



Briefing zum australischen Stromsektor

Franziska Teichmann und Isell Baldauf

Stand: August 2022

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Länderübergreifende Beratungs- und Unterstützungsleistungen zur internationalen Energiekooperation mit Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autorinnen.

Impressum:

Herausgeber: adelphi consult GmbH
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
+49 (030) 8900068-0
office@adelphi.de
www.adelphi.de

Autorinnen: Franziska Teichmann und Isell Baldauf (adelphi)

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: Cover: Meg Jerrard on unsplash.com

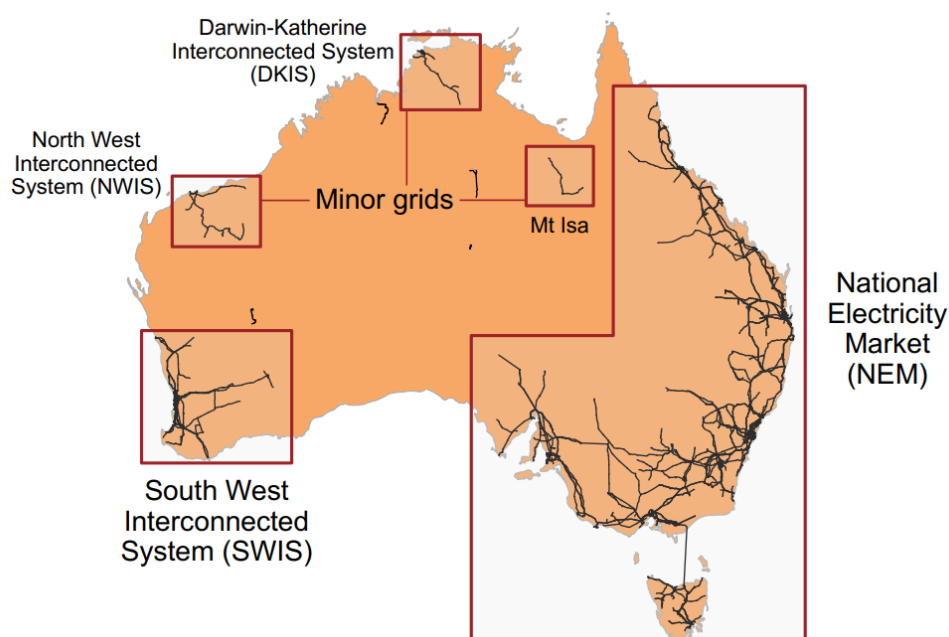
Stand: August 2022

© 2022 adelphi

Stromnetz und -system

In Australien wird eines der längsten zusammenhängenden Stromnetze der Welt betrieben: der **National Electricity Market (NEM)** deckt zwischen dem Norden von Queensland (QLD), Port Lincoln in South Australia (SA) und Tasmanien (TAS) eine dünn besiedelte Distanz von 5.000 km mit einigen großen Verbraucherschwerpunkten in den Metropolen ab. Die Netze von Westaustralien (WA) und dem Northern Territory (NT) sind vom Rest des Landes isoliert. Aufgrund der großen Distanzen und niedrigen Bevölkerungsdichte wäre ein vollständig zusammenhängendes Stromnetz wirtschaftlich nicht tragfähig (AEC 2018a).

Übertragungsnetz und zusammenhängende Systeme



Quelle: Grattan Institute 2021

National Electricity Market (NEM)

In 1998 reformierte die australische Regierung die Stromwirtschaft. Seitdem werden der Stromgroßhandel in QLD, New South Wales (NSW, schließt Australian Capital Territory ein), Victoria (VIC), TAS und SA im NEM abgewickelt. Der NEM umfasst rund 40.000 km an Übertragungsleitungen, verteilt jährlich etwa 204 TWh Strom und deckt damit 80% des Stromverbrauchs in Australien ab (AEMO 2021a, AER 2021). Der NEM bezeichnet sowohl das physische Stromsystem als auch den Stromgroßhandelsmarkt. Betrieben werden Stromsystem und -handel vom neutralen **Australian Energy Market Operator (AEMO)**, ähnlich wie die ISO in den USA.

Im NEM gibt es fünf **Übertragungsnetzbetreiber**¹ (transmission network service providers, TNSP) die je für eine Region innerhalb des NEM zuständig sind. Sechs grenzüberschreitende Verbindungsleitungen verbinden die Bundesstaaten, um den zwischenstaatlichen Stromfluss

¹ QLD: Powerlink Queensland, NSW (+ACT): TransGrid, VIC: AusNet Services, SA: ElectraNet, TAS: TasNetworks

zu gewährleisten (AEMC 2013, AER 2021). Das Verteilnetz des NEM wird von 13 Verteilnetzbetreibern betrieben. Die Netze in NSW, VIC und SA wurden seit den 1990ern privatisiert und sind nun teils oder ganz in privater Hand; in QLD, TAS, NT und WA sind die Netze in staatlichem Besitz. Netzentgelte werden zentral reguliert (AER 2021).

