



BRIEFING SERIE: AUSTRALISCHES STROMSYSTEM & STROMMARKT

Ausbau erneuerbarer Energien

Drittes Briefing

Franziska Teichmann, Marie Münch

Impressum

Herausgeber:

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

Autorinnen:

Franziska Teichmann, Marie Münch

Layout und Gestaltung:

adelphi

Bildnachweis:

Cover: KI generiert

Stand: 13.05.2026

© 2026 adelphi

Initiated by



Implemented by



Executive Summary

Australien verfügt mit der höchsten durchschnittlichen Solareinstrahlung pro Quadratmeter sowie sehr guten Windbedingungen über ausgezeichnete Voraussetzungen für erneuerbare Energien (EE). Bis 2030 sollen 82% des Strommixes aus erneuerbaren Energien bestehen und langfristig soll Australien Renewable Energy Superpower werden. Im Jahr 2025 machten EE einen Anteil von 42,7% im Strommix aus, wobei dieser zwischen den einzelnen Bundesstaaten stark variiert. South Australia ist mit einem EE-Anteil von rund 80% im Strommix besonders weit vorangeschritten.

Der australische EE-Sektor zieht viele internationale Investoren und Projektentwickler an, aus Europa sind Firmen wie TagEnergy, Acciona und Iberdrola mit großen Portfolios aktiv. Aus Deutschland sind RWE Renewables und Aquila Clean Energy zu nennen, die beide sowohl als Projektentwickler als auch Investor unterwegs sind. Auch die deutsche WestWind Energy entwickelt Projekte. Australiens traditionelle Erzeuger sind noch stark fossil geprägt, investieren aber zunehmend in EE und vor allem in Batteriespeicher. Ausschließlich auf EE-ausgerichtete australische Unternehmen sind z.B. Tilt Renewables, Squadron Energy, Akaysha Energy und Edify Energy, teils nun im Besitz internationaler Investoren. Dabei ist der Sektor insgesamt stark auf internationales Kapital angewiesen, rund 70% der Investitionen stammen aus dem Ausland.

Die Ausrichtung der Energiepolitik ist in hohem Maße von der amtierenden Bundesregierung sowie den bundesstaatlichen Regierungen abhängig. Ein zentraler Planungsrahmen für den Ausbau ist der Integrated System Plan (ISP) des Australian Energy Market Operator (AEMO). Von großer Bedeutung im EE-Ausbau war die Einführung des Renewable Energy Target (RET) im Jahr 2001, das Stromversorger zum anteiligen Bezug von EE-Strom verpflichtete. Das zentrale politische Instrument zur Erreichung des EE-Ziels bis 2030 ist das Capacity Investment Scheme (CIS), das über Differenzverträge Erlöse für EE- und Speicherprojekte absichern soll, in der Praxis aber viel Kritik erhält. Der Aufbau sogenannter Renewable Energy Zones (REZs), in denen mehrere Projekte zur Erzeugung und Speicherung räumlich gebündelt werden, soll den Ausbau beschleunigen.

Die Vermarktungsstrategie für EE-Projekte hat sich in den vergangenen Jahren stark gewandelt: Langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) mit 10–15 Jahren Laufzeit waren lange Standard, werden jedoch seit dem Auslaufen des Renewable Energy Target (RET) durch kürzere, flexiblere Strukturen ergänzt – heute kombinieren die meisten Projekte PPA-Absicherung mit Spotmarktexposure. Das staatliche CIS bietet zwar 15-jährige Differenzverträge, reicht aber allein nicht zur Fremdfinanzierung aus, sodass Projekte zusätzlich ein PPA benötigen. Reine Solarprojekte gelten ohne Batteriespeicher mittlerweile als kaum noch finanzierbar, was den Trend zu hybriden Solar-plus-Batterie-Projekten stark beschleunigt. Auf Finanzierungsseite setzt sich Portfoliofinanzierung durch, einzelne Projekte werden dabei gebündelt, um bessere Konditionen zu erzielen. Die Deutsche Bank zählt mittlerweile zu den größten Fremdkapitalgebern im Sektor, auch die KfW IPEX Bank ist stark vertreten.

Über die letzten zehn Jahre lässt sich kein eindeutiger Aufwärtstrend bei Investitionsentscheidungen in die Solar- und Windkapazität feststellen. Zentrale Hindernisse für Projektentwicklung und Investitionsentscheidungen sind langwierige und fragmentierte Planungs- und Genehmigungsprozesse, Verzögerungen beim Netzausbau, gestiegene Kosten für Komponenten und Arbeitskräfte, Unsicherheiten bezüglich politischer Interventionen sowie unklare Vermarktungsbedingungen. Für Batteriespeicher sieht das Bild allerdings anders aus und die zugesagten Projekte übertreffen mittlerweile Solar und Wind. Viele Experten gehen davon aus, dass Australien mit dem derzeitigen Ausbautempo das 82% bis 2030-Ziel verpasst. Die laufende Reform des nationalen Genehmigungsprozesses und der Boom beim Ausbau von Heimbatterien und Solardachanlagen könnte das Ziel doch noch in Reichweite rücken.

Inhalt

1	Überblick: Erneuerbare Energien in Australien	5
1.1	Ressourcen und Kosten.....	5
1.2	Strommix.....	6
1.3	Projektentwickler und Investoren	8
2	Zentrale Rahmenbedingungen	10
2.1	Politischer Hintergrund.....	10
2.2	Planung des Ausbaupfades durch AEMO	11
2.3	Das Renewable Energy Target	12
2.4	Capacity Investment Scheme.....	13
2.5	Renewable Energy Zones	15
2.6	Unterstützung EE-Ausbau in den Bundesstaaten und Territorien	16
3	Projektentwicklung und Finanzierung	17
3.1	Genehmigungsprozesse.....	18
3.1.1	Föderal.....	18
3.1.2	Bundesstaatlich	19
3.2	Flächenzugang und Beteiligungsprozesse.....	20
3.3	Vermarktung und Finanzierung.....	20
3.4	Lieferketten und Arbeitskräfte	22
4	Exkurs South Australia	24
5	Quellenverzeichnis.....	26

1 Überblick: Erneuerbare Energien in Australien

1.1 Ressourcen und Kosten

Australien verfügt über ausgezeichnete Bedingungen für erneuerbare Energien (EE) – im globalen Vergleich hat der australische Kontinent die höchste durchschnittliche Solareinstrahlung pro Quadratmeter: 58 Mio. PJ Solarenergie erreichen jährlich das Land, rund 10.000-mal mehr als der gesamte Energieverbrauch. Für Windenergie herrschen ähnlich gute Bedingungen: entlang der Küstenregionen im Westen, Südwesten, Süden und Südosten zählen die Ressourcen zu den besten weltweit. Auch für Geothermie gibt es regional teils gute Bedingungen. Wasserkraft hingegen wird zwar schon seit 1895 genutzt, hat aber aufgrund der insgesamt niedrigen und volatilen Niederschläge und hoher Verdunstungsraten nur begrenztes Potenzial (Geoscience Australia 2010). Die folgende Abbildung verdeutlicht das massive Potenzial von Australien im Vergleich zu Deutschland für Solar, sowohl flächenmäßig als auch von der Ressourcenqualität.

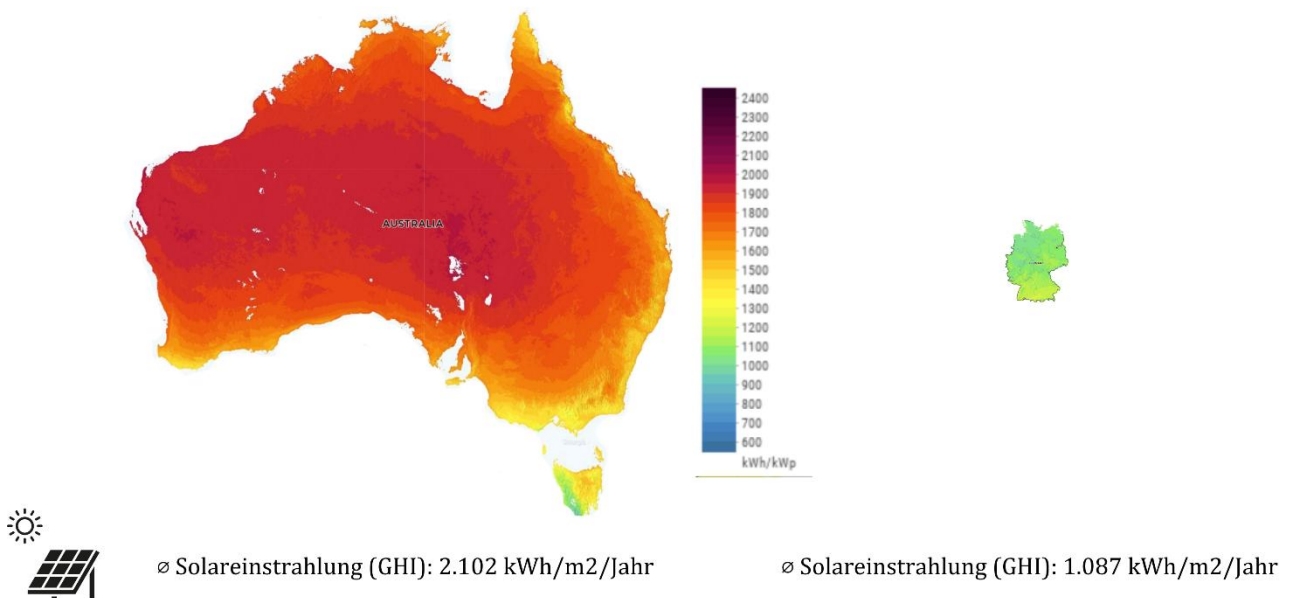


Abbildung 1: Vergleich Solar- und Windressourcen (ESMAP 2020, Global Solar Atlas 2026)

Jedes Jahr veröffentlicht die staatliche Forschungsagentur CSIRO ihre Ergebnisse zu den Kapital- und Stromgestehungskosten (Levelised cost of energy, LCOE) verschiedener Energieträger in Australien. In der Entwurfsfassung für 2026 sind wieder Solar und Wind am kostengünstigsten, auch wenn die Kosten für die Integration eingerechnet werden. Für 2026 werden für große Solaranlagen Kapitalkosten von 1.536 AUD/kW, für Solardachanlagen 1.192 AUD/kW und für Onshore Wind 3.123 AUD/kW berechnet. Das liegt deutlich unter den Kosten für Braunkohle (10.400 AUD/kW) und der noch teureren Steinkohle. Weniger kapitelkostenintensive Gaskraftwerke liegen unter den Kosten für Wind (Gasturbinenkraftwerk bei 1.694 AUD/kW und Gas- und Dampfkraftwerk bei 2.427 AUD/kW). Dieser Kostenvorteil löst sich bei Betrachtung der Stromgestehungskosten allerdings auf und Solar- und Windkraft sind auch unter Berücksichtigung der Integrationskosten die günstige Option:

- Solar PV: 52 – 88 AUD/MWh
- Wind Onshore: 78 - 129 AUD/MWh
- Gaskraftwerk: 325 – 392 AUD/MWh

- GuD-Kraftwerk: 135 – 203 AUD/MWh
- Braunkohle: 167 – 272 AUD/MWh
- Steinkohle: 121 – 195 AUD/MWh

Dabei haben sich die Kapitalkosten in den letzten drei Jahren stark verändert. Für Solar und Batterien sind sie gesunken, für Onshore Wind, Gas und Wasserkraft gestiegen. Offshore Wind wird auch betrachtet, ist aber bisher rein theoretisch und unterliegt einer größeren Unsicherheit. Im Vergleich zu Onshore Wind liegen die Stromgestehungskosten deutlich höher, für die ersten Projekte würden Erstanlagekosten dazukommen. Dennoch wird in Australien in einigen Regionen, insbesondere in Victoria mit gesetzlich verankerten Zielen, Offshore Wind verfolgt. Dabei spielen auch Gründe wie der Aufbau neuer Industrien und Schaffung von Arbeitsplätzen sowie lokaler Widerstand gegen Onshore Wind und Netzinfrastruktur eine Rolle (CSIRO 2025; Wood 17.12.2025; Vorrath 17.12.2025; Dixon 6.11.2025).

1.2 Strommix

Laut neuesten offiziellen Daten betrug der EE-Anteil im Finanzjahr 2023-24 35%, davon hatte Solar (große und kleine Anlagen) den größten Anteil mit 17,4%. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick.

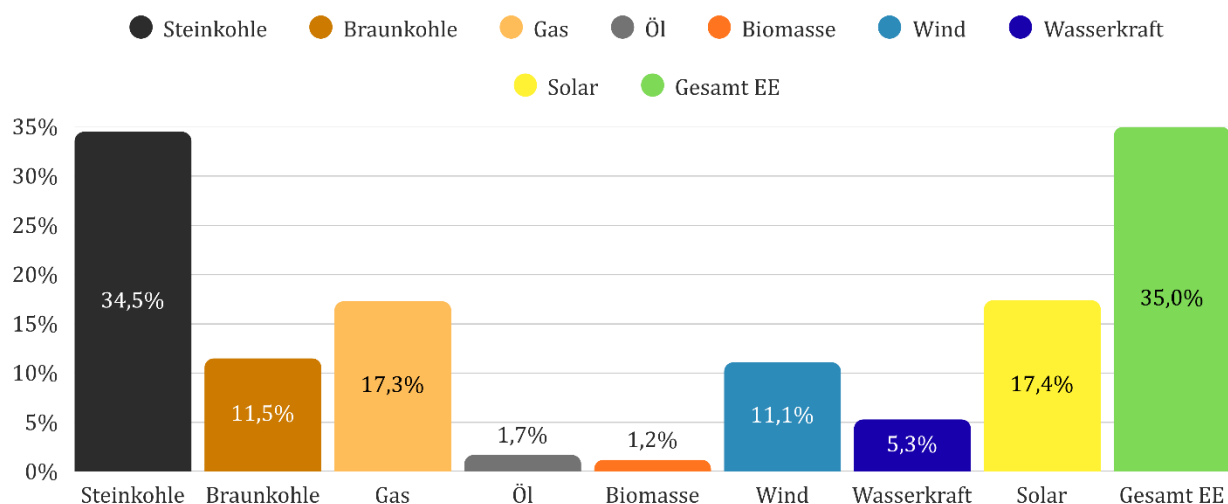


Abbildung 2: Strommix Australien von Juli 2023-Juni 2024 (DCCEEW 22.8.2025)

In den Bundesstaaten zeigt sich ein diverses Bild, wie die nächste Abbildung zeigt. Stein- und Braunkohle dominieren noch stark in NSW, Queensland und Victoria. Gas ist der Hauptenergieträger in Western Australia und im Northern Territory. Tasmanien und South Australia sind Vorreiter in dem Ausbau erneuerbarer Energien, besonders Wasserkraft in Tasmanien und Wind- sowie Solardachanlagen in South Australia (DCCEEW 20.6.2025).

