



Auf dem Weg zur „National Energy Guarantee“

Aktueller Diskussionsstand um ein neues Instrument der australischen
Energie- und Klimapolitik

Magdalena Magosch, Raffaele Piria (adelphi)

Juni 2018

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Zitiervorschlag

Magosch, Magdalena und Raffaele Piria (2018): Auf dem Weg zur „National Energy Guarantee“ - Aktueller Diskussionsstand um ein neues Instrument der australischen Energie- und Klimapolitik. Berlin: adelphi.

Impressum

Herausgeber: adelphi
Alt-Moabit 91 D-10559 Berlin
T: +49 (030) 8900068-0
E: office@adelphi.de
W: www.adelphi.de

BAFA-Aktenzeichen: 414-2016- 004-10-EPS

Autoren: Magdalena Magosch, Raffaele Piria (adelphi)

Kontakt: magosch@adelphi.de

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: Titelbild: David Clarke, unter Creative Common Lizenz (zugeschnitten) (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/>).

Stand: 14.06.2018

© 2018, adelphi

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Politische Einordnung	2
2 Hintergrund	7
2.1 Der australische Strommarkt	7
2.2 Bisherige klimapolitische Instrumente	10
3 Vorschlag der <i>National Energy Guarantee</i> (NEG)	12
3.1 Entwicklungsprozess der NEG	12
3.2 Die <i>National Energy Guarantee</i> als doppelte Versorgerverpflichtung	13
3.3 <i>Emissions requirement</i> : Teilinstrument zur Emissionsreduzierung	15
3.4 <i>Reliability requirement</i> : Teilinstrument zur Versorgungssicherheit	20
Literaturverzeichnis	25
Abbildungsverzeichnis	
Abbildung 1: Australiens Stromnetze und Erzeugungsquellen nach Bundesstaaten und Territorien (IEA 2018)	8
Abbildung 2: Entwicklungsprozess der NEG (eigene Darstellung)	13
Abbildung 3: Grundprinzip der NEG (COAG Energy Council 2017a)	14
Abbildung 4: Vorgeschlagenes Register zur Allokation von Emissionen (ESB 2018e)	18
Tabellenverzeichnis	
Tabelle 1 Designelemente des <i>emission requirement</i>	15
Tabelle 3 Designelemente des <i>reliability requirement</i>	22

Abkürzungsverzeichnis

ACT	Australian Capital Territory
ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
ACCU	Australian Carbon Credit Units
AEMA	Australian Energy Market Agreement
AEMC	Australian Energy Market Commission
AEMO	Australian Energy Market Operator
AER	Australian Energy Regulator
ASX	Australian Securities Exchange
CER	Clean Energy Regulator
CET	Clean Energy Target
COAG	Council of Australian Governments
DEE	Department of the Environment and Energy
EITE	emissions-intensive trade-exposed (companies)
ESB	Energy Security Board
ESOO	Electricity Statement of Opportunities
ETS	emissions trading system
LRET	Large-scale Renewable Energy Target
LGC	Large-scale Generation Certificates
NEG	National Energy Guarantee
NEL	National Electricity Law
NER	National Electricity Rules
NEM	National Electricity Market
NSW	New South Wales
RET	Renewable Energy Target
SRES	Small-scale Renewable Energy Scheme

Zusammenfassung

Die *National Energy Guarantee* (NEG) wird derzeit in Australien als neues Instrument der Energie- und Klimapolitik diskutiert, das zugleich Emissionsreduktion und Versorgungssicherheit voranbringen soll. Das Energy Security Board, bestehend aus Vertretern des Regulierers AER, des Strommarktbetreibers AEMO und der vorschriterlassenden Kommission AEMC, legte den Vorschlag im Oktober 2017 vor und leitet seitdem dessen Entwicklung und Konkretisierung. Eine finale Entscheidung über die Einführung der NEG sollen die Regierungen der Bundesebene sowie der Bundesstaaten und Territorien im Rahmen des COAG Energy Council im August 2018 treffen. Entscheidungen in diesem Gremium erfolgen im Konsens.

Als doppelte Versorgerverpflichtung besteht die NEG aus zwei Teilen, dem *emissions requirement* und dem *reliability requirement*, die für alle Versorger im *National Electricity Market* (NEM) gelten sollen. Beide Teilinstrumente der NEG sind derzeit in der Entwicklung.

Das ESB schlägt vor, die NEG über die bisherigen Strukturen des *National Electricity Market* einzuführen. Die Liquidität, die Transparenz und das Wettbewerbsniveau der bestehenden Märkte sollen durch die NEG nicht gefährdet, sondern vielmehr gestärkt werden.

Unter dem geplanten *emissions requirement* sollen Versorger sowie Großverbraucher des NEM verpflichtet werden, noch zu definierende CO₂eq-Grenzwerte in ihrem Handelsportfolio einzuhalten. Über die Höhe des zugrundeliegenden Emissionsreduktionsziels wird dabei am meisten gerungen.

Das *reliability requirement* soll zugleich sicherstellen, dass genügend regelbare Stromerzeugungsanlagen bzw. Lasten im System vorhanden sind. Diese zweite Verpflichtung soll aber erst dann greifen, wenn die freiwilligen Investitionen der Marktteilnehmer nicht ausreichen, und basierend auf Prognosen des Marktbetreibers AEMO eine Versorgungslücke erwartet wird. In einem solchen Fall sollen Versorger ex post nachweisen, dass sie entsprechende Verträge mit Erzeugern eingegangen sind, um neue Investitionen anzuregen.

Kapitel 1 des vorliegenden Gutachtens gibt den politischen Kontext der Entwicklung dieses neuen Instrumentes wieder und diskutiert, ob die in den letzten Jahren sehr polarisierten Debatten der australischen Energie- und Klimapolitik dadurch befriedet werden können.

Kapitel 2 liefert notwendiges Hintergrundwissen zum australischen Strommarkt und den bisherigen Instrumenten der Emissionsreduzierung im Stromsektor.

Kapitel 3 präsentiert und diskutiert die Vorschläge des ESB zu einzelnen Designelementen der beiden Teilinstrumente der NEG.

1 Politische Einordnung

Stark polarisierte Debatten in der australischen Energie- und Klimapolitik

Steigende Strompreise, wiederholte Black-Outs, sowie der (geförderte) Anstieg variabler erneuerbarer Energien prägen seit Jahren die Energie- und Strommarktpolitik Australiens (siehe hierzu adelphi/RAP 2017a). Die Debatten werden dabei deutlich heftiger und polarisierter als derzeit in Deutschland geführt. Dies zeigt sich zum Beispiel in der Klimapolitik, insbesondere auf den Stromsektor bezogen. Diese ist seit Jahren durch die Diskussion, Einführung und Abschaffung immer wieder neuer politischer Instrumente geprägt, wie in Kapitel 2.2 ausgeführt wird. So ist immer wieder vom „culture war on climate policy“ (The Guardian 02.05.18) zu lesen.

Dieser Konflikt wurde bislang vor allem von den zwei großen Parteien des Landes ausgetragen: der Liberal Party, die zurzeit (in einer Koalition mit Nationals und Country Liberal Party) die Bundesregierung stellt, und der Labor Party, der größten Oppositionspartei. Labor fordert ein Ziel von 50% Erneuerbaren-Anteil bis 2030, während in den Reihen der Liberals die Unterstützung für die heimische Kohleindustrie stärker vertreten ist. Damit ergeben sich auch Spannungsfelder zwischen Labor-geführten Bundesstaaten und Territorien – derzeit Victoria, Queensland und dem Australian Capital Territory (ACT) – und der Bundesregierung. So verfolgen diese Bundesstaaten eigene, zum Teil sehr ambitionierte Erneuerbaren-Ziele. Auch bezüglich der in diesem Gutachten vorgestellten *National Energy Guarantee* (NEG) machten sich diese parteipolitischen Differenzen bemerkbar. Victoria, Queensland, ACT und bis zum dortigen Regierungswechsel im März 2018 auch South Australia äußerten sich in den letzten Monaten immer wieder kritisch zur NEG und mahnten die Miteinbeziehung der Bundesstaaten und Territorien in die Weiterentwicklung an.

National Energy Guarantee als Versuch der Befriedung

In Anbetracht der vorangehenden Erfahrungen im Bereich der australischen Klima- und Energiepolitik zeigt sich, wie wichtig eine Befriedung und dauerhaft angelegte politische Konsensbildung in diesem Bereich ist. Die NEG wird von vielen Seiten explizit als Versuch gesehen, dies zu erreichen. So betonte Umwelt- und Energieminister Josh Frydenberg, dass durch einen ausgeglichenen, marktbasieren und weithin akzeptierten Ansatz die bisherigen polarisierten Sichtweisen und die Unsicherheiten im Markt beendet werden sollen (The Australian 11.04.18). Auch der Verband der Strom- und Gasunternehmen, der Australian Energy Council, bewertet die NEG als großen Schritt hin zu einer überparteilichen Energiepolitik, die mehr Investitionssicherheit schaffen würde (Financial Review 20.04.18).

Dieser Prozess der Suche nach einem breiteren Konsens wurde bereits mit dem Finkel-Bericht angestoßen, welcher, durch die Regierungen auf Bundes- und Staatenebene gemeinsam in Auftrag gegeben, 2017 eine Vision für einen verbesserten Strommarkt vorstellte (Finkel et al. 2017). Dabei ging es vor allem um viele (zum großen Teil technische) Maßnahmen im Strommarkt, doch basierten die Vorschläge auf der Annahme, dass es künftig deutlich mehr variable erneuerbare Energien geben würde. Durch die Annahme des Berichts wurde implizit anerkannt, dass auch Australien sein Stromsystem dementsprechend anpassen und eine ‚Energiewende‘ angehen muss. Das von Chief Scientist Alan Finkel empfohlene *Clean Energy Target* wurde jedoch als einzige der 51 vorgeschlagenen Maßnahmen von der Bundesregierung abgelehnt. Die *National Energy Guarantee* ist nun ein Vorschlag des ebenfalls auf Anregung des Finkel-Berichts gegründeten *Energy Security*

Board (ESB), welcher sowohl auf die THG-Emissionsreduzierung als auch auf die Versorgungssicherheit im Stromsektor abzielt.

Warum sollte gerade die NEG zur Befriedung der Debatten beitragen?

Nach vielen Jahren kontroverser Debatten mit oft wechselnden Instrumenten und Maßnahmen ist die Unsicherheit im Hinblick auf langfristige Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, Speicher, Stromnetze und andere Flexibilitätsoptionen derzeit ausgeprägt. Da zugleich die mangelnde Versorgungssicherheit als drängendes Problem anerkannt ist, wie auch das *Energy Security Board* im *Health of the NEM*-Bericht (ESB 2017c) feststellt, ist der resultierende Druck auf die politischen Akteure besonders groß, was zurzeit ein *window of opportunity* für die Einführung der NEG als stabilitätsversprechenden Kompromisses öffnet.

Zudem ist in den letzten Jahren, selbst unter Kohle-Befürwortern, die Erkenntnis gewachsen, dass erneuerbare Energien schon allein aus ökonomischen Gründen eine wichtige Rolle spielen werden, und sich der Strommix ändern wird. Auch hat die australische Regierung dem Paris Agreement zugestimmt, und ihr – wenn auch nicht allzu ambitioniertes – nationales Ziel seitdem bekräftigt (siehe dazu Kapitel 2.2).

Der Umwelt- und Energieminister Josh Frydenberg (Liberals) setzt sich stark für die Einführung der NEG ein. Es kann durchaus als sein derzeit größtes politisches Projekt bezeichnet werden. Er nimmt dabei eine vermittelnde Rolle zwischen den lauten Rufen von Labor nach mehr Erneuerbaren-Ausbau und der Forderung einiger seiner Parteikollegen rund um Tony Abbott nach einer Förderung von Kohlekraftwerken (Financial Review 12.04.18) ein. Josh Frydenberg erteilte dieser Forderung eine Absage, bekräftigte aber zugleich seinen Standpunkt, dass erneuerbare Energien sich wie alle anderen Technologien auch zukünftig auf dem Markt durchsetzen sollen (The Australian 11.04.18). Passenderweise ist die NEG in ihren beiden Teilinstrumenten technologieneutral ausgelegt. Es bleibt ganz den Versorgern überlassen, mit Hilfe welcher Technologien sie die Verpflichtungen erfüllen.

Im Gegensatz zu bisherigen Klimainstrumenten wie dem *Carbon Pricing Mechanism*, die auf Bundesebene beschlossen wurden (Parliament of Australia 2016), entscheidet über die Einführung der NEG nun das COAG Energy Council. Dies ist ein seit 2013 bestehendes ministerielles Forum, in welchem Vertreter der Bundesregierung sowie der Bundesstaaten und Territorien eine gemeinsame Energiepolitik abstimmen und, außer in definierten Ausnahmefällen, einstimmig entscheiden. Diese Struktur macht also auch eine parteiübergreifende Zustimmung zur NEG notwendig, was eine Konsensbildung und Befriedung der polarisierten Debatten voraussetzt und wiederum dazu beitragen kann.