Zukünftig werden große **Netzinvestitionen** notwendig sein, um EE-Projekte anzuschließen und bessere Verbindungen zu schaffen. Um diesen Prozess effizient zu gestalten, wird neue EE-Erzeugung teils in **Renewable Energy Zones** (REZ) gebündelt geplant. In diesen Zonen mit hochwertigen EE-Ressourcen sollen Skaleneffekte genutzt werden und Erzeugung zentral ans Netz angeschlossen werden. Dennoch geht AEMO davon aus, dass mehr als 10.000km neue Übertragungsleitungen gebaut werden müssen (AEMO 2022a). Die föderale Labor-Regierung will dies unterstützen und verspricht 20 Mrd. AUD (13,5 Mrd. EUR) in den Netzausbau zu investieren. Dies umzusetzen wird eine massive Herausforderung sein, schon heute gibt es große Verzögerungen beim Netzanschluss neuer EE-Projekte (The Age 8.6.2021). Auch das Verteilnetz muss modernisiert und ausgebaut werden, um die Elektrifizierung von Gebäuden und Transport abzudecken (Grattan 2021).

Der NEM wird als **Energy-Only Markt** mit sehr hohen Preisgrenzen geführt. Die Kraftwerkseinsatzplanung basiert auf einer Echtzeitabfrage des NEM Dispatch Modells (NEMDE) und geht stark in Richtung nodales System. Für die Dispatchentscheidung werden Netzengpässe und -verluste näherungsweise modelliert und ein Marginalpreis pro Erzeuger kalkuliert (Mackenzie et al. 2020). Der Spotpreis wird dabei pro Bundesstaat an einem zentralen Node gebildet und gleicht sich bei verfügbarer Interkonnektor-Kapazität in den Regionen an. Neben dem Spotmarkt, auf dem der Preis in 5-Minuten-Intervallen gesetzt wird, betreibt AEMO acht Märkte für Systemdienstleistungen (AEMO 2021b), außerdem werden Strommengen längerfristig an der Börse und Over-The-Counter gehandelt (AER 2021). Durch dieses von Deutschland und der EU abweichende Marktdesign, kann das Verständnis bei zentralen Begrifflichkeiten (z.B. Bilanzierung/Balancing, Redispatch) fundamental anders sein.²

Derzeit kann AEMO auf unterschiedliche Instrumente zurückgreifen, um **Versorgungssicherheit** herzustellen. Falls auch mit der immer vorgehaltenen Reservekapazität die prognostizierte Nachfrage nicht gedeckt werden kann, aktiviert AEMO den *Reliability and Emergency Reserve Trader* (RERT)-Mechanismus, um kurz-, mittel- und langfristig zusätzliche Strommengen außerhalb des Marktes zu beschaffen (AER 2021 & 2022). Im FY³ 2020/21 wurde der RERT zweimal aktiviert und verursachte hohe Kosten. Außerdem ist AEMO berechtigt, einzelne Marktteilnehmer auf der Angebots- und Nachfrageseite zu bestimmten Verhalten anzuleiten, u.a. Lasten abzuwerfen (AEMC 2022).

Auch wenn der NEM als ein wettbewerblicher Markt bezeichnet wird, gibt es eine erhebliche **Marktkonzentration** auf der Angebotsseite. Um die 200 Stromerzeuger verkaufen auf dem Spotmarkt, der Großteil der Erzeugungskapazität ist in privater Hand, Ausnahmen sind die staatlichen Versorger in QLD und TAS. In NSW, VIC und SA dominieren die Erzeugungskapazitäten von AGL Energy (19% der NEM-weiten Kapazität in 2020), Origin Energy, Snowy Hydro und EnergyAustralia den Markt. Die großen Stromerzeuger sind vertikal integriert („Gentailers“) und versorgen auch Endkunden. Die Dominanz der großen Versorger

² Sowohl Bilanzierung/Balancing als auch Redispatch sind keine fest definierten und oft verwendeten Begrifflichkeiten, werden bei Benutzung aber nicht im europäischen Stromsystemsinnem verstanden. Balancing ist Aufgabe von AEMO im Zusammenbringen von Angebot und Nachfrage, Redispatch ist die Korrektur des zentralen durch AEMO durchgeführten Dispatches. Vgl. AEMO 2020: Power System Requirements.