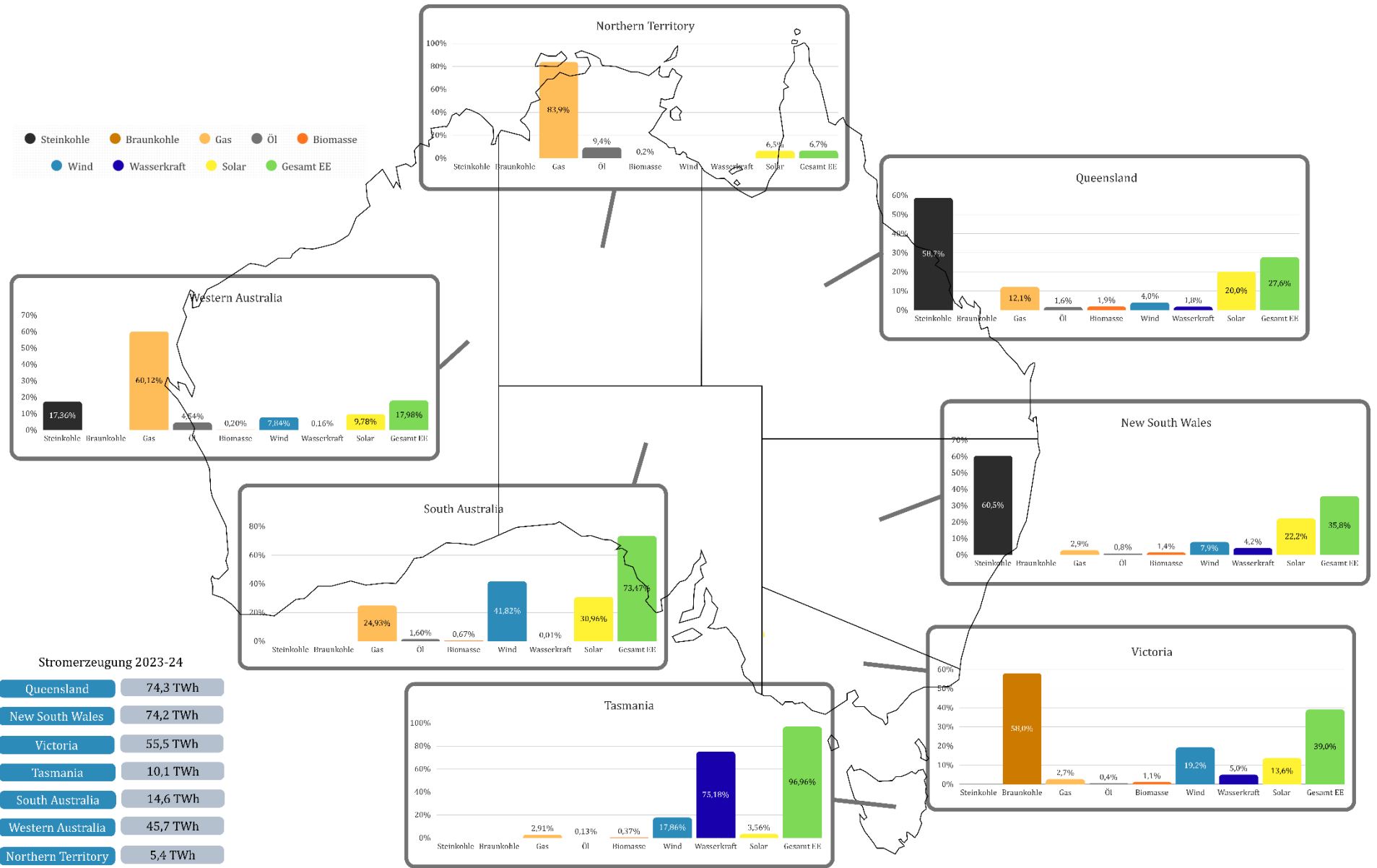


Abbildung 3: Strommix Bundesstaaten und Northern Territory von Juli 2023-Juni 2024 (DCCEEW 22.8.2025)

Der Ausbau von Wind, Solar und Batterien entwickelte sich seit Finanzjahr 2023-24 weiter: Open Electricity nennt für 2025 einen EE-Anteil von 42,7% und in Q4 2025 erreichten EE und Speicher einen neuen Meilenstein und machten 51% des Strommixes im National Electricity Market (NEM) aus. Installiert waren 2025 insgesamt 109 GW, davon entfiel der Großteil auf erneuerbare Energien mit 26,9 GW für Solardachanlagen, 12,6 GW große Solaranlagen, 15,4 GW Wind, 8,1 GW Wasserkraft und 7,2 GW Batteriespeicher (Open Electricity 2026a; AEMO 2026a; Open Electricity 2026b).

1.3 Projektentwickler und Investoren

Der australische Sektor für erneuerbare Energien und Speicher zieht viele internationale Projektentwickler und Investoren an. Doch auch australische Unternehmen sind gut vertreten, sowohl etablierte Unternehmen als auch jüngere Unternehmen, die explizit auf den EE-Ausbau ausgerichtet sind. AGL Energy und Origin Energy sind Australiens größte „Gentailer“ (Generator und Retailer) und waren 2023 für 20% bzw. 12% der Stromerzeugung im NEM verantwortlich. Beide Konzerne sind noch stark fossil geprägt — AGL überwiegend kohlebasiert, Origin ist Australiens größter Besitzer von Gaskraftwerken — investieren aber zunehmend in EE und vor allem Batterien. AGL strebt 6 GW EE- und Speicherkapazität bis 2030 an, Origin 4–5 GW – in Anbetracht des Umfangs des EE- und Speichermarktes sind das allerdings kleine Volumen. Das ist begründet darin, dass es für AGL und Origin Energy günstiger ist, EE-Strom einzukaufen als Projekte selbst zu entwickeln. Weitere australische Unternehmen sind u.a. Tilt Renewables, Andrew Forrests Squadron Energy und Windlab, das staatliche Snowy Hydro, Akaysha Energy (seit 2022 im Besitz von BlackRock, Kanada), Zen Energy und Edify Energy (seit 2025 im Besitz vom Pensionsfonds La Caisse, Kanada) (AER 2025; Rae 13.2.2025; AGL 2025; Macdonald-Smith 3.6.2024; Macdonald-Smith 22.9.2025).

Auch viele internationale Projektentwickler, Anlageneigentümer und -betreiber sind im australischen Markt aktiv, insbesondere aus der Asia-Pacific (APAC)-Region, u.a. BJCE Australia, INPEX mit Potentia Energy, Trina Solar, Ark Energy, Vena Energy, AMPYR Energy, Equis Energy, Gentari und ACEN.

Aus Europa gibt es ebenfalls eine große Anzahl von Firmen im australischen Markt. Die früher französische Firma Neoen (heute im Besitz von Brookfield), TagEnergy (Portugal), Acciona (Spanien) und Iberdrola (Spanien) sind mit großen Portfolios im Markt vertreten (siehe unten). Bei den staatlichen *Capacity Investment Scheme*-Auktionen waren europäische Firmen wie Lightsource bp (UK), Neoen und Elgin Energy (Irland) erfolgreich. Daneben sind u.a. RWE Renewables (Deutschland), WestWind Energy (Deutschland), Engie (Frankreich), Enel Green Power (Italien), Mainstream Renewable Power (Irland), European Energy (Dänemark), Vestas (Dänemark) und früher spanische FRV Australia (heute saudisch/kanadische Eigentümer) aktive europäische Player im australischen Markt (DCCEEW 12.12.2025a; Macdonald-Smith 3.6.2024; WestWind 2026).

Zu den bedeutendsten Besitzern von EE- und Speicherkapazität gehören:

- Neoen (Kanada): ~5 GW (operativ + im Bau)
- Squadron Energy (Australien): ~2 GW (operativ + im Bau)
- Tilt Renewables (Australien): ~1,9 GW operativ
- Atmos Renewables (Australien): ~1,9 GW (operativ + im Bau)
- Acciona (Spanien): ~ 1,8 GW (operativ + im Bau)
- Iberdrola (Spanien): ~ 1,5 GW operativ
- TagEnergy (Portugal): ~ 1,3 GW operativ (größte Windfarm in Australien: Golden Plains in VIC, ko-finanziert von KfW)

(Neoen 2026, Atmos Renewables 2026; Iberdrola 2026; Parkinson 12.2.2026; Squadron 2026; Tilt Renewables 2026; ITK 27.6.2025).

Auf der Investorensseite ist Australien im Bereich der erneuerbaren Energien in hohem Maße auf ausländisches Kapital angewiesen – rund 70 % der Investitionen stammen aus dem Ausland, trotz vergleichsweise hoher Gebühren im Rahmen des FIRB-Prüfverfahrens (*Foreign Investment Review Board*). 2022 war Australien nach dem Vereinigten Königreich und Ägypten das weltweit drittattraktivste Zielland für ausländische Direktinvestitionen im EE-Bereich – 2023 belegte es Platz fünf. Dies könnte sich mit Einführung einer Reform der Kapitalertragssteuer für ausländische Investoren ändern. Bisher waren erneuerbare Energien von der

Kapitalertragssteuer ausgenommen, im Zuge der Vorstellung des Haushalt für Finanzjahr 2026-27 wurde die Reform konkretisiert (Bharadwaj 10.8.2025; ACITI 2026; Kehoe 15.9.2025; Braue 12.4.2026).

Laut Energieminister Chris Bowen kamen 2023 20% der Investitionen in Wind- und Solarprojekte in Australien von europäischen Firmen, darunter der deutsche Investor und Projektentwickler Aquila Clean Energy APAC und Eigenkapitalinvestitionen durch Energiekonzerne wie Engie und RWE. Der deutsche Investor Pelion Green Future hat gerade seinen Anteil am australischen Projektentwickler ACE Power verkauft. Auch institutionelle Investoren wie der niederländische Rentenfonds APG investieren, zuletzt mehr als 1 Mrd. AUD. Australische Rentenfonds haben derweil aufgrund eines Benchmark-Perfomancetests Schwierigkeiten, in den heimischen EE-Ausbau zu investieren – substantiell fließt Kapital daher insbesondere nach Europa (DCCEEW 1.2.2023; PF Nexus 15.7.2025; Macdonald-Smith 29.7.25; CEIG 19.4.24; IFM Investors 16.10.25; Clow 27.3.2025).

2 Zentrale Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die wesentlichen politischen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf der föderalen Ebene und in Kapitel 2.6 auf der bundesstaatlichen Ebene. Australien besitzt keine CO₂-Bepreisung im Energiesektor und es gibt aufgrund der weitgehenden bundesstaatlichen Kompetenzen in der Energiepolitik abgesehen vom EE-Ziel 2030 keine verbindliche Planung für den Stromsektor durch die australische Regierung. Die Stromsystemplanung von AEMO fungiert daher als zentrales Planungsdokument.

Ziele	<ul style="list-style-type: none">• 43% Emissionsminderung bis 2030 (ggü. 2005)• Klimaneutralität bis 2050• 82% erneuerbare Energien am Strommix bis 2030
Planung	<ul style="list-style-type: none">• Stromsystemplanung durch den Stromsystem Betreiber AEMO - nicht verbindlich
Instrumente	<ul style="list-style-type: none">• Large and Small-scale Renewable Energy Target → Renewable Portfolio Standard (33.000 GWh EE-Strom pro Jahr, erreicht in 2019) & Quotenpflicht für Energieversorger zum Erwerb handelbarer Zertifikate• Capacity Investment Scheme → Erlösabsicherung für EE- und Speicherprojekte (26 GW Erzeugung, 14 GW Speicher)
Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none">• Renewable Energy Zones → konzentrierter Ausbau von Erzeugung und Speicherung

Abbildung 4: Zentrale Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien

2.1 Politischer Hintergrund

Seit Ende der 90er und bis Anfang der 2020er war Australiens Politik durch die konservative Koalition (Liberals und Nationals) mit nur kurzen Unterbrechungen (Labor) geprägt. Im Bereich Energiepolitik waren Verlässlichkeit und Bezahlbarkeit von großer Bedeutung, sodass der Ausbau der erneuerbaren nicht prioritär unterstützt wurde. Investitionen in große EE-Projekte wuchsen ab 2016 angetrieben durch hohe Spotmarktpreise, das Renewable Energy Target (RET) (siehe unten) und fallende Technologiekosten für Wind und Solar. Die Unterstützung für fossile Energieträger war bis zum Regierungswechsel 2022 ungebrochen. Dementsprechend spät im Vergleich mit seinen Peers verkündete Australien auch ein offizielles Emissionsreduktionsziel. Erst 2021 gab die damalige Regierung unter Premierminister Scott Morrison (Liberals) unter internationalem und innenpolitischem Druck das Klimaneutralitätsziel bis 2050 bekannt. Jedoch verkündete die Partei im Nachgang, dieses Ziel im Falle einer Wiederwahl zurückzunehmen (Australian Government 26.10.2021; Atholia et al 19.3.2020; Qureshi et al. 2025; Jervis-Bardy et al. 13.11.2025).

Die Parlamentswahl 2022 gilt als Klimawahl: Unabhängige und grüne Kandidaten mit ambitionierten Klimakampagnen gewannen zahlreiche Sitze und machten die neue Labor-Regierung unter Premierminister Albanese von deren Zustimmung abhängig. Die Regierung hob das Emissionsreduktionsziel für 2030 von 26–28% auf 43% ggü. 2005 an, setzte einen EE-Anteil von 82% an der Stromerzeugung bis 2030 als Ziel und flankierte dies mit dem Rewiring the Nation-Fonds (20 Mrd. AUD), einer Verschärfung des *Safeguard Mechanism* sowie Fördermaßnahmen für Elektromobilität. Australien wurde dabei gezielt als künftige „Renewable Energy Superpower“ positioniert. Im Mai 2025 gewann Labor eine klare Mehrheit – weithin als Mandat für eine beschleunigte Energiewende gewertet. Zentrale Vorhaben sind das Capacity Investment Scheme, die Weiterführung des Rewiring the Nation-Fonds sowie Großprojekte wie Snowy Hydro (Slezak 26.5.2022; CEC 4.5.2025; Morgan et al. 8.5.2025).

2.2 Planung des Ausbaupfades durch AEMO

Der Integrated System Plan (ISP) vom Australian Energy Market Operator (AEMO) (siehe Briefing zum NEM-Überblick) bildet die Grundlage für Politik- und Investitionsentscheidungen und wird von internationalen Investoren als vorbildliche Planung geschätzt auch wenn er nicht rechtlich bindend ist und AEMO keine legislative Kompetenz oder Fördermittel für die Umsetzung besitzt (Macdonald-Smith 22.9.2025).

Der im Dezember 2025 veröffentlichte „ISP 2026“-Entwurf enthält drei Szenarien: Step Change (46%), Slower Growth (27%) und Green Iron (27%), darauf basierend wird der Optimal Development Path (ODP) berechnet. Der Entwurf passt die Ausbauziele im ODP gegenüber dem „ISP 2024“ an (AEMO 2025a):

- Bis 2050 sieht der ODP insgesamt 120 GW netzgebundene Wind- und Solarkapazität vor (63 GW Solar, 57 GW Wind) – gegenüber 127 GW im „ISP 2024“ (58 GW Solar, 69 GW Wind).
- Der geplante Netzausbau bis 2050 wurde auf 6.000 km deutlich reduziert.
- Auch der Zeitplan für den Kohleausstieg wurde bedingt durch Queensland's Energiestrategie revidiert und der vollständige Ausstieg ist nun erst für 2049 prognostiziert.
- Für Speicher und Wasserkraft sind 40 GW vorgesehen.
- Für Gaskraftwerke 14 GW.

Die folgende Abbildung beschreibt die Entwicklung der Kapazitäten für den NEM bis 2050.

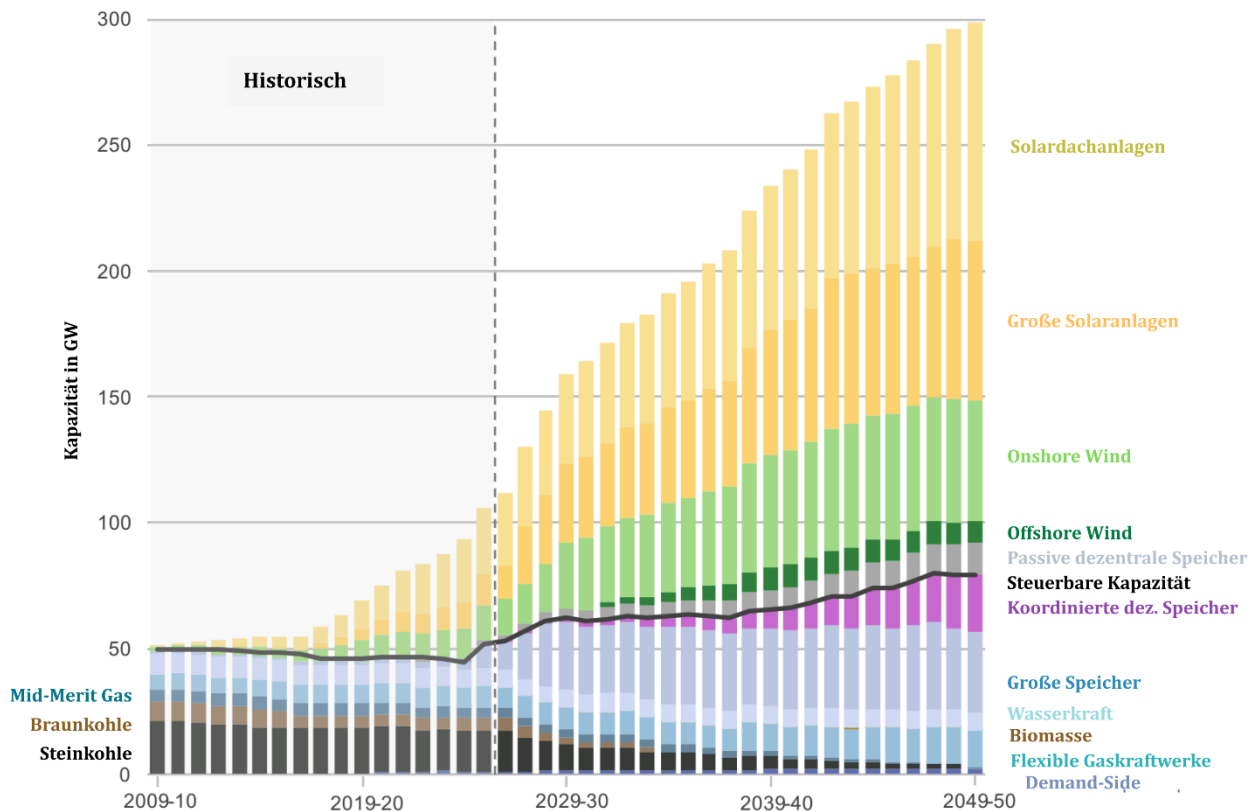


Abbildung 5: Kapazitäten im National Electricity Market bis 2050 im Step-Change-Szenario (AEMO 2025a)

Laut AEMO ergeben sich daraus bis 2050 folgende Bedarfe für netzgebundene Kapazitäten in den einzelnen NEM-Bundesstaaten (AEMO 2024; AEMO 2025a):

- New South Wales: 35 GW neue Onshore Wind -und Solaranlagen (ggü. 34 GW in „ISP 2024“)
- Queensland: 27 GW neue Wind- und Solaranlagen (ggü. 43 GW)
- South Australia: Mehr als 8 GW neue Wind- und Solaranlagen (ggü. 10 GW)
- Tasmanien: 2 GW neue Wind- und Solaranlagen (ggü. 3,2 GW Onshore Windanlagen)
- Victoria: 19 GW neue Wind- und Solaranlagen, darunter 9 GW Offshore Wind (ggü. 23 GW inkl. 9 GW Offshore Wind)

Außerdem enthält der ISP ein Szenario, welches die Möglichkeit für ein schnelleres Erreichen des Klimaneutralitätsziels und die Entwicklung grüner Exportindustrien abbildet. Im Szenario „Accelerated Transition“ werden bis 2050 fast doppelt so viele Wind- und Solarkapazitäten gebaut wie im ODP – nämlich 219 GW. Wasserstoffproduktion nimmt davon einen Teil in Anspruch (108 TWh in 2050), allerdings nur noch ein Sechstel des „Green Energy Exports“-Szenario aus dem „ISP 2024“ – welches nun wegfällt. 12 GW Elektrolysekapazität wären im „Accelerated Transition“ 2050 installiert (AEMO 2025a&c).

