



Erneuerbare Energien im Rohstoffsektor

Verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien

BERICHT DEZEMBER 2018

Herausgegeben von:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

In Kooperation mit

 Columbia Center
on Sustainable Investment
A JOINT CENTER OF COLUMBIA LAW SCHOOLS
AND THE EARTH INSTITUTE, COLUMBIA UNIVERSITY

ENERGYANDMINES





Erneuerbare Energien im Rohstoffsektor

Verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien

BERICHT DEZEMBER 2018

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	16
Einleitung	30
Teil 1. Rahmenbedingungen für die Nutzung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten	34
1.1. Zu berücksichtigende Faktoren	36
1.2. Durchdringungsrate der erneuerbaren Energien	40
1.3. Modelle für die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien	44
1.3.1. Selbsterzeugermodell	44
1.3.2. Strombezugsverträge (<i>Purchasing Power Agreements</i> , PPAs)	46
1.3.3. Strombezugsgemeinschaften	48
1.3.4. Ökostrom-Herkunftsnachweise (EACs)	49
1.3.5. Ökostromangebote von Energieversorgern	50
1.4. Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien	51
1.4.1. Netzeinspeisung	51
1.4.2. Bau einer EE-Anlage auf dem Gelände eines Förderstandorts	52
1.4.3. Stromversorgung von Gemeinden in der Umgebung von Förderstandorten	52
Teil 2. Hürden auf dem Weg zu einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor	60
2.1. Technische Faktoren	62
2.1.1. Intermittenz und Variabilität	62
2.1.2. Standort und Installation	63
2.2. Kompetenz	64
2.2.1. Energieanlagen und Energiebeschaffung	64
2.2.3. Logistik	65
2.2.3. Verantwortlichkeiten	66
2.3. Finanzierung	68
2.3.1. Kostenstruktur	68
2.3.2. Outsourcing	68
2.3.3. Langfristige Vertragsbindung	68
2.3.4. Netzferne Versorgungslösungen für Gemeinden	74
2.4. Regulierung	74
2.4.1. Subventionen für fossile Energieträger	74
2.4.2. Fehlende spezifische Vorschriften für erneuerbare Energien	75
2.4.3. Fehlende Anreize oder Verpflichtungen zur Stromversorgung von benachbarten Gemeinden	77
2.5. Interessen	78
2.5.1. Staat und Regierung	78
2.5.2. Privatwirtschaft	82
Teil 3. Trends und Einflussfaktoren	86
3.1. Technische Faktoren	88
3.1.1. Elektrifizierung von Förderstätten	88
3.1.2. Sinkende Kosten für erneuerbare Energien	89
3.1.3. Sinkende Kosten für Batteriespeicher	92
3.1.4. Andere Speicherlösungen	94
3.1.5. Modulare Solaranlagen	101
3.1.6. Blockchain	102

3.2. Kompetenz	105
3.2.1. Privatwirtschaft	105
3.2.2. Regierungen und NGOs	105
3.2.3. Geber	105
3.3. Finanzierung	107
3.3.1. Unternehmens-PPAs	107
3.3.2. Versicherungen	107
3.3.3. Entwicklungsfinanzinstitute	108
3.4. Regulierung	110
3.4.1. Politik im Bereich der erneuerbaren Energien	110
3.4.2. Initiativen zur Preisgestaltung für CO ₂ -Initiativen	111
3.5. Interessen	112
3.5.1. Aktionäre	112
3.5.2. Verbraucher und künftige Nachwuchskräfte	113
3.5.3. Betroffene Gemeinden	114
3.5.4. Normen und Zertifizierungssysteme	115
Teil 4. Schlussfolgerungen und Empfehlungen	116
4.1. Staaten	118
4.2. Rohstoffunternehmen	120
4.3. Unabhängige Stromerzeuger	121
4.4. Geber	122
Teil 5. Zukünftige Forschung	124
Anhang 1: Momentaufnahme zum Stand der erneuerbaren Energien in aller Welt	127/128
Anhang 2: Bewertungskriterien für die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor	129

Titelbild

Bauxittagebau in Weipa weit
im Norden von Queensland,
Australien.



Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1:</i>	Erneuerbare Energien im Rohstoffsektor.....	18
<i>Abbildung 2:</i>	Modelle für die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien.....	19
<i>Abbildung 3:</i>	Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien.....	21
<i>Abbildung 4:</i>	In Betrieb genommene und geplante EE-Kapazitäten gesamt.....	36
<i>Abbildung 5:</i>	Faktoren für die Gestaltung von Stromversorgungsmodellen.....	36
<i>Abbildung 6:</i>	Vergleich von Diesel- und Hybridkraftwerken.....	38
<i>Abbildung 7:</i>	Solarenergie – Durchdringungsraten und technische Anforderungen.....	41
<i>Abbildung 8:</i>	Stromerzeugungsprofil von Wind- und PV-Anlagen im Vergleich zum Lastprofil.....	41
<i>Abbildung 9:</i>	Strombedarfsprofil eines Goldbergwerks.....	43
<i>Abbildung 10:</i>	Modelle für die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien.....	45
<i>Abbildung 11:</i>	Sleeved PPAs vs. virtuelle PPAs.....	46
<i>Abbildung 12:</i>	Ökostromangebote von Energieversorgern.....	51
<i>Abbildung 13:</i>	Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien.....	51
<i>Abbildung 14:</i>	Echtzeit-Daten für das Hybridkraftwerk von CooberPedy.....	55
<i>Abbildung 15:</i>	Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien nach Energiequelle.....	62
<i>Abbildung 16:</i>	Tankwagenladungen in Diavik (2014).....	66
<i>Abbildung 17:</i>	Skaleneffekte bei Solaranlagen in den USA.....	69
<i>Abbildung 18:</i>	Strompreis in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der EE-Anlage.....	70
<i>Abbildung 19:</i>	Durchschnittliche Reserven und Vorkommen nach Rohstoff.....	71
<i>Abbildung 20:</i>	Nutzungszeitraum ausgewählter Förderstandorte.....	71
<i>Abbildung 21:</i>	Weltweite Subventionen für erneuerbare Energien.....	75
<i>Abbildung 22:</i>	Durchschnittlicher Preis pro Ausschreibung.....	80
<i>Abbildung 23:</i>	Vergleich der nicht subventionierten Stromgestehungskosten.....	89
<i>Abbildung 24:</i>	Stromgestehungskosten für Solarenergie, Gas und Diesel in allen Regionen.....	89
<i>Abbildung 25:</i>	Stromgestehungskosten für Sonnenwärme-, Photovoltaik-, Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen, 2010 – 2020.....	90
<i>Abbildung 26:</i>	Systemkostenaufteilung: Bergwerk Thabazimi, Südafrika.....	91
<i>Abbildung 27:</i>	Preis von Lithium-Ionen-Batterien.....	92
<i>Abbildung 28:</i>	Energieprofil der Förderstätte DeGrussa an einem Tag mit hoher Sonneneinstrahlung (10,6 MW-PV-Anlage, 6 MW-Speicher).....	93
<i>Abbildung 29:</i>	Energieprofil einer netzfernen Förderstätte an einem Tag mit hoher Sonneneinstrahlung (40 MW-PV-Anlage, 17 MW-Speicher).....	93
<i>Abbildung 30:</i>	Solarthermieanlage zur Versorgung des Förderstandorts Gabriela Mista.....	95
<i>Abbildung 31:</i>	Energielösungen für Rohstoffunternehmen, die von Solar Reserve angeboten werden.....	96
<i>Abbildung 32:</i>	Richtlinien, Instrumente und Mechanismen, die Hindernisse beseitigen und Risiken mindern.....	105
<i>Abbildung 33:</i>	Unternehmens-PPAs.....	108
<i>Abbildung 34:</i>	Anzahl der Länder mit EE-Vorschriften.....	110
<i>Abbildung 35:</i>	Trends bei der Einführung von finanziellen und steuerlichen Anreizsystemen.....	111
<i>Abbildung 36:</i>	Anzahl und Anteil der Emissionen, die von CO ₂ -Emissionshandelssystemen erfasst werden.....	111
<i>Abbildung 37:</i>	Klimaschutzbeschlüsse in den USA.....	112
<i>Abbildung 38:</i>	Installierte Leistung und Wachstum.....	127
<i>Abbildung 39:</i>	Der globale Stand zur Finanzierung der erneuerbaren Energien 2015 – 2016.....	128

Liste der Kästen & Tabellen

<i>Kasten 1:</i>	Bewertung der EE-Anlage in Collahuasi.....	37
<i>Kasten 2:</i>	Vergleich von Diesel- und Hybridkraftwerken für vier Förderstandorte in Südafrika.....	37
<i>Kasten 3:</i>	Vale versorgt sein Explorationslager mit Solarenergie.....	39
<i>Kasten 4:</i>	Erneuerbare Energien für die Rekultivierung alter Förderstätten.....	39
<i>Kasten 5:</i>	Deckung des gesamten Strombedarfs durch Ökostrom aus dem allgemeinen Stromnetz.....	42
<i>Kasten 6:</i>	Virtuelle PPAs in Chile.....	47
<i>Kasten 7:</i>	Gemeinsame Investitionen in die Stromerzeugung vor dem Hintergrund der Energiekrise in Brasilien.....	48
<i>Kasten 8:</i>	Das niederländische Windkraftkonsortium.....	48
<i>Kasten 9:</i>	EAC-Merkmale.....	49
<i>Kasten 10:</i>	Das australische Umweltkreditsystem.....	50
<i>Kasten 11:</i>	Die PV-Anlage von Iamgold in Rosebel (Surinam).....	52
<i>Kasten 12:</i>	Asarco verpachtet Flächen an Förderstandorten an einen unabhängigen Stromerzeuger.....	53
<i>Kasten 13:</i>	BHP nutzt seine stillgelegten Förderstandorte in den USA für die Errichtung von EE-Anlagen.....	53
<i>Kasten 14:</i>	Hybridkraftwerk von CooberPedy.....	54
<i>Kasten 15:</i>	Fallstudie – Bauxitbergwerk in Weipa.....	55
<i>Kasten 16:</i>	Ein Geothermiekraftwerk versorgt das Goldbergwerk von Newcrest und die umliegenden Gemeinden mit Strom.....	56
<i>Kasten 17:</i>	Förderstandort in Essakane.....	58
<i>Kasten 18:</i>	Diamantenbergwerk in Diavik.....	67
<i>Kasten 19:</i>	Die chilenische Rohstoffwirtschaft in einem sich wandelnden Strommarkt.....	73
<i>Kasten 20:</i>	Kraftstoffsteuerbefreiungen.....	77
<i>Kasten 21:</i>	Liberia: Vertragliche Verpflichtung zur Planung von Überkapazitäten zur Versorgung von Gemeinden.....	77
<i>Kasten 22:</i>	Ausschreibung von EE-Kapazitäten in Südafrika.....	78
<i>Kasten 23:</i>	Politische Faktoren im südafrikanischen Energiesektor.....	81
<i>Kasten 24:</i>	Google und Apple wollen ihren Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien decken.....	83
<i>Kasten 25:</i>	Das Zentrum für die Energiewende.....	84
<i>Kasten 26:</i>	Der Förderstandort Borden wird Kanadas erste vollelektrische Tiefbaugrube.....	88
<i>Kasten 27:</i>	Cronimet-Bergwerk in Thabazimbi.....	91
<i>Kasten 28:</i>	Solaranlage DeGrussa.....	94
<i>Kasten 29:</i>	Gabriela Mistral – Chile.....	95
<i>Kasten 30:</i>	Cerro Dominador.....	97
<i>Kasten 31:</i>	Pumpspeicher-Wasserkraftwerk Kidston.....	99
<i>Kasten 32:</i>	Der Förderstandort Raglan von Glencore.....	100
<i>Kasten 33:</i>	Die modulare Solarlösung von SunSHIFT.....	103
<i>Kasten 34:</i>	ARENA.....	104
<i>Kasten 35:</i>	Das A-B-C-Modell.....	104
<i>Kasten 36:</i>	Scaling Solar.....	106
<i>Kasten 37:</i>	Amanecer Solar CAP.....	109
<i>Kasten 38:</i>	Preisaufschlag für umweltfreundliches Aluminium.....	114
<i>Tabelle 1:</i>	Überblick über EE-Projekte zur Stromversorgung von Förderstandorten.....	38
<i>Tabelle 2:</i>	Verschiedene Eigentums- und Finanzierungsmodelle.....	45
<i>Tabelle 3:</i>	Flächennutzung nach Energiequelle.....	63
<i>Tabelle 4:</i>	Nutzungsdauer der Produktionsstätte: technische Möglichkeiten.....	69
<i>Tabelle 5:</i>	Matching-Plattformen.....	108
<i>Tabelle 6:</i>	Bewertungskriterien für die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor.....	129

Abkürzungsverzeichnis

ABB	Schwedisch-schweizerisches Unternehmen, das hauptsächlich in den Geschäftsfeldern Robotik, Energie, schwere elektrische Maschinen und Anlagen sowie Automatisierungstechnik tätig ist
AEMP	Africa Energy Management Platform (unabhängiger afrikanischer Stromerzeuger, Betreiber und Eigentümer von EE- und Hybridanlagen)
ARENA	Australian Renewable Energy Agency
ASI	Aluminum Stewardship Initiative
Banco BCI	eine chilenische Bank
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (eine spanische Geschäftsbank)
BHP	ein australisch-britisches Rohstoffunternehmen mit diversifizierter Geschäftstätigkeit
BNP Paribas	eine französische Geschäftsbank
BOS	Balance of System
CAP	chilenische Holding-Gesellschaft in den Branchen Bergbau und Stahl
CDSB	Climate Disclosure Standards Board
CEFC	Clean Energy Finance Corporation
CFD	Contract for Differences (Differenzkontrakt)
CNE	chilenische Nationale Energiekommission
CO₂	Kohlendioxid
CODELCO	chilenische nationale Kupferbergbaugesellschaft
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción de Chile (chilenische Agentur für wirtschaftliche Entwicklung)
CRONIMET	deutsches Unternehmen für Bergbau- und Energielösungen
CSN	brasilianischer Stahlhersteller
CSP	Solarthermie mit Strahlungsbündelung
DCS	Distributed Control Systems
DFI	Development Finance Institution (Entwicklungsfinanzinstitut)
DOE	Department of Energy
DSM	niederländischer Konzern mit den Geschäftsfeldern Gesundheit, Nahrungsmittel und Werkstoffe
EAC	Energy Attribute Certificates (Ökostrom-Herkunftsnachweise)
ENERCON	deutscher Windkraftanlagenhersteller
EPA	US Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
EPC	(Engineering Procurement Construction) Unternehmen in den Bereichen Konstruktion, Beschaffung und Bau
EREN RE	unabhängiger französischer Anlagenentwickler und -hersteller
ESKOM	staatlicher Energieversorger in Südafrika
THG	Treibhausgase
IADB	Inter-American Development Bank
ICMM	International Council on Mining and Metals
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IFC	International Finance Corporation
IPP	Independent Power Producer (unabhängiger Stromerzeuger)
JV	Joint-Venture
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWh	Kilowattstunde
LCOE	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
LGC	Large-scale Generation Certificate (Zertifikate für Großanlagen)
MW	Megawatt
NEOEN	unabhängiger französischer Ökostromerzeuger
OPIC	Overseas Private Investment Corporation

PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada
PNG	Papua-Neuguinea
PPA	Power Purchase Agreement (Strombezugsvertrag, PPA)
PV	Photovoltaik
F&E	Forschung und Entwicklung
RAF	Road Accident Fund
EE	erneuerbare Energien
REFIT	Renewable Energy Feed-In Tariff
REIPPPP	südafrikanisches Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program
RET	Renewable Energy Target
RMI	Rocky Mountain Institute
SARS	South African Revenue Service
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDG	Sustainable Development Goals (Ziele für nachhaltige Entwicklung)
SING	Sistema Interconnected del Norte Grande
SSI	Scaling Solar Initiative
TCFD	Task Force on Climate-related Financial Disclosures
TSM	Towards Sustainable Mining Initiative
TUGLIQ	unabhängiger französischer Stromerzeuger
UK	United Kingdom (Großbritannien)



Begriffsbestimmungen

Abnehmer	Der Akteur, der den Strom kauft.
Am Ort der Produktionsstätte	Ein Kraftwerk, das sich nicht auf dem Gelände der Förderstätte befindet.
Außerbilanziell	Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, die nicht in der Bilanz eines Unternehmens berücksichtigt werden.
Balance of system	Umfasst alle Komponenten einer Photovoltaikanlage mit Ausnahme der Photovoltaikmodule.
Duck curve (Entenkurve)	Eine Grafik zur Darstellung der Stromerzeugung im Tagesverlauf, die das zeitliche Ungleichgewicht zwischen den Bedarfsspitzen und der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zeigt. In vielen Energiemärkten tritt der Spitzenbedarf erst nach Sonnenuntergang auf, wenn kein Solarstrom mehr erzeugt werden kann
Einspeisebeschränkung	Eine von vielen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemenergiebilanz, die darin besteht, die Leistung einer Stromquelle zu drosseln und an die (geringere) Stromnachfrage anzupassen.
Einspeisevergütung	Zahlung für Strom, der aus einer erneuerbaren Energiequelle (wie einem Windkraftwerk oder einer PV-Anlage) stammt und in das Stromversorgungsnetz eingespeist wird. Einspeisevergütungen können von der Regierung festgelegt oder von einem Stromhändler freiwillig angeboten werden.
Erzeugervergütung	Zahlungen an normale Energieverbraucher für den von ihnen erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien.
Elektrolytische Gewinnung	Elektroabscheidung von Metallen aus Erzen, die über einen Prozess in Lösung gebracht wurden, der allgemein als Auswaschung bezeichnet wird (auch: Elektroextraktion). Bei der Elektroraffination wird ein ähnliches Verfahren verwendet, um Verunreinigungen aus einem Metall zu entfernen.
Finanzierungsleasing	Der Leasinggeber finanziert den Leasinggegenstand zwar, das Eigentum am Gegenstand liegt jedoch beim Leasingnehmer. Damit ähnelt das Finanzierungsleasing einem Darlehen, das der Leasingnehmer vom Leasinggeber erhält.
Frequenzsteuerung und Spinnsteuerung	Prozess zur Aufrechterhaltung der Stabilität im Stromversorgungssystem, wenn Angebot und Nachfrage voneinander abweichen.
Gebündelter Ökostrom-Herkunftsnachweis	Ökostrom-Herkunftsnachweis bei dem Strom und Zertifikate gemeinsam verkauft und geliefert werden.

Grundlast	Die zur Erfüllung der Mindestanforderungen benötigt Energiemenge unter Berücksichtigung von angemessenen Kundenerwartungen.
Hauptstromabnehmer	Der Hauptstromabnehmer, von dem die Durchführbarkeit des Projekts abhängt.
Hybridkraftwerk	Ein Stromversorgungssystem, das aus zwei oder mehr Energiequellen besteht, die zusammen eingesetzt werden, um eine höhere Systemeffizienz und eine ausgewogenere Stromversorgung zu erreichen.
Inselsystem	Kleine Stromerzeugungsanlage (10 kW bis 10 MW), mit der eine begrenzte Anzahl von Verbrauchern über ein Verteilnetz versorgt wird, das im Allgemeinen unabhängig von den großen Überlandnetzen ist.
Intermittenz (von EE)	Die Unregelmäßigkeit der Intervalle, in denen aus einer Stromquelle Strom erzeugt werden kann.
Lastabwurf	Maßnahmen zur Reduzierung einer Last (insbesondere durch die Unterbrechung der Stromversorgung), um eine übermäßige Belastung des Kraftwerks zu vermeiden
Lastkurve	Grafik, die veranschaulicht, wie sich das Verhältnis zwischen Strombedarf und elektrischer Last über einen bestimmten Zeitraum verändert. Die Stromerzeuger nutzen diese Informationen, um zu planen, wie viel Strom sie zu einem bestimmten Zeitpunkt erzeugen müssen.
Net-Metering	Ein System, bei dem Solarmodule oder andere erneuerbare Energiequellen an das Netz eines öffentlichen Stromversorgers angebunden werden, so dass überschüssiger Strom in das Netz eingespeist werden kann; dabei können die Stromkunden die eingespeisten Überschüsse mit dem von ihnen aus dem Netz entnommenen Strom verrechnen und dadurch ihre Strombezugskosten verringern.
Netzdurchleitung	Der Transport von Strom (Megawattstunden) aus einem Stromnetz zu einem elektrischen Verbraucher außerhalb des Stromnetzes.
Netzfern	Ohne Anbindung an das allgemeine Stromnetz.
Netzgebunden	Mit Anbindung an das allgemeine Stromnetz.
Nutzungsdauer der Produktionsstätte	Der Zeitraum, in dem durch den Einsatz des verfügbaren Kapitals die Erzreserven – oder eine sinnvolle, durch eine konservative geologische Analyse gerechtfertigte Erweiterung der Erzreserven abgebaut werden.

Begriffsbestimmungen

Operating-Leasingvereinbarung	Ein Leasingvertrag, bei dem der Leasingnehmer Leasinggebühren an den Leasinggeber zahlt und nicht Eigentümer des geleasteten Vermögensgegenstands ist.
Oracles	Ein Akteur, der reale Fakten sucht und überprüft und die entsprechenden Informationen an eine Blockchain übermittelt, die für Smart Contracts verwendet werden
Pflege und Wartung	Vorübergehende Einstellung der Förderung, bei der Förderstätte jedoch so weiterbewirtschaftet wird, dass die Förderung zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufgenommen werden kann.
RE100	Initiative von Unternehmen, die sich dazu verpflichtet haben, ihren Strombedarf zu 100 % durch Ökostrom zu decken.
Referenzpreis	Bilateraler Vertrag, bei dem eine Partei einen festen Strompreis erhält.
Renewable Energy Buyers Alliance	Initiative, die ermittelt, welche Hürden dem Bezug von Strom aus erneuerbaren Energiequellen entgegenstehen, und Lösungen entwickelt, damit die schnell wachsende freiwillige Nachfrage nach Ökostrom gedeckt werden kann.
Reserveleistung	Die zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten, die durch die Erhöhung der von bereits an das Stromnetz angebundenen Stromerzeugern abgegebenen Leistung zur Verfügung stehen.
Schlüsselfertige	Projekt, das so strukturiert ist, dass es als fertiges Produkt an einen beliebigen Käufer verkauft werden kann
Shared-Value-Paradigma	Richtlinien und Betriebsverfahren, durch die die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens gestärkt und gleichzeitig die wirtschaftlichen und sozialen Bedingungen in den Gemeinden, in denen es tätig ist, verbessert werden.
Skaleneffekte	Die Kostenvorteile, die Unternehmen aufgrund ihrer Größe erzielen, welche in der Regel an der Produktionsleistung gemessen wird; dabei nehmen die Kosten pro Produktionseinheit mit zunehmender Größe ab.
Sleeved PPA / Back-to-Back-PPA / Offsite Physical PPA / direktes PPA	Vertrag, gemäß dem ein unabhängiger Stromerzeuger seinen Strom zu einem vereinbarten Preis direkt an den Abnehmer verkauft.
Standortfern	Ein Kraftwerk, das sich auf dem Gelände der Förderstätte befindet.
Strombezugsvertrag	Ein Vertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Stromkäufer.

Stromgestehungskosten

Der Nettobarwert der Stromstückkosten gerechnet auf die Lebensdauer einer Stromerzeugungsanlage. Der Nettobarwert wird häufig als der Preis herangezogen, den eine Stromerzeugungsanlage durchschnittlich am Markt erzielen muss, um über die Nutzungsdauer der Stromerzeugungsanlage die Gewinnschwelle zu erreichen.

Stromausfälle

Ausfall der elektrischen Energieversorgung.

**Synthetisches PPA / virtuelles PPA/
Finanz-PPA/Differenzkontrakt**

Im Gegensatz zu einem physischen PPA ist ein synthetisches PPA ein Finanzkontrakt, für den ein Spotmarkt erforderlich ist. Im Rahmen eines solchen Vertrags verkauft der unabhängige Stromerzeuger den Strom zum Spotmarktpreis und rechnet dann die Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und dem im PPA vereinbarten Preis mit dem Stromabnehmer ab.

Unabhängiger Stromerzeuger

Ein Unternehmen, das kein öffentliches Versorgungsunternehmen ist, aber Stromerzeugungsanlagen besitzt und den damit produzierten Strom an Versorgungsunternehmen und Endverbraucher verkauft.

Ungebündelte EACs

Ökostrom-Herkunftsnachweis bei dem Strom und Zertifikate getrennt voneinander verkauft und geliefert werden.

Variabilität (von EE)

Umfang der Leistungsänderungen einer Stromquelle.

Vorübergehende Stilllegung

Stilllegung einer Förderstätte in einer Art und Weise, dass sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Betrieb genommen werden kann.

Vorwort

Als 2015 die *Ziele für nachhaltige Entwicklung* (SDGs) verabschiedet wurden, war uns sofort klar, dass sich der Rohstoffsektor zu einem ebenso wichtigen wie einflussreichen Partner bei der Erreichung der SDGs entwickeln könnte. Mit Unterstützung durch die deutsche Entwicklungszusammenarbeit haben das *Columbia Center on Sustainable Investment* (CCSI), das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen, das Weltwirtschaftsforum und das Sustainable Development Solutions Network ermittelt, welchen Beitrag die Rohstoffwirtschaft zu jedem der 17 SDGs leisten kann. Dabei wurde aufgezeigt, wie die Rohstoffwirtschaft durch eigene Initiativen sowie durch Kooperationen und Partnerschaften mit anderen Unternehmen, Regierungen, Entwicklungspartnern und weiteren Akteuren die Erreichung der SDGs unterstützen kann.

Betrachtet man die Faktoren, die sowohl für die Rohstoffwirtschaft als auch für die SDGs entscheidend sind, so wird schnell deutlich, dass die Frage nach der Energieversorgung für beide Bereiche von zentraler Bedeutung ist. Auf dem Gebiet der Entwicklung bildet die Erreichung der Ziele 7 (Gewährleistung des Zugangs zu erschwinglicher, zuverlässiger, nachhaltiger und moderner Energie für alle) und 13 (Sofortmaßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen) eine Voraussetzung für die Realisierung aller anderen SDGs. So lassen sich die Entwicklungsziele in den Bereichen Gesundheit, Arbeit, Bildung und Armutsbekämpfung nicht umsetzen, wenn beispielsweise nicht auch die immer häufiger auftretenden, massiven Engpässe in der Stromversorgung beseitigt werden. Hinzu kommt, dass der Klimawandel – eine der größten Bedrohungen für unsere und künftige Generationen – alarmierend schnell voranschreitet: Wenn es nicht gelingt, die globale Erwärmung zu bremsen und in kürzester Zeit weltweit zu einer emissionsfreien Energiewirtschaft zu gelangen, sind alle anderen Nachhaltigkeitsziele und sogar der Fortbestand des Lebens auf der Erde bedroht.

Die Frage der Energieversorgung ist für eine nachhaltige Entwicklung ebenso wichtig wie für das Wachstum und den Erfolg der Rohstoffwirtschaft. In diesem Bericht wird gezeigt, dass der weltweite Übergang zu emissionsfreien Energiesystemen die Nachfrage nach Mineralien steigen lassen wird, denn bestimmte Mineralien sind wichtige Rohstoffe für erneuerbare Energien und elektrifizierte Verkehrsträger. Dadurch sowie durch die Automatisierung und Umstellung der Förderstätten auf elektrische Energie wird der Strombedarf im Rohstoffsektor weiter steigen.

Wie in der Climate Smart Mining Initiative der Weltbank festgestellt wurde, ergeben sich aus der Verschiebung und Steigerung der Nachfrage nach Mineralien unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit „eine Reihe von Herausforderungen im Zusammenhang mit der Gewinnung und Verarbeitung dieser Rohstoffe“. In diesem Zusammenhang sind die Begrenzung der Treibhausgasemissionen, der sparsame Umgang mit Energie und Wasser sowie die Minimierung von lokalen Umweltbelastungen zu nennen, damit dem gesellschaftlichen Druck in angemessener Weise begegnet wird.“

Zwar sind diese Herausforderungen groß, doch Gleiches gilt auch für die Chancen. Dadurch, dass Energie sowohl für den Rohstoffsektor als auch für die Erreichung der Ziele für nachhaltige Entwicklung so wichtig ist, bietet der Rohstoffsektor ein einmaliges Transformationspotenzial. Wie wir in dem Atlas dargelegt haben, „kann die Rohstoffbranche ihre energetische Nachhaltigkeit verbessern, wenn sie bei der Energieversorgung ihrer Förderstätten verstärkt auf Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien setzt und gemeinsam mit den Energieversorgern daran arbeitet, den Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix zu steigern. Außerdem können die Rohstoffunternehmen ihren Energiebedarf dazu nutzen, um ihre Energieinfrastruktur im Rahmen von Partnerschaften gemeinsam mit ande-

ren Akteuren zu nutzen und so die Stromversorgung von bislang unterversorgten Gebieten zu verbessern.“

Wir freuen uns, dass wir jetzt – drei Jahre später – die Gelegenheit haben, diese Ideen umfassender auszuarbeiten und die finanziellen, operativen, logistischen und politischen Herausforderungen anzugehen. Dabei beschreiben wir nicht nur Lösungen, sondern präsentieren etliche Unternehmen, die bei der Nutzung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor Pionierarbeit leisten.

Der vorliegende Bericht enthält drei Kernbotschaften. Erstens bietet sich dem Rohstoffsektor jetzt die große Chance, Verantwortung für die Erreichung der Ziele für nachhaltige Entwicklung zu übernehmen und die klimaschädlichen Auswirkungen seiner Tätigkeit zu mindern – insbesondere vor dem Hintergrund der verschiedenen Entwicklungen, die den Energiebedarf der Rohstoffwirtschaft steigen lassen werden. Diese Chance gilt es, unverzüglich zu nutzen. Zweitens hat der Rohstoffsektor die ebenso große Chance, durch verschiedene Strombezugs- und Stromverkaufsmodelle dazu beizutragen, dass mehr Menschen Zugang zu einer modernen Stromversorgung erhalten. Und drittens erfordert die notwendige Transformation die Zusammenarbeit von verschiedenen Akteuren, darunter Regierungen, unabhängige Stromerzeuger, Entwicklungsfinanzinstitute und Energieversorger.

Die erneuerbaren Energien haben sich in den letzten Jahren so rasant entwickelt, dass die Technologie an sich nicht mehr die größte Herausforderung darstellt. Wenn die Führungskräfte der Rohstoffwirtschaft jetzt zukunftsweisende Entscheidungen treffen und die richtigen Anreize gesetzt werden, können und sollten die Rohstoffunternehmen weitaus ehrgeizigere Ziele in Bezug auf die Verringerung des Treibhausgasausstoßes und die Nutzung von erneuerbaren Energien anstreben.

Inzwischen sind viele Augen auf die Rohstoffwirtschaft gerichtet, und auch innerhalb des Sektors wird zunehmend erwartet, dass die Unternehmen die Initiative ergreifen und Innovationsbereitschaft zeigen. Wir hoffen, dass der vorliegende Bericht zu einem Dialog zwischen dem Rohstoffsektor und seinen Partnern und Stakeholdern führen wird und eine Diskussion über die Rolle anstößt, die die Branche bei der Erreichung der internationalen Klimaschutz- und Energieziele spielen kann.

Lisa Sachs
Direktorin des CCSI





© shutterstock

Solarpark in der
Atacama-Wüste, Nordchile





Zusammenfassung

Als ein besonders energieintensiver Industriezweig ist die Rohstoffbranche auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen. Da der Bedarf an Mineralien steigt und gleichzeitig die Erzqualität abnimmt, wird der Energiebedarf bis 2035 voraussichtlich um 36 % steigen. Der Strombedarf wird sogar noch schneller wachsen, da absehbar ist, dass die Rohstoffunternehmen durch die Automatisierung und Elektrifizierung von Förderstätten einen Wechsel von Flüssigbrennstoffen hin zu Strom vollziehen werden. Zurzeit stammt der von Rohstoffunternehmen erzeugte bzw. bezogene Strom überwiegend aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern.

Dies muss sich ändern, wenn der Rohstoffsektor zur Dekarbonisierung der Weltwirtschaft beitragen soll, die notwendig ist, um den weltweiten Temperaturanstieg – so wie im Klimaschutzabkommen von Paris festgelegt auf 1,5 bis 2 °C zu begrenzen. Gleichzeitig sind die Kosten für Photovoltaik-, Windkraft- und Batteriespeicheranlagen in einem beispiellosen Umfang gesunken. Dadurch sind immer mehr Rohstoffunternehmen dazu bereit, diese Technologien an ihren Förderstätten zu erproben.

Dieser Bericht gibt einen Überblick darüber, wie die Rohstoffwirtschaft die erneuerbaren Energien an ihren Förderstätten nutzt, welche Herausforderungen noch bestehen und welche Zukunftstrends den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung von Förderstätten weiter vorantreiben werden. Der Schwerpunkt liegt auf Wind- und Solarenergie. Diese haben in den letzten Jahren starke Verbreitung gefunden und sind wegen der voraussichtlich weiterhin sinkenden Kosten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten interessanter. Hinzu kommt, dass sich Windkraft- und Photovoltaikanlagen an vielen Förderstätten einfacher bauen und integrieren lassen als andere erneuerbare Energieträger.

Nach einem umfassenden Studium der vorhandenen Literatur wurden 53 Personen aus verschiedenen Stakeholdergruppen befragt, um die neuesten Entwicklungen und Themen zu berücksichtigen, die in der Literatur noch nicht behandelt werden. Ferner wurden 38 Fallstudien aufgenommen, um praktische Beispiele und Erfahrungen vorzustellen.

In der folgenden *Abbildung* werden die Erkenntnisse zusammengefasst, die im Rahmen dieses Berichts gewonnen wurden. Neben der Senkung der Betriebskosten bieten die erneuerbaren Energien den Rohstoffunternehmen die Chance, sich von der Volatili-

tät der Preise für Öl und Gas unabhängig zu machen, sofern sie bislang auf fossile Energieträger gesetzt haben. Außerdem können die Unternehmen durch die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien die mit der Energiebeschaffung verbundenen Risiken diversifizieren, ihren Treibhausgasausstoß verringern, die Belastung durch CO₂-Steuern senken und branchenübliche Zertifizierungen erreichen bzw. aufrechterhalten. Die Umstellung auf eine klimafreundliche Energieversorgung sichert den Unternehmen ferner die für ihre Tätigkeit erforderliche gesellschaftliche Akzeptanz, weil Lärm- und Luftverschmutzung abnehmen. Darüber hinaus bietet sich in abgelegenen Regionen die Chance, durch den Aufbau einer netzfernen Stromversorgung den Zugang zu Energiedienstleistungen zu verbessern und die umliegenden Gemeinden ebenfalls mit Strom zu versorgen. Durch die Umstellung auf erneuerbare Energien können die Rohstoffunternehmen klimafreundliche Produkte verkaufen und haben so einen Wettbewerbsvorteil bei der Gewinnung von ESG-Investoren und -Kunden. Auch nach Ende des Förderzeitraums bieten die erneuerbaren Energien Chancen, denn die Unternehmen können auf den gepachteten Flächen Ökostrom erzeugen und dadurch die Pacht erwirtschaften und einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung der Region leisten.

Abbildung 1: Erneuerbare Energien im Rohstoffsektor



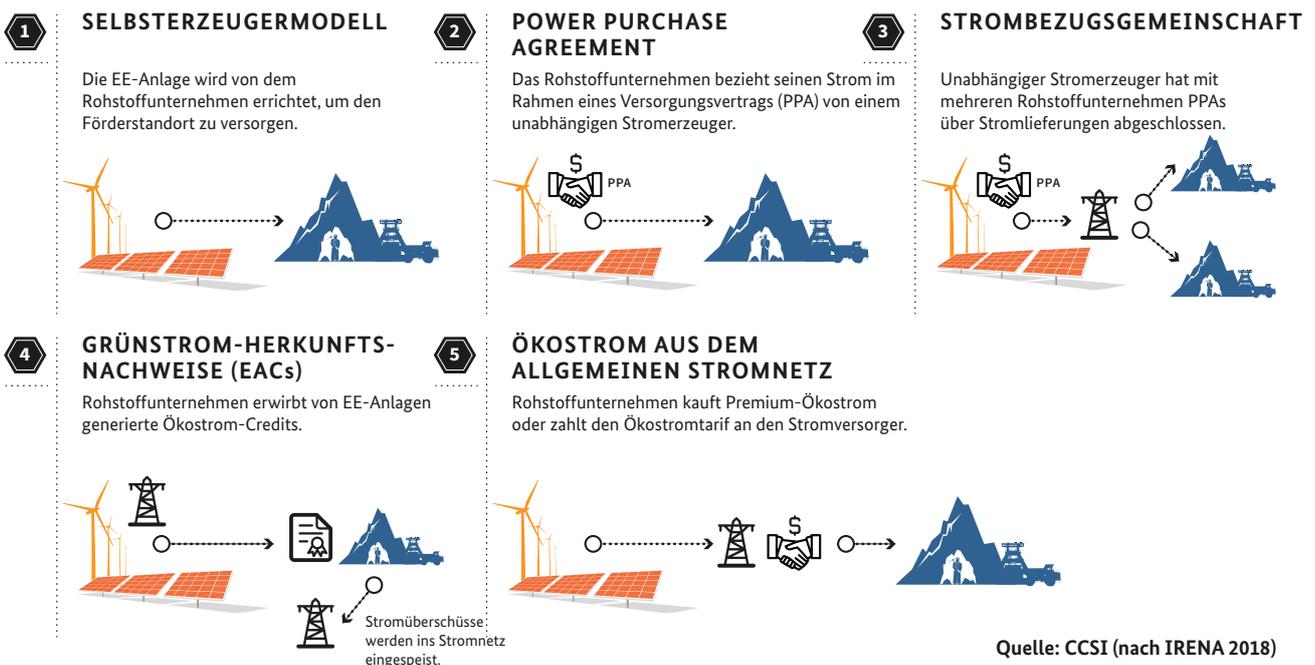
Die Empfehlungen wurden nach den wichtigsten Stakeholdergruppen gegliedert, die bei der Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten eine wichtige Rolle spielen. Dazu gehören insbesondere Regierungen, Bergbauunternehmen, unabhängige Stromerzeuger und Geber.

Rahmen

Ob und inwieweit die Rohstoffunternehmen die erneuerbaren Energien an ihren Förderstandorten nutzen können, hängt von mehreren Faktoren ab:

1. **Das Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien:** Standort, Aufbau der Förderstätte sowie weitere Möglichkeiten des Energiebezugs. Inwieweit sich der Standort für den Bau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen eignet, ist abhängig von den Witterungsbedingungen, der Topographie und dem vorhandenen Stromnetz. Zu den Merkmalen des Förderstandorts, die für die Nutzung von erneuerbaren Energien relevant sind, gehören nicht zuletzt das Lastprofil und der Förderzeitraum. Insbesondere vom Förderzeitraum hängt ab, ob das EE-Projekt bankfähig ist und an einen unabhängigen Stromerzeuger ausgelagert werden kann.
2. **Netzzugang und -stabilität:** Netzferne Standorte oder Standorte, die nicht ausschließlich auf das vorhandene Stromnetz zurückgreifen können, sind auf eigene Kraftwerke oder Ersatzgeneratoren angewiesen.
3. **Projektphase:** Der größte Teil der Energie wird bei der Förderung verbraucht. Allerdings bieten sich auch bei der Exploration sowie nach der Stilllegung der Förderstätte Chancen für die Nutzung von erneuerbaren Energien.
4. **Aufsichtsrechtliche Rahmenbedingungen:** Dazu zählen Strategien, Steuern und Anreizmechanismen;
5. **Begünstigte:** Der erzeugte Ökostrom kann für die Förderstätte selbst, zur Einspeisung in das allgemeine Stromnetz und/oder für die Gemeinden in der näheren Umgebung des Förderstandorts bestimmt sein.

Abbildung 2: Modelle für die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien



Quelle: CCSI (nach IRENA 2018)

Diese Faktoren hängen oft miteinander zusammen. Ob beispielsweise weitere Personengruppen von dem EE-Projekt profitieren, hängt davon ab, ob es sich um eine netzferne oder eine netzgebundene Anlage handelt und ob der Regulierungsrahmen Verkäufe an bzw. durch Dritte vorsieht. Diese Faktoren bestimmen auch die Durchdringungsrate der erneuerbaren Energien. An einem Standort, an dem sich beispielsweise Wind- und Photovoltaikanlagen ergänzen, ist eine höhere Durchdringungsrate mit erneuerbaren Energien möglich. Beispiele dafür sind das Kupferbergwerk im chilenischen Zaldívar (*Kasten 5*), bei der eine netzgebundene Stromerzeugung realisiert wurde, sowie das netzferne Hybridkraftwerk im australischen Coober Pedy (*Kasten 14*). Um mit einer netzfernen EE-Anlage eine Durchdringungsrate von über 20 % zu erreichen, müssen Stromspeichersysteme und Leistungsregler vorgesehen werden, die die Strombilanz, Stromqualität und Stabilität in Echtzeit überwachen.

In der folgenden Abbildung sind die fünf Vertragsmodelle dargestellt, die derzeit für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien durch Rohstoffunternehmen zur Verfügung stehen:

1. **Nutzung von selbst erzeugtem Strom:** Die EE-Anlage wird von dem Rohstoffunternehmen errichtet und befindet sich in dessen Eigentum.
2. **Power Purchase Agreement (PPA, Strombezugsvertrag):** Der Förderstandort bezieht seinen Strom von einem unabhängigen Stromerzeuger und verpflichtet sich, den Strom zu den im PPA im Voraus vereinbarten Bedingungen abzunehmen.
3. **Strombezugsgemeinschaft:** Mehrere Unternehmen verpflichten sich dazu, von einem unabhängigen Stromerzeuger Strom zu beziehen, damit eine EE-Anlage rentabel betrieben werden kann.
4. **Ökostrom-Herkunftsnachweis:** Das Rohstoffunternehmen erwirbt von EE-Anlagen erzeugte Ökostromgutschriften.
5. **Bezug von Ökostrom aus dem allgemeinen Stromnetz:** Das Rohstoffunternehmen kauft hochwertigen Ökostrom von einem Stromversorger bzw. bezahlt entsprechende Ökostromtarife.

Die meisten Rohstoffunternehmen erzeugen den von ihnen benötigten Strom selbst oder schließen ein PPA ab. Die Erzeugung von Strom mit eigenen Anlagen eignet sich besonders gut für netzferne Standorte in Ländern, die nicht über einen regulatorischen Rahmen für den Stromverkauf durch Dritte verfügen. Zwar kann eine eigene Anlage dazu beitragen, die Stromkosten der Rohstoffförderung zu senken, doch gleichzeitig erfordert die Stromerzeugung in Eigenregie höhere Investitionen und ist mit höheren Risiken verbunden. Wenn PPA-Modelle zulässig sind, können die Investitionsaufwendungen auf einen unabhängigen Stromerzeuger übertragen werden. Inzwischen gibt es zahlreiche PPAs, an denen Unternehmen, insbesondere Rohstoffunternehmen beteiligt sind und die an die spezifischen Gegebenheiten und Bedürfnisse angepasst wurden. Bei EE-Anlagen für Förderstandorte lassen sich die drei in der folgenden Abbildung dargestellten Vertragsmodelle unterscheiden:

1. **Einspeisung ins Stromnetz gegen eine Einspeisevergütung:** Von EE-Anlagen erzeugte Stromüberschüsse werden an den jeweiligen Energieversorger verkauft.
2. **Bau einer EE-Anlage auf dem Gelände eines Förderstandorts:** Das Rohstoffunternehmen stellt dem unabhängigen Stromerzeuger Flächen zur Verfügung oder verpachtet die Flächen an den unabhängigen Stromerzeuger, ohne aber den erzeugten Strom notwendigerweise für seine Förderung zu nutzen.
3. **Elektrifizierung der Gemeinden in der näheren Umgebung:** An einem netzfernen Standort kann die EE-Anlage nicht nur den Förderstandort, sondern auch die umliegenden Gemeinden mit Strom versorgen.

Das erstgenannte Stromverkaufsmodell ist im Rohstoffsektor unüblich; für das zweite und dritte Modell können jedoch mehrere Beispiele angeführt werden. So hat beispielsweise der Bergbaukonzern Asarco in Arizona (*Kasten 12*) mit einem unabhängigen Stromerzeuger einen langfristigen Vertrag über den Bau und Betrieb einer EE-Anlage an seinem Förderstandort geschlossen. Dieses Modell ist besonders für den Zeitraum nach der Stilllegung der Förderstätte interessant, da die zuvor ausgebeuteten Flächen eine finanzielle Belastung für den Konzern darstellen. Gleichzeitig besteht bei EE-Anlagen vielfach das Problem, dass dafür geeignete Flächen fehlen.



An rehabilitierten Förderstandorten, an denen bereits eine Infrastruktur vorhanden ist, können EE-Anlagen kostengünstiger realisiert werden. Gleichzeitig bietet sich die Möglichkeit, die ehemaligen Bergbauflächen umzunutzen und damit Einnahmen zu erzielen.

Darüber hinaus ist das flache Gelände von sanierten Bergbauhalden gut für den Bau von Photovoltaikanlagen geeignet und erfordert keine Rodungen. In Deutschland finden sich mehrere Beispiele für die Sanierung von Braunkohletagebauen, und das Unternehmen BHP Billion (*Kasten 13*) prüft derzeit, welche Potenziale die alten Förderstandorte des Unternehmens für die Erzeugung und Speicherung von Ökostrom bieten.