³ Finanzjahr (Financial Year = FY) geht von Juli bis Juni.

reduziert sich durch den Ausbau von EE-Kapazität allmählich, allerdings sind in den meisten Regionen die zwei größten Versorger zentral zur Bedienung der Nachfrage (AER 2021).

Isolierte Gebiete

Western Australia (WA) verfügt über drei große Stromnetze, die verschiedene Regionen des Bundesstaates abdecken: das *South West Interconnected System* (SWIS), das *North West Interconnected System* (NWIS) und einige isolierte Regionalstromnetze (AEC 2018b). Das **SWIS** verfügt über 7.800km Übertragungsleitungen. Dominiert wird das Stromsystem von Western Power als größtem Netzbetreiber und Synergy als größtem Stromversorger⁴. Im September 2006 wurde der *Wholesale Electricity Market* (WEM) im Rahmen des SWIS in Betrieb genommen, der wie der NEM mit zentralem Dispatch geführt wird. Im Unterschied zum NEM, verfügt der WEM über einen Kapazitätsmechanismus (*Reserve Capacity Mechanism*) der allen Erzeugern Einnahmen garantiert – unabhängig davon, ob ihre Anlagen in Betrieb sind (AEC 2018b, AEMO 2022b).

Das **NWIS** deckt die Pilbara-Region ab, das wichtigste Bergbauggebiet in WA. Es erstreckt sich über 400 km von Ost nach West und 350 km von Nord nach Süd. Das staatliche Unternehmen Horizon Power beaufsichtigt den Betrieb des NWIS und besitzt rund 25 % des Netzes. Der NWIS wird von fünf Unternehmen betrieben, die für die Erzeugung, Verteilung und Verkauf verantwortlich sind – Horizon Power, Alinta, BHPBilliton, Pilbara Iron (Rio Tinto) und ATCO Australia. Zusätzlich betreiben vier Unternehmen Generatoren im NWIS und es gibt fünf eigenständige Erzeugungsanlagen in unmittelbarer Nähe der Pilbara (AEC 2018b).

Außerhalb des SWIS und NWIS ist Horizon Power für den Betrieb von Systemen in etwa 31 regionalen Städten und abgelegenen Gemeinden in WA verantwortlich und unterhält drei zusammenhängende Systeme (East Kimberley, Esperance und Hopetoun) (vgl. AEC 2019). Das *Darwin-Katherine Interconnected System* (DKIS) ist ein eigenständiges Netz im NT und macht etwa 1% der Stromversorgung aus, außerdem gibt es weitere Microgrids wie in Mt. Isa.

Stromerzeugung

Die australische **Stromerzeugung** befindet sich in einem fundamentalen Umbruch von zentraler, fossiler hin zu erneuerbarer, zunehmend dezentraler Erzeugung. Im FY 2019/20 stieg die gesamte Stromerzeugung auf rund 265 TWh leicht an, die höchste jemals verzeichnete Gesamterzeugung (DISER 2021). Im NEM befindet sich Erzeugungskapazität von 65 GW (AEMO 2021a), im WEM stehen 6 GW (AEMO 2022d).

Australien besitzt hochklassige Ressourcen für **Erneuerbare Energien** (EE) und der Ausbau hat sich in den letzten Jahren beschleunigt. EE hatten im FY 2019/20 einen Anteil von knapp 23% am Strommix, während Kohle mit 55% den größten Teil ausmachte⁵. Solar PV (7,9%), Wind (7,7%) und Wasser (5,7%) sind die wichtigsten EE-Quellen, wobei die Wachstumsraten für Wasserkraft in den vergangenen zehn Jahren leicht rückgängig waren, was auf die vermehrten Trockenperioden zurückzuführen ist. Die Anteile von Solar (+33,8%) und Wind (+14,4%) stiegen dagegen stark an (DISER 2021). Der Stromsektor konnte so seine THG-Emissionen um 12% über die letzten fünf Jahre reduzieren, gehört aber durch die Kohlekraftwerke in VIC, QLD und NSW noch zum emissionsintensivsten Sektor (AER 2021).

⁴ Und alleiniger Stromversorger für kleinere Verbraucher ohne Intervallmessgeräte.

⁵ Die offiziellen Zahlen des Energieministeriums werden mit rund 1-jähriger Verspätung veröffentlicht, die Zahlen für FY 2020/21 kommen vsl. im September 2022. Der EE-Anteil im FY 2020/21 im NEM lag bei 28% (AEMO 2022a).

