve. En cambio, las torres de energía, platos y sistemas de PV no necesitan situarse en terrenos sin relieve.

El Bureau of Meteorology (BoM), junto con GeoScience Australia, publicó un mapa con radiación solar y con las siguientes limitaciones geográficas: terrenos con inclinación menor a un 1%; terrenos situados a menos de 25km de líneas de transmisión y exclusión de los parques naturales actuales. Según el mapa con estas limitaciones, se siguen obteniendo una radiación anual de 2,7 millones PJ, 500 veces mayor que la demanda anual en Australia.

Mapa 4. Radiación anual solar con terrenos con inclinación inferior a 1% y situados a menos de 25 km de líneas eléctricas de transmisión




Fuente: Bureau of Meteorology y GA

## 4) VARIACIONES DE RADIACIÓN POR TEMPORADA

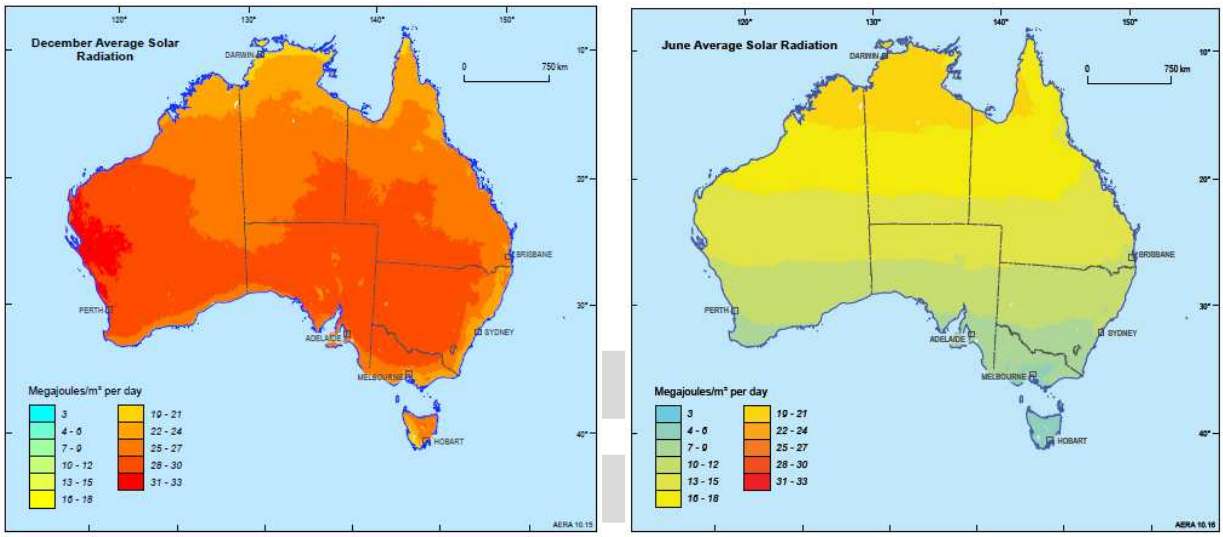
Igualmente, deben tenerse en cuenta las importantes variaciones estacionales en cuanto al total de radiación solar, ya que, como se puede comprobar en los mapas correspondientes, mientras que los niveles de radiación en verano son muy altos en el interior del país, la radiación en invierno tiene una fuerte correlación con la latitud.

En Estados como Victoria, South Australia y Queensland, la variación en la radiación solar está muy ligada a la variación en demanda de electricidad, por lo que los picos de demanda

en verano -debidos principalmente al consumo de aires acondicionados- coinciden con las horas donde los recursos solares son más abundantes.

Sin embargo, en invierno, donde hay menos horas de luz y la radiación solar es menor, la demanda ocasionalmente sube debido al consumo de calefacción.

Mapas 5 y 6. Media de radiación solar en el mes de diciembre (verano) y media de radiación solar en junio (invierno), respectivamente




Fuente: Bureau of Meteorology 2009

## 5) CONSUMO DE AGUA

La mayoría de sistemas termo-solares generadores de electricidad requieren agua para la producción de vapor y la cantidad de agua disponible afecta a la eficiencia de la instalación solar. Asimismo se necesita agua para la limpieza de los espejos con el fin de mantener la reflectividad de los mismos. También empieza a estar disponible una tecnología para torres solares que elimina la mayoría del consumo de agua, aunque se reduce la eficiencia de la misma en un 10%.

## 6) EMPLAZAMIENTOS CON POTENCIAL PARA INSTALACIÓN DE PLANTAS SOLARES

Las consultoras *Wyld Group y MMA* identificaron un número de emplazamientos con potencial para el desarrollo de plantas solares de alta escala, basado en niveles altos de radiación solar, proximidad a infraestructuras de red eléctrica, y costes altos de electricidad de fuentes alternativas para competir.

- Port Augusta en South Australia
- Noroeste de Victoria
- Noroeste y zona interior de New South Wales

- Kalbarri en Western Australia
- La red eléctrica entre Darwin y Katherine en Northern Territory
- La red eléctrica entre Alice Springs y Tennant Creek en Northern Territory

### 2.1. Previsiones

Según las proyecciones realizadas por ABARE[13], se estima que el consumo de energía solar se triplique para 2034-35 (de 9 PJ a 26 PJ), creciendo a una media de 4,1% anual. Aunque los calentadores termo-solares de agua seguirán siendo la forma predominante de consumo de energía solar, se espera que el porcentaje de fotovoltaico se incremente. En este sentido, se estima que la generación de electricidad aumente en mayor proporción (13,6% anualmente, pasando de menos de un 1TWh a 5TWh).

Tabla 3. Proyecciones del mercado solar australiano para 2034-35

| Tipo de energía | 2008–09 PJ | 2019–20 PJ | 2034–35 PJ | 2008–09 % | 2034–35 % | Crecimiento anual medio 2008–09 a 2034–35 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| No renovables | 5505 | 6431 | 6822 | 95 | 91 | 0.8 |
| Renovables | 279 | 548 | 660 | 5 | 9 | 3.4 |
| Hidro | 45 | 47 | 47 | 1 | 1 | 0.2 |
| Viento | 14 | 131 | 175 | <1 | 2 | 10.1 |
| Bioenergía | 211 | 329 | 365 | 4 | 5 | 2.1 |
| Solar | 9 | 22 | 26 | <1 | <1 | 4.1 |
| Geotérmica | 0 | 18 | 48 | 0 | 1 | - |
| Total | 5784 | 6979 | 7481 | 100 | 100 | 1.0 |

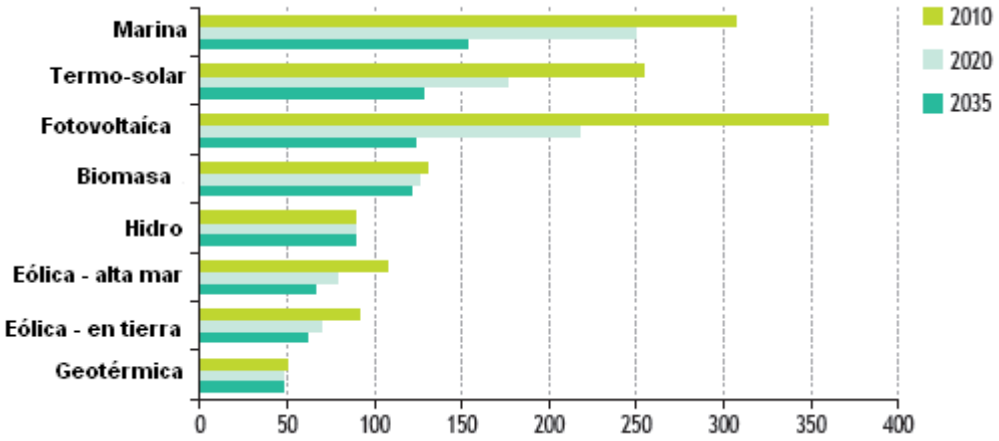
Fuente: ABARE 2011

El futuro de la energía solar va íntimamente ligado a su coste en relación a otras alternativas energéticas. En la actualidad, la energía solar es aún más costosa que otras fuentes renovables –hidroeléctrica, eólica, biomasa o biogas- y se sitúa aún muy por encima de los recursos energéticos fósiles –carbón, petróleo o gas-. Según la IEA, la energía de sistemas fotovoltaicos cuesta entre 195 y 681 US$ MW/hora, dependiendo de la eficiencia de la instalación, frente a los 63-126 US$ por MW/hora de energía eólica en tierra.

La energía solar es una opción atractiva para generadores de electricidad fuera de la red situados en zonas remotas pero, para el desarrollo de plantas solares de gran escala conectadas a la red, es necesario un avance tecnológico que mejore la eficiencia de la conversión de la energía en electricidad, así como reducir el capital de inversión necesario para la construcción y mantenimiento de las mismas. En este sentido, la competitividad de la energía solar está muy determinada por las políticas gubernamentales orientadas a reducir las emisiones de $CO_2$.

[13] Las proyecciones de ABARE se han realizado mediante la aceptación de ciertas hipótesis: la consecución del RET, reducción del 5% en emisiones de CO2 y el mantenimiento de políticas gubernamentales incentivadoras

Gráfica 5. Costes por generación de un MW por tipo de tecnología renovable y posible evolución en el 2020 y 2035

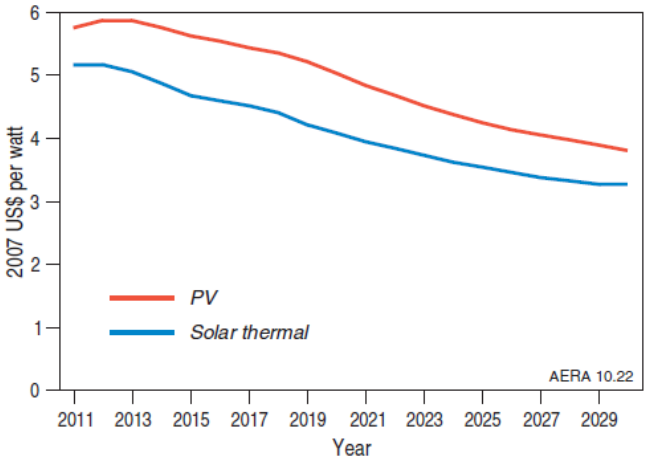



Fuente: IEA 2010

En cuanto a aplicaciones directas de la energía solar, sin duda, los sistemas de calentadores termo-solares de agua son el producto más comercializado y que está situado en el ciclo de vida más avanzado. Otro tipo de aplicaciones directas en una situación más atrasada son los sistemas de calefacción y aire acondicionado solares.

El mayor coste para instalaciones fotovoltaicas es la instalación inicial de placas y paneles solares y los componentes necesarios para la conexión de los mismos como generador de energía. Sin embargo, a lo largo de su vida útil (20 a 25 años), no se requieren gastos asociados a su mantenimiento salvo el reemplazo al menos una vez cada diez años del transformador que pasa la corriente directa a corriente alterna. La estructura de costes para los sistemas termo-solares es similar, con una alta inversión inicial en componentes e instalación.

Gráfica 6. Proyección de la media de costes de generación de electricidad para nuevas plantas solares



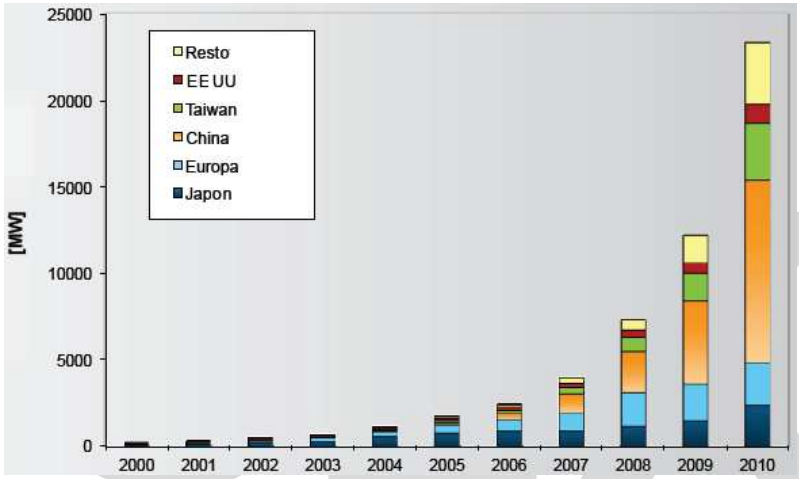

Fuente: EIA 2009

En la actualidad, el coste de energía solar es mayor que otras tecnologías en la mayoría de los países. Según datos publicados por la *International Energy Agency (IEA)* en 2009, el coste mínimo para energía solar fotovoltaica en áreas de altos índices de radiación se sitúa en alrededor de 0,23 US$ por kWh.

No obstante, el coste de instalación de energías solares está decreciendo, y se están destinando fondos en I+D para el desarrollo de tecnologías que abaraten el coste de esta fuente de energía. Según la IEA, se espera que en EEUU el coste de nuevas plantas fotovoltaicas se reduzca en un 37% en términos reales para 2030. La bajada en el precio de los paneles solares incrementa el interés de las instalaciones de plantas solares de gran escala.

La reducción de costes se debe a varios factores como la mejora en la eficiencia de las tecnologías desarrolladas y el mayor número de empresas en el mercado, especialmente compañías chinas con bajos costes. Según el *PV Status Report 2011* de la Comisión Europea, las empresas chinas (incluyendo Taiwán) fabrican el 60% de la capacidad producida.

Gráfica 7. Producción anual de paneles fotovoltaicos en MW por país fabricante




Fuente: PV Status Report 2011, Comisión Europea, Institute for Energy

La creciente demanda de esta fuente de energía ha provocado que el suministro de silicona, material utilizado en la mayoría de las placas solares, se haya encarecido. Este factor ha provocado la aparición de placas de película fina "thin film", las cuales utilizan menos silicona – y en algunos casos ni la utilizan- de empresas como First Solar, Nanosolar o Helio Volt. Esta variante es menos eficiente, aunque mucho más barata al utilizar telurio de cadmio.

### 2.2. Plantas solares existentes y propuestos (>100 KWh)

Según el *Clean Energy Council*, figuran 27 plantas por encima de 100 KWh en funcionamiento (ver listado disponible en la página 17), de producción muy limitada puesto que la mayoría no supera 1 MW de capacidad y la planta con mayor capacidad tiene una capacidad máxima de 3MW. Estas capacidades de generación de electricidad son mucho más limitadas que las ofrecidas por otras plantas de fuentes energías renovables distintas a las solares.

A octubre de 2011 existían doce nuevos proyectos propuestos, con una capacidad combinada de 106 MW. De los proyectos propuestos, el *Solar Dawn Project* es el de mayor capacidad, con 250 MW. Este proyecto es uno de los dos proyectos contenidos en el programa *Solar Flagships*, en el cual se aprobaron dos segmentos –uno de naturaleza termo-solar y otro fotovoltaico- para generar un total de hasta 1000MW.

Tabla 4. Lista de proyectos propuestos

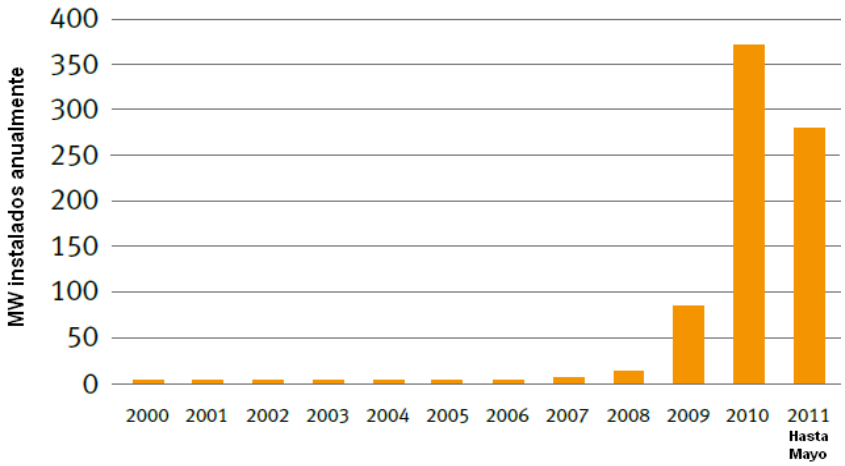
| Proyecto | Compañía | Localización | Inicio de la obra | Capacidad | Importe |
|---|---|---|---|---|---|
| Broken Hill Solar Photovoltaic Power Project | AGL Energy | Broken Hill, NSW | 2014 | 50MW | $200m |
| Capital Photovoltaic Solar Farm | Infigen Suntech Australia | A 10 km N de Bundendore, NSW | n.d. | 50MW | $150m |
| Chapman Solar power | Investec Bank Australia | A 14km NE de, Geraldton, WA | 2013 | 50MW Solar, 50MW Diesel | $200m |
| Mallee Solar Park | TRUenergy | Cerca de Mildura, Vic | 2015 | 180MW | n.d. |
| Manildra Photovoltaic Solar Farm | Infigen Suntech Australia | A 5 km NO de Manildra, NSW | 2013 | 50MW | $150m |
| Mildura Solar Farm | Infigen Energy | Cerca de Mildura, Vic | n.d. | 100-180MW | n.d. |
| Moree Photovoltaic Solar Farm | Infigen Suntech Australia | A 5 km SE de Moree, NSW | 2012-13 | 60MW | $180m |
| Moree Solar Station | Moree Solar Farm Consortium | Cerca de Moree, NSW | a finales de 2015 | 150MW | $600-700m |
| Nyngan Photovoltaic Solar Farm | Infigen Suntech Australia | A 2 km S de Nyngan, NSW | n.d. | 100MW | $300m |
| Nyngan Solar Farm | AGL Energy | A 7.6 km al este de Nyngan, NSW | 2014 | 100MW | $350m |
| Solar Dawn (hybrid solar-gas power plant) | Solar Dawn | Cerca de Kogan Creek, Qld | 2015 | 250MW | $1.2b |
| Whyalla Solar Oasis | Wizard Power | A 2 km N de Whyalla, SA | 2012 | 40 MW, en principio | $230m |

Fuente: Major electricity generation projects, BREE, 2011

## 2.3. Instalaciones fotovoltaicas de <100 KWh

El segmento de placas fotovoltaicas de pequeña escala en los hogares australianos resulta una de las mejores oportunidades comerciales en el mercado. Atendiendo al último informe del *Clean Energy Council*, para agosto de 2011 ya habían alcanzado una capacidad instalada de 1.031 MW, frente a los 111,9 MW que existían en 2009.

Gráfica 8. Capacidad instalada por año en MW (conectada a la red eléctrica)



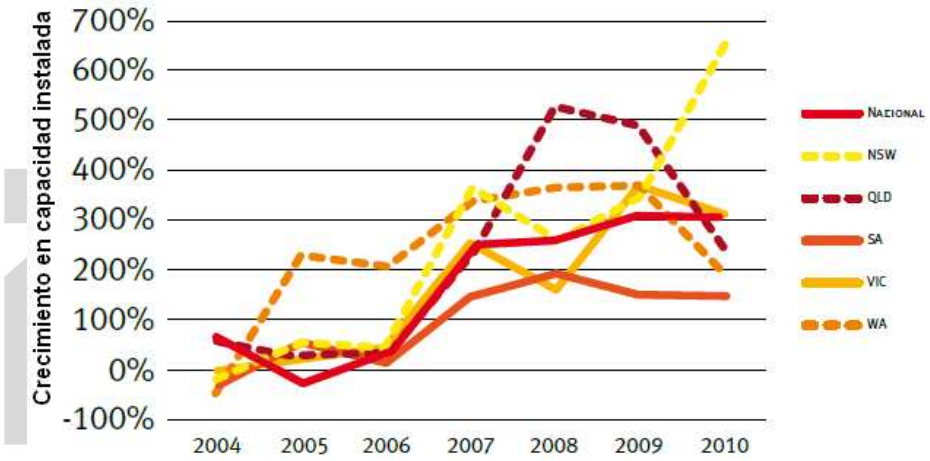

Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

## EL MERCADO DE ENERGÍA SOLAR EN AUSTRALIA

El año 2010 marca el comienzo de un boom que sigue en 2011. Por tamaño de mercado, Australia se encuentra entre los 10 países más importantes del mundo. En 2010 se instalaron aproximadamente 368 MW –un 350% más que en 2009- de los cuales un 98% tuvo como destino el sector residencial. A falta de datos más recientes, se estima que 2011 haya superado con creces la cifra de 2010.