Zudem ließe sich solch eine einstimmig getroffene Entscheidung, die dann in allen Bundesstaaten und Territorien des *National Electricity Market* umgesetzt würde, schwieriger wieder ändern und zurückziehen. Deshalb wäre der Vertrauensgewinn der Investoren deutlich ausgeprägter als wenn ein neues Instrument per Mehrheitsentscheidung nur durch die Bundesregierung eingeführt würde.

Auch die sonst für ihre progressive Klima- und Energiepolitik bekannte Labor Party nähert sich der NEG immer weiter an. Zunächst brachten die Labor-geführten Bundesstaaten zwar die lauteste Kritik an der NEG vor, unter anderem, dass das Ambitionsniveau des Emissionsreduktionsziels zu niedrig sei und die Erneuerbaren-Förderung einiger Bundesstaaten unterminiert würde (The Guardian 17.04.18). Doch nachdem im *lead legislator*-Bundesstaat South Australia, dessen Parlament stellvertretend für alle NEM-Bundesstaaten Gesetzesänderungen erarbeitet und beschließt, Labor Premierminister Jay

Weatherill im März 2018 von der Liberal Party abgelöst wurde, scheint die Einführung der NEG laut Medienberichten um einiges vereinfacht (pv magazine 19.03.18).

Schließlich stellte sich die Labor Party auf Bundesebene hinter die Einführung der NEG. Sie kündigte im April an, im Falle eines Regierungswechsels – nationale Wahlen werden in den nächsten 12 Monaten durchgeführt – die NEG beizubehalten. Das Ambitionsniveau des Emissionsreduktionsziels würde Labor aber erhöhen wollen (SMH 16.04.18). An dieser Stelle könnte der *culture war on climate policy* also innerhalb des neuen Instrumentes weitergehen. Dies wäre aber schon ein großer Gewinn an Berechenbarkeit gegenüber früheren Jahren, in denen nach jedem Koalitionswechsel auf Bundesebene die grundsätzliche Struktur der klimapolitischen Instrumente zur Disposition stand.

Das Energy Security Board (ESB), das den Vorschlag zur NEG vorgelegt und seitdem entwickelt hat, vereint Vertreter der wichtigsten Organe, die den *National Electricity Market* (NEM) steuern (siehe Kapitel 2.1). Da das ESB zudem mehrere weitreichende Konsultationsverfahren angesetzt hat, sind somit die wesentlichen Akteure des australischen Strommarkts an der (Weiter-) Entwicklung der NEG beteiligt. Das ESB formulierte zudem explizit den Anspruch, die NEG innerhalb der bestehenden Strukturen des Strommarktes zu verankern. Deswegen soll die NEG auf dem *contracting* der Marktakteure untereinander aufbauen (siehe Kapitel 2.1 und 3). Die Art und Weise, wie Erzeuger, Versorger und andere Akteure auf dem Spotmarkt sowie den Finanzmärkten miteinander Verträge abschließen, soll nicht eingeschränkt werden, um die Liquidität und das Wettbewerbsniveau auf diesen Märkten nicht zu gefährden (ESB 2018e).

Die Integration von Klima- und Strommarktpolitik innerhalb der NEG wird vom ESB als vorteilhaft hervorgehoben, da so die Investitionssicherheit gestärkt werde (ESB 2018e). Direkte Bezüge zwischen den beiden Teilinstrumenten der NEG sind allerdings kaum ersichtlich. Auch wenn also fraglich ist, ob die ähnliche Funktionsweise und das Gleichzeitig-In-Kraft-Treten dieser Instrumente wirklich ausschlaggebend sind, so dürfte dies doch die Konsensbildung zur NEG erleichtern: Bei der Größe des Paketes können in der breiteren (Fach-)Öffentlichkeit gar nicht alle Details intensiv diskutiert werden. Die Aufmerksamkeit liegt auf wenigen Punkten, derweil andere unauffällig miteingebracht werden können. Dies zeigt sich klar an der Konzentration vieler Akteure auf die Höhe des Emissionszieles (siehe Kapitel 3.2), während der eigentliche Mechanismus bislang wenig diskutiert wird. Damit wird es wahrscheinlicher, dass die NEG erfolgreich eingeführt wird, solange für die heikleren Punkte Kompromisse gefunden werden.

Woran könnte die NEG scheitern?

Zugleich ist die Notwendigkeit einer einstimmigen Abstimmung im COAG Energy Council über die NEG eine große Herausforderung. Konsens zu finden zu Themen, die über lange Jahre sehr polarisiert diskutiert wurden, könnte trotz aller oben angeführten Aspekte schwierig werden. An einzelnen Stellen zeigen sich die bisher üblichen (parteipolitischen) Muster, wie in den Konfrontationen zur Höhe des Emissionsreduktionsziels – welche allerdings durch die Bundesregierung festgelegt werden soll und nicht durch das COAG Energy Council.

Aber auch parteiintern zeigen sich erhebliche inhaltliche Unstimmigkeiten. Insbesondere der ehemalige Premierminister Tony Abbott, Liberals-Abgeordneter des nationalen Parlaments, kritisiert immer wieder scharf die Versuche seines Parteikollegen Josh Frydenberg, die NEG voranzubringen. So fordert Abbott, Kostensenkungen vor Emissionsreduzierungen zu priorisieren, und die Betreiber von Kohlekraftwerken nicht zusätzlich zu belasten (The Guardian 21.04.18). Um ihn herum formierte sich eine Gruppe von Koalitionsmitgliedern, die sich unter dem Namen Monash Forum stark gegen Premier Turnbulls Energiepolitik und für die Stärkung der Kohleindustrie einsetzen (The Guardian 04.04.18). Hinzu kommt, dass die

aktuelle Regierungskoalition aus Liberal Party und Nationals nur eine sehr dünne Mehrheit von nur einem Abgeordneten im *House of Representatives* hat. Dementsprechend viel Gewicht haben einzelne Abgeordnete der Regierungsparteien, die sich gegen eine ihrer Meinung nach zu klimafreundliche Energiepolitik einsetzen (Chris Dunstan 07.05.18).

Auch an inhaltlicher Kritik könnte die NEG scheitern. Die vorgebrachte Kritik an einzelnen Elementen der NEG wird in Kapitel 3 ausgeführt, doch gibt es auch übergreifende Aspekte.

Obwohl das ESB die NEG explizit in bestehende Strukturen des *National Electricity Market* einbetten möchte und auf existierende Vertragsarten und Finanzprodukte zur Erfüllung der beiden Verpflichtungen zurückgreifen möchte, ist fraglich, ob das gelingen kann. So merken Börsenhändler an, dass die meisten *energy contracts* bislang rein finanzieller Art sind beziehungsweise Derivate des Spotmarktes darstellen. Wenn diese nun auch die Erzeugungsart, zugehörige Emissionen sowie Informationen zur *reliability* enthalten sollten, würde dies durch weniger Vergleichbarkeit zu einer Fragmentierung des Marktes führen (Financial Review 22.02.18). Da die Finanzmärkte auch zur Absicherung der Risiken des Spotmarktes genutzt werden (*hedging*), würde so auch der Spotmarkt negativ beeinflusst.

Außerdem trugen einige Stimmen, u.a. des (eher kleinen) Versorgungsunternehmens ERM Power, im Hinblick auf beide Teilinstrumente der NEG die Sorge vor, dass die Marktmacht der wenigen großen *gentailer* (generator + retailer) zunehmen, und dadurch die Preise für Verbraucher steigen würden (Financial Review 18.02.18). Ihre Marktgröße und ihr breites Portfolio würden es ihnen sehr viel leichter machen, die (unterschiedlichen) Anforderungen der NEG zu erfüllen. Die kleineren Versorger kaufen bislang ihren Strom von den großen *gentailer*, die damit eine Schlüsselrolle in Bezug auf die Erfüllungspflichten der NEG hätten (Financial Review 22.02.18). Das ESB reagierte darauf mit der Idee einer zentralen Handelsplattform (ESB 2018e). Die Australian Competition and Consumer Commission unterstützt diesen Ansatz: Wenn so die Transparenz von bilateralen Verträgen erhöht würde, stiege letztendlich der Wettbewerb (Financial Review 10.05.18). Zu dieser Handelsplattform sind aber bislang keine weiteren Details bekannt.

An dieser Stelle zeigt sich ein genereller Widerspruch: Mit der NEG soll eine Art Quotensystem eingeführt werden, jedoch sind handelbare Zertifikate bislang nicht vorgesehen. Zur Erfüllung beider Verpflichtungen sollen auch ganz unterschiedliche Finanzprodukte genutzt werden können (siehe Kapitel 3). Zertifikate wären an dieser Stelle eigentlich die simpelste und praktikabelste Lösung, stehen aber aufgrund des (regierungsinternen) Widerstands gegenüber dem bisherigen Quotensystem (*Renewable Energy Target*) bislang nicht zur Debatte. Dementsprechend eingeschränkt ist der Gestaltungsspielraum der Bundesregierung. Ein Kommentar bezeichnet den Vorschlag zur NEG als „creature of its circumstances“ (The Guardian 21.04.18).

Was passiert, wenn COAG Energy Council die Einführung ablehnt?

Im August 2018 tritt der COAG Energy Council wieder zusammen, um über die Einführung der NEG definitiv zu entscheiden. Sollte sich das Gremium nicht einig werden, so könnte die Bundesregierung zumindest Teile der NEG auch direkt ohne die Einbindung der Bundesstaaten und Territorien einführen. Zwar liegen nur wenige energiepolitische Kompetenzen auf Bundesebene (siehe dazu Kapitel 2.1), aber die Festlegung des Emissionsreduktionsziels gehört beispielsweise dazu. Auch die früheren klimapolitischen Instrumente wurden jeweils auf Bundesebene beschlossen. Jedoch würde dies der Befriedung der bisherigen Debatten und der Annäherung der polarisierten Standpunkte in der australischen Energiepolitik zuwider laufen. Die dann amtierende Bundesregierung würde damit riskieren, dass ihre Politik in der nächsten Legislaturperiode wieder zurückgenommen würde.

Darüber hinaus gibt es derzeit keine erkennbaren Alternativen zur NEG, die effektiv zur Verbesserung der Versorgungssicherheit sowie zur Emissionsreduzierung beitragen könnten und von allen politischen Seiten akzeptiert werden könnten (Clean Energy Council 21.11.17). Ob die NEG genügt, diese Ziele zu erreichen sowie die polarisierten Debatten zu befrieden, hängt letztendlich von der Ausgestaltung ihrer Details, zum Beispiel der Durchsetzungsmechanismen, ab.

2 Hintergrund

Stark gestiegene Kosten für Strom, ein Mangel an Versorgungssicherheit sowie zunehmende Anteile (variabler) Erneuerbarer im Stromsystem sind die großen Themen der australischen Energie- und Strommarktpolitik der letzten Jahre (siehe hierzu adelphi/RAP 2017a). So haben sich die Endkundenpreise für Strom wegen steigender Netz- und Erzeugungskosten zwischen 2007 und 2017 mehr als verdoppelt (DEE 2017a). Mehrere, z.T. gravierende Stromausfälle der letzten Jahre zogen ebenfalls heftige Diskussionen in der Öffentlichkeit wie in der Politik nach sich, u.a. über die Rolle des steigenden Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix (siehe hierzu adelphi/RAP 2017b).

Der seit 1998 bestehende *National Electricity Market* (NEM) geriet dabei immer mehr in den Fokus, und wurde als nicht mehr adäquat bezeichnet. Der Finkel-Bericht stellte 2017 eine Vision für einen verbesserten Strommarkt vor. Dieser sollte sich durch erhöhte Systemsicherheit, zukünftige Versorgungssicherheit, geringe Kosten für Kunden sowie flexible Lasten und geringere Emissionen auszeichnen (Finkel et al. 2017). Der im vorliegenden Gutachten analysierte Vorschlag zur *National Energy Guarantee* (NEG) war nicht Bestandteil des Finkel-Berichts soll aber zur Erreichung eben dieser Ziele beitragen. Da die NEG über die Strukturen des *National Electricity Market* eingeführt werden soll, wird dieser im Folgenden näher beleuchtet. Im zweiten Teil dieses Hintergrundkapitels werden die bisherigen australischen Anstrengungen zur Emissionsreduktion im Stromsektor dargestellt.

2.1 Der australische Strommarkt

Politische und regulatorische Akteure

In der australischen Energiepolitik liegt der Großteil der Kompetenzen bei den Bundesstaaten und Territorien. Sie sind für die Energieerzeugung zuständig, während die Bundesregierung für Außenhandel sowie internationale Beziehungen (auch in der Klimapolitik) verantwortlich ist (IEA 2018).

Um die Zusammenarbeit und Konsistenz in der Energie- und Ressourcenpolitik zu gewährleisten, besteht innerhalb des Council of Australian Governments (COAG) seit 2013 ein separater Energy Council. Dieses ministerielle Forum besteht aus Regierungsvertretern des Bundes, der Bundesstaaten und Territorien sowie aus Neuseeland und trifft sich zwei Mal im Jahr (COAG Energy Council Terms of Reference).