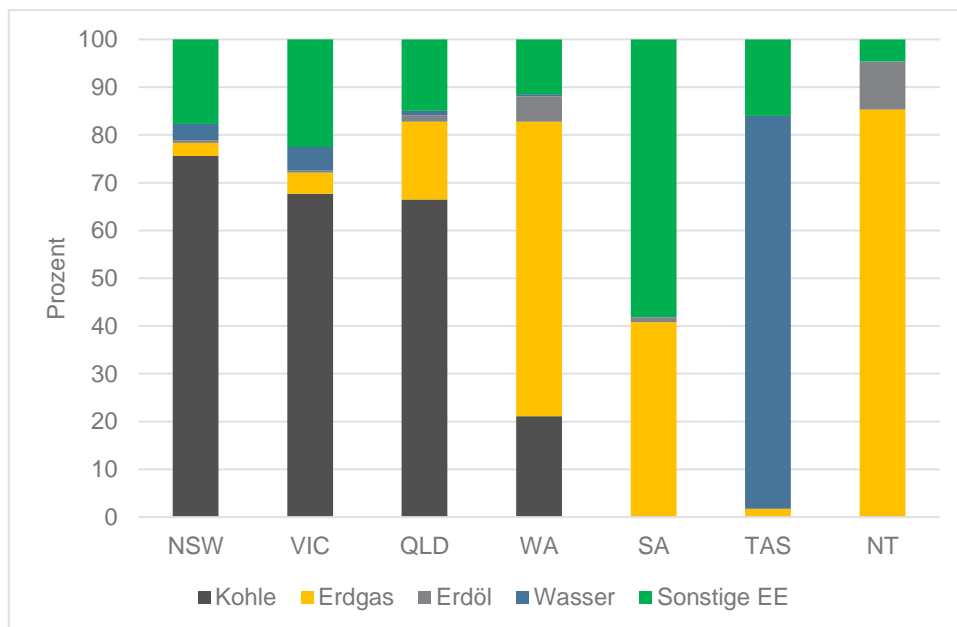
Stromerzeugung nach Energieträgern (FY 2019/20)

	Braunkohle	Steinkohle	Erdöl	Erdgas	EE
Anteile Energieträger	12,7%	42,2 %	1,7 %	20,8 %	22,6 %

Quelle: DISER 2021

Der Strommix variiert in den **Bundesstaaten und Territorien** stark. Im Jahr 2020 entfielen etwa drei Viertel der Stromerzeugung in NSW und etwa zwei Drittel in QLD und VIC auf Kohle (DISER 2021). In WA und im NT hatte Gas wiederum den größten Anteil an der Stromerzeugung. Führend beim EE-Anteil sind TAS mit 98% (v.a. Wasserkraft) und SA mit 58% (Solar und Wind).

Strommix nach Energieträgern und Bundesstaaten / Territorien 2020



Quelle: DISER 2021

Kohlestrom bleibt weiterhin in den bevölkerungsreichsten Bundesstaaten dominant, aber es gibt zunehmende Probleme mit der Zuverlässigkeit der alternden Kraftwerke. Die 18 operierenden Kohlekraftwerke im NEM haben eine Kapazität von 23 GW und sind im Median 35 Jahre alt, die ältesten stehen in NSW. Aus ökonomischen Gründen ziehen die Betreiber die Abschaltung einzelner Kraftwerke immer weiter vor, zuletzt kündigte Origin im Februar 2022 die um 7 Jahre auf 2025 vorgezogene Abschaltung des größten Kohlekraftwerks Eraring (2,8 GW) an. Seit 2014 sind 4 GW vom Netz gegangen, die nächste Schließung betrifft AGL-Kraftwerk Liddell in NSW.⁶ AEMO geht davon aus, dass bis 2030 14 der 23 GW vom Netz

⁶ Als Konjunkturmaßnahme propagierte die konservative Vorgängerregierung eine «Gas-fired Recovery» und versprach u.a. finanzielle Förderung für den Bau des 660 MW Gaskraftwerks Kurri Kurri in NSW – als Ersatz für Kohlekraftwerk Liddell. Obwohl das Gaskraftwerk vsl. nur 2% der Zeit zu Spitzenlastzeiten laufen würde, will auch die neue Labor-Regierung den Bau unterstützen, wenn das Kraftwerk wasserstoff-ready gebaut wird – was die Kosten vermutlich verdoppeln würde. ([The Guardian 3.8.22](#), [RenewEconomy 10.5.22](#), [The Guardian 20.12.21](#)).

gehen (AER 2021, AEMO 2022a). Problematisch bei diesem marktgetrieben sich immer schneller vollziehenden Kohleausstieg ist die bisher mangelnde energie- und strukturpolitische Begleitung.