In abgelegenen Regionen wird die vorhandene Infrastruktur vielfach von den Rohstoffunternehmen aufgebaut, die auch Dienstleistungen für die Arbeitersiedlungen erbringen und Unterkünfte für die Arbeiter errichten. Dazu gehört stets auch die Stromversorgung. Durch die Ausweitung dieser Infra-

struktur auf die umliegenden Gemeinden können die Rohstoffunternehmen einen Beitrag dazu leisten, die Stromversorgung der örtlichen Gemeinden zu verbessern. Dieser Ansatz bietet vor allem in Afrika große Entwicklungschancen, denn dort sind rund 600 Millionen Menschen von Energiearmut betroffen. Das Bauxitbergwerk in Weipa (*Kasten 15*), Australien, sowie das Goldbergwerk in Lihir (*Kasten 16*), Papua-Neuguinea, sind gute Beispiele dafür, wie Solarenergie und Geothermie genutzt werden können, um sowohl den Förderstandort mit Strom zu versorgen, als auch Strom in das Minigrid einzuspeisen, das die umliegenden Gemeinden versorgt. Dieses Stromverkaufsmodell ist in der Regel zwar komplexer, kann jedoch einen großen Beitrag zum Shared Value-Paradigma des Rohstoffsektors leisten und die Bevölkerung in den umliegenden Gemeinden für das Projekt gewinnen. Auch nach der Stilllegung der Förderstätte kann eine solche EE-Anlage zur Entwicklung der Region beitragen, denn die durchschnittliche Nutzungsdauer einer EE-Anlage liegt über dem durchschnittlichen Förderzeitraum.

Abbildung 3: Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien



Quelle: CCSI

Hürden

Die Hürden, die einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien entgegenstehen, lassen sich fünf Bereichen zurechnen, nämlich Technik, Kompetenz, Finanzierung, Regulierung und Interessen/Anreize.

Technische Faktoren

Die technischen Hürden sind eng mit der Intermitenz und Variabilität von erneuerbaren Energiequellen verbunden. Förderanlagen werden an 365 Tagen rund um die Uhr betrieben und sind daher auf eine stabile, unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen. Solar- und Windenergie können jedoch nur dann erzeugt werden, wenn die Sonne scheint bzw. Wind weht. Insbesondere netzferne Förderstandorte benötigen daher eine jederzeit verfügbare Ersatzversorgung; in den meisten Fällen werden dafür Dieselgeneratoren eingesetzt. Bei der Planung eines Hybridkraftwerks ist nicht nur zu beachten, dass die Stromversorgung rund um die Uhr gewährleistet sein muss, sondern es gilt, auch jahreszeitliche Faktoren und mehrjährige, zyklische Wetterphänomene wie El Niño zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass die Stromversorgung auch im ungünstigsten Fall gegeben ist. Daher kann auf die Investitionsaufwendungen zur Errichtung einer jederzeit verfügbaren Ersatzversorgung nicht verzichtet werden. Dies mindert die Attraktivität von Investitionen in EE-Anlagen zur Erreichung einer höheren Durchdringung. Weitere technische Hürden sind der Standort und die Installation. In bestimmten Gebieten sind die Witterungsbedingungen für den Bau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen eher ungünstig. Hinzu kommt, dass sich viele Förderstätten in Gegenden befinden, in denen sich Photovoltaik- oder Windkraftanlagen nur schwer errichten lassen, weil für Photovoltaikanlagen 25 Mal und für Windkraftanlagen 2,5 Mal so viel Fläche benötigt wird wie für Dieselgeneratoren.

Kompetenz

Da viele Rohstoffunternehmen erst seit kurzem auf erneuerbare Energien zur Stromversorgung ihrer Förderstätten setzen, verfügen sie über relativ wenige Erfahrungswerte in Bezug auf Windkraft-, Photovoltaik- und Hybridanlagen, während sie mit herkömmlichen Kraftwerken – beispielsweise Dieselkraftwerken – sowie deren Betrieb und Wartung gut vertraut sind. Zur Lösung dieses Problems werden die Rohstoffunternehmen ggf. den Bau und Betrieb einer EE- oder Hybridanlage an einen unab-

hängigen Stromerzeuger auslagern. Darüber hinaus müssen jedoch auch die Beschaffungssysteme so angepasst werden, dass das Projekt für einen unabhängigen Stromerzeuger und potenzielle Finanzierer interessant wird. Wenn eine vollständige Integration der verschiedenen Teile des Hybridkraftwerks nicht gelingt, kann dies zu logistischen Problemen und unklaren Verantwortlichkeiten führen.

Finanzierung

Finanzierungsengpässe ergeben sich meistens aus der Kostenstruktur einer EE-Anlage. Zwar sind die Betriebskosten eines Dieselkraftwerks höher, doch bei EE-Anlagen sind die Anfangsinvestitionen höher, was sich auch in absehbarer Zeit nicht ändern wird. Aus einer cashflow-orientierten Betrachtungsweise im Rahmen eines Selbsterzeugermodells ist dies problematisch, weil ein Investor darauf aus ist, dass die Anfangsinvestitionen so schnell wie möglich wieder erwirtschaftet werden. Wie bereits erwähnt, kann eine Auslagerung der EE-Anlage an einen unabhängigen Stromerzeuger dieses Problem lösen. Allerdings ist in diesem Fall mit höheren Stromgestehungskosten zu rechnen, weil der unabhängige Stromerzeuger eine Gewinnmarge erzielen muss und zudem höhere Finanzierungskosten hat als ein großer Bergbaukonzern. Wenn das Rohstoffunternehmen der Hauptstromabnehmer ist, wird ein unabhängiger Stromerzeuger auf einer Mindestabnahmeverpflichtung durch das Rohstoffunternehmen bestehen, um seine Investitionskosten wieder zu erwirtschaften. Eine solche Mindestabnahmeverpflichtung ist an die Nutzungsdauer der Produktionsstätte gebunden, die wiederum von der Größe der wirtschaftlich förderbaren Erzvorkommen abhängt.

Wenn der Förderzeitraum der Nutzungsdauer der Photovoltaik- oder Windkraftanlage entspricht, die für etwa 20-25 Jahre ausgelegt ist, dürfte die EE-Anlage im Vergleich zu weniger kapitalintensiven Lösungen wie Dieselkraftwerken erhebliche Einsparpotenziale bieten. Rohstoffunternehmen haben jedoch einen Anreiz dafür, die Anfangsinvestitionskosten soweit zu begrenzen, dass das Bergbauvorhaben bankfähig wird (d. h. das Rohstoffunternehmen muss über ausreichende Rücklagen verfügen, um eine Finanzierung zu erhalten). Anschließend wird die Exploration fortgeführt, während die Förderung anläuft. Zwar hat ein Bergbauvorhaben wahrscheinlich eine längere Laufzeit, als die Vorkommen zu Beginn des Vorhabens vermuten lassen, doch unabhängige Stromerzeuger und Finanzierer übernehmen nur ungern die Risiken, die mit

der kürzeren anfänglichen Förderdauer verbunden sind. Je kürzer der Förderzeitraum, desto unattraktiver wird die EE-Lösung.

Selbst wenn die Rohstoffvorkommen so groß sind, dass von einer langen Förderdauer ausgegangen werden kann, sind viele Rohstoffunternehmen nicht bereit, sich über ein PPA langfristig zu binden oder Patronatserklärungen abzugeben, da sie in diesem Fall bei einem Markteinbruch nicht ohne weiteres die Möglichkeit haben, die Förderstätte vorübergehend herunterzufahren oder stillzulegen. PPAs mit langer Laufzeit sehen außerdem eine langfristige Preisbindung vor, was ungünstig ist, wenn die von unabhängigen Stromerzeugern angebotenen Stromtarife rapide sinken. Darüber hinaus hat sich der Markt für Solar- und Windstrom konsolidiert, so dass in den letzten Jahren viele unabhängige Stromerzeuger von Wettbewerbern übernommen oder in die Insolvenz gegangen sind. Das bekannteste Beispiel dafür ist das Unternehmen SunEdison, das einst als weltgrößter Ökostromerzeuger galt und 2016 Insolvenz anmelden musste. Vor diesem Hintergrund bergen langfristige Verträge mit unabhängigen Stromerzeugern höhere Risiken.

Bei der Realisierung eines Stromverkaufmodells, bei dem auch die Gemeinden in der näheren Umgebung der Förderstätte mit Strom versorgt werden, erweist sich ebenfalls die Finanzierung als größte Hürde. Ein solches Modell sollte angesichts der Entwicklungspotenziale, die es bietet, besonders für Geber interessant sein. *Die Entwicklungsfinanzinstitute* (DFI) konzentrieren sich jedoch vor allem auf die Finanzierung von großen EE-Anlagen und weniger auf kleinere Hybridkraftwerke, wie sie für netzferne Förderstandorte und die umliegenden Gemeinden sinnvoll sein können. Bei kleineren Anlagen sind die Verwaltungskosten höher. Hinzu kommt, dass Entwicklungsfinanzinstitute keine Kraftwerke finanzieren, bei denen fossile Energieträger verstromt werden. Diese sind jedoch – zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt stets Teil von Hybridkraftwerken, wie sie für netzferne Förderstätten benötigt und gebaut werden. Darüber hinaus stellen langwierige Prozesse zur Prüfung und Genehmigung von Finanzierungslösungen ein Hindernis auf dem schnelllebigen Markt für erneuerbare Energien dar.

Regulierung

Die Subventionierung von fossilen Energieträgern bremst die Einführung von erneuerbaren Energien

an den Förderstandorten. 2015 waren die weltweiten Subventionen für fossile Energieträger etwa doppelt so hoch wie die Subventionen für erneuerbare Energien. Darüber hinaus sind Rohstoffunternehmen häufig von den Steuern auf Kraft- und Brennstoffe befreit, die für den Offroad-Betrieb von Fahrzeugen und die Stromerzeugung verwendet werden. In rohstoffreichen Ländern wie Australien und Südafrika gehen die meisten Steuergutschriften und Steuererstattungsansprüche im Zusammenhang mit Kraftstoffsteuern an die Rohstoffwirtschaft. Aufgrund dieser Subventionen und Anreize sind erneuerbare Energien weniger attraktiv. Darüber hinaus gibt es in vielen rohstoffreichen Ländern keine spezifischen Regelungen für erneuerbare Energien. Bei netzfernen Förderstandorten in Entwicklungsländern können die fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen durch entsprechende Vereinbarungen in dem PPA ersetzt werden, das zwischen dem unabhängigen Stromerzeuger und dem Rohstoffunternehmen abgeschlossen wird. Sobald die EE-Anlage jedoch an das allgemeine Stromnetz angebunden und/oder der Strom auch für den Verkauf an Dritte (beispielsweise die Gemeinden im näheren Umfeld des Förderstandorts) bestimmt ist, werden gesetzliche Vorschriften zur Regulierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt. Zwar gibt es Beispiele für Rohstoffunternehmen, die sich dazu verpflichtet haben, die Gemeinden in der näheren Umgebung ihrer Förderstätten mit Strom zu beliefern, doch es fehlen Anreize, Verpflichtungen und gesetzliche Anforderungen zur Förderung dieses Modells.

Interessen

Aus technischer Sicht erscheint ziemlich offensichtlich, welche regulatorischen Änderungen zur Förderung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien erforderlich sind. Allerdings lassen sich Reformen des Energiesektors in der Praxis schwer umzusetzen, weil zahlreiche private und öffentliche Stakeholder kein Interesse an einer Änderung der Energiepolitik haben. Reformen, die darauf abzielen, die Strukturen im Energiesektor aufzubrechen, um unabhängigen Stromerzeugern die Chance zu bieten, zu wettbewerbsfähigen Bedingungen Strom zu erzeugen und zu verteilen, stoßen häufig auf den Widerstand der öffentlichen Versorgungsunternehmen, die dadurch ihre Monopolstellung verlieren würden.

Darüber hinaus stehen einer weiteren Verbreitung von erneuerbaren Energien die Interessen der Akteure gegenüber, die vom Einsatz fossiler Energie-

träger profitieren. Dazu zählen beispielsweise Politiker, die Wähler gewinnen wollen, die in irgendeiner Form an der Wertschöpfungskette der fossilen Energieträger beteiligt sind, sowie Wirtschaftsverbände, die durch Lobbyarbeit Regierungen beeinflussen und Desinformationskampagnen finanzieren. Darüber hinaus werden die Einfuhr und der Vertrieb von Dieselmotoren in Entwicklungsländern oft von einflussreichen und gut vernetzten Wirtschaftseliten kontrolliert. Auch auf Branchen- und Unternehmensebene stehen sich konkurrierende Interessen gegenüber. Der Rohstoffsektor ist nicht so aufgeschlossen für Innovationen und Veränderungen wie beispielsweise die IKT-Branche, die bei der Einführung von erneuerbaren Energien führend ist. Die abwartende Haltung der Rohstoffunternehmen, die dazu tendieren, neue Technologien erst einzuführen, wenn sie sich bei anderen bewährt haben, erschwert

die Erprobung neuer EE-Anlagen an den Förderstandorten. Auf Unternehmensebene haben die Geschäftsleitung und die Abteilung für Nachhaltigkeitsfragen aus Reputationsgründen eventuell ein Interesse an der Einführung von erneuerbaren Energien, doch bei einem Betriebsleiter eines Förderstandorts, dessen Vergütung sich nach der Erreichung bestimmter Förderziele richtet, ist dies wahrscheinlich nicht der Fall. Darüber hinaus werden die Anlagenanbieter dazu angehalten, konservative Anlagen mit einem geringen Anteil von erneuerbaren Energien zu planen, damit sichergestellt ist, dass die Anlagen den Strombedarf in jedem Fall decken können.



Trends und Einflussfaktoren

Die Trends und Einflussfaktoren wurden ebenfalls nach den fünf oben genannten Kategorien gegliedert.

Technische Faktoren

Die steigende Nachfrage nach Mineralien bei gleichzeitig sinkenden Erzgehalten führt dazu, dass der Energiebedarf pro geförderte Tonne steigt. Da die Förderstätten ihre Energieversorgung mehr und mehr auf Strom umstellen, dürfte der Stromanteil am gesamten Energiebedarf der Förderstandorte steigen. Ein Beispiel für diesen Trend bietet das Goldbergwerk Chapeau in Goldcorp (*Kasten 26*). Gleichzeitig werden die Kosten für Solar- und Windenergie in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter zurückgehen, so dass sie bezogen auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten und unter Herausrechnung von Subventionen zu den kostengünstigsten Stromquellen werden dürften. Bereits heute können erneuerbare Energien wie Windkraft- und gewerbliche Photovoltaikanlagen im Kostenwettbewerb bestehen, sofern Subventionen herausgerechnet werden. So setzt das südafrikanische Bergwerk Thabazimbi (*Kasten 27*) bereits seit 2013 auf Solarstrom und konnte dadurch seine Stromgestehungskosten so weit senken, dass die Photovoltaikanlage bereits nach 3,6 Jahren die Gewinnschwelle erreicht hat. Seitdem sind die durchschnittlichen Kosten des mit der Photovoltaikanlage erzeugten Solarstroms um weitere 44 % gesunken.

Darüber hinaus gehen Fachleute davon aus, dass auch die Batteriepreise rapide sinken werden – so wird für den Zeitraum zwischen 2017 und 2025 eine Halbierung der Batteriepreise erwartet. Dadurch dürften Stromspeichersysteme wirtschaftlich interessanter werden, um Fluktuationen der Wind- und Solarstromeinspeisung entgegenzuwirken, wodurch die erneuerbaren Energien eine höhere Durchdringungsrate in der netzfernen Stromversorgung erreichen könnten. Das Kupfer-Gold-Bergwerk in Degussa, Westaustralien, (*Kasten 28*) ist ein gutes Beispiel für eine Förderstätte, die bereits über ein Hybridkraftwerk mit Stromspeichersystem verfügt. Weitere vielversprechende Speicherlösungen zur Lösung des mit EE-Anlagen verbundenen Intermitenzproblems sind der Bau von Sonnenwärmekraftwerken, Pumpspeichern und die Nutzung von Wasserstofftechnologien. In dem chilenischen Bergwerk von Gabriela Mistral (*Kasten 29*) stellt eine Solarthermieanlage 80 % des für die elektrolytischen Prozesse

benötigten Stroms bereit. Darüber hinaus werden derzeit zur Deckung des Strombedarfs der Förderstätten in Nordchile mehrere Sonnenwärmekraftwerke errichtet. Ein Beispiel dafür ist das Projekt Cerro Dominador (*Kasten 30*). Ferner können stillgelegte Förderstandorte zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken genutzt werden. Das fortschrittlichste Pumpspeicherkraftwerk zur Speicherung von Strom für zwei Tagebaue befindet sich in Kidston (*Kasten 31*), Australien. Wasserstoff ist für den Bergbau besonders interessant, da er nicht nur die Möglichkeit bietet, aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom zu speichern, sondern auch Kraftstoffe zum Betrieb von Bergbaumaschinen zu ersetzen – eine Anwendung, die derzeit in dem Bergwerk in Raglan (*Kasten 32*), Kanada, erprobt wird.

Modular aufgebaute EE-Anlagen können zur Lösung des oben skizzierten Problems beitragen, das darin besteht, dass Rohstoffunternehmen nicht in der Lage oder nicht bereit sind, langfristige PPAs abzuschließen. Dabei kann ein PPA mit verkürzter Laufzeit vorgesehen werden, und die Anlagen können andernorts eingesetzt werden, wenn das PPA nicht verlängert wird. Mit diesem Ansatz dürfte es auch möglich sein, erneuerbare Energien bereits in der Explorationsphase einzuführen. So werden in der Century Mine (*Kasten 33*) und der Cannington Mine (*Kasten 33*) in Queensland, Australien, derzeit modular aufgebaute Solaranlagen errichtet.

Kompetenz

Immer mehr Rohstoffunternehmen führen erneuerbare Energien an ihren Förderstandorten ein und sammeln auf diese Weise Erfahrung und bauen Knowhow auf. Auch die unabhängigen Stromerzeuger erweitern ihr Wissen über die Besonderheiten des Rohstoffsektors, die sie berücksichtigen müssen, wenn sie bei diesen Kunden mit gewerblichen EE-Anlagen erfolgreich sein wollen. Darüber hinaus arbeiten staatliche Institutionen und NGOs an Projekten zur Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten und stellen ihre Ergebnisse und Erfahrungen allgemein zur Verfügung. Beispiele dafür sind die zur australischen Regierung gehörende ARENA (*Kasten 34*) und das Sunshine for Mines-Projekt des Rocky Mountain Institute. Auch die Geber verfügen über Erfahrungen, die sie bei der Gestaltung von Fördermaßnahmen und der Realisierung von EE-Lösungen gesammelt haben. Darüber hinaus können auch Lernerfahrungen aus anderen Sektoren dazu beitragen, einige der oben beschriebenen Probleme bei der Anschaffung einer

EE-Anlage zu lösen. So kann beispielsweise das Anchor-Business-Community-Projekt der GIZ (*Kasten 35*) die Stakeholder bei der Umsetzung einer Vereinbarung über die Stromversorgung von Gemeinden unterstützen. Diese Erfahrungen, insbesondere wenn sie zeigen, inwiefern Rohstoffunternehmen in wirtschaftlicher Hinsicht von EE-Lösungen profitieren, werden die Einführung von erneuerbaren Energien voraussichtlich vorantreiben.

Finanzierung

Die Finanzierung von unabhängigen Stromversorgern, die auf Ökostrom setzen, stellt nach wie vor die größte Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere für Entwicklungsländer, in denen die erneuerbaren Energien noch nicht im Regulierungssystem berücksichtigt werden und in denen die wahrgenommenen Risiken höher sind. Allerdings sind im Hinblick auf Unternehmens-PPAs auch positive Trends zu verzeichnen. So ist das Volumen der Unternehmens-PPAs in kurzer Zeit stark gestiegen, nämlich von rund 2 GW im Jahr 2012 auf 29 GW im Jahr 2018. Ferner wurden zahlreiche PPA-Varianten sowie verschiedene Finanzierungs- und Versicherungsprodukte entwickelt, um den unterschiedlichen Projektspezifikationen und -risiken gerecht zu werden. Infolgedessen liegen die Eigenkapitalquoten in Australien nun in einer Bandbreite von 5 – 10 %, während sie früher bei netzgekoppelten EE-Anlagen zwischen 10 – 15 % lagen. Eine ähnliche Entwicklung ist bei netzfernen Förderstandorten zu beobachten.

Entwicklungsfinanzinstitute spielen eine wichtige Rolle bei der Minderung der mit EE-Projekten verbundenen Risiken. Ein Beispiel dafür bietet das Projekt Amanecer Solar CAP in Chile (*Kasten 37*). Darüber hinaus gelingt es zunehmend, auch institutionelle Investoren wie Pensionsfonds, Staatsfonds und internationale private Vermögensverwalter für Investitionen in erneuerbare Energien zu gewinnen, da diese Akteure sich immer mehr von fossilen Energieträgern lösen und damit langfristig gebundenes Kapital freisetzen.

Regulierung

Um die Attraktivität der erneuerbaren Energien zu erhöhen setzen weltweit immer mehr Länder finanzielle und steuerliche Anreize und erlassen Vorschriften, die den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern. Während 2007 nur 50 Länder über Vorschriften und Anreizsysteme für erneuerbare Energien verfügten, waren es 2017 bereits 128. In mehr als 150 Ländern wurden auf nationaler Ebene Ziele

für die Einführung und den Ausbau der erneuerbaren Energien festgelegt. Darüber hinaus ist die Zahl der Länder und Regionen, die Systeme zur Bepreisung von CO₂ eingeführt haben, deutlich gestiegen. So hatten 2017 40 Staaten und 25 subnationale Regionen entsprechende Initiativen eingeführt. Infolgedessen hat sich das unter ein Emissionshandelssystem fallende CO₂-Volumen in den letzten zehn Jahren vervierfacht. Durch derartige Emissionshandelssysteme werden die durch die Emission von fossilen Brennstoffen verursachten Kosten internalisiert und die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien weiter gestärkt. Diese Entwicklung dürfte anhalten, da den Ländern daran gelegen ist, die Verpflichtungen zu erfüllen, die sie durch die nationalen Klimaschutzbeiträge im Rahmen des Klimaschutzabkommens von Paris eingegangen sind.

Interessen

Die Klimarisiken in ihren Portfolios bereiten Aktionären und institutionellen Anlegern zunehmend Sorgen. So stand auf den Hauptversammlungen US-amerikanischer Aktiengesellschaften in den letzten Jahren der Klimawandel als vielfach erster Punkt auf der Tagesordnung. Immer häufiger fordern Investoren die Geschäftsleitung zur Einführung von Systemen auf, die geeignet sind, die CO₂-Risiken zu mindern, und verlangen, dass Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien festgelegt werden. Ähnliche Entwicklungen sind auch in anderen Ländern zu beobachten, in denen Rohstoffunternehmen an der Börse notiert sind. Initiativen wie die Task Force Climate-related Financial Disclosures und das Sustainability Accounting Standards Board legen neue Standards mit klimabezogenen Berichtspflichten fest. Die Initiative Science Based Targets unterstützt Unternehmen und Investoren dabei zu beurteilen, welche Ziele im Einklang mit dem Klimaschutzabkommen von Paris stehen.

Auch die Verbraucher üben zunehmend Druck auf die Unternehmen aus und verlangen von diesen, dass sie für eine verantwortungsvolle Wertschöpfungskette sorgen. Die verantwortungsvolle Beschaffung von Kobalt aus der Demokratischen Republik Kongo bietet ein aktuelles Beispiel dafür, dass der Rohstoffsektor direkt von diesen Entwicklungen betroffen ist. So wurden Konzerne wie Apple dazu aufgefordert, über die CO₂-Emissionen in ihrer Lieferkette zu berichten und Druck auf die Lieferanten auszuüben, damit diese ihre CO₂-Emissionen senken. Als einer der größten Emittenten in der

Wertschöpfungskette für die Herstellung von Konsumgütern ist der Bergbausektor von diesen Trends besonders betroffen. Ähnliches gilt für den Automobilbau, denn in dieser Branche werden etwa zwei Drittel der über die gesamte Fahrzeuglebensdauer anfallenden CO₂-Emissionen künftig nicht mehr während der Nutzung (eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor) sondern bei der Produktion (eines Fahrzeugs mit Elektromotor) entstehen. Ein weiterer Faktor, der die Nachfrage nach kohlenstoffarmen Mineralien steigen lassen dürfte, ist das öffentliche Beschaffungswesen. So zielt die Politik der EU und der OECD-Länder darauf ab, umweltfreundliche Lieferketten im Bau- und Verkehrssektor zu fördern. Die betroffenen Gemeinden sorgen sich nicht so sehr um die CO₂-Emissionen, sondern vielmehr um die mit der Rohstoffförderung verbundene Luft- und Lärmbelastung. Diese könnte jedoch durch die Einführung von erneuerbaren Energien gemindert werden. Seit einigen Jahren geht in vielen Ländern die gesellschaftliche Akzeptanz der Rohstoffförderung zurück. Verstärkt wird diese Entwicklung dadurch, dass die Rohstoffunternehmen versuchen, ihre Standorte zu automatisieren – mit negativen Auswirkungen auf die Beschäftigung und die Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen vor Ort. Um die lokalen Gemeinden in netzfernen Gebieten für sich zu gewinnen, könnten die Rohstoffunternehmen versuchen, die Gemeinden in der Nähe ihrer Förderstandorte mit Strom zu versorgen und dem Shared-Value-Paradigma wieder stärker zur Geltung zu verhelfen.

Unter dem wachsenden Druck der verschiedenen Stakeholder hat der Rohstoffsektor in den letzten Jahren etliche Standards mit Empfehlungen und Vorgaben zum Klimaschutz entwickelt. Außerdem haben verschiedene internationale und nationale Rohstoffverbände ihre Klimaschutzstandards in unterschiedlichem Umfang angepasst. Auch Zertifizierungssysteme wie die Aluminum Stewardship Initiative und die Initiative for Responsible Mining Assurance verpflichten die Rohstoffunternehmen und Förderstandorte auf ehrgeizigere Treibhausgas-minderungsziele. Zur Erreichung dieser Zielvorgaben müssen die Rohstoffunternehmen wesentlich stärker auf erneuerbare Energien setzen als bisher.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Dynamik und die langfristigen Trends deuten darauf hin, dass die erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft an Bedeutung gewinnen. Da sich die Auswirkungen des Klimawandels verschärfen, die Ausgaben für die Anpassung an den Klimawan-

del steigen und die Preise für erneuerbare Energien und Speichertechnologien weiter sinken, dürfte sich diese Entwicklung mit zunehmendem Druck durch die verschiedenen Stakeholder noch verstärken. Dadurch bietet sich zukunftsorientierten Rohstoffunternehmen die Chance, Kompetenz auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien aufzubauen. Im Rahmen der fortschreitenden Einführung von erneuerbaren Energien können die Investitionen dazu genutzt werden, um mit der Hilfe von Gebern netzferne Regionen mit Strom zu versorgen. Auch nach der Stilllegung bieten ehemalige Förderstätten vielfach ausgezeichnete Möglichkeiten für den Bau von EE-Anlagen.

Damit die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor gelingt, müssen Regierungen, Rohstoffunternehmen, unabhängige Stromerzeuger und Geber aktiv werden.

Regierungen bzw. Staaten, die Investoren für EE-Projekte gewinnen wollen, könnten den Markt für unabhängige Stromerzeuger öffnen. Eine Alternative dazu sind Strombezugsprogramme für Unternehmen, die von staatlichen Energieversorgern angeboten werden. Ferner könnte der Staat vorschreiben, dass bei der Neuerschließung von Flächen für Investitionsvorhaben im Rahmen der Machbarkeitsstudien die Realisierbarkeit von EE-Projekten zu prüfen ist. Außerdem könnte die Regierung die Anforderungen für die Stromversorgung von Gemeinden aushandeln, soweit dies sinnvoll ist. Die Vorschriften sollten so gestaltet werden, dass die jeweilige EE-Anlage nach Stilllegung des Förderstandorts weiterbetrieben werden kann. Darüber hinaus sollte der Staat in Ländern, in denen ein großer Teil der CO₂-Emissionen auf die Rohstoffwirtschaft zurückgeht, prüfen, ob es sinnvoll ist, der Branche CO₂-Minderungsziele vorzugeben. Zur weiteren Förderung der erneuerbaren Energien könnte der Staat ein Emissionshandelssystem einführen, Subventionen für fossile Energieträger streichen und Stromherkunftsnachweise einführen. Außerdem sollten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf diesem Gebiet sowie Unternehmen, die frühzeitig auf erneuerbare Energien setzen, belohnt werden. Auf der Nachfrageseite könnten die Staaten versuchen, eine umweltfreundliche öffentliche Beschaffungspraxis zu entwickeln, um Anreize für die Dekarbonisierung der Sektoren Bau und Verkehr zu setzen.

Die **Rohstoffunternehmen** und deren Branchenverbände sollten sich für erneuerbare Energien aufgeschlossen zeigen, sich ehrgeizige Klimaschutzziele setzen und versuchen, sich im Bereich der umwelt- und klimafreundlichen Energieversorgung eine führende Position zu erarbeiten. Die Entwicklung von ebenso klimafreundlichen wie hochwertigen Produkten ist ein Signal an die Verbraucher und bietet die Chance auf einen künftigen Wettbewerbsvorteil. Die Schulung von Mitarbeitern in Bezug auf die Möglichkeiten der erneuerbaren Energien und die Nutzung von Anreizsystemen können dazu beitragen, ehrgeizige Energie- und Klimaschutzziele im gesamten Unternehmen zu verankern. Angesichts der rasanten technologischen Entwicklung und des Preisverfalls sollten die Rohstoffunternehmen regelmäßig prüfen, ob die Nutzung von EE-Anlagen an den Förderstandorten inzwischen sinnvoll ist und neue Chancen bietet. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, dass die Beschaffungspraktiken so angepasst werden, dass sie einer Einführung von EE-Lösungen nicht entgegenstehen. Bei netzfernen Förderstandorten sollten die Rohstoffunternehmen intensiver darüber nachdenken, welche strategische Rolle sie bei der Konzeption von EE-Lösungen spielen können, um durch eine Verbesserung der Stromversorgung die ländliche Entwicklung voranzubringen.

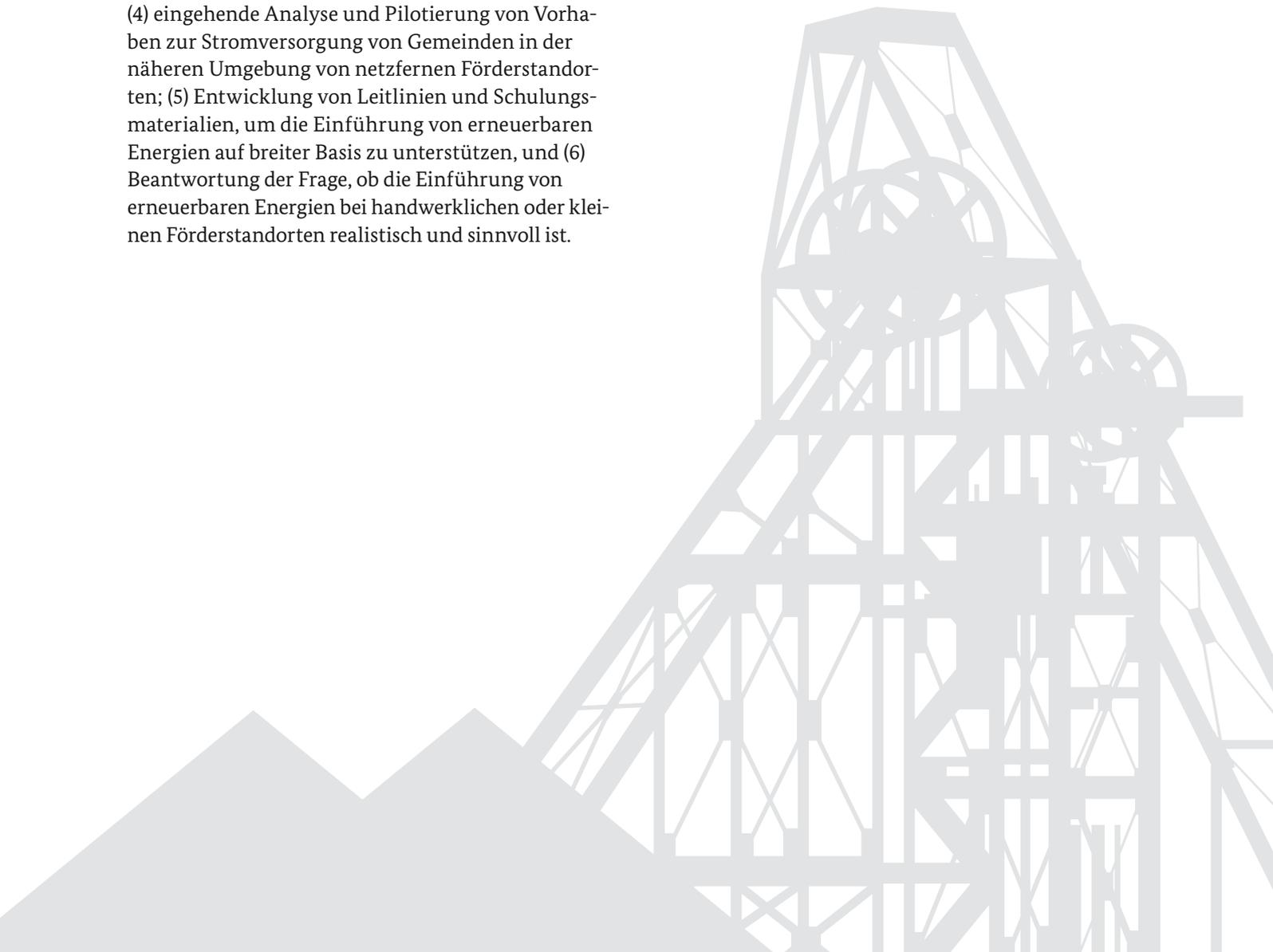
Die **unabhängigen Stromerzeuger** könnten sich besser auf die Bedarfe der Rohstoffunternehmen einstellen und flexibel einsetzbare Hybridkraftwerke entwickeln. Die Einhaltung strenger Umwelt-, Sozial- und Governance-Standards würde dazu beitragen, dass die EE-Anlagen auch künftig von der Gesellschaft akzeptiert werden. Da immer mehr EE-Projekte auf den Weg gebracht werden, besteht die Gefahr, dass der Widerstand in den betroffenen Gemeinden zunimmt, wenn die einschlägigen best practices nicht befolgt werden. Unterstützung bei einem solchen Vorhaben bieten die Entwicklungsfinanzzinstitute mit ihren speziellen Finanzierungslösungen.

Die **Geber** sollten die Mittel für die Finanzierung von Klimaschutz- und Klimaanpassungsmaßnahmen erhöhen, da die Industrieländer ihre Zusagen bisher nur unzureichend erfüllt haben.

So fehlen zurzeit insbesondere Lösungen zur Finanzierung von mittelgroßen EE-Anlagen für Förderstandorte. Ferner könnte eine zentrale Anlaufstelle zur Nutzung von erneuerbaren Energien durch (Rohstoff)Unternehmen eingerichtet werden, um die Umsetzung von EE-Projekten bestmöglich zu unterstützen. Die Geber können eine besonders wichtige Rolle bei der Entwicklung und Umsetzung von Konzepten zur Stromversorgung von netzfernen Gemeinden sowie bei der Koordinierung der Bündelung des Strombedarfs spielen. Eine Straffung der Förderprogramme von der Planung bis zum Abschluss würde dazu beitragen, dass die Förderprogramme mit der rasanten Entwicklung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien Schritt halten. Eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen den Abteilungen, die für die Rohstoffwirtschaft bzw. für erneuerbare Energien zuständig sind, sowie zwischen den Bereichen fachliche Beratung und Finanzierung könnte dazu beitragen, dass Chancen frühzeitig erkannt und genutzt werden. Und schließlich sollten die Geber politisch daran arbeiten, Energiereformen voranzutreiben, die die Einführung von erneuerbaren Energien in rohstoffreichen Entwicklungsländern fördern.



Wir hoffen, dass wir mit diesem Bericht aufzeigen können, welche Möglichkeiten sich für die Nutzung von erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft bieten. Während der Arbeiten an dieser Studie und aus den Gesprächen, die in diesem Zusammenhang geführt wurden, sind einige interessante Ideen entstanden, die näher zu betrachten sich lohnt. Dabei geht es insbesondere um folgende Punkte: Analyse und Bewertung der zur Verfügung stehenden EE-Technologien, um zu ermitteln, welche Technologien für die Wertschöpfungskette des Rohstoffsektors besonders vielversprechend sind; (2) Beantwortung der Frage, inwieweit rohstoffreiche Entwicklungsländer, die über Potenziale zur Nutzung von Wasserkraft verfügen, die Einführung von Solar- und Windenergie fördern und davon profitieren können; (3) Entwicklung eines Förderstandortmodells auf der Grundlage der Voraussetzungen, die für die Nutzung von erneuerbaren Energien gegeben sein müssen, und Vergleich der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeit mit dem klassischen Ansatz, bei dem eine Energielösung für einen Standort mit einer bestimmten Förderkapazität entwickelt wird; (4) eingehende Analyse und Pilotierung von Vorhaben zur Stromversorgung von Gemeinden in der näheren Umgebung von netzfernen Förderstandorten; (5) Entwicklung von Leitlinien und Schulungsmaterialien, um die Einführung von erneuerbaren Energien auf breiter Basis zu unterstützen, und (6) Beantwortung der Frage, ob die Einführung von erneuerbaren Energien bei handwerklichen oder kleinen Förderstandorten realistisch und sinnvoll ist.





© shutterstock

Sonnenwärmekraftwerk





Einleitung

Der Rohstoffsektor ist eine energieintensive Branche, die für den Betrieb ihrer Standorte auf eine zuverlässige und unterbrechungsfreie Energieversorgung angewiesen ist. Je nach Art und Umfang der in die Bewertung einbezogenen nachgelagerten Wertschöpfungsschritte entfallen zwischen 1,25 und 11 % des weltweiten Energiebedarfs auf die Rohstoffwirtschaft.¹ Dieser wird zu durchschnittlich 62 % durch die fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle gedeckt. 35 % des Energieverbrauchs entfallen auf Strom, der

je nach Land ebenfalls mithilfe fossiler Energieträger erzeugt wird.* 2014 wurden nur 0,001 % des Endenergieverbrauchs im Bergbau sowie in der Gewinnung von Steinen und Erden durch Solar- und Windenergie oder andere vor Ort errichtete EE-Anlagen gedeckt.³ Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Strommixes im öffentlichen Stromnetz liegt der Anteil der erneuerbaren Energien im Bergbau seit 1971 relativ konstant bei unter 10 %.⁴

HINWEISE

* Bei Eisen- und nicht-metallischen Mineralien ist das Verhältnis zwischen dem Verbrauch an fossilen Energieträgern und dem Stromverbrauch (rund 87–88 %) höher als bei Nichteisenmetallen (rund 60 %).²

Es wird erwartet, dass der Energieverbrauch des Rohstoffsektors bis 2035⁵ um 36 % steigen wird, weil die Erzgehalte sinken, gleichzeitig aber der Bedarf an Mineralien steigt. Gleichzeitig haben die Länder der Welt die Agenda 2030⁶ vereinbart und sich dazu verpflichtet, den weltweiten Temperaturanstieg auf 1,5 °C zu begrenzen. Die Erreichung dieses Ziels erfordert eine zügige Dekarbonisierung der weltweiten Energiesysteme bis zur Mitte des Jahrhunderts.⁷ Diese beiden Entwicklungen bieten der Rohstoffwirtschaft beispiellose Chancen und stellen sie gleichzeitig vor enorme Herausforderungen. Einerseits wird die Geschwindigkeit der Energiewende die Nachfrage nach bestimmten Mineralien entscheidend beeinflussen, da die klimaneutralen Technologien für den Energie- und Verkehrssektor mineralintensiver sind.⁸ Andererseits muss der Rohstoffsektor seine Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen drastisch reduzieren, um seinen CO₂-Ausstoß zu senken. Mit Solar- und Windenergie ist es möglich, die Stromerzeugung und damit einen wesentlichen Teil des Energieverbrauchs zu dekarbonisieren.

Vor diesem Hintergrund und angesichts des Fortschritts sowie des starken Preisverfalls, der in den letzten Jahren in der Solar- und Windenergie-technik festzustellen war, werden EE-Lösungen für Rohstoffunternehmen immer interessanter. Bei Rohstoffunternehmen machen die Energiekosten durchschnittlich rund 15 % der Gesamtkosten aus – bei metallergfördernden Bergbaubetrieben betragen die Energiekosten sogar bis zu 40 % der Gesamtkosten.⁹ Aus diesem Grund ist eine Senkung der Energiekosten, deren Bedeutung in Zukunft noch zunehmen dürfte, für die Unternehmen von großer Bedeutung. Zurzeit laufen verschiedene Solar- und Windkraftprojekte an; Ernst & Young geht davon aus, dass sich die Investitionen des Rohstoffsektors in erneuerbare Energien bis 2022 mehr als doppeln werden.¹⁰

Trotz des gestiegenen Interesses an der Nutzung von erneuerbaren Energien haben Sonnen- und Windenergie nach wie vor nur eine geringe Durchdringung im Rohstoffsektor erreicht. Sie hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Sektors nicht wesentlich erhöht, denn es gibt weiterhin Vorbehalte gegen die Einführung von erneuerbaren Energien. Dafür gibt es mehrere Gründe, nämlich: (a) das Problem der Unstetigkeit von Solar- und Windkraft; (b) die Tatsache, dass nicht bekannt ist, wie groß die nachweislich vorhandenen Mineralvorkommen sind, so dass es schwierig ist, langfristige Investitionen in EE-Lösungen zu

rechtfertigen; (c) fehlendes Knowhow im Rohstoffsektor über erneuerbare Energien; (d) die Anreizmechanismen im Rohstoffsektor, die einer Umstellung der Energieversorgung entgegenstehen; und (e) die Tatsache, dass die Entwickler von EE-Projekten bei der Gestaltung von Stromversorgungskonzepten die Besonderheiten der Rohstoffunternehmen nur unzureichend berücksichtigen.¹²

Das Ziel dieses Berichts besteht darin, Rohstoffunternehmen, unabhängigen Energieerzeugern, Regierungen und Entwicklungspartnern Empfehlungen an die Hand zu geben, mit denen die Einführung von erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft beschleunigt werden kann. Zu diesem Zweck werden die bestehenden Engpässe und Entwicklungsfaktoren benannt, die das Tempo der Energiewende in der Rohstoffwirtschaft beeinflussen werden. Nach einer umfassenden Analyse der vorhandenen Literatur wurden zusätzlich 53 Vertreter verschiedener Stakeholdergruppen befragt, um die neuesten Entwicklungen und Themen zu berücksichtigen, die noch keinen Eingang in die Literatur gefunden haben. Aus diesen Interviews wurden aussagekräftige Zitate in den Bericht übernommen. Ferner wurden Fallstudien mit praktischen Beispielen und Erfahrungen aufgenommen. Sie werden im gesamten Bericht in gesonderten Kästen wiedergegeben. Besonderes Augenmerk wurde auf die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie auf die Fallstudien aus Australien, Kanada, Chile und Südafrika gelegt. Diese in verschiedenen Weltregionen gelegenen rohstoffreichen Länder stehen an vorderster Front bei der Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten und haben moderne rechtliche Rahmenbedingungen zur Förderung einer ökologischen Energiewende in der Rohstoffwirtschaft entwickelt. Die Fallstudien bieten wertvolle Erfahrungen und Erkenntnisse, von denen andere rohstoffreiche Länder lernen können.

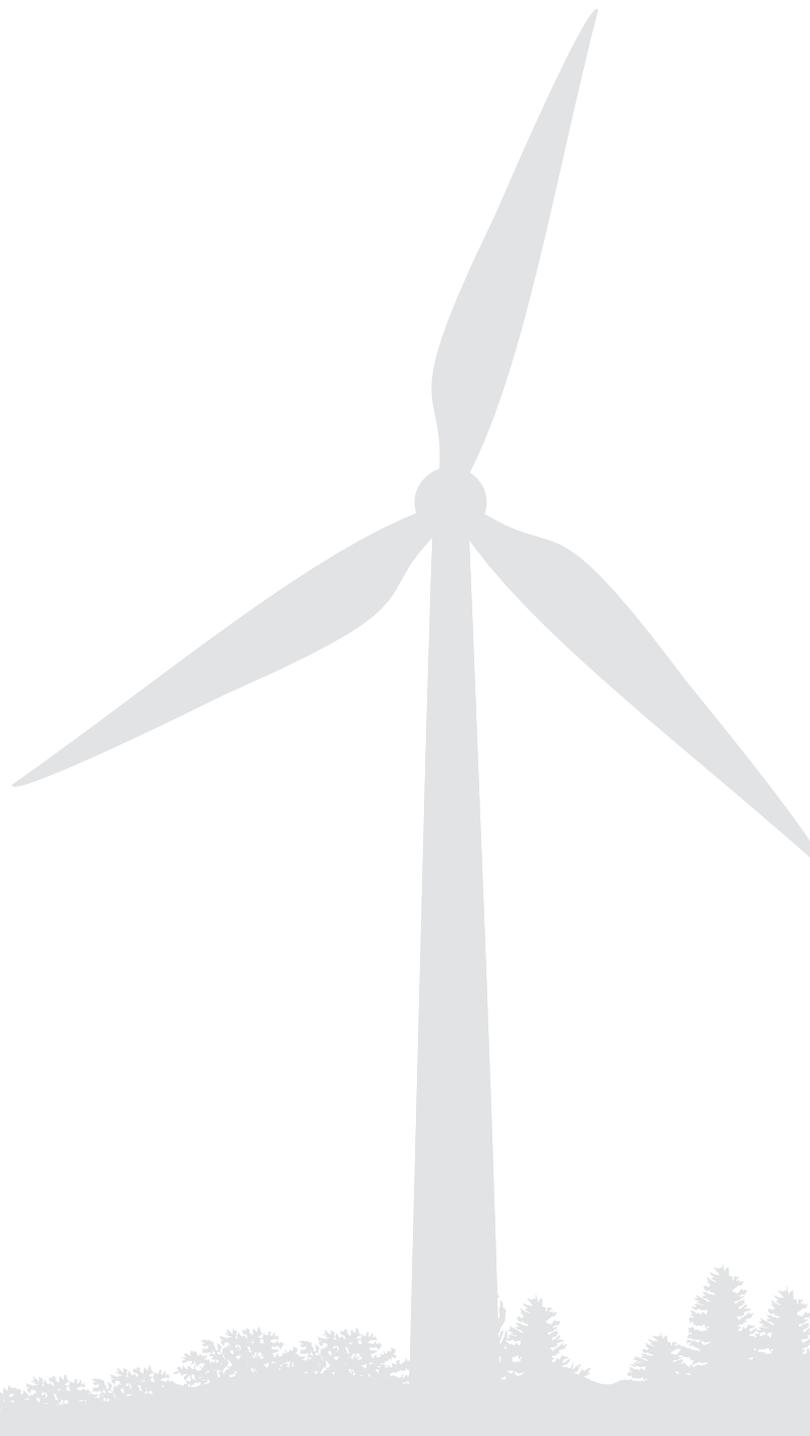
Der Schwerpunkt dieses Berichts liegt auf Solar- und Windkraftanlagen, die große Förderstandorte mit Strom versorgen. Diese Technologien wurden zum einen gewählt, weil sie in den letzten Jahren einen Aufschwung erlebt haben* und zum anderen, weil sie wegen der weiter rückläufigen Kosten in den nächsten Jahren wirtschaftlicher werden. Darüber hinaus lassen sich Solar- und Windkraftanlagen meistens besser an Förderstandorten errichten als andere erneuerbare Energiequellen.** So befindet sich die Wasserkraft als Technik in einem fortgeschrittenen Stadium der Marktreife, so dass es

unwahrscheinlich ist, dass die Kosten für Wasserkraft in den kommenden Jahren deutlich sinken werden. Darüber hinaus wurde bereits in dem vom CCSI mitverfassten Bericht „The Power of the Mine“¹⁴ Synergieeffekte zwischen Rohstoffförderung und Wasserkraftnutzung sowie entsprechende Fallstudien dargestellt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Wasserkraft und andere erneuerbare Technologien bei der Bewertung der potenziellen Energiequellen nicht berücksichtigt werden sollten. So enthält der Bericht verschiedene Fallstudien zur Nutzung von Wasserkraft an Förderstandorten (*Kasten 5 und 7*) sowie zur Einbindung der Geothermie (*Kasten 16*). Insbesondere bietet die Wasserkraft gute Möglichkeiten zur Lösung des Unstetigkeitsproblems, mit dem Solar- und Windkraft verbunden sind, und kann den sehr hohen Energiebedarf von Schmelzöfen besser decken.