Según el *Clean Energy Council*, hay instalados 515.585 paneles fotovoltaicos en los hogares australianos. La introducción por parte de los Estados de las denominadas FiT, *Feed-in Tariffs* (sistema de tarifas), unidos a la fortaleza de la moneda, la continua bajada en el coste de los paneles fotovoltaicos y a la facilidad para obtener financiación, dio lugar a un fuerte incremento en la demanda en 2010.

Gráfica 9. Crecimiento anual en capacidad instalada

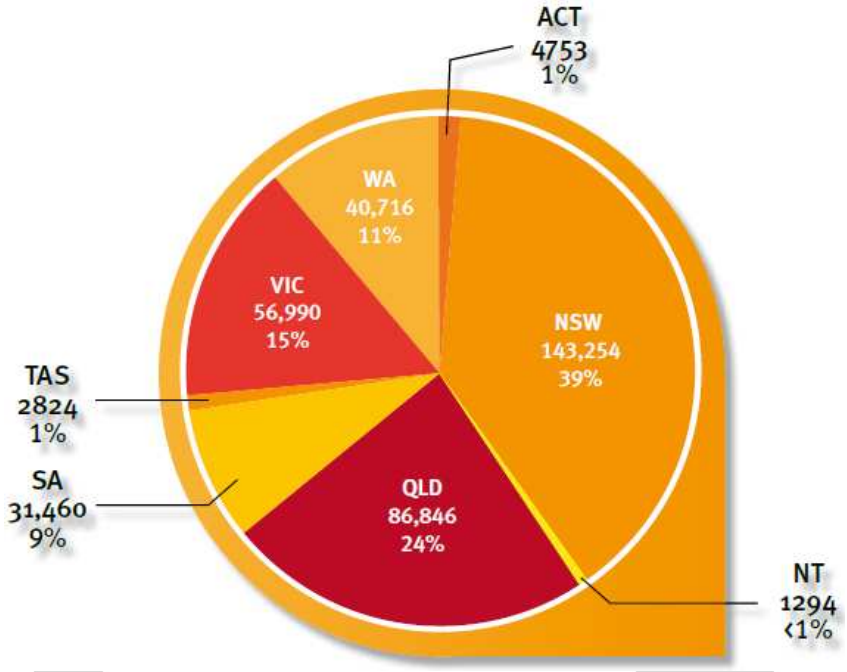



Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

Uno de los principales impulsores del crecimiento del sector, los programas regionales *Feed-in Tariffs* están bajo revisión tanto a nivel nacional como en muchos Estados:

- Hasta un 19% de la capacidad total instalada en 2010 estuvo directamente relacionada con el programa *Solar Homes Communities Program* (SHCP), que ha sido suspendido.
- El 39% de la capacidad instalada corresponde al estado de New South Wales, cuyo programa *New South Wales Solar Bonus Scheme* ya no recibe nuevas solicitudes.
- El 50% de la capacidad instalada corresponde a los estados de Queensland, Victoria y Western Australia, cuyos FiT (feed-in-tariffs) están sufriendo varios ajustes.
- Cerca del 9% de la capacidad instalada corresponde al estado de South Australia, cuyo programa de feed-in-tariffs ha sido revisado y ajustado en octubre de 2011.

Gráfica 10. Instalaciones fotovoltaicas por Estado (<100 kW)




Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

Como se puede apreciar, el Estado en donde más instalaciones fotovoltaicas se adquirieron fue en el Estado de New South Wales, seguido, a mucha distancia, de Queensland y Victoria. Cabe destacar que New South Wales tiene tantos paneles instalados como Queensland y Victoria juntos en 2010.

En términos de venta al por menor, la industria ha generado cerca de 2.300 millones dólares australianos en 2010. Según el *Clean Energy Council* en su estudio *Review of the Australian PV Industry 2011*, en un escenario realista (737 MW de capacidad instalada añadida por año) se esperan unos ingresos de venta al por menor de 3.800 millones de dólares australianos para 2015.

# **3.** ANÁLISIS CUALITATIVO

## 3.1. Producción

El mercado está diferenciado por empresas con centrales eléctricas de mayor escala, y por particulares con unidades generadoras de energía solar de menor escala y así como con sistemas de calentamiento de agua por energía solar. Dentro del primer segmento, y al analizar las principales empresas productoras de energía solar, se diferencian claramente cinco grupos distintos:

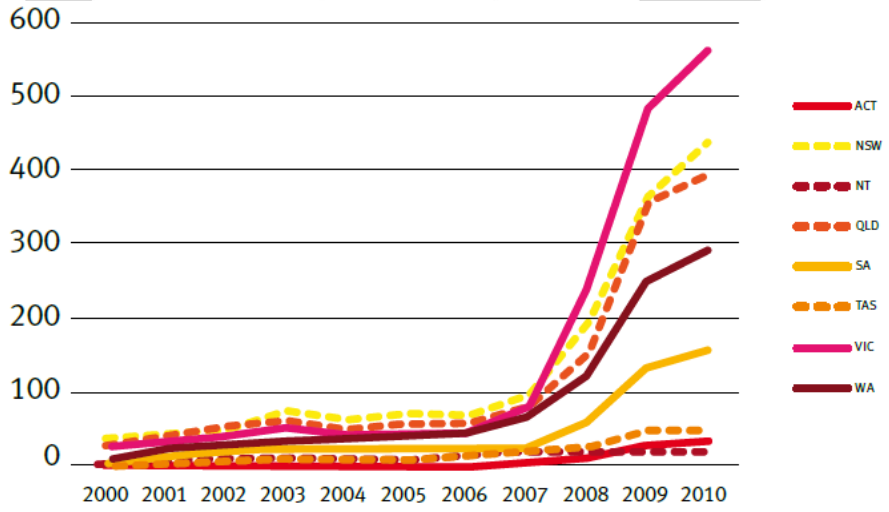
- El primer grupo lo compondrían instituciones gubernamentales, organismos públicos de I+D y otros centros de investigación y universidades, como la *Australian Greenhouse Office, CSIRO, Australian National University*, etc.
- Las grandes empresas energéticas australianas que, aunque originariamente se dedicaban a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes no renovables, han ido expandiendo sus líneas de negocio hacía las energías limpias. Así figuran grandes empresas del sector como *AGL*, *Origin Energy o TRU Energy.*
- Asimismo figuran las empresas australianas de renovables propiamente dichas, que son empresas cuya actividad principal son las energías solares: *Silex Solar, Solar Systems, Dyesol, Solar Shop, Solahart, etc*
- Por otra parte, otro grupo lo formarían los fondos de inversión australianos, que viendo las potencialidades del sector han expandido sus carteras hacia el sector de renovables tales como *ANZ Infrastructure o Transfield Service Infraestructure Fund*.
- Por último, pero jugando un destacado papel por su alta presencia en el mercado australiano y por sus experiencia internacional, se situarían las empresas extranjeras del sector que han visto su oportunidad de inversión en Australia. Forman parte de este grupo las españolas *Acciona Energía* y *Abengoa Solar, Fotowatio,* y *Unión Fenosa Ga*s, que si bien se sitúa fuera de la energía solar está consolidada en el mercado de las renovables en Australia.

Entre las empresas con unidades generadoras de pequeña escala podemos diferenciar:

- Los fabricantes, compañías dedicadas a la construcción de células fotovoltaicas o módulos. Existen dos grandes fabricantes en Australia: *Silex Solar* y *Australian Solar Manufacturing*.
- Las “utilities”: empresas privadas o controladas por el gobierno dedicadas al servicio público que se dedican a la venta al por menor de paneles fotovoltaicos. Las empresas más importantes son *Origin Solar*, *Ergon Energy* y *AGL Energy*.
- Los mayoristas, enfocados principalmente al segmento comercial del mercado. Actualmente hay unas 35 empresas dedicadas a esta actividad. Las compañías más importantes son *RF Industries* (50 MW vendidos en 2010), *Solar Inverters* (60 MW vendidos en 2010), *Solar Shop* (25 MW vendidos en 2010) y *Energy Matters* (15 MW vendidos en 2010).

- Los minoristas, que a su vez se dividen en tres grandes grupos, dependiendo del volumen de venta al por menor:
    - Los minoristas de gran volumen (empresas de más de un 1MW instalado al año). En 2010 tuvieron una cuota de mercado del 60%. Las empresas más importantes son *Harvey Norman*, *Retravision* y *Jim´s Mowing*.
    - Los minoristas de volumen medio (empresas de entre 200 kW y un 1MW instalado al año). En 2010 abarcaron el 5% del mercado. Las empresas más destacadas son *Solar PV* y *SkyMine*. A diferencia de los minoristas de gran volumen, estas empresas están más centradas en un solo Estado, lo que les hace más vulnerables a los cambios normativos regionales.
    - Los minoristas de volumen pequeño (empresas de menos de 200kW instalados al año). Suministrados por los mayoristas, los minoristas de pequeño volumen han tenido un incremento muy acentuado tanto en el número de empresas como en el volumen de instalación. Un ejemplo de este tipo de empresas es *Bunya Solar*.

Gráfica 11. Evolución anual de instaladores acreditados




Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

### 3.2. Obstáculos a la inversión

A priori, no existe ningún obstáculo expreso hacia la inversión extranjera en el sector de las energías, tal como puede ocurrir en los sectores de aviación civil, las telecomunicaciones o la banca.

En este sentido, las autoridades australianas están incentivando la inversión extranjera en este sector, conscientes tanto de la importancia del know-how que aportan algunas empresas del sector, como de que sin el apoyo de la IED no serán capaces de cubrir los objetivos 20/20 enunciados en el RET.

Por lo tanto, únicamente operan los límites generales a las operaciones de inversión reguladas en el *Foreign Acquisitions and Takeovers Act 1975 (FATA*)[14]. Según la FATA, las operaciones de adquisición de participaciones en empresas australianas que representen un valor superior a 244 millones AU$ requerirán notificación con carácter previo por parte del inversor extranjero, y una correspondiente autorización del *Foreign Investment Review* Board (FIRB)[15,] una institución dependiente del Ministerio del Tesoro.

A pesar de que no existen límites regulatorios expresos al sector, existe una tendencia de las empresas extranjeras ya posicionadas en el país a buscar alianzas con empresas australianas con el fin de agilizar los procesos de aprobación y los trámites necesarios con las distintas autoridades federales, estatales y locales. Por otro lado, pueden existir dificultades en cuanto a negociación y compra de terrenos para la instalación de un parque solar, debido a la escasa disponibilidad de terrenos (cuya extensión debe de ser suficientemente amplia como para albergar un parque solar), y debido a la oposición de las comunidades locales, que pueden ser reticentes a la hora de ceder sus recursos a capital extranjero en detrimento de empresas nacionales.

### 2.3. Percepción de la imagen española en el sector

La imagen española en el sector de las energías renovables en Australia es ampliamente positiva. Tanto las asociaciones sectoriales del país como los distintos medios de comunicación australianos citan como referencia al sector de las energías renovables español como uno de los líderes mundiales. Ejemplos en los medios de comunicación australianos son "*Spain has experienced a strong period of growth"* en el Canberra Times[16] o "*Spain can teach us about renewables" en The Australian*[17]. Es más, el *Clean Energy Report 2011*[18] incluye la planta gemasolar de Torresol, de Abengoa, como ejemplo de innovación en el sector.

Según Invest in Spain, España es el segundo país de Europa en potencia instalada y el primero del mundo en potencia por habitante, con 75,2 vatios per cápita. Además, España cuenta con los centros tecnológicos más importantes de desarrollo de energía termo-solar con la plataforma solar de Almería (PSA), propiedad del CIEMAT y la cual es el centro tecnológico más grande de Europa para tecnologías de concentración solar.

Otro hecho muy significativo para la construcción de una buena imagen-país favorable a las empresas españolas son las compañías que ya están implantadas aquí, como Acciona Energía, Unión Fenosa, Abengoa Solar, Gamesa o Fotowatio Renewable Ventures.

- En 2006 Acciona Energía construyó el mayor parque eólico del grupo, el Waubra Wind Farm, en el Estado de Victoria. Con una inversión de 238 millones de euros y una potencia de 192 MW que suministrará energía a alrededor de 190.000 hogares. La compañía, a través de una joint-venture con la empresa chino-australiana Roarings 40s, construyó también otro parque con una potencia de 66 MW, el Cathedral Rocks en el Sur de Australia, operativo desde Mayo de 2007. En mayo de 2011 terminó de construir un parque eólico en Gunning, Nueva

[14] http://www.comlaw.gov.au/comlaw/management.nsf/lookupindexpagesbyid/IP200402783?OpenDocument
[15] http://www.firb.gov.au/content/_downloads/AFIP_Aug2012.pdf http://www.firb.gov.au/content/default.asp
[16] http://www.ecdel.org.au/Publications/other/ForeignExchangeWeb.pdf
[17] http://www.theaustralian.com.au
[18] http://www.cleanenergycouncil.org.au/resourcecentre/reports/cleanenergyaustralia.html, página 38

Gales del Sur. El proyecto contaba cuenta con 31 turbinas, con una capacidad total de generación de 46,5 MW. Cabe destacar también el proyecto que acaba de empezar a construir en Mount Gellibrand, en el estado de Victoria, a principios de 2012. El proyecto constará de 63 turbinas con una capacidad de 189 MW. Su valor es de 400 millones de dólares australianos (unos 320 millones de euros). Además de todo esto, tiene numerosos proyectos eólicos en fases de desarrollo y presentación.

- Unión Fenosa cerró en 2008 la compra del 80 % de una cartera de 800 MW en proyectos eólicos en Australia al grupo Tecnología y Mercado Exterior (TME). La operación se lleva a cabo a través de la compañía Unión Fenosa Wind Australia (UFWA). De esta forma colaborará de forma relevante para lograr el objetivo de un 20% de energías limpias fijado por el Gobierno. La cartera[19] consta de 7 proyectos localizados en los Estados de Victoria y Nueva Gales del Sur por valor de alrededor de 1900 millones de dólares australianos. El detalle de los proyectos es el siguiente:

  - Nueva Gales del Sur: Tiene aprobado el proyecto Crookwell 2, que constará de 46 turbinas, con una capacidad total de generación de 92 MW.

  - Victoria: Tiene aprobados los proyectos de Hawkesdale, con 31 turbinas y una capacidad total de generación de 62 MW, Ryan Corner, con 67 turbinas y una capacidad total de generación de 134 MW y Berrybank, con 99 turbinas, una capacidad total de generación de entre 178 y 212 MW.

- Abengoa Solar, especializada en energía tanto fotovoltaica como termo-solar, tiene una delegación comercial en Brisbane debido a que Queensland es uno de los Estados con mejores condiciones para el desarrollo de la energía solar. Abengoa Solar está construyendo *Solana* en Arizona, USA, la que será la planta solar más grande del mundo. Ejemplo del compromiso de Abengoa en Australia es la colaboración que mantienen con el centro de investigación *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization* (CSIRO) para el desarrollo de tecnología termosolar australiana.

- Fotowatio Renewable Ventures, empresa especializada en energía fotovoltaica y termosolar, que tiene una oficina en Sydney, ha sido la adjudicataria, entre un total de 22 finalistas, de la construcción de una planta fotovoltaica de 20 MW a 25 kilómetros de distancia de Canberra. Esta planta, una vez construida, se convertirá en la planta fotovoltaica más grande de Australia. La planta ocupará 50 hectáreas de tierra, se compondrá de 83.000 paneles fotovoltaicos y se calcula que podrá generar 37.000 MWh al año, lo equivalente al suministro anual de 4.400 hogares. Este proyecto es el primero de dos proyectos de energía solar que el Gobierno del ACT ha sacado a concurso bajo el programa "*ACT Large-scale Solar Auction*". El segundo proyecto está previsto que salga a concurso el año que viene.

- Gamesa lleva varios años trabajando el mercado australiano y aunque todavía no ha suministrado ninguna turbina eólica en Australia, según los medios de comunicación ha habido rumores de acuerdos entre los desarrolladores de parques eólicos y la empresa española.

[19] http://www.unionfenosa.com.au/projects.php

### 3.3. Principales barreras y expectativas de la industria fotovoltaica

El año 2011 ha sido tumultuoso para la industria fotovoltaica australiana, pasando de un crecimiento extraordinario a un ajuste en los programas de apoyo tanto a nivel federal como estatal. Las principales barreras a las que se enfrenta la industria son los siguientes:

-Falta de certeza política: La consecuencia de unas políticas intermitentes resultan en una industria que sufre profundos y repetidos cambios creando ciclos de auge y caída.

-Restricciones en la cadena de suministro: La falta de estabilidad política en torno a las ayudas propicia que la cadena de suministro esté en muchas ocasiones con escasez o con exceso de inventario.

-Mercados de la electricidad: Las normativas estatales que rigen las redes eléctricas varían en puntos fundamentales a lo largo del país, reduciendo las posibilidades de economías de escala.

-Infraestructuras eléctricas: La red eléctrica australiana y las políticas para administrarlas no han evolucionado teniendo a la par que la industria.

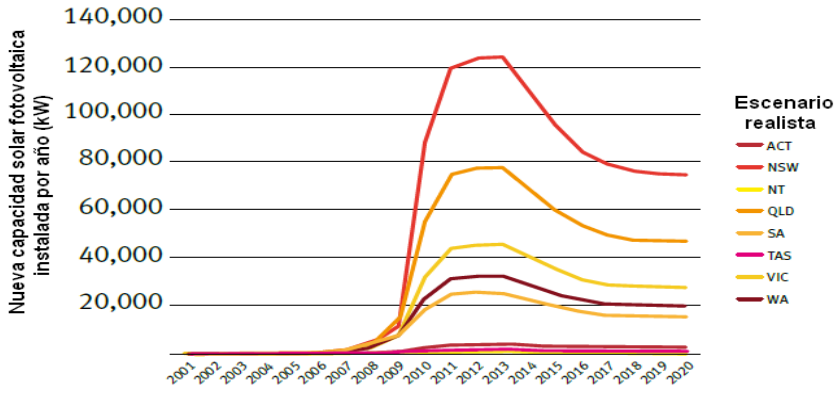
-Políticas industriales y comerciales: A excepción de los programas *Solar Flagships* y *ACT Solar Auction*, no existen incentivos específicos para la implantación de plantas fotovoltaicas en el ámbito comercial e industrial.

-Acceso a financiación: La falta de economías de escala y la intermitencia en las políticas de ayuda ha ahuyentado a posibles inversores.

-Enfoque en sistemas pequeños: Este hecho limita las oportunidades de alcanzar economías de escala, incrementa los costes de transacción y minimiza las oportunidades de una penetración mayor en el mercado.

La industria fotovoltaica creció de forma muy importante en 2010 y es posible que en 2011 haga lo mismo. Sin embargo, las razones de su crecimiento pueden no sostenerse en 2012.

Gráfica 12. Nueva capacidad solar fotovoltaica instalada por año (kW), escenario realista




Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

Muchos analistas creen que, mientras que la capacidad de fabricación crece y los incentivos del mercado se desvanecen, las instalaciones de paneles en los hogares van a entrar en declive en 2012.

Además, el estrechamiento de los márgenes continuará siendo una de las mayores preocupaciones de los fabricantes, especialmente de los más pequeños.

La evolución de la industria en Australia dependerá sobre todo del tipo de cambio y, en menor medida, del exceso de inventario que pueda haber en otros mercados. Si el tipo de cambio se mantiene fuerte y los inventarios son suficientes, el precio de las instalaciones podría ser lo suficientemente bajo como para evitar el cierre de muchos negocios en el sector.

Sin embargo, si los mercados internacionales se mantienen fuertes (no tienen excesos de inventario) y el tipo de cambio se debilita, esto podría crear problemas muy importantes para la industria. En los dos últimos años el dólar australiano ha tenido oscilaciones de hasta un 30%.

En cualquier caso, todo apunta a que el crecimiento del mercado fotovoltaico dependerá no sólo de las políticas regionales o federales sino de lo que ocurra en los mercados internacionales.

ICEX

# III. ESTRUCTURA DEL MERCADO

La reestructuración del mercado eléctrico australiano empezó a producirse a principios de los años 90. Si anteriormente los agentes que en él intervenían eran propiedad del Estado, tras un proceso de privatización el mercado quedó formado por generadores, transmisores, distribuidores y minoristas o retailers de energía en una mezcla de capitales públicos y privados.

En primer lugar, cabe explicitar que existen distintos mercados de electricidad:

- El National Electricity Market (NEM), mercado mayorista en el cual están la mayoría de los Estados -Nueva Gales del Sur, Victoria, Queensland, South Australia, Tasmania- y el Australian Capital Territory.