Um die Volatilität des steigenden EE-Anteils auszugleichen, werden in den letzten Jahren vermehrt große **Strombatterien** gebaut. In 2017 nahm die Hornsdale Batterie (150 MW) in South Australia den Betrieb auf, weitere folgten und sind geplant. Die Komplementierung von Solar und Wind bietet Betreibern ökonomische Chancen, die Hornsdale-Batterie verdiente im FY 2019/20 58 Mio. AUD mit Systemdienstleistungen (AER 2021). Mit abnehmenden fossilen Kapazitäten müssen Batterien zukünftig stärker netzdienliche Aufgaben übernehmen und Momentanreserve bereitstellen. Dazu laufen schon verschiedene Projekte, u.a. mit deutscher Technologie von SMA (ARENA 25.3.2022, PV Magazine 10.8.2021).

Auch **Pumpspeicher** spielen eine Rolle, die bereits in QLD und NSW existieren. Stark verzögert und viel teurer als angenommen wird Snowy 2.0 (2 GW) in NSW verfolgt. TAS plant mit dem 2,5 GW Battery of the Nation Pumpspeicher und einer weiteren Unterseeübertragungsleitung (Marinus Link, 1,5 GW), mehr Strom an das Festland zu exportieren (AER 2021) – ein Projekt das teuer und insbesondere hinsichtlich den Ausbauplänen für Offshore Wind im empfangenden Bundesstaat VIC nicht ohne Kritiker und ungewiss ist (RenewEconomy 24.11.2021, The Australian 13.6.2022).

Im Bereich **Distributed Energy Resources** (DER) ist insbesondere die hohe Durchdringung von Solardachanlagen hervorzuheben. Australien hat die höchste Rate von Dachanlagen pro Person, fast 24% der Häuser haben Solarpaneele auf dem Dach und machen damit 17% der Kapazität im NEM aus (AER 2021). Die Nachfrage nach Strombatterien in Haushalten ist allerdings noch gering, nur 3% der Solardachanlagen waren in 2020 auch mit einem Batteriespeicher verbunden. Damit einher geht auch eine dramatische Veränderung in der **Lastkurve** im NEM: Während die Nachfrage historisch mitten in der Nacht am niedrigsten war, verschiebt sich dieses Minimum immer öfter in die Mitte des Tages, wenn die Solardachanlagen den meisten Strom produzieren (AER 2021). Außerdem sinkt die Nachfrage auf Rekordtiefstwerte. In SA wurde im November 2021 der Verbrauch erstmals komplett von Solardachanlagen gedeckt und es kam zu negativer Nachfrage im NEM (AEMO 23.11.2021).

Viel Erfahrung mit **Microgrids** gibt es in Australien bisher v.a. durch Einsatz in entlegenen Gebieten, aber auch urbanere Gemeinschaften könnten sich zukünftig off-grid zusammenschließen, um Kosten und Risiken für die Versorgungssicherheit zu senken (AER 2021). Dabei spielt insbesondere die EE-Agentur ARENA eine Rolle, die den Aufbau von Microgrids mit Solar und Batterien durch Förderung unterstützt. Erste Projekte gibt es auch mit dem Einsatz von Wasserstoff (ARENA 2018, Angus Taylor Media Release 27.11.2020, ARENA 24.9.2021).

Strompreise und Energiekrise 2022

Strompreise waren lange Zeit ein dominantes Thema in der australischen Energiepolitik. Zwischen FY 2007/08 bis 2017/18 kam es im NEM zu einer Steigerung der **Großhandelsstrompreise** um durchschnittlich 56%, begründet in fehlenden Investitionen in die Netzinfrastruktur, zunehmende Preissetzung durch teurere Gaskraftwerke, Beginn der LNG Exporte von der Ostküste ab 2015 und dem daraus resultierenden Anstieg der

Gaspreise, Ausübung von Marktmacht und Kosten der EE-Förderung⁷ (Magosch et al. 2019). Im Jahr 2018 erklärte die Wettbewerbskommission den NEM als „broken“ (ABC 11.7.2018).