Anders als für den NEM existiert für das South-West Interconnected System (SWIS) in Western Australia kein mit dem ISP vergleichbarer, gesamthafter langfristiger Ausbaupfad. Die Planung erfolgt fragmentiert über mehrere Instrumente. Der Whole of System Plan (WOSP) deckt 20 Jahre ab und modelliert in vier gleichrangigen Szenarien unterschiedliche neue Bedarfe für EE, Speicher und Netz. Er wird von der WA-Regierung erstellt, allerdings zuletzt 2020 und ggf. erst wieder 2027. AEMO erstellt das jährliche WEM Electricity Statement of Opportunities (ESOO), welches die Versorgungssicherheit über die nächsten 10 Jahre im Blick hat. Im „SWIS Demand Assessment 2023 to 2042“ aus 2023, prognostiziert das „Future Ready“-Szenario einen Anstieg der Kapazität von 5,9 GW 2022 auf mehr als 50 GW bis 2042, wobei der Großteil des Zubaus Wind und Solar sein sollen – von 1,2 GW auf 41,8 GW. Das Fehlen eines abgestimmten, technologiespezifischen Langfristpfads – wie der ISP für den NEM bietet – stellt eine strukturelle Planungslücke dar, die von Branchenakteuren zunehmend kritisiert wird (WA Government 31.10.2025; AEMO, Baringa 2025; Pearson 13.2.2025).

2.3 Das Renewable Energy Target

Ein Meilenstein für den EE-Ausbau war die Einführung von Renewable Portfolio Standards über das *Renewable Energy Target* (RET) im Jahr 2001. Das RET verpflichtet Stromversorger, einen bestimmten Anteil ihres Stroms (*Renewable Power Percentage* – 17% in 2026) aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Das zentrale Ziel war, bis 2020 jährlich 33.000 GWh Strom aus EE-Kapazitäten zu erzeugen – welches bereits 2019 erreicht wurde. Seitdem blieb das jährliche Erzeugungsziel konstant bei 33.000 GWh, sodass das RET kaum noch neue EE-Kapazitäten anreizt. Das Programm hat den EE-Ausbau in Australien entscheidend vorangetrieben, wird jedoch 2030 auslaufen. Seit 2011 ist das Programm in das *Small-scale Renewable Energy Scheme* (SRES) und das *Large-scale Renewable Energy Target* (LRET) unterteilt, beide tragen zu der Zielerreichung bei (CER 10.2.2026a).

Akkreditierte Anlagenbetreiber von Solar und Wind erhalten von der Regierungsbehörde Clean Energy Regulator (CER) handelbare Zertifikate (*Large-scale Generation Certificates*, LGCs) für die erzeugte Energie. Ein LGC entspricht dabei 1 MWh. Energieversorger und Großverbraucher erfüllen mit dem Kauf ihre Verpflichtungen hinsichtlich des RET, parallel sind auch Regierungsstellen, Firmen mit RE100-Verpflichtungen und Unternehmen mit ESG-Zielen zusätzliche freiwillige Käufer der Zertifikate (CER 31.05.2025).



Abbildung 6 LGC Spotpreis Entwicklung 2019 bis Q2 2025 (Garnaut 29.7.2025)

LGC-Preise lagen 2019–2024 stabil über 40 AUD und schlugen durch die globale Energiekrise bedingt bis knapp 80 AUD aus. Bis Februar 2026 brachen die Preise allerdings auf 4-5 AUD ein – bedingt durch stagnierende Pflichtnachfrage, das auslaufende RET, sinkende freiwillige Nachfrage und steigendes CIS-gestütztes Angebot. Da LGC-Erlöse einen großen Teil der Erlöse eines Merchant-Projektes (frei vermarktet) ausmachen können, sind Projekte ohne Abnahmeverträge oder staatliche Absicherung kaum noch wirtschaftlich tragfähig. Als freiwilliger Nachfolger der LGCs ab 2030 ist das REGO-System im Rahmen des *Guarantee of Origin*-Scheme vorgesehen. Anders als das RET ist das REGO ein rein freiwilliger Zertifizierungsmechanismus und schreibt kein Ausbauziel vor (Garnaut 29.7.2025; Mercari 2026; Infradebt 14.3.2025; CER 30.10.2025).

4,3 Mio. Haushalte, das entspricht mehr als einem Drittel aller Haushalte, in Australien besitzen eine eigene Solaranlage. Damit zählt Australien weltweit zu den Spitzenreitern bei der Pro-Kopf-Quote. Entscheidend für diesen Erfolg war das SRES und insbesondere der niedrige bürokratische Aufwand für Haushalte. Das SRES fördert kleine Anlagen wie Solardachanlagen durch handelbare Zertifikate (*Small-scale Technology Certificates*, STCs). Energieversorger müssen STCs anteilig zu ihren Großhandelsstromkäufen erwerben und abgeben – parallel zur LGC-Pflicht, jedoch als separate Quotenpflicht (*Small-scale Technology Percentage*, STP). Anders als LGCs bilden STCs nicht die laufende Erzeugung ab, sondern dienen so als Investitionsanreiz für kleine Anlagen. Der STC-Spotpreis lag Anfang 2025 bei 39,90 AUD, nahe der Obergrenze von 40 AUD; Mitte der 2010er-Jahre war er auf ein Tief von 17,50 AUD gefallen. Das Programm endet ebenfalls 2030. Auch Einspeisetarife spielten je nach Bundesstaat anfangs eine wichtige Rolle für den Ausbau von Solardachanlagen. Dazu gibt es Programme für Kapitalzuschüsse und konzessionäre Finanzierung (CER 30.6.2025; CER 10.2.2026b; CEC 2026a; DCCEEW 2026a&b; DCCEEW 12.12.2025b).

2.4 Capacity Investment Scheme

Die zentrale Maßnahme der Labor Regierung unter Premierminister Albanese zur Erreichung des 82% EE bis 2030-Ziels ist die Erlösabsicherung für EE- und Speicher über das Capacity Investment Scheme (CIS). Das Kapazitätsziel von 32 GW wurde 2025 um 8 GW auf insgesamt 40 GW (26 GW Erzeugung, 14 GW Speicher) erweitert. Das CIS funktioniert über 15-jährige Differenzverträge (CISAs), die Projekten Mindesteinnahmen garantieren. Die Regierung zahlt 90% aller Mindereinnahmen unterhalb einer vereinbarten Erlösuntergrenze bis zu einem jährlichen Cap, liegen die Einnahmen darüber, fließen 50% an die Regierung zurück.

Teilnahmeberechtigt sind Projekte ab 30 MW und mit Inbetriebnahme bis 2030. Die Ausschreibungen werden von der AusEnergy Services (ASL) verwaltet und finden zwischen 2023 und 2027 alle sechs Monate für den NEM statt. Auktionen für den Wholesale Electricity Market (WEM) in Western Australia finden separat alle 12 Monate statt. Mit dem Abschluss von Renewable Energy Transformation Agreements (RETA) haben mehrere Bundesstaaten individuell vereinbarte Minimalziele für die Auktionen (DCCEEW 12.12.2025a).

2025 wurde der zuvor zweistufige Bewerbungsprozess auf ein einstufiges Verfahren und damit auf 6 Monate verkürzt. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über den Prozess und die Auswahlkriterien. Auffallend ist hier, dass im Unterschied zu vielen anderen internationalen EE-Auktionen (auch deutschen) der gebotene Preis verhältnismäßig wenig ins Gewicht fällt. Den weiteren, qualitativen Leistungskriterien kommt damit eine große Bedeutung zu. Damit soll sichergestellt werden, dass qualitativ hochwertige Projekte zum Zuge kommen (DCCEEW 2025).

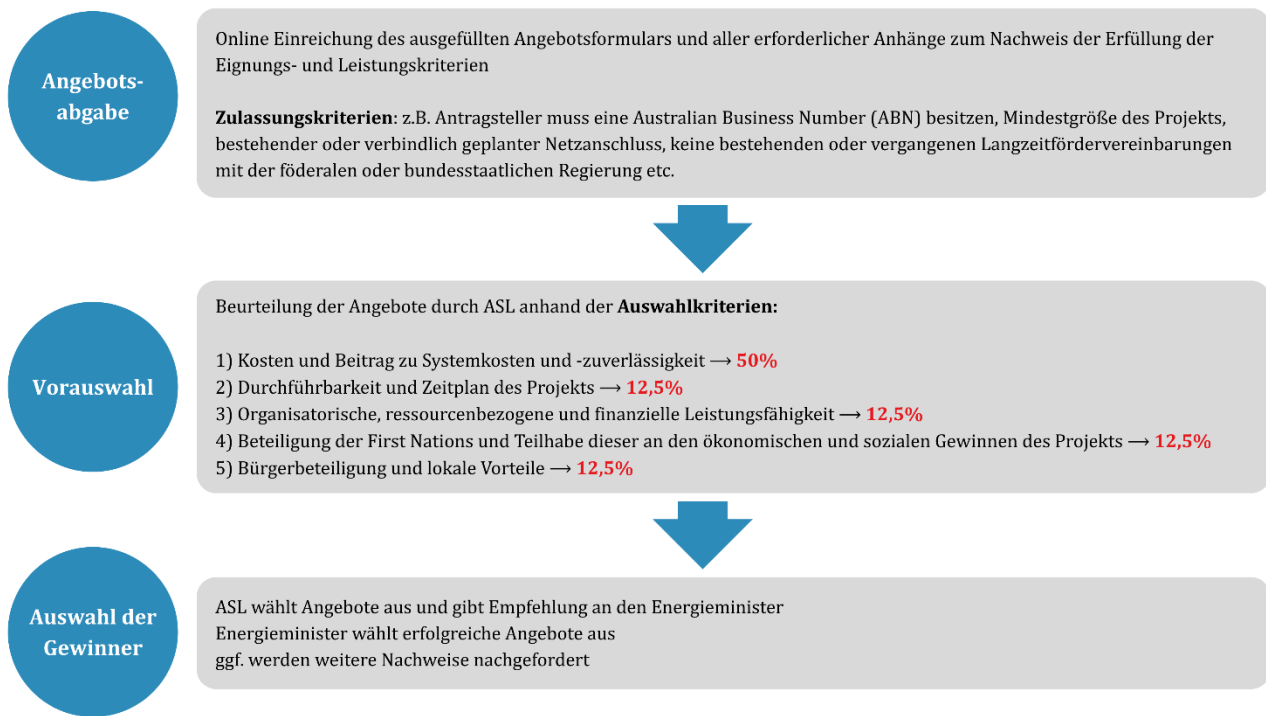


Abbildung 7: CIS Bewerbungsverfahren und -kriterien (DCCEEW 2025)

Insgesamt sind seit 2023 79 Projekte mit 15 GW Erzeugungs- und 12 GW/43 GWh Speicherkapazität in sechs Auktionen (drei NEM-weit, zwei WEM Speicher, ein WEM Erzeugung, ein NSW-Pilot und ein SA-VIC-Pilot) unter Vertrag genommen worden. Momentan laufen insgesamt zwei Auktionen für den NEM, danach sind noch vier weitere geplant (DCCEEW 1.5.2026).

Die kontrahierte Speicherkapazität ist nahezu so groß wie die Erzeugungskapazität – das CIS hat damit bisher klar Flexibilität und Versorgungssicherheit im Fokus. Dabei werden sowohl 4-Stunden also auch 2-Stunden-Batterien ausgewählt. Unter den erfolgreichen Entwicklern dominieren Edify Energy und Lightsource bp mit jeweils fünf erfolgreichen Projekten. Europäische Akteure, u.a. Lightsource bp (UK), EDP Renewables (Portugal), Neoen (ehemals Frankreich), Elgin (Irland) sind stark vertreten. Deutsche Unternehmen haben bislang keine CIS-Agreements gewonnen, jedoch war RWE im NSW-spezifischen *Long-Term Energy Service Agreements* (LTESA)-Programm erfolgreich. Chinesische Hersteller wie Sungrow und Risen Energy treten zunehmend auch als Projektentwickler auf. Regional entfallen rund 42% der bezuschlagten Kapazität auf NSW – getrieben durch die REZs Central-West Orana und New England –, gefolgt von Victoria und Queensland (ASL 2026; ASL 2026; RWE 2026a).

Die Ausschreibungen gelten als äußerst kompetitiv und sind überzeichnet, ein positives Zeichen für Attraktivität und Wettbewerb. Berichten zufolge führt es aber auch dazu, dass einige Entwickler unrealistisch niedrige Kosten ansetzen. Gleichzeitig kritisieren Beobachter den Projektfortschritt als zu langsam: Von allen bisher im Rahmen der NEM-weiten Auktionen ausgewählten Erzeugungsprojekten befanden sich Ende 2025 lediglich rund 500 MW Solar im Bau oder in Betrieb. Besonders ausgeprägt sind die Verzögerungen bei Windprojekten, für die die Investitionsflaute erst kurz vor Jahresende 2025 überwunden wurde (Leitch 21.11.2025; Parkinson 26.9.2025).

Als strukturelle Ursachen dieser Probleme lassen sich mehrere Faktoren identifizieren: Die CIS-Zuschlagspreise reichen offenbar nicht aus, um eine Fremdfinanzierung zu sichern, sodass Projektentwickler zusätzlich langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) für die Bankability benötigen – während sich sowohl große Energieversorger als auch industrielle Endabnehmer derzeit mit neuen Verträgen zurückhalten. Hinzu kommen steigende Kapitalkosten, insbesondere bei Windprojekten, sowie langwierige Genehmigungs- und Netzanschlussverfahren. Letzteres wird durch einen konkreten Fall im South-West REZ (NSW) illustriert, wo dem CIS-Projekt von Windlab trotz erhaltenem CIS-Zuschlag kein Netzanschlussrecht gewährt wurde. Mittlerweile müssen zudem Projekte in sehr frühen Entwicklungsstadien ausgewählt werden, um überhaupt eine ausreichende Projektpipeline zu gewährleisten. Kritiker bemängeln darüber hinaus, dass die Nicht-Veröffentlichung der Zuschlagspreise die Marktdisziplin untergräbt und zu höheren Risikoaufschlägen in

nachfolgenden Ausschreibungsrunden führt (Leitch 21.11.2025; Parkinson 1.9.2025; Macdonald-Smith 9.10.2025; Parkinson 24.4.2025).

2.5 Renewable Energy Zones

Der zukünftige EE-Ausbau soll in *Renewable Energy Zones* (REZs) gebündelt werden, in denen konzentriert mehrere Projekte für Erzeugung und Speicherung angesiedelt werden. Zu den Vorteilen sollen niedrigere Gesamtkosten, verbesserte Koordination, effektivere Konsultation der Kommunen, größere Klarheit darüber, wo EE-Projekte entstehen werden und eine gezielte Unterstützung von benachteiligten Regionen gehören. AEMO identifiziert im Entwurf für den „ISO 2026“ 44 REZ-Kandidaten im NEM, basierend auf Absprachen mit den bundesstaatlichen und der föderalen Regierung sowie unter Beachtung der Ressourcenqualität, bestehender Netzinfrastruktur, Ausbaurkosten und Nähe zu Verbrauchszentren. In der Praxis gibt es allerdings noch einige Herausforderungen und ungeklärte Aspekte, siehe auch im Briefing zum Stromnetz (AEMO 2025b).