Der Bericht gliedert sich wie folgt: *In Teil 1* wird der Rahmen vorgegeben, in dem die Rohstoffunternehmen Wind- und Solarstrom für ihre Förderstätten beziehen können. Dabei wird hervorgehoben, welche Faktoren bei der Wahl des Stromversorgungsmodells zu beachten sind und welche Durchdringungsraten mit unterschiedlichen erneuerbaren Energien erreicht werden können. Außerdem werden verschiedene Modelle für den Verkauf von Ökostrom beschrieben. *In Teil 2* werden die Hindernisse hervorgehoben, denen eine stärkere Nutzung von erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft bisher entgegenstand, und *in Teil 3* werden Zukunftstrends und Faktoren beschrieben, die die Einführung von erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft voraussichtlich voranbringen werden. Der Bericht schließt mit *Teil 4*, der Empfehlungen für die verschiedenen Stakeholder enthält, d. h. für Regierungen, Rohstoffunternehmen, unabhängige Energieerzeuger und Geber.

HINWEISE

- * Eine aktuelle Momentaufnahme zum Stand der erneuerbaren Energien in aller Welt ist *Anhang 1* zu entnehmen.
- ** Viele abgelegene Förderstandorte liegen in der Nähe des Äquators zwischen 35 Grad südlicher Breite und 35 Grad nördlicher Breite. Dieses Gebiet ist durch eine intensive, regelmäßige Sonneneinstrahlung gekennzeichnet (beispielsweise im subsaharischen Afrika, Australien oder Nordchile) und eignet sich somit hervorragend für die Solarstromerzeugung.¹³





© Jörn Breiholz

Die Chuquicamata-Kupfermine (größter Kupfertagebau der Welt) in der Atacama-Wüste im Norden Chiles





Die Rahmenbedingungen für die Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten



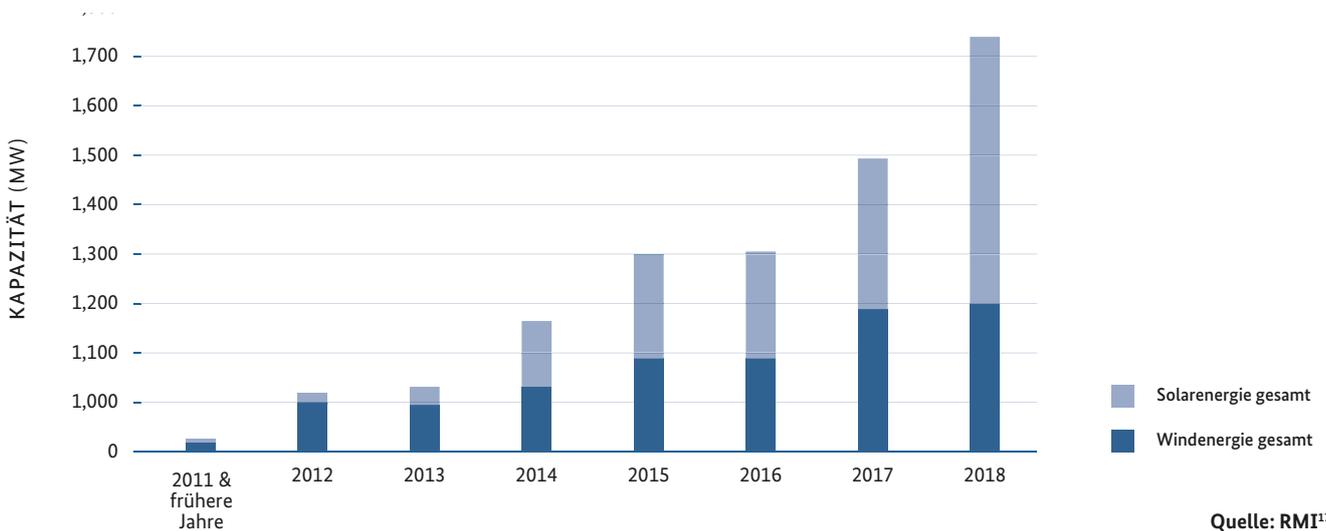
Das Interesse der Rohstoffwirtschaft an erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren gestiegen, und es wurden weitere EE-Anlagen in Betrieb genommen bzw. in Auftrag gegeben.*

HINWEISE

- * Das Rocky Mountain Institute führt eine aktualisierte Liste von EE-Projekten, deren Errichtung an Förderstandorten geplant ist bzw. die sich im Eigentum von Rohstoffunternehmen befinden.¹⁵

Abbildung 4 verdeutlicht die jüngste Entwicklung. Von der installierten Leistung entfallen 59 % auf Windkraftanlagen, 37 % auf Photovoltaik-Anlagen und 4 % auf Sonnenwärmekraftwerke.¹⁶

Abbildung 4: In Betrieb genommene und geplante EE-Kapazitäten gesamt



In diesem Abschnitt geht es um die Überlegungen, von denen abhängt, welche Aussichten für die Einführung von erneuerbaren Energien an einem Förderstandort bestehen. Dabei werden die zu berücksichtigenden Faktoren analysiert, bevor die Determinanten und Anforderungen betrachtet werden, von denen abhängt, in welchem Umfang ein Förderstandort seine Stromversorgung aus erneuerbaren Energien sicherstellen kann. Im dritten Unterabschnitt werden verschiedene Beschaffungsmöglichkeiten dargestellt, die den Rohstoffunternehmen zur Verfügung stehen. Im vierten Unterabschnitt liegt der Fokus auf Stromverkaufsmodellen, die in Frage kommen, wenn die EE-Anlage nicht nur den Förderstandort mit Strom versorgt.

1.1. Zu berücksichtigende Faktoren

In Abbildung 5 sind die Faktoren dargestellt, die Rohstoffunternehmen bei der Entscheidung über ein Stromversorgungsmodell berücksichtigen müssen. Diese Faktoren sind oft miteinander verknüpft. Wer beispielsweise von dem EE-Projekt profitiert, hängt davon ab, ob es sich um eine netzferne oder eine netzgekoppelte EE-Anlage handelt und ob der Regulierungsrahmen Stromverkäufe an bzw. durch Dritte vorsieht.

Abbildung 5: Faktoren für die Gestaltung von Stromversorgungsmodellen

Potenzial für erneuerbare Energien	Netzzugang & -stabilität	Phase	Rechtliche Rahmenbedingungen	Begünstigte
Standort	netzfern	Exploration	Steuern & Subventionen	Förderstandort
Auslegung des Förderstandorts	netzgebunden, instabile Versorgung	Förderung	nationaler Stromversorger	Stromnetz
Möglichkeiten des Strombezugs	netzgebunden, stabile Versorgung	nach der Stilllegung	Chancen für IPPs	Gemeinden

Potenzial für erneuerbare Energien

Um zu entscheiden, ob Solar- oder Windenergie Teil des Energiemixes des Förderstandorts sein sollen, müssen der Standort, die Förderstätte sowie andere Möglichkeiten der Stromversorgung analysiert werden. Der Faktor „Standort“ umfasst die klimatischen Bedingungen im Bereich der EE-Anlage (z. B. Sonneneinstrahlung oder Windprofil) sowie die Geländeeigenschaften (z. B. großes ebenes Gelände, das sich für den Bau einer PV-Anlage eignet). Zu den für ein EE-Projekt relevanten Eigenschaften des Förderstandorts gehören der Förderzeitraum sowie das Lastprofil im Förderbetrieb. Die in Frage kommenden erneuerbaren Energiequellen sind dabei mit anderen Möglichkeiten der Stromversorgung zu vergleichen. In diesem Zusammenhang sind die Kosten sowie die Zuverlässigkeit der verschiedenen Anlagentypen zu analysieren. Wenn der Förders-

tandort beispielsweise seinen gesamten Strombedarf aus einem stabilen, aus Wasserkraft gespeisten Stromnetz beziehen kann, ist es weniger wahrscheinlich, dass eine PV- oder Windkraftanlage mit den Kosten des Stroms aus Wasserkraft konkurrieren kann, da Strom aus Wasserkraft in der Regel günstiger ist.* Bei Dieselmotoren gilt das Gegenteil, denn neben dem Strompreis sind auch die Risiken im Hinblick auf die Preisvolatilität und die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Eine Studie aus dem Jahr 2016 ist in dieser Analyse noch einen Schritt weiter gegangen und hat beim Vergleich von verschiedenen Stromversorgungslösungen für südafrikanische Förderstätten weitere Überlegungen berücksichtigt (*Kasten 2*).

Kasten 1: Bewertung der EE-Anlage in Collahuasi¹⁹

Anhand der folgenden vier Simulationen für das Kupferbergwerk in Collahuasi (Chile) wurde ermittelt, wie sich die Integration einer 150 MW-Photovoltaik-Anlage auswirken würde:

1. PV-Modell mit Angaben zu Preis und Marge für den Projektentwickler
2. Stromversorgungsmodell, das potenzielle Schwankungen der Strompreise und Veränderungen des Strombedarfs der Förderung berücksichtigt (beispielsweise aufgrund rückläufiger Erzgehalte oder einer steigenden Härte der Mineralien)
3. Durchschnittliche Energiekosteneinsparungen pro Tonne für verschiedene Förder- und Verarbeitungsvorgänge (u. a. Konzentrationsanlagen, Entsalzungsanlagen, Dienstleistungen, Elektroverkabelung und Auswaschungen)
4. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Wertsteigerung der Unternehmensaktien, die durch die Einsparungen erzielt werden. In diesem konkreten Beispiel führen die durch Solarstrom erzielten Energiekosteneinsparungen zu einer Steigerung des Unternehmenswerts, der die Anfangsinvestitionen in die 150 MW-PV-Anlage übersteigt.

Kasten 2: Vergleich von Diesel- und Hybridkraftwerken für vier Förderstandorte in Südafrika²⁰

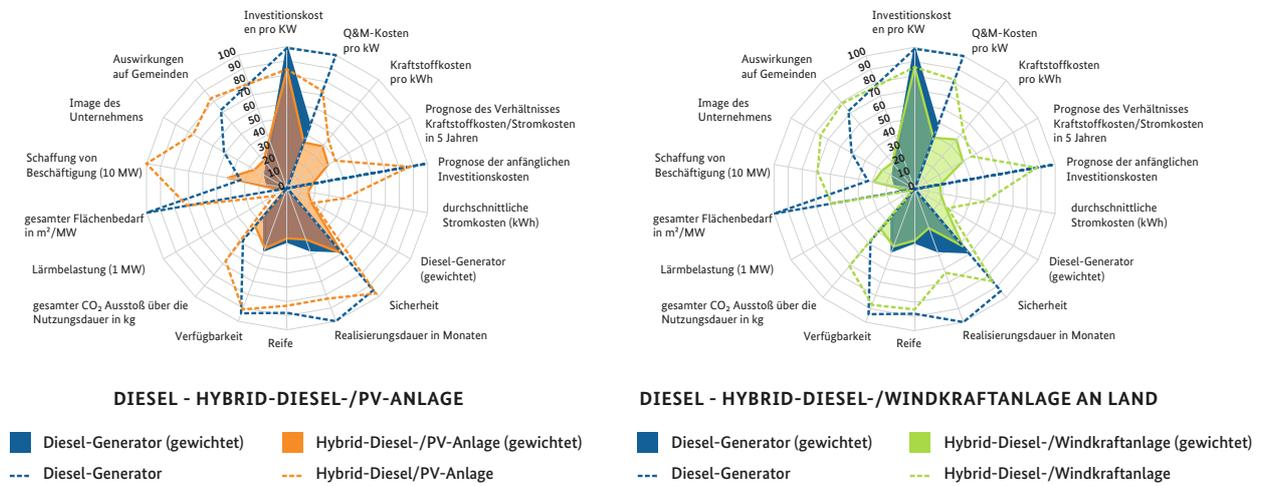
Wie in *Abbildung 6* dargestellt, war das Dieselmotorenwerk gegenüber den Hybridkraftwerken in Bezug auf Installationskosten, Platzbedarf und Realisierungszeitraum im Vorteil. Die Hybridanlagen (PV bzw. Windkraft) schnitten dagegen beim Kraftstoffverbrauch besser ab, wodurch die durchschnittlichen Stromgestehungskosten und die CO₂ Emissionen gesenkt werden konnten; außerdem trägt die Hybridlösung zu einem besseren Image des Unternehmens sowie zu einer Verbesserung der Beziehungen zu den Gemeinden in der näheren Umgebung des Förderstandorts bei. Durch die Einführung einer PV- bzw. einer Windkraftanlage könnten über einen Zeitraum von 20 Jahren gegenüber einem reinen Dieselmotorenwerk hohe Kosteneinsparungen erzielt werden. Bei einer PV-Anlage belaufen sich die Einsparungen auf 44 Mio. EUR (50 Mio. USD), bei einer Windkraftanlage sogar auf 55 Mio. EUR (62 Mio. USD)**. Die Errichtung einer Hybrid-Windkraftanlage nimmt drei Monate mehr in Anspruch als der Bau einer Hybrid-PV-Anlage. Außerdem entstehen durch die Windkraftanlage weniger Arbeitsplätze.

HINWEISE

* In dem Bericht „The Power of the Mine“ werden die Kosten für Strom aus Wasserkraft auf 0,05 USD/kWh geschätzt.¹⁸ Eventuell bietet sich die Möglichkeit, erneuerbare Energien im Zusammenspiel mit Pumpspeicherkraftwerken einzusetzen

** Ermittelt mit dem Wechselkurs vom 1. Oktober 2018

Abbildung 6: Vergleich von Diesel- und Hybridkraftwerken



Source: Votteler (2016)²¹

Netzzugang und -stabilität

Die Gestaltungsmöglichkeiten für Strombezugsmo-
delle unterscheiden sich grundsätzlich voneinander,
je nachdem, ob der Förderstandort an das allgemeine
Stromnetz angebunden ist oder nicht. Bei netzge-
koppelten Anlagen hängt die Ausgestaltung des
Strombezugsmodells auch vom Verhältnis zwischen
der Kapazität des Stromnetzes und dem Strombedarf
des Förderstandorts ab. Bei Förderstätten, deren
Strombedarf die Kapazität des Stromnetzes über-
steigt, muss der Strom direkt vor Ort erzeugt wer-
den. Auch netzgekoppelte Standorte mit einer unzu-
verlässigen Stromversorgung aus dem Stromnetz
sind auf Reservekapazitäten angewiesen.

Die oben genannte Studie aus 2016 bietet einen
Überblick über 22 Solar- und Windkraftanlagen zur
Versorgung von Förderstandorten, die nach
bestimmten Merkmalen gruppiert wurden. Der
wichtigste Faktor für die Wahl des Stromversor-
gungsmodells war die Frage, ob eine netzgekoppelte
oder eine netzferne EE-Anlage vorgesehen ist. Bei
netzfernen Förderstandorten haben die Rohstofffun-
ternehmen häufig eigene Stromversorgungsanlagen
errichtet, anstatt von unabhängigen Energieerzeu-
gern Strom zu beziehen (Tabelle 1). Dies zeigt, dass
die unabhängigen Stromerzeuger sich nur ungern in
die Abhängigkeit von einem Förderstandort als
Hauptabnehmer begeben.

Tabelle 1: Überblick über EE-Projekte zur Stromversorgung von Förderstandorten

	Netzferne Anlagen	Netzgekoppelte Anlagen
Länder	Verschiedene Länder	8 der 10 betrachteten netzgekoppelten Anlagen befanden sich in Chile
Finanzierung	7 von 12 sind eigenfinanziert	90 % der Anlagen wurden im Rahmen von PPAs finanziert
Installierte Leistung	bis zu 9,2 MW	bis zu 115 MW

Quelle: Votteler (2016).²²

Projektphase

EE-Anlagen werden sowohl während der Explorationsphase und des Förderzeitraums als auch nach Stilllegung des Förderstandorts errichtet. Bei den meisten Beispielen in diesem Bericht geht es um den Bau von EE-Anlagen während des Förderzeitraums, da in diesem Zeitraum der größte Teil des Energiebedarfs anfällt. Wie in den *Kästen 3 und 4* dargestellt, werden EE-Anlagen jedoch auch während der Exploration und nach der Stilllegung errichtet.

Die Exploration von Rohstoffvorkommen findet oft in abgelegenen Gebieten statt, die nicht an das allgemeine Stromnetz angeschlossen sind. Dabei wird für Bohrungen und das Explorationslager Strom benötigt.²³ In der Regel werden in dieser Phase Dieselgeneratoren eingesetzt, was an den Explorationsstandorten zu hohen Betriebskosten und einem hohen Kraftstoffbedarf führt. Da die Explorationsphase zeitlich begrenzt ist, bieten modulare EE-Technologien (*siehe Kasten 3*) die besten Möglichkeiten, um das Potenzial von erneuerbaren Energien vollständig auszuschöpfen.

Nach Ende des Förderzeitraums müssen die Rohstoffunternehmen Vorschriften in Bezug auf die Stilllegung und Wiederherstellung des Standorts erfüllen. Diese sehen eine Wiederherstellung der Land- und Wasserwege sowie die langfristige Wartung und Überwachung der stillgelegten Anlagen vor, um nach der Schließung eine Kontamination der Umwelt und einen Verfall der Betriebsstätten zu verhindern. Damit werden der Förderstandort und die entsprechenden Flächen für das Rohstoffunternehmen zu einer Altlast. In diesem Zusammenhang bieten EE-Anlagen die Möglichkeit, den Standort alternativ zu nutzen und Einnahmen zu erzielen. So kann das Rohstoffunternehmen die Flächen an einen unabhängigen Stromerzeuger verpachten (wie in *Kasten 12* und *Kasten 13* dargestellt). In anderen Fällen können EE-Projekte dazu genutzt werden, um Flächen zurückzugewinnen. Im Rahmen der Superfund Redevelopment Initiative hat die US-amerikanische *Environmental Protection Agency* (EPA) mehrere für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geeignete, stillgelegte Förderstätten identifiziert und entsprechende Anlagen errichtet.²⁴ In Großbritannien wurde eine ähnliche Initiative gestartet (*Kasten 4*).

Kasten 3: Vale versorgt sein Explorationslager mit Solarenergie²⁵

Für den Betrieb seines Explorationslagers in der chilenischen Region Atacama hat das Rohstoffunternehmen Vale eine modular aufgebaute Solaranlage errichtet. Die Anlage beheizt die Unterkünfte der rund 70 Mitarbeiter und hat den Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff während der viermonatigen Explorationsphase um 66 % (5.100 Liter) gesenkt.

Kasten 4: Erneuerbare Energien für die Rekultivierung alter Förderstätten²⁶

In Großbritannien muss an 75 stillgelegten Förderstätten kontinuierlich Wasser aufbereitet werden, um eine Kontamination von Wasserwegen und Grundwasserleitern zu verhindern. 2016 hat die für den Kohlebergbau zuständige Behörde im Rahmen eines Pilotprojekts 192 Solarmodule auf dem Dach einer der Hauptaufbereitungsanlagen installiert. Der Betrieb der Aufbereitungsanlage erwies sich als effizient und kostengünstig, so dass nun auch an älteren Standorten, an denen eine kontinuierliche Wasseraufbereitung erforderlich ist, Solaranlagen errichtet werden.

Regulierungsrahmen

Der Energiesektor ist in den meisten Ländern stark reguliert. Deshalb hängt es von den einschlägigen Rechtsvorschriften ab, ob es möglich ist, Strom von Dritten zu beziehen (z. B. wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine Netzdurchleitung gegeben sind), oder ob das Unternehmen nur mit dem jeweiligen nationalen Energieversorger zusammenarbeiten kann (siehe Abschnitt 2.4). In den Rechtsvorschriften ist üblicherweise auch festgelegt, ob Strom in das Stromnetz eingespeist werden kann, welche Einspeisetarife gelten, ob Net-Metering vorgesehen ist und zu welchem Tarif die Betreiber von EE-Anlagen überschüssigen Strom in das allgemeine Stromnetz einspeisen und verkaufen können (siehe Abschnitte 1.4 und 2.4).

Darüber hinaus hängt es von den jeweiligen nationalen Strategien, Steuern und Anreizen im Energiesektor ab, inwieweit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich ist. So dürften erneuerbare Energien in Ländern, in denen fossile Brennstoffe subventioniert werden, weniger attraktiv sein (siehe Abschnitt 2.4.1).

Begünstigte

Die Auslegung der EE-Anlage muss an die jeweiligen Endverbraucher angepasst werden. So erfordern eine Netzeinspeisung oder der Verkauf von Strom an die Gemeinden in der Nähe eines Förderstandorts andere Infrastrukturinvestitionen und Lastmanagementmaßnahmen als eine standortnahe EE-Anlage, die nur den Förderstandort mit Strom versorgen soll.

1.2. Durchdringungsrate der erneuerbaren Energien

Das Rohstoffunternehmen muss nicht nur entscheiden, ob erneuerbare Energien in den Energiemix integriert werden sollen, sondern auch, in welchem Umfang dies geschehen soll. Auf der Grundlage der Bewertung der oben genannten Faktoren wird das Unternehmen entscheiden, welche EE-Technologie sich am besten für die Anforderungen des Förderstandorts eignet.

Großflächige Förderstandorte müssen an 365 Tagen im Jahr rund um die Uhr mit Strom versorgt werden und sind für einen konstanten Betrieb ausgelegt. Dabei weisen Förderstandorte meistens nur eine geringe Toleranz gegenüber Stromausfällen auf, weil diese erhebliche Auswirkungen auf die Fördermengen und Umsatzerlöse haben. Damit eine EE-Anlage gut funktioniert, muss sie sich nahtlos in die vorhandene Stromversorgung integrieren lassen und darf das Geschäftsmodell des Rohstoffunternehmens nicht beeinträchtigen. Während der Strombedarf von netzgekoppelten Förderstandorten durchaus zu einem großen Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, ist es für den Betrieb von netzfernen Förderstandorten nicht sinnvoll, sich ausschließlich auf Solar- und/oder Windkraftanlagen ohne Stromspeichersysteme zu verlassen.

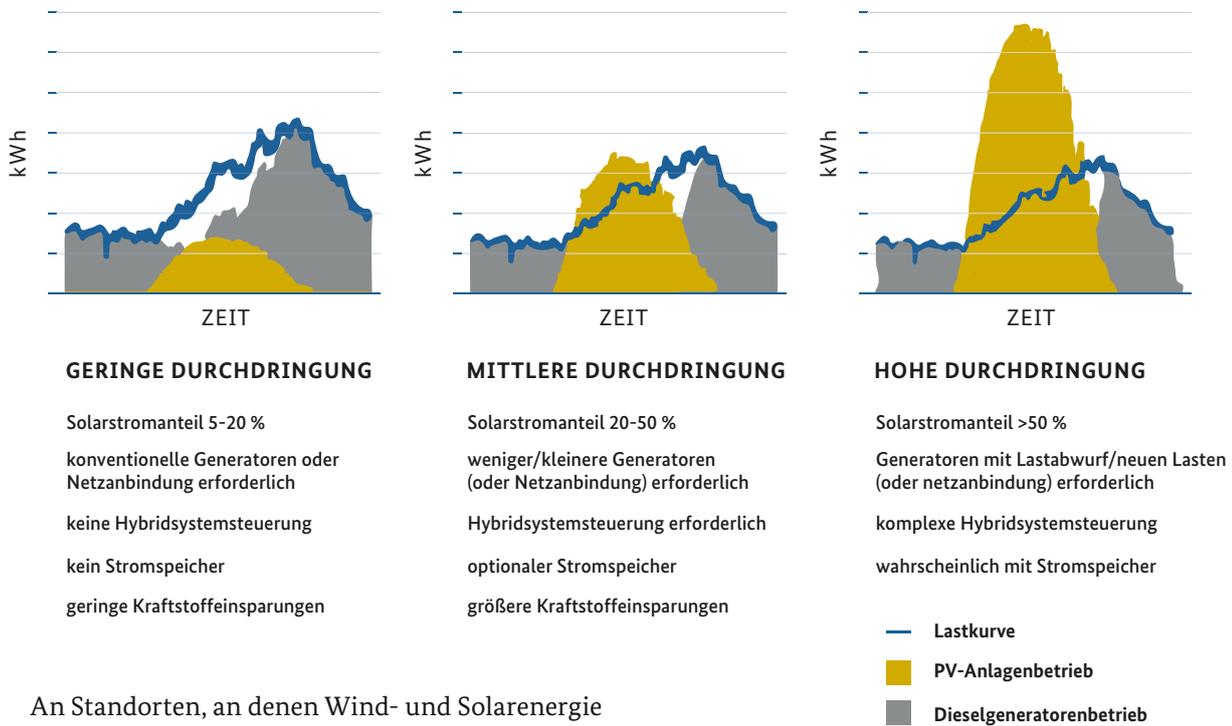
Um Zeiten mit wenig Sonne oder Wind zu überbrücken, ist in diesem Fall ein Hybridkraftwerk notwendig, bei dem Solar- und/oder Windkraft mit fossilen Energieträgern kombiniert werden.

Wie aus *Abbildung 7* ersichtlich ist, hängt der Bedarf an Steuerungssystemen, Stromspeicherkapazitäten sowie Laststeuerungs- und Lastmanagementsystemen vom Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix ab.

Liegt der Anteil der erneuerbaren Energien bei weniger als 20 %, kann auf Stromspeicher und Steuerungssysteme verzichtet werden. Dadurch sinkt zwar der Kapitalbedarf, doch fällt in diesem Fall auch das Diesel-Einsparpotenzial geringer aus. Der Strom aus der EE-Anlage wird dabei zur Deckung der Spitzenlast genutzt. Da erneuerbare Energien eine hohe Intermitenz aufweisen und Dieselgeneratoren eine gewisse Zeit zum Anfahren benötigen, lässt man bei einem geringen Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix die Diesel-Generatoren als Grundlast laufen, jedoch nicht bei voller Leistung, was die Kraftstoffkosten senkt.

Liegt der Anteil der erneuerbaren dagegen bei über 20 % (andere Studien setzen diesen Schwellenwert mit 30 % an)²⁷, können deutliche Kraftstoffeinsparungen erzielt werden; allerdings muss das Unternehmen in diesem Fall auch in ein Steuerungssystem investieren. Ab einem Anteil von 50 % wird darüber hinaus ein Stromspeichersystem benötigt.

Abbildung 7: Solarenergie – Durchdringungsraten und technische Anforderungen

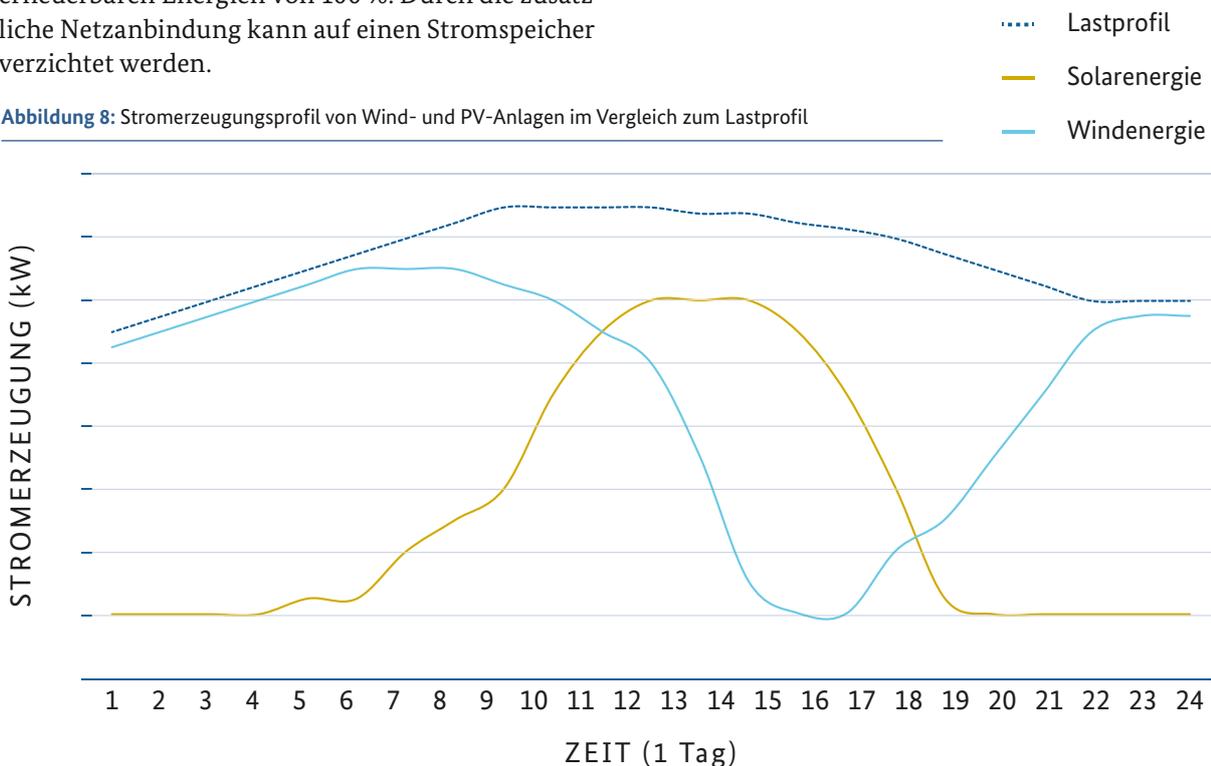


Source: Isla Power: PDAC Presentation, 2018.²⁸

An Standorten, an denen Wind- und Solarenergie einander ergänzen können, lässt sich ein höherer Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix erreichen (siehe *Abbildung 8 und Kasten 5*). In Kombination mit einer Stromspeicherlösung kann die Durchdringungsrate weiter erhöht werden (siehe *Kasten 14*).

Das Bergwerk Zaldivar (*Kasten 5*) erzielt mit einem Hybridkraftwerk, bei dem Solar- und Windenergie miteinander kombiniert werden, einen Anteil der erneuerbaren Energien von 100 %. Durch die zusätzliche Netzanbindung kann auf einen Stromspeicher verzichtet werden.

Abbildung 8: Stromerzeugungprofil von Wind- und PV-Anlagen im Vergleich zum Lastprofil



Quelle: Arena 2017²⁹

Kasten 5: Deckung des gesamten Strombedarfs durch Ökostrom aus dem allgemeinen Stromnetz

Standort:	Chile
Rohstoffunternehmen:	Antofagasta und Barrick Gold
Förderstandort:	Kupferbergwerk Zaldivar
Eigentümer der Anlage:	Colbun
Installierte Leistung:	550 GWh/Jahr aus Solar-, Wind- und Wasserkraft
Einsparung:	350.000 t CO ₂ pro Jahr



Hintergrund: Das Kupferbergwerk in Zaldivar im Norden Chiles ist ein Joint-Venture des Unternehmens Barrick Gold und der Antofagasta Mining Company. Das Bergwerk nahm 1995 den Betrieb auf und förderte 2017 103.000 Tonnen Kupfer. Der verbleibende Förderzeitraum wird auf 13 Jahre geschätzt.

Das Projekt: Das Unternehmen hat einen Strombezugsvertrag mit einer Laufzeit von 10 Jahren mit dem chilenischen Stromversorger Colbun abgeschlossen. Damit ist die Kupfermine in Zaldivar weltweit die erste Förderstätte, die ihren gesamten Strombedarf aus erneuerbaren Energien deckt. Ab Juli 2020 wird das Bergwerk pro Jahr 550 GWh beziehen. Der Strombezugsvertrag soll dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen des Standorts um rund 350.000 Tonnen pro Jahr zu senken. Die Herkunft des Stroms wird von einer externen Stelle zertifiziert.³⁰ Die Kombination von Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie wurde durch die Verbindung des Stromnetzes im Norden Chiles (SING) mit dem im Süden des Landes (SIC) möglich. Aus dem Süden wird Strom aus Wind- und Wasserkraft, aus dem Norden Strom aus Sonne und Windkraft geliefert. Durch die Kombination verschiedener erneuerbarer Energien lässt sich das in *Abschnitt 2.1.1* beschriebene Intermittenzproblem lösen und eine 100 %-ige Durchdringung mit erneuerbaren Energien erreichen.³¹

Bei einer Durchdringungsrate von mehr als 20-30 % wird eine Hybrid-Anlagensteuerung benötigt, um die Leistungsbilanz, die Stromqualität und die Versorgungsstabilität in Echtzeit zu überwachen.³² Am effizientesten sind automatische Systeme, die als *Supervisor Control and Data Acquisition* (SCADA) oder *Distributed Control Systems* (DCS) bezeichnet werden. Diese umfassen zur Gewährleistung der Kommunikation zwischen der Stromerzeugungs- und der Lastseite Soft- und Hardware auf der Nachfrageseite (Last) und der Angebotsseite (Stromerzeugung). Zur Optimierung der Auswirkungen dieser Systeme müssen die Zeitpläne für Produktion und Verarbeitung sowie andere Vorgänge integriert werden.³³ Die Leistung des Hybridkraftwerks und die Verringerung des Kraftstoffverbrauchs durch die Nutzung von erneuerbaren Energien werden durch ein ganzheitliches Konzept maximiert, bei dem sowohl der Lastgang als auch die Stromerzeugung berücksichtigt werden.³⁴ Zur Erreichung dieser Durchdringungsrate wird wahrscheinlich auch ein Stromspeicher benötigt (ein Beispiel für einen Förderstandort mit einer SCADA-Steuerung und einem Stromspeichersystem wird in *Kasten 28* beschrieben).

Auf der Lastseite werden energieintensive Tätigkeiten dann durchgeführt, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht (z. B. tagsüber bei einer PV-Anlage). Eine Lastverschiebung ist jedoch nur bei bestimmten Tätigkeiten wirtschaftlich sinnvoll. *Abbildung 9* zeigt das Strombedarfsprofil eines Goldbergwerks in Südafrika. Der Rückgang des Strombedarfs gegen 9 und 19 Uhr ist auf eine optimierte Einsatzplanung für Pump- und Kühlanlagen zurückzuführen, die zur Verringerung der Stromkosten beiträgt. Dabei wird gezielt die Megaflex-Tarifstruktur des Energieversorgers ESKOM genutzt, bei der Großverbraucher, die zu den Zeiten der größten Stromnachfrage Strom verbrauchen, höhere Preise zahlen. Allerdings wird der Strombedarf durch diese Lastverschiebung in 4 von 24 Stunden nur um 20 % verringert.

Ferner ist beim Betrieb von Förderstandorten zu berücksichtigen, dass es zu Lastabwürfen bzw. zur planmäßigen Abschaltung von Lasten kommen kann, um den Gesamtstrombedarf zu verringern und mögliche Ausfälle zu vermeiden.

Auf der Stromerzeugungsseite kommt es darauf an, den Anlageneinsatz, d. h. die zeitliche Betriebsplanung sowie die Einsatzzeiten für die einzelnen Stromerzeugungseinheiten innerhalb der Gesamtanlage, genau zu planen. Dies umfasst die Begrenzung der erzeugten oder übertragenen Strommenge, wenn weniger Strom benötigt als erzeugt wird, sowie das Vorhalten einer Reserveleistung, bei der es sich um zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten eines Dieselgenerators oder eines Wärmekraftwerks für Notfälle handelt.³⁵

Abbildung 9: Strombedarfsprofil eines Goldbergwerks



1.3. Modelle für die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien

In *Abbildung 10* werden die gängigsten Stromversorgungsmodelle dargestellt. Im Rohstoffsektor sind bis jetzt in erster Linie das Selbsterzeugermodell (Typ 1) und das Strombezugsmodell (Typ 2) anzutreffen.

1.3.1. Selbsterzeugermodell

Beim Selbsterzeugermodell ist das Rohstoffunternehmen Eigentümer der EE-Anlage und finanziert diese. In der Regel befinden sich die entsprechenden EE-Anlagen auf dem gepachteten Gelände der Förderstätte und versorgen die Förderstätte direkt. Dieses Modell ist für den Rohstoffsektor besonders geeignet, denn es lässt sich gut an netzfernen Standorten realisieren. Darüber hinaus sind die regulatorischen Anforderungen geringer als bei anderen Stromversorgungsmodellen. Daneben gibt es auch standortferne EE-Anlagen, bei denen der Betreiber Stromübertragungs- oder Netzdurchleitungsgebühren an den Netzbetreiber zu zahlen hat. Diese Projekte finden sich vor allem in liberalisierten Strommärkten.³⁷

Das Selbsterzeugermodell gibt es in folgenden Varianten:

- A. Das Rohstoffunternehmen ist Eigentümer der Anlage, finanziert sie und lässt sie schlüsselfertig von einem externen Projektentwickler errichten. Diese Vorgehensweise wird vor allem bei Anlagen mit einer Kapazität von weniger als 5 MW genutzt.
- B. Das Rohstoffunternehmen gründet zusammen mit einem Dritten ein Joint-Venture. In diesem Fall ist das Rohstoffunternehmen Miteigentümer und Nutzer der Anlage und kauft den Strom zu günstigen, im Voraus vereinbarten Konditionen.
- C. Das Rohstoffunternehmen vereinbart eine Risiken- und Nutzenteilung mit einem unabhängigen Stromerzeuger und schließt dazu einen Finanzierungsleasingvertrag ab. Der unabhängige Stromerzeuger ist Leasinggeber und finanziert die Anlage, während das Rohstoffunternehmen Leasingnehmer ist, die Leasingraten zahlt und das Eigentum an der Anlage hält.

In allen drei Fällen wird die Anlage in der Bilanz des Rohstoffunternehmens ausgewiesen. Bei den verschiedenen Selbsterzeugermodellen besteht eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen Investitionsaufwand und Betriebsaufwand. Im ersten Fall fallen auf Seiten des Rohstoffunternehmens höhere Investitionskosten, aber vergleichsweise geringe Betriebskosten an, so dass das Risiko höher ist. Im zweiten Fall werden die Investitionskosten auf den unabhängigen Stromerzeuger überwältzt; allerdings sind in diesem Fall die Betriebskosten, die in Form von Leasingraten anfallen, deutlich höher. In *Tabelle 2* ist für jedes Eigentums- bzw. Finanzierungsmodell der Zusammenhang zwischen Risiko und Ertrag dargestellt. Auf den dritten, in der Tabelle dargestellten Fall wird in *Abschnitt 1.3.2* näher eingegangen.

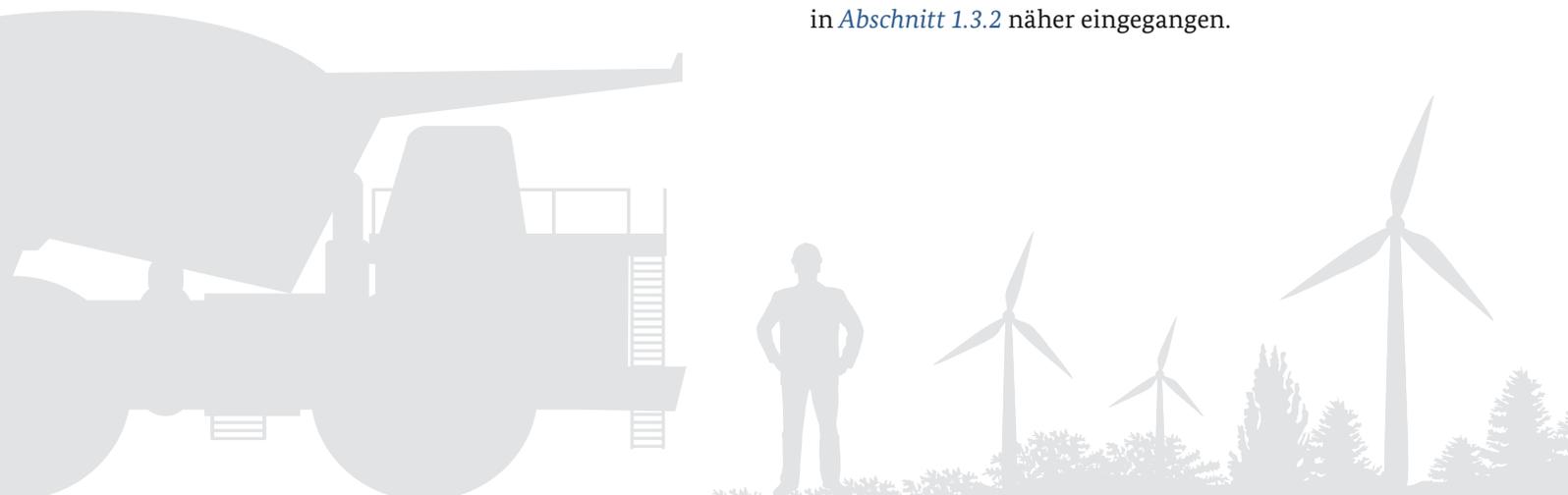
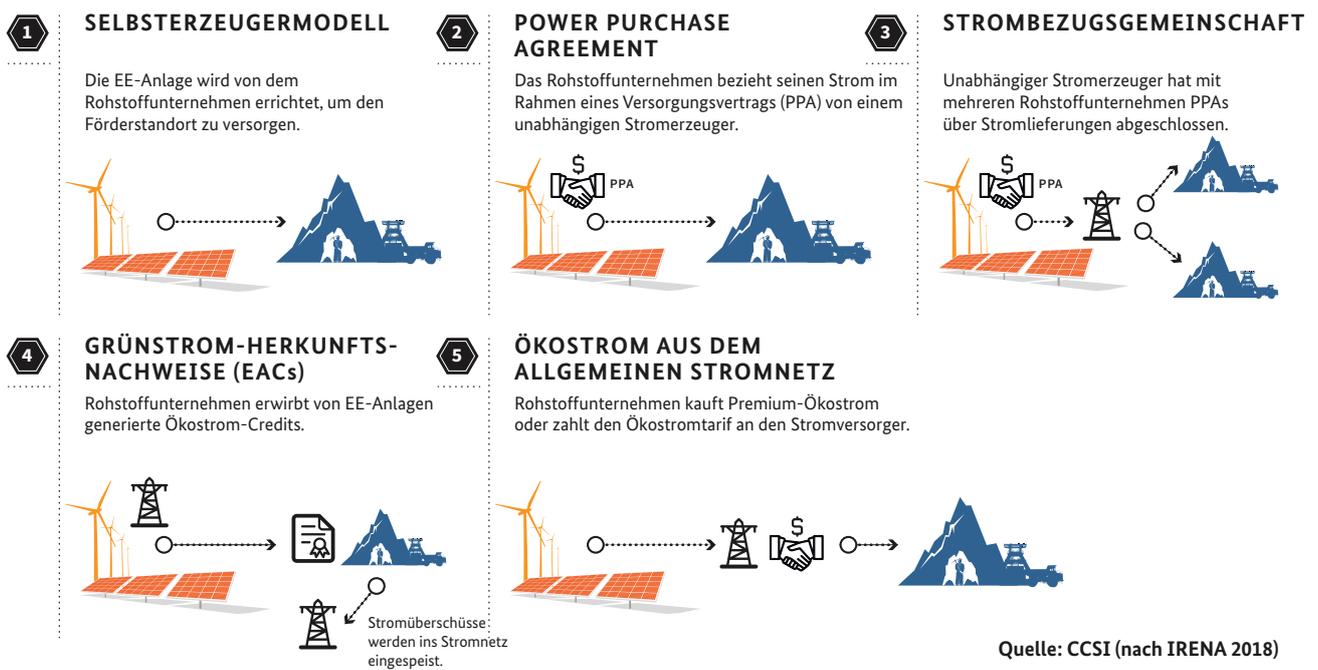


Tabelle 2: Verschiedene Eigentums- und Finanzierungsmodelle

Eigentums- und Finanzierungsmodell	Merkmale des Finanzierungsmodells	Risiko/ Rendite
Rohstoffunternehmen ist Eigentümer und finanziert	Eigen- und Fremdkapitaleinsatz, schlüsselfertige Errichtung durch einen Projektentwickler	Hoch/hoch
Rohstoffunternehmen ist ggf. Eigentümer und Dritter finanziert	Finanzierungsleasing	Mittel/mittel
Ein Dritter finanziert und ist Eigentümer	Power Purchase Agreement mit einem unabhängigen Stromerzeuger	Gering/gering

Quelle: nach Isla Power – Präsentation PDAC 2018³⁸

Abbildung 10: Vereinbarungen über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien



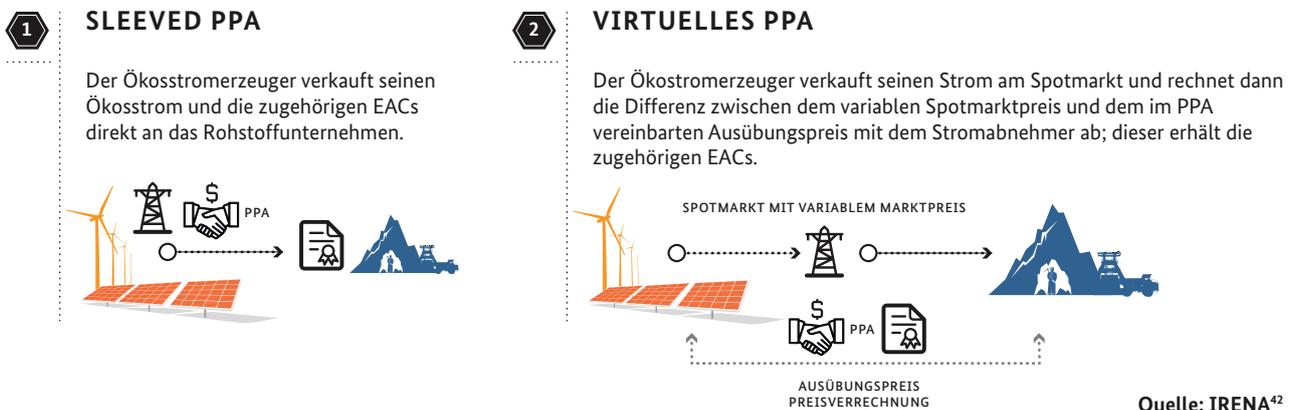
Quelle: CCSI (nach IRENA 2018)

1.3.2. Strombezugsverträge (Power Purchase Agreements, PPAs)

Bei Abschluss eines Strombezugsvertrags ist das Rohstoffunternehmen nicht Eigentümer der EE-Anlage. Stattdessen bezieht das Unternehmen seinen Strom von einer EE-Anlage, die von einem unabhängigen Stromerzeuger oder einem großen Stromversorger im Rahmen eines *Strombezugsvertrags* (PPA) finanziert, gebaut und betrieben wird. In dem PPA werden die kommerziellen Bedingungen für die Belieferung des Rohstoffunternehmens durch den Stromversorger festgelegt, und zwar insbesondere der Beginn des kommerziellen Betriebs, der Zeitplan für die Stromlieferungen, der Tarif, die zu erwartende Strommenge, die Zahlungsbedingungen, die Vertragsstrafen bei Nichterfüllung durch einen der Vertragspartner sowie Rückstellungen für den Fall der Vertragskündigung.³⁹

Bis Ende 2017 bestanden bereits in 35 Ländern PPAs; darunter waren auch etliche rohstoffreiche Länder.⁴⁰ Zwar gibt es verschiedene Vertragsvarianten und Gestaltungsmöglichkeiten,* doch die beiden wichtigsten PPA-Typen, die von Rohstoffunternehmen verwendet werden, sind so genannte „Sleeved PPAs“ (auch „Back-to-Back-PPAs“ oder „Offsite Physical PPAs“ genannt) und „virtuelle PPAs“ (auch „synthetische PPAs“, „Finanz-PPAs“ oder „Differenzkontrakte“ genannt). Ein Sleeved PPA liegt vor, wenn der Projektentwickler den Strom zu einem vereinbarten Preis direkt an das Rohstoffunternehmen verkauft. Wenn es einen Spotmarkt gibt und der unabhängige Stromversorger den Strom ins Netz einspeisen kann, besteht auch die Möglichkeit, ein virtuelles PPA abzuschließen. Im Rahmen eines solchen Vertrags verkauft der unabhängige Stromversorger den Strom zum Spotmarktpreis und rechnet dann die Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und dem im PPA vereinbarten Preis mit dem Stromabnehmer (*Kasten 6*) ab.⁴¹ Beide Vertragstypen werden in dem nachstehenden Diagramm veranschaulicht (*Abbildung 11*).