Seitdem hat sich die Situation verbessert. Dank regulatorischer Eingriffe wie dem *Prohibiting Energy Market Misconduct*-Gesetz, einem steigenden EE-Anteil und gesunkenen Kohle- und Gaspreisen waren die Strompreise in den letzten Jahren im Abwärtstrend und sind zwischen Mitte 2018 und Mitte 2021 um bis zu 66% in VIC und SA gefallen (ACCC 2021, ACCC 13.12.2021). Vor der weltweiten Energiekrise hatte Australien im Vergleich mit 38 OECD-Ländern die **zehntniedrigsten Haushaltsstrompreise** mit durchschnittlich 27 ctAUD/kWh und damit deutlich niedriger als in Deutschland (AEC 3.2.2022). Ab Mitte 2021 stiegen die Spotpreise im NEM durch zunehmende Netzengpässe sowie Ausfälle bei den alternden Kohlekraftwerken wieder an (ACCC 2022).

Exkurs: Energiekrise 2022 und Auswirkung auf Preise

Die Auswirkungen des russischen Kriegs in der Ukraine sind auch auf dem australischen Energiemarkt zu spüren. Jahrelange Vernachlässigung von Netzinvestitionen und einem geregelten EE-Ausbau durch die konservative Regierung bis Mai 2022 bereiteten der **Energiekrise im Juni 2022** den Boden. Preise für fossile Energieträger stiegen aufgrund der erhöhten Nachfrage aus Europa und hohen Preisniveaus in Asien stark an, der Erdgaspreis lag Anfang Juni bei rund 800 AUD/GJ – 80mal höher als einige Monate zuvor. Zu den stark gestiegenen Preisen kam die Nichtverfügbarkeit von rund 30% der Kohlekapazitäten im NEM, die aufgrund ungeplanter Ausfälle und Wartung keinen Strom erzeugen konnten. Zuletzt ließ ein Wintereinbruch die Nachfrage ansteigen und es kam es zu einem „perfect storm“ (The Conversation 15.6.22). Zur Sicherstellung der Stromversorgung wurde der Stromgroßhandel für rund eine Woche ausgesetzt und die Erzeugung zentral zu festen Preisen gesteuert. Die extrem gestiegenen fossilen Rohstoffpreise und mögliche Kompensationszahlungen an Erzeuger für entstandene Verluste werden die Endverbraucherpreise in Zukunft steigen lassen (AEMO 2022c, ABC 29.7.22). Obwohl Teil des NEMs, wird das ACT von diesen Preissteigerungen nicht betroffen sein. Dank durch ACT Regierung abgeschlossener Strombezugsverträge (PPAs) für 100% EE-Versorgung konnten die Verbraucherpreise zum 1. Juli sogar gesenkt werden (The Guardian 6.6.22).

Governance und Zukunft des NEM

Neben Stromsystembetreiber AEMO, haben die **Australian Energy Market Commission** (AEMC) und der **Australian Energy Regulator** (AER) wichtige Rollen. Die AEMC ist für die Festlegung der Regeln für den NEM (National Electricity Rules) zuständig, während der AER dafür sorgt, dass diese eingehalten werden, und u.a. Netzentgelte festlegt und die Endkundenmärkte im NEM reguliert (AEC 2018a). Im **Energy Security Board** (ESB) kommen die Vertreter der drei genannten Institutionen zusammen. Das föderale **Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water** (DCCEEW) ist für die allgemeine Energiepolitik zuständig, aber Bundesstaaten und Territorien haben einen Großteil der Kompetenzen und teils stark unterschiedliche Ziele und Instrumente im Bereich Energiepolitik, insbesondere beim EE-Ausbau (GTAI 17.7.2022). Gemeinsam beraten der föderale und die

⁷ Unter dem *Renewable Energy Target* sind Energieversorger dazu verpflichtet, EE-Zertifikate für einen bestimmten Anteil ihrer Erzeugung zu erwerben (CER 29.6.2022). Einige Bundesstaaten/Territorien nutzen Einspeisevergütungen, v.a. zum Ausbau von Solardachanlagen.

Energieminister der Bundesstaaten und Territorien im Energy Ministers Meeting (Nachfolger des COAG Energy Council) (DCCEEW 2022).

Im Juni 2022 hat AEMO den **Integrated System Plan (ISP) 2022** vorgestellt, der in mehreren Szenarien den Übergang zu einem EE-dominierten NEM beschreibt und Investitionen von rund 13 Mrd. AUD vorsieht. In der Iteration 2022 wird das „Step Change“-Szenario nach breiter Konsultation mit Industrie als am wahrscheinlichsten angenommen. Darin würde der **EE-Anteil auf 83% bis 2030** und **98% bis 2050** ansteigen. Die Erzeugungskapazität würde von heute rund 65 GW auf 150 GW bis 2034 erhöht und bis 2050 würden 2/3 der Wohnhäuser mit Solaranlagen ausgestattet sein. Das letzte Braunkohlekraftwerk würde 2032 vom Netz gehen, bis 2043 gäbe es keine Kohlekapazitäten mehr im NEM. Für diesen massiven EE-Ausbau dringend notwendig seien Investitionen in das Stromnetz, außerdem müssten abrufbare Kapazitäten, wie koordinierte DER, Batterien, Pumpspeicher und Gaskraftwerke verdreifacht werden (AEMO 2022a).