- El Estado de Western Australia cuenta con varios mercados: el South-West Interconnected System (SWIS), mercado mayorista de electricidad para el Suroeste del Estado -su zona más poblada- y el North West Interconnected System (NWIS), que por su pequeño tamaño no funciona como mercado mayorista. Asimismo cuenta con pequeños sistemas de distribución para zonas más remotas.

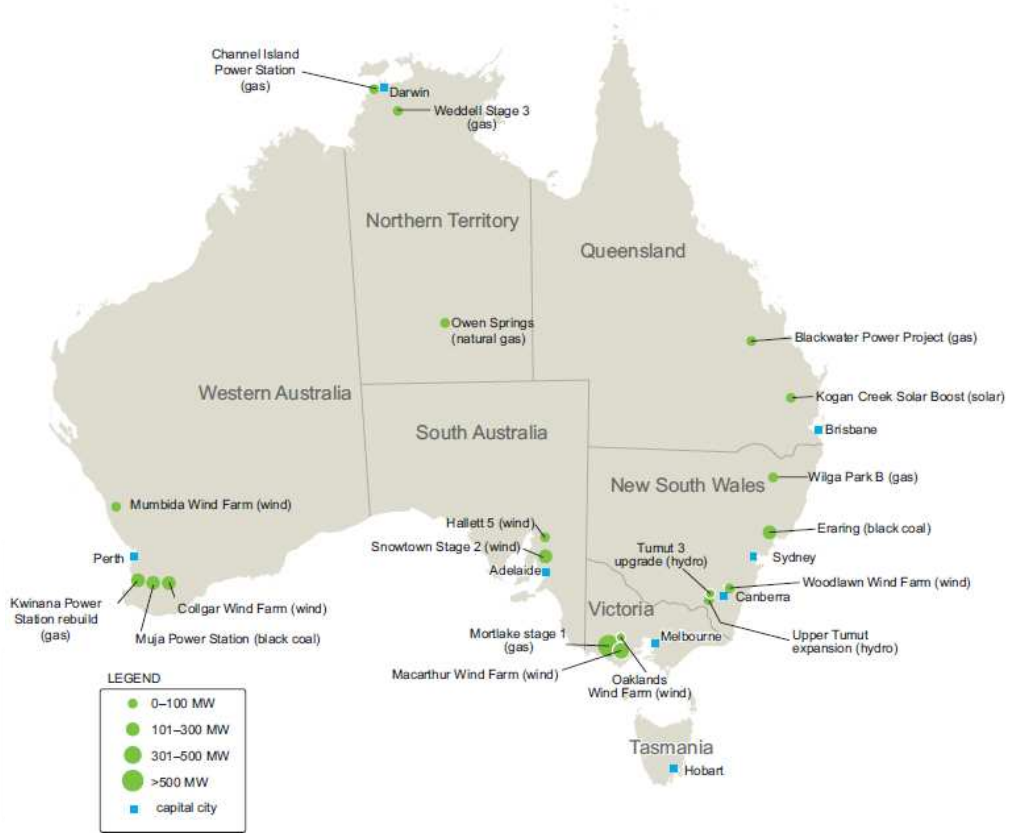
- Y, por último, el de Northern Territory, que por su poca población y lo dispersa que se encuentra, no tienen una red eléctrica *per se* y funciona a base de pequeñas redes de conexión y generadores locales remotos.

Según el *Australian Energy Regulator* en 2011 Australia tenía alrededor de 351 grandes generadores eléctricos, de los cuales 305 estaban dentro del National Electricity Market (NEM). El NEM surte de electricidad a casi el 90% de la población del país.

En el anexo 5 se presenta una comparativa entre el sistema SWIS y el NEM.

Alrededor del 4% de la energía instalada proviene de energía eólica dentro del NEM. Destaca el estado de South Australia, cuya potencia eólica instalada abarca un 23,5% de su total.

MAPA 7. Principales generadores de energía eléctrica en Australia 2011




Fuente: BREE. Australian Energy Projections 2034-2035

TABLA 5. Porcentaje de energía solar en Australia en términos de capacidad instalada 2011

| | Potencia solar instalada (MW) | Potencia total instalada (MW) | Penetración (%) |
|---|---|---|---|
| **NSW** | 331 | 16.801 | 2,0% |
| **QLD** | 256 | 13.040 | 2,0% |
| **SA** | 130 | 4.902 | 2,7% |
| **TAS** | 8 | 2.382 | 0,3% |
| **VIC** | 152 | 11.892 | 1,3% |
| **WA** | 141 | 8.085 | 1,7% |
| **Total Australia** | **1.018** | **57.102** | **1,8%** |

Fuente: Clean Energy Council. Review of the Australian Wind Industry 2011

## **1.** EL AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO) Y LA ESTRUCTURA DE GOBIERNO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Desde julio de 2009, el AEMO comenzó a funcionar como nuevo y único operador de mercado suplantando al *National Electricity Market Management Company* (NEMMCO). Anteriormente NEMMCO era la encargada de dirigir el mercado de compra-venta así como de coor-

dinar a los generadores para evitar una posible carencia de energía. AEMO se creó para gestionar el NEM y el mercado de gas. AEMO trabaja junto a:

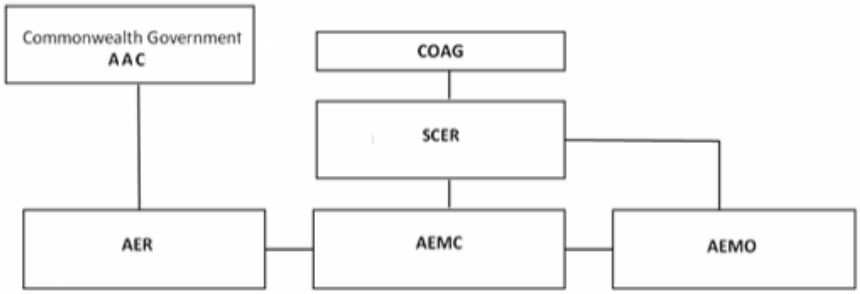
-El *Australian Energy Operator* (AER), órgano que supervisa las regulaciones económicas y el cumplimiento de las leyes y normas nacionales, informa sobre el comportamiento de los generadores del NEM y regula las redes de transmisión y distribución de electricidad en el NEM.

-El *Australian Energy Market Commission* (AEMC), que decide la normativa que regula los mercados energéticos.

Asimismo, el *Standing Council of Energy Resources* (SCER), anteriormente conocido con el nombre *Ministerial Council for Energy* (MCE), ahora parte del *Standing Committee of Officials*, es responsable del desarrollo de las políticas relacionadas con los mercados del gas y de la electricidad.

El AEMC está subordinado al *Council of Australian Goverments* (COAG) a través del SCER, mientras que el AER depende directamente del Gobierno de la Commonwealth, como entidad constituyente de la *Australian Competition and Consumer Commission* (ACCC).

GRÁFICA 13. Estructura de gobierno del mercado eléctrico




Fuente: AEMO

Además del mercado eléctrico, AEMO gestiona el mercado gasístico en una búsqueda de mayor eficiencia al concentrar las funciones de operador de la red eléctrica y operador de mercado en una misma institución. AEMO tiene una estructura en la que el Gobierno representa el 60% y la industria el 40% restante y está regido por la *National Electricity Law Act.*

## **2.** EL NATIONAL ELECTRICITY MARKET (NEM)

El National Electricity Market (NEM) funciona como un fondo común al que los generadores venden su energía. Los principales clientes son los minoristas (retailers), los cuales compran la electricidad para revenderla al consumidor final (particulares y empresas). Además, el NEM sirve para que las empresas de cada región se pongan de acuerdo para vender el excedente de electricidad producida a las deficitarias.

Los generadores generan ingresos en el NEM tan sólo por sus transacciones y, al contrario de lo que sucede en otros mercados energéticos del mundo, no reciben ingresos extras por su capacidad instalada no utilizada.

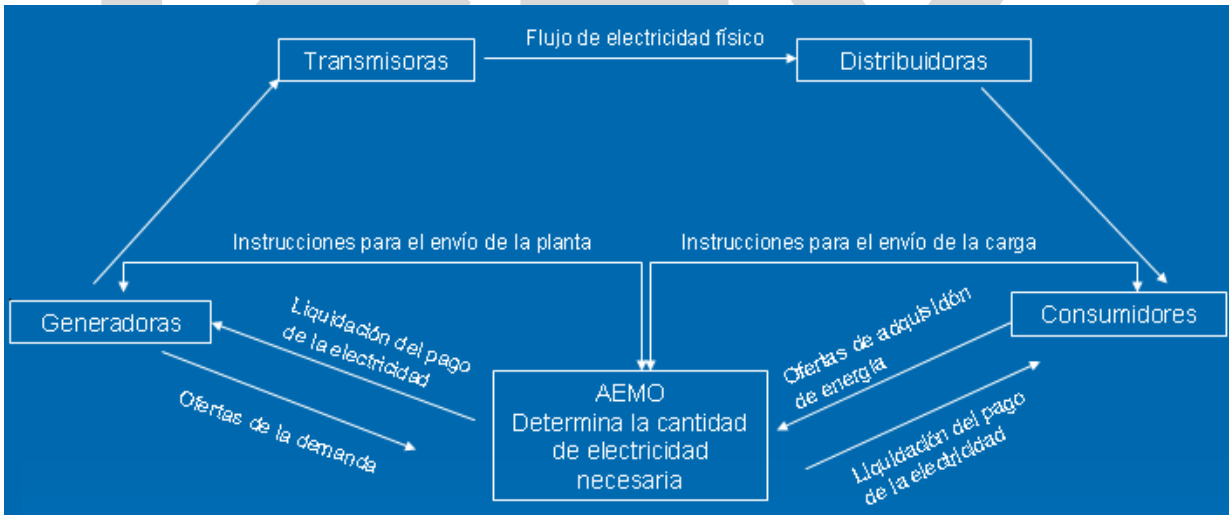
Éste se creó en diciembre de 1998 para los Estados de Queensland, Nueva Gales del Sur, Australian Capital Territory y South Australia. En 2005 el Estado de Tasmania se adhirió al NEM. Los activos de la red de infraestructuras del NEM son de propiedad tanto privada como pública, y son gestionados por ambos actores. El NEM cuenta con 305 generadores registrados.

### 2.1. Funcionamiento del NEM

El mercado, como tal, no tiene una localización física, y el sistema determinado por AEMO equilibra oferta con demanda, selecciona qué fuentes de electricidad suministran la demanda, y determinan el precio de equilibrio.

AEMO, por su parte, estima la electricidad necesaria para hacer frente al consumo en ese momento, y determina la electricidad requerida por esos generadores al precio más eficiente ofertado, ya que AEMO envía primero los suministros de energía a menor precio, y así progresivamente los suministros de precio superior hasta satisfacer la demanda total.

GRÁFICA 14. Estructura del NEM




Fuente: AEMO, AER

El precio de equilibrio de la electricidad al por mayor funciona en función de la oferta de los generadores a ofrecer cantidades determinadas de electricidad a un precio determinado. Las ofertas se emiten cada 5 minutos y el precio de equilibrio se determina cada media hora, siendo la media de las últimas 6 ofertas.

El precio de equilibrio de la electricidad, a pesar de ir regida por las leyes de mercado, tiene establecido tanto un precio máximo como mínimo. El tope máximo (*Market Price Cap*) se establece en 12.500 AU$ por MWh, para evitar que en momentos involuntarios de interrupción del suministro eléctrico los precios no se incrementen en demasiada cuantía. Por el contrario, se establece un mínimo precio (*Market Floor Price*) establecido en -1.000 AU$ por MWh. Además, es posible que generadores y retailers pacten un *precio* mediante un *Hedge contract* para eliminar el riesgo de volatilidad del mercado, aunque ambos deban satisfacer al otro las diferencias entre el precio pactado *(strike price)* y el precio de equilibrio *(spot price)* en este momento determinado.

Al ser el NEM un mercado mayorista, alrededor del 50% del precio final pagado por consumidores finales es el coste directo de la energía. El otro 50% restante forma parte de los retailers en forma de uso de red, cargos de la empresa y GST (el IVA australiano). La tendencia en las variaciones del precio de equilibrio en cada área es indicio de futuras inversiones en infraestructura, tanto para generación como para transmisión, dado que altos precios determinan escasez de oferta con respecto a demanda.

AEMO está constantemente monitorizando la demanda y capacidad del NEM y en base a ello realiza previsiones. Dichas previsiones son de gran ayuda para que los participantes en el mercado respondan a los requerimientos del mismo. AEMO realiza dos tipos de proyecciones de *Projected Assessment of System Adequacy (PASA*): una a corto plazo cada dos horas, a 7 días vista, y otra a largo plazo cada martes, a dos años vista.

Existen diferencias entre la capacidad de generación de energía teórica y la energía producida finalmente, ya que la mayoría de la electricidad viene de centrales eléctricas base y no de las centrales eléctricas para picos de demanda. La diferencia en el tipo de centrales radica en el hecho de que las primeras tienen un alto coste de comienzo de producción, aunque el coste operacional es menor, por lo que muchas de éstas –centrales de carbón- están funcionando las 24 horas. Asimismo, dado que el NEM busca satisfacer la demanda con la electricidad de menor coste, las centrales de carbón son las que ofrecen una electricidad más barata por lo que acaban teniendo un porcentaje mayor de electricidad generada que la que posee en cuanto a capacidad máxima. Los generadores para picos en la demanda se utilizan para complementar a los de base cuando existen problemas de suministro o cuando los precios de electricidad son relativamente altos.

### 2.2. El consumo en el NEM

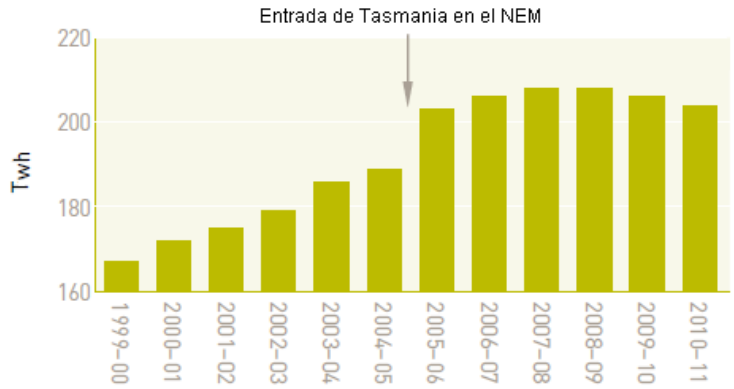
La media de demanda de electricidad un día laboral con temperaturas medias es de 25.000 MW, aunque ésta es muy distinta en cada Estado. La demanda varía en cada región en función de la población, temperatura, y las necesidades industriales y comerciales. También varía en función del momento del día, con máxima demanda entre 7.00-9.00am y las 4.00-7.00pm, debido principalmente a la mayor actividad doméstica durante esos intervalos de tiempo.

Durante el año los picos de consumo van correlacionados con la temperatura, y provocados básicamente por los dispositivos de aire acondicionado en el verano y los sistemas calefactores en el invierno.

La demanda también varía en función de la población de cada Estado, siendo Nueva Gales del Sur el de mayor demanda de electricidad, seguido por Victoria y Queensland. La demanda es considerablemente más inferior en los Estados menos habitados de South Australia y Tasmania.

El consumo anual de electricidad en el NEM disminuyó desde 208.000 GWh del periodo 2007-2008 hasta los 204.000 GWh que se consumieron en 2010-2011, como se puede ver en la figura a continuación. El aumento más significativo se dio en el año 2005, año en el que Tasmania se incorporó al NEM aportando unos 10.000 GWh extra de consumo.

GRÁFICA 15. Consumo de energía en el NEM 1999-2011

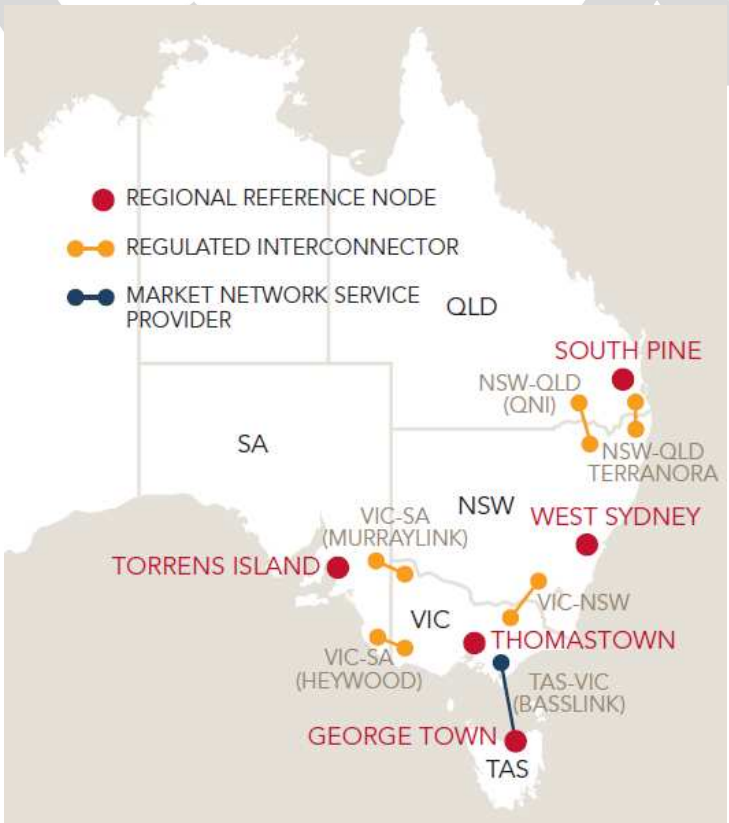



Fuente: AEMO, AER

### 2.3. Intercambio de electricidad entre Estados

El NEM busca la eficiencia en la generación gracias a la interconexión entre los distintos Estados, buscando una mayor eficiencia energética al reunir las ofertas y demandas de los mismos.

MAPA 7. Interconectores estatales en el NEM



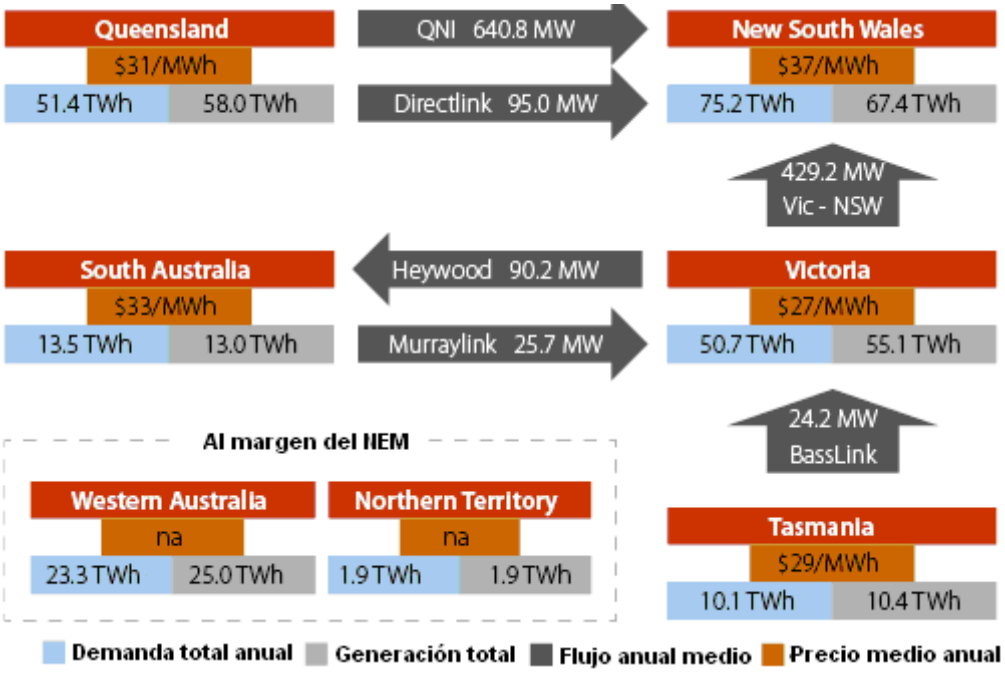

Fuente: AEMO

El intercambio de electricidad se produce en dos ocasiones: cuando un Estado tiene una demanda superior a su capacidad de generación, o cuando el precio de electricidad en una región adyacente es lo suficientemente bajo que compensa la compra a otro Estado adyacente en lugar de la producir su propia electricidad. Sin embargo, este intercambio eléctrico interestatal está limitado a la capacidad de transmisión de las líneas de alto voltaje instaladas.