Auf Bundesebene wurde das *Department of the Environment and Energy* (DEE) 2016 neu gegründet, und ist neben der Klimapolitik auch für Energiesicherheit zuständig. Der Bundesumwelt- und Energieminister, derzeit Josh Frydenberg (Liberals), ist Vorsitzender des COAG Energy Council.

Die Governance des *National Electricity Market* (NEM) und anderer Energiemärkte ist auf verschiedene, z.T. unabhängige Institutionen aufgeteilt. Der Australian Energy Regulator (AER) überwacht als Teil der Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) die Großhandels- und Endkundenmärkte. Die Australian Energy Market Commission (AEMC) ist für die Erlassung von Vorschriften zuständig, während der Australian Energy Market Operator (AEMO) die Energiemärkte, also auch den NEM, betreibt (IEA 2018).

Die Vorsitzenden von AEMC, AER und AEMO bilden, unter der unabhängigen Vorsitzenden Kerry Schott, seit August 2017 das Energy Security Board (ESB). Diese neue Institution

wurde durch den Finkel-Bericht angestoßen, und soll die Empfehlungen des Berichts umsetzen.

Das *Australian Energy Market Agreement* (AEMA) bildet die gesetzliche Grundlage des NEM. Darin ist unter anderem festgelegt, dass die Entscheidungsfindung im COAG Energy Council, von festgelegten Ausnahmen abgesehen, einstimmig erfolgt (AEMA 2013). Daneben ist auch das *National Electricity Law* (NEL) relevant, das ebenfalls durch das COAG Energy Council gestaltet und beaufsichtigt wird (IEA 2018).

Der National Energy Market (NEM)

Der COAG Energy Council trägt u.a. die politische Verantwortung für die Strom- und Gasmärkte, und damit auch für den NEM, der seit 1998 besteht. Am NEM nehmen folgende Bundesstaaten und Territorien teil, die jeweils eigene Preiszonen innerhalb des NEM bilden: Queensland, New South Wales (NSW) inklusive Australian Capital Territory (ACT), Victoria, South Australia und Tasmanien. Dagegen sind Western Australia (mit zwei eigenen Stromsystemen) und Northern Territory nicht Teil des NEM.

Der NEM erstreckt sich über 4500 km an der Ostküste Australiens, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen ist. In den Regionen des NEM zeigen sich ganz unterschiedliche Zusammensetzungen des Strommixes: South Australia und Tasmanien sind führend in Bezug auf erneuerbare Energien und Wasserkraft; Queensland, NSW und Victoria werden dagegen zum Großteil durch Kohleverstromung versorgt. Die gesamte installierte Kapazität des NEM liegt bei 47 GW (IEA 2018).

Abbildung 1: Australiens Stromnetze und Erzeugungsquellen nach Bundesstaaten und Territorien (IEA 2018)

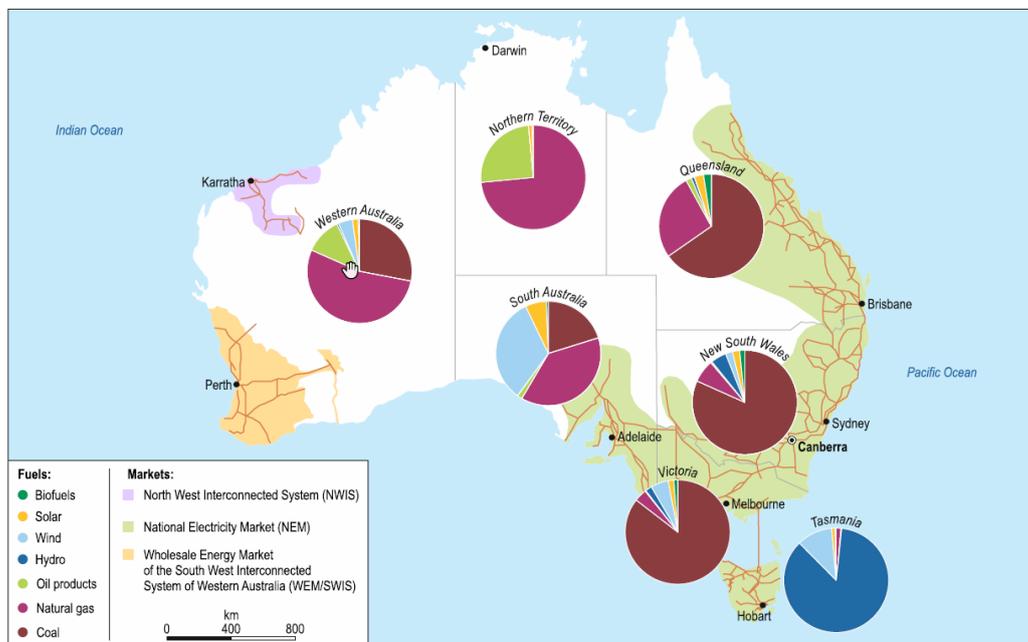


Figure 4.8: Map of Australia's electricity grid

This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Der NEM ist ein Energy-only-Markt mit über 300 teilnehmenden Erzeugern (ESB 2017c). AEMO führt einen zentralen Merit Order Dispatch für jeden 5-Minuten-Zeitraum durch. Der endgültige Spotpreis wird für jede NEM-Region getrennt jeweils über sechs 5-Minuten-Zeiträume gemittelt. Angebote müssen zwar einen Tag früher angegeben werden, können aber noch bis zum Start des jeweiligen 5-Minuten-Zeitraums geändert werden, die Day-Ahead-Visibilität ist also limitiert (IEA 2018). Die Teilnahme am NEM ist verpflichtend, zumindest für Erzeuger mit Anlagen > 5 MW (IEA 2018). Der NEM ist also ein *gross pool market*, in dem alle Erzeuger ihren Strom über den Pool verkaufen müssen¹ (EEX 2018a, EEX 2018b).

Die von der AEMC erlassenen *National Electricity Rules* (NER) sehen sehr hohe Preisgrenzen vor. Im NEM zeigen sich sehr starke Preisausschläge nach oben, die auch der Marktkonzentration innerhalb und der schlechten Interkonnektivität zwischen den Preiszonen zugeschrieben werden (adelphi/RAP 2017a). Die durchschnittlichen Spotpreise steigen tendenziell, laut IEA v.a. wegen wachsender Gewinnspannen bei den Versorgern, fehlender Investitionen in konventionelle Erzeugungskapazitäten, steigender Gaspreise und Abschaltungen von bestehenden Erzeugungsanlagen (IEA 2018).

Für das Risikomanagement der stark schwankenden Spotpreise greifen Erzeuger und Versorger auf Finanzprodukte zurück, im Vergleich zum physischen Spotmarkt des NEM wird hier vom *financial market* oder *contracts market* gesprochen. Das ESB betont, dass solche Finanzmärkte von Anfang an ein integraler Bestandteil für den Betrieb des NEM gewesen seien (ESB 2018e). Die Marktakteure gehen Verträge miteinander ein (*contracting*), die meist Derivate des Spotmarktes sind und Hedges (Sicherungsgeschäfte), Optionen und Futures (Termingeschäfte) umfassen (AEMO 2017). Vor allem Swaps und Caps werden als Hedges dazu genutzt, die stark schwankenden Spotpreise in sicherere Großhandelspreise umzuwandeln (ESB 2018b).

Solche Finanzprodukte können auf der ASX Energy gehandelt werden, die zur australischen Wertpapierbörse, der Australian Securities Exchange (ASX) gehört. *Over the counter*-Verträge (OTC) sind ebenfalls üblich, diese können auch über Broker und Händler an der ASX registriert und abgewickelt werden. OTC-Verträge werden von den zuständigen Behörden nur begrenzt überwacht (IEA 2018). Die Tatsache, dass die hier aufgezählten Finanzprodukte keine physische Stromlieferung einfordern, öffnet den Finanzmarkt auch für andere Akteure, z.B. Banken, und macht ihn so liquider (ASX Energy 2018).

Neben der Risikoabsicherung kann der Finanzmarkt auch dazu beitragen, langfristige Investitionsanreize zu geben (ESB 2017c). Im NEM gibt es keinen Kapazitätsmechanismus, die Entscheidungen über künftige Investitionen werden über Annahmen zur Entwicklung der Spotpreise getroffen (ESB 2018b), die sich in Langfrist-Verträgen des Finanzmarktes zeigen.

Im *Health of the NEM* Bericht des Energy Security Board (ESB 2017c) wird der Zustand der aktuellen Versorgungssicherheit jedoch als kritisch bezeichnet. Der wachsende Anteil an erneuerbaren variablen Energien, größere Vulnerabilität gegenüber Hitzeperioden und der damit einhergehende Ausfall von Erzeugungsanlagen und Interkonnektoren (bei sehr hohem Bedarf) sowie die erwartete Abschaltung von konventionellen Erzeugern werden darin als Hauptherausforderungen benannt. Der Mangel an Investitionen in regelbare Stromerzeugung liegt laut ESB an fehlenden Signalen des Marktes, Flexibilität und Zuverlässigkeit entsprechend zu bewerten. Dies soll die von der ESB vorgeschlagene *National Energy Guarantee* ändern. Zusätzlich empfiehlt das ESB die Erwägung von strategischen Reserven, einem Day-ahead-Markt sowie Demand Response.

¹ Im Rahmen dieses Gutachtens konnte nicht abschließend geklärt werden, ob die verpflichtende Teilnahme am NEM bedeutet, dass keine bilateralen (over the counter) Verträge auf dem Spotmarkt erlaubt sind.

2.2 Bisherige klimapolitische Instrumente

Die australische Debatte um Klimapolitik – insbesondere in der Strom- und Wärmeerzeugung, die für die Hälfte der CO₂-Emissionen verantwortlich ist (IEA 2018) – ist seit Jahren stark polarisiert und von der Diskussion und der Einführung immer wieder neuer politischer Instrumente geprägt. So begannen die politischen Auseinandersetzungen um ein Emissionshandelssystem (*emissions trading system*, ETS) im Jahr 2003, wurden 2008 als *Carbon Pollution Reduction Scheme* unter der Labor-Regierung von Kevin Rudd konkret, mündeten aber erst 2011, nach zweimaliger Zurückweisung durch den Senat, im *Clean Energy Act*. Im selben Jahr brachte die Regierung einen Mindestpreis für CO₂ in die Diskussion, der ab Mitte 2012 in einer Höhe von 23 AUD galt. Nachdem Tony Abbott von den Liberals im September 2013 das Amt des Premierministers übernahm, wurde recht schnell ein *Carbon Tax Repeal* ins Parlament gebracht, der, wiederum nach vorangehender Zurückweisung durch den Senat, im Jahr 2014 die bisherige *Clean Energy Legislation* vollständig zurücknahm (Parliament of Australia 2016).

Es folgten hitzige Debatten um die Einführung eines *Emissions Intensity Scheme*, das eine erlaubte Emissionsintensität pro generierter Stromeinheit festlegt. Stromerzeuger, die über diesem (tendenziell sinkenden) Grenzwert liegen (z.B. Kohlekraftwerke), müssten dies über einen Zertifikatehandel ausgleichen, z.B. über Zertifikate von Windparkbetreibern (Climate Council 07.03.17). Der Versuch der aktuellen Liberal-Regierung unter Malcolm Turnbull Ende 2016 zu prüfen, ob solch ein *Emissions Intensity Scheme* als neues Klimainstrument für den Stromsektor eingeführt werden sollte, scheiterte jedoch an der heftigen Opposition aus den eigenen Reihen. Premierminister Turnbull zog diesen Vorschlag sehr schnell zurück, und betonte stattdessen den Fokus auf niedrige Strompreise und eine bessere Versorgungssicherheit (SMH 06.12.16).

Im Zuge der geplanten Reform des NEM plädierte der von Chief Scientist Alan Finkel verfasste Bericht für das COAG Energy Council für die Einführung eines *Clean Energy Target (CET)*, das die Förderung von emissionsarmer Stromerzeugung beinhalten sollte (Finkel et al. 2017). Die aktuelle Liberal-Regierung nahm jedoch diesen Vorschlag als einzige der 50 vom Finkel-Bericht formulierten Empfehlungen nicht an.

Die derzeitige Klimapolitik Australiens beruht auf folgenden Zielen, die im Jahr 2017 zuletzt überprüft und bestätigt wurden (DEE 2017b):

- eine THG-Emissionsreduzierung von 5 % gegenüber 2000 bis 2020
- eine THG-Emissionsreduzierung von 26-28 % gegenüber 2005 bis 2030, in absoluten Werten entspricht dies einer Reduzierung von 612 Mt CO₂eq im Jahr 2005 auf 441-453 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Australian Government 2015)

Die durch die Bundesregierung zur Beratung eingesetzte Climate Change Authority bezeichnet diese Ziele als weitaus schwächer als ihre eigenen Empfehlungen (Climate Change Authority 14.08.15). Auch der neue Bezug auf 2005 statt 2000 lässt die Reduktionsanstrengungen höher erscheinen.

Australien wird laut Aussagen des Department of the Environment and Energy (DEE) das 2020-Ziel übererfüllen, und ist auf dem Weg, das 2030-Ziel zu erreichen (DEE 2017b). Letzteres wird allerdings von Umweltverbänden in Frage gestellt (u.a. Climate Action Tracker 2018). Auch die eigenen Prognosen des DEE von 2016 zeigen noch eine Lücke von 990 Mt CO₂eq zwischen den erwarteten Emissionen für 2030 und dem Ziel einer 26 % Reduzierung (DEE 2016).