Zentrale Herausforderung für den NEM ist die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems zu garantieren, während sich der Erzeugungsmix in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiterentwickelt. Dafür läuft momentan ein umfassender **Reformprozess zur Zukunft des NEM**, geleitet durch das ESB. In 2021 stellte das ESB die Empfehlungen für das Marktdesign ab 2025 für die Bereiche Angemessenheit von Ressourcen, Systemdienstleistungen, Integration von DER und Netze vor. Als zentrale Maßnahme empfiehlt das ESB die Einführung eines Kapazitätsmarktes für den NEM, um die hohe EE-Durchdringung abzusichern (ESB 2021). Nach dem Regierungswechsel im Mai 2022 scheint nun die föderale Regierung wieder mehr Verantwortung und Führung zu übernehmen und vereinbarte mit den EnergieministerInnen der Bundesstaaten und Territorien eine weitere Prüfung (DCCEEW 2022), die von BeobachterInnen bereits als Absage an einen Kapazitätsmarkt gewertet wird (RenewEconomy 12.8.2022).

Literaturverzeichnis

ABC 29.7.2022: Consumers warned of looming 'nightmare' as AEMO reports record wholesale electricity costs. Zugriff unter: <https://www.abc.net.au/news/2022-07-29/aemo-reports-record-wholesale-power-price-customer-nightmare/101279554>

ABC 11.7.2018: ACCC says people can cut their power bills by a quarter with stronger competition. Zugriff unter: <https://www.abc.net.au/news/2018-07-11/power-bills-can-be-cut-if-competition-boosted-accc-says/9978690>

ACCC (2022): Inquiry into the National Electricity Market. Zugriff unter: <https://www.accc.gov.au/system/files/Inquiry%20into%20the%20National%20Electricity%20Market%20-%20May%202022%20report%2813880615.1%29.pdf>

ACCC (2021): Inquiry into the National Electricity Market. Zugriff unter: <https://www.accc.gov.au/system/files/Inquiry%20into%20the%20National%20Electricity%20Market%20-%20November%202021%20report%20-%20Copy.pdf>

ACCC 13.12.2021: Cost of supplying electricity to households at an eight-year low. Zugriff unter: <https://www.accc.gov.au/media-release/cost-of-supplying-electricity-to-households-at-an-eight-year-low>

AEC (2018a): The National Electricity Market. Zugriff unter: <https://www.energycouncil.com.au/media/12973/national-electricity-market.pdf>

- AEC (2018b): Western Australia: Electricity Networks. Zugriff unter: <https://www.energycouncil.com.au/media/12991/western-australia-electricity-networks.pdf>
- AEC (2019): Western Australia Factsheet. Zugriff unter: <https://www.energycouncil.com.au/media/bfwbfugn/20191126-wem.pdf>
- AEC (2022): International electricity prices: How does Australia compare? Zugriff unter: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/international-electricity-prices-how-does-australia-compare/>
- AEMC (2013): Transmission: Who does what? Zugriff unter: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/0290ca88-4f87-4539-8aba-caf06cbe5a64/Transmission-Frameworks-Review-Fact-Sheet-Transmission-who-does-what.PDF>
- AEMO (2022a): 2022 Integrated System Plan. Zugriff unter: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>
- AEMO (2022b): Reserve Capacity Mechanism. Zugriff unter: [LINK](#)
- AEMO (2022c): Quarterly Energy Dynamics Q2 2022. Zugriff unter: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2022/qed-q2-2022.pdf?la=en>
- AEMO (2022d): The Wholesale Electricity Market. Zugriff unter: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/wholesale-electricity-market-fact-sheet.pdf?la=en&hash=ED1512DAF6230ABBA3008B1954AB46A5>
- AEMO (21.11.2021): Negative electricity demand in South Australia. Zugriff unter: <https://aemo.com.au/newsroom/news-updates/negative-electricity-demand-in-south-australia>
- AEMO (2021a): The National Electricity Market. Zugriff unter: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>
- AEMO (2021b): Guide to ancillary services in the National Electricity Market. Zugriff unter: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf
- AEMO 2020: Power System Requirements. Zugriff unter: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Power-system-requirements.pdf
- AER 2022: Retailer Reliability Obligation. Zugriff unter: <https://www.aer.gov.au/retail-markets/retailer-reliability-obligation>
- AER (2021): State of the Energy Market 2021. Zugriff unter: <https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports>
- Angus Taylor Media Release (27.11.2020): Denham renewable hydrogen microgrid an Australian-first. Zugriff unter: <https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/denham-renewable-hydrogen-microgrid-australian-first>
- ARENA (25.3.2022): Testing grid forming capabilities with AGL's Broken Hill Battery. Zugriff unter: <https://arena.gov.au/news/testing-grid-forming-capabilities-with-agls-broken-hill-battery/>
- ARENA (24.9.2021): \$50 million to ramp up microgrids in regional Australia. Zugriff unter: <https://arena.gov.au/news/50-million-to-ramp-up-microgrids-in-regional-australia/>
- ARENA (2018): ARENA Submission to the Economics and Industry Standing Committee Inquiry into microgrids in Western Australia. Zugriff unter: [LINK](#)
- CER (29.6.2022): About the Renewable Energy Target. Zugriff unter: [LINK](#)
- Climate Council (2020): What are renewable energy zones? Zugriff unter: <https://www.climatecouncil.org.au/resources/what-is-renewable-energy-zone/>
- DCCEEW (2022): Meetings and communiques. Zugriff unter: <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-ministers/meetings-and-communiques>