Asimismo, existen pérdidas de energía cuando la electricidad se transporta desde donde se produce hasta su consumo mediante resistencias eléctricas y el calentamiento de los conductores. Así, la red eléctrica puede sufrir cuellos de botella o limitaciones técnicas por falta de infraestructuras.

Todos los Estados tienen instalaciones denominadas "*reference node*" donde se centraliza la oferta y demanda de electricidad para determinar un precio de equilibrio estatal.

GRÁFICA 15. Flujo de electricidad entre los Estados del NEM en 2010-11 (%)




Fuente: AEMO, AER

Del intercambio de electricidad interestatal se obtiene que:

- Nueva Gales del Sur es un importador neto de electricidad, aunque cada vez está reduciendo más su dependencia de otras regiones a través de la instalación de nuevos generadores.
- Victoria es un exportador neto debido a su alta capacidad de generadores base, aunque en momentos de demanda máxima se ve obligado a importar.
- Queensland es el mayor exportador neto, con exportaciones netas ligeramente inferiores al 10% de su consumo total.
- South Australia, un Estado históricamente más importador de energía debido a sus relativamente altos costes de generación, confirmó la tendencia en 2011 y volvió a ser

un importador neto, aunque de forma mucho menos pronunciada que otros años. Esto sucede gracias a la importante inversión realizada en las dos últimas décadas y la construcción de nuevas centrales entre las que destacan las eólicas. De hecho, en el periodo 2007-08 se convirtió en exportador de electricidad.

- Por su parte Tasmania se ha convertido por primera vez desde su incorporación al NEM en exportador neto de energía. Esto se debió a que esta es la región donde la hidroelectricidad está más extendida, y en los últimos años la disponibilidad de agua ha sido mayor.

### 2.4. Precios de la electricidad en el NEM

A pesar de la centralización del mercado en el NEM, los precios de equilibrio varían en cada región, ya que cada Estado tiene una capacidad y estructura de generación distinta. Cuando existen diferencias de precios entre regiones, la electricidad se transmite de las regiones con menor precio hasta las de mayor precio hasta el máximo de capacidad de la infraestructura de transmisión.

En general desde la creación del NEM en 1998 los precios cayeron, especialmente en Queensland y South Australia. El verano de 2011 ha sido de temperaturas suaves (con la temperatura media más baja desde 2001), provocando una demanda de electricidad menor de la esperada.

El promedio de los precios bajó significativamente con respecto al año anterior en South Australia, Victoria, Nueva Gales del Sur y levemente en Queensland. En Tasmania el precio subió ligeramente.

Como en años anteriores, los precios medios fueron mayores en Nueva Gales del Sur ($43 AUD por MWh) y South Australia ($42 AUD por MWh) que en el resto de los Estados. Por su parte, Victoria ($29 AUD por MWh) y Tasmania ($31 AUD por MWh) tuvieron los precios medios más bajos. A pesar de que el comercio entre Estados ayuda a hacer más paritarios los precios, las diferencias, como se puede apreciar en el siguiente cuadro, son significativas.

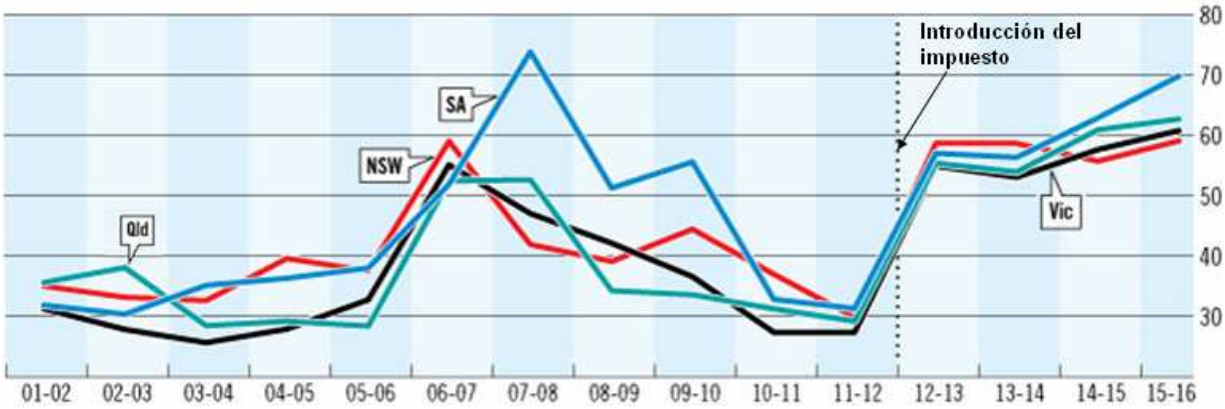
TABLA 5. Precios medios anuales en el NEM por región ($ Australianos por MWh)

| | QLD | NSW | VIC | SA | TAS |
|---|---|---|---|---|---|
| **2010-11** | 34 | 43 | 29 | 42 | 31 |
| **2009-10** | 37 | 52 | 42 | 82 | 30 |
| **2008-09** | 36 | 43 | 49 | 69 | 62 |
| **2007-08** | 58 | 44 | 51 | 101 | 57 |
| **2006-07** | 57 | 67 | 61 | 59 | 51 |
| **2005-06** | 31 | 43 | 36 | 44 | 59 |
| **2004-05** | 31 | 46 | 29 | 39 | - |
| **2003-04** | 31 | 37 | 30 | 33 | - |

Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

El impuesto sobre el carbono está incrementando los precios en todos los Estados desde su entrada en vigor en julio de 2012. Los mercados de futuros eléctricos apuntan a que el coste de generación de electricidad media en Australia pasará de 30 AU$ a 60 AU$ por MWh.

GRÁFICA 16: Evolución de los precios medios anuales para los mayoristas de energía con la introducción del impuesto sobre el carbono en AU$



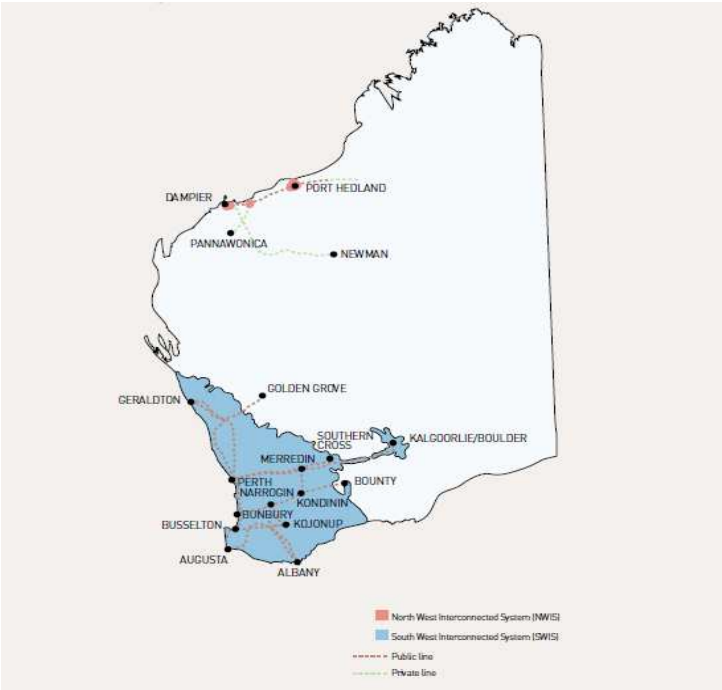

Fuente: Australian Financial Review

## 3. AL MARGEN DEL NEM (NATIONAL ELECTRICITY MARKET)

### 3.1. Western Australia

El mercado eléctrico de Western Australia está a miles de kilómetros del NEM. No hay, por lo tanto, una conexión física entre ambos. Debido a la particularidad geográfica del Estado, la infraestructura eléctrica está formada por el South West Interconnected System (SWIS), el North West Interconnected System (NWIS) y 29 generadores de energía regionales no interconectados.

MAPA 8. Red eléctrica en Western Australia




Fuente: Economic Regulator Authority (Western Australia)

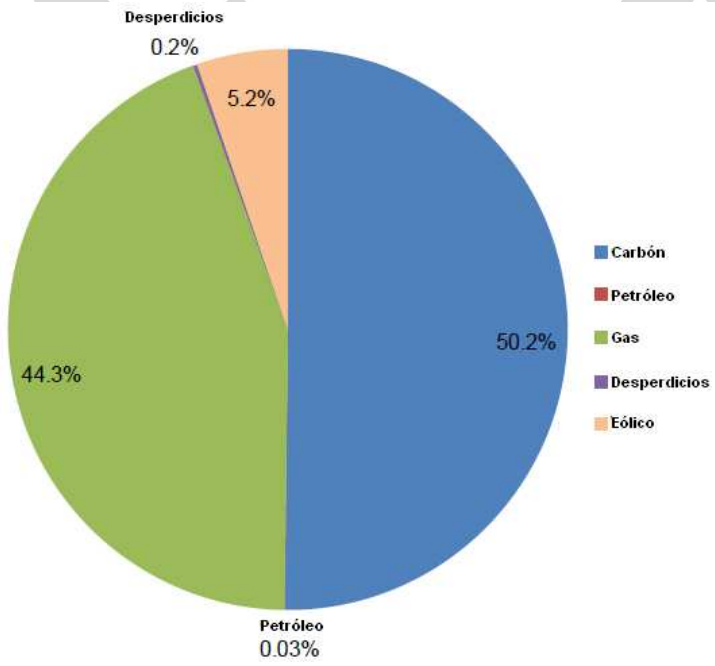
La infraestructura eléctrica es de propiedad pública, situada fuera del NEM, sin embargo, la participación en el mercado está aumentando, tanto en el ámbito de generadores como en el de retailers, después de que en 2005 se permitiese la competencia de empresas minoristas que podrían llegar a manejar más de 50MWh anuales.

El SWIS tiene una capacidad que gestiona 5.134MW, y desde 2006 figura como mercado mayorista gestionado por el *Independent Market Operador (IMO*). Sin embargo, éste se diferencia del NEM en varios aspectos: en primer lugar, la amplia mayoría de la electricidad vendida se realiza a través de contratos bilaterales, y la que no puede cumplir las empresas generadoras de un determinado contrato se negocian en el mercado mayorista *Short Term Energy Market (STEM*); en segundo lugar los generadores reciben créditos por su capacidad instalada de generación, incentivando la inversión para el aumento de la misma.

Por su parte el NWIS, que es significativamente más pequeño, gestiona alrededor de 400MW, y su propósito es el de dar servicio a la industria de recursos minerales de la zona. *Horizon Power* es la empresa que opera la red en todas sus dimensiones: generación, transmisión, distribución y venta final de la energía al cliente.

Una de las especiales características del mercado de Western Australia es la fuerte presencia del gas natural como fuente energética, ya que alrededor del 45% de la capacidad proviene de esa fuente, mientras que el 50% proviene de carbón. La generación de energía a partir de fuentes renovables se situaba en torno al 5,2% en 2011.

GRÁFICA 17. Generación total del SWIS de WA por tipo de fuente de energía en 2011

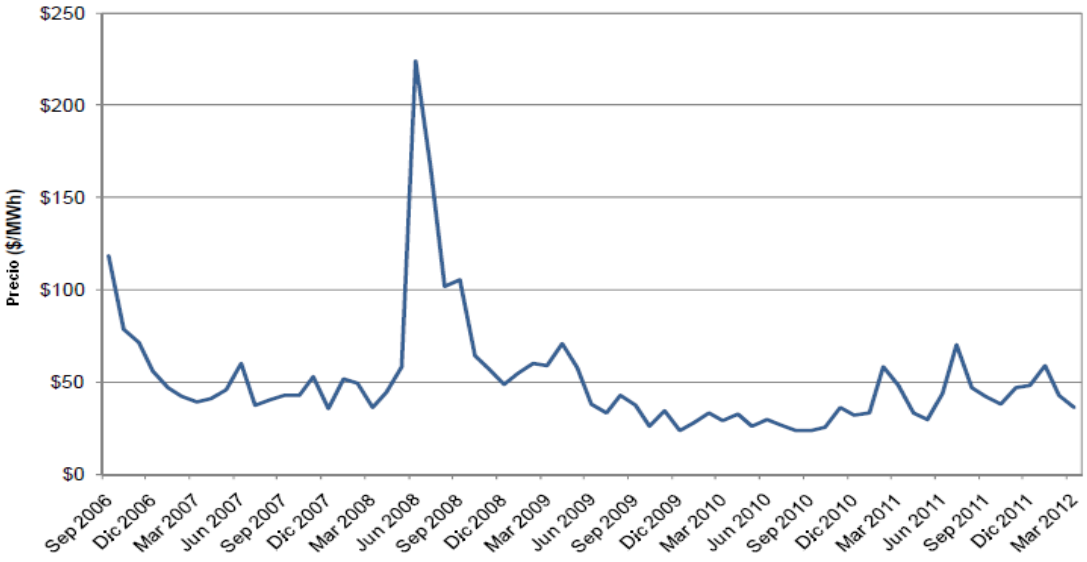



Fuente: IMO, Statement of Opportunities 2011

Desde 2006 los precios a corto plazo de la energía eléctrica en el WEM se han mantenido en una media de 40 – 50 AU$ por MWh. A pesar de que la mayoría del precio se cierra bilateralmente vía contrato, cada vez más se acude al mercado mayorista STEM para negociar el precio en el SWIS. La introducción del impuesto sobre el carbono, el 1 julio de 2012 está su-

poniendo un aumento considerable en los precios, ya que en el mix energético del Estado las energías fósiles tienen una presencia mayoritaria.

GRÁFICA 18. Media de los precios de equilibrio semanales en el STEM de WSIS




Fuente: IMO, Statement of Opportunities 2011

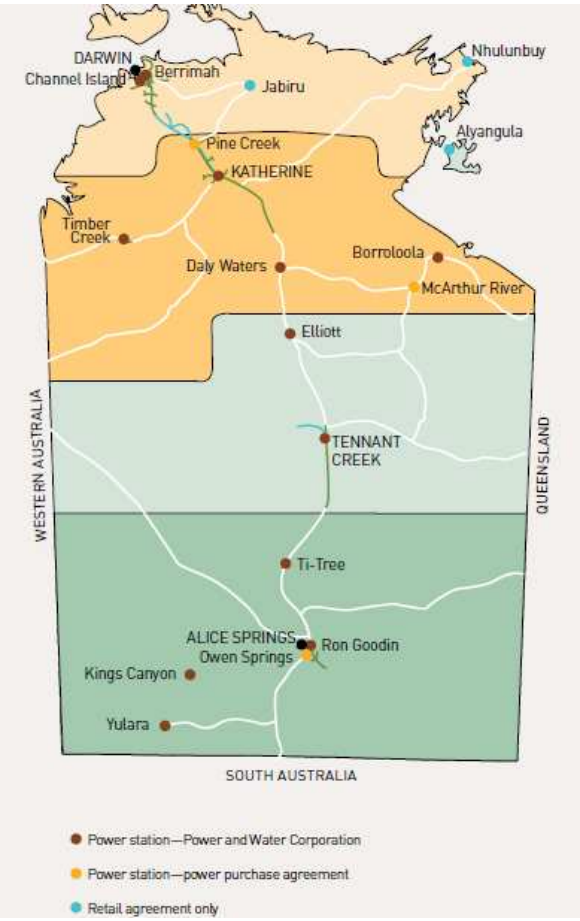
### 3.2. Northern Territory

La industria eléctrica del Northern Territory es muy pequeña ya que tan sólo presta servicio a una población de cerca de 230.000 habitantes, de los cuales únicamente 82.500 están conectados a redes eléctricas. De los 440MW instalados, existen únicamente tres redes de pequeña escala: *Darwin–Katherine, Alice Springs y Tennant Creek,* y la primera cuenta con 340 MW. En el periodo 2011 el consumo de energía fue de 1.918GWh. La mayoría de esta energía procede de fuentes de gas (90%), y en periodos de escasez son utilizados sistemas de diésel.

Por sus características, no existe un mercado mayorista, y la venta de energía se produce vía contratos bilaterales. La industria está dominada en forma de monopolio por una única empresa propiedad del Estado, conocida como *Power and Water*, la cual figura en todo el canal (generación, transmisión, distribución y venta minorista). Desde 2010 el Estado ha intentado abrir un proceso de apertura a la competencia en generación y, a mediados del 2010, se estableció la apertura para la venta a minoristas mediante la *Utilities Commission*[20]

[20] http://www.utilicom.nt.gov.au

MAPA 9. Red eléctrica en Northern Territory

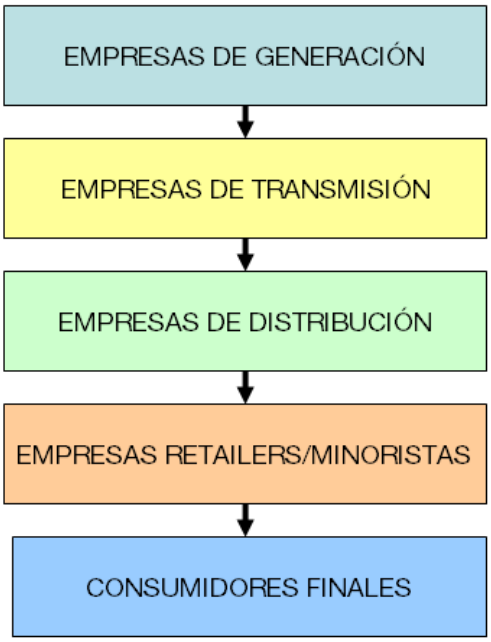



Fuente: Power and Water Corporation.

# IV. ANÁLISIS DEL COMERCIO

A partir de los años noventa, se realizaron una serie de reformas estructurales en el mercado energético, con el objetivo de separar las redes de generación, transmisión, distribución y comercialización, liberalizando el mercado e incrementando la competencia. La generación y venta minorista se abrieron a la competencia; sin embargo, la manera en la que están configuradas las redes de transmisión y distribución provocaron que éstos quedasen estructurados como monopolios regulados. El análisis[21] de estos es relevante, debido a que la mayor o menor concentración de estos, la mayor o menor liberalización de dichos mercados en cada Estado, afectará al poder de negociación de cada uno de los actores del mercado.

GRÁFICA 19. Esquema de la cadena de valor del mercado energético australiano



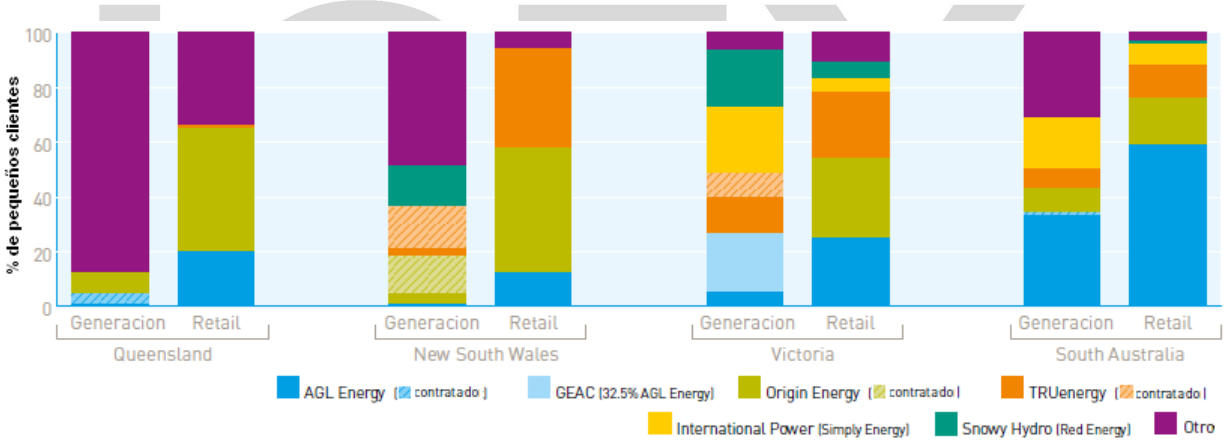

[21] AER: State of the Energy Market 2011

### 1.1. Empresas de generación

A raíz de las diferentes reestructuraciones del mercado eléctrico australiano que se vienen sucediendo desde los años 90, la mayoría de principales estaciones generadoras han ido pasando a manos de capital privado, siendo las principales compañías: *International Power (Simply Energy)*, *AGL Energy, TRUenergy, Great Energy Alliance Corporation (GEAC) y Snowy Hydro*.