Abbildung 11: Sleeved PPAs vs. virtuelle PPAs



HINWEISE

- * Weitere Informationen zu den Strombezugsverträgen von Unternehmen sowie zu Risiken und Vor- / Nachteilen der verschiedenen Optionen finden Sie unter:
<https://www.wbcsd.org/Programs/energy-circulareconomy/climate-energy/rescale/resources/innovation-in-Power-Purchase-agreement-Structures> und
https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/ifc+Solar+report_web+_08+05.pdf?mod=aJPereS.

Kasten 6: Virtuelle PPAs in Chile

Ein großer Teil der chilenischen Bergwerke befindet sich im Norden des Landes, der zu den Regionen mit der höchsten Sonneneinstrahlung der Welt gehört.

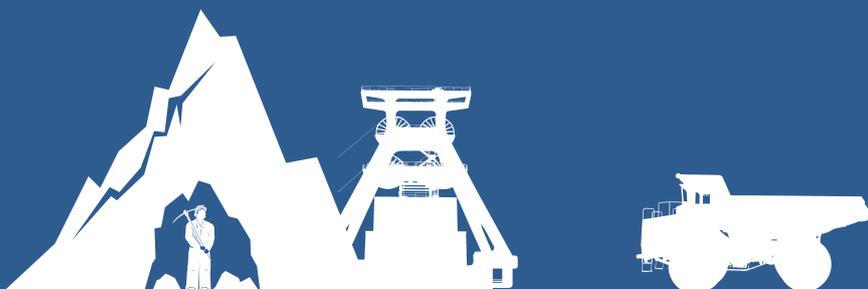
2016 stieg Chile zum größten Erzeuger von Solarstrom Lateinamerikas auf. Insgesamt sind derzeit 160 Entwickler von Solarstromprojekten im Land tätig. Dazu gehören die größten im Bau befindlichen Solarparks der Welt. Dank dieser Entwicklung ist Chile auf dem besten Weg, das verbindlich festgeschriebene Ziel eines EE-Anteils von 20 % am Gesamtenergiemix bis 2025 zu erreichen. Bis 2050 soll die Durchdringungsrate der erneuerbaren Energien auf 70 % steigen.⁴³

2015 wurde das Gesetz 20.018 von 2005 novelliert. Die Gesetzesänderung sieht vor, dass Stromverteilunternehmen künftig Ausschreibungen durchführen müssen, um die Stromversorgung ihrer stark regulierten Kunden zu sichern. Diese Maßnahme des Gesetzgebers hat zum Erfolg der erneuerbaren Energien beigetragen, denn dadurch wurden verschieden große, stundenbezogene Energieversorgungsblöcke (Tag, Spitze, Nacht, 24 Stunden) sowie ein längerer Lieferzeitraum von 20 Jahren eingeführt. Mit dieser Gesetzesänderung wurden die erneuerbaren Energien deutlich gefördert. So ist der durchschnittliche Strompreis zwischen 2013 und 2016 von 77,6 US-Dollar/MWh auf 47,6 US-Dollar/MWh zurückgegangen.⁴⁴ In einigen Fällen boten die Ökostromerzeuger ihren Strom um mehr als 70 % günstiger an als die Betreiber konventioneller Kraftwerke.⁴⁵

Mit den neuen Ausschreibungsvorschriften wurde in Chile ein günstiges Umfeld für unabhängige Ökostromerzeuger geschaffen, und zwar zu einem Zeitpunkt, als wegen des auf Grenzkosten beruhenden Spotmarktpreises die Zukunftsfähigkeit der unabhängigen Ökostromanbieter nicht gewährleistet war. In Chile wird Strom in der Reihenfolge der niedrigsten Grenzkosten (auf Grundlage der variablen Kosten) ins Netz eingespeist. Dieses System begünstigt theoretisch die erneuerbaren Energien, insbesondere bei hohen Öl- und Gaspreisen, da die variablen Kosten von EE-Anlagen vernachlässigbar sind.⁴⁶ Während des ersten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts haben die Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen von hohen Spotpreisen profitiert, da Öl und Gas relativ teuer waren. Gleichzeitig kam es vielfach zu Dürren, wodurch der Betrieb von Wasserkraftwerken nur eingeschränkt möglich war bzw. teurer wurde. In den Jahren 2015 – 2016 gingen jedoch die Preise für Kupfer, Öl und Gas zurück. Im Zusammenspiel mit besonders starken Regenfällen durch das Klimaphänomen El Niño (Wiederauffüllung von Staudämmen) nahm das Stromangebot jedoch stark zu. Dadurch wurden auf einmal Solaranlagen mit einer Gesamtkapazität von mehreren Hundert Megawatt (ein Drittel der in Chile installierten Solarstromkapazitäten) unrentabel.⁴⁷

Viele dieser Anlagen dürften von größeren Entwicklern aufgekauft und konsolidiert werden. Gleichzeitig werden die neuen Betreiber versuchen, langfristige Verträge abzuschließen – entweder PPAs oder *Differenzkontrakte* (CFDs) –, um ihr Engagement gegenüber dem Preisänderungsrisiko am Spotmarkt abzusichern.⁴⁸ Als Sicherungsinstrumente werden CFDs eingesetzt, da sich der Stromerzeuger und der Stromabnehmer bei dieser Vertragsvariante auf einen Ausübungspreis einigen. Der Stromabnehmer verpflichtet sich, die Differenz zwischen Spotpreis und Ausübungspreis an den Stromerzeuger zu zahlen, wenn die Grenzkosten der Stromerzeugung niedriger sind als der Ausübungspreis; umgekehrt zahlt der Stromerzeuger die Differenz an den Stromabnehmer, wenn die Grenzkosten der Stromerzeugung höher sind als der Ausübungspreis.

Da die Energiekosten vieler Förderstandorte aufgrund der energieintensiven Entsalzungsanlagen und der sinkenden Erzqualitäten steigen werden, zieht die Nachfrage nach PV-Anlagen wieder an, woraus sich mehr Möglichkeiten für den Abschluss von PPAs und CFDs ergeben. Manche Rohstoffunternehmen haben sogar versucht, von ihren langfristigen Strombezugsvereinbarungen mit konventionellen Energieversorgern zurückzutreten.⁴⁹



1.3.3. Strombezugsgemeinschaften

Bei Strombezugsgemeinschaften handelt es sich um eine Struktur, bei der mehrere Förderstandorte gemeinsam von einem dezentralen Kraftwerk mit Strom versorgt werden; durch die gemeinsame Nutzung des Kraftwerks senken die Stromabnehmer ihre Stromgestehungskosten. Die EE-Anlage wird dabei von einem Dritten entwickelt und betrieben. Sie kann auch von dem Dritten finanziert werden, wenn dieser Flächen von den Rohstoffunternehmen pachtet. Ferner ist es möglich, dass sich die Rohstoffunternehmen an der Finanzierung beteiligen bzw. dass sie Miteigentümer der Anlage sind. Bei einer Strombezugsgemeinschaft schließen die Rohstoffunternehmen gemeinsam einen PPA mit dem Stromerzeuger. Der Vorzug dieses Modells liegt in den Größenvorteilen sowie der Tatsache, dass der Entwickler das Stromabnehmerisiko auf mehrere Abnehmer streuen kann.

Wie in dem Bericht „The Power of the Mine“ erläutert,⁵⁰ ist dieses Modell nicht allzu häufig anzutreffen, da die verschiedenen Rohstoffunternehmen im Wettbewerb zueinander stehen und die einzelnen Förderstandorte zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit unterschiedlichen Zeithorizonten geplant und entwickelt werden. In *Kasten 7* wird ein solches Modell im Zusammenhang mit einem Wasserkraftwerk beschrieben.

Nach unserem Kenntnisstand wird dieses Modell bei Solar- oder Windkraftanlagen im Rohstoffsektor bislang noch nicht angewendet. Allerdings können Fallbeispiele, bei denen sich Unternehmen aus verschiedenen Branchen zu einer Strombezugsgemeinschaft zusammengeschlossen haben, als Anregung dienen (*Kasten 8*).

Kasten 7: Gemeinsame Investitionen in die Stromerzeugung vor dem Hintergrund der Energiekrise in Brasilien

Das 240 Millionen US-Dollar teure Wasserkraftwerk Igarapava in Brasilien hat eine Kapazität von 210 MW und wurde 1999 in Betrieb genommen. Der Eigentümer des Wasserkraftwerks ist ein Konsortium aus privaten Unternehmen, darunter der Energieversorger Aliança Geração (52,65 %), das Rohstoffunternehmen AngloGold Ashanti (5,5 %), der Stahlproduzent CSN (17,92 %) und der Industriekonzern Votorantim (23,93 %). Damals verschaffte das Wasserkraftwerk den Konsortialunternehmen in Brasilien einen Wettbewerbsvorteil, da der Strompreis des staatlichen Energieversorgers Eletrobras bei 38 US-Dollar/MW lag und damit beinahe acht Mal so hoch war wie die Stromgestehungskosten des Wasserkraftwerks.⁵¹ Durch die Bündelung ihres Energiebedarfs und ihrer Ressourcen konnten die Konsortialunternehmen ihre Stromkosten erheblich senken.

Kasten 8: Das niederländische Windkraftkonsortium

Die vier Unternehmen AkzoNobel, DSM, Google und Philips haben gemeinsam in den Niederlanden PPAs mit den Betreibern von Windkraftanlagen ausgehandelt. Zur Umsetzung der PPAs wurde 2016 der Windkraftpark Krammer mit einer Leistung von 102 MW errichtet, und der Bau eines zweiten Windkraftparks mit 34 MW Leistung wurde vereinbart.

Das Konsortium hat die PPAs zwar gemeinsam ausgehandelt, doch jeder Konsortialpartner hat schließlich einen eigenen Vertrag mit dem Projektentwickler abgeschlossen. Die vier PPAs sind in Bezug auf die Menge des abzunehmenden Stroms und den Strompreis identisch. Durch diese Standardisierung konnten die Verhandlungskosten verringert und die Fristen verkürzt werden. Um eine reibungslose Kommunikation mit dem Eigentümer/Betreiber des Windparks zu gewährleisten, hat das Konsortium einen zentralen Ansprechpartner für betriebsbezogene Fragen benannt.⁵²

1.3.4. Ökostrom-Herkunftsnachweise (EACs)

Ein EAC ist ein Instrument zum Nachweis der Herkunft von Strom bzw. Energie. Da der Strom aus dem Stromnetz aus verschiedenen Energiequellen stammt, ist es für den Stromverbraucher physisch nicht möglich, nur Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Mit dem Kauf eines Ökostrom-Herkunftsnachweises erwirbt und nutzt der Käufer einen Anspruch auf Strom aus einer EE-Anlage (in der Regel 1 MWh), wodurch ein Markt mit Angebot und Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien entsteht. EACs können „gebündelt“ werden. Dabei werden der Strom und die entsprechenden Zertifikate zusammen verkauft und geliefert (ein Förderstandort, der ein Sleeved PPA mit einem unabhängigen Stromerzeuger abgeschlossen hat, erhält auch die entsprechenden Herkunftsnachweise). Gebündelte EACs können auch wieder „entbündelt“ werden; dabei werden einzelne Herkunftsnachweise unabhängig voneinander verkauft.

Damit dieses System funktioniert, muss ein Verfolgungs- und Kontrollmechanismus vorhanden sein. In *Kasten 9* wird beschrieben, welche Informationen in einem solchen Mechanismus gesammelt und kontrolliert werden.

Bis Ende 2017 konnten in 57 Ländern EACs**gekauft werden; insgesamt haben verschiedene Unternehmen 130 TWh Ökostrom über EACs bezogen.⁵³

Wie in *Kasten 10* beschrieben, hat Australien ein EAC-System entwickelt, das den Rohstoffunternehmen Degussa (*siehe Kasten 34*) und Cannington durch die Nutzung von Solarenergie für die Rohstoffförderung zugutekommt.

Kasten 9: EAC-Merkmale

- Datum des Zertifikats
- Art des Zertifikats
- Nummer des Trackingsystems
- Art der EE-Anlage
- Standort der EE-Anlage
- Installierte Leistung der EE-Anlage
- Name der EE-Anlage
- Baujahr der EE-Anlage
- Datum der Erstellung des Zertifikats
- Eindeutige Zertifikatskennung
- Energieversorger, mit dessen Netz die EE-Anlage verbunden ist
- Zertifizierungs- oder RPS-fähig
- Emissionsrate der erneuerbaren Energiequelle

HINWEISE

- * Ein Zertifikat wird eingezogen, wenn der Zertifikatsinhaber es verwendet; es kann nicht verkauft oder auf Dritte übertragen werden.
- ** Das EAC-System gewinnt in Lateinamerika und in Asien sowie im Pazifikraum an Bedeutung. In Afrika, Südafrika und Uganda gibt es bereits EAC-Systeme (IRENA 2018).



Kasten 10: Das australische Umweltkreditsystem

Das Gesetz zur Gründung der *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) (siehe Kasten 34) wurde im November 2011 vom australischen Parlament als Teil des Clean Energy Future-Pakets verabschiedet, das auch die Grundlage für das australische Emissionshandelssystem und die Ökobank des Landes, die so genannte *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC), umfasst.⁵⁴ Das CEFC-Paket wurde verabschiedet, nachdem das Land sein *Renewable Energy Target* (RET) 2009 von den 2001 ursprünglich festgelegten 9.500 GWh auf 41.000 GWh bzw. 20 % bis 2020 angehoben hatte. 2015 wurde das RET auf 33.000 GWh bis 2020 zurückgenommen, nachdem die Koalitionsregierung erklärt hatte, dass die Erhöhung der Überschusskapazitäten bei gleichzeitiger Verringerung der Stromnachfrage eine Senkung des RET rechtfertige.⁵⁵

Im Rahmen des RET erhalten offiziell anerkannte Ökostromerzeuger Zertifikate für Großanlagen (*Large Scale Generation Certificates*, LGCs), denen die als Ökostrom geltenden Strommengen zu Grunde liegen, die sie über die jeweilige Grundlast hinaus erzeugen. Ein LGC entspricht 1 MWh Ökostrom. Stromhandelsgesellschaften und Unternehmen aus energieintensiven Branchen wie dem Rohstoffsektor sind gesetzlich verpflichtet, eine bestimmte Anzahl von LGCs zu kaufen.⁵⁶ Beispielsweise erwirbt South32 zu einem im Voraus festgelegten Preis LGCs von SunSHIFT (Kasten 33) für den Produktionsstandort in Cannington, um den Verpflichtungen nachzukommen, die sich für South32 aus dem australischen RET ergeben.

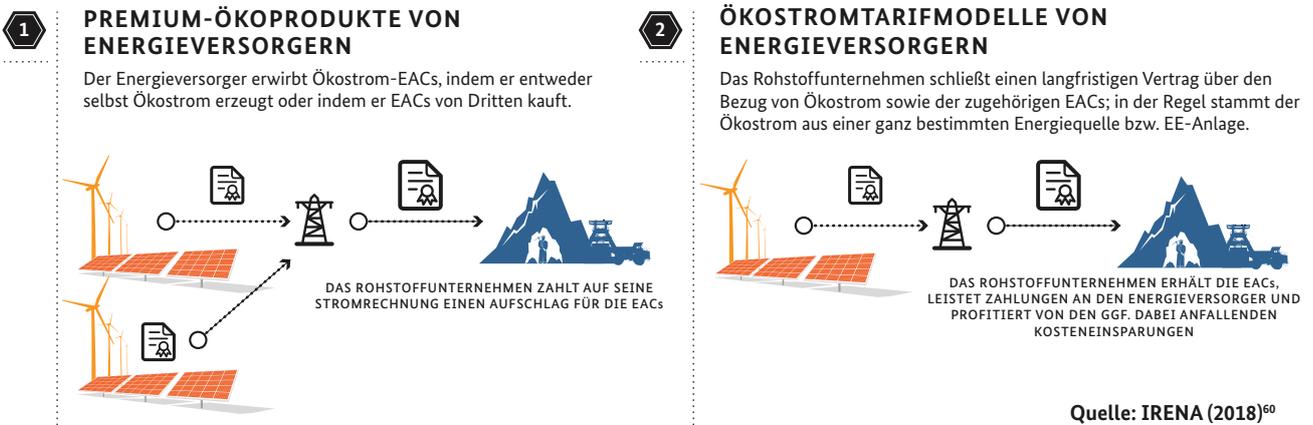
Wenn die Stromhändler und energieintensiven Branchen nicht in der Lage sind, genügend Ökostrom für ein LGC zu kaufen, können sie die Zertifikate erwerben. Die Nutzer haben drei Jahre Zeit, um für die LGCs zu bezahlen, bevor eine Ausfallgebühr fällig wird.⁵⁷ Ein LGC wurde Anfang Mai 2018⁵⁸ auf dem Spotmarkt mit 84,25 AUD bewertet. Da das RET erreicht wurde, wird mit rückläufigen Preisen gerechnet, was die Nutzer dazu bringen dürfte, mit dem Erwerb von Zertifikaten zu warten.⁵⁹

1.3.5. Ökostromangebote von Energieversorgern

Zur Deckung der steigenden Nachfrage nach Ökostrom setzen viele Energieversorger zunehmend auf erneuerbare Energien. Die entsprechenden Angebote lassen sich zwei großen Kategorien zuordnen, nämlich Premium-Ökoprodukten und Ökostromtarifmodellen. Bei Premium-Ökoprodukten handelt es sich um eine flexible Kaufoption, die sich in erster Linie an kleinere Verbraucher richtet, die zusätzlich zu ihren Stromkosten einen Ökostromaufschlag zahlen. Ökostromtarife sind mit längeren Laufzeiten verbunden und gelten vielfach für Strom aus einer ganz bestimmten EE-Anlage. Bei beiden Modellen müssen die EE-Anlagen sich nicht zwangsläufig im Eigentum des Energieversorgers befinden. Wenn der Energieversorger nicht Eigentümer der EE-Anlage ist, tritt er als Vermittler auf, der den Kauf und Verkauf von Ökostrom und der damit verbundenen EACs übernimmt. Die beiden Ökostromangebote sind in *Abbildung 12* grafisch dargestellt.

Ende 2017 war in 39 Ländern Ökostrom erhältlich; dieser macht rund 7 % aller ökologischen Produkte aus, die von Unternehmen aller Sektoren bezogen werden.⁶¹ Rohstoffunternehmen entscheiden sich bislang erst vereinzelt für ökologische Energieprodukte, obwohl diese in zahlreichen rohstoffreichen Ländern wie Australien, Kanada, Südafrika und den Vereinigten Staaten angeboten werden. Da jedoch weltweit immer mehr Energieversorger entsprechende Produkte und Tarifmodelle auflegen, wird Ökostrom vor allem auf nicht liberalisierten Energiemärkten, auf denen ein Energieversorger über eine Monopolstellung verfügt, immer attraktiver.

Abbildung 12: Ökostromangebote von Energieversorgern



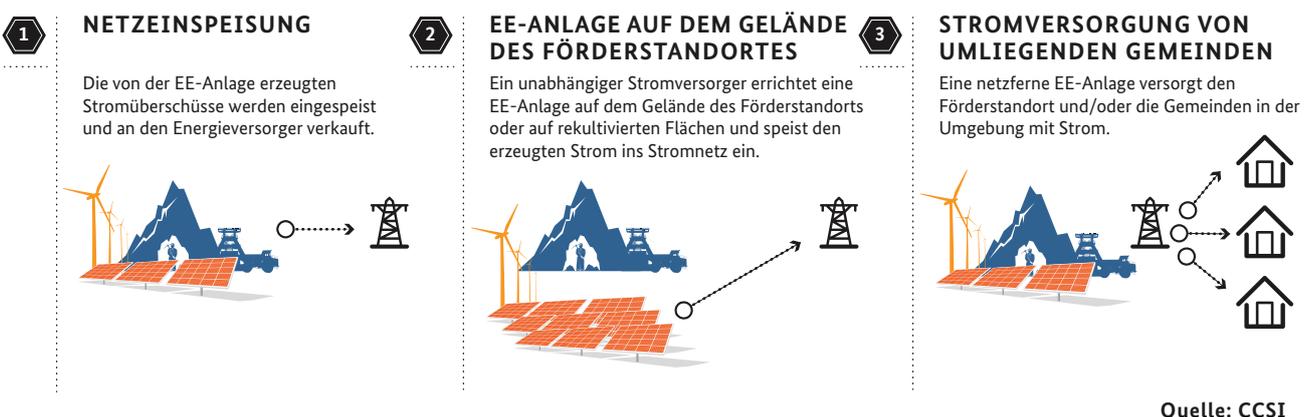
1.4. Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien

Wenn die EE-Anlage nicht nur den Förderstandort versorgen soll, ist zu prüfen, ob und welches Stromverkaufsmodelle geeignet sind. Dafür gibt es drei Gestaltungsmöglichkeiten, die in *Abbildung 13* skizziert werden. Die ersten beiden Modelle sehen eine Netzkopplung der EE-Anlage vor, so dass der erzeugte Ökostrom in das allgemeine Stromnetz eingespeist werden kann. Dies ist beispielsweise möglich, wenn die erzeugte Strommenge den Strombedarf des Förderstandorts übersteigt (1.4.1) oder wenn ein unabhängiger Stromerzeuger ungenutzte oder rekultivierte Flächen eines Förderstandorts für den Bau und Betrieb einer EE-Anlage nutzen kann (1.4.2). Die dritte Gestaltungsmöglichkeit greift bei netzfernen EE-Anlage, die neben dem Förderstandort auch die umliegenden Gemeinden über ein Minigrid mit Strom versorgen (1.4.3).

1.4.1. Netzeinspeisung

Diese Form des Stromverkaufs setzt voraus, dass der Förderstandort an das allgemeine Stromnetz angebunden ist. Die von der EE-Anlage erzeugten Stromüberschüsse werden im Rahmen einer Net-Metering-Vereinbarung an den jeweiligen Energieversorger verkauft. Bei Net-Metering handelt es sich um einen Abrechnungsmechanismus auf Seiten des Energieversorgers, der den Betreibern von lokalen EE-Anlagen für den erzeugten Ökostrom Gutschriften erteilt.⁶² Unserer Kenntnis nach gibt es bislang keinen Förderstandort mit einer Net-Metering-Vereinbarung, da die bisher vorhandenen lokalen EE-Anlagen sehr klein sind.

Abbildung 13: Modelle für den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien



In *Kasten 11* wird eine PV-Anlage beschrieben, die zwar ans Netz angebunden ist, jedoch vorrangig den Förderstandort mit Strom versorgt. Auch wenn es sich hierbei nicht um reines Net-Metering handelt, weist das Modell einige Ähnlichkeiten mit dem Net-Metering auf, da die Stromkosten des Rohstoffunternehmens durch den Bezug von kostengünstigem Solarstrom verringert werden.

1.4.2. Bau einer EE-Anlage auf dem Gelände des Förderstandorts

Die zur Verfügung stehende Fläche ist einer der wichtigsten Faktoren für die Realisierbarkeit von EE-Anlagen. In vielen Fällen sind die Flächen der Förderstandorte wesentlich größer als das eigentliche Abbaugelände. Darüber hinaus werden Förderstandorte häufig sukzessive rekultiviert, so dass bestimmte Teile des Geländes nicht benötigt werden, während der Abbau in anderen Teilen des Geländes fortgesetzt wird. Die rekultivierten Flächen können an den Betreiber einer EE-Anlage verpachtet werden, wobei das Rohstoffunternehmen den dort erzeugten Strom nicht unbedingt zur Deckung des eigenen Strombedarfs verwenden muss. Ein Beispiel für

einen solchen Fall wird in *Kasten 12* beschrieben. Auch nach der Stilllegung besteht die Möglichkeit, rekultivierte Flächen für die Errichtung von EE-Anlagen zu nutzen. So werden in Deutschland mehrere Windparks auf ehemaligen Braunkohletagebauen entwickelt.⁶³ Das *Rocky Mountain Institute* (RMI) hat die alten Förderstandorte von BHP besichtigt und ist zu dem Schluss gelangt, dass sie ein erhebliches Potenzial für die Erzeugung und Speicherung von Ökostrom bieten (*Kasten 13*).

1.4.3. Stromversorgung von Gemeinden in der Umgebung von Förderstandorten:

In abgelegenen Regionen wird die Infrastruktur vielfach von den Rohstoffunternehmen aufgebaut, die auch Dienstleistungen für die Arbeitersiedlungen erbringen und Unterkünfte für die Arbeiter errichten. Durch die Ausweitung dieser Infrastruktur auf die umliegenden Gemeinden können die Rohstoffunternehmen einen Beitrag zur Verbesserung der Stromversorgung der örtlichen Bevölkerung leisten. Dieser Ansatz bietet vor allem in Afrika große Entwicklungschancen, denn dort sind rund 600 Millionen Menschen von Energiearmut betroffen.

Kasten 11: Die PV-Anlage von Iamgold in Rosebel (Surinam)⁶⁴

Standort:	Surinam
Eigentümer des Förderstandorts:	Iamgold und ihre Tochtergesellschaft Rosebel Gold Mines N.V
Netzstatus:	netzgebunden
Installierte Leistung:	5 MW
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2013
Baukosten der Solaranlage:	11 Mio. USD
Projektentwickler:	Rosebel Gold Mines



Hintergrund: Der Goldtagebau liegt im Nordosten von Surinam und befindet sich zu 70 % im Eigentum von Iamgold und zu 30 % im Eigentum des Staates Surinam. Die kommerzielle Förderung begann 2004.

Das Projekt: Als das Unternehmen Iamgold mehr Strom benötigte, um härteres Gestein aufzuschließen, entschied man sich für die Finanzierung und den Bau einer 5 MW-PV-Anlage.⁶⁵ Die Anlage wurde im Oktober 2014⁶⁶ in Betrieb genommen und ist das Ergebnis einer Vereinbarung zwischen dem Rohstoffunternehmen und der Regierung von Surinam. Als Gegenleistung für die Versorgung des Förderstandorts mit einer höheren Strommenge, die zu niedrigeren Kosten bereitgestellt wird, verpflichtete sich das Rohstoffunternehmen dazu, eine PV-Anlage zu betreiben, die die Aufgabe hat, die höhere Strommenge zu Spitzenlastzeiten im Rahmen des geänderten Stromvertrags auszugleichen.⁶⁷ Im Durchschnitt werden rund 750 kWh bei Betriebskosten von 0,01 USD pro kWh erzeugt. Zum Vergleich: Der Preis, den das Rohstoffunternehmen 2017 an den staatlichen Stromversorger zu zahlen hatte, lag bei 0,12 USD pro kWh.⁶⁸

Der von der PV-Anlage erzeugte Ökostrom wird vorrangig am Standort eingesetzt.⁶⁹ Allerdings ist die Anlage an das Stromnetz des Landes angeschlossen. Dadurch können die zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung generierten Stromüberschüsse in das Netz eingespeist werden.

Kasten 12: Asarco verpachtet Flächen an Förderstandorten an einen unabhängigen Stromerzeuger

Der Kupferproduzent Asarco in Arizona hat dem unabhängigen Stromerzeuger Clenera im Rahmen eines langfristigen Pachtvertrags eine 500 Hektar große Fläche auf dem Gelände des Förderstandorts zur Nutzung überlassen.⁷⁰ Der Standort verfügt über eine Anbindung an das Stromnetz, so dass das Rohstoffunternehmen seinen Strom nicht direkt von dem unabhängigen Stromerzeuger beziehen muss. Die Zusammenarbeit zwischen Clenera und Asarco entstand aus dem Programm der US-amerikanischen Umweltbehörde EPA zur Entwicklung von EE-Projekten auf degradierten Böden, zu denen insbesondere Förderstätten zählen.^{71, 72}

Diese Konstellation bietet dem Rohstoffunternehmen etliche Vorteile: So generiert das Unternehmen aus der Nutzungsüberlassung Pachteinnahmen und erfüllt gleichzeitig die einschlägigen gesetzlichen Anforderungen. Außerdem hat Asarco in Clenera einen Geschäftspartner, der Erzeugnisse wie Sand, Kies, Zuschlagstoffe, Kalkstein für Zement, Stahl und Silizium für Solarmodule benötigt und darüber hinaus andere, von dem Rohstoffunternehmen geförderte Rohstoffe abnimmt, beispielsweise Kupfer, das beim Bau von Solaranlagen in großen Mengen gebraucht wird.

Kasten 13: BHP nutzt seine stillgelegten Förderstandorte in den USA für die Errichtung von EE-Anlagen

2016 hat BHP das Rocky Mountain Institute damit beauftragt, an 22 nordamerikanischen Förderstandorten das Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien zu bewerten. Die Bewertung ergab, dass ein Teil der Standorte gute Möglichkeiten für den Bau von EE-Anlagen bietet. Die entsprechenden Kapazitäten wurden auf mehr als 0,5 GW geschätzt. Die meisten Standorte eignen sich aufgrund ihrer Lage vor allem für PV-Anlagen, doch einige der stillgelegten Förderstätten bieten auch gute Perspektiven für den Bau von Windkraftanlagen. Außerdem hat das RMI verschiedene Speichertechnologien analysiert.⁷³ BHP hat auf diese Empfehlungen reagiert und ist inzwischen mit einem Standort in Arizona und New Mexico in der Planungs- und/oder Genehmigungsphase. Für einen weiteren Standort in New Mexico wurde bereits ein Pachtvertrag mit einem Entwickler von PV-Anlagen und Stromspeichersystemen abgeschlossen.⁷⁴

Das Programm hat bei den Rohstoffunternehmen Interesse geweckt. Doch obwohl aus technischer Sicht, etliche der Projektvorschläge realisierbar sind, bestehen nach wie vor Herausforderungen bei der kommerziellen Umsetzung der Vorhaben. So besteht an Standorten, die sich in der Nähe von Stromnetzen befinden, an die bereits EE-Anlagen angebunden sind, das Problem, dass die Einbindung einer weiteren EE-Anlage die duck curve verschärft und die Netzstabilität gefährden könnte. Darüber hinaus gibt es eventuell keine Anreize für die Betreiber von Stromverteilnetzen, den erzeugten Ökostrom durch ihre Netze zu leiten, wenn ihre eigenen Kunden diesen Strom nicht benötigen. Vor diesem Hintergrund hat das RMI sich verstärkt mit der Möglichkeit befasst, Stromspeichersysteme zu installieren. Außerdem sollen Stromabnehmer aus der Industrie dazu gebracht werden, ihre Produktion in die Nähe der EE-Anlage zu verlegen, um diese Probleme zu umgehen. Bei abgelegenen Standorten ist die fehlende Netzanbindung häufig das größte Problem.

Der Energiebedarf und die Finanzkraft der Förderstandorte können genutzt werden, um eine EE-Anlage zu errichten, die nicht nur den Strombedarf des Förderstandorts deckt, sondern auch Strom für die umliegenden Gemeinden liefert. Dabei können Größenvorteile genutzt und niedrige Grenzkosten erreicht werden.

Ein solches Stromverkaufsmodell beruht auf einer netzfernen EE-Anlage, die die Förderstätte und die umliegenden Gemeinden über ein Minigrid versorgt. Dabei kann es sich um ein neues oder um ein bereits vorhandenes Minigrid handeln. Erfolgt die Einspeisung in ein bereits bestehendes Minigrid, würde die EE-Anlage andere Energiequellen ergänzen. So könnte beispielsweise eine Bergarbeitersiedlung, die ihren

Strom von einem Dieselmotorkraftwerk bezieht, von einer EE-Anlage profitieren, weil weniger Dieselmotorkraftstoff benötigt würde (wodurch die Kraftstoffkosten sinken) und/oder die Versorgungssicherheit verbessert würde.

In *Kasten 14* wird anhand eines Beispiels aus Australien dargestellt, wie eine Bergarbeitersiedlung, die ihren Strom bislang ausschließlich Strom von Dieselmotorgeneratoren bezogen hatte, von der Errichtung einer EE-Anlage profitiert hat und ihre Stromkosten senken konnte. In *Kasten 15* wiederum wird beispielhaft der Fall eines australischen Rohstoffunternehmens beschrieben, das eine EE-Anlage betreibt, mit der auch das Minigrid einer Gemeinde versorgt wird.

Kasten 14: Hybridkraftwerk von CooberPedy

Standort:	Coober Pedy, Südaustralien
Eigentümer der Anlage:	Energy Development Limited (EDL)
Projektentwickler:	Hydro Tasmania
Installierte Leistung:	Windkraftanlage mit 4 MW, PV-Anlage mit 1 MW, Batteriespeicher für 1 MW/500 kWh.
Finanzierung:	EDL hat von Arian einen Zuschuss in Höhe von 18,4 Mio. AUD erhalten

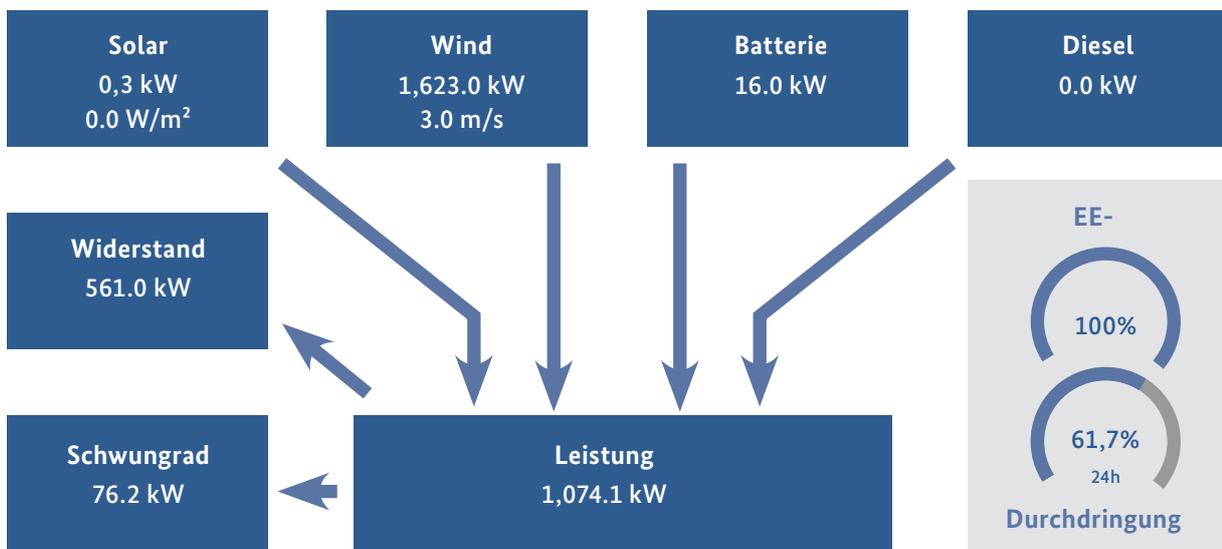


Hintergrund: Coober Pedy gilt als weltweit wichtigstes Zentrum für den Abbau von Opalen. Schätzungen zufolge stammen 70 % der wertvollsten Opale der Welt aus dem Gebiet rund um Coober Pedy. Die Stadt liegt im australischen Outback, weit weg vom landesweiten Stromnetz. Nachdem 1915 Opalvorkommen entdeckt worden waren, begann die Besiedlung der Region. In den 1980er-Jahren wuchs die Bevölkerung auf 3.000 Einwohner und erreichte damit ihren Höchststand. Daraufhin wählten die Bewohner des Ortes ihre eigene Kommunalregierung. Heute hat Coober Pedy rund 1.750 Einwohner, die von der Opalförderung und vom Tourismus leben.

Das Projekt: Wie viele abgelegene australische Bergarbeiterstädte wurde auch Coober Pedy von einem 3,9 MW-Dieselmotorkraftwerk, das sich im Eigentum von EDL befindet, mit Strom versorgt. 2014 haben ARENA und EDL einen Vertrag über die Errichtung eines Hybridkraftwerks (Wind- und Solarenergie) geschlossen, das mit einem Batteriespeicher gekoppelt ist. Die Anlage sollte in die bestehende Stromversorgung integriert werden. Zu diesem Zweck wurde ein PPA mit dem District Council von Coober Pedy geschlossen. Das Hybridkraftwerk nahm im März 2017 den Betrieb auf und soll im Durchschnitt 70 % des zuvor für die Stromerzeugung benötigten Dieselmotorkraftstoffs ersetzen. Im September dieses Jahres konnte die Stadt 35 Stunden lang ununterbrochen zu 100 % mit erneuerbaren Energien versorgt werden – ein wichtiger Meilenstein, um zu zeigen, dass eine Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht, möglich ist.⁷⁵

In *Abbildung 14* ist das Echtzeit-Dashboard abgebildet, das man im Internet aufrufen kann, um sich darüber zu informieren, aus welchen Quellen Coober Pedy gerade seinen Strom bezieht.

Abbildung 14: Echtzeit-Daten für das Hybridkraftwerk von CooberPedy

Quelle: Energy Developments⁷⁶

Kasten 15: Fallstudie – Bauxitbergwerk in Weipa

Standort:	Bauxitbergwerk in Queensland, Australien
Netzstatus:	netzfern
Installierte Leistung:	6,7 MW insgesamt, Entwicklung in zwei Phasen
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2015
Baukosten der Solaranlage:	23,2 Mio. USD
Eigentümer der Solaranlage:	First Solar
PPA-Laufzeit:	15 Jahre
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	600.000 – 2,3 Mio. Liter pro Jahr
CO₂-Einsparung:	1.600 Tonnen pro Jahr



Hintergrund: Nachdem man 1955 in Weipa Bauxitvorkommen entdeckt hatte, wurde 1963 die Förderung aufgenommen. Heute ist Weipa das größte Bauxitbergwerk von Rio Tinto, das an seinen beiden Betriebsstätten in East Weipa und Andoom pro Jahr 31 Mio. Tonnen Bauxit abbaut.⁷⁷ Die nahegelegene Bergarbeitersiedlung Weipa wurde in den 1960er-Jahren angelegt und hat sich zu einem regionalen Zentrum für Wirtschaft und staatliche Dienstleistungen entwickelt.⁷⁸ Ein Dieselmotorkraftwerk mit 36 MW Leistung versorgt die beiden Betriebsstätten und die Bergarbeitersiedlung sowie die nahegelegene Gemeinde Napranum über ein Minigrid.⁷⁹

Solaranlage: Die Solaranlage in Weipa, die Bergwerk und Siedlung mit Strom versorgt, wurde 2015 in Betrieb genommen. Rio Tinto hat mit dem unabhängigen Stromversorger First Solar ein PPA mit einer Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen.⁸⁰ Nach dem erfolgreichen Abschluss der ersten Phase sollen in einer zweiten Phase neben weiteren PV-Modulen auch ein Batteriespeicher installiert werden. In Spitzenzeiten deckt die Solaranlage 20 % des täglichen Strombedarfs der Siedlung.⁸¹ Die *Australian Renewable Energy Agency (ARENA)* hat für die erste Phase einen Zuschuss von 3,5 Mio. AUD gezahlt und weitere 7,8 Mio. AUD für die zweite Phase bereitgestellt.⁸²

Ein Beispiel für ein Projekt, das in einem Entwicklungsland realisiert wurde, bietet Papua-Neuguinea. Bei dem Projekt wurde das Potenzial zur Stromerzeugung mithilfe von Geothermie* genutzt, um einen Förderstandort sowie die örtliche Gemeinde mit Strom zu versorgen (*Kasten 16*). Die Investition wird vom Staat durch eine Steuergutschrift für die Infrastrukturinvestitionen in der Gemeinde gefördert.

Kasten 16: Ein Geothermiekraftwerk versorgt das Goldbergwerk von Newcrest und die umliegenden Gemeinden mit Strom

Standort:	Lihir Island, Papua-Neuguinea	
Netzstatus:	netzfern	
Installierte Leistung des Geothermiekraftwerks:	56 MW	
Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks:	2003	
Eigentümer des Geothermiekraftwerks:	Lihir Gold Limited (100 %-ige Tochtergesellschaft von NewCrest Mining)	
Kosteneinsparung:	40 Mio. USD durch Verringerung des Dieselverbrauchs + 4,5 Mio. USD aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten auf dem Weltmarkt.	
CO₂-Einsparung:	280.000 Tonnen pro Jahr	

Hintergrund: Auf Lihir Island befindet sich eine der größten bekannten Goldlagerstätten. Das erste Gold wurde 1997 abgebaut. 2010 übernahm Newcrest den Förderstandort, der sich in einem erloschenen, geothermisch aktiven Vulkan befindet.

Das Projekt: Zur Nutzung des geothermischen Potenzials hat Lihir Gold Limited 2003 eine Pilotanlage mit einer installierten Leistung von 6 MW errichtet. Das Pilotprojekt erwies sich als Erfolg, so dass die Anlage 2005 um 30 MW und 2007 um weitere 20 MW ausgebaut wurde. Das Geothermiekraftwerk ergänzt das vorhandene Dieselmotorkraftwerk (70 MW) und deckt rund 75 % des Strombedarfs des Förderstandorts. 3 MW sind zur Versorgung der Inseldörfer bestimmt.⁸³ Zwar wurde das Kraftwerk von externen Auftragnehmern errichtet, doch Betrieb und Wartung liegen in der Hand des Rohstoffunternehmens. Im Rahmen des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung nutzt der Kraftwerksbetreiber die Möglichkeiten des Emissionshandels⁸⁴ und erzielte 2008 durch den Verkauf von Certified Emission Reductions auf dem Weltmarkt einen Erlös von 4,5 Mio. USD.