Bislang sind deutlich weniger REZs von Bundesstaaten offiziell angekündigt und konkret in Planung als von AEMO anvisiert: sechs in Victoria (fünf Onshore und eine für Offshore Wind), fünf in New South Wales und eine in Tasmanien. In Queensland waren ursprünglich 12 REZs vorgesehen, allerdings wurden sie von der neuen Regierung in Regional Energy Hubs umbenannt, in denen nun auch Gaskapazitäten angesiedelt sein dürfen. Am weitesten fortgeschritten sind die REZs in New South Wales, wo die ersten bereits 2021 angekündigt wurden. Seit 2025 ist die Infrastruktur für Central-West Orana im Bau, Siemens Energy wird sieben synchrone Kondensatoren liefern (Queensland Government 2025; VicGrid 2026; Siemens Energy 20.5.2025).

2.6 Unterstützung EE-Ausbau in den Bundesstaaten und Territorien

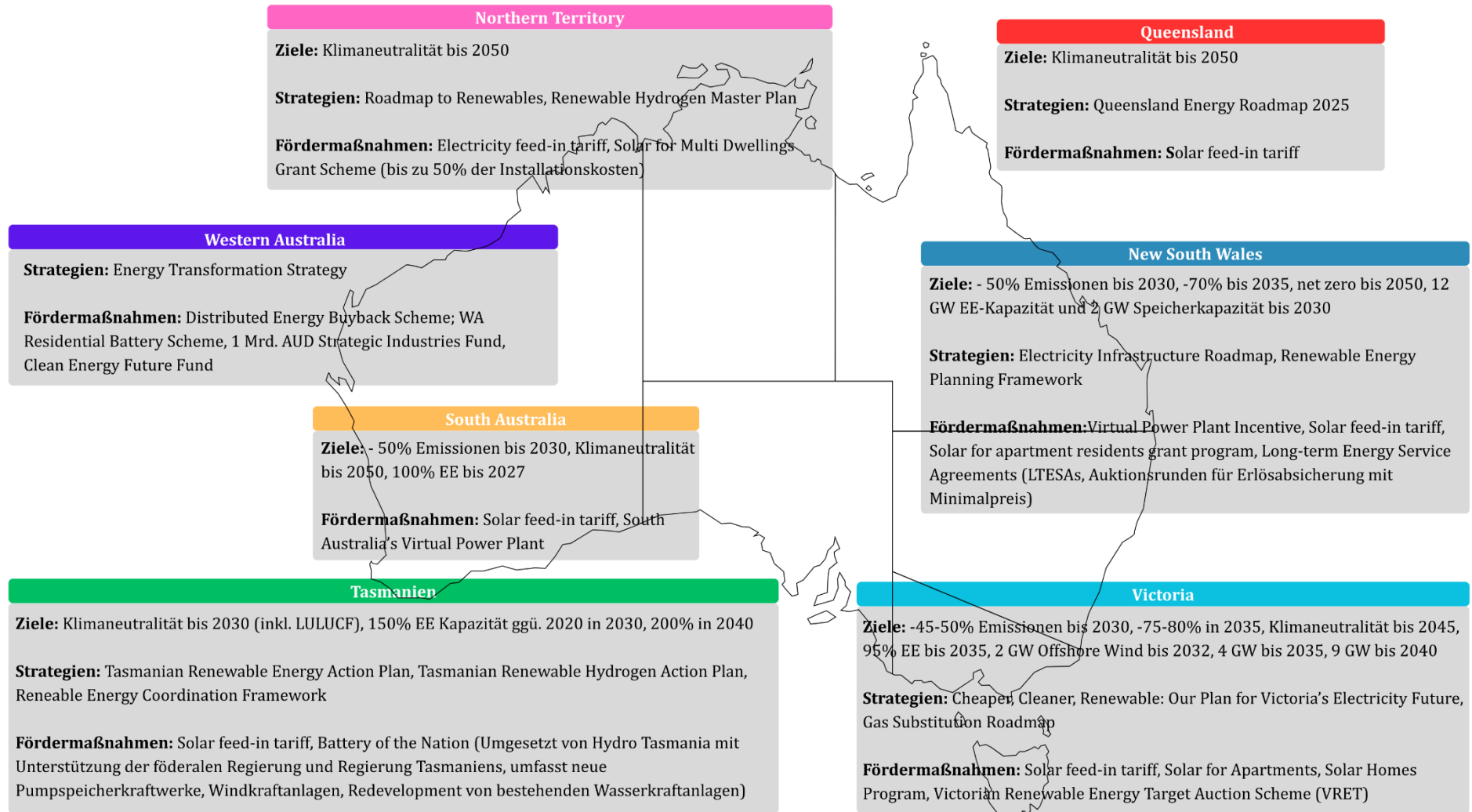


Abbildung 8 Ziele, Strategien und Fördermaßnahmen in den Bundesstaaten

3 Projektentwicklung und Finanzierung

Um die Investitionsentscheidung für ein Projekt treffen zu können, muss ein Projektentwickler zahlreiche voneinander abhängige Prozesse parallel zum Abschluss bringen. Dazu zählen unter anderem Genehmigungsverfahren, die Sicherung des Flächenzugangs, Stakeholder-Beteiligungsprozesse, der Netzanschluss, die Absicherung stabiler Erlösströme sowie die Verhandlung der Projektfinanzierung. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Solar- und Windkapazität, für welche zwischen 2017 und 2024 eine Investitionsentscheidung getroffen wurde.

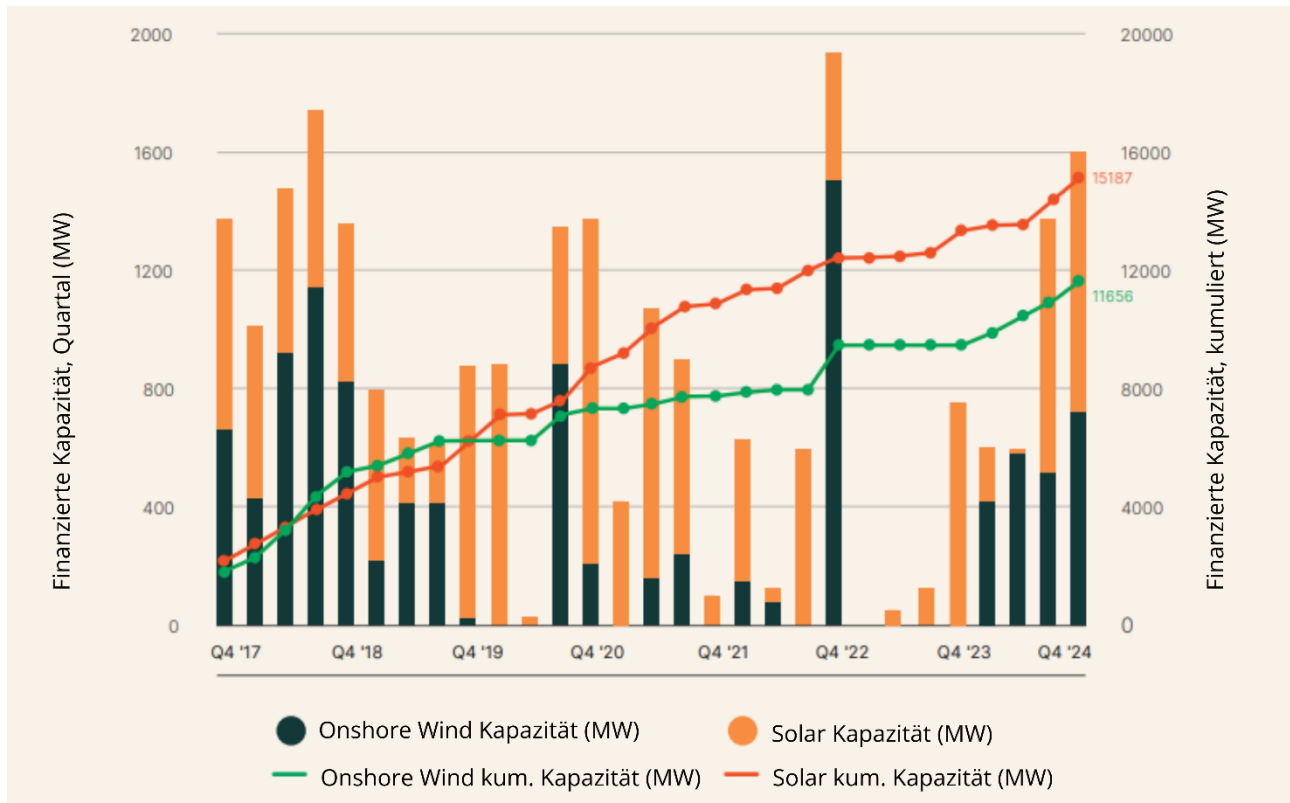


Abbildung 9: Kumulierte Solar- und Windkapazität für die FID erreicht wurde (CEC 2025b)

Ein eindeutiger Aufwärtstrend lässt sich über die letzten 10 Jahre nicht feststellen. 2024 wurden für 4,4 GW EE Investitionsentscheidungen getroffen – das liegt zwar deutlich über 2023 (1,3 GW), aber unter dem Rekordjahr 2018 (5,7 GW). In 2025 wurden 2,3 GW erreicht. Besonders schwierig gestaltete sich die Lage für Windenergie, erst im Dezember 2025 erreichten vier Projekte eine Final Investment Decision (FID). Gründe für die lange Flaute waren langwierige und schwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse, Verzögerungen beim Netzausbau, gestiegene Kosten für Komponenten und Arbeitskräfte sowie unklare Vermarktungsbedingungen – trotz der Erlösabsicherungen für Projekte im *Capacity Investment Scheme*.

Zentrale Hindernisse sind auch Unsicherheiten bezüglich politischer Interventionen und die Fragmentierung hinsichtlich regulatorischer Rahmenbedingungen und der Netzanschlussbedingungen in den einzelnen Bundesstaaten. Die Auswirkungen politischer Kehrtwenden zeigt sich derzeit besonders deutlich in Queensland, wo nach dem Regierungswechsel der Kohleausstieg verlangsamt und EE-Ziele zurückgenommen wurden. Aber auch in NSW zeigt sich mit der erneuten Veränderung des Ausstiegsdatums für das Kohlekraftwerk Eraring, wie wenig belastbar der von AEMO angenommene Kohleausstiegspfad ist.

Für Batteriespeicher sieht das Bild von Investitionsentscheidungen hingegen anders aus. Allein in Q3 2025 wurden Investitionsentscheidungen für 1,2 GW große Projekte getroffen – das dritthöchste Quartalsergebnis. 80

EE-Projekte mit 12,4 GW Kapazität und 74 Speicherprojekte mit 13,3 GW / 35 GWh sind in der Pipeline (CEC 2025a; Parkinson 28.11.2025; Macdonald-Smith 24.12.2025; RWE 2025).

Viele Experten gehen davon aus, dass Australien mit dem derzeitigen Ausbautempo das EE-Ziel von 82% bis 2030 verfehlen wird. Notwendig wären finanzielle Zusagen von jährlich 6 bis 7 GW, derzeit sei von lediglich 60% im Jahr 2030 auszugehen. In der Entwicklung sind allerdings zahlreiche Projekte, 450 GW EE-Kapazitäten werden derzeit im NEM vorangebracht und damit deutlich mehr, als laut ISP für Klimaneutralität in 2050 benötigt. National sind es sogar 670 GW (155 GW Onshore Wind, 90 GW Solar, 26 GW Offshore Wind und 185 GW / 530 GWh Batterien). Mit der laufenden Reform des Genehmigungsprozesses über den *Environmental Protection and Biodiversity Act* (EPBC) stehen die Zeichen für eine Beschleunigung in der Projektentwicklung allerdings gut. Dazu kommt der Boom im Bau von Heimbatterien und Solardachanlagen, so dass dezentrale Ressourcen stärker als bisher angenommen zum EE-Ziel beitragen könnten (Potter 15.10.2025; Williamson 27.11.2025; Braue 3.3.2026; Macdonald-Smith 11.1.2026, Parkinson 7.5.2026).

3.1 Genehmigungsprozesse

Projektentwickler müssen Genehmigungen sowohl auf föderaler als auch auf bundesstaatlicher Ebene einholen. Auf föderaler Ebene ist insbesondere die Prüfung im Rahmen des *Environment Protection and Biodiversity Conservation Act* (EPBC Act) entscheidend. Die Bundesstaaten und Territorien sind für die zentrale Planungsgenehmigung (*Development Approval / Planning Permit*) zuständig, die Aspekte zur Raumordnung, Flächennutzung, Bau- und Betriebsgenehmigungen sowie bundesstaatspezifische Prüfung der Umweltauswirkungen umfasst. Weitere Einzelgenehmigungen werden für den Netzanschluss und bspw. Schwertransporte für den Bau notwendig.

Die Länge und Komplexität der Genehmigungsverfahren stellen eine erhebliche Barriere für den EE-Ausbau dar. Eine Analyse von WattClarity zeigt, dass bundesstaatliche Planungsgenehmigungen im Durchschnitt 14 Monate für Batteriespeicher, 16 Monate für Solar und 34 Monate für Onshore Wind dauern. Hinzu kommt die EPBC-Genehmigung mit weiteren 8 bis 17 Monaten. Besonders kritisch ist Onshore-Wind in NSW: Dort vergehen allein für die Planungsgenehmigung 47 Monate sowie 25 Monate für die EPBC-Genehmigung (Matthews 7.7.2025).

Um Genehmigungsprozesse und damit den Ausbau der Erneuerbaren zu beschleunigen, hat die australische Regierung die *National Renewable Energy Priority List* geschaffen. Die ausgewählten Projekte (u.a. das Theodore Windprojekt von RWE) sollen von koordinierter Unterstützung durch die föderale und die bundesstaatlichen Regierungen bei Genehmigungs- und Umweltverträglichkeitsverfahren profitieren. Kritik wurde an den Parametern bei der Projektauswahl geäußert (keine Berücksichtigung von kommerzieller Machbarkeit). Ob die ausgewählten Projekte tatsächlich schneller genehmigt werden, bleibt abzuwarten (DCCEEW 17.03.2025; Energy Networks Australia 28.5.2025).

3.1.1 Föderal

Die Genehmigung über den EPBC Act stellt ein signifikantes Nadelöhr im Projektentwicklungsprozess dar. Seit Anfang 2026 gibt es einen Backlog von rund 140 Projekten, die auf eine Entscheidung warten. Mit dem EPBC Act wird sichergestellt, dass Kulturerbe erhalten bleibt und bedrohte Arten und Gebiete geschützt werden. Schon seit einer Review in 2020, die dem Gesetz Ineffektivität attestierte, wurde mit der Reform gerungen. Im November 2025 verabschiedete das australische Parlament dann den lang erwarteten Reformvorschlag. Unter der verabschiedeten Reform sollen die Genehmigungszeiten erheblich verkürzt sowie durch bilaterale Abkommen mit den Bundesstaaten vereinfacht werden, um Doppelungen mit bundesstaatlichen Umweltgenehmigungsverfahren zu reduzieren. Durch bioregionale Pläne sollen „Go“ und „No Go“-Zonen für Projekte definiert werden. Zudem soll eine neue *National Environment Protection Agency* (NEPA) die Genehmigungen koordinieren und als zentraler Ansprechpartner fungieren (Braue 3.3.2026; Mazengarb 21.7.2020; Bell-James et al. 27.11.2025; Rae 27.11.2025).¹

Operationalisiert wird der neue EPBC Act über die Definition von Umweltstandards. Projekte müssen diese erreichen, dürfen keine inakzeptablen Umweltauswirkungen haben und für verbleibende Auswirkungen

¹ Offshore Projekte unterliegen seit 2021 einem eigenem Rechtsrahmen, dem *Offshore Electricity Infrastructure Act*.

Ausgleichsmaßnahmen ergreifen oder eine Abgabe zahlen. Sobald die Umweltstandards ausgearbeitet sind, müssen die Bundesstaaten eigene Rahmenwerke entwickeln, um die Standards zu erfüllen – im Anschluss können sie akkreditiert werden, um EPBC-Genehmigungen eigenständig zu erteilen. Dieser Übergang wird voraussichtlich Monate bis wenige Jahre in Anspruch nehmen (DCCEEW 15.1.2026; Burgess 17.2.2026).

3.1.2 Bundesstaatlich

Bundesstaatliche Genehmigungsprozesse unterscheiden sich von Bundesstaat zu Bundesstaat, was eine erhebliche Hürde und bürokratischen Aufwand für Projektentwickler darstellt. Es führt auch dazu, dass einzelne Bundesstaaten mehr oder weniger attraktiv für EE-Projekte sind. 2024 wurde Queensland noch zum attraktivsten Bundesstaat von Investoren gewählt, nach Regierungswechsel und regulatorischen Änderungen kam 2025 NSW auf Platz eins. Aber auch in NSW sind Genehmigungsverfahren komplex und langwierig, verzögern laut Industrie Projekte und kosten bis zu 25 Mio. AUD (CEIG 2025a; Karp 6.11.2025).