Además, se está dando en todos los Estados del NEM una tendencia hacia la integración vertical de generadoras hacia retailers, de tal manera que son los propios productores eléctricos los que la venden al consumidor final. De este modo, a lo largo del NEM se ha ido produciendo un cambio en lo que a la propiedad de las generadoras se refiere: además de las privatizaciones que se produjeron en las estaciones generadoras en los años 90 en los Estados de Victoria y South Australia, en 2007 se privatizaron en Queensland y en 2011 se inició el proceso para nacionalizar las generadoras de energía de Nueva Gales del Sur.

GRÁFICA 20. Integración vertical-electricidad minorista o "retail" y generación eléctrica 2011

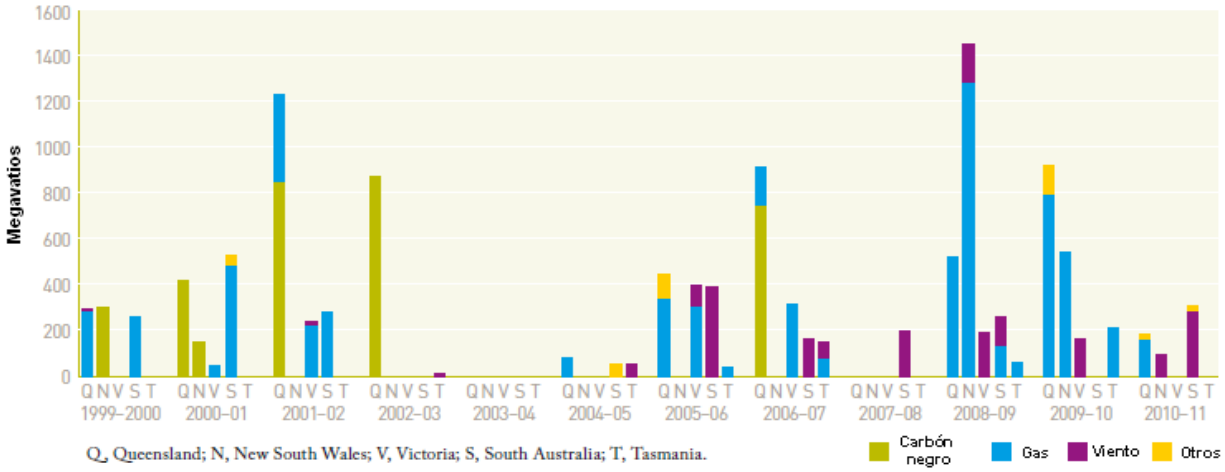



Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

*AGLenergy y TRUenergy* son líderes en generación y sector minorista o retail, y poseen más del 80% de los clientes minoristas y el 30% de capacidad de generación de energía del NEM.

Los Estados que más inversiones han llevado a cabo son South Australia y Queensland, motivados por precios de referencia elevados en el NEM. Desde la creación del NEM se han añadido 12.600MW, con un incremento de 4.700MW conectados al NEM en tan sólo tres años hasta el 30 de junio de 2011. En el último año, hasta la fecha mencionada, se añadieron 500MW, de los cuales el 64% era generación eólica, como se puede ver en la figura que presentamos a continuación.

GRÁFICA 21. Inversión anual en capacidad de generación registrada




Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

Cabe destacar la gran proporción que abarca la generación eólica en la capacidad de generación registrada en los últimos seis años. Ha sido, junto al gas, la que mayor presencia ha obtenido. Las inversiones más destacadas entre junio de 2010 y 2011 han sido las siguientes:

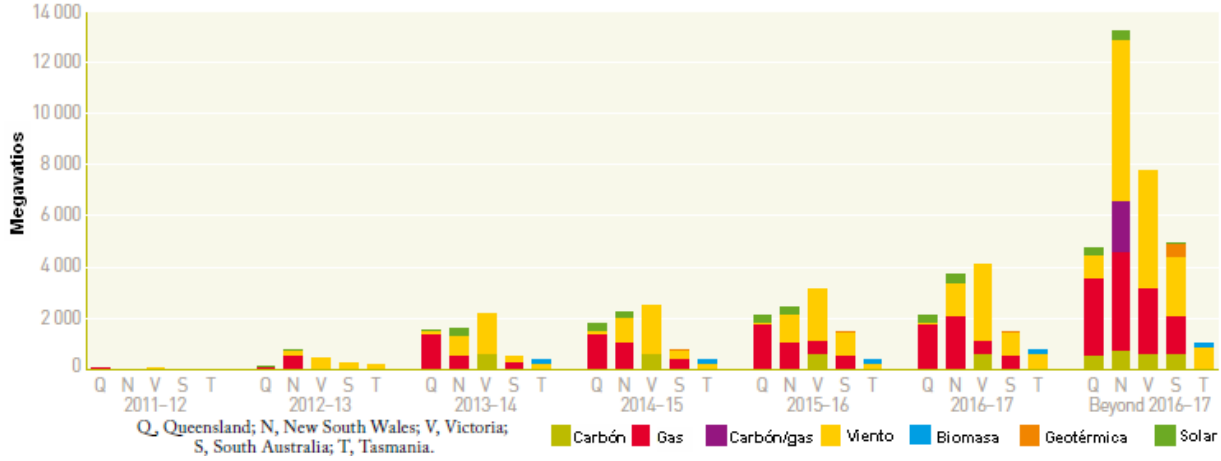
TABLA 6. Inversión en generación en el NEM, 2010-2011

| Empresa | Planta | Estado | Tecnología | Capacidad máxima (MW) | Fecha de concesión del permiso | Coste estimado |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rio Tinto | Yarwun | Queensland | Cogeneración gas | 155 | Julio, 2010 | 200 |
| Acciona Energy | Gunning | New South Wales | Viento | 47 | Abril, 2011 | 147 |
| Infigen Energy | Woodlawn | New South Wales | Viento | 48 | Junio, 2011 | 100 |
| Infigen Energy | Lake Bonney 3 | South Australia | Viento | 39 | Julio, 2010 | 120 |
| AGL Energy | North Brown Hill | South Australia | Viento | 82 | Agosto, 2010 | 334 |
| TRUenergy (CLP Group) | Waterloo | South Australia | Viento | 111 | Agosto, 2010 | 300 |
| International Power | Port Lincoln | South Australia | Turbina de gas de ciclo abierto | 25 | Noviembre, 2010 | 30 |

Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

Según las proyecciones realizadas por AEMO en el informe *Electricity Statement of Opportunities for the National Electricity Market* de 2011, el incremento en la capacidad de generación crecerá en los próximos años hasta situarse en los 57-58GW en 2016-17, muy por encima de las proyecciones de máxima demanda.

GRÁFICA 22. Propuestas de inversión en generación más importantes en el NEM acumulada, junio 2011




Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

Como podemos observar, AEMO estima que en los próximos años la mayoría de los proyectos irán destinados a la generación de energía eólica o de gas, continuando con la tendencia de los últimos seis años. Además, también destaca el incremento de la energía solar en la generación de energía en los próximos años, debido sobre todo a la introducción del programa "Solar Flagships" por parte del Gobierno australiano.

### 1.2. Redes de transmisión

La misión de las redes de transmisión es llevar la electricidad desde los generadores hasta las redes de distribución. Solo en algunos casos, como el de algunas empresas de fundición de aluminio, los clientes finales están conectados a estas redes.

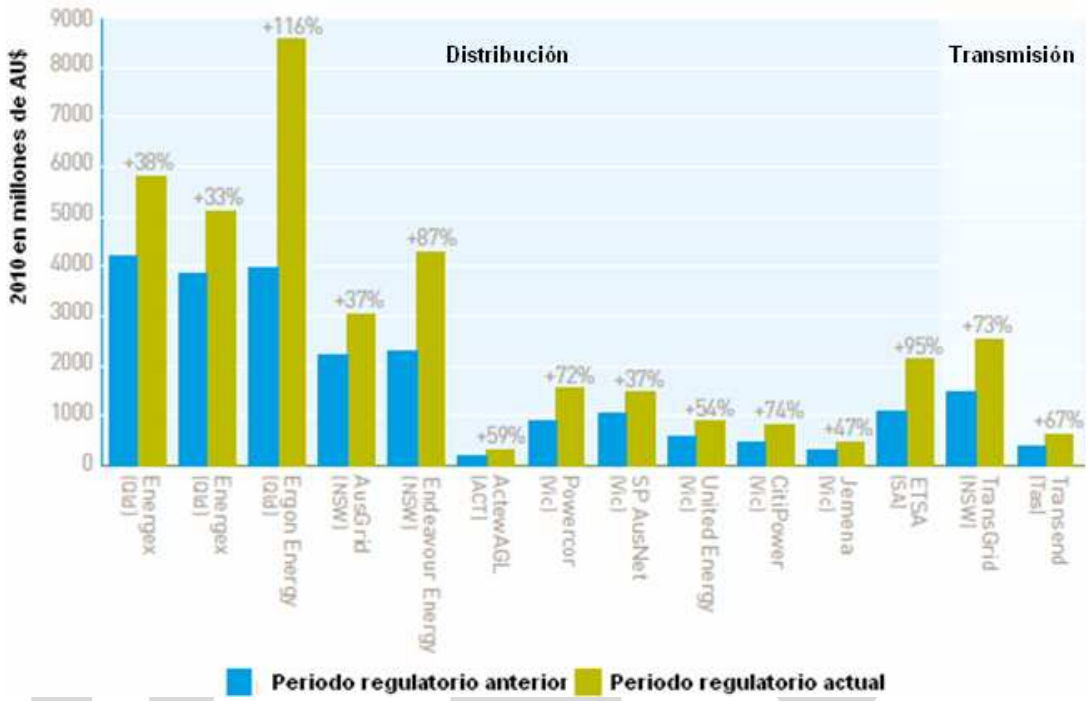
En el NEM las redes de transmisión consisten en equipamiento que transmite electricidad por encima de los 220 kV (kilovoltios), además de una red paralela con electricidad entre 66 kV y 220 kV que da soporte a la red de alto voltaje.

La particularidad geográfica de Australia hace que su red de transmisión sea única en términos de distancias y con la particularidad de que poseen una baja densidad. Por ejemplo, la unión entre los Estados de Victoria y Tasmania, de 290 kilómetros de longitud, es el cable eléctrico subterráneo más largo del mundo.

Las redes de transmisión y distribución son monopolios regulados después de la serie de privatizaciones que se dieron en los años 90: en Victoria y South Australia son de propiedad privada mientras que en el resto la propiedad es del Gobierno.

La inversión en la red eléctrica, tanto transmisión como distribución, está alcanzando niveles históricos: en 2010 se han invertido 7.000 millones de AU$ en la transmisión y 35.000 millones de AU$ en la distribución.

GRÁFICA 23. Inversión en la red de distribución y transmisión de electricidad en el NEM



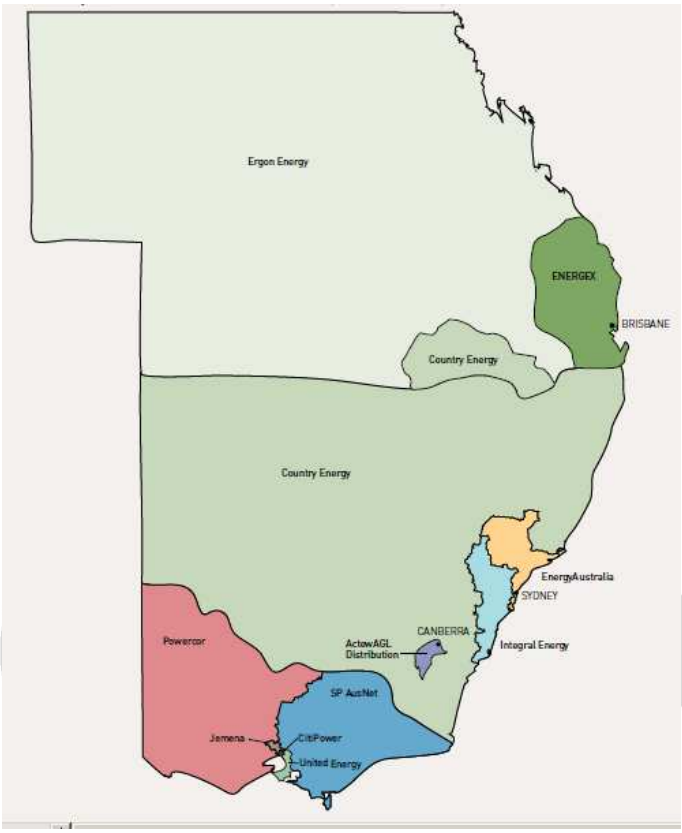

Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

### 1.3. Redes de distribución

Las redes de distribución en Victoria y South Australia son de propiedad privada mientras que en el Australian Capital Territory se combina la propiedad pública y privada. En Nueva Gales del Sur, Queensland, Tasmania, Western Australia y Northern Territory el Gobierno ha retenido, por el contrario, la propiedad de las redes de distribución. Aunque todas ejercen como monopolio regulado, algunas regiones poseen distintas empresas públicas gestionando las redes más próximas a los núcleos urbanos y otras gestionando las redes regionales del resto del Estado.

En Australia, los distribuidores proveen la infraestructura para transportar la electricidad en bajo voltaje hasta los consumidores finales, particulares y empresas, pero no venden la electricidad. Son los minoristas los que venden la electricidad generada con los servicios de transmisión y distribución. En algunos Estados, la figura del distribuidor y minorista se unen. La longitud total aproximada de la red de distribución del NEM es de 750.000Km., y de 100.000 en las redes de WA y NT, 18 veces más extensos que la infraestructura de transmisión.

MAPA 10. Ámbito geográfico de las empresas de distribución en el NEM (2011)




Fuente: AER/AEMO

La contribución de los costes de distribución al precio minorista varía entre regiones y tipos de consumidor.

Con la entrada del impuesto sobre el carbono a partir del 1 de julio de 2012, los minoristas de electricidad de todos los Estados verán incrementados sus precios. La diferencia de subidas entre ellos se debe a las diferencias en el mix energético de cada uno y las diferentes políticas estatales.

### 1.4. Retailers o minoristas

La privatización de los activos de empresas minoristas se inició a principios de los noventa en Victoria y South Australia, mientras que Queensland privatizó la mayoría de sus empresas en 2006-07. Nueva Gales del Sur se encuentra en estos momentos en un proceso de privatización de sus empresas generadoras y retailers, aunque el proceso se encuentra actualmente en suspenso. En el Australian Capital Territory, las empresas mantienen una joint venture con el Gobierno para la venta de la electricidad a consumidores, mientras que en los Estados restantes las empresas siguen siendo de titularidad pública.

Asimismo, se ha comenzado a introducir el *Retail Contestability,* o la posibilidad por parte del consumidor de elegir su empresa suministradora. Este proceso es gradual, comenzando con

grandes empresas industriales, seguido de empresas industriales más pequeñas, pequeños negocios hasta llegar al *Full Retail Contestability* (FRC), que da esta opción a los consumidores domésticos

La introducción de FRC en cada Estado ha sido distinta en el tiempo con Nueva Gales del Sur y Victoria como pioneros, seguido de South Australia y Australian Capital Territory. Queensland consiguió la FRC en 2007, mientras que los demás Estados están en proceso de acceder a la misma.

Según el diario *Australian Financial Review*, a partir del 1 de julio los gastos de la luz de Western Australia se incrementarán en un 3,5%, los de Nueva Gales del Sur en un 18%, los de Victoria en un 14%, los de South Australia en un 18%, los de Tasmania en un 12%, los de Queensland en un 9% y los del Australian Capital Territory un 17,7%.

ICEX

# V. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

Como ya se ha comentado anteriormente la particularidad geográfica de Australia, sobre todo su inmensa extensión, hace que debamos separar los distintos Estados de cara a hacer un análisis más fiel a la realidad.

TABLA 7: Demanda de energía de todas las regiones[22] del NEM en TWh.

| | QLD | NSW | VIC | SA | TAS | SNOWY | NACIONAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2010–11 | 51.5 | 77.6 | 50.9 | 13.5 | 10.2 | | 203.7 |
| 2009–10 | 53.2 | 78.1 | 51.2 | 13.3 | 10.0 | | 206.0 |
| 2008–09 | 52.6 | 79.5 | 52.0 | 13.4 | 10.1 | | 207.9 |
| 2007–08 | 51.5 | 78.8 | 52.3 | 13.3 | 10.3 | 1.6 | 208.0 |
| 2006–07 | 51.4 | 78.6 | 51.5 | 13.4 | 10.2 | 1.3 | 206.4 |
| 2005–06 | 51.3 | 77.3 | 50.8 | 12.9 | 10.0 | 0.5 | 202.8 |
| 2004–05 | 50.3 | 74.8 | 49.8 | 12.9 | | 0.6 | 189.7 |
| 2003–04 | 48.9 | 74.0 | 49.4 | 13.0 | | 0.7 | 185.3 |
| 2002–03 | 46.3 | 71.6 | 48.2 | 13.0 | | 0.2 | 179.3 |
| 2001–02 | 45.2 | 70.2 | 46.8 | 12.5 | | 0.3 | 175.0 |
| 2000–01 | 43.0 | 69.4 | 46.9 | 13.0 | | 0.3 | 172.5 |
| 1999–2000 | 41.0 | 67.6 | 45.8 | 12.4 | | 0.2 | 167.1 |

Fuente: AER, State of the Energy Market 2011

## 1. POLÍTICAS GUBERNAMENTALES

Debido a la necesidad de contar con políticas gubernamentales de incentivo para el desarrollo de la energía eólica, a continuación se exponen las principales medidas del Gobierno australiano que han afectado a la demanda en el sector.

[22] La región de Snowy se abolió el 1 de julio de 2008 y Tasmania entró al NEM en 2005

### 1.1. ARENA

El 10 de julio de 2011 el Gobierno Australiano anunció la creación de la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA, por sus siglas en inglés). La Agencia cuenta con un presupuesto de 3.200 millones de dólares australianos y forma parte del paquete de medidas conocido como *Clean Energy Future*.

ARENA es una autoridad legal independiente establecida bajo el *Commonwealth Authorities and Companies Act 1997*, encargada de mejorar la competitividad de las tecnologías de energías renovables e incrementar la cantidad de energía renovable suministrada en Australia.

Desde sus inicios el 1 de julio de 2012, ARENA es la responsable de administrar los proyectos aprobados y medidas promovidas anteriormente por el Centro Australiano para las Energías Renovables y el Departamento de Recursos, Energía y Turismo. ARENA incorporará y será responsable de las actividades del Instituto Solar Australiano (ASI, por sus siglas en inglés) para el 31 de diciembre de 2012.

Alrededor de 1.700 millones de dólares de los fondos de ARENA no están todavía comprometidos y serán invertidos de conformidad con sus funciones y poderes. Estas funciones y poderes incluyen proporcionar asistencia financiera para:

- la investigación, desarrollo, demostración, puesta en práctica y comercialización de energía renovable y tecnologías relacionadas.
- almacenamiento y difusión del conocimiento e información sobre las tecnologías de energías renovables.

A su vez, ARENA recopilará, analizará y compartirá la información y el conocimiento sobre energías renovables y la tecnología relacionada, y asesorará al Ministro de Recursos y Energía sobre energías renovables y la tecnología relacionada.

Los fondos de ARENA están garantizados por la legislación hasta 2020, lo que proporciona una mejora en la financiación a largo plazo y una certeza política para el sector.

Cabe la posibilidad de que exista financiación adicional proveniente de los dividendos discrecionales de la *Clean Energy Finance Corporation*. Ello estaría sujeto a los resultados del examen llevado a cabo por el futuro *Productivity Commission*.

Cada ejercicio ARENA está obligada a desarrollar una estrategia de financiación para los tres siguientes años, que deberá ser respaldada por el Ministro de Recursos y Energía. ARENA debe aportar asistencia financiera al sector renovable de acuerdo con la estrategia acordada.

La estrategia de financiación para 2012-13 estará concluida para finales año, tras realizar una consulta pública.

### 1.2. Objetivos de creación de energías renovables

Para potenciar la instalación de fuentes de energía renovables, el Gobierno australiano creó en 2001 el *Mandatory Renewable Energy Target* (MRET). Dicho plan fue consensuado entre

el Gobierno central y los demás Gobiernos regionales a través del *Council of Australian Governments (COAG)*. Concretamente en 2007 se creó, dentro del COAG, el *Working Group on Climate Change and Water,* y sus miembros fueron los encargados de revisar el año pasado los objetivos del MRET y sacar una nueva regulación conocida como *Renewable Energy Target* (RET). El principal objetivo del mismo es conseguir que en 2020 el 20% de la electricidad consumida tenga su origen en una fuente renovable. Así, el gobierno australiano quiere pasar de generar 10.400 GWh en plantas de gran escala en 2011 a 41.000 GWh para la década 2020-2030, mientras que los hogares y las pequeñas empresas proveerán los 4.000 MW restantes que hacen falta para cumplir con el objetivo del RET.