Im Stromsektor soll das *Renewable Energy Target* (RET) den Ausbau erneuerbarer Energien fördern und so zur Emissionsreduzierung beitragen (DEE 2018). Eingeführt wurde es 2011, seit 2011 besteht es aus zwei Teilen: einem *Small-scale Renewable Energy Scheme* (SRES) und dem *Large-scale Renewable Energy Target* (LRET). Das LRET verpflichtet die Versorger, eine bestimmte Anzahl an *Large-scale Generation Certificates* (LGCs) gegenüber dem Clean Energy Regulator (CER) nachzuweisen. Es sind jährlich steigende Ziele festgelegt, die im Jahr 2020 in 33.000 GWh aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom gipfeln. Dies entspricht einem erwarteten Anteil von 23,5 % des Strombedarfs. Dieses 2020-Ziel war nach einer von Premierminister Abbott angestoßenen Überprüfung im Jahr 2014 nach monatelangen Verhandlungen von zuvor 41.000 GWh gesenkt worden. Das RET wurde im Zuge dieser Überprüfung außerdem nicht verstetigt, was die Investitionssicherheit im Erneuerbaren-Bereich zusätzlich schwächte (SMH 17.10.17).

Jenseits des Stromsektors gilt als Hauptinstrument der australischen Klimapolitik seit 2014 der *Emissions Reduction Fund* und der dazugehörige *Safeguard Mechanism*. Der Fonds wurde mit 2,55 Milliarden AUD ausgestattet und soll Aktivitäten finanzieren, die Emissionsreduzierungen mit möglichst geringen Kosten realisieren. Dazu wurden bis Ende 2017 sechs Auktionen durchgeführt, die einen Durchschnittspreis von 11,90 AUD pro eingesparter Tonne CO₂eq ergaben – günstiger als zuvor erwartet. Die Projekte umfassen u.a. (Wieder-)Begrünung von Landschaft, Mülldeponien und Landwirtschaft. Für die CO₂eq-Einsparungen werden Australian Carbon Credit Units (ACCU) als Zertifikate zugeteilt. Diese werden bislang zum Großteil von der australischen Bundesregierung aufgekauft, jedoch wächst langsam ein Markt für diese Zertifikate, der v.a. von freiwilligen Käufern vorangetrieben wird (DEE 2017b).

Seit 2016 ergänzt der *Safeguard Mechanism* den Fonds, der sicherstellen soll, dass Emissionsreduzierungen, die durch die Bundesregierung finanziert wurden, nicht durch erhöhte Emissionen in anderen Teilen der Wirtschaft aufgewogen werden. Australiens größte Emittenten, etwa 140 Unternehmen mit einem Ausstoß von > 100.000 t CO₂eq pro Jahr, dürfen dadurch künftig nicht mehr emittieren als sie 2009/10 bzw. 2013/14 emittiert haben (Australian Government 2016). Der *Safeguard Mechanism* geht zurück auf den *National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007*.

3 Vorschlag der *National Energy Guarantee* (NEG)

3.1 Entwicklungsprozess der NEG

Das im August 2017 eingerichtete Energy Security Board (ESB) legte bereits im Oktober ein *Advice on a retailer reliability, emissions guarantee and affordability* (ESB 2017a) vor und entsprach damit Umwelt- und Energieminister Josh Frydenbergs Anweisung. Dieser hatte um Rat gefragt, inwiefern der NEM angepasst werden müsste, um die Versorgungssicherheit des Stromsystems zu erhalten und die internationalen Verpflichtungen zur Emissionsminderung einzuhalten, und zwar bei möglichst geringen Kosten.

In dieser *Advice* legte das ESB erstmals den Vorschlag einer „dual reliability and emissions guarantee“ (ESB 2017a) vor, also eines doppelten Instrumentes, mit dem beide Ziele zugleich angestrebt werden sollten. Nach der Annahme dieser (wenige Seiten langen) *Advice* durch die Turnbull-Regierung veröffentlichte das ESB im November eine längere Studie, die auch Marktmodellierungen und qualitative Bewertungen des angedachten Instrumentes beinhaltet – zum ersten Mal unter dem Namen *National Energy Guarantee* (ESB 2017b).

Auf Grundlage dieser Studie entschied auch das COAG Energy Council einstimmig in seiner Sitzung am 24. November 2017, dass das ESB die Entwicklung der NEG fortführen und diese im April 2018 beim nächsten COAG Energy Council Treffen weiterberaten werden sollte. Einzig die zu dem Zeitpunkt Labor-geführten South Australia und ACT sprachen sich außerdem dafür aus, das diskutierte, aber nicht realisierte *Emissions Intensity Scheme* und das durch den Finkel-Bericht vorgeschlagene *Clean Energy Target* ebenfalls auszuarbeiten, was das Council ablehnte (COAG Energy Council 2017b).

Wie beauftragt erarbeitete das ESB ein *Draft Design Consultation Paper*, das am 15. Februar 2018 veröffentlicht wurde (ESB 2018b). Ein Teil daraus wurde von der Commonwealth Regierung beigesteuert. Die online einsehbaren Stellungnahmen zum gesamten *Consultation Paper* konnten bis zum 08. März 2018 eingereicht werden und flossen in ein am 20. April 2018 veröffentlichtes *High-level Draft Design Document* ein (ESB 2018e). Zugleich erschien ein *Update on Commonwealth Design Elements* (DEE 2018) der australischen Bundesregierung.

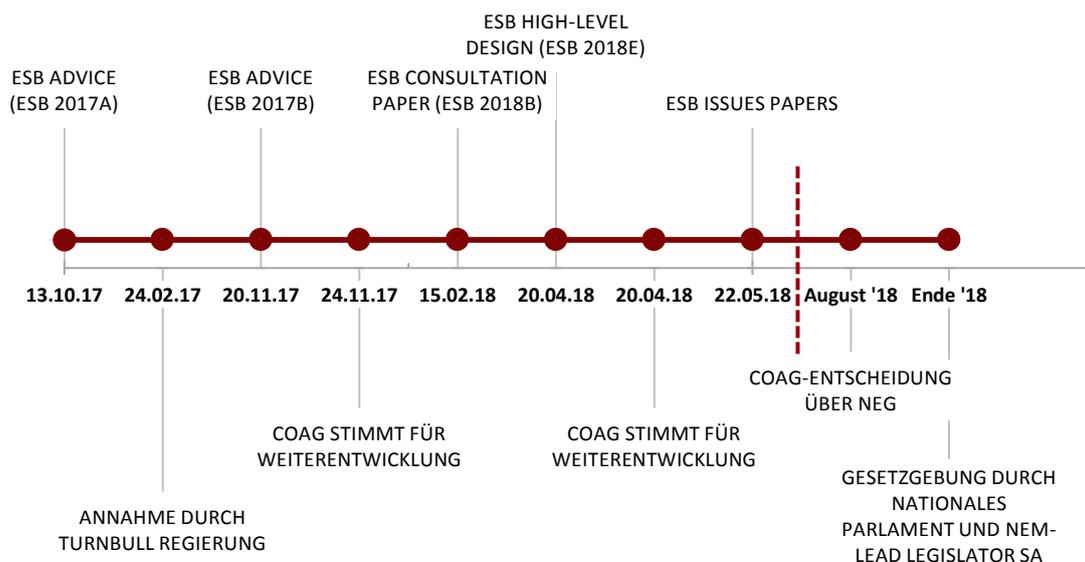
Auf dem Treffen des COAG Energy Council am 20. April wurde beschlossen, dass das ESB die Entwicklung der NEG weiterführen soll. Vor allem die Labor-geführten Bundesstaaten Victoria und Queensland drangen darauf, dass die Bundesstaaten und Territorien bei den nächsten Schritten explizit miteinbezogen werden. Dies wurde im *Communique* zur Sitzung zwar festgelegt, aber nicht weiter konkretisiert. Das ESB legte am 22. Mai eine Reihe von *Issues Papers* vor, in denen weiterführende Fragen zu einzelnen Designelementen der NEG gestellt wurden. Diese bilden die Grundlage für Diskussionen in Technical Working Groups, mit den Bundesstaaten und Territorien sowie für eine erneute Stakeholder-Konsultation.

Im Juni soll eine telefonische Abstimmung der Energieminister folgen, bevor im August auf dem nächsten COAG Energy Council grundsätzlich über die Einführung oder Ablehnung der NEG entschieden wird (COAG Energy Council 2018, The Guardian 20.04.18).

Die Entscheidung des COAG Energy Council im August muss einstimmig erfolgen, das heißt jedes der beteiligten Bundesstaaten und Territorien hat ein Vetorecht (COAG Energy Council 2015). Ist diese Entscheidung gefallen, so schlägt das ESB vor, die NEG über (im COAG Energy Council abgestimmte) Änderungen des AEMA und des NEL zu

implementieren. Änderungen des NEL werden daraufhin durch den *lead legislator* des NEM – das Parlament von South Australia – als Gesetz erlassen und dann in dieser Form in den anderen NEM-Regionen übernommen (ESB 2018e).

Abbildung 2: Entwicklungsprozess der NEG (eigene Darstellung)



Da die australische Bundesregierung unter anderem für die Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen zuständig ist, werden Teile der NEG (z.B. das Emissionsreduktionsziel) über das nationale Parlament verabschiedet werden (The Guardian 21.04.18).

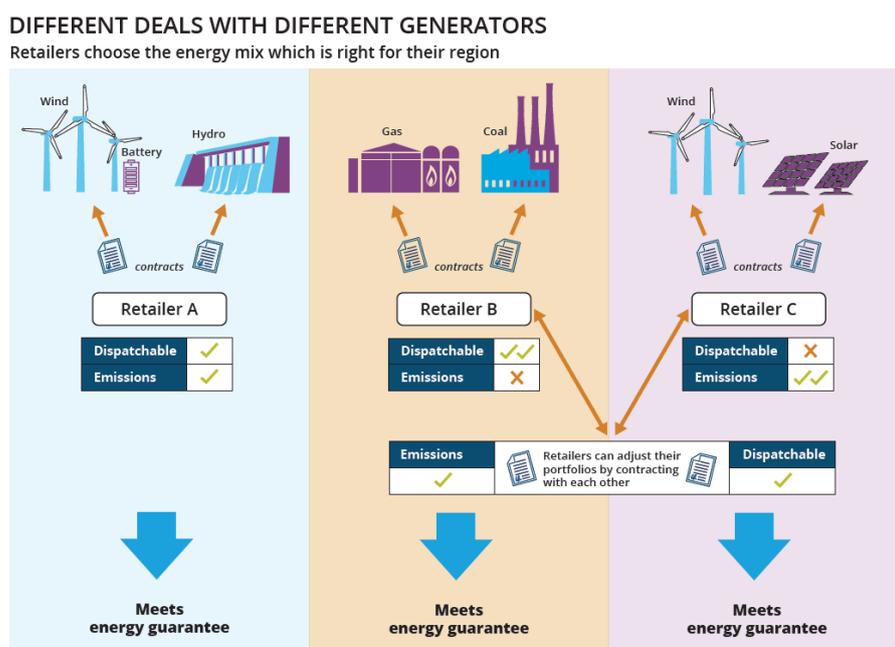
3.2 Die *National Energy Guarantee* als doppelte Versorgerverpflichtung

Die vorgeschlagene National Energy Guarantee (NEG) besteht aus einer doppelten Verpflichtung von Endkundenversorgern: dem *reliability requirement* (auch als *reliability guarantee* bezeichnet) und dem *emissions requirement* (oder *emissions guarantee*). Damit soll sichergestellt werden, dass die verpflichteten Versorger genügend regelbaren Strom in ihrem Portfolio haben und gewisse Emissionswerte nicht überschreiten. Ein Zertifikatehandel ist dabei bislang nicht angedacht, jedoch können die Versorger durch Verträge untereinander oder mit unterschiedlichen Erzeugern ihrer Verpflichtung nachkommen (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Die NEG zielt damit auf die Hauptforderungen des Finkel-Berichts ab: Versorgungssicherheit verbessern, Strompreise senken und Emissionen reduzieren (ESB 2018a). Das ESB hebt hervor, dass die Verbindung dieser Zielsetzungen in einem Instrument eine Integration von Energie- und Klimapolitik bedeutet, die es so zuvor nicht gegeben habe. Ein einziger Strompreis würde so beide Ziele widerspiegeln. Dies erhöhe auch die (bislang mangelhafte) Investitionssicherheit: Durch die im Gleichklang umzusetzenden Emissions- und Versorgungssicherheitsziele bekäme die Energiewirtschaft einen verlässlicheren

Rahmen für Investitionen. Zugleich bekräftigt das ESB, dass die Liquidität, die Transparenz und das Wettbewerbsniveau der Großhandels- und Endkundenmärkte durch die NEG weiter gestärkt werden sollen (ESB 2018e).