Im Folgenden wird der Genehmigungsprozess eines Onshore Windprojektes in NSW beispielhaft dargestellt, der Prozess für Solarprojekte verläuft ähnlich, ist aber etwas weniger komplex. Die genauen Vorgaben für Windprojekte sind in der Wind Energy Guideline festgeschrieben. Diese Guideline gilt für Projekte sowohl innerhalb als auch außerhalb von REZs.



Abbildung 10: Genehmigungsprozess für ein Windprojekt in NSW (NSW DPHI 2024; NSW Government 2024a; Thunderbolt Windfarm 2026; Herbert Smith Freehills Kramer 3.12.2024)

Repowering von Bestandsanlagen ist bisher in Australien noch kein großes Thema. Sobald eine größere Anzahl australischer Windfarmen in die Jahre kommt, könnte dies aber eine attraktive Option sein, u.a. wenn komplexe Genehmigungsprozesse umgangen bzw. abgekürzt werden können (Lukies 12.8.2024).

3.2 Flächenzugang und Beteiligungsprozesse

Trotz großer Flächenverfügbarkeit in Australien sind Aspekte des Flächenzugangs zentral für erfolgreiche Projekte. Für Landwirte sind Pacht- und Hosting-Verträge finanziell attraktiv: Pro installierter MW Wind können zwischen 5.500-6.500 AUD pro Jahr gezahlt werden — bei 50 Turbinen a 7MW entspräche das potenziell über 2 Mio. AUD pro Jahr, über eine Projektlaufzeit von 25-30 Jahren. Bei Solarfarmen berechnet sich die Pacht mit einer Gebühr pro Hektar (750-1.250 AUD). Parallel dazu bestehen erhebliche Anforderungen an Grundstückszugang auf Flächen, auf denen Native Title besteht, die Landrechte der First Nations. Entsprechend dem *Native Title Act* sind für Projekte auf indigenem Land *Indigenous Land Use Agreements* (ILUAs) erforderlich — freiwillige Vereinbarungen zwischen Projektentwicklern und First Nations, die finanzielle und nicht-finanzielle Benefits enthalten können. Ressourcen stellt das First National Clean Energy Network zur Verfügung. Ausländische Projektentwickler unterliegen zudem einer Genehmigungspflicht durch das FIRB, sobald langfristige Pachtverträge abgeschlossen werden (Williamson 18.11.2024; CEFC 2024).

Neben Landwirten und First Nations-Gruppen spielen lokale Kommunen eine zentrale Rolle im Genehmigungsprozess australischer EE-Projekte. Regierungen erwarten von Projektentwicklern, frühzeitige und substanzielle Einbindung. Einzelne Bundesstaaten haben individuelle Regelwerke und Standards etabliert – z.B. die Benefit-Sharing Guideline in NSW. Queensland etablierte als erster Bundesstaat Community Benefit Agreements (CBAs) als Pflicht für Projektentwickler im Rahmen des Genehmigungsprozesses. In der Praxis umfassen Beteiligungsmodelle typischerweise direkte Ausgleichsleistungen für Anlieger und kommunale Fonds (community benefit funds), in die Projektentwickler jährlich pro installiertem Megawatt einzahlen. RWE zahlt z.B. jährlich 40.000 AUD in den Community Benefit Fonds für die 250MW Limondale Solarfarm in NSW ein. Der Best Practice Charter des Clean Energy Councils gibt Empfehlungen und wird von vielen großen Projektentwicklern unterstützt (NSW Government 2024b; Hoare et al. 2025; Sturgeon 31.7.2025; RWE 2026b; CEC 2026c).

Aufgrund häufig unzureichender Beteiligungsprozesse in der Vergangenheit kam eine offizielle Untersuchung aus dem Jahr 2024 zu dem Befund, dass 92% der Betroffenen mit der Konsultation durch Projektentwickler unzufrieden waren. Als Reaktion darauf wird 2026 ein Developer Rating Scheme eingeführt, das Kommunen eine bessere Informationsgrundlage über einzelne Unternehmen bieten soll. Windenergie steht aufgrund der weithin sichtbaren Anlagen im Zentrum des stärksten Widerstands; Solarfarmen sind vergleichsweise weniger umstritten. Übergreifend lässt sich beobachten, dass eine breite gesellschaftliche Unterstützung für erneuerbare Energien auf lokaler Ebene häufig in NIMBYismus („Not in my backyard“) umschlägt – insbesondere dort, wo betroffene Kommunen nicht frühzeitig eingebunden wurden. Erschwerend hinzu kommt die teils offen ablehnende Haltung der Bundesopposition (Liberal-National-Koalition), die selbst bei grundsätzlich aufgeschlossenen Landbesitzerinnen und Landbesitzern zu politischen Loyalitätskonflikten führen und die lokale Akzeptanz von Projekten nachhaltig untergraben kann. Auch im Bereich Hochspannungsleitungen gibt es substanziellen Widerstand, der sich neben visuellen Beeinträchtigungen auch auf Einschränkungen landwirtschaftlicher Tätigkeiten — wie das Ausbringen von Pestiziden aus der Luft— sowie auf Behinderungen luftgestützter Brandbekämpfung gründet (Richardson and Healy 29.1.2024; Ryan and Johnson 3.9.2025; Leitch 1.8.2024; Verley 30.7.2025).

3.3 Vermarktung und Finanzierung

Die Vermarktungsstrategie ist für jedes EE-Projekt ein zentraler Baustein einer erfolgreichen Finanzierung – und hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten grundlegend gewandelt. Der NEM zählt zu den volatilsten Strommärkten weltweit, mit einem sehr hohen Spotmarktcap (20.300 AUD/MWh) und einer niedrigen Preisuntergrenze (–1.000 AUD/MWh). Zur Absicherung dieses Preisrisikos waren langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) mit 10–15 Jahren Laufzeit lange Zeit Standard – zumal Energieversorger über PPAs gleichzeitig die erforderlichen Large-Scale Generation Certificates (LGCs) zur Erfüllung ihrer Compliance-Pflichten unter dem Renewable Energy Target (RET) bezogen. Mit dem Auslaufen des RET entfällt dieser Anreiz für langfristige Vertragsabschlüsse. Ab 2016 sanken die EE-Kosten so weit, dass eine vollständige PPA-Absicherung nicht mehr notwendig war: Es entwickelte sich ein sogenanntes „Semi-Merchant“-Modell mit typischerweise rund 75% PPA-Deckung und 25% Spotmarktverkauf. In den Jahren 2016 bis 2021 waren etwa 80% der Wind- und Solarprojekte über PPAs abgesichert – mit Abnehmern aus den Bereichen Energieversorger (48%), Regierungen (25%) und

Industrie (17%) – während 20% der Projekte ausschließlich auf Spotmarktbasis betrieben wurden (Gohdes und Simshauser 2022; Gohdes 2025).

Diese „Hybridisierung“ der Vermarktungsstruktur verstärkt sich seit 2023 durch das Capacity Investment Scheme (CIS). Wie beschrieben, bietet das CIS 15-jährige Differenzverträge mit 90% Absicherung nach unten und 50% Revenue Sharing nach oben. Allerdings reichen die erzielten Zuschlagspreise offenbar nicht aus, um allein eine Fremdfinanzierung zu sichern – Projekte benötigen zusätzlich ein PPA, um die Erlösströme hinreichend abzusichern. Sowohl Energieversorger als auch industrielle Abnehmer halten sich derzeit allerdings mit neuen Vertragsabschlüssen zurück. Erfolgreich war Ende 2025 die Carmody Hill Windfarm von Aula Energy in South Australia: Das Projekt konnte nach einem CIS-Zuschlag anschließend ein PPA mit dem staatlichen Energieversorger Snowy Hydro für rund 50% seiner Erzeugung abschließen – und verdeutlicht damit die zunehmend hybride Finanzierungsstruktur moderner EE-Projekte (Parkinson 28.11.2025).

Seit 2017 wurden rund 60% der erneuerbaren Kapazitäten über Unternehmens-PPAs finanziert. In den vergangenen Jahren lag das jährliche Volumen zwischen 500–1.500 MW, 2024 sprang es – getrieben durch zwei große 1-GW-PPAs von Rio Tinto – auf 3,4 GW. Allein reicht das jährliche Volumen von Unternehmens-PPAs zwischen 1–1,5 GW nicht aus, um das Regierungsziel von 6 GW neuer Kapazität pro Jahr bis 2030 zu erreichen. Die großen Gentailler, die die Stilllegung ihrer Kohlekraftwerke vorbereiten, müssten eigentlich stärker im PPA-Markt aktiv sein (BRC-A 2025; Briggs 17.11.2025; ITK 29.1.2026).

Das aktuelle PPA-Preisniveau für Onshore Wind liegt bei über 80 AUD/MWh, ein starker Anstieg verglichen mit 2019, wo noch Preise zwischen 45-55 AUD/MWh erzielt wurden. Begründet liegt diese starke Steigung in Inflation, gestiegenen Zinsen sowie höheren Kosten für Komponenten und Bau. Damit liegen die PPA-Preise etwa gleichauf mit den Großhandelspreisen. Im dritten Quartal 2025 betrug der Spotmarktdurchschnitt im NEM 87 AUD/MWh (NSW: 90 AUD/MWh), im vierten Quartal 2025 sank er wetterbedingt auf 50 AUD/MWh (NSW: 75 AUD/MWh). Eine aktuelle Studie beziffert ein wettbewerbsfähiges Gebot für ein Onshore-Wind-PPA in South Australia auf 82,7 AUD/MWh (Simshauser und Gilmore 2025; AEMO 2026a; Gohdes 2025).

Die dominante Ausprägung australischer PPAs (und CISAs) ist „run-of-plant“: Der Abnehmer kauft die tatsächliche Erzeugung – abhängig von Wind- und Solaraufkommen, ohne Ausgleich der schwankenden Erzeugung durch Speicher. Für mit Speichern ausgeglichene (firmed) Wind- und Solar-PPAs werden entsprechend weit höhere Preise aufgerufen – bis zu 200 AUD/MWh. Den Business Case belasten dabei zunehmend finanzielle und physische Abregelungen. Australische PPAs sehen typischerweise eine Ausnahme für Perioden mit negativen Spotpreisen vor (negative price carve-out): In diesen Zeiten kann der Erzeuger nicht an den Vertragspartner verkaufen und stoppt die Einspeisung. Da negative Preisereignisse mit dem weiteren Ausbau variabler Erneuerbarer an Häufigkeit und Intensität zunehmen, kann dieses Mengenrisiko strukturell nicht vollständig abgesichert werden – ein PPA ist daher keine Garantie für einen stabilen Erlösstrom. AEMO prognostiziert im ISP einen Zubau auf 120GW variabler EE bis 2050, bei einer angenommenen durchschnittlichen Abregelung von 21% im Jahr 2050. Dies wirft die zentrale Frage auf, ob diese stark abgeregelten Projekte überhaupt noch finanzierbar bleiben (AEMO 2025a; AEMO 2025b; RWE 2025; Gohdes 2025).

Für reine Solarprojekte ist der Druck aufgrund finanzieller Abregelung am höchsten. Die Preiskannibalisierung durch Solar ist so ausgeprägt, dass Branchenexperten Solarprojekte ohne Batterien mittlerweile als fast nicht finanzierbar bezeichnen. Der Trend geht eindeutig zur Co-Location von Solar (und zunehmend auch Wind) mit Batteriespeichern (Hybrid-Projekte), um Erlöse durch innovative PPAs (z.B. zugeschnitten auf Lastprofile), Preisarbitrage, Virtual Tolling Agreements (Käufer kontrolliert Batteriekapazität) und FCAS-Teilnahme diversifizieren können. Die steigende Anzahl großer, netzgebundener Batterien könnte derweil die negativen Preisperioden zukünftig stark mindern, um die 8GW sind derzeit in Bau und Inbetriebnahme, die bis über die nächsten 1-2 Jahre in Negativpreisperioden mehr aufnehmen könnten, als derzeit abgeregelt wird (Carroll 2.2.2026; Heynes 16.2.2026; Dixon 6.11.2025; Dyson 8.5.2025).

2025 wurden insgesamt 4,6 Mrd. AUD in 3,3 GW erneuerbare Erzeugung investiert – zu wenig, um das 82% bis 2030 zu erreichen. Um weiteres privates Kapital zu hebeln, kann die australische Regierung auch seine staatlichen Investitionsvehikel (SIVs) – darunter die Clean Energy Finance Corporation (CEFC), der National Reconstruction Fund (NRF) und die Northern Australia Infrastructure Facility (NAIF) – einsetzen, die insgesamt mit einem Volumen von 60 Mrd. AUD ausgestattet sind. Damit könnten risikoreichere Positionen in EE-Projekten

wie Eigenkapital oder Mezzanine-Finanzierung übernommen werden. Insbesondere die CEFC ist bereits auf die Mobilisierung privaten Kapitals für den EE-Ausbau ausgerichtet (CEFC 28.7.2025; CEIG 2025b; CEFC 2026; CEC 2026b).

Insgesamt zeichnet sich ein klarer Trend zu sogenannten Plattformen und Portfoliofinanzierung ab: Anstatt einzelne Projekte separat zu finanzieren, bündeln Entwickler zunehmend mehrere Wind-, Solar- und/oder Batterieprojekte in einer gemeinsamen Struktur. Dies gilt sowohl für die Eigenkapitaleinwerbung als auch für Fremdkapital. Beispiele für Entwickler, die Eigenkapital für ein Asset-Portfolio (Plattform) eingesammelt haben sind Octopus Australia (1 Mrd. AUD von APG) und HMC Capital (603 Mio. AUD von KKR). Auch bei der Fremdfinanzierung werden zunehmend Assets gebündelt, Beispiele sind die Portfolio-Finanzierung von Neoen und ACEN Australia. Dabei können durch die Finanzierung ganzer Portfolios bessere Finanzierungsbedingungen verhandelt werden und kleinere Entwickler sind ggf. im Nachteil. Bei der Fremdfinanzierung ist eine Besonderheit des australischen Marktes die zentrale Rolle von Financial Advisers (z.B. ICA Partners, Macquarie Capital), die als Intermediär auftreten und das Finanzierungspaket strukturieren (Octopus 29.7.2025; Macdonald-Smith 6.2.2026; Neoen 18.12.2024; Jones et al. 26.3.2026; Allens 14.4.2025).

An der Finanzierung von EE- und Batterieprojekten in Australien sind auch deutsche Finanzinstitutionen beteiligt, die Deutsche Bank ist mittlerweile eine der größten Finanzierer für australische Projekte. Beispiele sind in der nachfolgenden Tabelle enthalten.