El RET pretende también servir como marco legislativo único para todo el país y aunar así los diferentes planes estatales en materia de energías limpias. Tiene además como objetivo el reservar el derecho a la autorización final de los proyectos de renovables que hayan sido previamente aprobados por las autoridades de los diferentes Estados.

El RET ha diseñado un mecanismo de mercado para incentivar e incrementar la instalación de energías renovables. Ese mecanismo de mercado son los RECs (*Renewable Energy Certificates*).

*Renewable Energy Certificates* (REC)

Los RECs son certificados de energía renovable que las compañías eléctricas deben adquirir a los productores de energía renovable hasta cubrir una cuota obligatoria determinada. Los RECs son comprados y vendidos dentro del mercado interno australiano -un REC equivale a 1 MWh de energía renovable generada- y el precio del REC dependerá de la oferta y la demanda existente. El mercado está gestionado por la *Office of the Renewable Energy Regulator (ORER*). [23]

El funcionamiento del mercado de RECs es sencillo. Tras un registro[24] ante la ORER -previo pago de 20 AU$ para darse de alta- los RECs pueden ser creados tras la validación de los mismos por el organismo público correspondiente. Los ofertantes en el mercado de RECs son centrales de energías renovables, unidades de generación de energía renovable de pequeña escala (*Small Generation Units- SGUs*) así como instalaciones de calentamiento de agua con energía solar (*Solar Water Heaters- SWH).* Además, pueden darse de alta en el mercado determinados agentes que gestionen la venta de RECs – normalmente agentes que reúnan los RECs de particulares con sistemas de calentamiento de agua con energía solar –.

Para las centrales eléctricas productoras de energías renovables supone una doble fuente de ingresos, dado que pueden vender los RECs junto con la propia energía eléctrica generada, lo que incentiva la inversión en proyectos en renovables. Este atractivo reside en la obligación de compra de un determinado porcentaje de energía renovable (*Renewable Power Percentage- RPP*) por parte de las compañías mayoristas de energía eléctrica.

Las compañías eléctricas han visto ya otras potencialidades de mercado en estos certificados y ya las están usando como un elemento más de marketing. Lo que hacen es reforzar su

[23] www.orer.gov.au
[24] www.rec-registry.gov.au

imagen de empresa que lucha contra el cambio climático y que entrega a sus consumidores finales energía generada a partir de fuentes renovables.

A pesar del hecho de que los RECs se pueden vender de forma separada a la electricidad a la que van asociada se da el hecho de que las compañías de renovables firman contratos a largo plazo con los mayoristas (para así dar estabilidad a su negocio y asegurarse las ventas) en los que incluyen electricidad y RECs.

El *Small-Scale Renewable Energy Scheme* (SRES), y el *Large-Scale Renewable Energy Target* (LRET)

En enero de 2011 Penny Wong, Ministra de Cambio Climático, Eficiencia Energética y Agua, publicó cambios para la mejora del RET[25]. Así, el actual RET quedó dividido en dos partes: el *Small-Scale Renewable Energy Scheme* (SRES), y el *Large-Scale Renewable Energy Target* (LRET). Como resultado, los REC quedaron desde esa fecha reclasificados en dos tipos: los *Large-scale generation certificates* (LGC) y los *Small-scale technology certificates* (STC).

Con esta modificación, gobierno australiano quiere por un lado garantizar el objetivo 20/20, -el 20% de la energía producida provenga de fuentes renovables en 2020-, y por otro garantizar que las inversiones a largo plazo de grandes proyectos de energías renovables no se vean dañadas por presiones bajistas en el precio de RECs, que se producían debido a un exceso de oferta de RECs en el mercado, cuyo origen estaba en la gran demanda por parte de los particulares de la instalación de paneles solares y sistemas solares de calentamiento de agua en sus viviendas. La bajada de precio de los RECs repercutía en la viabilidad económica de los proyectos de gran escala, reduciendo su atractivo ante inversionistas.

En este sentido, bajo el SRES se fija un precio de 40 AU$ por megavatio/hora de electricidad producida por particulares, mientras que el precio de los LGC se mantendrá como los anteriores REC, con un precio variable en un contexto de mercado. Sin embargo, y según Andrew Richards, responsable de relaciones gubernamentales en la empresa generadora Pacific Hydro, aclara que los proyectos de energía eólica pueden ser únicamente viables en el caso de que el REC se sitúe alrededor de 45 AU$, mientras que para solar el precio del REC debería situarse por encima de los 50 AU$.

Al separar los STCs producidos por particulares –con una oferta de STCs cinco veces superior a la estimada por el Gobierno- de los LGCs producidos por plantas de gran escala, el precio de éstos aumentará, otorgando una mayor estabilidad y certeza al sector para la inversión en proyectos tales como parques eólicos, plantas solares de gran tamaño y geotérmicas.

*Large-Scale Renewable Energy Target* (LRET)

El LRET cubre los proyectos de gran escala como parque eólicos, plantas solares y geotérmicas. Es la parte del RET que contribuye de forma más significativa a su consecución. El LRET incluye objetivos anuales contemplados por ley y opera de forma muy similar al anterior

[25] http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/~/media/publications/renewable-energy/enhanced-ret-fs-pdf.ashx

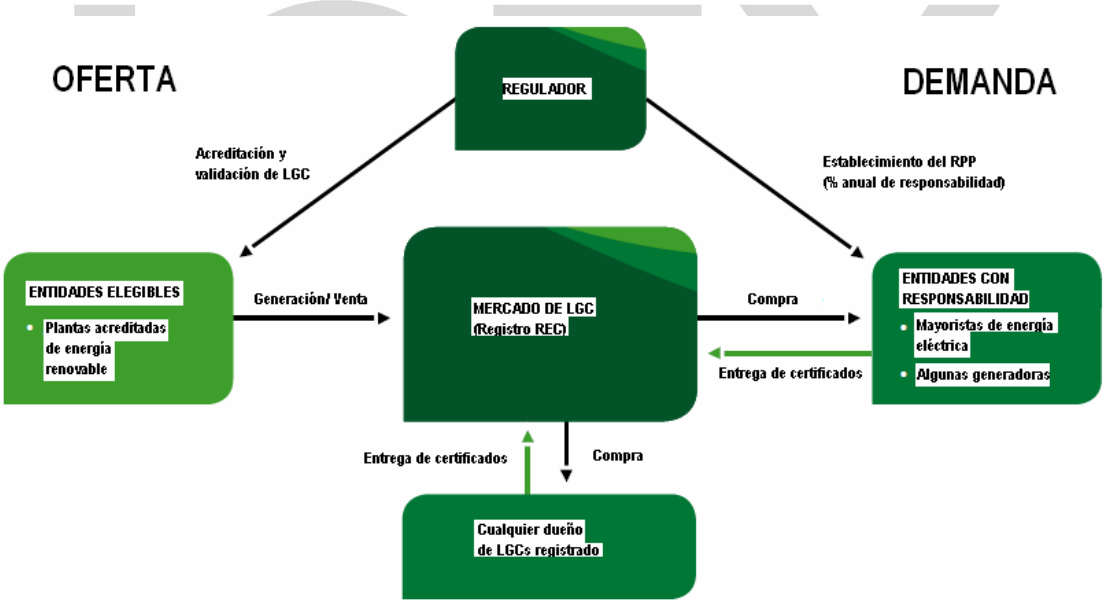
modelo del RET, sólo que ahora estos se diferencian de los SRES. Como ya hemos dicho, los certificados de generación de energía en este apartado se llaman *Large-Scale Generation Certificates* (LGCs), y funcionan de la misma forma que los antiguos REC.

¿Cómo funciona el mercado de los LGCs?

Los LGCs fueron creados para estimular la venta de energías limpias, y esto se hace a través de la obligación que tienen las compañías mayoristas de energía eléctrica de comprar un determinado porcentaje de energía renovable en su mix energético.

Así, el LRET introduce una obligación legal a los mayoristas de energía para comprar un determinado número de LGCs cada año. Este número viene calculado a través del *Renewable Power Percentage* (RPP). En 2012 el *Renewable Power Percentage* (RPP) que dichas empresas debían adquirir es del 9,15%; por ejemplo una eléctrica que compre 100.000 MWh de electricidad en 2012 debe de comprar 9.150 LGCs para cumplir sus obligaciones. La intención es que en el año 2020 dicho RPP alcance la cifra del 20% y ser así consecuentes con el objetivo del Renewable Energy Target (RET).

GRÁFICA 24: El mercado de los LGCs




Fuente: Clean Energy Regulator y elaboración propia

Los mayoristas pueden adquirir sus LGCs bien directamente de las plantas de energía renovable o bien a través de agentes especializados. La transferencia de la propiedad de los LGCs se produce con el pago negociado entre los actores de dicho mercado.

Los mayoristas de energía eléctrica deben entregar sus certificaciones al Clean Energy Regulator en la cantidad anual que les corresponde para cubrir su cupo obligatorio anual determinado por el RPP. Cuando los certificados se han entregado, se marcan como inválidos en el Registro REC y desde ese momento no se pueden ni comprar, ni vender ni comercializar.

Los mayoristas eléctricos que no cubran el porcentaje de compra de energía renovable son sancionados a razón de 40 AU$ por cada REC de menos que no han adquirido durante el pe-

riodo de 2001-2009, y de 65AU$ por los de 2010 en adelante. Los mayoristas eléctricos también tienen la opción de adquirir LGCs voluntariamente.

Durante el periodo comprendido entre el año 2011 y 2030, se establecen unos objetivos anuales para el LRET que consisten en 4.000 GWh por año menos que el establecido en el anterior RET, alcanzando el objetivo de 41.000 GWh en 2020.

TABLA 8: Objetivos anuales del LRET

| Año | Objetivos revisados (GWh) |
|---|---|
| 2011 | 10.400 |
| 2012 | 16.763 |
| 2013 | 19.088 |
| 2014 | 16.950 |
| 2015 | 18.850 |
| 2016 | 20.431 |
| 2017 | 26.031 |
| 2018 | 30.631 |
| 2019 | 41.850 |
| 2020 - 2030 | 41.000 |

Fuente: Clean Energy Regulator, About the Renewable Energy Target 2012

Small-scale Renewable Energy Scheme (SRES)

El SRES pretende crear un incentivo financiero para las instalaciones de pequeña escala, como calentadores de agua solares, bombas de calor, sistemas de paneles solares y sistemas hidroeléctricos de pequeña escala. Como hemos comentado anteriormente, los certificados de generación de energía en este apartado se llaman *Small-Scale Technology Certificates* (STCs),

Los sistemas de pequeña escala pueden generar STCs en proporción su capacidad generadora. Este número variará dependiendo del tipo de sistema del que se trate, de su duración, su localización geográfica, si es elegible para obtener *Solar Credits* y de su capacidad y tamaño.

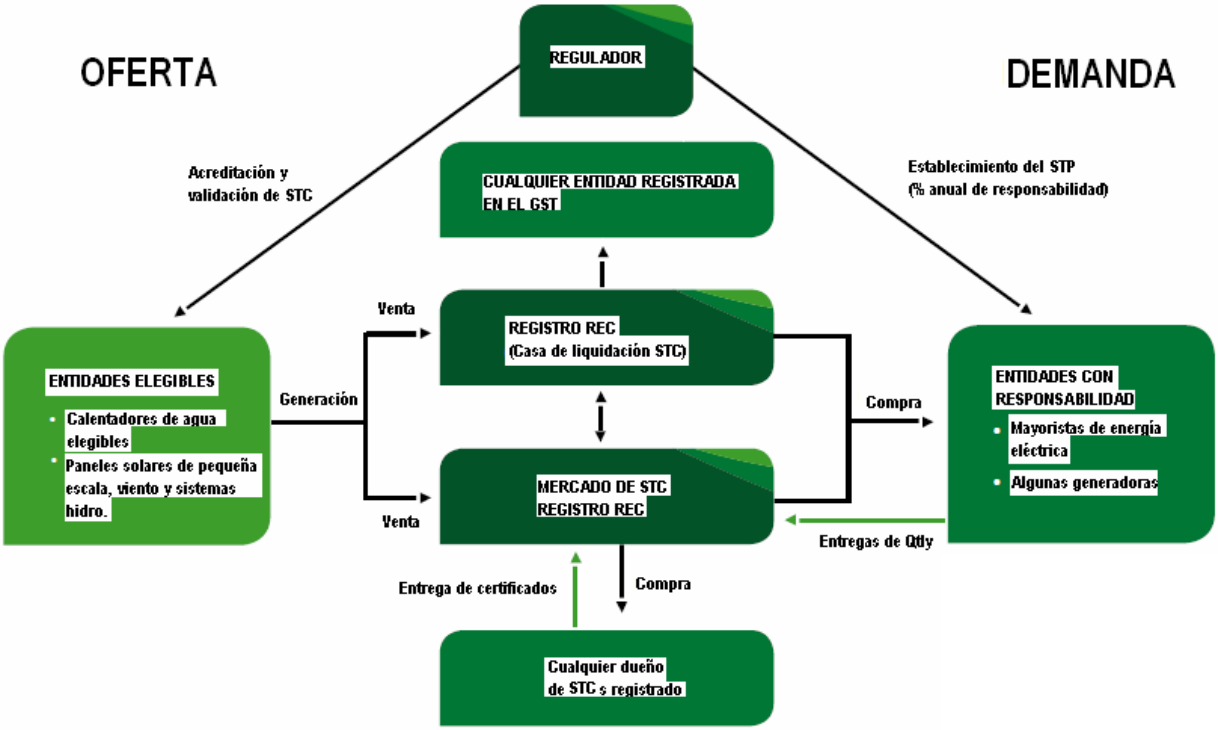
¿Cómo funciona el mercado de los STC?

El SRES introduce una obligación legal a los mayoristas de energía de comprar un determinado número de STCs cada año. Este número viene calculado a través del *Small-Scale Technology Percentage* (STP), que se establece todos los años.

Los mayoristas pueden adquirir sus STCs bien directamente de los generadores de energía renovable o bien a través de agentes especializados. La transferencia de la propiedad de los STCs se produce con el pago negociado entre los actores de dicho mercado.

Al igual que en los LGCs, los mayoristas eléctricos que no cubran el porcentaje de compra de energía renovable son sancionados a razón de 40 AU$ por cada REC de menos que no han adquirido durante el periodo de 2001-2009, y de 65 AU$ por los de 2010 en adelante.

GRÁFICA 25: El mercado de los STCs




Fuente: Clean Energy Regulator y elaboración propia

Los mayoristas de energía eléctrica deben entregar sus certificaciones al *Clean Energy Regulator* en la cantidad anual que les corresponde para cubrir su cupo obligatorio anual (determinado por el STP). Cuando los certificados se han entregado, se marcan como inválidos en el Registro REC y desde ese momento no se pueden ni comprar, ni vender ni comercializar.

Evolución de los mercados certificados LGCs y STCs

Desde la creación del mercado de RECs (ahora dividido en LGCs y STCs) en 2001 hasta el actual modelo de 2011, 335 centrales de energía renovable y 1.329.580 pequeñas unidades de generación (SGUs) e instalaciones de calentamiento de agua con energía solar (SWH) están registradas como ofertantes de RECs, habiendo generado un total de 162 millones de RECs a lo largo de 10 años.

Con respecto a los datos de 2010, en el año 2011 se aprobó el alta de 19 nuevas centrales eléctricas generadoras de energía renovable – de las cuales 8 son eólicas – para llegar al total de 335 centrales registradas mencionadas anteriormente. Una vez más, vuelve a afirmarse la gran predominancia de las centrales hidroeléctricas y de gas metano, aunque los parques eólicos son los que más han aumentado en número.

TABLA 9. Número de centrales eléctricas productoras de energía renovable dentro del mercado de RECs, por tipo de energía renovable, a 31 de diciembre de 2011

| Fuente de energía renovable | Acreditadas hasta 2010 | Acreditadas hasta 2011 |
|---|---|---|
| Agrícola, comida y desechos agrícolas | 12 | 12 |
| Cogeneración de bagazo, cultivos energéticos | 29 | 29 |
| Lejía negra | 2 | 2 |
| Hidro | 95 | 100 |
| Gases de vertedero | 59 | 59 |
| Gas de aguas residuales y biomasa procedente de las aguas residuales y los residuos municipales | 28 | 28 |
| Solar | 44 | 48 |
| Viento | 53 | 61 |
| Desperdicios de la madera | 19 | 20 |
| **Total** | **316** | **335** |

Fuente: ORER 2011

En cuanto a la dispersión de estas centrales en el país, destaca un mayor número de centrales radicadas en los Estados con mayor población (Nueva Gales del Sur, Queensland o Victoria), y el gran número de centrales eléctricas generadoras de RECs en Tasmania, principalmente debido a la energía hidroeléctrica dados los grandes recursos pluviales del Estado.

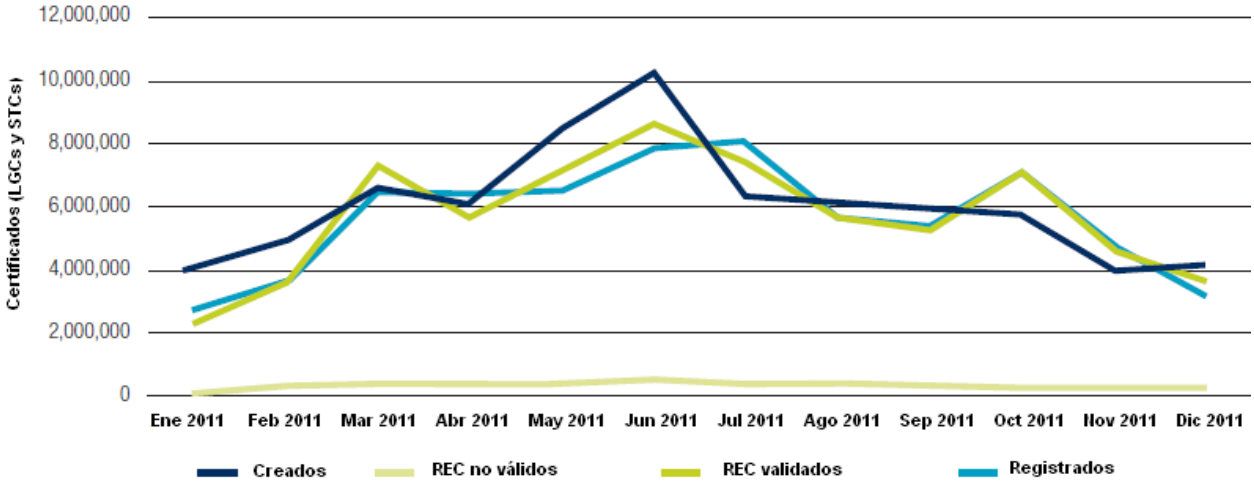
TABLA 10. Número de centrales eléctricas productoras de energía renovable dentro del mercado de RECs, por Estados, a 31 de diciembre de 2011

| Fuente de energía renovable | ACT | NSW | NT | QLD | SA | TAS | VIC | WA | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Agrícola, comida y desechos agrícolas | 0 | 4 | 2 | 1 | 0 | 0 | 2 | 2 | 12 |
| Cog. de bagazo, cultivos energéticos | 0 | 4 | 0 | 24 | 0 | 0 | 0 | 1 | 29 |
| Lejía negra | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| Hidro | 1 | 31 | 0 | 10 | 1 | 34 | 20 | 3 | 100 |
| Gases de vertedero | 2 | 15 | 1 | 12 | 4 | 3 | 13 | 9 | 59 |
| Gas de aguas residuales y biomasa procedente de las aguas residuales y los residuos municipales | 0 | 16 | 0 | 5 | 0 | 1 | 5 | 1 | 28 |
| Solar | 1 | 13 | 9 | 5 | 5 | 1 | 7 | 7 | 48 |
| Viento | 0 | 8 | 0 | 3 | 15 | 5 | 14 | 16 | 61 |
| Desperdicios de la madera | 0 | 10 | 0 | 5 | 1 | 1 | 2 | 1 | 20 |
| **Total** | **4** | **88** | **11** | **61** | **26** | **45** | **61** | **39** | **335** |

Fuente: ORER 2011

A finales de 2011, la inversión total en estaciones de energía renovable de gran escala alcanzó la cifra de 10.500 millones de dólares australianos (cerca de 8.400 millones de euros). La capacidad de generación del total de las estaciones de energía renovable ronda los 13.700 GWh anuales. Esta cifra equivale a cubrir las necesidades energéticas de 2.100.000 hogares. Tan sólo en el año 2011 se generaron 68 millones de certificados: 45 millones de LGCs y 23 millones de STCs. Los meses de mayor intercambio de RECs se produjeron en mayo y junio.