Abbildung 3: Grundprinzip der NEG (COAG Energy Council 2017a)



Reichweite und Governance

Die NEG soll laut ESB nur im NEM gelten. Das hieße, dass Northern Territory und Western Australia dabei außen vor blieben, und es dort nach Auslaufen des RET vorläufig kein nationales Instrument zur Emissionsreduktion gäbe. Das ESB möchte die bestehenden Strukturen der NEM-Governance nutzen, um so die vollständige Integration der NEG mit den bestehenden Regulierungen der Strommärkte zu gewährleisten (ESB 2018e).

Das Australian Energy Market Agreement (AEMA), die gesetzliche Grundlage der Energiemärkte in Australien, müsste hierfür durch Abstimmung im COAG Energy Council angepasst werden. Das *emissions requirement* kann auf diese Weise direkt im AEMA verankert werden. Auch die Zuständigkeiten der Australian Energy Market Commission (AEMC), die für die Erlassung von Vorschriften im NEM verantwortlich ist, können so erweitert werden, genauso wie die des Australian Energy Regulator (AER) in Bezug auf die Durchsetzung der NEG.

Die Bundesstaaten, Territorien und die Bundesregierung werden sich innerhalb des COAG Energy Council ebenfalls darauf einigen müssen, welche Änderungen des National Electricity Law (NEL) notwendig sind – diese werden dann durch das Parlament von South Australia (den *lead legislator* des NEM) eingeführt und von den anderen Bundesstaaten übernommen. Zur Konkretisierung der NEG benötigte Vorschriften (z.B. über Änderungen der *National Electricity Rules* (NER)) können dann entweder durch den Energieminister von South Australia erlassen werden, oder direkt durch AEMC.

Zur Zeit der Erstellung des vorliegenden Gutachtens ist noch nicht abzusehen, wie einzelne Elemente der NEG im Detail gestaltet und umgesetzt werden. Das ESB betont darüber hinaus, dass die vorgeschlagene NEG den Bundesstaaten und Territorien viel Gestaltungsspielraum offen lassen wird (ESB 2018c).

Im Folgenden werden die beiden Teilinstrumente der NEG vorgestellt. Einzelne Designelemente sowie offene Fragen werden betrachtet und diskutiert, wie sie im *Draft Design Consultation Paper* des ESB vom Februar 2018 (ESB 2018b) sowie im *High Level Design Document* vom April 2018 (ESB 2018e) skizziert wurden.

Für jedes Designelement erfolgt zunächst eine Beschreibung der Vorschläge, danach geben wir eine erste Einordnung, auch anhand der Reaktionen verschiedener Stakeholder.

3.3 Emissions requirement: Teilinstrument zur Emissionsreduzierung

Mit dem *emissions requirement* werden Versorgern Beschränkungen in Hinblick auf die Gesamtemissionen ihres Portfolios auferlegt. Dieses Kapitel beschreibt und diskutiert die bisher bekannten Designelemente dieses Teilinstrumentes der NEG.

Tabelle 1 Designelemente des *emission requirement*

Designelement	Entwurf	Wer wird zuständig?	Wer entscheidet?
Verpflichtete Subjekte	Versorger + Großverbraucher (alle Einkäufer am NEM)		COAG Energy Council
Höhe der Verpflichtung [t CO₂eq/ MWh]	Basierend auf festzulegendem Emissionsreduktionsziel...	Bundesregierung	Bundesregierung
	... und Nachfragevorhersage	AEMO	
Geografische Abdeckung	NEM-weit, überall gleich hoch		COAG Energy Council
Monitoring	Neues Register mit Emissions- und Stromerzeugungsdaten	AER oder AEMO	COAG Energy Council
Durchsetzung	Bisherige AER-Kompetenzen, Strafzahlungen möglich	AER	COAG Energy Council
Flexible Erfüllungsoptionen	Zeitliche Übertragung		COAG Energy Council
	Offsetting		Bundesregierung
Ausnahmen	<i>emissions-intensive trade-exposed</i> (EITE) Unternehmen	CER	Bundesregierung

Das *emission requirement* soll 2020 eingeführt werden (ESB 2018b). Das Quotensystem des RET endet offiziell 2030, jedoch ist in Bezug auf großskalige Anlagen das Ziel von 33.000 GWh zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien für 2020 definiert.

In Bezug auf das *emissions requirement* liegen gewisse Aspekte innerhalb der Zuständigkeit der australischen Bundesregierung. Dazu gehören neben der Festlegung der Emissionsreduktionsziele für den NEM auch Regelungen zum (internationalen) *offsetting* sowie der Umgang mit Unternehmen, die hohe Emissionen verantworten und zugleich im internationalen Wettbewerb stehen (*emissions-intensive trade-exposed (EITE) activities*).

Verpflichtete Subjekte

Alle beim AEMO registrierten Käufer des NEM müssen jährliche Vorgaben zu Emissionen des von ihnen gehandelten Stroms erfüllen. Diese Gruppe umfasst alle Endkundenversorger (*retailer*) sowie Großverbraucher, die im NEM registriert sind weil sie Strom auf den Großhandelsmarkt direkt kaufen. Das ESB fasst beide Gruppen unter dem Begriff *retailer* zusammen. Dementsprechend werden beide Gruppen im Folgenden als „Versorger“ bezeichnet, obwohl auch Großverbraucher dazu gehören.

Einige Strommarktteilnehmer haben sich dafür geäußert, die Erzeuger anstatt der Versorger zu verpflichten. Diese Position vertreten eine Reihe von kleineren Versorgern, die etwa 10 % des NEM abdecken; sie sprechen von einem „misplaced risk“ (Financial Review 08.03.18), der zu Marktverzerrungen führen könnte und zu einer weiteren Marktkonzentration zugunsten der wenigen großen *gentailers*. Das sind Unternehmen, die zugleich als Erzeuger und als Versorger agieren. Fünf große *gentailers* (AGL Energy, EnergyAustralia, Origin Energy, Snowy Hydro und Engie) machen bis zu 90 Prozent des Erzeugungs- und Versorgungsmarktes in einzelnen NEM-Regionen unter sich aus (Financial Review 22.02.18).

Unter ihnen hat EnergyAustralia die These vertreten, dass die einfachste Option des *emissions requirement* die Verpflichtung von Stromerzeugern, nicht Versorgern, wäre (SMH 27.03.18). Auch ERM Power, das Unternehmen mit Strom versorgt, warnt vor weniger Wettbewerb unter den Versorgern und damit steigenden Kosten für Industriekunden – ganz im Gegensatz zu einem der drei Hauptziele der NEG, die Stromkosten zu senken (Financial Review 18.02.18).

Theoretisch können in Quotensystemen alle Akteure als verpflichtete Subjekte fungieren. Am häufigsten werden jedoch die Versorger gewählt. Das ist der Fall bei den meisten Quotensystemen zur Förderung erneuerbarer Energien in der EU sowie bei verschiedenen *Renewable Portfolio Standards* oder den *Energy Efficiency Resource Standards* in den USA.

Inhalt und Höhe der Verpflichtung

Zunächst soll die australische Bundesregierung für den Stromsektor Zielpfade zur Emissionsreduktion definieren, die im Einklang mit den australischen Verpflichtungen im Paris Agreement stehen. Diese Ziele werden dann in *emissions intensity targets* umgerechnet (ESB 2018e), die als jährliche Emissionen pro Megawattstunde (t CO₂eq/MWh) für alle Versorger innerhalb des NEM gelten sollen.

Im *Draft Design Consultation Paper* benennt die Bundesregierung für 2030 ein Emissionsreduktionsziel von 26% gegenüber 2005 für den Stromsektor (ESB 2018b). Dies entspricht der australischen Zusage im Rahmen des Paris Agreement, die Gesamtemissionen gegenüber 2005 um 26-28% zu senken. Die Bundesregierung sieht aber auch weitere Ziele der Emissionsreduzierung nach 2030 vor, und schlägt hierzu vor, sich am

im Paris Agreement festgelegten Prozess zu orientieren: Damit müsste das 2035-Ziel 2025 bekanntgegeben werden, das 2040-Ziel im Jahr 2030 und so weiter.

Die Übersetzung des Emissionsreduktionsziels in die für die Versorger geltenden Emissionsniveaus pro MWh soll auf der Grundlage von Nachfragevorhersagen des AEMO geschehen. Die tatsächlichen Gesamtemissionen des Stromsektors würden damit von der tatsächlichen Stromnachfrage abhängen. Nachjustierungen der Emissionsniveaus sind also nur für den jeweils nächsten Zeitraum mindestens fünf Jahre im Voraus möglich.

Die größten Auseinandersetzungen in der aktuellen Debatte um die NEG drehen sich derzeit stark um die Höhe des Emissionsreduktionsziels, und weniger um den Mechanismus an sich (Chris Dunstan 07.05.18). Sowohl Labor auf nationaler und auf Bundesstaatenebene sowie andere progressive Akteure wie die NGO Climate Council fordern ein weitaus höheres Ziel als die von der australischen Bundesregierung anvisierten 26% (Financial Review 08.03.18). Laut Marktanalyst Green Energy Markets entspricht die für das ESB vorgenommene Modellierung der zur Erfüllung des *emissions requirement* benötigten Wind- und Solarenergiekapazitäten ungefähr der aktuellen Projektpipeline – bei der derzeitigen Höhe des Emissionsziels würden also keine zusätzlichen Investitionen angereizt (Green Energy Markets 18.04.18).

Des Weiteren könnte zur ausschlaggebenden Frage werden, ob das 2030-Ziel von künftigen Regierungen nochmals geändert werden kann. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass die derzeitige Labor-Opposition sowie die Labor-geführten Bundesstaaten der NEG ohne diese Option einer Erhöhung des Klimaziels zustimmen wird (Chris Dunstan 07.05.18). Bislang ist angedacht, die Ziele bis 2030 festzuschreiben sowie dass Änderungen von Zielen mindestens fünf Jahre im Voraus angekündigt werden müssen, z.B. 2025 für 2031-2035.

In der medialen Diskussion wird nicht auf die grundsätzliche Berechnung der tatsächlichen Emissionsniveaus pro MWh eingegangen, welche die Versorger letztendlich einhalten müssen. Diese sollen sich auf Nachfragevorhersagen des AEMO stützen und unabhängig vom tatsächlichen Stromverbrauch sein, um Unsicherheiten für Investitionen zu vermeiden (Clayton Utz 01.03.18). Damit eröffnet sich aber die Möglichkeit, dass bei höherem Stromverbrauch als erwartet in absoluten Zahlen im Stromsektor mehr emittiert werden darf. Ungenauigkeiten in den Vorhersagen würden also die Effektivität des *emissions requirement* beeinflussen.

Geografische Abdeckung

Das jeweilige Emissionsniveau soll NEM-weit gelten. Versorgern ist es damit freigestellt, wo innerhalb des NEM sie z.B. Verträge über emissionsarme Stromerzeugung eingehen. Dies soll die statische Effizienz der NEG erhöhen, also Emissionsreduktion zu den geringsten Kosten ermöglichen. Förderprogramme einzelner Bundesstaaten oder Territorien sollen in diesem Rahmen weiterhin möglich sein. Auch auf die bis 2030 am RET-Quotensystem teilnehmenden Erzeugungsanlagen können Versorger für die Erfüllung des *emissions requirement* zurückgreifen.

Die Bundesstaaten und Territorien mit progressiver Energiepolitik zeigten sich von Anfang an besorgt, dass ihre eigenen Förderprogramme bei einem NEM-weit einheitlichen *emissions requirement* den Ausbau erneuerbarer Energien verstärkt anziehen würden. Diese Bundesstaaten würden dann im Bundesvergleich überproportional viel für die Erfüllung des *emission requirement* tun. So beharren Victoria und Queensland darauf, dass auch andere Bundesstaaten verstärkt Emissionen (im Stromsektor) senken sollten. Der Minister für Environment and Energy, Josh Frydenberg, machte jedoch im April klar, dass ambitionierte Bundesstaaten nicht für ihre über die NEG herausgehenden Reduktionsanstrengungen belohnt werden sollen (The Australian 21.04.18).

Energy Networks Australia, der Verband der Strom- und Gasnetzbetreiber, betont die Wichtigkeit des nationalen kooperativen Ansatzes. Bisherige unilaterale Bemühungen einzelner Bundesstaaten und die Gegensätzlichkeit von nationaler und regionaler Energie- und Klimapolitik würde langfristig eher zu einem „energy trade war“ (SMH 18.04.18) innerhalb des NEM führen.

Sollten einzelne Bundesstaaten und Territorien mehr (erneuerbaren) Ausbau anreizen, und damit die geographische Verteilung von neuer Kapazität beeinflussen, so könnte dies wegen der schwachen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Regionen (adelphi/RAP 2017a) zu Problemen führen. Das zeitgleich einzuführende *reliability requirement* (s.u.), das in den einzelnen NEM-Regionen genügend (regelbare) Erzeugungsleistung sicherstellen soll, könnte diese Ungleichgewichte jedoch ausbalancieren.