<p>Deutsche Bank</p>	<p>Ist an über 40 EE- und Batterietransaktionen beteiligt, u.a.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Blind Creek Solar- und Batterieprojekt von Octopus Investments in New South Wales: das Hybridprojekt wird bei Fertigstellen eine 300 MW Solarfarm und 243 MW Batterie umfassen (Deutsche Bank 19.11.2025) • Golden Plains Windprojekt von TagEnergy (Portugal) in Victoria: die Windfarm ist mit 1,3 GW die größte Australiens und wurde komplett auf Merchant-Basis finanziert, beteiligt sind neben der Deutschen Bank u.a. auch die KfW, die CEFC, Bank of China, Westpac und dänische Staatsbank EIFO (Deutsche Bank 19.6.2024) • Supernode Batterieprojekt von Quinbrook in Queensland: Das Batterieprojekt ist eines der größten weltweit, mit 780 MW / 3.076 MWh bei Fertigstellung, und ist eine der größten Projektfinanzierungen für ein Batterieprojekt in Australien (Deutsche Bank 28.1.2025) • Refinanzierung von 1,6 GW EE-Portfolio von Atmos Renewables: das Portfolio umfasst 11 Windparks, 6 große Solaranlagen und ein Batterieprojekt (Deutsche Bank 27.1.2026)
<p>KfW IPEX-Bank</p>	<p>Engagiert sich bei der Finanzierung von Großprojekten mit Partnern, u.a.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Golden Plains Windprojekt: siehe oben • Finanzierung für Projekte in Western Australia über Bright Energy Investments: über Finanzierung für BEI wurde die Refinanzierung von zwei Windfarmen und einem Solarpark unterstützt (KfW IPEX-Bank 20.4.2023) • Coleambally Solarfarm von Neoen (Kanada, früher Frankreich) in New South Wales: Die Finanzierung für das 190 MW Projekt wurde 2018 abgeschlossen und involvierte auch die Norddeutsche Landesbank (KfW IPEX-Bank 26.1.2018) • Hornsedale Windfarm von Neoen in South Australia: Gemeinsam mit der Société Générale finanzierte KfW die drei Ausbauphasen der 309 MW Hornsdale Windfarm (KfW IPEX-Bank 1.3.2017)
<p>Norddeutsche Landesbank <small>(nach staatlichen Beihilfen zur Sanierung Konzentration auf Kerngeschäft in Europa)</small></p>	<p>Engagiert sich bei der Finanzierung von Großprojekten mit Partnern, u.a.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Refinanzierung des 1 GW EE-Portfolios von FRV (Saudi-Arabien, Kanada): NordLB ist eine von 11 beteiligten Finanzinstitutionen bei der Refinanzierung von acht Solarfarmen (FRV 31.7.2024) • Solarpark Mokoan von European Energy (Dänemark) in Victoria: Die 56MW Solarfarm ist das erste Solarprojekt von European Energy im APAC Raum und ist seit Ende 2024 in Betrieb (European Energy 2026) • Windfarm Bodangora von Iberdrola (Spanien) in New South Wales: Nord LB war an der Finanzierung der 113 MW Windfarm von Infigen (heute Iberdrola) in 2017 beteiligt (ASX 31.3.2017) • Coleambally Solarfarm: siehe oben
<p>DZ Bank</p>	<p>Finanzpartner für Solarprojekte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lancaster Solarfarm in Victoria und Mulwala Solarfarm in New South Wales von European Energy (Dänemark): Beide Projekte haben insgesamt eine Kapazität von 137 MW und werden von der DZ Bank gemeinsam mit Westpac finanziert (European Energy 18.6.2025) • DZ Bank ist Finanzpartner für Genex Power (Australien) für zwei Solarprojekte: die 50MW Kidston Solarfarm in Queensland und 50MW Jemalong Solarfarm in NSW wurden in 2024 refinanziert, gemeinsam mit Westpac (Hill 4.7.2024)

Abbildung 11: Deutsche Finanzinstitutionen im australischen EE-Markt

3.4 Lieferketten und Arbeitskräfte

Um die Ziele für erneuerbare Energien und Klimaschutz zu erreichen, sind gewaltige Mengen verschiedenster Komponenten für Solar, Wind, Batterien und Stromnetz notwendig, wobei in diesem Kapitel nur Solar- und Windtechnologie betrachtet werden. Australien hat eine vergleichsweise wenig komplexe Wirtschaftsstruktur

(Platz 74 von 145 im Komplexitätsindex der Universität Harvard, Deutschland ist auf Platz 6) und trotz großer Vorkommen von notwendigen Mineralen und Rohstoffen keine nennenswerten Fertigungskapazitäten für Solar- und Windkomponenten. Der Großteil der Solarpanels, Windturbinen und weiterer benötigter Komponenten wie Konverter und Switchgear werden importiert (Growth Lab 2026; BZE 2024a&b).

Laut AEMO sind im NEM derzeit 12 GW Windkapazität installiert; bis 2030 ist ein Zubau von 14 GW geplant, bis 2050 sollen 36 GW Onshore- und 9 GW Offshore-Windkapazität hinzukommen. An großen Solaranlagen sind derzeit 11 GW installiert; bis 2030 ist ein Zubau von 21 GW und bis 2050 von 52 GW im NEM geplant. Im Falle großskaliger grüner Exporte, wie Wasserstoff, könnte sich der Zubaubedarf auf bis zu 58 GW Onshore-, 15 GW Offshore-Wind und 124 GW Solar bis 2050 erhöhen. Dazu kommen separat die Ausbaubedarfe in Western Australia und anderen entlegenen Regionen, ein großes Projekt wie der Australian Renewable Energy Hub (AREH) plant allein mit mehreren GW EE-Kapazität, im Falle des AREH 26 GW (AEMO 2025a&c; ICE 2026).

Die größten OEMs für Windturbinen sind mittlerweile alle chinesisch (Goldwind, Envision, Mingyang, Windey). Vestas (Dänemark), Nordex Acciona (Deutschland/Spanien), Siemens Gamesa (Deutschland), Enercon (Deutschland) und GE Vernova (USA) befinden sich unter den Top 15 bzgl. global installierter Kapazität 2024. In Australien wird der Markt für Windturbinen von Vestas, Goldwind und GE Vernova dominiert, Envision ist seit 2025 auf Expansionskurs. Auch Siemens Gamesa hat schon Turbinen für Projekte geliefert (u.a. Hornsdale Windfarm), nach Qualitätsproblemen im Onshore-Segment aber nicht mehr in den letzten Jahren. Auch Enercon hat Projekte beliefert, Nordex-Turbinen sind u.a. beim großen MacIntyre Projekt von Acciona installiert. Dabei ist der Markteintritt in Australien sehr aufwendig, u.a. durch die geforderten herstellereigenen technischen Anforderungen (Generator Performance Standards) von AEMO. Weitere notwendige Komponenten sind u.a. der Turm und die elektrische Infrastruktur, die überwiegend importiert werden müssen (GWEC 2025; Williamson 22.7.2025; Williamson 10.7.2023; Nordex 2025).

Auch im Bereich Solar werden die notwendigen Komponenten, allen voran die Solarmodule, überwiegend importiert. Als einziges Unternehmen stellt Tindo Solar in geringem Umfang Module her. In der vorgelagerten Lieferkette ist SIMCOA tätig, das Unternehmen fördert Quarzsand und stellt Silizium für Solarzellen her. Auch die notwendige Leistungselektronik und Wechselrichter werden importiert, das deutsche Unternehmen SMA hat bei Wechselrichtern einen großen Marktanteil. Auch bei Montagesystemen, Kabeln, Schaltanlagen und Steuerungssystemen liefern europäische und deutsche Firmen (BZE 2024a).

Die Ansiedlung von Fertigungskapazitäten für saubere Technologien und grüne Metalle ist mit der Future Made in Australia-Strategie ausgemachtes Ziel der Regierung. Das Solar Sunshot-Förderprogramm von der Australian Renewable Energy Agency (ARENA) fördert die Fertigung innovativer Solartechnologien, u.a. für die integrierten und vorverdrahteten Solararrays der australische Firma 5B, den Ausbau der Kapazitäten von Tindo sowie die Produktion der Polymer-basierten Solarmodule von Sunman. Für die Identifikation von Möglichkeiten für die lokale Herstellung von Türmen für Windturbinen und Strommasten lief Anfang 2026 eine Konsultation, nachdem der letzte Turmhersteller Keppel Prince in 2024 aufgrund billigerer Importe schloss (Treasury 2026; ARENA 21.5.2025 & 6.8.2025; Vorrath 2.12.2025; DISR 2026; Vorrath 22.11.2024).

Im Bereich der Arbeitskräfte steht Australien – wie viele vergleichbare Länder – vor erheblichen Herausforderungen. Bis 2050 werden im Energiesektor voraussichtlich rund 650.000 zusätzliche Fachkräfte benötigt, die über eine Kombination aus Aus- und Weiterbildung sowie gezielter Fachkräfteeinwanderung gewonnen werden müssen (FENEX 2025).

4 Exkurs South Australia

South Australia ist ein beeindruckendes Beispiel für den erfolgreichen Ausbau erneuerbarer Energien in Australien. Das Tempo des Ausbaus und ein Strommix, der ohne Kohle und Wasserkraft auskommt und sich zu 80% auf Wind und Solar stützt, machen den Bundesstaat zum globalen Vorreiter. Zwar verfügen Tasmanien und das Australian Capital Territory (ACT) bereits über ein vollständig erneuerbares Stromnetz — doch basiert Tasmanien überwiegend auf Wasserkraft, während das ACT seinen Meilenstein 2020 vor allem durch PPAs mit Projekten außerhalb der Territorialgrenzen erreichte. South Australia hingegen erzeugt seinen Erneuerbaren-Anteil lokal, wenngleich die vergleichsweise geringe Größe des Bundesstaates — nach Tasmanien und dem ACT der kleinste — die Netzintegration erleichtert.

Während der EE-Anteil in South Australia 2007 noch bei 1% lag, wuchs er bis 2025 auf 73% an. Das letzte Kohlekraftwerk wurde bereits 2016 abgeschaltet. Das Ziel, bis 2027 ein vollständig erneuerbares Stromnetz zu erreichen, erscheint realistisch. Derzeit verfügt der Bundesstaat über sechs große Solarfarmen, 24 Windfarmen und fünf große Batterien. Wie die folgende Abbildung zeigt, sind Wind und Solardachanlagen die wichtigsten Energieträger. 2025 lag der Anteil von Wind am Strommix bei 45,7%, Solardachanlagen hatten 22,1%, große Solaranlagen 5,5%. Weltweit führt South Australia bei der Pro-Kopf-Anzahl privater Solaranlagen: Zur Mittagszeit in den Sommermonaten kann der gesamte Strombedarf zeitweise allein darüber gedeckt werden. Mit Victoria wird über zwei Interkonnektoren Strom ausgetauscht, wobei 2025 mehr importiert als exportiert wurde (Open Electricity 2026a; AEMO 2025e).

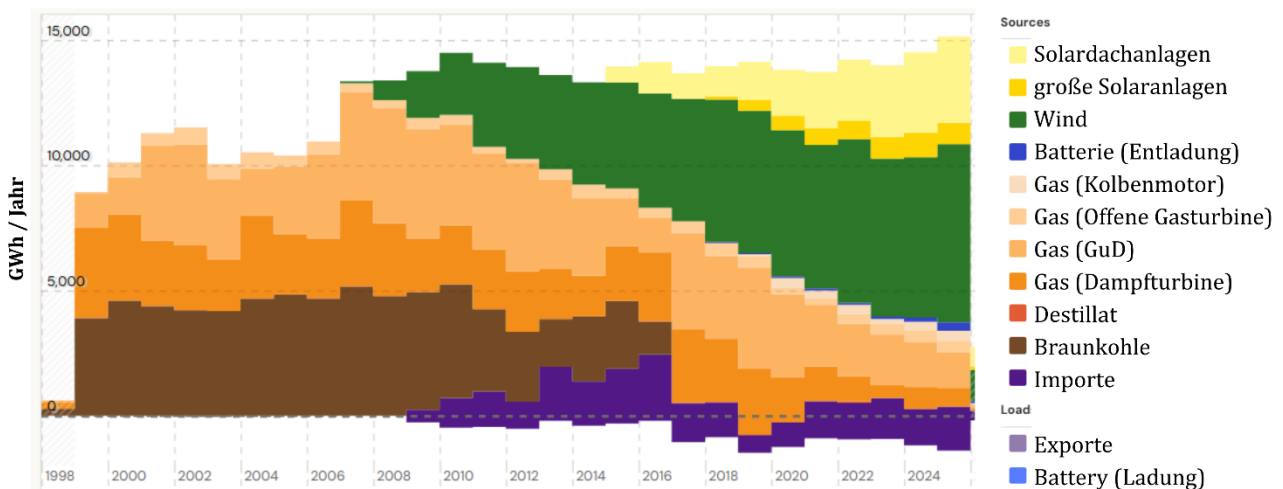


Abbildung 12: Strommix South Australia von 1999 bis 2025 (Open Electricity 2026a)

Bisher sind 2,8 GW Wind, 729 MW Solar und 2,7 GW Solardachanlagen installiert. Weitere 21 GW sind in der Pipeline, inklusive 12 GW Batteriespeicher, 5,6 GW Solar und 2,4 GW Wind. Ein großes Augenmerk liegt derzeit auf Langzeitspeicherprojekten. Im Oktober 2025 startete die erste Ausschreibungsrunde unter dem neu eingeführten *Firm Energy Reliability Mechanism* (FERM), um den Ausbau entsprechend zu unterstützen. Unter dem FERM können technologieneutrale Projekte mit mindestens 8 Stunden Speicherkapazität staatliche Unterstützung in Form von langfristigen Verträgen (FERMA) erhalten. Die erste Ausschreibung zielt auf insgesamt 700 MW Speicherkapazität ab – aufgeteilt in 400 MW bis November 2028, weitere 200 MW bis Ende 2029 und 100 MW bis 2031 (AEMO 2025e; SA Government 2026a; ASL 8.10.2025).

Wichtige Maßnahmen, die zum zügigen EE-Ausbau beitragen, waren insbesondere die Vereinfachung von Genehmigungsprozessen, Einspeisevergütung für Solaranlagen, frühzeitige Investitionen in Batterien, der Ausbau des Netzes und die Schaffung von Investitionssicherheit durch eine klare Positionierung der Regierung.

- **Genehmigungsprozesse:** In South Australia ist die durchschnittliche Genehmigungsdauer je nach Technologie deutlich kürzer als in anderen Bundesstaaten. Der Hydrogen and Renewable Energy Act 2023 fasst die Vergabe von Lizenzen, Umweltgenehmigungen und Landnutzungsrechten für Wasserstoff- und EE-Projekte in einem Gesetz zusammen und trägt somit zum Bürokratieabbau sowie der Beschleunigung der jeweiligen Prozesse bei (Braue 3.3.2026; SA Government 2026b; Beaufoy and Crompton 19.1.2024).
- **Einspeisevergütung:** Seit 2008 gibt es eine Einspeisevergütung mit zwei Tarifarten: Haushalte mit Solaranlagen, die vor dem 30. September 2011 ans Netz angeschlossen wurden, erhalten einen fixen *Distributor Feed-in Tariff* von 44 AUD-Cent pro kWh – bis längstens 30. Juni 2028, sofern die Anlage unverändert bleibt. Alle übrigen Anlagen erhalten den *Retailer Feed-in Tariff*, der seit Ende 2016 nicht mehr staatlich reguliert wird und von den Stromversorgern eigenständig festgelegt wird. Aktuelle Tarife liegen typischerweise zwischen 3 und 10 AUD-Cent pro kWh (SA Government 2026c; Solar Calculator 2026).
- **Frühzeitige Investitionen in Batterien:** Die zum Zeitpunkt ihrer Installation im Jahr 2017 weltweit größte Lithium-Ionen-Batterie – die Hornsdale Power Reserve – wurde in SA in Betrieb genommen. Die von Neoen betriebene Anlage hatte zunächst eine Kapazität von 100 MW/129 MWh. 2020 wurde sie auf insgesamt 150 MW/193,5 MWh erweitert; zugleich wurde Tesla's Virtual Machine Mode integriert, der der Anlage ermöglicht, Trägheitsdienste (inertia) für das Stromnetz bereitzustellen (Hornsdale Power Reserve 2026).

Das Beispiel South Australias verdeutlicht eine Herausforderung, die auch für Deutschland – insbesondere in solarstarken Regionen – zunehmend relevant wird: Mit steigendem Solaranteil verlagern sich Nachfragespitzen in die Abendstunden – genau dann, wenn Dachanlagen kaum noch Strom liefern. Am 12. Februar 2025 wurde ein neuer Rekord bei der Spitzenlast um 19:30 Uhr mit 3.274 MW erreicht – rund 150% über der durchschnittlichen Jahreslast – bei einer Temperatur von 42,7°C in Adelaide. Heimbatterien können die Abendspitze perspektivisch abmildern. Mittags kann die Last sogar negativ werden - im Oktober 2025 wurde ein Rekord mit -209 MW erreicht. Um Netzstabilität in diesen Überschussphasen zu gewährleisten, hat SA Power Networks die Möglichkeit eingeführt, Dachanlagen ferngesteuert zu drosseln oder abzuschalten. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über ein durchschnittliches Profil (Electranet 3.6.2025; AEMO 2025e; SA Power Networks 2026).