DISER (2021): Australian Energy Update 2021. Zugriff unter:

<https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Statistics%202021%20Energy%20Update%20Report.pdf>

ESB (2021): Post-2025 Market Design: Final advice to Energy Ministers Part A. Zugriff unter: [LINK](#)

Grattan Institute (2021): Towards net zero – A practical plan for Australia’s governments. Zugriff unter:

<https://grattan.edu.au/wp-content/uploads/2021/10/Towards-net-zero-A-practical-plan-for-Australia-s-governments.pdf>

GTAI (17.7.2022): Energie: im Stromnetz vollzieht sich ein tiefgreifender Wandel. Zugriff unter:

<https://www.gtai.de/de/trade/australien/specials/australien-neue-regierung-verspricht-mehr-tempo-bei-klimaschutz-797506>

Horizon Power (2022): Horizon Power Pilbara Network. Zugriff unter:

<https://nwis.com.au/media/4itnhu4z/pilbara-network.pdf>

Mackenzie, Dr. Harley; Dr. Stuart Thorncraft; Paul Vickers; Stephen Wallace (7.9.2020): A preliminary indication of information technology costs of locational marginal pricing. Zugriff unter: [LINK](#)

Magosch, Magdalena; Raffaele Piria; Jakob Eckhardt (2019): Overview of the Australian Energy Policy - Updated July 2019. Zugriff unter: [LINK](#)

PV Magazine (10.8.2021): World’s largest ‘grid forming’ battery to begin construction near Adelaide.

Zugriff unter: <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/08/10/worlds-largest-grid-forming-battery-to-begin-construction-near-adelaide/>

PV-TECH (2022): AEMO reveals ‘once-in-a-century’ roadmap for NEM’s energy transition, calls for

AU\$12bn in grid investment. Zugriff unter: <https://www.pv-tech.org/aemo-has-revealed-its-2022-integrated-system-plan/>

RenewEconomy (12.8.2022): Ministers agree to put emissions into energy objective, to “take control” of

capacity work. Zugriff unter: <https://reneweconomy.com.au/ministers-agree-to-put-emissions-into-energy-objective-to-take-control-of-capacity-work/>

RenewEconomy (24.11.2021): Big Batteries will render Marinus Link “obsolete”, new analysis

suggests. Zugriff unter: <https://reneweconomy.com.au/big-batteries-will-render-marinus-link-obsolete-new-analysis-suggests/>

The Age (8.6.2021): Gridlock on the grid stalls the transition to renewables. Zugriff unter:

<https://www.theage.com.au/national/victoria/gridlock-on-the-grid-stalls-the-transition-to-renewables-20210528-p57w6q.html>

The Australian (13.6.2022): Victoria open to Marinus Link, for now at least. Zugriff unter: [LINK](#)

The Conversation (15.6.2022): Australia’s National Electricity Market was just suspended. Here’s why

and what happens next. Zugriff unter: [LINK](#)

The Guardian (6.6.2022): Island in the energy price storm: renewables help ACT cut power costs.

Zugriff unter: <https://www.theguardian.com/environment/2022/jun/06/island-in-the-energy-price-storm-renewables-help-act-cut-power-costs>