Erfüllung und Monitoring: neues Register

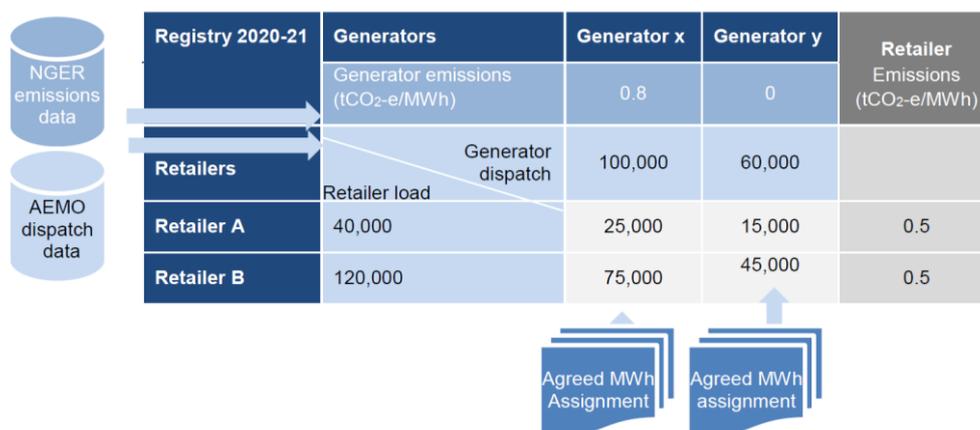
Die Versorger sollen die Erfüllung dieser Verpflichtung dem AER gegenüber ex post nachweisen (ESB 2018c). AER soll das Monitoring und die Durchsetzung beider NEG-Verpflichtungen übernehmen. Für die Überwachung des *emissions requirement* soll AER auf das durch den Clean Energy Regulator (CER) geführte *National Greenhouse Energy Reporting Scheme* (NGERS) zurückgreifen.

Im NGERS müssen Stromerzeuger bereits über die Menge des von ihnen produzierten Stroms sowie die damit zusammenhängenden Emissionen berichten (ESB 2018e). Auf Basis dieser Daten schlägt das ESB vor, ein neues Register zu entwickeln (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Darin soll die von Stromerzeugern je Anlage produzierte Strommenge (inkl. Emissionen) denjenigen Versorgern zugeordnet werden, die entsprechende direkte Verträge mit diesen Erzeugern eingegangen sind.

Versorger sollen in diesem Register nicht nur die gesamte Menge an direkt von Erzeugern eingekauftem Strom deklarieren, sondern darüber hinaus auch *unallocated load*, der keinen Erzeugern zugeordnet werden kann. Dazu gehört zum Beispiel Solarstrom ‚behind the meter‘ sowie auch auf dem Spotmarkt eingekaufter Strom (Chris Dunstan 07.05.18).

Die Emissionen der Erzeugungsmengen, die auf dem Spotmarkt verkauft werden, können (bislang) keinem Versorger zugeordnet werden. Diese Emissionsmenge soll der Emissionsmenge des *unallocated load* entsprechen (ESB 2018e, Chris Dunstan 07.05.18). Wie damit umgegangen wird, soll in der nächsten Konsultationsrunde geklärt werden.

Abbildung 4: Vorgeschlagenes Register zur Allokation von Emissionen (ESB 2018e)



Der Erfüllung ihrer Verpflichtung können Versorger also durch verschiedene Optionen nachkommen: über die in Kapitel 2.1 erwähnten Finanzprodukte bzw. Verträge (OTC-Verträge oder auf dem ASX Energy Market erstanden) oder indem ihnen die Durchschnittsemissionen des Spotmarkts angerechnet werden.

Die Einbeziehung von Verträgen, die nicht auf physischer Erzeugung basieren, ist explizit gewollt und soll die Liquidität des Finanzmarktes erhalten. Diese Einschätzung des ESB wurde in der ersten Konsultation von der größten Mehrheit der Stakeholder unterstützt (ESB 2018b).

Auch wenn die Idee eines Registers bereits besteht, so ist doch nach jetzigem Stand immer noch fraglich, wie die verschiedenen Vertragsarten bzw. Finanzprodukte im Hinblick auf die Verpflichtung miteinander vergleichbar gemacht werden sollen. Das ESB argumentiert, dass sich Versorger und Erzeuger in einigen Fällen getrennt vom eigentlichen Vertrag über die Allokation bzw. den Transfer der Emissionswerte einig werden können (ESB 2018e). Es ist also durchaus möglich, dass letztendlich eine Art von Zertifikaten eingeführt wird. Bislang wird jedoch aus politischen Gründen jede Anspielung auf eine Art Emissionshandel vermieden, da dies starke Kritik innerhalb der Regierungskoalition auslösen würde, die in der Vergangenheit erfolgreich gegen Labors Emissionshandelspolitik opponiert hatte (Chris Dunstan 07.05.18).

Der vorgeschlagene Mechanismus könnte dazu führen, dass das *emissions requirement* trotz eines niedrigen Zielniveaus zur Emissionsminderung im Stromsektor beiträgt. So besteht die Möglichkeit, dass Versorger rein aus Marketinggründen Strom mit niedrigeren Emissionen bevorzugt einkaufen werden (vor allem, da die marginalen Kosten dafür gering sein werden), also zunehmend bilaterale Verträge mit emissionsarmen Erzeugern eingehen werden (Chris Dunstan 07.05.18). Der am Spotmarkt gehandelte Strom würde so in der Summe immer CO₂-intensiver, also müssten selbst bei einem niedrigen Ziel die restlichen Versorger, die diesen Strom einkaufen und denen die Durchschnittsemissionswerte angerechnet werden, mehr auf die Emissionsminderung des von ihnen gehandelten Stroms achten.

Durchsetzung der Verpflichtung

Für die Durchsetzung der Verpflichtung schlägt das ESB vor, auf bisherige Kompetenzen des AER zurückzugreifen. Das ESB betont dabei, dass eine „culture of compliance“ (ESB 2018e) aufgebaut werden soll, Information und die Einbindung der Stakeholder seien besser als andere Maßnahmen zur Durchsetzung geeignet. Das Board verweist auch auf Verwaltungsakte, mit denen AER bisher auf eher informellem Weg Regulierungen durchsetzt.

Strafzahlungen werden zwar erwähnt (ohne eine Höhe anzugeben), allerdings soll AER auch den Ermessensspielraum bekommen, stattdessen schriftliche Zusicherungen der verpflichteten Versorger darüber einzufordern, wie sie ihrer Verpflichtung nachkommen werden. Darüber hinaus kann AER Zivilverfahren vor Gericht anstrengen, und in letzter Konsequenz Versorger vom Großhandelsmarkt ausschließen (ESB 2018e).

Insgesamt ist der Tonfall des Abschnittes zur Durchsetzung des *emissions requirement* sehr vorsichtig und vage. Die Neuheit der Verpflichtung wird betont. In Quotensystemen setzt die Strafzahlung letztendlich den Höchstpreis der Zertifikate. Selbst in einem System ohne Zertifikathandel haben die verpflichteten Subjekte in Abwesenheit einer klar definierten, glaubwürdigen und hinreichend abschreckenden Strafzahlung wenig Anreiz, wesentliche Kosten hinzunehmen, um die Verpflichtung zu erfüllen. Sollte im weiteren Verlauf der Verhandlungen kein wirksamer Durchsetzungsmechanismus eingeführt werden, bleibt die die Effektivität des *emission requirement* fragwürdig.

Flexible Erfüllungsoptionen

Um den Versorgern eine noch größere Flexibilität zu ermöglichen, und auf diese Weise die Nicht-Einhaltung des *emission requirement* sowie die Gesamtkosten für Versorger und Kunden zu reduzieren, diskutiert das ESB auch flexible Erfüllungsoptionen. Dies könnte zum einen eine Übertragung von Übererfüllung der Verpflichtung auf das Folgejahr sein, wie es beim RET (unbegrenzt) möglich ist. Das ESB empfiehlt aber, diese Möglichkeit zu begrenzen, um den Wettbewerb im Markt zu erhalten (ESB 2018e). Umgekehrt zieht das ESB auch die begrenzte Aufschiebung der Erfüllung in Betracht, z.B. 20 Prozent der jährlichen erlaubten Emissionen eines Versorgers (ESB 2018b).

Als letzte Flexibilitätsoption nennt das ESB den Emissionsausgleich in anderen Sektoren (*offsets*). Über die Erlaubnis von *offsets* entscheidet die Bundesregierung, die sich bislang dazu bedeckt hält (ESB 2018b). Genannt werden als Beispiele *Australian Carbon Credit Units* oder internationale Zertifikate von ähnlichem Standard. Sollte die Möglichkeit hierzu eingeführt werden, prüft die Regierung mögliche Beschränkungen und Bedingungen für deren Einsatz.

Auch hier fällt auf, wie die Flexibilität für Versorger hervorgehoben wird, um die Gefahr einer Nicht-Erfüllung zu minimieren und die Gesamtkosten gering zu halten. Dies wird unter anderen von der Regierung von ACT kritisiert, welche die Möglichkeit zu *offsets* als eine ihrer Hauptsorgen zur NEG formuliert (The Guardian 17.04.18), ebenso wie der Clean Energy Council (Clean Energy Council 20.04.18). Das ESB ist sich bewusst, dass die Flexibilität in Hinblick auf Übertragung von Übererfüllung und Aufschiebung der Erfüllungspflichten eingeschränkt werden muss, um antiwettbewerbliches, strategisches Agieren auf Seiten der verpflichteten Subjekte einzudämmen (ESB 2018f).

Ausnahmen von der Verpflichtung

Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit australischer Unternehmen aufrechtzuerhalten, sollen EITE-Unternehmen, die hohe Emissionen und einen hohen Exportanteil aufweisen, gänzlich vom *emissions requirement* ausgenommen werden. Die Bundesregierung schlägt vor, für die Erteilung von Ausnahmen die gleiche Prozedur wie im RET-System anzuwenden und auch CER als Verwaltungsstelle dafür zu definieren. Unter der derzeitigen RET-Regelung gelten Ausnahmen für etwa 80 Unternehmen, seit 2015 sind sie vollständig ausgenommen (ESB 2018c). Die Höhe der festzulegenden Emissionsniveaus für die Versorger soll diese Ausnahmen berücksichtigen.

Dieses Thema scheint in Australien keine weiten Wellen zu schlagen. Es findet sich keine explizite Kritik am Vorschlag, EITE-Unternehmen vom *emissions requirement* auszunehmen. Im Zuge der Novellierung des RET im Jahre 2014 stellte der Verband der erneuerbaren Industrie, The Clean Energy Council, fest, dass die vollständige Ausnahme dieser Unternehmen vom RET zu den Aspekten gehört, zu denen es wesentliche Zustimmung gibt (The Clean Energy Council 2014).

3.4 *Reliability requirement*: Teilinstrument zur Versorgungssicherheit

Das *reliability requirement* soll sicherstellen, dass genügend regelbare Leistung im System zur Verfügung steht. Es soll Versorgern den Anreiz geben, in Ressourcen zu investieren, die die Versorgungssicherheit verbessern. Laut ESB bedeutet *reliability* in NEM, dass eine angemessene Leistungsmenge im Stromsystem bereitsteht, um die Nachfrage der Konsumenten zu decken (ESB 2018e).

Für das *reliability requirement* steht die Regelbarkeit (*dispatchable resources*) dabei im Vordergrund, und wird sowohl auf die Erzeugungs- als auch auf die Nachfrageseite bezogen. Systemdienstleistungen werden nicht betrachtet. Der im Folgenden erläuterte Prozess rund um das *reliability requirement* soll im Jahr 2019 beginnen (ESB 2018b).

Wird ersichtlich, dass in einer der NEM-Regionen die Systemsicherheit nicht sichergestellt ist, soll der Markt darauf reagieren – auch indem Versorger und große Endkunden neue Verträge über Erzeugungskapazitäten, Übertragung, Speicher oder demand response eingehen (ESB 2018e). Als Beispiele nennt das ESB Ressourcen wie Batterien, Kohle oder Gas (ESB 2018a).

Das ESB schlägt vor, das *reliability requirement* aus acht Schritten aufzubauen (ESB 2018e), im Folgenden zusammengefasst. Die darin enthaltenen Designelemente werden in Tabelle 2 aufgelistet (siehe unten) und im Anschluss diskutiert.