Darüber hinaus wurde die Investition vom Staat durch das *Infrastructure Tax Credit Scheme* (ITCS) gefördert. Im Rahmen des ITCS wird bei Ausgaben für genehmigte Infrastrukturprojekte, die einen gesellschaftlichen Nutzen haben, ein Nachlass von 0,75 % auf das versteuernde Einkommen oder die Steuerlast gewährt, wobei der niedrigere Betrag maßgeblich ist.⁸⁵

Die Goldförderung wird noch mindestens 30 Jahre fortgeführt, und das Geothermiekraftwerk wird auch künftig eine wichtige Rolle bei der Entwicklung der Förderung und der Versorgung der örtlichen Gemeinde spielen.⁸⁶

HINWEIS

* Bei geothermischer Energie handelt es sich um natürlich vorkommende Energie in den obersten Erdschichten. Möglichkeiten zur Nutzung von Geothermie bestehen in vulkanisch aktiven Gebieten sowie in Gegenden, in denen es heiße Quellen gibt oder in denen heißer Dampf aus der Erde tritt. Der Dampf wird an die Oberfläche gepumpt und

zur Stromerzeugung genutzt. Das energetische Potenzial der Geothermie wird auf 12.000 TWh pro Jahr geschätzt. Allerdings ist dieses energetische Potenzial ungleichmäßig verteilt; meistens befinden sich Geothermiequellen tief unter der Erdoberfläche, so dass sie nur mit großem Aufwand erschlossen werden können.

Wenn die Gemeinden für Stromlieferungen bezahlen, muss es eindeutige Regelungen über die Vergütung von Strom geben, der an Dritte verkauft wird. Soweit nicht bereits ein Minigrid vorhanden ist, sind in diesem Fall zusätzliche Investitionen in die Netzinfrastruktur erforderlich, damit der eingespeiste Strom weitergeleitet werden kann. Damit ist dieses Stromversorgungsmodell komplexer, denn eine größere Anzahl an Akteuren ist daran beteiligt. So müssen beispielsweise Zahlungs- und Wechselkursrisiken berücksichtigt und zugerechnet werden, wenn die lokalen Gemeinschaften den Strom in der Landeswährung bezahlen.

Gleichzeitig bietet der Stromverkauf jedoch auch zahlreiche Vorteile: Denn aus entwicklungspolitischer Sicht ist der Zugang zu Strom ein entscheidender Entwicklungsfaktor, der den Rohstoffunternehmen ggf. die Möglichkeit bietet, dem Shared-Value-Paradigma* wieder zur Geltung zu verhelfen. Dieses Konzept wird zunehmend durch die Automatisierung bedroht, durch die vor Ort Beschäftigung und Geschäftschancen für Handel und Dienstleister wegfallen.⁸⁸ Außerdem bietet der Verkauf von selbst erzeugtem Strom den Rohstoffunternehmen die Chance, in ländlichen Gemeinden, die die Rohstoffgewinnung ablehnen, Akzeptanz für ihre Geschäftstätigkeit zu gewinnen. Darüber hinaus kommen die EE-Anlagen den lokalen Gemeinden ggf. auch nach der Stilllegung des Förderstandorts noch zugute.⁸⁹ So plant Iamgold, die Bevölkerung aus der Gegend um das Bergwerk Essakane in Burkina Faso nach der Stilllegung des Betriebsstätte mit Strom aus der EE-Anlage des Bergwerks zu versorgen (*Kasten 17*). Denn während der Förderzeitraum nur 10 Jahre beträgt, kann die PV-Anlage 20 bis 25 Jahre genutzt werden. Da die Betriebskosten einer EE-Anlage nach der Anfangsinvestition gering sind, können Staat und Gemeinden sich den Betrieb und die Wartung von alten EE-Anlagen leisten. Zu diesem Zweck müssen die Vorschriften für die Stilllegung von Standorten und die Flächenrekultivierung angepasst werden, um zu gewährleisten, dass die EE-Anlage nach der Stilllegung des Standorts nicht zusammen mit der übrigen betrieblichen Infrastruktur abgerissen wird.

HINWEIS

* Das Shared-Value-Konzept beruht auf Strategien und Betriebsprozessen, die die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens stärken und gleichzeitig die wirtschaftliche und soziale Entwicklung in den Gemeinden fördern, in denen das Unternehmen tätig ist. Bei der Schaffung eines

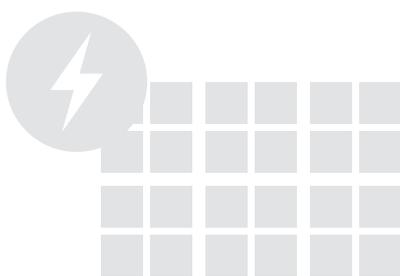
gemeinsamen Mehrwerts geht es darum, die Zusammenhänge zwischen gesellschaftlichem und wirtschaftlichem Fortschritt zu erkennen und zu erweitern.⁸⁷

Kasten 17: Förderstandort in Essakane

Standort:	Nordosten von Burkina Faso	
Eigentümer des Förderstandorts:	IamGold (90 %), Regierung von Burkina Faso (10 %)	
Netzstatus:	netzfern	
Installierte Leistung der Solaranlage:	15 MW	
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2018	
Baukosten der Solaranlage:	20 Mio. USD	
Projektentwickler:	EREN RE und die <i>Africa Energy Management Platform (AEMP)</i>	
PPA:	IamGold hat ein PPA mit einer Laufzeit von 15 Jahren mit dem Anlagenbetreiber abgeschlossen ⁹⁰	
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	6 Mio. Liter pro Jahr	
CO₂-Einsparung:	18.500 Tonnen CO ₂ pro Jahr ⁹¹	
Andere Systemkomponenten:	Dieselmotorkraftwerk mit 57 MW Leistung	

Hintergrund: Die Fördertätigkeit bei Essakane begann 2009, nachdem Iamgold die Anlage 2008 von Orezone übernommen hatte. Das Bergwerk liegt in der Essakane Main Zone, der größten bekannten Goldlagerstätte des Landes.⁹² Hier befinden sich 2,65 Mio. Unzen förderfähige Goldreserven, woraus sich eine erwartete Förderdauer von 8,6 Jahren ergibt. Die förderfähigen Reserven könnten um 39 % steigen; in diesem Fall würde der Förderzeitraum über 2030 hinaus verlängert werden.⁹³ Höhere Kraftstoffpreise, zunehmend härteres Gestein und ein Rückgang der Produktion haben zu einem Anstieg der Produktionskosten um 16 % beigetragen.

Die Solaranlage: Im März 2018 wurde bei dem Bergwerk Essakane eine 15 MW-PV-Anlage in Betrieb genommen, nachdem die Entwickler Eren RE und AEMP ein Darlehen über 16,5 Mio. USD bei der Banque Internationale pour le Commerce, l'Industrie et l'Artisanat du Burkina (einer Tochtergesellschaft der BNP Paribas) aufgenommen hatten.^{94,95} Die einjährige Bauzeit wurde von dem Ingenieur-, Beschaffungs- und Bauunternehmen Wäftsila überwacht. Die mit dem vorhandenen 57 MW-Dieselmotorkraftwerk⁹⁶ des Bergwerks gekoppelte PV-Anlage soll bis zu 8 % des Energiebedarfs des Förderstandorts decken.⁹⁷ Das Rohstoffunternehmen entschied sich für den Bau der EE-Anlage, um die Förderung wirtschaftlicher zu gestalten, die Stromversorgung zu gewährleisten und sich besser gegen Ölpreisschwankungen abzusichern.⁹⁸







© shutterstock

Tagebau





Hürden auf dem Weg zu einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor

2.0

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Hindernisse aufgeführt, die einer verstärkten Nutzung von Solar- und Windenergie im Rohstoffsektor entgegenstehen. Die begrenzenden Faktoren wurden in fünf Kategorien eingeteilt: (1) technische Faktoren, darunter der Umstand, dass Solar- und Windenergie nicht permanent und zu jeder Zeit zur Verfügung stehen, sowie die standortspezifischen Gegebenheiten, die dem Bau von EE-Anlagen in der Nähe des Förderstandorts ggf. entgegenstehen; (2) wissensbezogene Faktoren, darunter die Tatsache, dass der Rohstoffsektor bislang über wenig Erfahrung mit dem Bau und Betrieb von EE-Anlagen und dem Bezug von Ökostrom hat; (3) finanzierungsbezogene Faktoren, da Rohstoffunternehmen in der Regel vermeiden wollen, zusätzliche Investitionsaufwendungen in der Bilanz zu haben und überdies nur ungern

langfristige PPAs abschließen, insbesondere bei einem kurzen oder ungewissen Förderzeitraum (noch komplexer werden EE-Projekte, wenn auch die Stromversorgung von Kommunen vorgesehen ist); (4) regulierungsbezogene Faktoren, und zwar hauptsächlich in Form von Subventionen für fossile Energieträger und fehlenden rechtlichen Anreizen für Investitionen in erneuerbare Energien; sowie (5) divergierende Interessen auf Seiten des Staates oder der Privatwirtschaft, die dem Ausbau der erneuerbaren Energien entgegenstehen. Einige dieser begrenzenden Faktoren gelten für alle im vorherigen Abschnitt beschriebenen Strombeschaffungs- und -verkaufsmodelle. Andere stehen im Zusammenhang mit den spezifischen Umständen (z. B. netzferne Förderstandorte) und bestimmten Strombezugs- oder Stromverkaufsmodellen.

2.1. Technische Faktoren

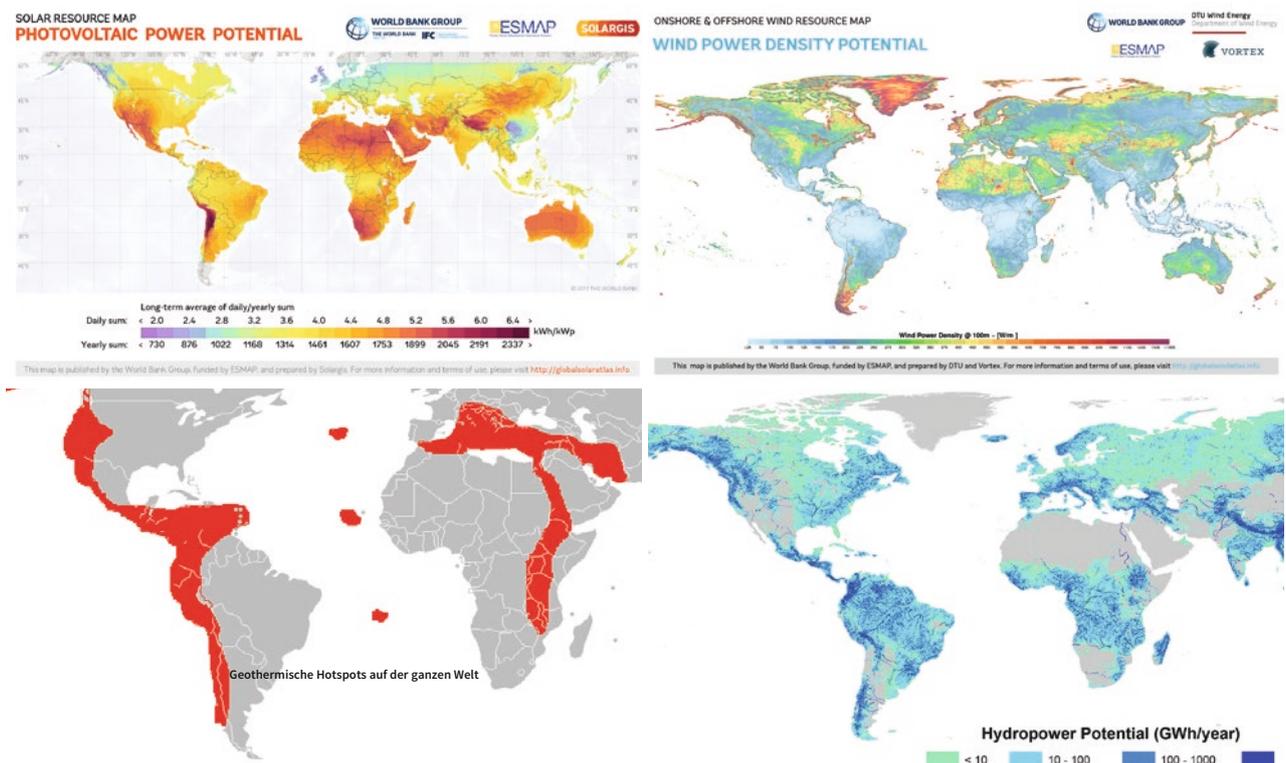
2.1.1. Intermittenz und Variabilität

Intermittenz und Variabilität sind die größten technischen Nachteile von Solar- und Windkraftanlagen. Während Förderstandorte auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind, kann nur dann aus erneuerbaren Energien Strom erzeugt werden, wenn die Sonne scheint und der Wind weht; außerdem hängt die Menge an erzeugtem Strom von der Bewölkung und der Windgeschwindigkeit ab. Bei der Beantwortung der Frage, wie hoch der Anteil von Sonne oder Wind am Energiemix sein kann bzw. soll, sind nicht nur die Schwankungen in der Stromerzeugung über 24 Stunden, sondern auch jahreszeitliche oder über einen Zeitraum von mehreren Jahren auftretende Schwankungen zu berücksichtigen: So muss die EE-Anlage optimiert werden, um zu gewährleisten, dass es auch in der Monsun-Zeit oder den Jahren, in denen El Niño auftritt, nicht zu Stromausfällen kommt. Da die Variabilität von Windkraft höher als die von Solarenergie, gilt es, bei der Auslegung des Ersatzsystems das Worst-Case-Szenario zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund sind netzferne Förderstandorte auch bei der Wahl eines großen Stromspeichers stets auf ein mit fossilen Energieträgern betriebenes Kraftwerk ange-

wiesen. Infolgedessen lassen sich die Investitionen in das Ersatzsystem nicht einsparen, wodurch die Kosteneinsparungen geringer ausfallen, als beim Vergleich einer EE-Anlage mit einem konventionellen Dieselkraftwerk. Die Kosteneinsparungen ergeben sich daraus, dass ein Hybridkraftwerk eine bestimmte Anzahl an Dieselgeneratoren sicher ersetzen kann, so dass weniger Dieselgeneratoren benötigt werden; außerdem können im Betrieb Kosten für Dieselkraftstoff eingespart werden. Darüber hinaus können die Investitionen über einen längeren Zeitraum amortisiert werden, da der Verschleiß der Generatoren ist.

Ein entscheidender Faktor, der das Problem der Intermittenz und Variabilität entschärfen könnte, sind die sinkenden Kosten für Batteriespeicher (siehe Abschnitt 3.1.3). Doch selbst mit einem Batteriespeicher werden netzferne Standorte in naher Zukunft noch nicht vollständig auf Dieselgeneratoren verzichten können. Darüber hinaus ist noch unklar, welche Batterietechnologie sich letztendlich durchsetzen wird. Blei-Säure-Batterien werden wegen der relativ geringen Kosten häufig als Stromspeicher verwendet, doch angesichts der rückläufigen Preise für Lithium-Ionen-Batterien wechseln immer mehr unabhängige Stromversorger zur Lithium-Ionen-

Abbildung 15: Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien nach Energiequelle



Quelle: Weltbank, Solargis, ESMAP, Vortex, Energy Education, PLOS¹⁰²

Technologie. Lithium-Ionen-Batterien bieten eine höhere Energiedichte und Belastbarkeit sowie eine längere Lebensdauer.⁹⁹ Trotz ihrer längeren Lebensdauer im Vergleich zu Blei-Säure-Batterien müssen jedoch auch Lithium-Ionen-Batterien während der Nutzungsdauer einer EE-Anlage noch ersetzt werden, was mit hohen Kosten verbunden ist. Flow-Batterien haben eine längere Lebensdauer als Lithium-Ionen-Batterien, sind aber weniger effizient und zuverlässig und deshalb mit einem größeren Ausfallrisiko behaftet.¹⁰⁰ Insgesamt lässt sich sagen, dass die Batterietechnik noch weiterentwickelt werden muss, damit sie auch für Förderstandorte attraktiv ist (weitere vielversprechende Speichertechnologien werden in [Abschnitt 3.1.4](#) vorgestellt).

2.1.2. Standort und Installation

Das Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien ist stark vom Anlagenstandort abhängig. [Abbildung 15](#) zeigt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Sonne, Wind, Wasser und Geothermie.¹⁰¹

Aus den Karten ist ersichtlich, dass die meisten Weltregionen Möglichkeiten für die Nutzung einer oder gar mehrerer erneuerbarer Energieträger bieten. Es gibt jedoch auch Gegenden, die nur ein beschränktes Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien aufweisen.

HINWEIS

* Diese Angaben enthalten auch Daten zu Flächenabständen sowie von vorgelagerten Prozessen (z. B. Rohstoffförderung). a) Trainor et al. (2016); b) Fthenakis and Kim (2009); c) IINAS (2017); d) UNEP (2016); e) eigene Schätzungen für eine unbestimmte Region (d. h. allgemeine Schätzung).

Tabelle 3: Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien nach Energiequelle*

Produkt	Produkt	Flächennutzungsintensität [m ² /MWh]					
		US-Daten ^a	US-Daten ^b	EU-Daten ^c	UNEP-Daten ^d	Typisch ^e	
Strom	Atomenergie	0,1	0,1	1,0		0,1	
	Erdgas	1,0	0,3	0,1	0,2	0,2	
	Kohle	Untertagebau	0,6	0,2	0,2		0,2
		Tagebau	8,2	0,2	0,4	15,0	5,0
	Erneuerbare Energien	Windkraft	1,3	1,0	0,7	0,3	1,0
		Geothermie	5,1		2,5	0,3	2,5
		Wasserkraft (große Staudämme)	16,9	4,1	3,5	3,3	10
		Photovoltaik	15,0	0,3	8,7	13,0	10
Sonnenwärmekraftwerke		19,3		7,8	14,0	15	
	Biomasse (Energiepflanzen)	810	13	450		500	
Flüssigbrennstoffe	Erdöl	0,6		0,1		0,4	
	Biotkraftstoffe	Mais	237		220		230
		Zuckerrohr (Zuckersaft)	274		239		250
		Zuckerrohr (Bagasse)					0,1
		Sojabohnen	296		479		400
		Zellulose (aus Niederwäldern mit Kurzumtrieb)	565		410		500
Zellulose (Reste)			0,1		0,1		

Quelle: UNCCD, IRENA¹⁰⁴

Neben diesem regionalen Potenzial sind auch standortspezifische Gegebenheiten zu berücksichtigen. An abgelegenen Standorten ohne nahegelegene Wetterstation müssen ggf. über einen Zeitraum von ein bis zwei Jahren Wind- und Solarerträge gemessen werden, um unter Berücksichtigung jahreszeitlicher Schwankungen eine Schätzung für die durchschnittlich erzielbare Stromproduktion erstellen zu können.¹⁰³

Darüber hinaus sind für den Bau von EE-Anlagen deutlich größere Flächen erforderlich als für konventionelle Kraftwerke. Dies geht aus *Table 3* hervor, in der die Flächennutzungsintensität für verschiedene Energiequellen dargestellt ist. Die Frage der Flächenverfügbarkeit ist eine der größten Hürden für den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien im Allgemeinen. Gleichzeitig bietet sich hier jedoch eines der größten Synergiepotenziale mit dem Rohstoffsektor, denn Rohstoffunternehmen verfügen in der Regel über Flächen, die deutlich größer sind als das eigentliche Abbaugelände. Rekultivierte Bergbaugelände und insbesondere Staudämme bieten zusätzlich den Vorteil, dass sie flach sind und dass keine Räumungskosten entstehen, wodurch sie ideale Voraussetzungen für den Bau von EE-Anlagen bieten (*siehe Abschnitt 1.4.2*).

2.2. Kompetenz

2.2.1. Energieanlagen und Energiebeschaffung

Die Themen Gesundheits- und Arbeitsschutz sind fest im Rohstoffsektor verankert. Jedes Rohstoffunternehmen hat Vollzeitbeschäftigte, die ausschließlich an der Verbesserung des Gesundheits- und Arbeitsschutzes arbeiten und entsprechende Schulungen durchführen. Anders sieht es bei den Themen Energieversorgung und Energiesparen aus. So erklärte ein Vertreter eines Bergbauunternehmens:

„In unserem Unternehmen gibt es keinen einzigen hauptberuflichen Mitarbeiter, dessen einzige Aufgabe es wäre, sich mit der Energieversorgung unserer Förderstandorte zu befassen und zu prüfen, wo sich Energie sparen lässt. In der Regel gibt es an jedem Förderstandort einen Mitarbeiter, der für die Energieversorgung zuständig ist, darüber hinaus jedoch weitere Aufgaben hat. Diese Mitarbeiter haben wahrscheinlich keine Zeit, um sich umfassend mit erneuerbaren Energien und Hybridkraftwerken zu befassen. Aus geschäftlicher Sicht bleiben hier Chancen ungenutzt, denn etwa ein Viertel der Betriebskosten unserer zahlreichen Förderstandorte gehen auf den Energiebedarf zurück.“

Infolgedessen fehlt den Bergbauunternehmen das technische Knowhow in Bezug auf erneuerbare Energien und Hybridkraftwerke. Bergbauingenieure und Lieferanten herkömmlicher Energieanlagen wissen, wie man ein Dieselmotorkraftwerk an einem netzfernen Förderstandort errichtet, betreibt, repariert und wartet. Dies ist bei EE-Anlagen nicht der Fall, was einer Einführung der erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor entgegensteht. Ein Mitarbeiter eines Rohstoffunternehmens äußerte sich zu diesem Punkt wie folgt:

„Rohstoffunternehmen brauchen zwar viel Strom, interessieren sich aber nicht für die Stromerzeugung. Unsere Kernkompetenz besteht darin, Rohstoffe aus der Erde zu fördern. Nach Möglichkeit binden wir unsere Standorte daher an das allgemeine Stromnetz an und beziehen den Strom von einem unabhängigen Stromversorger oder einem großen Energieversorger. Bei netzfernen Standorten wird es dagegen kompliziert. Hier stehen wir vor der Entscheidung, das Kraftwerk auszulagern, was die Stromversorgung zwar



vereinfacht, aber auch kostspieliger ist, als sie in die eigene Hand zu nehmen. Wenn sich das Rohstoffunternehmen dafür entscheidet, die Stromversorgung in die eigene Hand zu nehmen, bietet sich ein Dieselmotorkraftwerk an, denn das für Bau und Instandhaltung erforderliche Fachwissen, ist überschaubar und ähnelt zudem dem Fachwissen, das für den Betrieb des Förderstandorts notwendig ist. Für den Betrieb und die Instandhaltung von EE-Anlagen sind dagegen ganz andere Kenntnisse erforderlich. So ist die Einbindung eines Hybridkraftwerks eine komplexe Angelegenheit und erfordert andere Qualifikationen, über die das Unternehmen derzeit nicht verfügt.“

Die Energieversorger haben erst seit kurzem Hybridkraftwerke für Förderstandorte im Programm. In Südafrika fehlten die Fachkenntnisse für die Reparatur von EE-Anlagen, was viele Rohstoffunternehmen davon abgehalten hat, verstärkt auf erneuerbare Energien zu setzen.¹⁰⁵

Auch bei der Beschaffung von Ökostrom fehlt es der Branche an Knowhow. Viele Rohstoffunternehmen haben ihre Vertragsgestaltung nur zögerlich angepasst, da ihnen nicht bewusst war, welche Anforderungen unabhängige Ökostromanbieter haben. So sind beispielsweise einseitige Kündigungsklauseln für einen unabhängigen Stromversorger nicht unbedingt akzeptabel.* Einer der Befragten sagte zu diesem Punkt:

„Viele Rohstoffunternehmen führen Ausschreibungen für EE-Anlagen oder Hybridkraftwerke so durch, wie sie es auch in der Vergangenheit schon getan haben. Doch das funktioniert nicht, denn das Ausschreibungs- und Vergabeverfahren muss an die Besonderheiten der erneuerbaren Energien angepasst werden. Eine bedarfsgerechte Strukturierung des Verfahrens zur Einholung von Angeboten von unabhängigen Stromversorgern wäre ein wichtiger Beitrag, um die Einführung von erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft zu fördern. Allerdings ist das nicht so einfach, wie man vielleicht annehmen könnte. Es hat lange gedauert, bis die Versorgungsunternehmen die Sache richtig angepackt haben, denn am schwächsten Glied in der Beschaffungskette sind die Vereinbarungen oft gescheitert. Anstatt das Rad neu zu erfinden und den gleichen schmerzhaften Lernprozess zu durchlaufen, den die Versorgungsunternehmen hinter

sich gebracht haben, sollten die Rohstoffunternehmen Personen und Stellen hinzuziehen, die bereits an der Strukturierung erfolgreicher Ausschreibungen beteiligt waren.“

2.2.2. Logistik

Die Logistikprozesse zur Beschaffung von Schweröl oder Diesel für netzferne Förderstandorte stellen eine große Herausforderung dar, die von den Rohstoffunternehmen inzwischen aber gut bewältigt wird. Dies gilt insbesondere für entlegene Regionen wie die Arktis. So können schwere Maschinen und Lastkraftwagen den Förderstandort in Diavik (Kasten 18) nur in den Wintermonaten über Eispisten erreichen. Die Nutzung von erneuerbaren Energien an solchen entlegenen Standorten bietet den Vorteil, dass dadurch die Logistik und Kosten für den Transport von Brenn- und Kraftstoffen reduziert werden kann. Wie im Nachhaltigkeitsbericht von Diavik ausgeführt wird, hat der 9,2 MW-Windkraftpark des Standorts 2014 11 % des Energiebedarfs gedeckt, wodurch 5 Mio. Liter Diesel eingespart werden konnten. Das entspricht 37 Tanklastwagen, die auf den Eispisten unterwegs gewesen wären, und stellt eine erhebliche Verringerung des Versorgungsaufwands dar. Bezieht man diese Zahl jedoch auf den Gesamtkraftstoffverbrauch am Förderstandort (nicht nur auf die Stromversorgung, sondern auch auf andere Kraftstoffverbraucher wie die LKW-Flotte), ist der Einspareffekt nur sehr gering. So wurden in Diavik 2014 64,7 Mio. Liter Diesel verbraucht; dies entspricht 489 Tankwagenladungen (Abbildung 16). Durch eine konsequente Umstellung der Energieversorgung ließe sich dieser Verbrauch erheblich senken (siehe Kasten 18).

Das Beispiel Diavik zeigt, dass die Einführung von erneuerbaren Energien in den Rohstoffsektor die logistische Komplexität kaum verringern dürfte. Im Gegenteil: Denn auch beim Bau von EE-Anlagen werden auf absehbare Zeit Brenn- und Kraftstoffe benötigt, die aufwändig an den Förderstandort verbracht werden müssen; gleichzeitig wird die Energieversorgung komplexer.** Darüber hinaus erfordert die Logistik beim Bau einer EE-Anlage weitere Planungsleistungen und mehr Personal vor Ort. So musste beispielsweise Glencore sorgfältig prüfen, wie sich alle Anlagen und Teile für den neuen Windpark an den im Permafrost-Gebiet gelegenen Stand-

HINWEISE

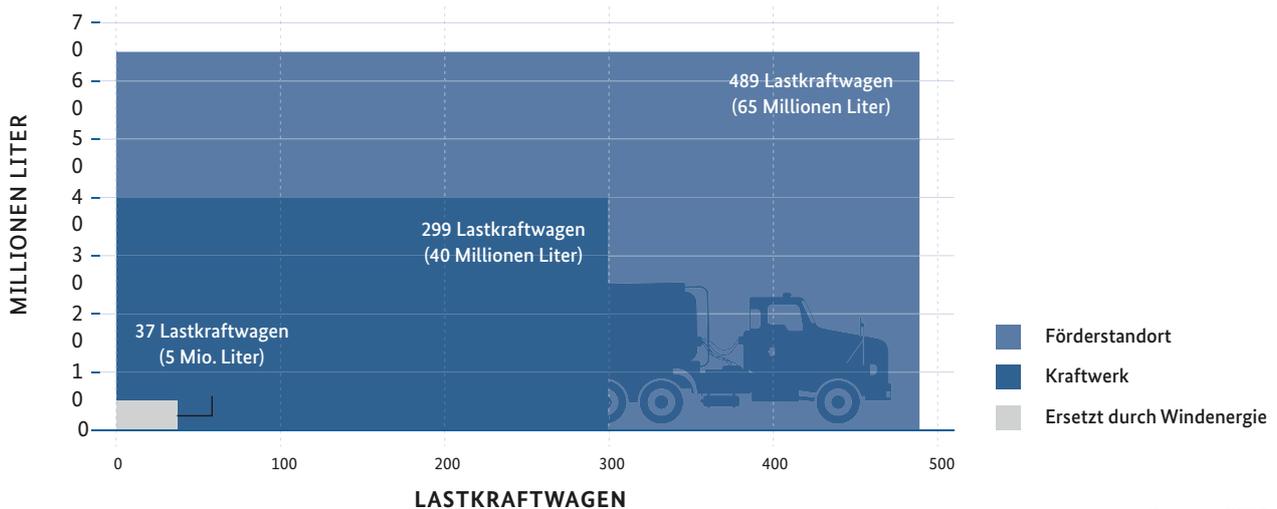
* Das Business Renewable Center erstellt Leitfäden und andere Dokumente, die Unternehmen und Informationen über die Besonderheiten von EE-Projekten bieten. Diese Materialien sind erhältlich unter: https://businessrenewables.org/primers-and-guides/#learn_more

** Bei der Umstellung der Energieversorgung von Förderstandorten ändern sich die logistischen Rahmenbedingungen teilweise erheblich (Kasten 26).

ort Raglan verbringen lassen. Außerdem galt es herauszufinden, wie der Windpark angesichts der extremen Witterungsbedingungen, der schwierigen Straßenverhältnisse und der begrenzten telekommunikationstechnischen Möglichkeiten am besten gesteuert und gewartet werden kann.¹⁰⁶ Die Stand-

orte Raglan und Diavik sind wegen des rauen Klimas zwar Extrembeispiele, zeigen aber besonders anschaulich, welche komplexen, über das Kostenargument hinausgehenden Faktoren die Einführung der erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft beeinflussen.

Abbildung 16: Tankwagenladungen in Diavik (2014)



Quelle: CSSI

Beteiligung von Gemeinden

Wenn die EE- oder Hybridanlage nicht nur den Förderstandort versorgt, sondern auch die umliegenden Gemeinden, steigt die Komplexität des Projekts. Zwar sind die Grenzkosten, die für die Stromversorgung einer kleinen Gemeinde anfallen, relativ gering, doch die Logistik wird aufwändiger. Beispielsweise stellt sich die Frage nach der Bonität der lokalen Bevölkerung, wenn der Strom in Rechnung gestellt wird. Ein Ökostromanbieter äußerte sich dazu wie folgt:

„Die Grenzkosten für den Bau einer etwas größeren Windkraft- oder Solaranlage, die auch die Gemeinde in der Nähe des Standorts mit Strom versorgt, sind nicht so hoch. Aber die Gestaltung eines PPA mit einem Förderstandort und einer lokalen Gemeinde ist kompliziert. Wenn die örtliche Bevölkerung mit Strom versorgt werden soll, sind meistens weitere staatliche Genehmigungsverfahren erforderlich, die ggf. entfallen, wenn es nur um die Versorgung eines Förderstandorts geht. Die Versorgung eines Förderstandorts unterscheidet sich in Bezug auf Vorschriften, Finanzierung und technische Anforderungen (wie zum Beispiel die Lastprofile) ganz grundsätzlich von der Versorgung einer lokalen Gemeinde. Derzeit würden wir daher den Bau von zwei verschiedenen Kraftwerken

empfehlen. Dies mag zwar mit etwas höheren Kosten verbunden sein, doch die logistischen Anforderungen einer einzelnen EE-Anlage mit einer höheren installierten Leistung zur Versorgung des Förderstandorts und der Gemeinde sind derzeit zu komplex.“

Wenn erst mehr Erfahrungen mit der Integration von EE-Anlagen an Förderstandorten und weitere Fallstudien zur gleichzeitigen Stromversorgung von Förderstandorten und lokalen Gemeinden vorliegen, dürften diese Probleme an Bedeutung verlieren.

2.2.3. Verantwortlichkeiten

Wenn bei einem Hybridkraftwerk zwei verschiedene Unternehmen für das konventionelle Kraftwerk (beispielsweise ein Dieselmotor) und die EE-Anlage zuständig sind, kann dies zu Problemen in Bezug auf die Verantwortlichkeit führen. So werden beispielsweise am Standort Raglan (Kasten 32) das Dieselmotor von Glencore und die Windkraftanlage von einem Drittanbieter betrieben.¹¹³ Auch am Standort Degussa (Kasten 28) sind zwei verschiedene Unternehmen für die Dieselmotoren und die EE-Anlage verantwortlich. Eine solche Struktur erhöht nicht nur den Koordinationsaufwand, sondern birgt auch das Risiko, dass die beiden Betreiber sich einan-

Kasten 18: Diamantenbergwerk in Diavik

Standort:	North Slave Region, Northwest Territories, Kanada	
Eigentümer des Förderstandorts:	Joint-Venture (JV) von Rio Tinto und Harry Winston Diamond Corp	
Netzstatus:	netzfern	
Installierte Leistung der Windkraftanlage:	9,2 MW (deckt den jährlichen Strombedarf von Diavik zu etwa 11 %)	
Betreiber der Windkraftanlage:	2012	
Baukosten der Windkraftanlage:	33 Mio. USD	
Eigentümer der Windkraftanlage:	Rio Tinto und Harry Winston Diamond Corp	
PPA:	n. z.	
Kosteneinsparung:	5 – 6 Mio. USD pro Jahr	
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	5 Mio. Liter pro Jahr	
CO₂-Einsparung:	12.000 – 14.000 Tonnen (Verringerung des CO ₂ -Ausstoßes des Standorts um ca. 6 %)	

Hintergrund: Die Diamantenlagerstätten in Diavik wurden 1994 entdeckt; die Förderung wurde 2003 aufgenommen.¹⁰⁷ Der Standort liegt 220 Kilometer südlich des Polarkreises und ist durch seine Abgeschlossenheit, die rauen Witterungsbedingungen und das empfindliche Ökosystem gekennzeichnet.¹⁰⁸ Der Förderstandort ist pro Jahr acht Wochen lang über Eispisten zu erreichen. In diesem Zeitraum werden wichtige Geräte und Maschinen angeliefert. Auf einer nahegelegenen Insel befindet sich eine Landebahn, über die ganzjährig Arbeiter und Hilfsgüter eingeflogen werden können.

Windkraftanlage: 2007 wurde mit einer auf drei Jahre angelegten Machbarkeitsstudie zur Realisierbarkeit einer EE-Anlage begonnen. Zu diesem Zweck wurde eine Wetterstation errichtet.¹⁰⁹ Nachdem die Studie positive Ergebnisse geliefert hatte, wurden mehrere Windkraftanlagen installiert, und die Anlage nahm im September 2012 ihren Betrieb auf. Die ENERCON-Turbinen sind für einen Betrieb bei -40 Grad Celsius ausgelegt; diese Temperatur liegt unter der für Windkraftanlagen üblichen Betriebstemperatur.

Wirkungen: Neben Kosteneinsparungen und der Verringerung von CO₂-Emissionen hat sich Diavik zu einem Erprobungsgelände für Windkraftanlagen entwickelt. Das Unternehmen Dominion, das eine Minderheitsbeteiligung am Förderstandort Diavik hält, denkt darüber nach, Windkraftanlagen auf dem Gelände des nahegelegenen Diamantenbergwerks Ekati zu errichten. Der Standort Ekati soll erweitert werden, wodurch sich der Förderzeitraum bis 2033 verlängern würde. Eine Studie zu dem Potenzial von Wind- und Sonnenenergie wurde auch einem Fachgremium vorgelegt, das die Angehörigen der Ersten Nationen in dem Gebiet vertritt.¹¹⁰ Die im Februar 2017 veröffentlichte Studie verwies auf den Erfolg von Diavik und empfahl, weitere wirtschaftliche und technische Studien durchzuführen und die geplante EE-Anlage an die Windkraftanlage von Diavik anzubinden.¹¹¹

Lokale Gemeinden: Zwar wird der Strom aus der Windkraftanlage nicht zur Versorgung der örtlichen Bevölkerung genutzt, doch der Standort Diavik hat der örtlichen Gemeinde die Wetterstation geschenkt und eine lokale Partnerschaft ins Leben gerufen, um Forschungs- und Entwicklungsergebnisse gemeinsam zu nutzen. Über die F&E-Initiative mit einem Volumen von 450.000 USD könnten die Bemühungen um die Nutzung der Windenergie bei der Sanierung des Förderstandort Giant Mine in der Nähe von Yellowknife unterstützt werden. Dadurch wurde eine Kontamination der Umwelt durch Arsenverbindungen eingedämmt.¹¹² Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, die Windkraftanlage nach der Stilllegung des Förderstandorts Diavik um das Jahr 2023 den nahegelegenen Northwest Territories zu überlassen.

der die Schuld zuschieben, wenn Probleme auftreten. Um dies zu vermeiden, sollte das Rohstoffunternehmen einen Vertrag mit einem Betreiberunternehmen schließen, das die Gesamtverantwortung trägt und den Betrieb eines der Kraftwerke an einen weiteren Betreiber auslagert. Einige unabhängige Stromversorger investieren auch in den Ausbau ihres Fachwissens, um dem Rohstoffunternehmen das komplette Hybridkraftwerk anbieten zu können, so dass derartige Koordinations- und Verantwortlichkeitsprobleme entfallen.

„Moderne integrierte Kraftwerke werden von verschiedenen Unternehmen angeboten, beispielsweise von Wartsila, Siemens und ABB. Außerdem verfügen die Projektentwickler inzwischen über mehr Erfahrung beim Bau und Betrieb dieser Anlagen. Allerdings bestehen bei Hybridkraftwerken nach wie vor höhere technische Risiken, und es stellt sich die Frage, wer dieses Risiko trägt und das Rohstoffunternehmen entschädigt, wenn etwas schief geht.“

2.3. Finanzierung

2.3.1. Kostenstruktur

Die Kosten für die Investition in eine EE-Anlage werden noch auf absehbare Zeit höher sein als die Kosten für die Erweiterung eines Dieselmotorkraftwerks um zusätzliche Generatoren. Wenn ein Rohstoffunternehmen über ein Selbsterzeugermodell nachdenkt (*Modell 1 in Abschnitt 1.3.1*) ist dies aus Cashflow-Sicht problematisch, da es länger dauert, bis sich die Anfangsinvestition bezahlt macht. Dies gilt insbesondere für Investoren mit höheren Diskontierungssätzen. Dazu sagte einer der Befragten:

„In der Rohstoffbranche herrscht nur eine geringe Bereitschaft zu größeren Investitionen. Denn auch wenn die Betriebskosten von EE-Anlagen im Vergleich zu den Betriebskosten von Dieselmotorkraftwerken vernachlässigbar sind, so dass EE-Anlagen langfristig sinnvoller sein mögen, ist es so, dass die Aktionäre Wert darauf legen, dass sich die Investition schnell rechnet.“

Diese Abneigung gegen Investitionen steht auch einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien oder der Stromversorgung der umliegenden Gemeinden entgegen. Zwar ergeben sich bei Solar¹¹⁴ und Windkraftanlagen¹¹⁵ mit einer höheren installierten Leistung durchaus Skaleneffekte (*Abbildung 17*), doch sind diese nach wie vor mit höheren Anfangsinvestitionen verbunden, wodurch es länger

dauert, bis sich die Investition amortisiert. Wenn auch noch eine lokale Gemeinde versorgt werden soll, entstehen weitere Investitionskosten, wenn das Rohstoffunternehmen die Kosten der Stromverteilung trägt.

2.3.2. Outsourcing

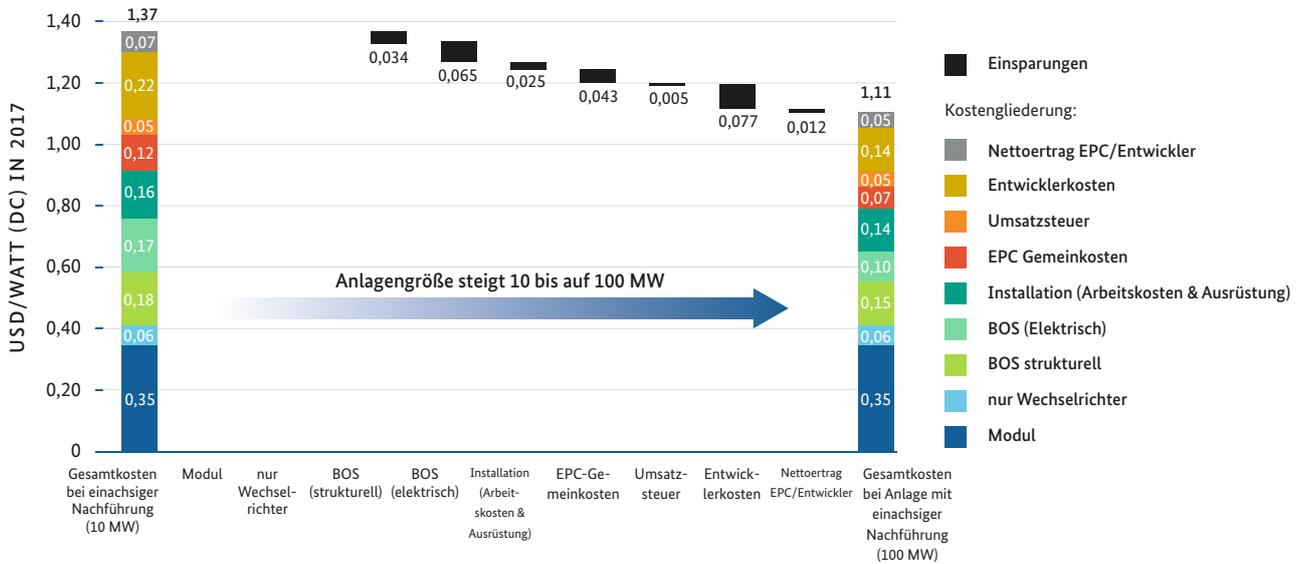
Eine Möglichkeit, die Investitionskosten zu senken, besteht darin, die EE-Anlage an einen unabhängigen Stromversorger auszulagern (*Modell 2 in Abschnitt 1.3.2*).* Wenn jedoch das Rohstoffunternehmen das Eigentum an der EE-Anlage an einen unabhängigen Stromversorger abgibt, stellt die Finanzierung das Hauptproblem dar. Die meisten unabhängigen Ökostromversorger verfügen nicht über genügend Eigenkapital, um die mit dem Bau einer EE-Anlage verbundenen Vorabinvestitionen zu tragen. Bei einer unzureichenden Kapitalausstattung werden die Banken entweder kein Darlehen für die EE-Anlage einräumen oder einen Risikoaufschlag auf die Darlehenszinsen verlangen. Daher entstehen kleineren unabhängigen Stromversorgern häufig höhere Kapitalkosten als einem Rohstoffunternehmen, das eine hohe Bilanzsumme vorweisen kann. Dazu einer der Befragten:

„Viele Rohstoffunternehmen lagern ihre EE-Anlagen an einen Stromerzeuger aus, so dass sie nicht Eigentümer der Anlage sind. Doch diese Strategie ist kostspielig. So betragen die Kapitalkosten für den unabhängigen Stromversorger, der einen unserer Förderstandorte mit Strom versorgt, 7 %; wir selbst hätten dagegen nur 4 % Zinsen gezahlt. Die Höhe der Kapitalkosten hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts und die tatsächlich anfallenden Stromgestehungskosten.“

2.3.3. Langfristige Vertragsbindung

Wenn das Rohstoffunternehmen der Abnehmer ist, prüfen die Kreditgeber das Risikoprofil des Unternehmens und die Laufzeit des PPA. Die Laufzeit muss so lang sein, dass sich die EE-Anlage garantiert bezahlt macht. Ist die Laufzeit dagegen kurz, bedeutet dies, dass der unabhängige Stromversorger dem Rohstoffunternehmen einen Strompreis berechnen muss, der in den meisten Fällen so hoch sein wird, dass die EE-Anlage gegenüber einem Dieselmotorkraftwerk nicht mehr wettbewerbsfähig ist. Angesichts der hohen Anfangsinvestitionskosten belasten auch Bankdarlehen mit kurzer Laufzeit die Wirtschaftlichkeit einer EE-Anlage.

Abbildung 17: Skaleneffekte bei Solaranlagen in den USA



Quelle: National Renewable Energy Laboratory¹⁶

Vor diesem Hintergrund hängt es von dem verbleibenden Förderzeitraum ab, ob eine EE-Anlage wettbewerbsfähig ist, denn dies ist die Zeit, über die das Rohstoffunternehmen eine Abnahmeverpflichtung eingehen kann. In Tabelle 4 wird gezeigt, über welchen Zeitraum sich die jeweilige Technologie rechnet.

Tabelle 4: Nutzungsdauer der Produktionsstätte: technische Möglichkeiten

	Nutzungsdauer 3 – 7 Jahre	Nutzungsdauer >10 Jahre
Dieselegeneratoren	✓	✓
Gasturbinen	✓	✓
Photovoltaik (PV)	✓	✓
Windkraftanlage	Unwahrscheinlich	✓
Sonnenwärmekraftwerk	Unwahrscheinlich	✓

Quelle: Arena-Handbuch¹⁷

HINWEIS

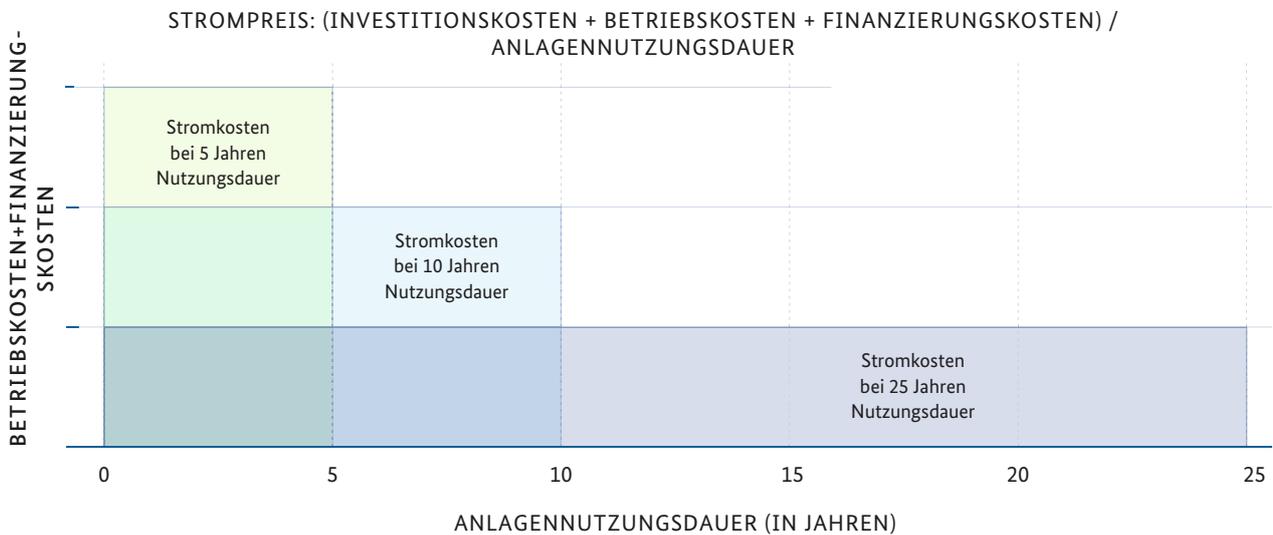
* Allerdings ist das Outsourcing der Stromversorgung an einen unabhängigen Stromversorger bei netzfernen Förderstandorten bis jetzt noch nicht sehr weit verbreitet (siehe Abschnitt 1).