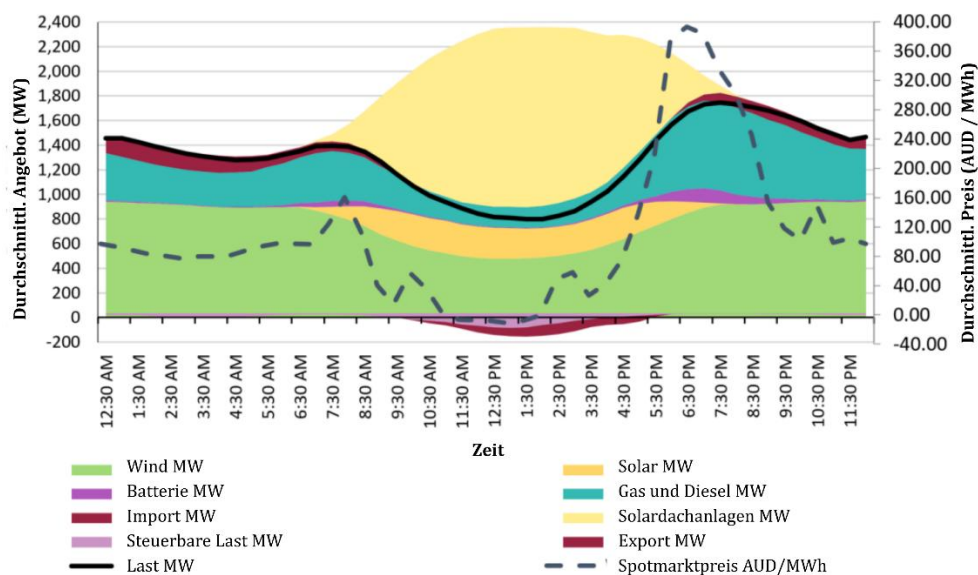


Abbildung 13: Durchschnittliches Tagesprofil von Angebot, Last und Preisen in SA (AEMO 2025e)

5 Quellenverzeichnis

ACITI 2026: Australia's Investment Profile, link: <https://www.aciti.org.au/australias-investment-profile>

AEMO 2026a: Quarterly Energy Dynamics Q4 2025, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2025/qed-q4-2025.pdf?rev=b29ae0bd014c48f59a259009d246280f&sc_lang=en

AEMO 2025a: Draft 2026 Integrated System Plan (ISP), link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/draft-2026/draft-2026-integrated-system-plan.pdf?rev=8e38a5150ec2474791ee573a9981f07c&sc_lang=en

AEMO 2025b: Appendix A3. Renewable Energy Zones, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/draft-2026/a3-renewable-energy-zones.pdf?rev=2ea86153520e4d9e9c14ba1455af00b4&sc_lang=en

AEMO 2025c: Appendix A2. ISP Development Opportunities, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/draft-2026/a2-generation-and-storage-development-opportunities.pdf?rev=faf8185c847d40c19f7df6e1f8b16bc4&sc_lang=en

AEMO 2025d: 2025 Wholesale Electricity Market, Electricity Statement of Opportunities, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/planning_and_forecasting/esoo/2025/2025-wem-electricity-statement-of-opportunities.pdf

AEMO 2025e: South Australian Electricity Report, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/sa_advisory/2025/2025-south-australian-electricity-report.pdf

AEMO 2024: 2024 Integrated System Plan, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/2024-integrated-system-plan-isp.pdf?rev=b811f5d66df24e0a980ce0df8eaa5687&sc_lang=en

AER 2025: State of the energy market 2025, link: <https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2025>

AGL 2025: Climate Transition Action Plan 2025, link: <https://www.agl.com.au/content/dam/digital/agl/documents/about-agl/who-we-are/our-commitments/250813-climate-transitionaction-plan-2025-final.pdf>

Allens 14.4.2025: Allens advises ACEN Australia on major renewable energy portfolio financing, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/news/2025/04/allens-advises-acen-australia-on-major-renewable-energy-portfolio-financing/>

Aquila Clean Energy 12.9.2022: Aquila Capital acquires 220MW Battery storage portfolio from Gransolar in South Australia, link: <https://www.aquila-clean-energy-apac.com/archives/news/aquila-capital-acquires-220-mw-battery-storage-portfolio-from-gransolar-in-south-australia>

ARENA 6.8.2025: \$45.5 million to supercharge Australian solar manufacturing, link: <https://arena.gov.au/news/45-5-million-to-supercharge-australian-solar-manufacturing/>

ARENA 21.5.2025: Homegrown solar pioneer first project funded for Solar Sunshot, link: <https://arena.gov.au/news/homegrown-pioneer-first-project-funded-for-solar-sunshot/>

ASL 2026: Capacity Investment Scheme, link: <https://asl.org.au/tenders/capacity-investment-scheme>

ASL 8.10.2025: First South Australia Firm Energy Reliability Mechanism Tender to open in October, link: <https://asl.org.au/news/media-release/251007-first-south-australia-firm-energy-reliability-mechanism-tender-to-open-in-october>

ASX 31.3.2017: Infigen to proceed to construction of 113 MW Bodangora wind farm, link: <https://announcements.asx.com.au/asxpdf/20170331/pdf/43h6c3c0jryyqy.pdf>

Atholia et al 19.3.2020: Renewable Energy Investment in Australia. Reserve Bank of Australia, link: <https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2020/mar/renewable-energy-investment-in-australia.html>

Atmos Renewables 2026: Atmos Renewables, link: <https://atmosrenewables.com.au/>

Australian Government 26.10.2021: Australia's plan to reach our net zero target by 2050, link: <https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/australias-plan-reach-our-net-zero-target-2050>

Baringa 2025: Powering ahead: Progressing the SWIS transition, link: https://www.energycouncil.com.au/media/brdkxwqv/baringa_aec_wemtransitionreport_final_report.pdf

Beaufoy and Crompton 19.1.2024: New year, and a new dawn for hydrogen and renewable energy regulation in South Australia, link: <https://www.kwm.com/au/en/insights/latest-thinking/new-year-and-a-new-dawn-for-hydrogen-and-renewable-energy-regulation-in-south-australia.html>

Bell-James, Justine et al 27.11.2025: Long-sought environmental law reform is finally here. But will the compromise deal actually protect nature? The Conversation, link: https://theconversation.com/long-sought-environmental-law-reform-is-finally-here-but-will-the-compromise-deal-actually-protect-nature-270775?utm_medium=email&utm_campaign=Latest%20from%20The%20Conversation%20for%20November%2028%202025%20-%20203597236724&utm_content=Latest%20from%20The%20Conversation%20for%20November%2028%202025%20-%20203597236724+CID_2c222109c7b2e6d56091ce9950470579&utm_source=campaign_monitor&utm_term=Long-sought%20environmental%20law%20reform%20is%20finally%20here%20But%20will%20the%20compromise%20deal%20actually%20protect%20nature

Bharadwaj, Angira: Foreign investment barriers put Labor's renewables ambitions at risk. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/financial-services/foreign-investment-barriers-put-labor-s-renewables-ambitions-at-risk-20250801-p5mjkq>

Blue Economy CRC 2021: Offshore Wind Energy in Australia, link: https://blueeconomycrc.com.au/wp-content/uploads/2022/07/BECRC_OWE-in-Aus-Project-Report_P.3.20.007_V2_e190721.pdf

Braue 12.4.2026: CGT reforms will drive away foreign investors: CEIG. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/cgt-reforms-will-drive-away-foreign-investors-ceig>

Braue, David 3.3.2026: Renewables investment outpacing net zero requirements. The Energy, link: https://theenergy.co/article/renewables-investment-is-outpacing-net-zero-requirements?utm_source=convertkit&utm_medium=email&utm_campaign=Renewables%20investment%20ahead%20of%20targets%20-%202020897478

BRC-A 2025: State of the Corporate PPA Market Report 2025, link: https://businessrenewables.org.au/wp-content/uploads/2025/11/SOM_2025_Online.pdf

Briggs 17.11.2025; The Capacity Investment Scheme and PPAs: How to fix the buyers' strike for big wind and solar. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/the-capacity-investment-scheme-and-ppas-how-to-fix-the-buyers-strike-for-big-wind-and-solar/>

Burgess, Kate 17.2.2026: Environment law changes confound renewables industry. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/planning>

BZE 2024a: Solar supply chains, link: <https://www.bze.org.au/research/report/solar-supply-chains-briefing-paper>

BZE 2024b: Wind supply chains, link: <https://www.bze.org.au/research/report/wind-supply-chains-briefing-paper>

Carroll, David 2.2.2026: BNEF report shows drop-off in support for standalone solar. PV Magazine, link: <https://www.pv-magazine-australia.com/2026/02/02/bnef-report-shows-drop-off-in-support-for-standalone-solar/>

CEC 2026a: Rooftop solar and storage report, link: https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/16ed1cff-8ddb-423a-b3ad-3f9fa8e4d594/rooftop-solar-and-storage-biannual-report_july-december-2025.pdf

CEC 2026b: Quarterly Investment Report: Large-scale renewable generation and storage, link: https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/7d84560f-0ff5-4def-bc4c-366df119497b/renewable-projects-quarterly-investment-report_q4_2025_final.pdf

CEC 2026c: Best Practice Charter, link: <https://cleanenergycouncil.org.au/advocacy/best-practice-charter>

CEC 4.5.2025: Australian Election delivers mandate for clean energy, link: <https://cleanenergycouncil.org.au/news-resources/australian-election-delivers-mandate-for-clean-energy>

CEC 2025a: Quarterly investment report: Large-scale renewable generation and storage, Q4 2025, link: https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/7d84560f-0ff5-4def-bc4c-366df119497b/renewable-projects-quarterly-investment-report_q4_2025_final.pdf

CEC 2025b: Clean Energy Australia 2025, link: <https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/f40cd064-1427-4b87-afb0-7e89f4e1b3b4/clean-energy-australia-report-2025.pdf>

CEC 2024: Leading Practice Principles: First Nations and Renewable Energy Projects, link: <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/Leading-Practice-Principles-First-Nations-and-Renewable-Energy-Projects.pdf>

CEFC 2026: Renewable Energy, link: <https://www.cefc.com.au/where-we-invest/investment-focus-areas/renewable-energy/>

CEFC 28.7.2025: CEFC reports record breaking year of scale, impact and leverage in the push to net zero

CEIG 2025a: 2025 Clean Energy Outlook, link: <https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2025/07/2025-Clean-Energy-Outlook-CEIG-Annual-Member-Survey-Results-2.pdf>

CEIG 2025b: Optimising Australia's Specialist Investment Vehicles for the Net Zero Journey, link: https://igcc.org.au/wp-content/uploads/2025/12/IGCC-Mandala-Optimising-Australias-SIVs_web.pdf

CEIG 19.4.2024: Resonse to Commonwealth Government's Annual Superannuation Performance Test – design options, link: <https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2024/04/CEIG-Submission-Annual-Superannuation-Performance-Test-design-options-final.pdf>

CER 10.2.2026a: Renewable power percentage, link: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/renewable-energy-target-liability-and-exemptions/renewable-power-percentage>

CER 10.2.2026b: Small-scale technology percentage, link: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/renewable-energy-target-liability-and-exemptions/small-scale-technology-percentage>

CER 30.10.2025 Renewable Electricity Guarantee of Origin, link: <https://cer.gov.au/schemes/guarantee-origin-scheme/renewable-electricity-guarantee-origin>

CER 31.05.2025: Large-scale generation certificates, link: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/large-scale-renewable-energy-target/large-scale-generation-certificates>

CER 30.6.2025: Small-scale renewable energy scheme, link: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/small-scale-renewable-energy-scheme>

Clow, Rob 27.3.2025: Lazard to sell Pelion's Australian renewables stake. Ion Analytics, link: <https://ionanalytics.com/insights/infralogic/lazard-to-sell-pelions-australian-renewables-stake/>

CSIRO 2025: GenCost 2025-26, Consultation Draft, link: <https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/Electricity-transition/GenCost>

DCCEEW 1.5.2026: Closed CIS Tender, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme/closed-cis-tenders>

DCCEEW 13.2.2026: Cheaper Homes Batteries Program, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/programs/cheaper-home-batteries>

DCCEEW 15.1.2026: Environment protection reforms, link: <https://www.dcceew.gov.au/environment/epbc/epbc-act-reform>

DCCEEW 2026a: Government rebates and loans for solar, link: <https://www.energy.gov.au/solar/financial-benefits-solar/government-rebates-and-loans-solar>

DCCEEW 2026b: Household energy upgrades fund, link: <https://www.energy.gov.au/rebates/household-energy-upgrades-fund>

DCCEEW 12.12.2025a: Capacity Investment Scheme, link: https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme#toc_8

DCCEEW 12.12.2025b: Community solar banks, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/community-solar-banks>

DCCEEW 22.8.2025: Australian Energy Update 2025, link: <https://www.energy.gov.au/publications/australian-energy-update-2025>

DCCEEW 20.5.2025: Discounted batteries for households through the Cheaper Home Batteries Program, link: <https://www.energy.gov.au/news/discounted-batteries-households-through-cheaper-home-batteries-program>

DCCEEW 2025: Capacity Investment Scheme Tender 7: National Electricity Market – Generation, link: <https://asl.org.au/tenders/-/media/DBBDC548B9DB4C8AA0C4F884B1531FFD.ashx>

DCCEEW 2024: Renewable Energy Transformation Agreements, link: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/reta-allocations-market-brief.pdf>

DCCEEW 1.2.2023: A renewables relationship: Europe and Australia as key partners, link: <https://minister.dcceew.gov.au/bowen/speeches/renewables-relationship-europe-and-australia-key-partners>

Delaney, Anne 7.10.2025: 'A colossal wasted opportunity': Reposit CEO slams federal cheaper home batteries scheme. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/a-colossal-wasted-opportunity-reposit-ceo-slams-federal-cheaper-home-batteries-scheme/>

Deutsche Bank 27.1.2026: Deutsche Bank backs Atmos Renewables as mandated lead arranger in financing package, link: https://www.db.com/news/detail/20260127-deutsche-bank-backs-atmos-renewables-as-mandated-lead-arranger-in-financing-package?language_id=1

Deutsche Bank 28.1.2025: Deutsche Bank supports Quinbrook's debt financing for Supernode battery storage project, link: https://www.db.com/news/detail/20250128-deutsche-bank-supports-quinbrook-s-debt-financing-for-supernode-battery-storage-project-in-queensland?language_id=1

Deutsche Bank 19.11.2025: Deutsche Bank supports Octopus Investments Australia, link: https://www.db.com/news/detail/20251119-deutsche-bank-supports-octopus-investments-australia?language_id=1

Deutsche Bank 19.6.2024: Deutsche Bank finances Golden Plains Stage 2 Wind Farm in Victoria, link: https://country.db.com/news/detail/20240619-deutsche-bank-finances-golden-plains-stage-2-wind-farm-in-victoria?language_id=1#:~:text=Farm%20in%20Victoria-.Deutsche%20Bank%20finances%20Golden%20Plains%20Stage%202%20Wind%20Farm%20in,2%20Wind%20Farm%20in%20Victoria.

DISR 2026: Domestic manufacturing of wind and transmission infrastructure, link: <https://consult.industry.gov.au/domestic-manufacturing-of-wind-and-transmission-infrastructure>

Dixon, David 6.11.2025: 24 GW in 24 months, a race against time for the NEM. WattClarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/11/24-gw-in-24-months-a-race-against-time-for-the-nem/>

Dyson, Jonathon 8.5.2025: Aligning business cases with the current, and future, reality. WattClarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/05/aligning-business-cases-with-the-current-and-future-reality/>

Electranet 3.6.2025: Getting electricity demand forecasting right will be critical for SA's energy future, link: <https://electranet.com.au/news/getting-electricity-demand-forecasting-right-will-be-critical-for-sas-energy-future/>

Energy Networks Australia 28.3.2025: The Inaugural National Renewable Energy Priority Project List, link: <https://www.energynetworks.com.au/news/energy-insider/2025-energy-insider/the-inaugural-national-renewable-energy-priority-project-list/>

European Energy 2026: Mokoan Solar farm, link: <https://au.europeanenergy.com/solar/mokoan-solar-farm/>

European Energy 18.6.2025: European Energy secures more than EUR 70m financing for solar in Australia, link: <https://europeanenergy.com/2025/06/18/european-energy-secures-more-than-eur-70m-financing-for-solar-in-australia/#:~:text=%E2%80%9CAustralia%20is%20a%20key%20market,support%20for%20renewable%20energy%20investment.>

ESMAP 2020: Global Photovoltaic Power Potential, link: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>

FENEX 2025: Skilling Australia's energy transition through immigration, link: https://www.fenex.org.au/wp-content/uploads/2025/08/2025-FENEx-SkillsMigration_SUMMARY.pdf

FRV 31.7.2024: FRV Australia secures A\$1.2 Billion refinancing for 1GW Photovoltaic Portfolio, link: <https://frv.com/en/frv-australia-secures-a1-2-billion-refinancing-for-1gw-photovoltaic-portfolio/>

Garnaut, Ross 29.7.2025: Renewable Energy Fit for a Superpower. Superpower Institute, link: <https://www.superpowerinstitute.com.au/news/renewable-energy-fit-for-a-superpower>

Geoscience Australia 2010: Australien Energy Resource Assessment, link: https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/70142/70142_complete.pdf

Global Solar Atlas 2026: Global Solar Atlas, link: <https://globalsolaratlas.info/map?c=52.248254,1.995121.5>

Global Wind Atlas 2026: Global Wind Atlas, link: <https://globalwindatlas.info/>

Gohdes, Nicholas 2025: On spot revenues, capital structure and trade off theory: Analysing investment risk for contracted renewables. Energy Economics 148 (2025) 108703

Gohdes, Nicholas & Paul Simshauser 2022; Renewable entry costs, project finance and the role of revenue quality in Australia's National , Electricity Market. EPRG Working Paper 2204

Growth Lab 2026: Economic Complexity Index, link: <https://atlas.hks.harvard.edu/countries/36>

GWEC 2025: Wind Turbine Suppliers deliver new record volume, link: <https://www.gwec.net/news/wind-turbine-suppliers-deliver-new-record-volume-despite-difficult-year-full-of-diverse-challenges>

Herbert Smith Freehills Kramer 3.12.2024: Sweeping changes for wind energy projects under new NSW planning framework, link: <https://www.hsfkramer.com/notes/environmentaustralia/2024-posts/Sweeping-changes-for-wind-energy-projects-under-new-NSW-planning-framework>