1. AEMO soll Prognosen darüber erstellen, ob der festgelegte *reliability standard*² in den einzelnen NEM-Regionen in einer definierten Zukunft erfüllt wird. Dabei soll auch die Pipeline an geplanten Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Der Vorhersagezeitraum soll zehn Jahre umfassen, als Methode soll AEMO das bereits eingesetzte *Electricity Statement of Opportunities* (ESOO) nutzen (ESB 2018g).
2. Aktualisiert werden soll diese Vorhersage von AEMO jährlich, oder sobald große Änderungen in der Stromerzeugung oder -nachfrage angekündigt werden, z.B. durch Erzeuger oder Großverbraucher.
3. Identifiziert AEMO ein *material reliability gap*, werden die Versorger aufgefordert, darauf zu reagieren. Besteht die Lücke drei Jahre vor dem vorhergesagten *reliability gap* weiterhin, löst dies die *reliability obligation* aus: Dann kann von den verpflichteten Versorgern ex post der Nachweis über ihren Beitrag zur Schließung der Lücke angefordert werden (ESB 2018e). Die Auslösung des Instrumentes soll durch eine unabhängige Institution, z.B. AER, bestätigt werden.
4. Wird die *reliability obligation* ausgelöst, müssen alle Versorger ihren voraussichtlichen Anteil an der Spitzennachfrage des Stromsystems bewerten und zu dessen Deckung entsprechende *qualifying contracts* eingehen.
5. Verschiedene Finanzprodukte, die Versorger bereits heute zur Risikoabsicherung auf dem *contract market* abschließen, sollen dabei auch zur Erfüllung der Versorgerverpflichtung zugelassen werden. Diese *qualifying contracts* sollen jedoch (mehr oder weniger direkt) physisch abgesichert sein. Finanzprodukte, die keinerlei Bezug zu Erzeugungsanlagen aufweisen, z.B. Wetterderivate, sollen dagegen ausgeschlossen werden. Des Weiteren soll eine Handelsplattform eingerichtet werden, auf der zentral alle Verträge abgewickelt werden sollen – auch um Liquidität, Transparenz und Wettbewerb auf den Märkten sicherzustellen. Diese Sorge war in der Konsultation zum ersten Entwurf der NEG deutlich geworden (ESB 2018e).
6. Wenn die Anstrengungen der Versorger nicht reichen, um die *reliability gap* zu schließen, wird AEMO als *procurer of last resort* ein Jahr vor Eintreten der *reliability gap* einspringen. AEMO übt bereits die Funktion des *Reliability and Emergency*

² Der aktuelle NEM *reliability standard* erlaubt, dass höchstens 0,002% des Strombedarfs pro NEM-Region und Haushaltsjahr nicht gedeckt wird (ESB 2018g).

Reserve Trader (RERT) in Bezug auf die *strategic reserve* aus, die dafür ausgeweitet werden kann (ESB 2018e).

7. Nur in diesem Fall müssen die Versorger die Erfüllung ihrer Verpflichtung nachweisen, indem sie ihre *qualifying contracts* offenlegen und zeigen, dass sie damit ihren Anteil an der erwarteten Spitzennachfrage decken konnten. AER soll diese Verträge und damit die Erfüllung der *reliability obligation* überprüfen – allerdings nur, wenn sowohl AEMO zusätzliche Erzeugung sicherstellen musste als auch die tatsächliche Spitzenstromnachfrage höher lag als der Höchstwert, der alle zwei Jahre erwartet werden kann.
8. Versorgern, die ihrer Verpflichtung nicht erfüllt haben, sollen Strafen auferlegt werden, die zumindest die Übernahme der von AEMO aufgewandten Kosten beinhalten.

Tabelle 2 Designelemente des *reliability requirement*

Designelement	Entwurf	Wer wird zuständig?	Wer entscheidet?
Verpflichtete Subjekte	Versorger + Großverbraucher im NEM, deren Mindestgröße noch festzulegen ist		COAG Energy Council
Auslöser der Verpflichtung	<i>Reliability gap</i> wird festgestellt basierend auf Erzeugungs- und Nachfragevorhersage	AEMO + AER	COAG Energy Council
Inhalt der Verpflichtung	Versorger müssen einen Beitrag zur Schließung der <i>reliability gap</i> leisten		COAG Energy Council
Geografische Abdeckung	In allen NEM-Regionen, aber getrennt voneinander bewertet		COAG Energy Council
Monitoring	Laufendes Monitoring der Einhaltung des <i>reliability standard</i> ; Überprüfung der Erfüllung erst im Nachhinein	AER	COAG Energy Council
Durchsetzung	AER kann Strafzahlungen mind. in Höhe der von AEMO aufgewandten Kosten verlangen	AER	COAG Energy Council
Erfüllungsoptionen	durch <i>qualifying contracts</i>		COAG Energy Council

Insgesamt ist das *reliability requirement* komplexer und in seinen Details noch nicht so weit entwickelt wie das *emissions requirement*. Dementsprechend finden sich weniger explizite Reaktionen und Kommentare hierzu, die (eher technischen) Diskussionen finden vermutlich eher direkt zwischen dem ESB und den einzelnen Akteuren wie AEMO und den größeren Versorgern statt.

Verpflichtete Subjekte

Die Verpflichtung soll für die gleiche Akteursgruppe gelten wie das *emissions requirement* (siehe oben). Das ESB schlägt aber vor, dass sich Großverbraucher durch Versorger vertreten lassen können. Zudem soll eine Mindestgröße für verpflichtete Versorger in der nächsten Konsultationsrunde diskutiert und festgelegt werden (ESB 2018e).

Auslöser der Verpflichtung

Das *reliability requirement* ist eine Verpflichtung, die nur in gewissen Fällen greift, also eine Art Sicherheitsnetz bilden soll. Im Falle einer prognostizierten Versorgungslücke wird an die Versorger appelliert, genügend Kapazität unter Vertrag zu haben. Erst wenn dies nicht zum gewünschten Ergebnis geführt hat (oder neue Versorgungsprobleme entstehen), kommt es zur Auslösung der *reliability obligation* und AEMO wird als *procurer of last resort* tätig. Dadurch ist es durchaus möglich, dass die *reliability obligation* nie ausgelöst wird – was die Einwände auf Seiten der Versorger gegen dieses Instrument verringern könnte.

Inhalt der Verpflichtung

Nur im Fall einer ausgelösten *reliability obligation* setzt die tatsächliche Verpflichtung der Versorger ein: Diese müssen dann (ex post) durch Vorlage von *qualifying contracts* nachweisen können, dass sie zur Schließung der vorhergesagten Lücke entsprechend ihrer Verpflichtung beigetragen haben. Das ESB verlangt explizit „contracts for ‚dispatchable‘ capacity“ (ESB 2018e), definiert aber (noch) nicht im Detail, was als *dispatchable* gilt. Es verweist lediglich darauf, dass das *reliability requirement* technologieneutral sein soll und durch Ressourcen auf Erzeugungs- und Lastseite erfüllt werden kann. Dies kann auch variable Erneuerbare einbeziehen, wenn diese ihre Kapazität z.B. durch Speicher aufwerten (ESB 2018e).

Auch beim *reliability requirement* spielen Vorhersagen der Nachfrage und der einsetzbaren Erzeugungskapazitäten eine zentrale Rolle. Ihre Genauigkeit wirkt sich auf die Effektivität des Instrumentes aus. Das ESB ist sich im Klaren darüber, dass kürzere Vorhersagezeiträume genauere Prognosen ermöglichen, längere dagegen die Planungen für neue Stromerzeugungsanlagen vereinfachen (ESB 2018e). Mit dem *Issue Paper* vom 22. Mai 2018 entschied sich das ESB nach der ersten Konsultationsrunde für den längeren Zeitraum von zehn Jahren. Auch zur anzuwendenden Methodologie gab es Diskussionen, die darin resultierten, das bereits bekannte ESOO zu nutzen. Zugleich stellt das ESB Anpassungsbedarf fest, da eine Reihe von Faktoren zukünftig größere Herausforderungen für Vorhersagen mit sich bringen werden: das Ausmaß an *Demand Response* im Markt, die Variabilität von Wind- und Solarenergie, und die Prognostizierbarkeit von Batterienutzungsprofilen *behind the meter* (ESB 2018g).

Geografische Abdeckung

Im Gegensatz zum *emissions requirement* soll das *reliability requirement* regionenspezifisch gelten. Mit NEM-Regionen sind die einzelnen Strommärkte innerhalb des NEM gemeint, die nach Bundesstaaten getrennt sind: Queensland, New South Wales (inklusive ACT), Victoria, South Australia, Tasmania (IEA 2018).

Monitoring und Durchsetzung

Die *reliability obligation* wird zwar drei Jahre vor der vorhergesagten Lücke ausgelöst, die verpflichteten Versorger müssen ihre Verträge aber erst offenlegen, wenn (ein Jahr vor der Lücke) AEMO als *procurer of the last resort* einspringen musste. Die Überprüfung und Bewertung der *contract books* erfolgt erst ex post (ESB 2018e).

Da die Bewertung der Erfüllung im Nachhinein geschieht, kann nur die Ankündigung von Strafzahlungen zur Durchsetzung beitragen. Dementsprechend wichtig ist deren Höhe und Aufteilung, die derzeit noch diskutiert wird (ESB 2018h). Das ESB argumentiert, dass Versorger durch ihre Handelserfahrung eine eventuelle Lücke für geringere Kosten schließen werden können als AEMO (als *procurer of last resort*). Wenn die nachträglichen Strafzahlungen also den Kosten entsprechen, die AEMO als letzte Möglichkeit aufgewendet haben würde, ist der Anreiz für die Versorger groß, es nicht so weit kommen zu lassen (ESB 2018h).

Erfüllungsoptionen

Um den Einsatz verschiedener Technologien zur Erfüllung der NEG gab es von Beginn an Auseinandersetzungen. In den vorliegenden Dokumenten des ESB ist die NEG jedoch technologieneutral ausgerichtet, sowohl in Bezug auf das Ziel der Emissionsreduzierung wie auf das Ziel der Erhöhung der Versorgungssicherheit. Es bleibt ganz den Versorgern überlassen, mit Hilfe welcher Technologien sie die Verpflichtungen erfüllen.

Ähnlich wie beim *emissions requirement* sollen auch beim *reliability requirement* verschiedene *qualifying contracts* zur Erfüllung genutzt werden können, um so die Flexibilität der verpflichteten Versorger zu erhöhen und die Liquidität der Märkte sicherzustellen. Finanzprodukte wie Caps und Swaps, die von Versorgern zur Einhegung ihrer Risiken am Spotmarkt genutzt werden, sollen angerechnet werden können.

So lautete eine grundsätzliche Argumentation zu Anfang des NEG-Entwicklungsprozesses, vorgetragen zum Beispiel von der Beratung CME, dass im NEM hauptsächlich finanzielle Verträge gehandelt würden, die die von der NEG geforderten Eigenschaften gar nicht abbilden könnten (Financial Review, 16.02.18). Einen solchen Ansatz versucht das ESB zu realisieren.

Jedoch engt sich hier die Diskussion zunehmend ein: Schlug das ESB zu Anfang vor, alle möglichen Arten von Finanzprodukten für die Erfüllung des *reliability requirement* anzuerkennen, so werden im *High Level Draft* vom 20. April 2018 (ESB 2018e) einige wieder ausgeschlossen, sodass ein gewisser Bezug zu physischen Erzeugungsanlagen Voraussetzung wäre. Diese Änderung beruhte auf Kritik, die zum Beispiel von einem Vertreter von Schneider Electric formuliert wurde: Finanzielle Verträge würden kaum physische Fragen der Versorgungssicherheit lösen können, er plädierte stattdessen für Kapazitätsmechanismen (Financial Review 22.02.18).

Auch beim *reliability requirement* stellt sich die Frage, wie unterschiedliche Vertragsarten miteinander verglichen und für die Erfüllung der Verpflichtung angerechnet werden können. Bislang gibt es dazu noch keinen Vorschlag von Seiten des ESB. Da das Gremium aber bereits auf den RERT Bezug genommen hat, ist es sehr wahrscheinlich, dass die darin genutzte Einheit auch hier verwendet wird: Spitzenerzeugung über einen kurzen Zeitraum von Spitzennachfrage, als MW_{el} an zusätzlicher positiver oder negativer Kapazität über eine gewisse Anzahl an Peakstunden (Chris Dunstan 07.05.18).

Literaturverzeichnis

Alle Quellen zuletzt abgerufen zwischen dem 30. April und dem 14. Juni 2018.

adelphi/RAP 2017a: Raffaele Piria, Mélanie Persem, Kerstin Bacher; William Acworth, Andreas Jahn: Überblick über die australische Energiepolitik. Berlin: adelphi 2017. Abrufbar unter:

https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/20170627_Hintergrundstudie%20Australien_final.pdf

adelphi/RAP 2017b: Raffaele Piria, Kerstin Bacher, Andreas Jahn: Stromausfälle in South Australia in den Jahren 2016 und 2017. Berlin: adelphi 2017. Abrufbar unter:

https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Stromausf%C3%A4lle%20in%20South%20Australia%20in%20den%20Jahren%202016%20und%202017%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf

Australian Energy Market Agreement (AEMA) 2013: Notice of Amendment. Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Australian%20Energy%20Market%20Agreement%20-%20Dec%202013.pdf>

AEMO 2017: Fact Sheet: The National Energy Market. Abrufbar unter:

<https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>

ASX Energy 2018: Intro to the Australian Electricity Physical Market. Abrufbar unter:

https://www.asxenergy.com.au/products/overview_of_the_australian_el

Australian Government 2015: Australia's 2030 Emission Reduction Target. Abrufbar unter:

<https://www.pmc.gov.au/sites/default/files/publications/Summary%20Report%20Australias%202030%20Emission%20Reduction%20Target.pdf>

Australian Government 2016: The Safeguard Mechanism – Overview. Abrufbar unter:

<http://www.environment.gov.au/system/files/resources/8fb34942-eb71-420a-b87a-3221c40b2d21/files/factsheet-safeguard-mechanism.pdf>

Australian National University 2018: The National Energy Guarantee. Abrufbar unter:

<http://energy.anu.edu.au/news-events/national-energy-guarantee>

Chris Dunstan 07.05.18: Telefon-Interview mit Chris Dunstan, Research Director am Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney.