Wenn die Nutzungsdauer der Förderstätte der Nutzungsdauer der Photovoltaik- oder Windkraftanlage entspricht, die für etwa 20 – 25¹¹⁸ Jahre ausgelegt ist, dürfte die EE-Anlage im Vergleich zu weniger kapitalintensiven Lösungen wie Dieselkraftwerken erhebliche Einsparpotenziale bieten. Bei einem kürzeren Förderzeitraum sinkt die Attraktivität von EE-Lösungen zur Versorgung von netzfernen Förderstandorten.

„Im Gegensatz zu den Großanlagen von nationalen Stromversorgern, bei denen der Zeithorizont 20 bis 25 Jahre beträgt, verkürzt sich die potenzielle Vertragslaufzeit eines Förderstandorts von Jahr zu Jahr, so dass der Strompreis um bis zu 25 % höher ausfallen kann. Mit anderen Worten: Bei einer nur um ein Jahr längeren PPA-Laufzeit, können sich die Kosten für die Erzeugung von Strom durch EE-Anlagen um 25 % verringern.“¹¹⁹

Eines der Probleme, die die befragten Mitarbeiter der netzfernen Förderstandorte in Australien benannt haben, besteht darin, dass der verbleibende Förderzeitraum nicht lang genug ist, als dass unabhängige Stromversorger und Finanzierer bereit wären, in EE-Anlagen zu finanzieren. Dies wird durch eine aktuelle Analyse von Goldman Sachs bestätigt, die ergab, dass die durchschnittliche Nutzungsdauer der australischen Förderstandorte zwischen 2012 und 2017 um 5,5 Jahre zurückgegangen ist, denn die Rohstoffvorkommen* werden abgebaut, aber nicht wieder aufgefüllt. In *Abbildung 19* auf der folgenden Seite wird die Nutzungsdauer eines Förderstandorts in Abhängigkeit von dem abgebauten Rohstoff gezeigt. In *Abbildung 20* werden die Produktionsmengen sowie der verbleibende Förderzeitraum für jeden der in der Studie berücksichtigten Förderstandorte dargestellt: 40 % der Förderstandorte weisen einen verbleibenden Förderzeitraum von weniger als 10 Jahren auf.

Abbildung 18: Strompreis in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der EE-Anlage

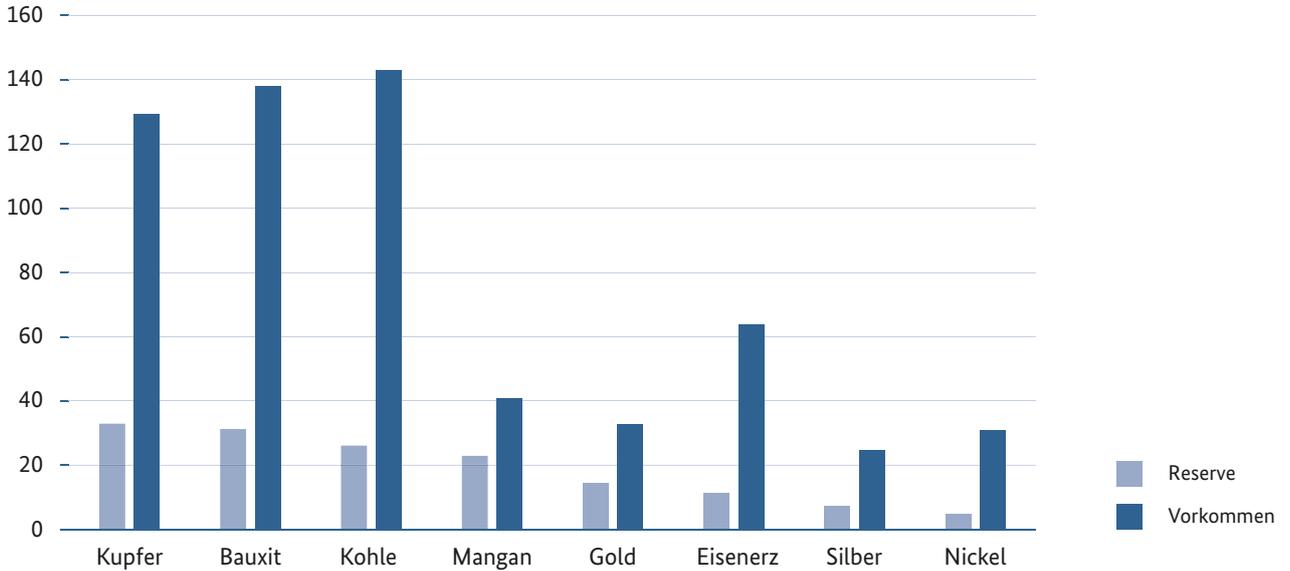


Quelle: Isla Power: PDAC-Präsentation, 2018¹²⁰

HINWEIS

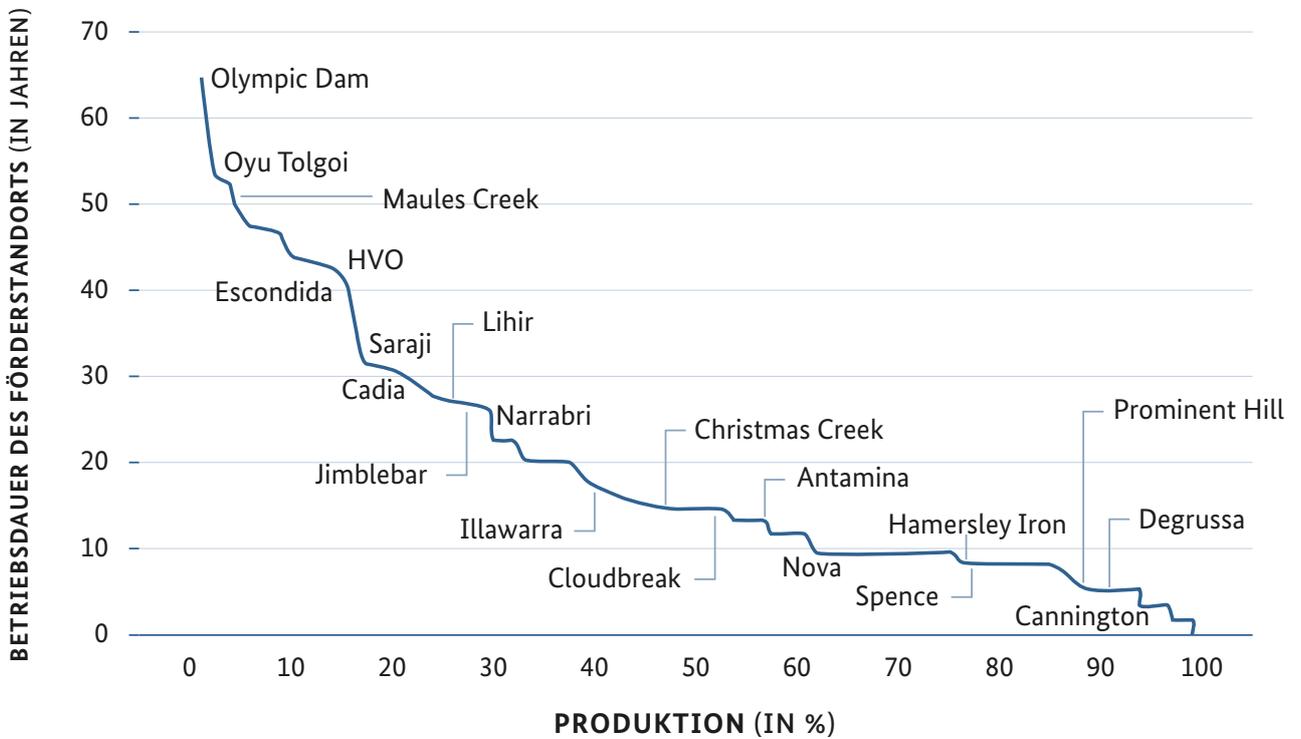
* Erzreserven sind Rohstoffe, die sich wirtschaftlich abbauen lassen. Damit ein Rohstoffunternehmen vorhandene Rohstoffvorkommen als abbaubar (Reserve) einstufen kann, müssen gemäß den einschlägigen Standards bestimmte Voraussetzungen gegeben sein.

Abbildung 19: Durchschnittliche Reserven und Vorkommen nach Rohstoff



Quelle: Goldman Sachs.¹²¹

Abbildung 20: Betriebszeitraum ausgewählter Förderstandorte



Quelle: Goldman Sachs¹²²

Bei all diesen Überlegungen ist jedoch zu beachten, dass es sich jeweils nur um den geschätzten Förderzeitraum handelt. Je nachdem, wie sich die Marktpreise entwickeln und ob bzw. welche neuen geologischen Erkenntnisse sich ergeben, kann sich der Förderzeitraum verlängern oder verkürzen. Zur Minimierung der anfänglichen Investitionskosten führen die Bergbauunternehmen umfassende Explorationsmaßnahmen und Wirtschaftlichkeitsanalysen durch, um möglichst große abbaufähige Reserven nachweisen zu können, so dass der geplante Förderstandort rentabel und damit bankfähig wird. Anschließend werden weitere geologische Untersuchungen durchgeführt, um den Förderzeitraum ggf. verlängern zu können. Diese Unsicherheit im Hinblick auf die tatsächliche Höhe der Rohstoffreserven stellt ein erhebliches Risiko für unabhängige Stromversorger und Finanzierer dar, die sich bei EE-Anlagen engagieren wollen. Zwar ist dieses Problem vielfach Gegenstand der einschlägigen Literatur und wurde auch von mehreren Befragten angesprochen, doch sowohl Degussa (*Kasten 28*) als auch Cannington (*Kasten 33*) haben sich bei Förderstandorten mit relativ kurzer Nutzungsdauer für eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung entschieden (*siehe Abbildung 20*). In diesem Zusammenhang bieten ggf. modulare und mobile PV-Anlagen die Möglichkeit, Probleme im Zusammenhang mit der PPA-Laufzeit zu bewältigen (*siehe Abschnitt 3.1.5*).

Doch selbst wenn ausreichende Reserven vorhanden sind und damit ein langer Förderzeitraum gewährleistet ist, schrecken viele Rohstoffunternehmen vor der Unterzeichnung eines PPA mit langer Laufzeit zurück. Denn eine lange Vertragslaufzeit steht einem flexiblen Betrieb der EE-Anlage entgegen und erhöht die Kosten einer vorübergehenden Stilllegung des Förderstandorts, falls es zu einem signifikanten Konjunkturabschwung kommt wie nach dem Ende der Hochkonjunktur auf den Rohstoffmärkten im Jahr 2014. Dazu einer der Befragten:

„Zwar kann man einen Förderstandort immer stilllegen, doch zu diesem Schritt entschließt sich ein Unternehmen erst, wenn alle anderen Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft wurden. Es handelt sich dabei um eine strategische Überlegung, die die Geschäftsleitung eines Rohstoffunternehmens stets im Blick behalten sollte. Zur Lösung dieses Problems könnte eine Vertragsbestimmung in das PPA aufgenommen werden, die besagt, bei einer Stilllegung keine Stromzahlungen mehr geleistet werden müssen. Eine solche Bestimmung wäre jedoch für den unab-

hängigen Stromversorger und die Finanzierer nicht akzeptabel, da sie nicht bereit sind, das mit der Entwicklung der Rohstoffmärkte verbundene Risiko zu tragen.“

In langfristigen PPAs werden darüber hinaus Strompreise festgeschrieben – und das in einer Zeit, in der sich der Markt durch die Verbreitung von erneuerbaren Energien grundlegend wandelt. Chile ist ein gutes Beispiel dafür, wie PPAs mit langer Laufzeit, die Erträge der Rohstoffunternehmen geschmälert haben (*Kasten 19*). Vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen sehen die PPAs inzwischen kürzere Laufzeiten vor, die von den Rohstoffunternehmen akzeptiert werden. Grundsätzlich kann in Chile der Strom aus einer EE-Anlage auch nach Ende der PPA-Laufzeit ins Netz eingespeist und am Spotmarkt verkauft werden; dies ist jedoch bei netzfernen Förderstandorten nicht ohne weiteres möglich, weil der Förderstandort hier der einzige Stromabnehmer ist. Damit ein EE-Projekt realisierbar wird, kommt es nicht nur auf eine für Finanzierer und Investoren akzeptable Laufzeit des PPA an, sondern ggf. auch auf eine Patronatserklärung. Allerdings sind sowohl die Muttergesellschaften des unabhängigen Stromversorgers als auch die Rohstoffunternehmen vielfach nicht bereit, dieses Risiko einzugehen. Zu diesem Punkt erklärte einer der Befragten:

„Wir haben auch festgestellt, dass gewerbliche und industrielle Kunden nicht bereit sind, eine Patronatserklärung abzugeben, um eine Finanzierung zu ermöglichen. Das hat zu einer interessanten Debatte darüber geführt, wie gut die Bonität eines Abnehmers sein muss. Diese Gespräche sind nicht einfach, denn es gibt in diesem Punkt keine eindeutigen Wahrheiten.“

Einer der Gründe dafür, dass Rohstoffunternehmen häufig nicht bereit sind, langfristige PPAs zu unterzeichnen und Patronatserklärungen abzugeben, liegt in einer möglichen Insolvenz des Energieversorgers. Eine aktuelle Unternehmensbefragung ergab, dass das Insolvenzrisiko als das zweithöchste Risiko eingestuft wurde.¹²³ Der Preisverfall in den letzten zwei Jahren hat dazu geführt, dass etliche unabhängige PV- und Windanlagenbetreiber aus dem Markt ausgeschieden sind und derzeit eine Marktkonsolidierung stattfindet. Das bekannteste Beispiel dafür ist das Unternehmen SunEdison, das einst als weltgrößter Ökostromerzeuger galt und 2016 Insolvenz anmelden musste. Allein in Japan meldeten in der ersten Jahreshälfte 2017 50 Solarunternehmen Insolvenz an.¹²⁴ Außerdem mussten etliche führende

Windkraftanlagenhersteller Produktionsstandorte schließen und ihre Geschäftstätigkeit neu strukturieren. Gleichzeitig dringen neue Anbieter auf den bereits überbesetzten Markt. So investieren beispielsweise Mineralölgesellschaften massiv in erneuerbare Energien, was den Preisdruck weiter erhöht.¹²⁵

Kasten 19: Die chilenische Rohstoffwirtschaft in einem sich wandelnden Strommarkt

Chile verfügt nur über geringe eigene Vorkommen an fossilen Energieträgern und ist deshalb bei der Stromerzeugung auf Importe angewiesen. Bis 2004 entfielen rund 37 % des chilenischen Energiemixes auf Gas, das hauptsächlich aus Argentinien stammte. Aufgrund der Energiekrise im eigenen Land kürzte Argentinien seine Gasausfuhren, was in Chile Stromausfälle und massive Preiserhöhungen zur Folge hatte. 2011 erreichte der Strompreis in Argentinien ein Allzeithoch und war beinahe doppelt so hoch wie der weltweite Durchschnitt.¹²⁶ Die hohen Stromkosten und die Unsicherheit in Bezug auf die künftige Stromversorgung führten dazu, dass viele Rohstoffunternehmen nach Lösungen zur Deckung des eigenen Strombedarfs suchten. So investierte das Unternehmen Codelco in eigene PV- und Windkraftanlagen, während andere Unternehmen im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von EE-Anlagen langfristige PPAs abschlossen. BHP Billiton beispielsweise hat einen langfristigen Stromliefervertrag für den Bau eines Gaskraftwerks mit 517 MW Leistung in Kelar ausgeschrieben, um den Energiebedarf des Förderstandorts Escondida und anderer Betriebsstätten in Chile zu decken.¹²⁷

Seit dem Allzeithoch ist der Strompreis in Chile deutlich zurückgegangen. Im Rahmen von Ausschreibungen konnten die Hersteller von EE-Anlagen die Angebote der konventionellen Kraftwerkshersteller um mehr als 70 % unterbieten. Einige Rohstoffunternehmen sind noch an PPAs gebunden, die sie abgeschlossen hatten, als die Strompreise noch sehr hoch waren. Sie zahlen deshalb mehr als 100 USD/MWh, während der rund um die Uhr aus dem chilenischen Stromnetz verfügbare Ökostrom teilweise nur 38 USD/MWh kostet. Vor diesem Hintergrund versuchen die betroffenen Rohstoffunternehmen die PPAs nachzuverhandeln.¹²⁸ Die kurzfristigen und ausgeprägten Strompreisänderungen haben in Chile dazu geführt, dass die Rohstoffunternehmen bei der Unterzeichnung von langfristigen Verträgen immer zurückhaltender werden. „Früher waren die Rohstoffunternehmen bereit, sich über 15 bis 20 Jahre festzulegen. Inzwischen hat sich die Laufzeit der PPAs halbiert oder der Strompreis ist an den Spotmarkt gebunden oder es werden in Abhängigkeit von der Marktentwicklung Nachverhandlungsklauseln vereinbart.“¹²⁹



2.3.4. Netzferne Versorgungslösungen für Gemeinden

Aus entwicklungspolitischer Sicht sind besonders solche Versorgungsmodelle interessant, bei denen eine EE-Anlage nicht nur einen Förderstandort versorgt, sondern auch nicht an das allgemeine Stromnetz angebundene Gemeinden. Mehrere Vertreter von unabhängigen Stromerzeugern, die im Rahmen dieser Studie befragt wurden, waren sich darin einig, dass die Entwicklungsfinanzinstitute zwar theoretisch gut aufgestellt sind, um die Finanzierung eines solchen Projekts zu fördern, diesem Unterfangen jedoch in der Praxis mehrere Hürden im Wege stehen. Dazu einer der Befragten:

„Die Entwicklungsfinanzinstitute konzentrieren sich auf die Finanzierung von Großprojekten im Bereich der erneuerbaren Energien. Mittelgroße Projekte wie EE-Anlagen für abgelegene Förderstandorte sind nicht so attraktiv, da der Anteil der Verwaltungskosten im Verhältnis zum Darlehen höher ist. Darüber hinaus bieten Entwicklungsfinanzinstitute keine Finanzierungslösungen für Hybridkraftwerke, da sie ausschließlich die Aufgabe haben, erneuerbare Energien zu finanzieren. Könnte man also ein Hybridkraftwerk nur mit zwei verschiedenen, unterschiedlich verzinsten Darlehen finanzieren? Oder müsste ein Diesellochwerk von einer Geschäftsbank finanziert werden, da die Entwicklungsbanken von der Finanzierung konventioneller Kraftwerke Abstand nehmen? Die Tatsache, dass es keine einfache Finanzierungslösung für Hybridkraftwerke gibt, erschwert die Finanzierung durch ein Entwicklungsfinanzinstitut.“

Und ein Vertreter eines in Afrika tätigen unabhängigen Stromerzeugers ergänzt:

„Die Finanzierungsbedingungen der Entwicklungsfinanzinstitute sind günstiger als die der Geschäftsbanken. Aber meiner Erfahrung nach machen die von den Entwicklungsfinanzinstituten verlangten Studien und Standards die Beantragung zu umständlich und zu langwierig. Gerade im Bereich der erneuerbaren Energien, der einem rasanten technologischen Wandel unterliegt, kann ich es mir nicht leisten, zwei Jahre lang auf ein Darlehen eines Entwicklungsfinanzinstituts zu warten. Deshalb finanziere ich meine Projekte lieber zu den geringfügig höheren Zinsen einer Geschäftsbank. Die Entwicklungsfinanzinstitute müssen einfach schneller werden, wenn sie einen Beitrag zur Elektrifizierung Afrikas leisten wollen.“

Auch wenn die Genehmigungsverfahren der Entwicklungsfinanzinstitute aus Sicht eines unabhängigen

Stromerzeugers schwerfällig und kostspielig sind, bieten sie einen Mehrwert, denn sie verringern die sozialen und ökologischen Risiken eines Projekts. Der Stromversorger muss also entscheiden, ob er für eine schnelle Genehmigung und Realisierung des Vorhabens das Risiko in Kauf nehmen will, dass seine Geschäftstätigkeit von der örtlichen Bevölkerung nicht (mehr) akzeptiert wird, weil er sie nicht ausreichend eingebunden hat und seinen Sorgfaltspflichten nicht nachgekommen ist.*

Einige der Befragten erklärten ferner, dass die Entwicklungsfinanzinstitute eine Due-Diligence-Prüfung durchführen und sowohl von dem Rohstoffunternehmen als auch von dem unabhängigen Stromerzeugern den Nachweis über die Einhaltung von Umwelt- und Sozialstandards verlangen, was die Verhandlungen zwischen dem unabhängigen Stromversorger und dem Rohstoffunternehmen verzögert. Ohne Vorschriften, die ausdrücklich vorsehen, dass die Gemeinden in der Nähe des Förderstandorts ebenfalls mit Strom zu versorgen sind (siehe [Abschnitt 2.4.3](#)) oder dass die Entwicklungsfinanzinstitute stärker in die Finanzierung von größeren EE-Projekten und Minigrids zur Versorgung der Gemeinden einzubinden sind, ist nur schwer vorstellbar, dass sich dieses Modell weiterentwickelt.

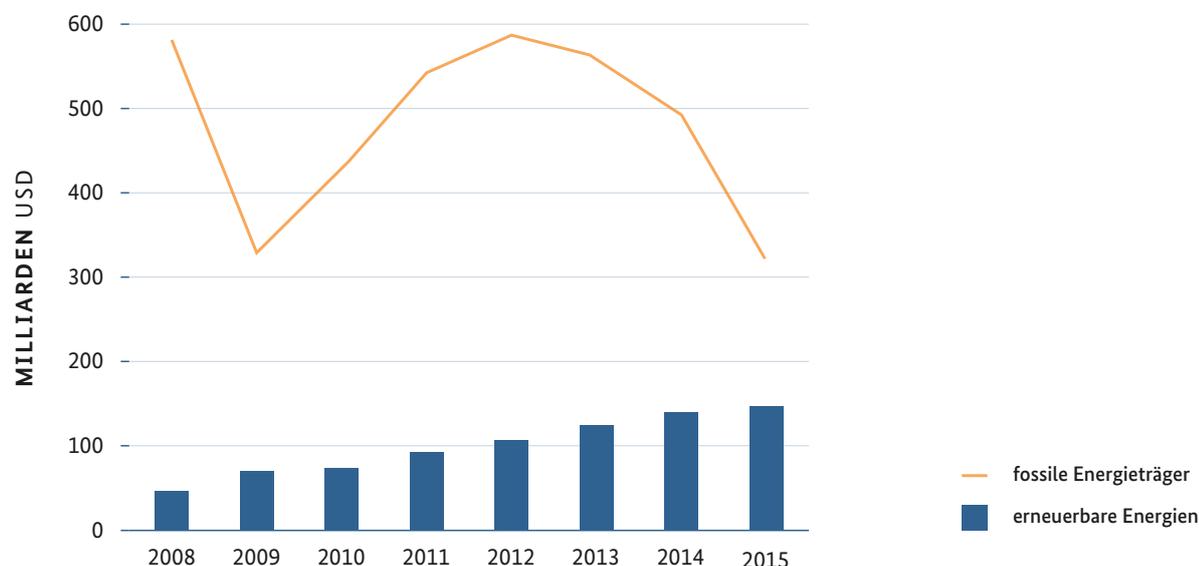
2.4. Regulierung

2.4.1. Subventionen für fossile Energieträger

Die beiden größten rechtlichen Hürden, die einer stärkeren Nutzung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor entgegenstehen, sind Anreize zur Nutzung von fossilen Energieträgern sowie die bislang unterbliebene Anpassung von Energiegesetzen zur Förderung von EE-Projekten.

Wie aus [Abbildung 21](#) hervorgeht, werden die erneuerbaren Energien weltweit inzwischen stärker subventioniert, während die Subventionen für fossile Energieträger sich rückläufig entwickeln. Dennoch sind die Subventionen für erneuerbare Energien nach wie vor nur etwa halb so hoch wie die Subventionen für fossile Energieträger. Hinzu kommt, dass die Subventionen für fossile Energieträger wieder angehoben werden könnten, wenn die Preise für Kohle, Öl und Gas erneut steigen. Rund 40 % der Subventionen für fossile Energieträger dienen dazu, den Strompreis künstlich niedrig halten¹³⁰, wodurch die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien gemindert wird.

Abbildung 21: Weltweite Subventionen für erneuerbare Energien



HINWEIS

Quelle: FT¹³¹

* Unter dem folgenden Link erhalten Sie Informationen zu den Auswirkungen von EE-Projekten auf die Menschenrechte, die anhand von 59 Fallbeispielen dargestellt werden: <https://www.business-humanrights.org/en/renewable-energy-solar-bioenergy-geothermal-sectors/renewable-energy-briefing-2018>.

Einen Überblick über die Umweltauswirkungen von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien finden Sie unter: <https://www.ucsusa.org/clean-energy/renewable-energy/environmental-impacts#.W479hn4nbBI>

Darüber hinaus sind Rohstoffunternehmen sowohl in entwickelten als auch in Entwicklungsländern häufig von den Steuern auf Kraft- und Brennstoffe befreit, die für den Offroad-Betrieb von Fahrzeugen und die Energieerzeugung verwendet werden (*Kasten 20*). In Südafrika zum Beispiel hatten die Stromerzeuger die höchsten Ansprüche auf die Erstattung von Steuern auf Dieselkraftstoff gefolgt von der Rohstoffwirtschaft.¹³² In Australien ist der Rohstoffsektor der größte Nutznießer von Kraftstoffsteuergutschriften.¹³³ Durch die subventionsbedingt geringeren Kraft- und Brennstoffkosten für die Stromerzeugung sinkt der Anreiz, verstärkt auf erneuerbare Energien zu setzen.

2.4.2. Fehlende spezifische Vorschriften für erneuerbare Energien

Speziell in Ländern mit niedrigem Einkommen fehlen nach wie vor Rechtsvorschriften¹³⁴ zur Förderung von EE-Anlagen. „Die Regulierung und Steuerung des Energiesektors hinkt der technischen Entwicklung stets hinterher“.¹³⁵ Die Tatsache, dass vielfach einschlägige Rechtsvorschriften fehlen, hindert die Rohstoffwirtschaft daran, die erneuerbaren Energien intensiver zu nutzen, und zwar insbesondere dann, wenn die EE-Anlagen an das allgemeine

Stromnetz angebunden sind. Da die Regulierungsanforderungen unterschiedlich sind, ist es sinnvoll, zwischen dem Bau von EE-Anlagen am Ort der Produktionsstätte und der Beschaffung von Ökostrom von standortfernen EE-Anlagen zu unterscheiden. Die folgenden Regelungen sind für direkt an Förderstandorten errichtete EE-Anlagen vorteilhaft:¹³⁶

- **Möglichkeit, Strom von Dritten zu beziehen:** In vielen Fällen entscheiden sich die Rohstoffunternehmen für das Outsourcing der Stromerzeugung. Daher ist es vorteilhaft, wenn es Vorschriften gibt, die den Unternehmen die Möglichkeit bieten, mit unabhängigen Stromversorgern Verträge abzuschließen.
- **Einspeisevergütungen:** Die Möglichkeit, Strom in das allgemeine Stromnetz einzuspeisen (sofern ein Netz vorhanden ist), verringert das Risiko für den Energieversorger, da der Förderstandort in diesem Fall nicht der einzige Stromabnehmer ist. Für ein solches Modell sind Vorschriften erforderlich, die die Netzeinspeisung sowie die Vergütung des eingespeisten Stroms regeln (Net-Metering und Einspeisevergütungen).

- **Regeln für die Netzanbindung:** Wenn der Energieversorger für die Netzanbindung verantwortlich ist, sind klare Regeln und transparente Prozesse in Bezug auf Zeiten und Zugangsbedingungen erforderlich. Derartige Regeln bieten den Entwicklern größere Sicherheit, wenn sie neben dem Förderstandort auch andere Kunden mit Strom versorgen wollen.
- **Möglichkeit, Dritte mit Strom zu beliefern:** Wenn sich bei einer netzfernen EE-Anlage die Möglichkeit bietet, auch Gemeinden in der Nähe des Förderstandorts mit Strom zu beliefern, sind Vorschriften zur Festlegung des Strompreises erforderlich.
- **Regelung, wer Anspruch auf die EACs hat:** Bei der Einspeisung von überschüssigem Strom in das Stromnetz muss klar geregelt sein, wer Anspruch auf die mit den entsprechenden EACs verbundenen Vorteile hat.
- **Straffung der Genehmigungsphase:** EE-Anlagen und Projekte zur Erschließung und Förderung von Rohstoffen müssen von verschiedenen Behörden und Stellen genehmigt werden. Zur Vereinfachung der Genehmigungsverfahren könnten die Bauplanung sowie die Prüfverfahren gestrafft werden.
- **Preistransparenz:** Durch die zunehmende Preistransparenz sind die Preisunterschiede zwischen einem auf erneuerbaren Energien beruhenden PPA und konventionellen Stromangeboten für die Rohstoffunternehmen klarer erkennbar.
- **Vorschriften zur gesetzlichen und technischen Regelung eines offenen Zugangs zu Stromübertragungsnetzen:** Mit Vorschriften zur Regelung des Stromnetzzugangs kann der Staat dafür sorgen, dass ein Stromerzeuger seine Kunden über die Stromübertragungsnetze der großen Energieversorger beliefern kann, ohne dafür diskriminierende Netzzugangsgebühren zahlen zu müssen.
- **Risiko von Einspeisebeschränkungen:** Durch die Einführung von Richtlinien und Vorschriften in Bezug auf Dispositionsreihenfolge und -vorrang lässt sich das Risiko von Einspeisebeschränkungen mindern. Einige Länder haben den erneuerbaren Energien Vorrang eingeräumt, so dass Investitionen in EE-Anlagen für Investoren und Projektentwickler attraktiver werden.

Beim standortfernen Strombezug von unabhängigen Ökostromanbietern müssen zusätzlich zu den oben genannten Punkten und der Straffung der Genehmigungsverfahren folgende Überlegungen berücksichtigt werden, um ein günstiges Geschäftsumfeld für EE-Unternehmen zu schaffen:¹⁴³

- **Subventionierung des Strompreises für Firmenkunden:** Bei der Subventionierung der Stromkosten für Firmenkunden besteht das Risiko, dass der Bau und Betrieb von EE-Anlagen durch Dritte weniger attraktiv sind, sofern der in den EE-Anlagen erzeugte Ökostrom nicht ebenfalls subventioniert wird.
- **Ökostromtarife:** In Ländern mit einem vertikal integrierten, nicht liberalisierten Strommarkt haben die Rohstoffunternehmen ggf. die Möglichkeit, im Rahmen von langfristigen Abnahmeverträgen mit den großen Stromversorgern, Ökostrom zu einem im Voraus vereinbarten Preis zu beziehen.

Während rohstoffreiche Länder wie Australien, Kanada und Chile bereits über gut entwickelte rechtliche Rahmenbedingungen verfügen und eine moderne Politik zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien verfügen, fehlen diese Voraussetzungen in etlichen anderen Ländern noch. Bei netzfernen Förderstandorten in Entwicklungsländern können die fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen durch entsprechende Vereinbarungen in dem PPA ersetzt werden, das zwischen dem unabhängigen Stromerzeuger und dem Rohstoffunternehmen abgeschlossen wird. Sobald die EE-Anlage jedoch an das allgemeine Stromnetz angebunden und/oder der Strom auch für den Verkauf an Dritte (beispielsweise die Gemeinden im näheren Umfeld des Förderstandorts) bestimmt ist, werden gesetzliche Vorschriften zur Regulierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt. Die Entwicklung von spezifischen Vorschriften für erneuerbare Energien ist Teil einer umfassenden Reform des Energiemarktes, die nicht selten auf Widerstand von politischen und privaten Akteuren stößt, die sich durch eine solche Reform benachteiligt sehen (*siehe Abschnitt 2.5*).

Kasten 20: Kraftstoffsteuerbefreiungen

Australien: Australien hat in den 1920er-Jahren eine Verbrauchssteuer auf Kraftstoffe eingeführt, die für den Bau von neuen und die Instandhaltung vorhandener Straßen verwendet wurde. 1957 wurde eine eigene Steuer auf Dieselmotorkraftstoffe eingeführt.¹³⁷ Die Verbrauchssteuer auf Kraftstoffe wird zweimal jährlich an die Entwicklung des Verbraucherpreisindex angepasst. Für Diesel betrug die Verbrauchssteuer im Mai 2018 0,409 AUD/pro Liter.¹³⁸ Mehrere Branchen, darunter der Bergbau, Land- und Forstwirtschaft, die Fischerei, die Braubranche sowie der Bereich der gewerblichen stationären und mobilen Energieerzeugung haben Anspruch auf Kraftstoffsteuergutschriften. Dadurch sinken die Kosten für Kraftstoffe, die für den Betrieb von Maschinen, Anlagen und schweren Fahrzeugen benötigt werden.¹³⁹ Darüber hinaus sind diese Branchen generell von der Kraftstoffsteuer befreit, weil sie nur in begrenztem Umfang Straßen in abgelegenen Gebieten nutzen. Nach Angaben der australischen Regierung können die Rohstoffunternehmen für 2018 mit Kraftstoffsteuergutschriften im Volumen von 2,5 Mrd. AUD rechnen.¹⁴⁰

Südafrika: Der *South African Revenue Service* (SARS) ist für den Einzug und die Verwaltung einer Kraftstoffabgabe zuständig, mit der der *Road Accident Fund* (RAF) finanziert wird. Bei dem RAF handelt es sich um einen 1996 gegründeten, staatlich unterstützten Versicherer, der alle südafrikanischen Autofahrer gegen Haftpflichten und Schäden im Zusammenhang mit Verkehrsunfällen versichert.¹⁴¹ Die Kraftstoffabgabe, deren Höhe jedes Jahr vom National Treasury festgelegt wird, betrug 2017 163 Cent pro Liter.

Im Rahmen des im Jahr 2000 eingeführten Systems zur Erstattung der Steuern auf Dieselmotorkraftstoffe zu Gunsten von Betrieben aus den Branchen Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Bergbau sind Erstattungen von bis zu 100 % möglich. Das System dient dazu, die RAF-Steuerlast solcher Branchen zu senken, die nur in geringem Umfang Straßen nutzen; gleichzeitig soll die Wettbewerbsfähigkeit der einheimischen Unternehmen gestärkt werden. Seit 2005 wurden den Rohstoffunternehmen etwa 40 % der gezahlten Kraftstoffsteuern erstattet; zwischen 2015 und 2016 beliefen sich die Erstattungen von Steuern auf Dieselmotorkraftstoff auf über 2 Mrd. ZAR.¹⁴²

2.4.3. Fehlende Anreize oder Verpflichtungen zur Stromversorgung von benachbarten Gemeinden

Wie bereits erwähnt, stellt die Mitversorgung von Gemeinden im Umkreis des Förderstandorts aus technischer und finanzieller Sicht eine Herausforderung dar. Es kann schwierig sein, ein solches Versorgungsmodell ohne Anreize, Selbstverpflichtungen des Unternehmens oder eine gesetzliche Verpflichtung zu realisieren. In der öffentlich zugänglichen Datenbank ResourceContracts.org, die 1613 Ver-

tragsdokumente aus dem Rohstoffsektor umfasst, ist nur ein Vertrag (aus Liberia) dokumentiert, der eine ausdrückliche rechtliche Verpflichtung zur Versorgung der umliegenden Gemeinden mit Strom vorsieht (*siehe Kasten 21*). Daneben gibt es in Liberia weitere Verträge mit Rohstoffunternehmen¹⁴⁴ sowie einen PNG-Mustervertrag¹⁴⁵, die vorsehen, dass Stromüberschüsse an den Staat oder an Dritte zu verkaufen sind.

Kasten 21: Liberia: Vertragliche Verpflichtung zur Planung von Überkapazitäten zur Versorgung von Gemeinden

Der Vertrag des Förderstandorts Putu enthält folgende Bestimmung:

„Die Kapazität des Kraftwerks wird so ausgelegt, dass es mehr Strom erzeugt, als von dem Rohstoffunternehmen für den Betrieb seines Förderstandorts benötigt wird; der Stromüberschuss muss ausreichen, um den jeweiligen Strombedarf von Drittnehmern in einem Umkreis von 10 km rund um die Uhr zu decken. Das Unternehmen kann Privatkunden angemessene Tarife für ihren Stromverbrauch berechnen, deren Höhe sich nach der Zahlungsfähigkeit der Kunden richtet. Firmenkunden kann das Unternehmen handelsübliche Stromtarife in Rechnung stellen. Gemeinnützige Organisationen und staatliche Stellen werden kostenlos mit Strom versorgt.“¹⁴⁶

Darüber hinaus sieht Artikel 19.3 Buchst. (d) vor, dass das Kraftwerk so ausgelegt und errichtet wird, dass die Kraftwerksleistung im Rahmen eines „wirtschaftlich vertretbaren Ausbaus“ auf das Zweifache der zum Betrieb des Förderstandorts benötigten Strommenge gesteigert werden kann.

2.5. Interessen

2.5.1. Staat und Regierung

Aus technischer Sicht erscheint ziemlich offensichtlich, welche regulatorischen Änderungen zur Förderung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien erforderlich sind. In vielen Ländern liegen Erfahrungen mit Ausschreibungen und gesetzlichen Änderungen vor, die zur Förderung der erneuerbaren Energien umgesetzt wurden. Von diesen Erfahrungen können alle Beteiligten lernen – beispielsweise aus dem gut durchdachten Renewable Energy IPP Procurement Program in Südafrika (*Kasten 22*).

Kasten 22: Ausschreibung von EE-Kapazitäten in Südafrika

Hintergrund: Nachdem Staatspräsident Zuma die Zusage gegeben hatte, dass Südafrika seine CO₂-Emissionen mindern werde, hat die südafrikanische Regierung 2012 das Renewable Energy IPP Procurement Program vorgestellt (Meier, 2015). Die Zusage war von internationaler finanzieller und technologischer Unterstützung abhängig und veranlasste das Energieministerium dazu, im Integrated Resource Plan für den Zeitraum 2010 – 2030 erstmals auch erneuerbare Energien zu berücksichtigen.¹⁴⁷

Planung & Umsetzung des REIPPPP: Das REIPPPP sollte die Schwächen des 2009 vorgeschlagenen, aber nie umgesetzten *Programms zur Einspeisevergütung für erneuerbare Energien* (REFIT) beheben. Mit dem REIPPPP sollte der Wettbewerb gestärkt werden, um einen Rückgang der Kosten für erneuerbare Energien zu bewirken. Dieses Ziel lässt sich nicht mit festen Einspeisevergütungen erreichen, da der Strompreis bei diesem Modell nicht unbedingt den aktuellsten und für die Abnehmer kostengünstigsten Stromangeboten entspricht.

Nach einer ersten Konferenz mit potenziellen Bietern wurden im August 2011 die Ausschreibungsunterlagen erarbeitet. Im Rahmen eines zweistufigen Bewertungsverfahrens mussten die Bieter bestimmte Mindestanforderungen in Bezug auf Umweltschutz, Flächennutzung, wirtschaftliche und rechtliche Aspekte, die wirtschaftliche Entwicklung sowie finanzielle und technische Standards einhalten. Die zweite Bewertungsstufe beruhte zu 70 % auf den Angebotspreisen; die übrigen 30 % entfielen auf die Bewertungen für die Kriterien „Schaffung von Arbeitsplätzen“, „Einbindung inländischer Produkte und Leistungen“, „bevorzugte Beschaffungsstrategien“, „Förderung von Unternehmertum“ sowie „sozioökonomische Entwicklung“.

Es wurde eine Mindestanlagengröße von 1 MW festgelegt, wobei die maximale Größe von der gewählten Technologie abhängig ist. Die Bieter durften sich jeweils mit mehreren Projekten und unterschiedlichen Technologien bewerben, wobei jeweils eine einmalige Preisobergrenze galt. Mit dem bezuschlagten Bieter schloss der nationale Stromversorger ESKOM einen auf ZAR lautenden Stromabnahmevertrag (PPA) mit einer Laufzeit von 20 Jahren. Ergebnisse des REIPPPP: In der ersten Ausschreibungsrunde (November 2011 – 2012) wurde eine installierte Leistung von 3.625 MW angeboten, wobei sich 2.128 MW auf 53 Angebote verteilten. Darüber hinaus wurden 28 Angebote mit einer neu zu installierenden Gesamtleistung von 1.416 MW und einem Investitionsvolumen von 6 Mrd. USD akzeptiert. Der größte Teil des zur Finanzierung der Projekte erforderlichen Fremdkapitals wurde von südafrikanischen Geschäftsbanken bereitgestellt. In der zweiten Ausschreibungsrunde (März 2012 – Mai 2013) kam es zu einer Überzeichnung: Es wurden Kapazitäten von 1.284 MW angeboten, und es gingen 79 Angebote mit einer Gesamtkapazität von 3.255 MW ein. Insgesamt erfüllten 51 Angebote die Anforderungen, wobei die Stromgestehungskosten für jede Technologie gesunken waren. In den weiteren Ausschreibungsrunden gingen die Kosten weiter zurück (*siehe Abbildung 22*).



Aus den in Südafrika gesammelten Erfahrungen lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

VORTEILE

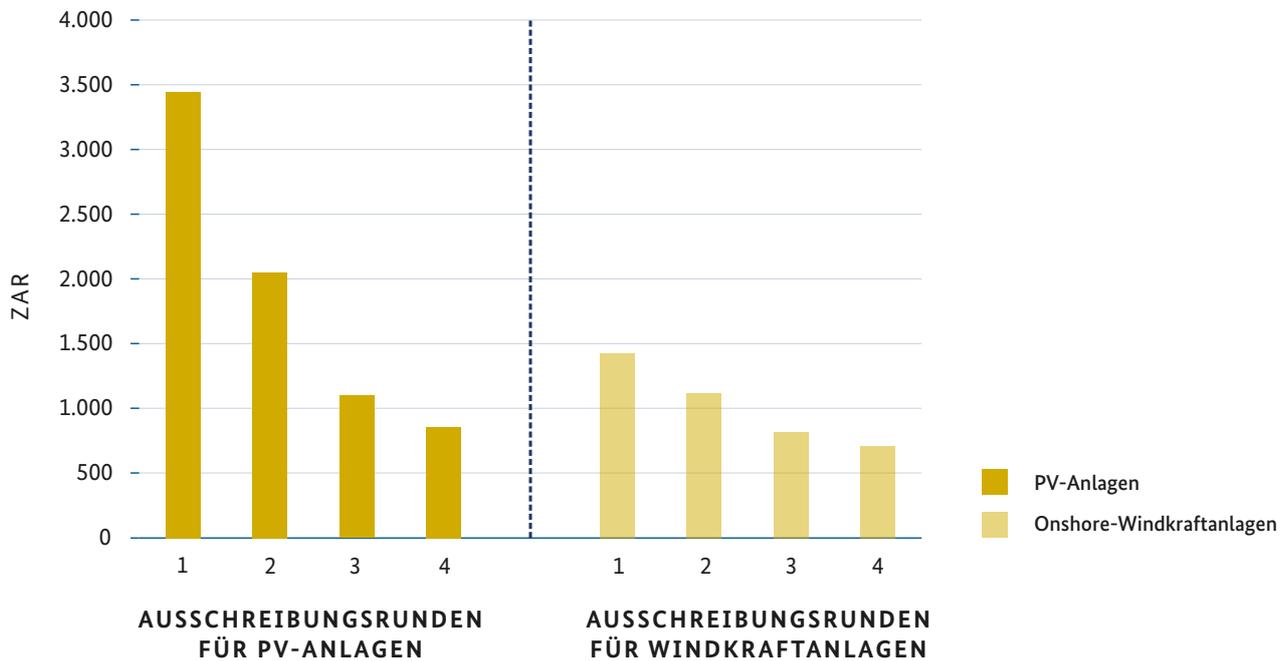
- Die auf Wettbewerb angelegte Struktur des REIPPPP hat dazu geführt, dass die Kosten für EE-Anlagen zurückgegangen sind.
- Es haben sich zahlreiche sehr unterschiedliche Unternehmen an der Ausschreibung beteiligt, darunter auch mehrere internationale Konzerne.
- Der Staat und der staatliche Energieversorger kommen ihrer Rechenschaftspflicht besser nach und halten sich an Zeitpläne, die Anforderungen der Bieter und den Ablauf der Ausschreibung. Mit der Auswertung der Angebote wurden externe Berater beauftragt.
- Aufgrund der Flexibilität des REIPPPP lässt sich das Programm im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen Bietern und staatlichen Stellen kontinuierlich verbessern.
- Die Zielvorgaben für die Einbindung von inländischen Produkten und Leistungen haben zur Schaffung von Beschäftigung geführt und die Inklusion gestärkt; so sind 30 % der Unternehmensanteile in der Hand schwarzer Bieter.¹⁴⁸

NACHTEILE

- Hohe Transaktionskosten für Bieter und ausschreibende Stellen, weil externe Berater hinzugezogen werden mussten und auf beiden Seiten keine ausreichenden institutionellen Kapazitäten vorhanden sind.
- Die Wettbewerbsorientierung des Verfahrens kann zu einer unrealistischen Preisgestaltung führen, die die finanzielle Machbarkeit der Projekte gefährdet.
- Der Erfolg und die Umsetzung des REIPPPP haben die Grenzen der Übertragungs- und Netzinfrastruktur aufgezeigt.
- Der nationale Stromversorger ESKOM verhielt sich nicht sehr kooperativ und weigerte sich zwischen 2016 und 2018 im Rahmen des REIPPPP weitere PPAs abzuschließen. In diesem Zusammenhang verwies der Energieversorger auf zu hohe Kosten und Überkapazitäten (zu den politischen Beweggründen für dieses Verhalten, *siehe Kasten 23*).
- Kleine, unabhängige Stromerzeuger wurden durch die relativ hohen Kostenschätzungen für die Herstellung der Netzanbindung benachteiligt.