Heynes, George 16.2.2026: From standalone to storage: how Australia's utility-scale solar sector embraced the hybrid imperative. PV Tech, link: <https://www.pv-tech.org/from-standalone-to-storage-australias-utility-scale-solar-sector-embraced-hybrid-imperative/>

Hill, Joshua 4.7.2024: Genex refinances its two operating solar projects. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/genex-refinances-its-two-operating-solar-projects/>

Hoare, Rebecca et al 2025: Community benefit agreements in the renewables sector: Legal, practical and policy perspectives, link: <https://www.nortonrosefulbright.com/en-au/knowledge/publications/44245f88/community-benefit-agreements-in-the-renewables-sector>

Hornsedale Power Reserve 2026: Overview, link: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>

Iberdrola 2026: Get to know all the operational information of the company worldwide, link: <https://www.iberdrolainternacional.com/about-us/key-figures/operating-data>

ICE 2026: Portfolio of Projects, link: <https://intercontinentalenergy.com/portfolio-of-projects/>

IFM Investors 16.10.2025: Australian Investment in UK and Europe projected to double over next decade, link: <https://www.ifminvestors.com/news-and-insights/media-centre/australian-investment-in-uk-and-europe-projected-to-double-over-next-decade/>

Infradebt 14.3.2025: LGC Prices – structural change or trading volatility?, link: <https://www.infradebt.com.au/post/lgc-prices-structural-change-or-trading-volatility>

ITK 29.1.2026: A Government monopoly may well be the future of the NEM, its lower cost, link: <https://itkservices3.com/posts/powering%20data%20centres%20and%20smelters>

ITK 27.6.2025: Ownership will consolidate driven by capital intensity and scale, link: <https://itkservices3.com/posts/funding>

IRENA 2023: The cost of financing for renewable power, link: <https://www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power>

Jervis-Bardy, Dan et al 13.11.2025: Liberals formally abandon net zero by 2050 but Ley says reaching target would still be 'welcome outcome'. The Guardian, link: <https://www.theguardian.com/australia-news/2025/nov/13/liberal-party-net-zero-policy-meeting-debate-decision>

Jones et al. 26.3.2026: Part 2 - Unlocking energy investment at scale: contracts, infrastructure and market confidence, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/insights/2026/03/part-2-unlocking-energy-investment-at-scale-contracts-infrastructure-and-market-confidence/#anchor3>

Karp, Paul 6.11.2025: NSW says it's trying to cut red tape for green energy. Here's why. AFR, link: <https://www.afr.com/politics/nsw-says-it-s-trying-to-cut-red-tape-for-green-energy-here-s-why-20251104-p5n7qj>

Kehoe 15.9.2025: Tax on renewables 'threatens climate targets'. On AFR, link: <https://www.afr.com/policy/tax-and-super/tax-on-renewables-threatens-climate-targets-20250910-p5mu04>

KfW IPEX-Bank 20.4.2023: KfW IPEX-Bank: Financing for renewable energy projects in Australia, link: https://www.kfw-ipex-bank.de/Presse/News/Pressemitteilungsdetails_760385-2.html

KfW IPEX-Bank 26.1.2018: KfW IPEX-Bank, NordLB and CEFC finance 190-MWp solar farm in Australia, link: https://www.kfw-ipex-bank.de/Presse/News/News-Details_454080-2.html

KfW IPEX-Bank 1.3.2017: KfW IPEX-Bank and SocGen finance completion of Hornsdale Wind Farm in Australia, link: https://www.kfw-ipex-bank.de/Presse/News/News-Details_401728-2.html

Leitch, David 21.11.2025: Capacity Investment Scheme will be a failure if projects aren't built, and there's a problem with wind. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/capacity-investment-scheme-will-be-a-failure-if-projects-arent-built-and-theres-a-problem-with-wind/>

Leitch, David 15.11.2024: Buying more from Goldwind might lower the cost of electricity in Australia. ITK Research, link: <https://itkservices3.com/posts/time%20to%20buy%20chinese>

Leitch, David 1.8.2024: A deep dive into wind economics, and why nine landowners said no to \$50 million in hosting fees. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/a-deep-dive-into-wind-economics-and-why-nine-landowners-said-no-to-50-million-in-hosting-fees/>

Lukies, Simon 12.8.2024: How repowering can breathe new life into existing wind farms, link: <https://www.ghd.com/es-cl/insights/how-repowering-can-breathe-new-life-into-existing-wind-farms>

Macdonald-Smith 6.2.2026: KKR deal 'validates HMC's transition strategy': Di Pilla. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/kkr-deal-validates-hmc-s-transition-strategy-di-pilla-20260206-p5o037>

Macdonald-Smith, Angela 11.1.2026: Turbine giant Vestas bullish about prospects for wind-farm renaissance. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/turbine-giant-vestas-bullish-about-prospects-for-wind-farm-renaissance-20251120-p5ngzh>

Macdonald-Smith, Angela 24.12.2025: Billions in wind farm commitments finally get sluggish pipeline moving. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/governments-help-drive-2b-in-wind-farm-investment-20251223-p5npom>

Macdonald-Smith, Angela 9.10.2025: Labor underwrites renewable developments 'unlikely' to meet 2030 goals. AFR, link: <https://www.afr.com/policy/energy-and-climate/labor-underwrites-renewable-developments-unlikely-to-meet-2030-goals-20251009-p5n1az>

Macdonald-Smith, Angela 22.9.2025: Canadian pension giant takes \$1.1b punt on Australian renewables. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/canadian-pension-giant-snares-edify-with-1-1b-takeover-deal-20250922-p5mwv4>

Macdonald-Smith, Angela 27.7.2025: Dutch pension giant to pour \$1b-plus into Octopus renewables growth. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/dutch-pension-giant-to-pour-1b-plus-into-octopus-renewables-growth-20250725-p5mhv4>

Macdonald-Smith, Angela 3.6.2024: Why overseas money is pouring into Australian green energy. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/why-overseas-money-is-pouring-into-australian-green-energy-20240628-p5jpiz>

Matthews, Alice 7.7.2025: Not all renewable projects are created equal: Why approval times vary dramatically across Australia. Wattclarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/07/not-all-renewable-projects-are-created-equal-why-approval-times-vary-dramatically-across-australia/>

Mazengarb, Michael 21.7.2020: Review of Australia's hopeless environmental laws completely ignores climate change. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/review-of-australias-hopeless-environmental-laws-completely-ignores-climate-change-76824/>

Mercari 2026: LGC Closing Rates, link: <https://www.mercari.com.au/lgc-closing-rates/>

Morgan et al 8.5.2025: Australia is set to be a renewables nation. After Labor's win, there's no turning back. The Conversation, link: <https://theconversation.com/australia-is-set-to-be-a-renewables-nation-after-labors-win-theres-no-turning-back-256081>

Neoen 2026: Neoen Australia & New Zealand, link: <https://australia.neoen.com/en/>

Neoen 18.12.2024: Neoen secures AUD 1.4 billion debt, more than doubling its portfolio financing in Australia, link: <https://neoen.com/en/news/2024/neoen-secures-aud-1-4-billion-debt-more-than-doubling-its-portfolio-financing-in-australia/>

Nordex 2025: the Nordex Group in Oceania, link: <https://www.nordex-online.com/en/australia/>

NSW DPFI 2024: Wind Energy Guideline, link: <https://www.planning.nsw.gov.au/sites/default/files/2023-03/wind-energy-guideline.pdf>

NSW Government 2026a: About New England REZ, link: <https://caportal.com.au/energyco/new-england-rez/about>

NSW Government 2026b: Central-West Orana Renewable Energy Zone, link: <https://www.energyco.nsw.gov.au/our-projects/central-west-orana-renewable-energy-zone>

NSW Government 2026c: Hunter-Central Coast Renewable Energy Zone, link: <https://www.energyco.nsw.gov.au/our-projects/hunter-central-coast-rez>

NSW Government 2026d: South West Renewable Energy Zone, link: <https://www.energyco.nsw.gov.au/our-projects/south-west-rez>

NSW Government 2026e: New England Renewable Energy Zone, link: <https://www.energyco.nsw.gov.au/ne-rez>

NSW Government 2024a: State Significant Development Guidelines, link: <https://www.planning.nsw.gov.au/sites/default/files/2023-03/state-significant-development-guidelines.pdf>

NSW Government 2024b: Benefit-Sharing Guideline

Octopus 29.7.2025: Octopus Australia announces billion-dollar-plus partnership with Dutch pension investor APG, link: <https://octopus-capital.com/insights/octopus-australia-announces-billion-dollar-plus-partnership-with-dutch-pension-investor-apg/>

Open Electricity 2026a: Energy All Regions, link: <https://explore.openelectricity.org.au/energy/au>

Open Electricity 2026b: Capacity All Regions, link: <https://explore.openelectricity.org.au/energy/au>

Parkinson 7.5.2026: "Blows your mind:" Regulator says boom in home batteries and PV puts 82 pct renewables within reach. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/blows-your-mind-regulator-says-boom-in-home-batteries-and-pv-puts-82-pct-renewables-within-reach/>

Parkinson, Giles 12.2.2026: Second stage of Australia's biggest wind project is now sending power to the grid. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/second-stage-of-australias-biggest-wind-project-is-now-sending-power-to-the-grid/>

Parkinson, Giles 28.11.2025: Another wind project nears drought-breaking financial close as Snowy signs long-term contract. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/another-wind-project-nears-drought-breaking-financial-close-as-snowy-signs-long-term-contract/>

Parkinson, Giles 26.9.2025: Regulator says CIS tender 1 projects are taking longer to land finance, only half have made progress. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/regulator-says-cis-tender-1-projects-are-taking-longer-to-land-finance-only-half-have-made-progress/>

Parkinson, Giles 1.9.2025: No new wind, slow transmission and a buyer's strike: Why Australia may miss its renewable energy target. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/no-new-wind-slow-transmission-and-a-buyers-strike-why-australia-may-miss-its-renewable-energy-target/>

Parkinson, Giles 24.4.2025: Major blooper on wind output has stranded some of Australia's best projects with no grid access. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/major-blooper-on-wind-output-has-stranded-some-of-australias-best-projects-with-no-grid-access/>

Pearson, Graham 13.2.2025: Is time running out for new generation in WA?, link: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/is-time-running-out-for-new-generation-in-wa/>

PF Nexus 15.7.2025: Renewable Energy Investors in Oceania, link: <https://www.pfnexus.com/top-10-renewable-energy-investors-in-oceania>

Potter, Ben 15.10.2025: 2030 targets still too far away. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/2030-targets-still-too-far-away>

Queensland Government 2025: Energy Roadmap, link: <https://www.treasury.qld.gov.au/files/Queensland-Energy-Roadmap-2025-25-043.pdf>

Qureshi et al 2025: Two decades of renewable energy „talk“ in Australia. In: Sustainable Futures, Volume 9, June 2025, 100684, link: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666188825002527?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=9aab39864baac758

Rae, Marion 27.11.2025: Environment protection reforms retain 'ambiguity and risk'. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/hard-fought-environment-protection-reforms>

Rae, Marion 13.2.2025: Gas-fired Origin Energy makes 'meaningful progress' on renewables. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/gas-fired-origin-energy-makes-meaningful-progress-on-renewables>

Richardson, Lucy and Healy 29.1.2024: Do we want a wind farm outside our window? What Australians think about the net zero transition. The Conversation, link: <https://theconversation.com/do-we-want-a-wind-farm-outside-our-window-what-australians-think-about-the-net-zero-transition-214712>

RWE 2026a: RWE Renewables Australia, link: <https://au.rwe.com/rwe-renewables-australia/>

RWE 2026b: Community, link: <https://au.rwe.com/community/>

RWE 2025: Submission on the NEM Review Terms of Reference, link: <https://consult.dcceew.gov.au/nem-review-initial-consultation/take-the-survey/view/95>

Ryan, William and Johnson 3.9.2025: Trust me, I'm a developer: what the Developer Rating Scheme means for developers and communities, link: <https://hamiltonlocke.com.au/trust-me-im-a-developer-what-the-developer-rating-scheme-means-for-developers-and-communities/>

SA Government 2026a: Firm Energy Reliability Mechanism (FERM), link: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/firm-energy-reliability-mechanism-ferm>

SA Government 2026b: Hydrogen and Renewable Energy Act, link: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/hydrogen-and-renewable-energy/hydrogen-and-renewable-energy-act/about-the-act>

SA Government 2026c: Solar feed-in payments, link: <https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/energy-bills/solar-feed-in-payments>

SA Power Networks 2026: Solar curtailment for minimum system demand events, link: <https://www.sapowernetworks.com.au/your-power/quality-reliability/solar-curtailment-for-minimum-system-demand-events/>

Siemens Energy 20.5.2025: Siemens Energy partners with ACERZ on NSW Renewable Energy Zone, link: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/Siemens-Energy-partners-with-ACERZ-on-NSW-Renewable-Energy-Zone.html>

Simshauser, Paul und Joel Gilmore 2025: The Counterfactual Scenario: are renewables cheaper? Griffith University Business School, link: https://www.griffith.edu.au/_data/assets/pdf_file/0022/2174413/No.2025-07-The-Counterfactual-Scenario-v2.pdf

Slezak, Michael 26.5.2022: Climate change was the defining issue of this election. So what will more ambitious action actually look like?. ABC, link: <https://www.abc.net.au/news/2022-05-26/climate-change-election-what-are-labors-plans/101094986>

Solar Calculator 2026: Best solar feed-in tariff SA 2026, link: <https://solarcalculator.com.au/feed-in-tariffs/sa/>

Steffen et al 2025: A global dataset of the cost of capital for renewable energy projects. Sci Data 12, 1624 (2025), link: <https://www.nature.com/articles/s41597-025-05912-x>

Sturgeon, Amanda 31.7.2025: Community benefit schemes for renewable energy: planning framework, link: <https://sgsep.com.au/publications/insights/community-benefit-schemes-renewable-energy>

Squadron 2026: What we do, link: <https://squadronenergy.com/about/>

Thunderbold Windfarm 2026: Planning process, link: <https://thunderboltwindfarm.com.au/planning-process/>

Tilt Renewables 2026: Our strategy, link: <https://tiltrenewables.com/our-strategy/>

Treasury 2026: Future Made in Australia, link: <https://treasury.gov.au/policy-topics/future-made-australia>

Verley, Angus 30.7.2025: Farmers face fines for blocking access during transmission line projects under plan. ABC News, link: <https://www.abc.net.au/news/rural/2025-07-30/farmers-face-jail-transmission-access/105580880>

VicGrid 2026: Renewable Energy Zones, link: <https://www.vicgrid.com.au/transmission-planning/renewable-energy-zones>

Vorrath, Sophie 17.12.2025: Cost of wind and batteries fall, coal and gas rise as CSIRO finds new way to show renewables are cheapest. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/cost-of-wind-and-batteries-fall-coal-and-gas-rise-as-csiro-finds-new-way-to-show-renewables-are-cheapest/>

Vorrath, Sophie 2.12.2025: Sunshot program backs “Sun King” to bring large-scale solar panel manufacturing back to Australia. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/sunshot-program-backs-sun-king-to-bring-large-scale-solar-panel-manufacturing-back-to-australia/>

Vorrath, Sophie 22.11.2024: Australia’s only wind turbine tower maker to close shop, prompts Coalition to ignore its own history. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/australias-only-wind-turbine-tower-maker-to-close-shop-prompts-coalition-to-ignore-its-own-history/>

WA Government 31.10.2025: Whole of System Plan, link: <https://www.wa.gov.au/government/document-collections/whole-of-system-plan>

WestWind 2026: Our projects, link: <https://w-wind.com.au/our-projects/>

Williamson, Rachel 27.11.2025: Wind and solar developers hope for faster decisions after 11th hour nature deal between Labor and Greens. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/wind-and-solar-developers-hope-for-faster-decisions-after-11th-hour-nature-deal-between-labor-and-greens/>

Williamson, Rachel 22.7.2025: Chinese wind turbine giant enters Australian market, with promise of price cuts and huge pipeline. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/chinese-wind-turbine-giant-enters-australian-market-with-promise-of-price-cuts-and-huge-pipeline/>

Williamson, Rachel 18.11.2024: Farmers and communities to reap billions for hosting wind and solar projects, report finds. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/farmers-and-communities-to-reap-billions-each-year-for-hosting-wind-and-solar-projects-report-finds/>

Williamson, Rachel 10.7.2023: Wind turbine maker's woes multiply as massive blade breaks off in Brazil. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/wind-turbine-makers-woes-multiply-as-massive-blade-breaks-off-in-brazil/>

Wood, Tony 17.12.2025: Solar, onshore wind and gas backup is (still) the cheapest way to power Australia: new report. The Conversation, link: <https://theconversation.com/solar-onshore-wind-and-gas-backup-is-still-the-cheapest-way-to-power-australia-new-report-272249>