Clayton Utz 01.03.18: Emissions requirement under the National Energy Guarantee: Proposed design up for discussion. Abrufbar unter:

<https://www.claytonutz.com/knowledge/2018/march/emissions-requirement-under-the-national-energy-guarantee-proposed-design-up-for-discussion>

Clean Energy Council 2014: Clean Energy Council proposal to end the Renewable Energy Target impasse. Abrufbar unter:

<https://www.cleanenergycouncil.org.au/policy-advocacy/renewable-energy-target/proposal-to-end-ret-impasse.html>

Clean Energy Council 20.04.18: Detailed design process a welcome step towards bipartisan national energy policy. Abrufbar unter:

<http://www.cleanenergycouncil.org.au/news/2018/april/welcome-progress-states-territories-bipartisan-coag-neg.html>

Clean Energy Council 21.11.17: On behalf of all Australians COAG needs to develop the National Energy Guarantee. Abrufbar unter:

<https://www.cleanenergycouncil.org.au/news/2017/November/coag-needs-to-develop-national-energy-guarantee.html>

Climate Action Tracker 2018: Australia. Abrufbar unter: <https://climateactiontracker.org/countries/australia/>

Climate Change Authority 14.08.15: Some observations on Australia's post-2020 emissions reduction target. Statement by the chair Mr. Bernie Fraser. Abrufbar unter: <http://climatechangeauthority.gov.au/sites/prod.climatechangeauthority.gov.au/files/files/CFI/CCA-statement-on-Australias-2030-target.pdf>

Climate Council 07.03.17: Is an emissions intensity scheme the answer to Australia's energy woes? Abrufbar unter: <https://www.climatecouncil.org.au/2017/03/07/emissions-intensity-scheme/>

COAG Energy Council 2017a: Infographic – Different Deals with Different Generators. Abrufbar unter: <http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Infographic%20-%20Different%20Deals%20with%20Different%20Generators.pdf>

COAG Energy Council 2017b: Meeting Communique, Friday 24 November 2017. Abrufbar unter: <http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/15th%20COAG%20Energy%20Council%20Communique%20final.pdf>

COAG Energy Council 2018: Meeting Communique, Friday 20 April 2018. Abrufbar unter: <http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/16th%20COAG%20Energy%20Council%20Communique.pdf>

COAG Energy Council Terms of Reference: Our Role. Abrufbar unter: <http://coagenergycouncil.gov.au/about-us/our-role>

COAG Energy Council 2015: Terms of Reference. Abrufbar unter: <http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/COAG%20Energy%20Council%20Terms%20of%20Reference%20-%20FINAL.pdf>

Department of the Environment and Energy (DEE) 2016: Tracking to Australia's emissions reduction targets. Abrufbar unter: <https://www.environment.gov.au/system/files/resources/9437fe27-64f4-4d16-b3f1-4e03c2f7b0d7/files/fact-sheet-tracking-emissions.pdf>

DEE 2017a: Powering Forward. A better energy future for Australia. Abrufbar unter: https://www.energy.gov.au/sites/g/files/net3411f/enr032-1017-powering-forward-brochure_faweb.pdf

DEE 2017b: 2017 Review of Climate Change Policies. Abrufbar unter: <http://www.environment.gov.au/system/files/resources/18690271-59ac-43c8-ae1-92d930141f54/files/2017-review-of-climate-change-policies.pdf>

DEE 2018: The Renewable Energy target (RET) scheme. Abrufbar unter: <http://www.environment.gov.au/climate-change/government/renewable-energy-target-scheme>

Energy Exchange (EEX) 2018a: How the energy market operates. Abrufbar unter: <https://www.eex.gov.au/large-energy-users/energy-management/energy-procurement/energy-pricing/how-the-energy-market-operates>

EEX 2018b: Glossary. Abrufbar unter: <https://www.eex.gov.au/glossary/letter/G#Gross+pool+market>

Energy Security Board (ESB) 2017a: Energy Security Board (ESB) Advice on a Retailer Reliability, Emissions Guarantee and Affordability (13.10.17). Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Energy%20Security%20Board%20ADVICE....pdf>

ESB 2017b: Energy Security Board Advice: The National Energy Guarantee (20.11.17).
Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Report%20on%20the%20National%20Energy%20Guarantee.pdf>

ESB 2017c: The Health of the National Electricity Market. 2017 Annual Report. Abrufbar
unter:

http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/The%20Health%20of%20the%20National%20Electricity%20Market_19122017.pdf

ESB 2018a: Call for public submissions on National Energy Guarantee (15.02.18). Abrufbar

unter: www.coagenergycouncil.gov.au/publications/media-release-call-public-submissions-national-energy-guarantee

ESB 2018b: National Energy Guarantee Draft Design Consultation Paper (15.02.18).

Abrufbar unter: www.coagenergycouncil.gov.au/publications/energy-security-board-national-energy-guarantee-consultation-paper

ESB 2018c: Public forum on National Energy Guarantee: Discussion on consultation paper

(26.02.18). Abrufbar unter: <http://www.webcasts.com.au/aemc260218/index.php?enter>

ESB 2018d: Letter to Ministers – High Level Design Document. Abrufbar unter:

http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/ESB%20Letter%20to%20Ministers_High-level%20design%20document.pdf

ESB 2018e: National Energy Guarantee: High Level Design Document. Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/High-level%20design%20National%20Energy%20Guarantee%2020%20April%202018%20Final.pdf>

ESB 2018f: Flexible Compliance Options – Emissions Reduction Requirement Issues Paper.

Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Emissions%20-%20Flexible%20Compliance%20Options.pdf>

ESB 2018g: Forecasting – Methodology and Accountability Issues Paper. Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Reliability%20-%20Forecasting%20Methodology%20and%20Accountability.pdf>

ESB 2018h: Penalties – Emissions Reduction and Reliability requirements Issues Paper.

Abrufbar unter:

<http://www.coagenergycouncil.gov.au/sites/prod.energycouncil/files/publications/documents/Reliability%20and%20Emissions%20-%20Penalties.pdf>

Financial Review 16.02.18: National Energy Guarantee: discussion paper only scratches

surface. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/national-energy-guarantee-discussion-paper-only-scratches-surface-20180215-h0w5ws>

Financial Review 18.02.18: NEG rings alarm bells for business power users. Abrufbar unter:

<http://www.afr.com/business/energy/electricity/neg-rings-alarm-bells-for-business-power-users-20180216-h0w82k>

Financial Review 22.02.18: National Energy Guarantee: Last best hope, market destroyer or

face-saver? Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/national-energy-guarantee-last-best-hope-market-destroyer-or-facesaver-20180221-h0wg4t>

Financial Review 08.03.18: Turnbull's National Energy Guarantee could have 'dire consequences' for energy market. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/politics/turnbulls-national-energy-guarantee-could-have-dire-consequences-for-energy-market-20180307-h0x6o7>

Financial Review 15.03.18: AGL backs design of Turnbull government's National Energy Guarantee. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/politics/agl-backs-design-of-turnbull-governments-national-energy-guarantee-20180315-h0xi0x>

Financial Review 18.03.18: Malcolm Turnbull says Liberal's South Australia election win boosts energy plan. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/malcolm-turnbull-says-liberals-south-australia-election-win-boosts-energy-plan-20180317-h0xme3>

Financial Review 23.03.18: NEG: Turnbull government's National Energy Guarantee read for prime time. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/neg-turnbull-governments-national-energy-guarantee-isnt-ready-for-prime-time-20180322-h0xtq7>

Financial Review 08.04.18: National Energy Guarantee would help deliver investment in coal power stations. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/politics/national-energy-guarantee-would-help-deliver-investment-in-coal-power-stations-20180408-h0yh74>

Financial Review 12.04.18: 'Light touch' NEG trims Big Power's wings; no rails run for coal. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/light-touch-neg-trims-big-powers-wings-no-rails-run-for-coal-20180412-h0yo9m>

Financial Review 20.04.18: Energy: NEG proceeds to final design stage as consensus reigns at COAG. Abrufbar unter: <https://www.afr.com/news/energy-neg-proceeds-to-final-design-stage-as-consensus-reins-at-coag-20180420-h0z0yb>

Financial Review 10.05.18: Rod Sims, Josh Frydenberg shoot down AGL Energy's NEG complaint. Abrufbar unter: <http://www.afr.com/news/rod-sims-josh-frydenberg-shoot-down-agl-energys-neg-complaint-20180510-h0zw1s>

Finkel, Alan et al. 2017: Independent Review into the Future Security of the National Electricity Market. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov.au/sites/g/files/net3411f/independent-review-future-nem-blueprint-for-the-future-2017.pdf>

Green Energy Markets 18.04.18: Renewable Energy Index - March 2018. Abrufbar unter: <http://greenmarkets.com.au/news-events/renewable-energy-index-march-2018>

IEA 2018: Energy Policies of IEA Countries: Australia 2018 Review. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesAustralia2018Review.pdf>

Parliament of Australia 2016: Australian climate change policy to 2015: a chronology. Abrufbar unter: http://parlinfo.aph.gov.au/parlInfo/download/library/prspub/4590624/upload_binary/4590624.pdf;fileType=application/pdf

pv magazine 19.03.18: NEG prospects bolstered by Liberal win SA. Abrufbar unter: <https://www.pv-magazine-australia.com/2018/03/19/neg-prospects-bolstered-by-liberal-win-sa/>

Sydney Morning Herald 06.12.16: Backbench forces Josh Frydenberg into humiliating climate policy breakdown. Abrufbar unter: <https://www.smh.com.au/politics/federal/backbench-forces-josh-frydenberg-into-humiliating-climate-policy-backdown-20161206-gt5f50.html>

SMH 17.10.17: Out of the ashes of failed attempts, finally a chance to put the climate wars behind us. Abrufbar unter: <https://www.smh.com.au/politics/federal/out-of-the-ashes-of-failed-attempts-finally-a-chance-to-put-the-climate-wars-behind-us-20171017-gz2ac8.html>

SMH 27.03.18: Keeping the lights on more crucial than cutting emissions, says Kerry Schott. Abrufbar unter: <https://www.smh.com.au/business/the-economy/keeping-the-lights-on-more-crucial-than-cutting-emissions-says-kerry-schott-20180326-p4z6ci.html>

SMH 16.04.18: Climate truce in sight as Labor warms to National Energy Guarantee. Abrufbar unter: <https://www.smh.com.au/politics/federal/climate-truce-in-sight-as-labor-warms-to-national-energy-guarantee-20180416-p4z9yb.html>

SMH 18.04.18: States can't go it alone on energy. Abrufbar unter: <https://www.smh.com.au/national/states-can-t-go-it-alone-on-energy-20180417-p4za2x.html>

The Australian 2018: Malcolm Turnbull facing bigname revolt on National Energy Guarantee. Abrufbar unter: <https://www.theaustralian.com.au/national-affairs/malcolm-turnbull-facing-bigname-revolt-on-national-energy-guarantee/news-story/4c78b2977022dc7d5c5b75174fe0ca90>

The Australian 11.04.18: Power generation a matter for the free market, Frydenberg argues. Abrufbar unter: <https://www.theaustralian.com.au/national-affairs/power-generation-a-matter-for-the-free-market-frydenberg-argues/news-story/3e4f2a7d7e3a5edbe6d98d4c6623d330>

The Australian 16.04.18: SA Labor leader Peter Malinauskas signals thaw in opposition to NEG. Abrufbar unter: <https://www.theaustralian.com.au/national-affairs/state-politics/sa-labor-leader-peter-malinauskas-signals-thaw-in-opposition-to-neg/news-story/6e00ab581815ddaba9215410dc390508>

The Australian 21.04.18: States stick to targets on national energy guarantee. Abrufbar unter: <https://www.theaustralian.com.au/national-affairs/state-politics/states-stick-to-targets-on-national-energy-guarantee/news-story/b08e191513811cee5cba73803f4c3d16>

The Guardian 04.04.18: Key backbencher warns Frydenberg to tread carefully on energy policy. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/apr/05/key-backbencher-warns-frydenberg-to-tread-carefully-on-energy-policy>

The Guardian 13.04.18: Design of national energy guarantee revealed, but key details omitted. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/apr/13/design-of-national-energy-guarantee-revealed-but-key-details-omitted>

The Guardian 17.04.18: National energy guarantee will 'lock in' poor climate outcomes, ACT says. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/apr/17/national-energy-guarantee-will-lock-in-poor-climate-outcomes-act-says>

The Guardian 20.04.18: Victoria demands new detailed analysis on Neg after Coag meeting. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/apr/20/victoria-demands-new-detailed-analysis-on-neg-after-coag-meeting>

The Guardian 21.04.18: Frydenberg's Neg challenge is like climbing Everest with no oxygen. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/apr/21/frydenbergs-neg-challenge-is-like-climbing-everest-with-no-oxygen>

The Guardian 02.05.18: Climate 'culture war' will doom Australia to fail on emissions targets, Labor says. Abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/australia-news/2018/may/02/labor-says-australia-will-fail-on-emissions-targets-unless-climate-culture-war-ends>