Abbildung 22: Durchschnittlicher Preis pro Ausschreibung

Quelle: Mangondo, 2017¹⁴⁹

Zwar sind Reformen zur Förderung von erneuerbaren Energien im Prinzip relativ einfach, doch in der Praxis lassen sie sich nur schwer umsetzen, weil zahlreiche private und öffentliche Stakeholder kein Interesse an einer Änderung der Energiepolitik haben. Diese Erkenntnis ist nicht neu. Alle Reformen, die darauf abzielen, die Strukturen im Energiesektor aufzubrechen, um unabhängigen Stromerzeugern die Möglichkeit zu bieten, zu wettbewerbsfähigen Bedingungen Strom (egal aus welcher Energiequelle) zu erzeugen und zu verteilen, stoßen häufig auf den Widerstand der öffentlichen Versorgungsunternehmen, die dadurch ihre Monopolstellung verlieren würden. Früher war es aufgrund hoher Markteintrittsbarrieren und möglicher Skaleneffekte sinnvoll, nur einen vertikal integrierten öffentlichen Energieversorger zu haben. Diese Struktur brachte große zentralisierte Stromerzeugungs- und -verteilungssysteme hervor, die wiederum die Industrialisierung vorangebracht haben. Durch die neuen Technologien sind inzwischen jedoch auch kleine, dezentrale Anlagen wettbewerbsfähig geworden, so dass die klassischen vertikal integrierten Systeme als nicht mehr zeitgemäß gelten können. Aufgrund der Monopolstellung der Energieversorger und der ggf. vorhandenen Subventionen führen Energiesysteme mit ausgeprägter Zentralisierung

tendenziell zu höheren Stromgestehungskosten, da die Subventionen letztlich vom Verbraucher gezahlt werden müssen.

Ein weiterer Faktor, der eine Reform des Energiemarkts zugunsten der erneuerbaren Energien erschwert, sind die starken Interessen im Bereich der fossilen Energieträger, die durch eine zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energien an Bedeutung verlieren dürften. Die Gruppe der entsprechenden Stakeholder reicht von Politikern, deren Wähler von der Förderung und Verarbeitung von fossilen Energieträgern in irgendeiner Weise profitieren¹⁵⁰, bis hin zu mächtigen Konzernen, die intensiv Lobbyarbeit betreiben und Desinformationskampagnen finanzieren.¹⁵¹ Darüber hinaus wird die Lieferkette rund um die Einfuhr und den Vertrieb von Dieselmotoren in Entwicklungsländern oft von mächtigen und gut vernetzten Wirtschaftseliten kontrolliert. Der Fall Südafrika zeigt, dass die Umsetzung des REIPPPP wegen des Widerstands mächtiger Akteure schwierig war, obwohl das Programm sinnvoll strukturiert war und bei vielen Akteuren auf großes Interesse stieß (Kasten 23).

Ein Vertreter eines unabhängigen Stromversorgers, der intensiv in Südafrika gearbeitet hat, hob hervor:

„Südafrika ist eine fantastische Fallstudie über die „Dos“ and „Don'ts“. Die Vorschriften und Ausschreibungsrunden waren gut gestaltet und haben das Interesse etlicher EE-Unternehmen geweckt. Außerdem handelt es sich um einen sehr attraktiven Markt. Das Problem ist jedoch, dass der politische Wille fehlt, die EE-Projekte voranzubringen – überall gab und gibt es Hindernisse. Viele unabhängige Stromversorger sind inzwischen frustriert.“

Kasten 23: Politische Faktoren im südafrikanischen Energiesektor

Der südafrikanische Stromversorger ESKOM ist vertikal integriert und kontrolliert die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. 1998 wurde eine Änderung der politischen Rahmenbedingungen vorgeschlagen, die zur Umstrukturierung von ESKOM und zur Öffnung des Strommarktes für unabhängige Stromerzeuger geführt hätte. Allerdings beruhten diese Reformen auf den Vorstellungen verschiedener Akteure des Privatsektors und internationaler Berater, die jedoch nicht über die notwendige politische Unterstützung verfügten. Infolgedessen wurden die Vorschläge nie in ein Gesetz gegossen und in der politischen Praxis umgesetzt.

Wegen der steigenden Stromnachfrage und der Tatsache, dass ESKOM nicht genügend Kapital hatte, um in ausreichendem Umfang in die Stromerzeugung zu investieren, drohte schließlich eine Energiekrise. Daraufhin erhöhte die Regierung die Strompreise und ESKOM begann mit dem Bau großer Kohlekraftwerke, um die installierte Leistung im Land zu erhöhen. Doch diese Investitionen kamen zu spät, und so kam es 2007 – 2008 zu Stromausfällen im ganzen Land. Die Energiekrise wurde von ESKOM dazu genutzt, um herauszustellen, wie wichtig es sei, dass der Staat die Kontrolle über den Energiesektor behält, denn nur der Staat könne die Versorgungssicherheit gewährleisten. Mitte der 2000er Jahre wurde das *Programm Renewable Energy Feed-in Tariff (REFIT)* gestartet, weil unter internationalen EE-Unternehmen das Interesse am südafrikanischen Markt zunahm. Das Programm „war jedoch in strategisch-politischer Hinsicht nicht stimmig, ließ zahlreiche Fragen offen und stiftete Verwirrung – diese war das Ergebnis des anhaltenden Widerstands der Kräfte in Politik und Wirtschaft, die die Kontrolle über die Stromerzeugung behalten wollten.“¹⁵²

Da die Frustration über steigende Strompreise und Stromausfälle immer weiter zunahm und das Vertrauen in ESKOM erschüttert war, wurde eine neue, von ESKOM und dem Department of Energy unabhängige staatliche Stelle geschaffen, um mit dem REIPPPP eine Plattform für Ausschreibungen im Wettbewerbsverfahren zu entwickeln. Das *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP)* sollte den Markt für unabhängige Ökostromanbieter öffnen und dazu führen, dass der Strompreis sinkt. Das Interesse an den Ausschreibungsrunden des REIPPPP war groß und führte zu preislich wettbewerbsfähigen Angeboten. Allerdings hat sich der Abschluss von PPAs mit den unabhängigen Ökostromanbietern in vielen Fällen verzögert, wodurch die Projekte erst später anlaufen konnten. Dies hat bei den Investoren zu Frustration geführt.¹⁵³

Darüber hinaus wurde die Fokussierung des südafrikanischen Energiemarktes auf erneuerbare Energien durch das starke Engagement der Regierung von Staatspräsident Zuma für die Kernenergie erschwert. Studien zu den Kosten der Energieerzeugung lassen jedoch darauf schließen, dass die Kernenergie im Vergleich zu Kohle und erneuerbaren Energien nicht wirtschaftlich ist. Gerüchten zufolge wurden Verträge ausgehandelt und unterzeichnet, bei denen auch Schmiergelder geflossen sind.¹⁵⁴

Trotz starker entgegengesetzter Interessen und politischer Widerstände ist es in der Vergangenheit gelungen, den Energiesektor zu reformieren. In vielen Fällen waren die Reformen eine Reaktion auf Energiekrisen und wurden im Rahmen von umfassenden Wirtschaftsreformen oder nach einem Machtwechsel von „linken“ zu „rechten“ Regierungen oder umgekehrt vorangetrieben.¹⁵⁵

2.5.2. Privatwirtschaft

Im Sektor der erneuerbaren Energien und in der Rohstoffwirtschaft wirken zahlreiche verschiedene Anreize und Interessen. So stellte ein Befragter, der früher für einen unabhängigen Stromversorger gearbeitet hat, fest:

„Die vielleicht wichtigste Frage ist, wer die Debatte über die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor vorangetrieben hat. Denn tatsächlich sind die Entwickler und Anbieter an die Rohstoffunternehmen herantreten, um ihre Anlagen zu verkaufen, während von den Rohstoffunternehmen selbst keine Nachfrage ausging. Deshalb diskutieren wir zwar seit einiger Zeit über erneuerbare Energien im Rohstoffsektor, aber sie setzen sich im Rohstoffsektor viel langsamer durch als erwartet. In den letzten fünf Jahren habe ich verschiedene Konferenzen besucht, auf denen über die sinkenden Kosten von EE-Anlagen gesprochen wurde. Stets wurde postuliert, dass wir kurz vor einem Wendepunkt stehen, ab dem die erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft zum neuen Standard werden. Tatsache ist jedoch, dass wir nach wie vor über dieselben Fallstudien sprechen, die bereits vor fünf Jahren Gegenstand der Diskussion waren. Dies zeigt, dass sich die erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft noch keineswegs durchgesetzt haben. Solange die unabhängigen Stromerzeuger ihre Agenda voranzutreiben versuchen, aber die Rohstoffunternehmen keine EE-Lösungen nachfragen, ist kein Wendepunkt in Sicht.“

Einige der befragten Personen führten das scheinbar geringe Interesse der Rohstoffunternehmen an erneuerbaren Energien darauf zurück, dass der gesamte Rohstoffsektor von Natur aus konservativ ist. Im Gegensatz zum IKT-Sektor, in dem mehrere Unternehmen äußerst ehrgeizige Selbstverpflichtungen zur Nutzung von erneuerbaren Energien eingegangen sind (siehe Kasten 24), gehören die Führungskräfte von Rohstoffunternehmen in der Regel einer älteren Generation an, – einer Generation, die

nicht mit der Sorge um das Weltklima, dafür aber mit einer größeren Skepsis gegenüber neuen Technologien aufgewachsen ist. Dazu sagte einer der Befragten, der früher neue Technologien an einem Förderstandort erprobt und eingeführt hat:

„Die Art und Weise, wie frühere und die heutige Generationen Ingenieurwissenschaften studiert haben, könnte unterschiedlicher nicht sein. Ingenieure aus der älteren Generation hören, ob ein Dieselgenerator ruhig läuft oder nicht. Sie vertrauen Computern nicht in dem gleichen Maße wie Jüngere, weil sie nicht mit dieser Technik aufgewachsen sind. Dies könnte auch die Abneigung gegenüber technisch fortschrittlichen Hybridkraftwerken erklären, bei denen an netzfernen Förderstandorten auch erneuerbare Energien genutzt werden. Wenn ich neue Technologien erproben wollte, habe ich mich stets an zwei der jüngeren Führungskräfte gehalten, da ich wusste, dass sie dafür aufgeschlossener waren als ihre älteren Kollegen.“

Darüber hinaus ist die Rohstoffbranche nicht so stark auf Innovationen ausgerichtet und weist dadurch eine geringere Änderungsbereitschaft auf. Viele Rohstoffunternehmen haben nicht das Ziel, einer neuen Technologie zum Durchbruch zu verhelfen, sondern setzen das um, was sich in der Vergangenheit als erfolgreich erwiesen hat. Diese „First to be second“-Haltung bezieht sich nicht nur auf erneuerbare Energien, sondern auch auf andere Technologien.¹⁶² Die Rohstoffunternehmen investieren nur rund 0,5 % ihrer Umsatzerlöse in Innovationen. Im verarbeitenden Gewerbe sind es 2 bis 3 % und in der Öl- und Gasbranche 3 bis 5 %.¹⁶³ In Kasten 25 wird beschrieben, wie die chilenische Regierung mit diesem „First-Mover“-Problem umgeht, um mithilfe von Technologien eine Verbesserung der Klimabilanz im chilenischen Kupferbergbau zu erreichen.

Kasten 24: Google und Apple wollen ihren Strombedarf zu 100 % aus erneuerbare Energien decken

Zurzeit entfallen 2 % der weltweiten CO₂-Emissionen und 7 % des weltweiten Stromverbrauchs auf den IKT-Sektor, wobei der Anteil am Stromverbrauch bis 2030 auf 13 % steigen dürfte. Der Hauptgrund für den rasant wachsenden Energieverbrauch liegt in dem beschleunigten Ausbau von Rechenzentren, für die eine unterbrechungsfreie, zuverlässige Stromversorgung notwendig ist. Damit ergibt sich ein interessanter Vergleich zwischen den Rechenzentren der IKT-Branche und den Förderstandorten von Rohstoffunternehmen, die ebenfalls auf rund um die Uhr auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind.*

IKT-Unternehmen beziehen durchschnittlich 60 % ihres Stroms aus erneuerbaren Energien und weisen damit den größten Ökostromanteil aller Branchen auf. Außerdem ist die IKT-Branche bei den Unternehmensinvestitionen in neue Energietechnologien führend.¹⁵⁶ Die Tatsache, dass die Branche für erneuerbare Energien so aufgeschlossen ist, hat wirtschaftliche und ökologische Gründe. Im IKT-Sektor werden alle in Abschnitt 1.3 beschriebenen Strombeschaffungsmodelle genutzt, darunter Investitionen in eigene EE-Anlagen, der Abschluss von PPAs, die Bildung von Strombezugsgemeinschaften, der Kauf von Ökostrom-Gutschriften und der Bezug von Ökostrom von großen Energieversorgern. Darüber hinaus sind IKT-Unternehmen in der Renewable Energy Buyers Alliance und der RE100-Kampagne federführend. Die beiden Initiativen wollen dazu beitragen, Erfahrungen mit dem Bezug von Ökostrom auszutauschen und kundenseitig Druck auf den Markt auszuüben.

So hat beispielsweise der Konzern Google 2017 sein Ziel erreicht, seine weltweiten Standorte und Rechenzentren zu 100 % mit Ökostrom zu betreiben. Zur Erreichung dieses Ziels verpflichtete sich der Konzern im Rahmen eines PPAs mit einer Laufzeit von 10 Jahren dazu, die gesamte Stromproduktion eines 72 MW-Windparks in Nordschweden zu kaufen. Auf der Grundlage dieses PPAs konnte der Projektentwickler OX2 mit Unterstützung des Allianz-Versicherungskonzerns eine Finanzierung für den Windpark abschließen.¹⁵⁷ Google unterstützt direkt und indirekt neun weitere Windparks, vier in den USA und weitere fünf in Schweden. Die Windkraftanlagen beliefern den Konzern insgesamt mit 1,1 GW Windstrom (das entspricht 35 % des Strombedarfs für den Betrieb der Google-Standorte und -Rechenzentren).¹⁵⁸

Im April 2018 gab Apple auch bekannt, dass der Konzern sein Ziel erreicht hat und seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien deckt. Zu diesem Zweck greift das Unternehmen auf EE-Anlagen in 43 Ländern zurück.¹⁵⁹ In China hat Apple eine Solaranlage errichtet, die seit 2016 die an dem Apple-Standort benötigten 40 MW Leistung bereitstellt. Darüber hinaus hat das Unternehmen in drei Megasolarprojekte in verschiedenen chinesischen Regionen investiert, die zusammen eine installierte Leistung von 200 MW haben.¹⁶⁰

Es gibt verschiedene Erklärungen dafür, warum der IKT-Sektor gegenüber den erneuerbaren Energien aufgeschlossener ist als der Rohstoffsektor:

1. Die Standorte von IKT-Unternehmen befinden sich stets in Gebieten mit Anschluss an das allgemeine Stromnetz. Dadurch haben die Unternehmen bessere Möglichkeiten, Ökostrom zu beziehen, als netzferne Förderstätten.
2. Die IKT-Branche ist verbrauchernäher als der Rohstoffsektor. Den Unternehmen ist durchaus bewusst, dass sie als fortschrittliche Akteure, die etwas gegen den Klimawandel unternehmen, angesehen werden, wenn sie auf Ökostrom setzen.
3. Aufgrund dieser Merkmale ist es für ein IKT-Unternehmen leichter, seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken, als für ein Rohstoffunternehmen. Deshalb ist der Anreiz zur Erreichung dieses Ziels größer.
4. Die größten IKT-Unternehmen haben in den letzten Jahren erhebliche Gewinne¹⁶¹ kumuliert und sind auf der Suche nach Investitionsmöglichkeiten, die ihnen eine stabile Rendite bieten.
5. Die Menschen, die in der IKT-Branche arbeiten, und die Führungskräfte der Unternehmen gehören in der Regel der jüngeren Generation an, die sich des Klimawandels sehr bewusst ist.

HINWEIS

- * Einer der größten Unterschiede zwischen dem IKT-Sektor und dem Rohstoffsektor besteht darin, dass Rechenzentren nicht geografisch gebunden sind und daher in der Nähe von kostengünstigen Energiequellen gebaut werden können.

Viele Rohstoffunternehmen befürchten, mit einer EE-Anlage zu scheitern. Diese Tatsache erklärt, warum die meisten EE-Anlagen an netzfernen Förderstandorten relativ klein sind und nur eine geringe Durchdringungsrate aufweisen. Die meisten Befragten gaben an, dass aus technischer und wirtschaftlicher Sicht eine intensivere Nutzung von erneuerbaren Energien durchaus realisierbar gewesen wäre. In der Regel führen die Rohstoffunternehmen jedoch zunächst Pilotprojekte durch und errichten kleinere EE-Anlagen, bevor sie bereit sind, sich in größerem Maßstab auf erneuerbare Energien einzulassen. Dies ist jedoch nicht unbedingt der sinnvollste Weg zur Erprobung von EE-Lösungen, da die Probleme und technischen Lösungen, die für höhere Durchdringungsraten in Frage kommen, andere sind. Außerdem besteht für die Vertragspartner ein hoher Anreiz, sehr konservative Anlagen zu planen, damit der Strombedarf auch unter widrigen Bedingungen in jedem Fall gedeckt wird.

Innerhalb eines Rohstoffunternehmens wirken unterschiedliche Interessen und Faktoren. Zwar ist es durchaus möglich, dass die Geschäftsleitung und die Nachhaltigkeitsabteilung aus Reputationsgründen und zur Verbesserung der Klimabilanz an einer stärkeren Nutzung von erneuerbaren Energien interessiert sind, doch gilt dies möglicherweise nicht für den Betriebsleiter eines Förderstandorts, der danach bezahlt wird, ob er seine Förderziele erreicht.

„Die Bedeutung des Betriebsleiters am Förderstandort sollte nicht unterschätzt werden, denn er hat mehr Einfluss auf die Entscheidungen, als der Geschäftsleitung lieb ist. Der Betriebsleiter eines Förderstandorts denkt nicht allzu langfristig. Dies gilt vor allem für Förderstätten in entlegenen Regionen, die für maximal fünf Jahre von demselben Manager geleitet werden, bevor dieser weiterzieht. In dieser Situation ist dem Betriebsleiter in erster Linie an einem störungsfreien Betrieb des Standorts gelegen. Die Aussicht darauf, eine ihm nicht vertraute Technologie, in eine der wichtigsten Anlagen des Förderstandorts, die rund um die Uhr funktionieren muss, zu integrieren, ist für den Betriebsleiter nicht sehr verlockend. Bei Brownfield-Projekten besteht zusätzlich das Problem, dass es während des Baus zu Störungen kommen kann. Aus Sicht des Betriebsleiters ist es deshalb sinnvoller, konventionelle Energiequellen zu nutzen, auf die er sich aufgrund früherer Erfahrungen verlassen kann, auch wenn dies mit höheren Kosten verbunden ist... Bei netzfernen Förderstandorten zahlen alle den Preis für den Dieselmotorkraftstoff, so dass die Stromkosten des Standorts im Vergleich zu den Stromkosten seiner Kollegen oder Konkurrenten nicht unbedingt ein Ausreißer sind.“

Kasten 25: Das Zentrum für die Energiewende

Um die Einführung neuer Technologien im chilenischen Rohstoffsektor zu fördern, hat die Regierung vorgeschlagen, ein Zentrum für die Energiewende (ehemals das Solar Mining Institute) einzurichten. Dabei handelt es sich um eine öffentlich-private Partnerschaft zur Entwicklung von Labors und Testtechnologien, mit denen die Wettbewerbsvorteile des Landes genutzt und die Klimabilanz des Rohstoffsektors verbessert werden sollen. Zu den vorgesehenen Forschungsschwerpunkten gehören Photovoltaik, Sonnenwärmekraftwerke, Stromspeichertechnologien sowie Wasserstoff- und Flüssigbrennstofftechnologien, die für die Transport- und Verarbeitungsprozesse in der Rohstoffbranche genutzt werden können.

Das Institut soll im Rahmen einer engen Zusammenarbeit zwischen Regierung, Privatwirtschaft und Wissenschaft ein günstiges Umfeld für angewandte Innovationen schaffen. Das Projekt wird von der CORFO ausgeschrieben und soll in der Region Antofagasta angesiedelt sein. Das Projekt soll mit mindestens 12 Mio. USD aus den Förderabgaben des Lithium-Bergbauunternehmens Soquimich unterstützt werden, das 2015 von Albemarle übernommen wurde. Diese finanzielle Förderung war Teil der Vereinbarung, die Rockwood und die chilenische Regierung 2017 geschlossen haben.¹⁶⁴ Andere Unternehmen werden ebenfalls dazu aufgefordert, in die neue Initiative zu investieren.





© shutterstock

Eisenerztagbau





Trends und Faktoren

3.0

Die steigende Nachfrage nach Mineralien bei gleichzeitig sinkenden Erzgehalten führt dazu, dass der Energiebedarf pro geförderter Tonne steigt. Darüber hinaus wird der Energiebedarf künftig aufgrund der Automatisierung und Elektrifizierung von Lkw und anderen Rohstoffprozessen statt durch flüssigen Kraftstoffen zunehmend durch Strom gedeckt werden, wie am Beispiel des Förderstandorts Borden zu sehen ist (*Kasten 26*). Der *folgende Abschnitt* beschreibt die absehbaren Trends und Faktoren, die bestimmen werden, ob Wind- und Solarenergiequellen bei der Befriedigung der steigenden Nachfrage der Branche eine größere Rolle spielen werden. Es wurden die gleichen Kategorien wie in *Abschnitt 2* überprüft: (1) technische Faktoren, Überprüfung der

Preisprognosen für Wind-, Solar- und Speichertechnologien sowie der Perspektiven für modulare Lösungen und Blockchain; (2) Kompetenz, um zu beurteilen, ob und wie die beteiligten Interessengruppen aus bestehenden Initiativen und Projekten lernen; (3) Finanzierung, wo neue Bankprodukte entwickelt werden, die es Großverbrauchern erleichtern, erneuerbare Energien zu beziehen; (4) Regulierung, zeigt den zunehmenden Trend, erneuerbare Energien von staatlicher Seite aus durch die jeweiligen Rechtsvorschriften zu unterstützen; und (5) Interessen, um zu bewerten, welche Antriebsfaktoren wahrscheinlich eine weitere Einführung erneuerbarer Energien im Rohstoffsektor fördern.

3.1. Technische Trends und Faktoren

3.1.1 Elektrifizierung von Förderstätten

Wie bereits in der Einleitung festgestellt ermöglichen es Solar- und Windenergie, die Stromerzeugung und damit einen wesentlichen Teil des Energieverbrauchs zu dekarbonisieren. Lüftungssysteme, Wasserförderung, Brechen, Mahlen und andere Verarbeitungsprozesse werden bereits mit Strom betrieben. Angesichts der zunehmenden Automatisierung und Elektrifizierung von Förderstätten kann der Endenergieverbrauch des Sektors durch Wind- und Solarenergie weiter dekarbonisiert werden.¹⁶⁵ Das Unternehmen GoldCorp entwickelt derzeit das erste vollelektrische „Bergwerk der Zukunft“ Kanadas (Kasten 26).

HINWEIS

- * Die Stromgestehungskosten einer bestimmten Technologie ergeben sich aus dem Verhältnis der über den Betriebszeitraum anfallenden Kosten (einschließlich Installations-, Finanzierungs- und Betriebskosten) zu der im gleichen Zeitraum erzeugten Strommenge; auf beide wird ein Diskontsatz angewendet, der die durchschnittlichen Kapitalkosten widerspiegelt.¹⁶⁸
- ** Die stark sinkenden Kosten für erneuerbare Energien haben dazu geführt, dass manche EE-Anlagen in den letzten Jahren wesentlich attraktiver geworden sind. So konnte beispielsweise die zuvor als „auch mit staatlicher Unterstützung unrealisierbar teuer“ eingeschätzte australische „Nova“ Solaranlage des Unternehmens Zenith Energy nunmehr „rein kommerziell finanziert“ werden.¹⁶⁹

Kasten 26: Der Förderstandort Borden wird Kanadas erste vollelektrische Tiefbaugrube

Standort:	Chapleau, Ontario, Kanada	
Eigentümer des Förderstandorts:	GoldCorp	
Netzstatus:	Angeschlossen	
Hersteller von Maschinen und Anlagen:	MacLean, Sandvik und Medatech	
Kosteneinsparung:	9 Mio. CAD pro Jahr	
Kraftstoffeinsparung:	2.000.000 Liter Diesel und 1.000.000 Liter Propan pro Jahr	
Energieeinsparung durch reduzierten Lüftungsbedarf:	33.000 MWh	
CO₂-Einsparung:	7.000 Tonnen CO ₂ /Jahr (70 % Einsparung gegenüber dem Ausgangswert) ¹⁷⁰	

Anlage: Der Förderstandort Borden wird voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2019 mit der kommerziellen Produktion beginnen und soll Kanadas erste vollelektrische Untertagegrube werden. Ziel ist es, Dieselanlagen zum Bohren, Sprengen, Ankern und Transportieren durch batteriebetriebene Maschinen zu ersetzen. Diese werden GoldCorp von MacLean und Sandvik geliefert, einschließlich eines 40 Tonnen schweren batteriebetriebenen Muldenkippers. Derzeit werden bei der Exploration bereits Elektrofahrzeuge dieser beiden Hersteller eingesetzt, darunter ein von Medatech nachgerüstetes Caterpillar-Servicefahrzeug.

Zwar dürften die Investitionskosten die eines konventionellen Förderstandorts übersteigen, da strombetriebene Maschinen 25 % bis 30 % teurer sind als herkömmliche Maschinen, es wird jedoch erwartet, dass die Kosten für die energieintensive Lüftung durch den Einsatz batteriebetriebener Systeme halbiert werden.¹⁷¹ Es wird außerdem mit Kosteneinsparungen durch niedrigere Diesel- und Flottenwartungskosten gerechnet, da Diesel-Lkw in der Regel rund 1.000 Teile mehr als elektrische Lkw umfassen.

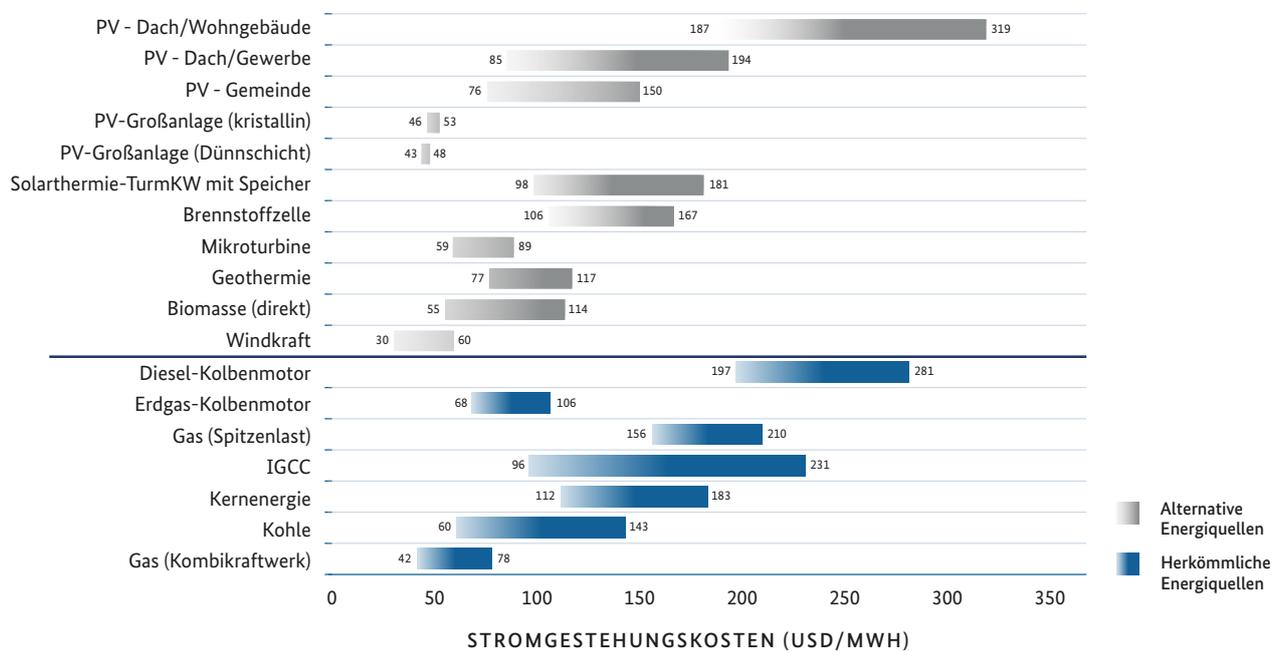
Die kanadische Regierung hat GoldCorp einen Zuschuss von 3,8 Mio. USD gewährt, um das Unternehmen bei seiner frühzeitigen Investition in diese neuen, saubereren und nachhaltigeren Rohstofftechnologien zu unterstützen. Der Zuschuss stammt aus dem 155 Mio. USD umfassenden Investitionsfonds für Forschungs-, Entwicklungs- und Beispielprojekte im Energie-, Rohstoff- und Forstsektor, dem Clean Growth Program von Natural Resources Canada.¹⁷²

3.1.2. Sinkende Kosten für erneuerbare Energien

Die Kosten für Solar- und Windenergie sind in den letzten Jahren drastisch gesunken. Insbesondere die Installationskosten für Photovoltaik-Anlagen sind in den letzten acht Jahren um 70 bis 80 % gesunken.¹⁶⁶ Hierfür sind mehrere Faktoren verantwortlich: verbesserte Herstellungsprozesse, deren Verlagerung von Hochkostenländern (z.B. Deutschland, Japan) in Niedrigkostenländer (z.B. China), effizientere Liefer-

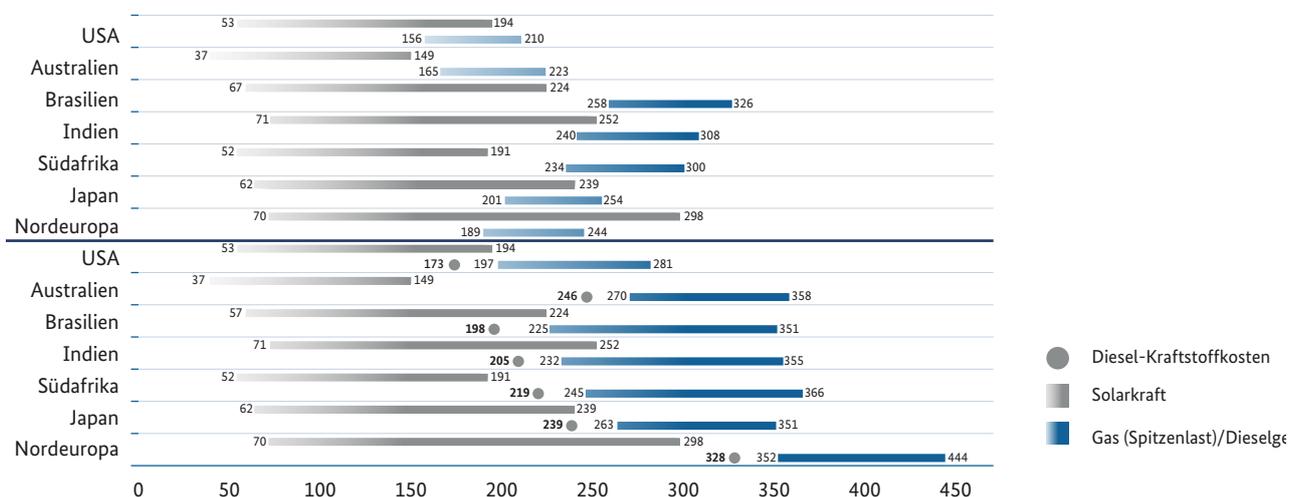
ketten sowie die stärkere Integration von Wind- und Solarenergie aufgrund von politischen Maßnahmen in Europa, China und Kalifornien, die den entsprechenden Markt vergrößern.¹⁶⁷ Solar- und Windenergiequellen sind heute auf der Grundlage der geringsten Stromkosten gegenüber fossilen Energieträgern weitgehend wettbewerbsfähig, wie die beiden Abbildungen auf der folgenden Seite zeigen.**

Abbildung 23: Vergleich der nicht subventionierten Stromgestehungskosten



Quelle: Lazard¹⁷³

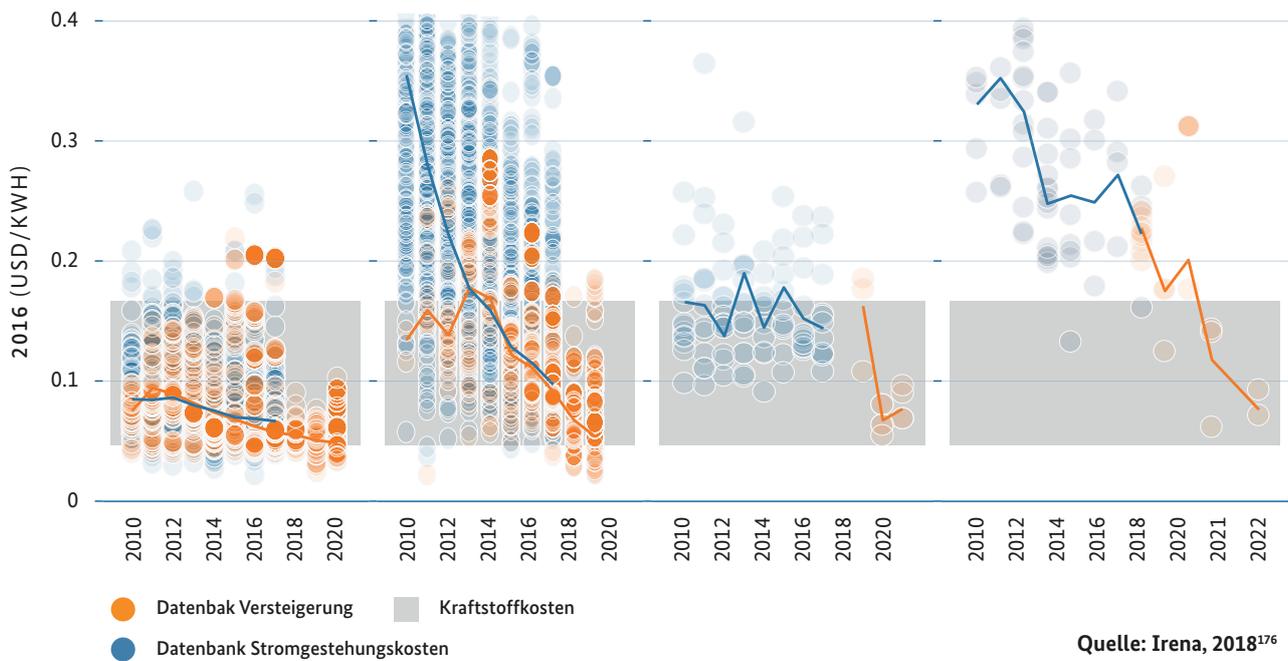
Abbildung 24: Stromgestehungskosten für Solarenergie, Gas und Diesel in allen Regionen



Es wird erwartet, dass sich dieser Preistrend fortsetzt. In das Netz eingespeiste Onshore-Windparks und Photovoltaik-Anlagen werden auch ohne Anreize oder Subventionen wettbewerbsfähiger sein als fossile Energieträger. „Die besten Onshore-Windparks und Photovoltaik-Anlagen werden Strom für Gesteungskosten im Gegenwert von 0,03 USD/kWh oder weniger erzeugen; CSP-Kraftwerke und Offshore-Windparks werden ab 2020 in der Lage sein, Strom für äußerst wettbewerbsfähige Preise im Bereich von 0,06 USD bis 0,10 USD/kWh anzubieten.“¹⁷⁵ *Abbildung 25* zeigt auf der Grundlage der jüngsten Auktionsergebnisse geschätzte Stromgestehungskosten.

Der oben dargestellte Trend zeigt Kostenvergleiche für ans Netz angeschlossene Anlagen. Der Preisunterschied ist bei Förderstandorten, die zur Stromversorgung auf Dieselgeneratoren angewiesen sind, noch größer. *Kasten 27* zeigt einen Kostenvergleich zu dem Zeitpunkt, als einer der ersten Förderstandorte erneuerbare Energien in seinen Stromerzeugungsmix aufnahm. Cronimet konnte das Geschäftsszenario für die Integration eines 1 MW-Photovoltaikparks in den Betrieb bereits 2013, als die Preise für erneuerbare Energien weniger konkurrenzfähig waren, unter Beweis stellen.

Abbildung 25: Stromgestehungskosten für Sonnenwärme-, Photovoltaik-, Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen, 2010 – 2020



Kasten 27: Cronimet-Bergwerk in Thabazimbi¹⁷⁷

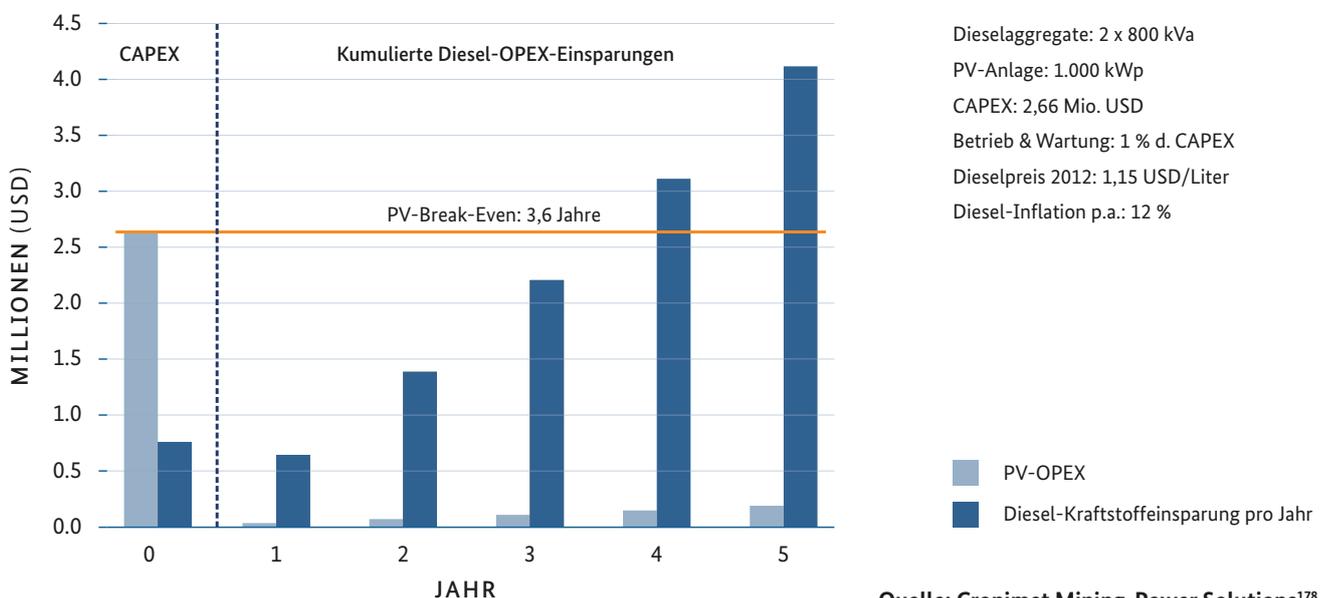
Standort:	Thabazimbi, Südafrika
Eigentümer des Förderstandorts:	Cronimet
Netzstatus:	netzfern
Installierte Leistung:	1 MW
Stromerzeugung durch die Solaranlage:	1.800.000 kWh (30 % des Betriebs)
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2012
Baukosten der Solaranlage:	2,66 Mio. USD
Eigentümer der Solaranlage:	CRONIMET Power Solutions (Joint Venture von Cronimet und Solea Renewables)
Kosteneinsparung:	500.000 USD jährlich
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	450.000 Liter jährlich
CO₂-Einsparung:	2.000 Tonnen jährlich
Restliche Anlage:	1,6 MW Diesel (1,9 Mio. Liter/Jahr, 2,18 Mio. USD/Jahr)



Hintergrund: Das Chrombergwerk von Cronimet in Thabazimbi, Südafrika, verfügte über einen 30-jährigen Pachtvertrag für ein Gelände mit nachweislich vorhandenen Vorkommen von über 17 Mio. Tonnen Chromerz. Der Standort war jedoch nicht ans südafrikanische Stromnetz angeschlossen und hätte Diesel-Generatoren betreiben müssen, um die rund um die Uhr erforderlichen 1,6 MW Strom zu erzeugen.

Solaranlage: Die Zusammenarbeit mit einem Entwickler von Solarstromprojekten, Solea Renewables (heute CRONIMET Power Solutions), ermöglichte es Cronimet, ein Solar-Diesel-Hybridkraftwerk zu bauen, das den Dieserverbrauch durch einen mit dem Förderstandort abgeschlossenen Strombezugsvertrag um 450.000 Liter pro Jahr reduziert. Dabei konnte Solea Renewables die Bereiche Konstruktion, Beschaffung und Bau sowie die Betriebs- und Wartungsdienstleistungen übernehmen, die zur Aufrechterhaltung des Projekts über die gesamte Lebensdauer des PPA erforderlich sind. Insgesamt hatte das Projekt eine Amortisationszeit von 3,6 Jahren und langfristig einen Nettobarwert von 2,3 Mio. USD (Abbildung 26). Die Projektfinanzierung erfolgte durch CRONIMET Energy, eine eigene Geschäftseinheit des Förderstandorts. Dementsprechend wurden die Kosten nicht in der Bilanz des Förderstandorts ausgewiesen.

Abbildung 26: Systemkostenaufteilung: Bergwerk Thabazimbi, Südafrika



Quelle: Cronimet Mining-Power Solutions¹⁷⁸

3.1.3. Sinkende Kosten für Batteriespeicher

Es wird erwartet, dass auch die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien mit dem Hochfahren der Produktion weiter stark sinken werden. Wie in *Abbildung 27* dargestellt, werden die Preise schätzungsweise von über 200 USD/kWh im Jahr 2017 bis 2025 auf unter 100 USD/kWh sinken. Diese Entwicklung könnte einige der Intermittenzprobleme der Solar- und Windkraft beheben und, wie oben erwähnt, eine höhere Durchdringungsrate bei erneuerbaren Energien an netzfernen Förderstätten ermöglichen. Das Bergwerk DeGrussa von Sandfire Resources in Australien stellt einen interessanten Fall dar, da das dortige Hybridkraftwerk bereits über einen integrierten Batteriespeicher verfügt (*Kasten 28*). Das 6 MW-Batteriesystem gleicht die Sonnenvariabilität durch Frequenz- und Spinnsteuerung aus.

Abbildung 28 zeigt das Zusammenspiel von Dieselgeneratoren (rote und grüne Linien), Solarkraft (gestrichelte orange Linie) und Batteriesystem (graue Linie).

Der Vorteil des Batteriesystems besteht darin, dass die Dieselgeneratoren abgeschaltet werden können, anstatt sie bei Unterlast zu betreiben, was den Wirkungsgrad verringert. Wenn wie in der *Abbildung* gegen neun Uhr morgens eine Wolke vorbeizieht, reagiert die Batterie schnell und liefert Strom, bis ein zusätzlicher Dieselgenerator dazu geschaltet wird (grüne Linie zeigt Kapazität). Auf Grundlage der erhöhten Speicherkapazität bei geringeren Kosten hat der Entwickler verschiedene Szenarien modelliert, die zeigen, dass die Durchdringungsrate von Solarkraft mit einem simulierten Energieprofil auf 82,9 % erhöht werden kann, wie in *Abbildung 29* dargestellt.