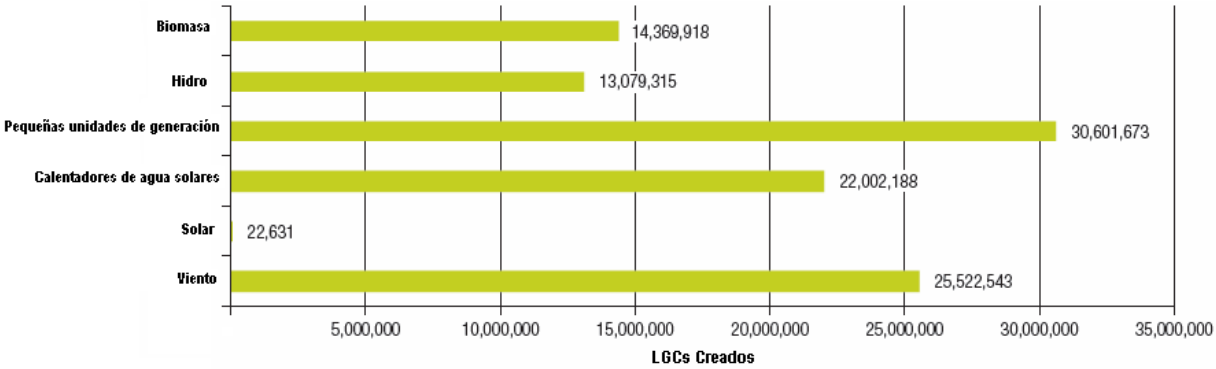
GRÁFICA 26. Número de certificados LGC y STC intercambiados mensualmente




Fuente: ORER 2011

El número de creación de certificados generados varía considerablemente en función del tipo de fuente y del tipo de certificado. En el caso de los LGCs, los que provienen de la generación del viento se sitúan segundos, con alrededor de 16 millones de LGCs generados.

GRÁFICA 27. LGCs creados a 31 de diciembre de 2011 según fuente renovable



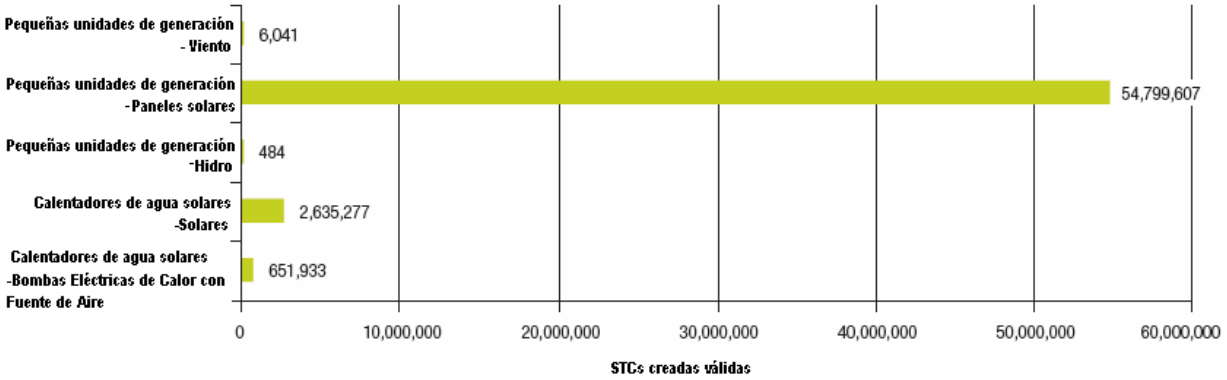

Fuente: Office of the Renewable Energy Regulator Annual Report 2011

En el caso de los STCs, las pequeñas unidades de generación que provienen de la generación del viento apenas tienen certificados creados (SGU), con alrededor de 6 mil generados hasta la fecha.

Más del 95% de todos los STCs generados corresponden a paneles solares, debido tanto al programa *Solar Credits*, un mecanismo que multiplica el número de RECs creados por SGUs, como por el *Solar Homes and Communities Plan (SHCP*), medida ya derogada que consistía en una devolución de hasta 8.000 AU$ gestionada por el *Department of Environment, Water, Heritage and Arts* del Gobierno australiano.

De todas las instalaciones generadoras de energía renovable de pequeña escala (SGUs), la energía solar representa el 99,98%.

GRÁFICA 28. STCs creados a 31 de diciembre de 2011 según fuente renovable




Fuente: Office of the Renewable Energy Regulator Annual Report 2011

### 1.3. Solar Flagships

El programa *Solar Flagships* es una medida del Gobierno australiano para apoyar la construcción de hasta cuatro plantas solares de gran tamaño utilizando energía solar, tanto termosolar como fotovoltaica. El Gobierno, a través de Martin Ferguson, Ministro de Energía, ha destinado 1.500 millones AU$ para este programa y espera, además de generar 1.000 MWh de electricidad con esta medida, demostrar las capacidades de esta fuente de energía renovable en el mercado energético. En la actualidad se han adjudicado dos proyectos:

- El Solar Dawn Project, una planta termo solar con capacidad instalada de 250 MW que construirá un consorcio formado por las empresas Wind Prospect y AREVA. El proyecto tiene un valor de 1.200 millones de dólares australianos.
- Las plantas fotovoltaicas de Nyngan Hill y Broken Hill, con una capacidad instalada de 106 MW y 53 MW respectivamente, que lo construirá un consorcio formado por las empresas AGL y First Solar. El proyecto tiene un valor de 450 millones de dólares australianos.

### 1.4. Australian Solar Institute

Julia Gillard anunció la creación del Australian Solar Institute (ASI) con fondos públicos, que en colaboración con CSIRO y distintas universidades varias van a llevar a cabo importantes proyectos I+D en tecnología solar. Esta entidad será absorbida por el ARENA a partir del 1 de enero de 2013.

### 1.5. National Greenhouse and Energy Reporting Act26

Bajo la medida NGER, las empresas con instalaciones que en 2010 sobrepasen los 25.000 MW hora de electricidad, usen 2.5 millones de litros de combustible o emitan 25.000 toneladas de $CO_2$ deben reportar al *Department of Climate Change and Energy Efficiency*. Asimismo, el umbral para el total de instalaciones de una empresa se sitúa en 87.5 kilotoneladas de $CO_2$.

Este censo tiene el objetivo de fiscalizar las emisiones empresariales y servirá para determinar el incentivo que ofrecerá el Gobierno a las empresas que reduzcan sus emisiones por debajo de 2007 y sancionar a las que incrementen su cuota de emisiones en el futuro.

Asimismo el Gobierno tiene previsto ofrecer una deducción fiscal del 50% por la inversión de capital para la mejora de la eficiencia energética en edificios comerciales, con previsiones de comenzar en julio de 2011 hasta 2015.

### 1.6. Solar Credits

Esta medida otorga la posibilidad de multiplicar los RECs generados a partir de sistemas de pequeño tamaño fotovoltaicos para incentivar la instalación de placas solares. Esta medida fue establecida en 2009 tras eliminar el S*olar Homes and Communities Plan (SHCP),* por el cual se otorgaban importantes devoluciones fiscales de hasta 1.600 AU$ por la instalación de sistemas solares en viviendas y comercios. Asimismo se derogaron ayudas crediticias da partir de fondos públicos denominadas *"green loans*" con montantes de hasta 10.000 AU$ y tipos de interés reducidos para la compra de instalaciones solares.

## **2.** ATRACTIVO DE CADA ESTADO

### 2.1. Western Australia (WA)

Western Australia posee una serie de elementos clave que hacen de este Estado uno de los más atractivos para la inversión a corto plazo en proyectos de gran escala de energías renovables:

- Cuenta con los mayores niveles de irradiación normal directa (DNI) y de media de radiación solar anual.

- Unos precios de la electricidad considerablemente altos en relación al NEM (National Electricity Market), debido a los altos costes de generación a partir de combustibles fósiles. Además, los precios del gas en el Estado se han incrementado sustancialmente en los últimos años, debido a que los proveedores han tenido acceso a los mercados internacionales a través de nuevas instalaciones de gas natural licuado (GNL), aumentándose así la demanda. Todo esto junto con los altos costes de generación a través del carbón han hecho mucho más rentable la energía eólica que en otros Estados.

- Recientes compromisos por parte de la administración para invertir en la mejora de la red eléctrica. El gran crecimiento económico y demográfico que está experimentando el Estado,

[26] http://www.cleanenergyregulator.gov.au/National-Greenhouse-and-Energy-Reporting/Pages/default.aspx

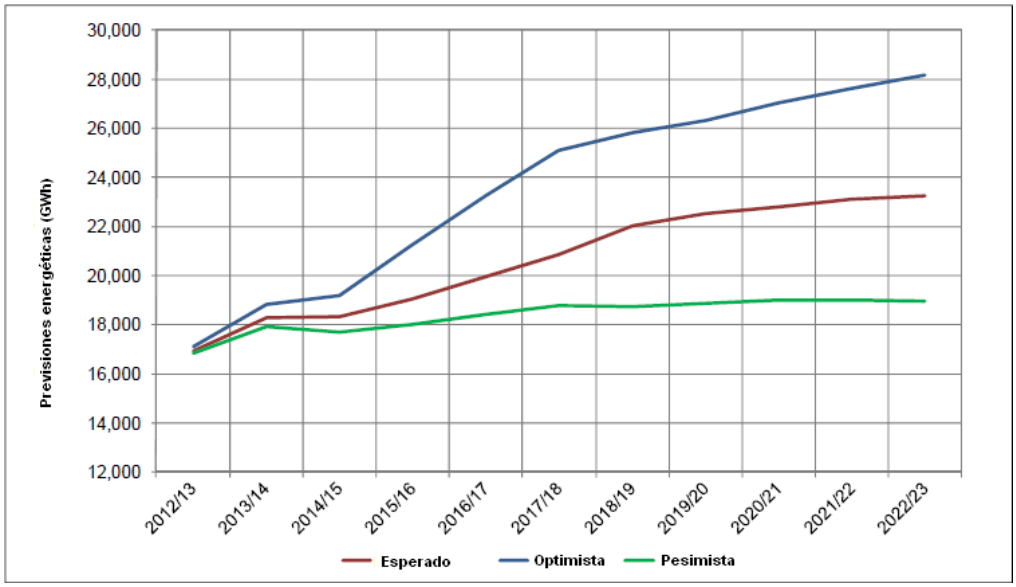
unido a que mucha de la infraestructura energética se construyó en 1960 y 1970, han empujado a que el Estado invierta en la mejora de la red eléctrica. A pesar de que la estructura de la red eléctrica de Western Australia todavía presenta muchas restricciones en cuanto a capacidad, recientes hechos como la mejora de la línea de transmisión que va de Perth a Geraldton, pasando ésta de 132kV a 330kV, serán un importante impulso para el desarrollo de la energía solar en el Estado.

Las particularidades de este Estado hacen que también se presenten una serie de obstáculos que pueden reducir su atractivo:

- Existe una compleja estructura de mercado que no se da en otros Estados, ya que los generadores de energía reciben ingresos no sólo por la venta de electricidad, sino también en función de la capacidad de planta que tengan disponible, aunque ésta no se utilice (se conocen como los "*capacity credits*"). Los operadores de parques eólicos reciben menos "*capacity credits*" por MW de capacidad instalada que los otros generadores convencionales debido a que su generación está sujeta a las condiciones del viento, que no pueden ser controladas.

- Se trata de un mercado pequeño y aislado con un gran potencial de crecimiento aunque, por primera vez, en descenso. El consumo anual descendió a 17.673 GWh en 2011-2012, situación inédita en el Estado. Según el *Independent Market Operator* de Western Australia, la expectativa más probable sugiere que habrá un crecimiento de la demanda de alrededor de un 2,1% anual durante la próxima década, alcanzando los 28.000 GWh anuales en el año 2023. En el cuadro adjunto podemos ver tres escenarios distintos: el escenario esperado (comentado anteriormente), el optimista (4,5% de crecimiento anual hasta 2023), y el pesimista (1% de crecimiento anual hasta 2023).

GRÁFICA 29. Previsión de consumo de energía eléctrica en WA hasta 2023




Fuente: Independent Market Operator Western Australia, 2011 Statement of Opportunities

- Hay otros condicionantes como la todavía reciente liberalización del mercado que se produjo en 2006. Todavía existen pequeñas restricciones legales que hacen que el mercado funcione a través de contratos bilaterales de venta de energía en lugar de un mercado con forma de fondo común, aunque este segundo está en crecimiento.

### 2.2. Victoria (VIC)

A pesar de que a priori los bajos precios de la electricidad en este Estado eliminan el atractivo de cara al desarrollo de proyectos de generación eléctrica, hay otros factores que hacen de Victoria un emplazamiento atractivo:

- El compromiso del Gobierno del Estado con la energía renovable, y en concreto, con la energía solar, es significativo. El Gobierno de John Brumby se había comprometido a que el 25% del suministro de electricidad provenga de fuentes renovables para 2020, y que de este 25% el 5% provenga de fuentes solares. Además, es el único Estado que ha afirmado el establecimiento futuro de feed-in tariffs para la creación de plantas solares de gran tamaño, siguiendo el modelo alemán y español por la cual éstas recibirían ingresos extras por la venta de energía a la red. Estas medidas garantizan una inversión de entre 1.500 y 2.000 millones AU$ en nuevas inversiones en proyectos solares en Victoria, y la creación de hasta un total de 500 GWh para 2014. Sin embargo, con la entrada en el Gobierno de Ted Baillieu, muchas de estas iniciativas pueden sufrir ajustes e incluso ser eliminadas.

- El de Victoria es uno de los mayores mercados de electricidad del país. La dimensión del mismo es igual que los mercados de South Australia, Western Australia y Tasmania juntos. Además, Victoria cuenta con la mejor infraestructura de red eléctrica del país, especialmente en cuanto a transmisión, incluyendo interconectores de alta capacidad con otros Estados.

### 2.3. Nueva Gales del Sur (NSW)

- Nueva Gales del Sur es el mayor mercado de consumo eléctrico del país, con un consumo anual aproximado de 77.600 GWh. Esta gran demanda, unida a la escasez de recursos hidrográficos, hace prever que la mayor parte de la “energía limpia” que se necesita para cumplir los objetivos del RET se obtenga a partir de energía eólica.

- El Gobierno de Nueva Gales del Sur es, junto con el de Victoria, el que mayor apoyo da a la energía renovable, habiendo aprobado su propio *Renewable Energy Target Scheme* en el año 2006, previo al MRET del Gobierno de Kevin Rudd. Síntoma de este apoyo es la reciente regulación aprobada por el Estado mediante la cual se considera infraestructura crítica a todos los parques eólicos con una potencia superior a 30 MW (cuando antes era de 250 MW) y por lo tanto se podrán someter a planes de aprobación rápidos.

-El punto negativo que se pueden encontrar las empresas son los bajos precios de la electricidad en este Estado, aunque se prevé que suban considerablemente debido al incremento de los precios del carbón así como a la introducción del impuesto sobre el carbono.

### 2.4. Tasmania (TAS)

- Un gran estímulo ha de ser la trayectoria de precios de la electricidad que Tasmania ha ido mostrando, que salvo en los dos últimos años, han sido de los más altos de todo el país. La reciente caída en los precios se debe a que los caudales de los ríos han aumentado gracias a las continuas lluvias que envuelven a la región, proporcionando una mayor generación de energía hidráulica.

- El consumo de electricidad en Tasmania es quizás un factor en contra, debido al pequeño tamaño de su mercado. El consumo anual se cifra alrededor de los 10.200 GWh. El año 2011 ha sido el primer año en el que Tasmania se ha vuelto exportador neto de energía. Lo que sí hay que tener en cuenta es la exportación que hace el Estado de Tasmania al de Victoria a través del interconector Basslink, cuya capacidad ociosa se cifra en alrededor de 500 MW.

- El hecho de que Tasmania se incorporara al NEM (National Electricity Market), en mayo de 2005, hizo prever un aumento de la inversión privada en el sector; cosa que por el momento no ha sucedido ya que solo la empresa propiedad del Estado ha acometido proyectos de grandes dimensiones en cuestión de renovables. En este sentido destaca el parque eólico de Musselroe, propiedad de Hydro Tasmania, que tendrá, una vez acabada su construcción, una capacidad instalada de 168MW.

### 2.5. Queensland (QLD)

El mercado eléctrico de Queensland es el segundo mayor de Australia, y se espera que su crecimiento sea más rápido que Nueva Gales del Sur o Victoria en la próxima década. Además, una planta de renovables no se encontrará con ninguna restricción o limitación en caso de su puesta en funcionamiento en este Estado.

- El incremento de los costes de la producción de energía a través de residuo de caña de azúcar, muy predominante en esta región australiana, hace que se estén buscando nuevas formas de producción energética. Se ha dado un gran incremento en los precios de la caña de azúcar a nivel mundial y, como consecuencia, se ha producido en Queensland un cambio de uso de los terrenos tradicionalmente destinados a su cultivo.

- A escala estatal, el Gobierno de Queensland publicó el Plan de Energías Renovables[27] con el objetivo de atraer más de 3.500 millones de AU$ de inversión al sector de energías limpias, y con la consiguiente expectativa de crear 3.500 puestos de trabajo para el año 2020, intentando cumplir con el Renewable Energy Target anunciado por el Gobierno Federal. Para cumplir con estos objetivos, el Estado debe producir 9.000 GWh, lo que equivale a 2.500 MW de energía renovable al año. Según este Plan, las medidas son las siguientes:

  - Estudio de identificación de las áreas estratégicas para el desarrollo más eficiente de energía solar, eólica y geotérmica en el Estado.
  - Fomentar la creación de consorcios para la implantación de varias plantas termosolares de entre 5 y 20 megavatios en el Estado.
  - Estudio de viabilidad de energía solar a gran escala.

[27] Queensland Renewable Energy Plan
http://www.cleanenergy.qld.gov.au/queensland_renewable_energy_plan.cfm

- Desarrollo de un paquete de incentivos a la energía renovable, en el que se está considerando la posibilidad de incluir el establecimiento de los llamados *feed-in tariffs* (subsidio al régimen tarifario).

- El proyecto más destacado en este estado es el Solar Dawn Project, producto del programa gubernamental Solar Flagships. Se trata de una planta termo solar con capacidad instalada de 250 MW con un valor de 1.200 millones de dólares australianos que se construirá en Chinchilla, al sudeste de Queensland.

- El principal problema para la implantación de nuevos proyectos es el bajo precio de la electricidad en esta zona del país. Durante los años 2007 y 2008 hubo un repunte, pero se consideró transitorio, ya que fue originado por las restricciones de agua provocadas por la sequía. Hay que tener en cuenta que en Queensland el carbón es una materia prima muy abundante y el agua es un elemento fundamental para la generación en centrales térmicas de carbón.

### 2.6. South Australia (SA)

South Australia ha pasado de prácticamente no producir ninguna energía eléctrica a partir de fuentes renovables a situarse a la cabeza con alrededor de un 24% de su electricidad generada con fuentes verdes, principalmente eólica. Son varios los motivos de este espectacular crecimiento:

- Los precios de la electricidad en South Australia son los mayores de todo el NEM (National Electricity Market). Esto es debido fundamentalmente a que este Estado no tiene acceso a recursos energéticos de bajo coste como el carbón a diferencia de los Estados de Queensland, Victoria o Nueva Gales del Sur.

- Los procesos de aprobación de proyectos en South Australia son los más ágiles del país. Muchas de las regiones con mayor potencial eólico son tradicionalmente comunidades que viven de la ganadería y la agricultura, y ven de forma favorable el hecho de explotar los recursos naturales y sacar partido de ellos. Consideran muy positivo la creación de puestos de trabajo en la zona, además de los ingresos extra que les pueden proporcionar las rentas por el alquiler de terrenos para la instalación de parques eólicos.

Sin embargo, en South Australia se dan dos hechos que pueden dificultar el desarrollo de la industria solar:

- Es un mercado eléctrico de pequeño tamaño y del que no se espera un gran crecimiento. El consumo de electricidad se situó alrededor de los 13.500 GWh en 2011.

- Se dan restricciones en algunas zonas la red de distribución eléctrica del Estado. Precisamente son muchas de esas áreas, con problemas de capacidad, las que tienen mejores recursos para la generación eólica.

### 2.7. Northern Territory (NT)

En cuanto a tamaño en el consumo de electricidad, y la existencia de grandes redes de conexión, el atractivo para el desarrollo de grandes plantas solares en este territorio no es muy

grande. Otro factor negativo puede ser el monopolio de Power and Water, que está presente en toda la cadena de valor energética, por lo que su poder de decisión es muy alto.

Sin embargo, del estudio realizado por Wyld Group y MMA, destacaban las redes eléctricas entre Darwin y Katherine y entre Alice Springs y Tennant Creek como zonas ideales de desarrollo de plantas solares. Cabe recordar que Northern Territory cuenta con uno de los índices más altos de radiación solar del país.

ICEX

# VI. ETAPAS DE UN PROYECTO DE ENERGIA SOLAR A GRAN ESCALA

Como hemos visto, el mercado de la energía solar en Australia posee una serie de particularidades que hay que tener en cuenta a la hora de abordar un proyecto de energía solar. Hay una gran concienciación en el país por la conservación y respeto hacia el medio natural, tanto flora como fauna. Además de esto, y debido a la gran proliferación de parques en los últimos años, los habitantes de las zonas próximas a los mismos pueden reflejar gran preocupación o rechazo hacia ellos.

Las fases por las que debe pasar un proyecto de energía solar, sin prejuicio de que se puedan considerar otras distintas, son las siguientes:

ICEX

### A. Identificación del emplazamiento del parque solar

Se trata de ver de forma preliminar la viabilidad de una determinada localidad como futura central de energía solar. Esa viabilidad estará relacionada con la existencia radiación solar, irradiación directa normal, la ausencia de relieve, la opción de poder disponer de todo el terreno necesario o la cercanía del mismo a una red de transmisión.

### B. Evaluación del emplazamiento

Consiste en la investigación de las distintas opciones de conexión a la red de distribución eléctrica. Se realizan las rondas de consultas a los distintos operadores de la red de transmisión (*Network Service Providers).*

### C. Consultas a la comunidad

El mantener informada a la comunidad local y a los tomadores de decisiones es vital para el futuro éxito del proyecto. Esta información se realiza directamente a través de reuniones informativas con las partes afectadas (propietarios de terrenos, comunidades próximas, etc.). Se trata de identificar sus preocupaciones de manera que se pueda dar una solución a las mismas.

### D. Viabilidad del proyecto

Evaluación del proyecto a través de un modelo para determinar su viabilidad económica.

### E. Diseño preliminar

Diseños preliminares de ingeniería para determinar la selección y distribución del tipo tecnología a utilizar.

### F. Planificación del proyecto y aprobaciones correspondientes

El Departamento de Planificación de cada Estado es el encargado de aceptar o no la solicitud para la ejecución del proyecto. Así, por Estados, los departamentos de planificación son:

-NSW: www.planning.nsw.gov.au

-VIC: www.dpcd.vic.gov.au

-SA: www.dpti.sa.gov.au

-QLD: www.dip.qld.gov.au

-WA: www.planning.wa.gov.au

-NT: www.dlp.nt.gov.au

-TAS: www.iris.tas.gov.au

Una vez se han revisado y aceptado toda la solicitud del proyecto, se pasa a la fase de elaboración de los distintos estudios que deben formar parte del proyecto.

Dichos estudios forman el CEMP (*Construction Environmental Management Plan*), y están relacionados con el impacto que va a tener el proyecto en esa ubicación. Dentro del CEMP se tratan temas como el ruido, el tráfico, la flora, la fauna, el suelo, el impacto sobre la comunidad aborigen y otras cuestiones medioambientales.

Para la elaboración de cada uno de los subproyectos del CEMP existen consultoras especializadas. En el anexo de este estudio se puede consultar un listado de las mismas.

Una vez obtenida la aprobación del CEMP se puede empezar la construcción cuando una empresa autorizada, *Principal Certifying Authority* (PCA), conceda el certificado de construcción; es decir; que estudie el proyecto y certifique que no hay “riesgos” para la ejecución de la obra.

### G. Oferta de conexión (*Offer to Connect*, OTC)

Se trata de la negociación y obtención de acuerdos de conexión a la red eléctrica.

### H. Construcción del parque

Preparación, negociación y selección de las diferentes empresas de construcción que participarán en el proyecto, así como la dirección final de la obra.

Hay una extensa base de datos de empresas relacionadas con la construcción, clasificadas por Estados, que recoge la Federación de Contratistas Civiles (www.civilcontractors.com). En su página Web se pueden encontrar desde compañías de ingeniería y grandes empresas constructoras hasta empresas de alquiler de maquinaria para la construcción.

### I. Negociación del *Power Purchase Agreement*

Negociación con los retailers de energía eléctrica de los contratos de compra de la energía que el parque solar producirá. De cara a obtener financiación para cada proyecto es fundamental tener un PPA, ya que es un requisito básico para las entidades financieras el asegurarse de que el proyecto va a ser viable.

ICEX

# VII. ASOCIACIONES DE RENOVABLES O RELACIONADAS CON LA ENERGÍA

**- Clean Energy Council:** www.cleanenergycouncil.org.au

Resultado de la fusión de la *Australian Wind Energy Industry Association* (Auswind) y del *Australian Business Council for Sustainable Energy* (ABCSE). Agrupa alrededor de 400 empresas de gas, hidroeléctricas, energía solar, eólicas, bioenergía, geotérmicas, biomasa y de cogeneración. Sus objetivos son evitar el cambio climático en Australia a través del desarrollo de energías renovables.

**- National Generators Forum:** www.ngf.com.au

Lo forman los mayores generadores de energía (de propiedad pública y privada) del National Electricity Market. Su objetivo es ser el organismo principal y representante de los generadores de energía, e influir en el desarrollo de los mercados energéticos australianos. Llevan también a cabo actividades de I+D relacionadas con el medio ambiente o el efecto invernadero.

**- Energy Networks Association:** www.ena.asn.au

Representa a las compañías australianas de distribución de gas y electricidad. Pretende ser un único punto de referencia de las empresas del sector en las relaciones con el Gobierno y la comunidad en general. Su misión se centra en todo aquello que atañe a la distribución eléctrica.

**- Energy Retailers Association of Australia:** www.eraa.com.au

Formada por los retailers de NEM (National Electricity Market) y del National Gas Market. Pretende ser un agente importante a tener en cuenta por parte del Gobierno y otras asociaciones de la industria energética cuando se tomen decisiones relacionadas con el mercado de la energía.

**- Energy Users Association of Australia:** www.euaa.com.au

Organización sin ánimo de lucro formada por empresas de todo el país consumidoras de energía. Sus actividades cubren cuestiones relacionadas con la electricidad y el gas, la eficiencia energética o el cambio climático.

**- Energy Supply Association of Australia:** www.esaa.com.au

Asociación de los suministradores de energía del país. Sus funciones se desmarcan de cualquier actividad de I+D y se centran en el desarrollo de políticas de actuación comunes.

# VIII. ORGANISMOS DE DECISIÓN PÚBLICOS

La administración australiana funciona de forma muy descentralizada, siendo los gobiernos de cada Estado los que marcan las normas en sus respectivos territorios. A pesar de ello el Gobierno de la nación marca también directrices a seguir por las administraciones de cada Estado.

El organismo encargado de todo tipo de cuestiones referentes a la energía es el Departamento de Recursos, Energía y Turismo[28]. Dicho organismo es el que regula en lo que se refiere a cuestiones energéticas, incluidas las energías renovables. Crea así mismo las directrices que los distintos Estados deben aplicar en el sector.

El senador Greg Combet es el Ministro de Cambio Climático y Agua. Dentro de la cartera del gabinete del ministro se encuentra el Departamento de Cambio Climático[29]. La misión de dicho departamento es la reducción de la emisión de gases que provocan el efecto invernadero, así como ayudar a encontrar una solución global para este problema, que está íntimamente relacionada con el estímulo de fuentes energéticas renovables.

El Gobierno también creó la Oficina del Regulador de Energías Renovables[30], para llevar a cabo el Mandatory Renewable Energy Target (MRET) y el posterior RET. Dicha institución registra las centrales energéticas de fuentes renovables además de encargarse de la gestión de los REC (Renewable Energy Certificates).

Asimismo en el sector de las energías renovables, y a nivel nacional el ministerio de Medio Ambiente, Agua, Patrimonio y Artes, tiene también mucho que decir acerca de las energías renovables.[31]

Cada uno de los diferentes Estados tiene sus correspondientes departamentos de energía que son los que toman las decisiones y crean su propia legislación y estímulos para la instalación de renovables.

[28] www.ret.gov.au
[29] www.climatechange.gov.au
[30] , www.orer.gov.au
[31] www.environment.gov.au

# IX. ANEXOS

### 1.1. Directorio de consultorías relacionadas con proyectos de energías renovables

- Ecology Partners, www.ecologypartners.com.au
- Marshall Day Acoustics, www.marshallday.com
- Tract Consultants, www.tract.com.au/about.aspx
- Garrad Hassan & Partners, www.garradhassan.com
- Robert Luxmoore, www.luxmoore.com.au
- Coffey, www.coffey.com/Default.aspx
- Senergy, www.senergyworld.com
- Biosis Research, www.biosisresearch.com.au
- Wind Power, www.wind-power.com.au
- J G Service, www.jgservice.com.au
- Australian Power and Water, www.auspw.com.au
- Wind Lab Systems, www.windlabsystems.com
- Sinclair Knight Merz, www.skmconsulting.com
- Wind Prospect Group, www.windprospect.com
- Seymour White, www.seymourwhyte.com.au
- Maunsell, www.maunsell.com
- Urbis, www.urbis.com.au
- Gadens Lawers, www.gadens.com.au
- Global Sustainable Energy Solutions, www.gses.com.au
- BECA, www.beca.com
- Enecon Pty Ltd., www.enecon.com.au
- Projectioneering, www.projectioneering.com.au
- Deugro Projects Australia, www.deugro.com

- Energetics, www.energetics.com.au
- Halcrow, www.halcrow.com/australasia
- Energy Partners, www.exemplary.com.au
- Prestige Consulting, www.prestigeconsulting.com.au
- IT Power, www.itpau.com.au

### 1.2. Ferias

- All Energy: www.all-energy.com.au

### 1.3. Comparativa entre los sistemas SWIS y NEM

| **ASPECTOS GENERALES** | **NEM** | **SWIS** |
|---|---|---|
| Área de cobertura | NSW, VIC, QLD, SA, ACT, TAS | Western Australia |
| Energía generada | 211.000 GWh | 17.500 GWh |
| Número de generadores | 305 Generadores | 46 Generadores |
| Número de retailers | 26 Retailers<br><br>Más importantes: AGL, Origin Energy, TRUenergy | 11 Retailers<br>Más importantes: Synergy (71% del mercado eléctrico), con Alinta (50% del mercado del gas) y Perth Energy. Estos tres retailers cubren casi el 100% del mercado. |
| **DETALLES DE LA RED** | **NEM** | **SWIS** |
| Cobertura | 800,000 Km. de tendido eléctrico | 90,000 Km. de tendido eléctrico |
| Proveedor de la red | 5 transmisoras y 13 distribuidores | Western Power (distribuidora y transmisora a la vez) |
| Área de red | 13 redes de distribución | South West Interconnected Network (SWIN) |
| **REGULACIÓN** | **NEM** | **SWIS** |
| Operador mayorista | Australian Energy Market Operator (AEMO) | Independent Market Operator (IMO WA) |
| Regulador | Australian Energy Regulator (AER) | Economic Regulation Authority (ERA WA) |
| Informes del mercado eléctrico | Australian Energy Regulator (AER) | Economic Regulation Authority (ERA WA) and Minister for Energy |
| **ESTADÍSTICAS DE CLIENTES** | **NEM** | **SWIS** |
| PYMES | 850.000 | 86.000 |
| Grandes empresas | 63.000 | 19.000 |

## 1.4. Otras iniciativas federales y regionales para el desarrollo de la energía solar

Programas federales:

National Solar Schools Program, Solar Cities, Advanced Energy Storage Technologies, Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate, Clean Business Australia Initiative, Green Building Fund, Renewable Energy Demonstration Program, Tax Breaks for Green Buildings.

Estado de las FiT (feed-in-tariffs, sistema de tarifas) con iniciativa regional:

FiT residenciales:

| State | Max system size | 2010 rate paid per kWh | Model | Program duration | Program cap or review trigger | Status at July 2011 | Estimated closure as at July 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ACT | N/A | N/A | Gross | N/A | Closed | Net 1:1 including exports at prevailing tariff | Closed |
| NT | N/A | N/A | Net 1:1 at prevailing tariff | N/A | N/A | Export value at prevailing retail rates | N/A |
| QLD | 5 kW | 44c | Net | 20 years | No public cap | Revised from 30 kW to 5 kW in May 2011 | Unknown |
| SA | 30 kW (10 kW per phase) | 44c | Net | 20 years | Closes on 30 September 2011 | Reverts to 22c from 1 October 2011 for 2 years | October 2011 |
| TAS | N/A | N/A | Net 1:1 at prevailing tariff | N/A | N/A | Export value at prevailing retail rates | N/A |
| VIC | 5 kW | 60c | Net | 15 years | 100 MW | Under review | July 2011 |
| WA | 10 kW Perth & South East. 30 kW elsewhere | 20c | Net | 10 years | 150 MW | Cut back from 40c to 20c and capped at 150 MW, then suspended | N/A |
| NSW | 10 kW | 60c | Gross | 7 years | 300 MW connected | Closed April 2011 | Closed April 2011 |

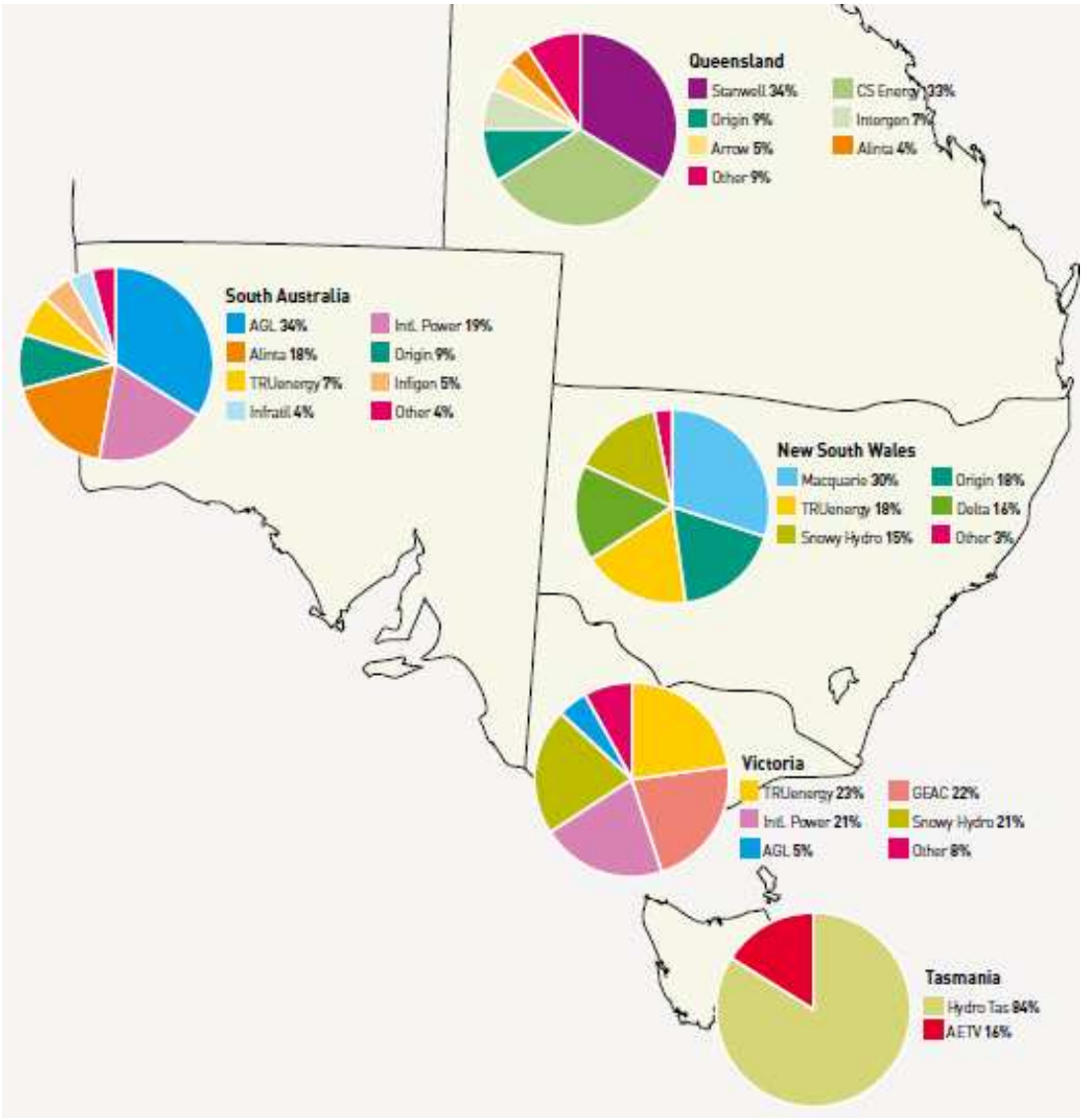
Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

FiT comerciales:

| State | Max system size | 2010 rate paid per kWh | Model | Program duration | Program cap or review trigger | Status at July 2011 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ACT | 30-200 kW | 35.4c | Gross | 20 years/ annually revised | 15 MW | Closed |
| ACT | >200 kW | Reverse auction | TBA | TBA | 210 MW | TBA |

Fuente: Review of the Australian PV Industry 2011, Clean Energy Council

### 1.5. Cuota de mercado de las compañías generadoras por región en el NEM



# X. BIBLIOGRAFÍA


- Australian Bureau of Statistics: www.abs.gov.au
- Australian Bureau of Agriculture and Resources Economics: www.daff.gov.au/abares
- Australian Energy Market Operator: www.aemo.com.au
- Australian Energy Regulator: www.aer.gov.au

  State of the Energy market 2011
- Australian Financial Review: www.afr.com
- Bureau of Meteorology: www.bom.gov.au
- Bureau of Resources and Energy Economics: http://bree.gov.au

  Australian Energy Projections 2034-2035

  Energy in Australia 2012
- Clean Energy Council: www.cleanenergycouncil.org.au

  Review of the Australian Wind Industry 2011

  Clean energy report 2011

  National and State snapshot of wind farm investment, employment and carbon abatement
- Clean Energy Regulator: http://ret.cleanenergyregulator.gov.au
- Council of Australian Government: www.coag.gov.au
- CSIRO, Wind Energy Research Unit: www.csiro.au
- Department of Climate Change: www.climatechange.gov.au/renewabletarget
- Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts: www.environment.gov.au
- Department of Lands and Planning: www.dlp.nt.gov.au
- Department of Planning and Community Development, Victoria: www.dpcd.vic.gov.au
- Department of Planning, Transport and Infrastructure, South Australia: www.dpti.sa.gov.au
- Department of State Development, Infrastructure and Planning: www.dip.qld.gov.au

- Geoscience Australia: www.ga.gov.au
- Independent Market Operator: www.imowa.com.au

  Statement of opportunities 2012

- Infrastructure and Resource Information Service (IRIS): www.iris.tas.gov.au
- Minister for Planning, Victoria: www.dpcd.vic.gov.au/planning

  Planning and Environment Act 1987, Victoria planning provisions, Amendment VC82, explanatory report

- Nielsen: http://au.acnielsen.com/news/200512.shtml
- NSW Government Planning and Infrastructure: www.planning.nsw.gov.au

  NSW planning guidelines wind farms (Draft), Dec. 2011

- Office of the Renewable Energy Regulator: www.orer.gov.au

  Increasing Australia's renewable electricity generation annual report 2011

- Planning WA: http://www.planning.wa.gov.au
- Power and Water Corporation: http://www.powerwater.com.au
- Sinclair Knight Merz: www.skmconsulting.com

  SKM Economic Impact Assessment of the Hallett Wind Farm 2010

- Unión Fenosa: www.unionfenosa.com.au/projects.php
- World Wind Energy Association: www.wwindea.org

  World Wind Energy Report 2010

ICEX