Abbildung 27: Preis von Lithium-Ionen-Batterien

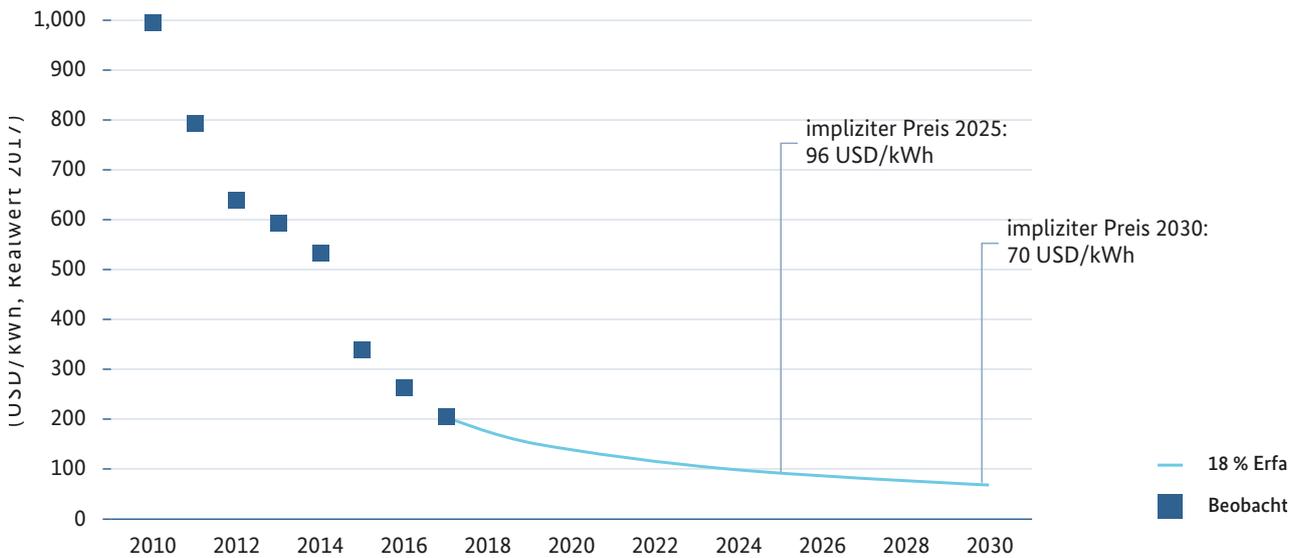


Abbildung 28: Energieprofil der Förderstätte DeGrussa an einem Tag mit hoher Sonneneinstrahlung (10,6 MW-PV-Anlage, 6 MW-Speicher)

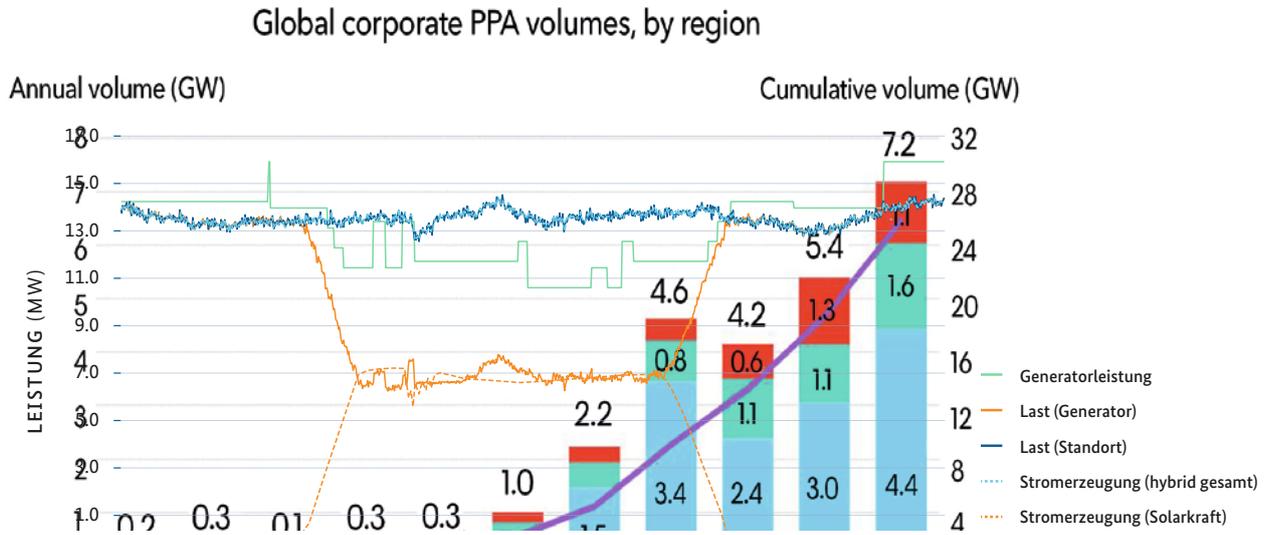
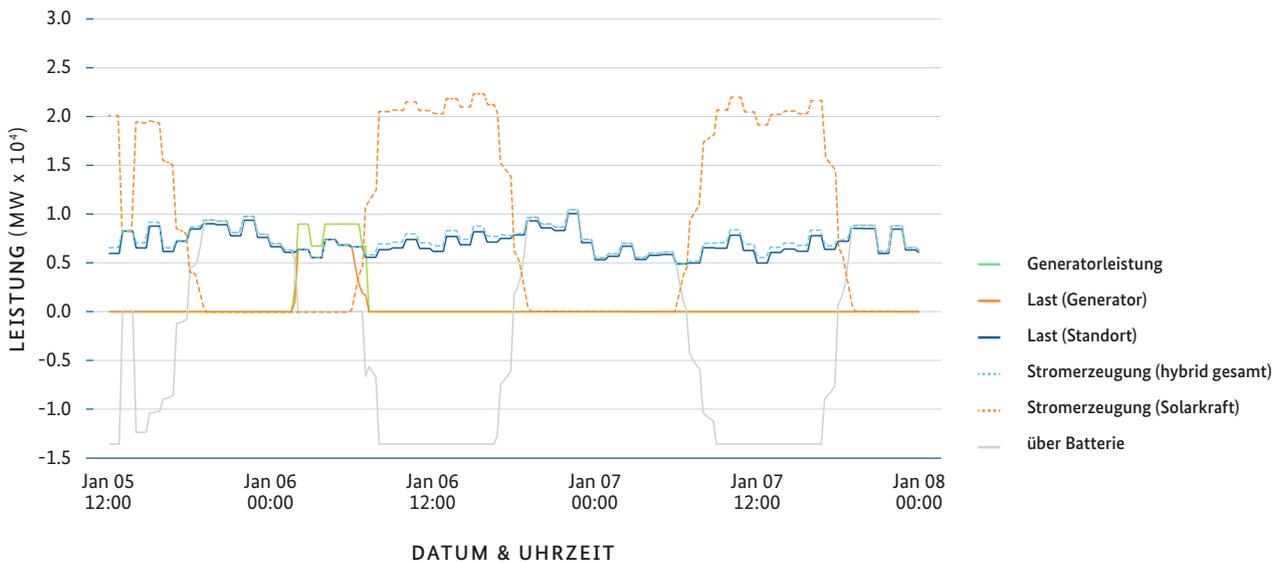


Abbildung 29: Energieprofil einer netzfernen Förderstätte an einem Tag mit hoher Sonneneinstrahlung (40 MW-PV-Anlage, 17-MW Speicher)



Quelle: Juwi (2017)¹⁸¹

Kasten 28: Solaranlage DeGrussa

Standort:	Entlegene Region in Westaustralien	
Eigentümer des Förderstandorts:	Sandfire Resources	
Förderstandort:	DeGrussa Kupfer-Gold-Bergwerk	
Eigentümer der Anlage:	NEOEN, langjähriger Eigentümer und Manager der Anlage	
Entwickler der Anlage:	EPC-Vertragspartner	
Anlagenkapazität:	10,6 MW-Solaranlage, integriert in bestehende 19 MW-Dieselegeneratoren und fortschrittliche Lithium-Ionen-Batterien mit einer Speicherkapazität von bis zu 6 MW	
Gesamtkosten:	40 Mio. AUD	

Finanzierung: Die *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) gewährte einen rückzahlbaren Zuschuss von 20,9 Mio. AUD. Die *Clean Energy Finance Corporation* (CEFC) stellte 15 Mio. AUD an Fremdkapital zur Verfügung. NEOEN hat Eigenkapital in das Projekt investiert.¹⁸²

Das 2012 in Betrieb genommene Kupferbergwerk DeGrussa soll jährlich bis zu 300.000 Tonnen hochwertiges Kupfer und Gold produzieren. Sandfire verweist auf sein starkes Engagement für Nachhaltigkeit bei der Prüfung von Solarstromoptionen für DeGrussa, die das Unternehmen seit 2014 verfolgt. ARENA erklärte sich bereit, das Projekt zu unterstützen, um zu zeigen, dass erneuerbare Energien preisgünstig, zuverlässig und sicher für die heimische Rohstoffbranche genutzt werden können.

Die EE-Anlage ging 2016 nach weniger als einem Jahr Bauzeit in Betrieb und ist damit die größte an einem Förderstandort errichtete netzferne Solar- und Speicheranlage der Welt. Vor der Inbetriebnahme hat Juwi, das für die Anlage zuständige EPC-Unternehmen, mit der Leitung des Förderstandorts und den Eigentümern des Kraftwerks alle möglichen Szenarien überprüft und in die Planung einbezogen, um das Risiko möglicher Probleme zu verringern. Dadurch konnten sie schnell und effizient auf unvorhergesehene Umstände reagieren und Unterbrechungen der Rohstoffgewinnung zu minimieren.¹⁸³

Die Anlage wurde im Jahr 2015 von dem französischen Unternehmen NEOEN von Juwi zu einem nicht genannten Kaufpreis übernommen. NEOEN schloss mit Origin Energy ein PPA über fünfzehn Jahre ab, um die mit der Anlage verbundenen Zertifikate für Großanlagen (*Large-scale Generation Certificates*, LGCs) zu verkaufen. Die Anlage wird voraussichtlich über 20.000 LGCs pro Jahr erzeugen. Die Laufzeit des PPA zwischen Origin und NEOEN spiegelt die erwartete Lebensdauer des Förderstandorts wider.¹⁸⁴

Vorteile: Die Anlage hat das Potenzial, 90 % des Tagesbedarfs des Förderstandorts zu decken und spart jährlich rund fünf Millionen Liter Diesel ein, was sich in einer jährlichen Verringerung des CO₂-Ausstoßes um 12.000 Tonnen niederschlägt.¹⁸⁵ Die Anlage ist eine natürliche Absicherung gegen Wechselkursschwankungen, CO₂-Kosten und Dieselpreise.¹⁸⁶ ARENA und Juwi haben in den letzten zwei Jahren Reisegruppen von Führungskräften der Rohstoffindustrie im Rahmen von Begehungen der Anlage in DeGrussa empfangen. Das Projekt wurde 2016 auf dem Toronto Energy and Mines World Congress zum Projekt des Jahres gekürt.

3.1.4. Andere Speicherlösungen

Neben Batteriespeichern gab es in jüngster Zeit in Hinblick auf alternative Speichermechanismen weitere wichtige Entwicklungen. Rohstoffunternehmen investieren insbesondere in den Bereichen Solarthermie, Pumpspeicher und Wasserstoff in die Forschung und Entwicklung. Dieser Bericht hebt daher das Potenzial dieser drei Technologien hervor.

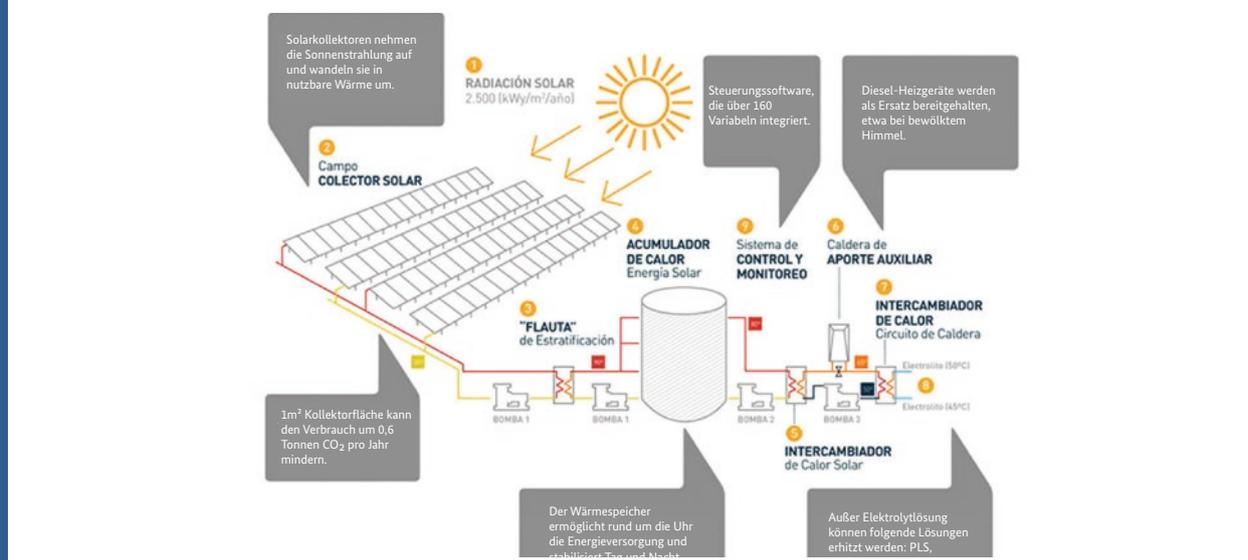
Kasten 29: Gabriela Mistral – Chile¹⁸⁷

Standort:	Atacama, Chile
Eigentümer des Förderstandorts:	Codelco
Netzstatus:	netzgebunden
Installierte Leistung der Solarthermieanlage:	34 MW
Inbetriebnahme der Solarthermieanlage:	80.000 MWh (80 % des Strombedarfs)
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2012
Baukosten der Solaranlage:	26 Mio. USD
Eigentümer der Solaranlage:	Energía Llama – Sunmark
PPA:	10 Jahre
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	6,5 Mio. Liter pro Jahr
CO₂-Einsparung:	15.000 Tonnen pro Jahr



Der Förderstandort Gabriela Mistral von Codelco befindet sich in der Region Antofagasta. Für die energieintensiven Prozesse der Kupfer-Elektrogewinnungsanlage wurde eine Ausschreibung an das chilenisch-dänische Konsortium Energía Llama und Sunmark vergeben, das mit dem Bau, der Verwaltung und der Instandhaltung der Anlage beauftragt wurde. Ein PPA mit 10-jähriger Laufzeit wurde unterzeichnet und die Fläche für den Bau der Solaranlage wurde von CODELCO zur Verfügung gestellt. Die Projektfinanzierung wurde über die Banco BCI strukturiert.¹⁸⁸ Der Solarpark Pampa Elvira besteht aus knapp 300 Solarmodulen, die sich über 44.000 m² erstrecken und 80.000 MWh Strom pro Jahr erzeugen. Die Anlage deckt 80 % des Strombedarfs von Gabriela Mistral, was 250.000 Barrel Diesel entspricht, die bisher zur Versorgung der Elektrogewinnungsanlage transportiert werden mussten.¹⁸⁹

Abbildung 30: Solarthermieanlage zur Versorgung des Förderstandorts Gabriela Mistral



Solarthermie

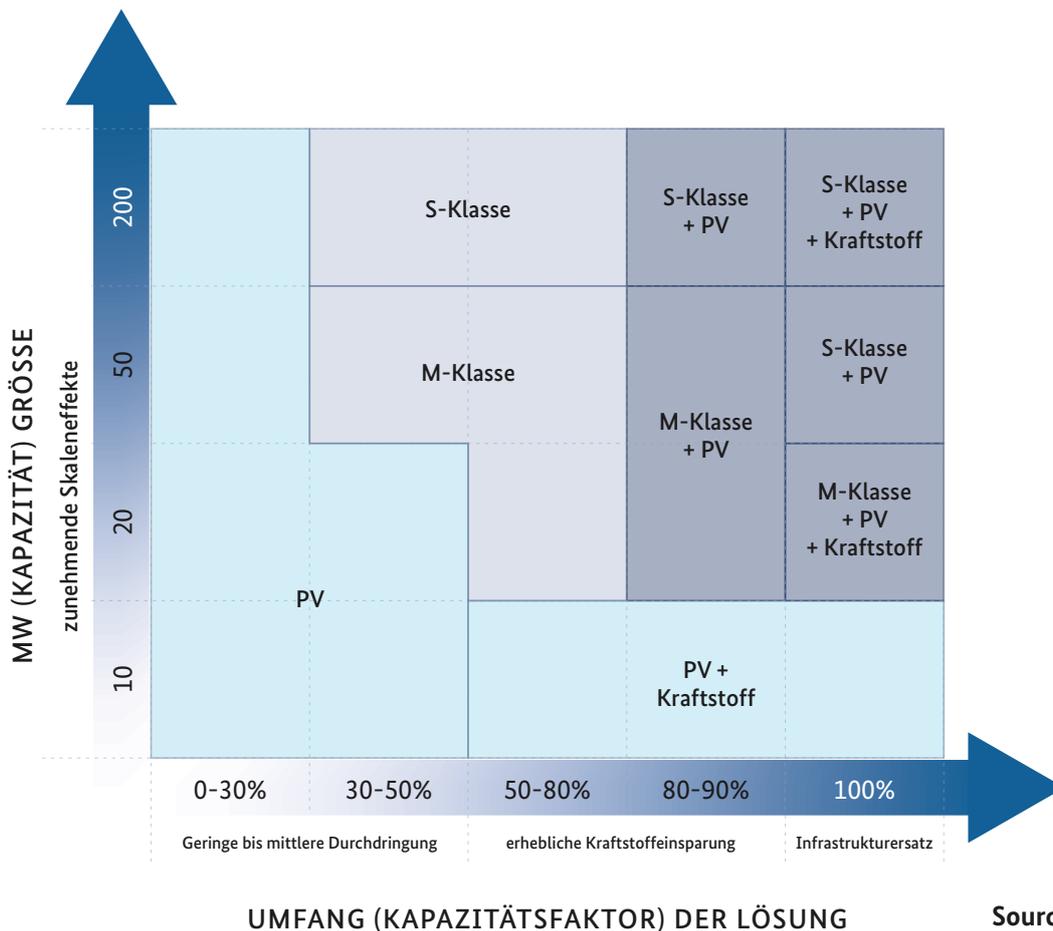
Solarthermische Kraftwerke lassen sich in Technologien mit und ohne Strahlungsbündelung unterteilen. Beide sind für den Rohstoffsektor von Interesse. Eine solarthermische Anlage ohne Strahlungsbündelung wurde am Förderstandort Gabriela Mistral in Chile integriert (Kasten 29) und dient dazu, herkömmliche Heizgeräte in der Elektrogewinnungsanlage zu ersetzen und so den Dieserverbrauch zu sen-

ken. Die aus der Solaranlage gewonnene Wärme wird in einen Wasserspeicher übertragen und anschließend zum Prozesswärmetauscher gepumpt. Der Speichertank ermöglicht es, das System zu allen Tageszeiten zu betreiben. Für den Fall, dass der Himmel bewölkt ist, sind Ersatzgeneratoren vorhanden (siehe Abbildung 30 zur Veranschaulichung des Prozesses).

Während mit solarthermischen Anlagen ohne Strahlungsbündelung Temperaturen von bis zu 150 °C erreicht werden können, sind für höhere Temperaturen solarthermische Kraftwerke mit Strahlungsbündelung (*concentrated solar power*, CSP) notwendig.¹⁹¹ Die Stromerzeugung durch solarthermische Anlagen mit Strahlungsbündelung ist gut entwickelt und kommerzialisiert. Im Grunde werden dabei die Sonnenstrahlen von Spiegeln auf einen Empfänger reflektiert, der Wärme erzeugt, die gespeichert oder in Strom umgewandelt werden kann. Als Speicher werden geschmolzene Salze oder Brennstoffe verwendet, die sich gut zur Wärmerückhaltung eignen.¹⁹² In Chile und Australien werden derzeit in Bergbauregionen mehrere CSP-Anlagen gebaut, um den steigenden Energiebedarf der Branche zu decken (*Kasten 30*). Diese Technologie hat auch das Potenzial, für metallurgische Verarbeitungszwecke, etwa zur solarthermischen Zersetzung von Aluminiumoxid oder zur Kalzinierung von Kalkstein und Magnesia, sowie für die solare Herstellung von Synthesegas zur direkten Reduktion von Metalloxiden eingesetzt zu werden.¹⁹³

Abbildung 31 zeigt das Potenzial, das CSP-Anlagen mit integriertem Speicher in Salzschnmelze zur Erhöhung der Durchdringungsrate für erneuerbare Energien an Förderstandorten aufweisen, wobei S- und M-Klasse jeweils für Solarthermieanlagen unterschiedlicher Größe stehen. Um in einem netzfernen Szenario eine 100%ige Durchdringungsrate zu erreichen, würde die Förderstätte weiterhin brennstoffbasierte Ersatzgeneratoren benötigen.

Abbildung 31: Energielösungen für Rohstoffunternehmen, die von Solar Reserve angeboten werden



Kasten 30: Cerro Dominador¹⁹⁴

Eigentümer der Solaranlage:	EIG und Abengoa	
Netzstatus:	netzgebunden	
Installierte Leistung der Solaranlage:	100 MW	
Installierte Leistung der Thermieanlage:	110 MW	
Stromerzeugung durch die Anlage:	950 GWh pro Jahr	
Inbetriebnahme der Solaranlage:	voraussichtlich 2019	
Baukosten der Solaranlage:	2,3 Mrd. USD	
PPA-Laufzeit:	15 Jahre	
CO₂-Einsparung:	873.000 Tonnen CO₂ pro Jahr	
Andere Systemkomponenten:	Thermischer Speicher in Salzsammelze (Kapazität: 17,5 Stunden)	

Das Kraftwerk Cerro Dominador ist eines der größten solarthermischen Kraftwerke, das derzeit in Lateinamerika gebaut wird. Die Anlage verfügt über eine installierte Gesamtleistung von 210 MW, die Baukosten betragen 2,3 Mrd. USD. Sie verwendet zur Stromerzeugung zwei Hauptenergiequellen: *Photovoltaik* (PV) und *Solarthermie mit Strahlungsbündelung* (CSP). Dieses innovative System ist aufgrund seiner hohen Installationskosten sowohl in der Region als auch weltweit einzigartig. Die Anlage verfügt über einen thermischen Speicher in Salzsammelze mit einer Kapazität von 17,5 Stunden, der es der Anlage ermöglicht, rund um die Uhr zu arbeiten.

Für den Bau hat die chilenische Regierung im Jahr 2015 über die *Nationale Energiekommission* (CNE) einen Beschaffungsprozess in Höhe von 1 Mrd. USD eingeleitet. Dieser basiert auf einem PPA mit 15-jähriger Laufzeit, der eine installierte Gesamtleistung von 110 MW und eine Mindestproduktion von 950 GWh pro Jahr erfordert. Die Konzession wurde zunächst an das spanische Unternehmen Abengoa vergeben. Zur Finanzierung der Anlage vergab die chilenische Regierung über das *Energieministerium* und die *chilenische Wirtschaftsentwicklungsagentur* (CORFO) einen Zuschuss von 20 Mio. USD sowie eine kostenlose Grundstückskonzession. Die Entwicklungsbank IADB (*Inter-American Development Bank*), der Clean Technology Fund, die deutsche Entwicklungsbank KfW, die Europäische Union und der Canadian Fund steuerten außerdem ein Kreditpaket von rund 500 Mio. USD bei.

Da das erste Angebot erfolgreich und die energiepolitischen Perspektiven der Region positiv waren, beantragte Abengoa die Genehmigung zur Erweiterung der Kraftwerksleistung um weitere 100 MW durch eine Photovoltaikanlage mit 392.000 Solarmodulen auf 300 Hektar. Die Erweiterung mit Kosten in Höhe von 1,3 Mrd. USD wurde Ende 2015 von der Regierung genehmigt.

Im Jahr 2016 kaufte EIG 55 % der Anteile an der Anlage zu einem Preis von 1,3 Mrd. USD. Durch diese Übernahme konnten zusätzliche Mittel aus der Privatwirtschaft gewonnen werden, die sich auf 638 Mio. USD von BBVA, Deutsche Bank, Intesa, Natixis, Santander und Société Générale beliefen.

Die Solarthermieanlage soll 2019 in Betrieb gehen. Die PV-Anlage ist bereits seit 2017 mit einer Leistung von 62 MW in Betrieb. Nach ihrer vollständigen Inbetriebnahme wird die Anlage dazu beitragen, die Emissionen Chiles um 873.000 Tonnen CO₂ zu mindern und 492.000 Haushalte mit sauberer Energie zu versorgen.

Einer der größten Einflussfaktoren dieses Projekts war der steigende Energiebedarf im Rohstoffsektor, der 2015 der größte Verbraucher im *Sistema Interconnected del Norte Grande* (SING) war.

Pumpspeicher

Obwohl die Pumpspeichertechnologie nicht neu ist, wird sie derzeit erneut aufgegriffen, um das Intermittenzproblem von erneuerbaren Energiequellen anzugehen. Pumpspeicher benötigen zwei Wasserreservoirs, die in unterschiedlicher Höhe angeordnet und durch eine Rohrleitung verbunden sind. Wenn Strom durch Intermittenzquellen erzeugt wird, pumpt ein Generator Wasser in das höher gelegene Reservoir. Bleiben Sonne oder Wind aus, wird das Wasser aus dem oberen Reservoir freigesetzt und erzeugt wie ein herkömmliches Wasserkraftwerk Strom. Die USA verfügen über eine Pumpspeicherkapazität von mehr als 20 GW,¹⁹⁶ was die Technologie zur größten Energiespeicherkomponente des Landes macht.¹⁹⁷ Derzeit wird diskutiert, ob der Hoover Dam in Nevada die größte „Batterie“ der Welt werden könnte, um die Stabilitätsprobleme zu beheben, die sich aus der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Netz ergeben.¹⁹⁸

Es wird auch erforscht, wie erneuerbare Energien in aus Wasserkraft gespeiste Stromnetze integriert werden können, um die Anfälligkeit der Stromerzeugung gegenüber sich aufgrund der Auswirkungen des Klimawandels ändernden hydrologischen Bedingungen zu verringern.¹⁹⁹ Dies bietet rohstoffreichen Ländern mit einem auf Wasserkraft basierendem Stromnetz*, an das Förderstätten angeschlossen sind, neue Möglichkeiten. Es gibt mehrere Beispiele, in denen Rohstoffunternehmen in den Ausbau von Wasserkraftwerken und der Übertragungsinfrastruktur investiert haben, wenn die Kosten dafür niedriger sind als beim Selbsterzeugermodell.²⁰¹ An Standorten, an denen dies zutrifft und machbar ist, könnten Rohstoffunternehmen zur Einführung erneuerbarer Energien in solche Systeme beitragen, um hydrologische Risiken zu verringern und ihre Stromversorgung sicherzustellen.

Stillgelegte Förderstätten eignen sich ebenfalls gut für Pumpspeichersysteme. Derzeit laufen Studien mit dem Ziel, Tiefbaugruben mit Wasser zu füllen und das Wasser zu den oberirdischen Reservoirs zu pumpen.²⁰² Die fortschrittlichste Pumpspeicheranlage zur Speicherung von Energie aus zwei Tagebauen befindet sich in Australien (*Kasten 31*).

Wasserstoff

Die Wasserstofftechnologie hat das Potenzial, flüssige Brennstoffe in Bergbaumaschinen zu ersetzen und als Energiespeicher genutzt zu werden. In Verbindung mit erneuerbaren Energiequellen wird im ersten Schritt Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff kann dann für die Versorgung von Lkw und Stromerzeugungsanlagen verwendet oder für die spätere Nutzung in Tanks gespeichert werden. Der Vorteil von Wasserstoff gegenüber batteriebetriebenen Lkw-Systemen besteht darin, dass er keine langen Ladezyklen erfordert, bestehende Flotten leichter an duale Wasserstoff/Diesel-Systeme angepasst werden können und dass Wasserstoff besser für große und schwere Lkw geeignet ist. In Chile hat CORFO gemeinsam mit einer Reihe von privatwirtschaftlichen Akteuren des Rohstoffsektors Wasserstoff-Solarenergiesysteme entwickelt und die Förderfahrzeuge auf Hybrid-Antrieb umgestellt.²⁰³ Die Förderstätte Raglan ist ein Beispiel dafür, wie Wasserstoff zu Speicherzwecken genutzt werden kann (*Kasten 32*). Impala Platinum Holdings Limited hat auch in Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien investiert, um die Tätigkeit des Unternehmens in Südafrika zu fördern.²⁰⁴

HINWEIS

* In Afrika befinden sich die leistungsfähigsten Wasserkraftwerke zum Beispiel in: Äthiopien (2.552 MW), Demokratische Republik Kongo (2.495 MW), Sambia (2.272 MW), Südafrika (2.251 MW, Pumpspeicher 1.580 MW), Sudan (2.250 MW), Mosambik (2.187 MW), Nigeria (2.040 MW) und Ghana (1.584 MW).²⁰⁰

Kasten 31: Pumpspeicher-Wasserkraftwerk Kidston²⁰⁵

Standort:	Far North Queensland
Installierte Leistung:	250 MW, 2000 MWh
Erzeugungsdauer:	8 Stunden
Zeit bis zur Inbetriebnahme:	<30 Sekunden



Die Anlage Kidston wird von Genex Power geplant und umfasst zwei Phasen. Die erste Phase wurde ein 50 MW-Solarpark fertiggestellt, der Ökostrom in das Netz einspeist. In der zweiten Phase ist eine 270 MW-Solaranlage mit einem 250 MW-Pumpspeichersystem vorgesehen – die erste ihrer Art in Australien. Die Machbarkeitsstudie wurde erfolgreich abgeschlossen und Genex Power rechnet damit, bis Ende 2018 Abnahmevereinbarungen zu treffen und einen finanziellen Abschluss zu erreichen. ARENA hat einen Zuschuss von 4 Mio. AUD für die technische Machbarkeitsstudie gewährt und wird auch für die zweite Phase des Projekts, deren Kosten auf rund 740 Mio. AUD geschätzt werden, einen Zuschuss bereitstellen.²⁰⁶

Das Pumpspeichersystem wird zwei Gruben eines alten Goldbergwerks nutzen, das über 100 Jahre lang eines der größten in Australien war. Barrick legte die Förderstätte still und veranlasste ab 2001 ihre Instandhaltung. Die beiden Gruben haben sich mit Wasser gefüllt und ein Großteil ihrer Infrastruktur ist noch erhalten, einschließlich des Anschlusses an das Stromnetz. Darüber hinaus ist das ebene Gelände der sanierten Abraumanlage gut für den Bau der Solaranlage geeignet und erfordert keine Rodung.²⁰⁷ Diese Standortvorteile haben zum Erfolg der Machbarkeitsstudie beigetragen.



Kasten 32: Der Förderstandort Raglan von Glencore

Standort:	Cape Smith Belt, Nunavik, Québec
Eigentümer des Förderstandorts:	Glencore
Netzstatus:	netzgebunden
Installierte Leistung der Windkraftanlage:	3 MW
Inbetriebnahme der Windkraftanlage:	2014
Baukosten der Windkraftanlage:	22 Mio. CAD
Eigentümer der Windkraftanlage:	TUGLIQ
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	2,4 Mio. Liter



Hintergrund: Der Förderstandort Raglan ist ein großer unterirdischer Nickel-Kupfer-Abbaukomplex in der arktischen Region Kanadas. Die Produktion wurde 1997 aufgenommen, die Vorkommen reichen für mindestens weitere 25 Jahre.

Windkraftanlage: Im Jahr 2014 schloss Tugliq, ein Anbieter von schlüsselfertigen Energielösungen, mit dem Rohstoffunternehmen Raglan Mine eine Partnerschaft zum Bau und Betrieb eines Wind-/Wasserstoffkraftwerks mit Kosten in Höhe von 22 Mio. CAD. Die Anlage stellt eine bahnbrechende Neuerung dar, da unter arktischen Bedingungen Speichertechnologien und ein fortschrittliches Kontrollsystem erprobt werden. Die Stromversorgung dieser netzfernen Region wurde bislang durch Dieselkraftstoff gedeckt, wobei zwischen 0,25 CAD und 0,60 CAD pro kWh bezahlt wurden.

Am Förderstandort Raglan entfallen 13 bis 18 % der Betriebskosten auf die Stromversorgung.²⁰⁸

Zunächst wurde eine 3 MW-Windturbine mit einem dreistufigen Speichersystem installiert. Während der 20-jährigen Lebensdauer der Windturbine sollen gegenüber der ausschließlich mit Diesel betriebenen Lösung Einsparungen von rund 41 Mio. CAD an Kosten für Kraftstoff, Betrieb und Wartung erzielt werden.²⁰⁹

Die dreistufige Speicherarchitektur besteht aus einem Speicherschwungrad mit schnellen Transienten, um starke Windkraftschwankungen in kurzer Zeit herauszufiltern, einem Kurzzeit-Lithium-Batteriespeicher, um Dieselgeneratoren oder Brennstoffzellen als Übergangsreserve in Betrieb zu nehmen, und einem Wasserstoff-Brennstoffzellenspeicher, um den Verlust von Windenergie über längere Zeiträume zu minimieren und Energie aufzunehmen, die sonst verloren gehen würde.²¹⁰

Dieser Aufbau minimiert den Verschleiß der jeweils mit Diesel betriebenen Ersatzgeneratoren und der Reserveleistung. So wird auch die überschüssige Strommenge erfasst, die bei starken Windverhältnissen anfällt, wenn die Windenergie den Bedarf übersteigt.²¹¹ In Zukunft kann die Wasserstoffspeicherlösung die Verwendung von Wasserstoff für den Lkw-Fuhrpark ermöglichen und dadurch zusätzlichen Diesel einsparen.²¹²

Eine zweite 3 MW-Windturbine wird derzeit installiert, um letztendlich einen Windpark mit einer Leistung von 9 MW bis 12 MW zu schaffen.²¹³ Das Speichersystem wird ausschließlich auf Lithium-Batterien basieren. Ziel ist es, eine EE-Durchdringung von 15 bis 20 % zu erreichen.

Die Anlage wird durch Zuschüsse der kanadischen Bundes- und Landesregierung unterstützt, einschließlich Zuschüssen zur Förderung von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für erneuerbare Energien an Förderstandorten.²¹⁴ Die Forschungsergebnisse sollen auf lokale Gemeinschaften und Regierungen übertragen werden, um den schnelleren Ausbau der Windkraft in der Arktis zu ermöglichen.²¹⁵

3.1.5. Modulare Solaranlagen

Wie bereits in Teil 2 beschrieben, ist einer der wichtigsten begrenzenden Faktoren bei der Einführung erneuerbarer Energien im Rohstoffsektor der enge Zeitrahmen, zu dem Rohstoffunternehmen bei der Unterzeichnung von PPAs bereit sind. Darüber hinaus erfordert die Stromversorgung bei der Explorationsphase eine mobile Lösung, da sie zeitlich relativ begrenzt ist und es keine Garantie dafür gibt, eine ausreichende Menge an wertvollen Mineralvorkommen zu finden, um die Errichtung teurer Energielösungen zu rechtfertigen.²¹⁶ In diesem Zusammenhang ist die zunehmende Entwicklung semi-mobiler, flexibler Solar- und Windenergielösungen für den Rohstoffsektor attraktiv. Dabei kann ein PPA mit verkürzter Laufzeit vorgesehen werden, und die Systeme können andernorts eingesetzt werden, wenn das PPA nicht verlängert wird. Modulare EE-Technologien weisen auch Umweltvorteile auf, die sie kostengünstig machen, weil „weniger Ressourcen benötigt werden, weniger Material zu abgelegenen Standorten transportiert werden muss und beim Abbau der Systeme auch die Auswirkungen minimiert werden“.²¹⁷ SunSHIFT ist bislang der führende Anbieter auf Markt für modulare Solaranlagen (*Kasten 33*).*

HINWEIS

- * Ein Hindernis, das bei der rasanten Weiterentwicklung von Solartechnologien bestehen bleibt, ist, dass Unternehmen es vorziehen könnten, in gänzlich neue Technologien zu investieren, anstatt in ältere und weniger effiziente bereitgestellte Solarsysteme.



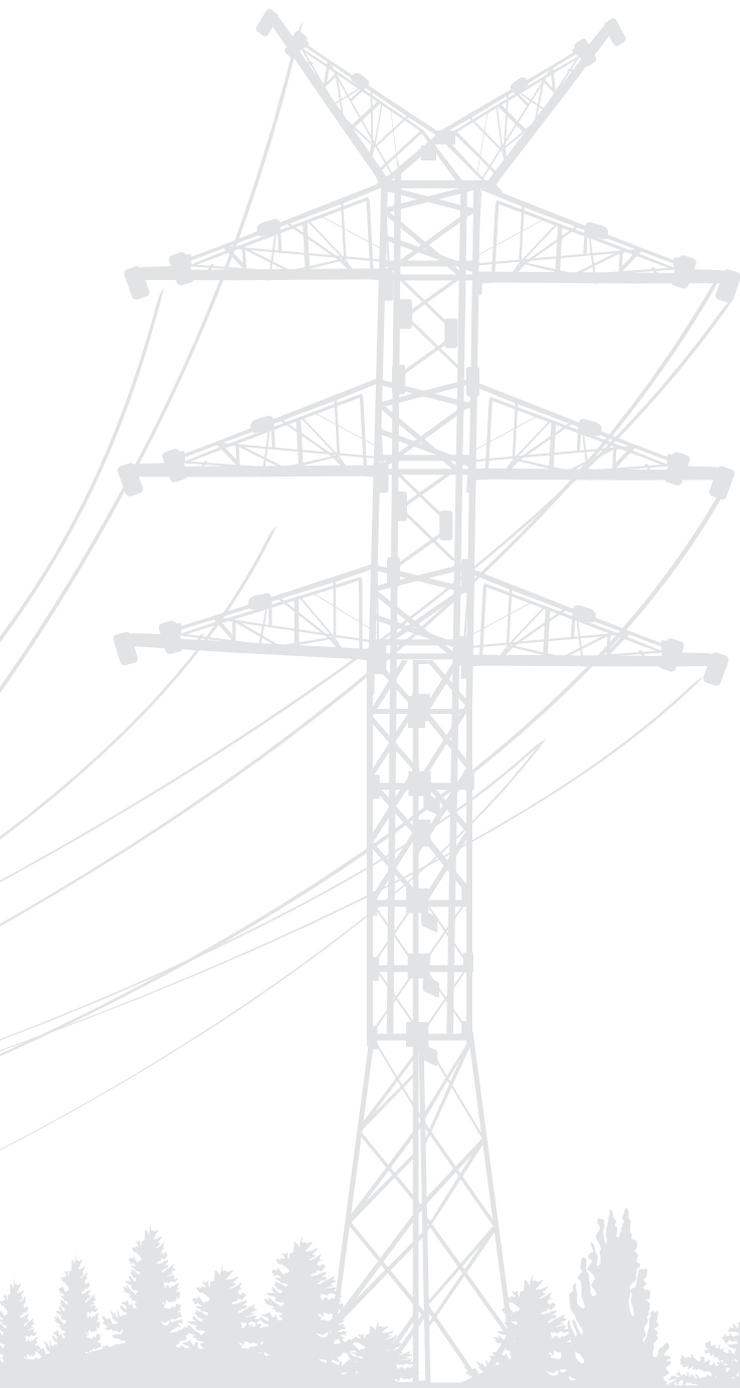
3.1.6. Blockchain

Die Blockchain-Technologie hilft bei der Nachverfolgung von Informationen, indem sie Transaktionen mit einem eindeutigen und nachvollziehbaren Code versieht. So kann potenziell für mehr Transparenz gesorgt werden und der Handel einfacher und sicherer gemacht werden. Im Energiesektor können Nutzer mit der Blockchain-Technologie verfolgen, wer Strom produziert und wer Strom verbraucht, sofern intelligente Zähler verwendet werden, die so genannten „Oracles“. Dies kann bei der Beschleunigung dezentraler Energiesysteme besonders hilfreich sein, da es die Verfolgung von an Erzeuger und von Verbrauchern geleisteten Zahlungen sowie die Verwaltung digitaler Ressourcen erleichtert.

Obwohl diese Technologie im netzfernen Selbsterzeugermodell nur begrenzte Vorteile bietet, könnte sie eine Rolle bei der Verbreitung virtueller PPAs im Netz spielen, da Quellen und Zahlungen einfacher und transparenter nachvollzogen werden können. Für den Fall, dass Strom auch über ein Minigrid an nahe gelegene Gemeinden verkauft wird, könnten Gemeindemitglieder mit kleinen Erzeugungs- und Speicherkomponenten (z.B. Elektrofahrzeuge) etwa während niedriger Verbrauchszeiten Strom an das Förderprojekt zurückverkaufen, was neue Märkte schafft und neue Arten der Stromversorgung ermöglicht.

Ein weiteres mögliches Einsatzgebiet der Blockchain im Zusammenhang mit Rohstoffunternehmen ist ihre Anwendung bei der Nachverfolgung von „grünen“ Mineralien (*siehe Abschnitt 3.1.6*).

Mit zunehmender Reife der Blockchain-Technologie ist mehr Forschung erforderlich, um ihr Potenzial für die in diesem Bericht behandelten Themen noch besser zu verstehen.



Kasten 33: Die modulare Solarlösung von SunSHIFT

SunSHIFT ist eine vorgefertigte, modulare und mobile Technologie zur Erzeugung von Solarenergie, die speziell für die Herausforderungen der netzfernen Rohstoffförderung entwickelt wurde. Das Konzept wurde ursprünglich 2013 vom Ingenieur-, Beschaffungs- und Bauunternehmen Laing O'Rourke entwickelt, das in Großbritannien ansässig und weltweit tätig ist. Es wurde der *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) im März 2014 vorgestellt, die einen Zuschuss von 410.000 AUD zur Finanzierung der ersten Machbarkeitsstudie für eine hybride Solar-Diesel-Anlage gewährte.²¹⁸ Zusätzliche Mittel wurden von ARENA während der gesamten Pilot- und Testphase bereitgestellt.²¹⁹

Nach dem Erfolg des Pilotprojekts hat ARENA 2,1 Mio. AUD zugesagt und unterstützte dadurch im April 2017 den Testbetrieb einer 1 MW-Anlage von SunSHIFT in der Hunter-Region von New South Wales. Bei der Entwicklung der modularen Hybridlösungen arbeiteten mehrere Partner zusammen, darunter der US-amerikanische Photovoltaikhersteller SunPower Corp., das schwedisch-schweizerische Industrietechnologieunternehmen ABB und die Laing O'Rourke-Tochter Select Plant, die über 200 Dieselgeneratoren in ganz Australien betreibt.

Integration im Rohstoffsektor: SunSHIFT arbeitet mit New Century Resources zusammen, um eine 120 kW-Solaranlage für den Förder- und Weiterverarbeitungsstandort Century des Unternehmens im Nordwesten von Queensland zu realisieren. Die vereinbarte Strompreis wurde mit einem flexiblen PPA unter 120 AUD/MWh gehalten.²²⁰ Diese Kosten stellen eine erhebliche Kostenersparnis im Vergleich zu den rund 400 AUD/MWh dar, die die Förderstätte für mit Diesel erzeugten Strom bezahlt.²²¹

In Zusammenarbeit mit South32 plant SunSHIFT die Konstruktion einer 3 MW-Anlage am Standort des Zink-, Blei- und Silberbergwerks Cannington in Queensland. Überschüssiger Strom aus der Solaranlage, die vor allem das Dorf und den Flughafen mit Energie versorgen wird, wird der Verarbeitung und dem Betrieb der Förderstätte zugeführt.²²² Die Einrichtung in Cannington ist die erste für die netzferne Rohstoffförderung entworfene Solaranlage, die in ein Gaskraftwerk integriert wird. Nach der Fertigstellung wird es sich um größte mobile Solaranlage der Welt handeln. Sie wird 4.000 bis 6.000 Tonnen Treibhausgasemissionen pro Jahr einsparen.²²³

Vorteile:

1. SunSHIFT konnte das mit immobilien Solaranlagen verbundene Vermögensrisiko der „Stranded Assets“ verringern, weil die Module Eigentum des Unternehmens sind und an einen anderen Standort verlagert werden können, wenn die Förderstätte stillgelegt wird.
2. Da die Solarmodule mobil sind, kann SunSHIFT die Laufzeit von PPAs verkürzen. Dadurch wird Solarenergie für Rohstoffunternehmen, die sich nicht auf längere PPAs festlegen können oder wollen, im Vergleich zu Dieselgeneratoren wettbewerbsfähig. PPAs haben zur Projektfinanzierung eine Mindestlaufzeit von vier Jahren, aber die Verträge enthalten eine Kündigungsklausel, die es den Betreiberunternehmen erlaubt, das PPA unter besonderen Umständen (z.B. wenn die Vorkommen erschöpft sind) zu beenden.²²⁴
3. Die vorgefertigten und elektrisch voreingestellten Panels von SunSHIFT ermöglichen eine deutliche Reduzierung der Entwicklungszeit und -kosten. Besonders in Ländern mit hohen Lohnkosten wie Australien stellt dies ein im Vergleich zu Festinstallationen kostengünstigeres und effizienteres System dar.
4. Die SunSHIFT-Lösungen werden in 2 kW-Modulen angeboten, die zu 1 MW-Blöcken zusammengesetzt werden können und sich problemlos in Dieselgeneratoren und Energiespeicher integrieren lassen. Dies bietet Rohstoffunternehmen Flexibilität und die Möglichkeit, erneuerbare Energien schrittweise zu integrieren.²²⁵

Kasten 34: ARENA

ARENA wurde von der australischen Bundesregierung im Juli 2012 mit dem Ziel gegründet, die Kommerzialisierung innovativer EE-Lösungen zu unterstützen und deren Wettbewerbsposition und Verbreitung landesweit zu verbessern. ARENA ist bestrebt, Projekte zu unterstützen, deren Finanzierung sich sowohl aus kommerziellen als auch aus nicht-kommerziellen Quellen zusammensetzt.²²⁷ Die Organisation will dazu beitragen, bestehende Hindernisse von der frühen Entwicklungsphase bis zur kommerziellen Nutzung zu überwinden. Durch die Unterstützung von Forschungs-, Entwicklungs- und Pilotprojekten hilft ARENA dabei, neue und innovative Technologien risikofrei zu machen.²²⁸ Um diese Ziele zu erreichen, bietet die Agentur die folgenden Unterstützungsmaßnahmen:

- Finanzierung von innovativen Projekten, Pilotprojekten, Technologien und Unternehmen in der Anfangsphase, die Schwierigkeiten beim Zugang zu Kapital haben, in Form von Zuschüssen.
- Forschungs- und Entwicklungsunterstützung.
- Wissens- und Informationsaustausch über Technologien und bewährte Verfahren.
- Beratung von staatlichen Stellen und Sensibilisierung der Öffentlichkeit für erneuerbare Energien.

Der Agentur verfügt bis 2022 über ein Anfangsbudget von 2,5 Mrd. AUD. Außerdem flossen ihr rund 1 Mrd. AUD zu, als sie die Verantwortung für das Australian Centre for Renewable Energy übernahm. Trotz der Tatsache, dass ARENA stetem politischen Wandel ausgesetzt ist,²²⁹ hat die Agentur in den letzten sechs Jahren 320 Projekte mit einem Investitionsvolumen von über 3,5 Mrd. AUD betreut.²³⁰

Unter anderem wurden die folgenden an Förderstandorten befindlichen EE-Anlagen von ARENA unterstützt:

- Förderung der 6,7 MW-PV-Anlage von First Solar am Bauxitbergwerk Weipa von Rio Tinto in Queensland im Jahr 2014.^{231, 232}
- Bereitstellung eines rückzahlbaren Zuschusses in Höhe von 2,1 Mio. AUD im Jahr 2017 zur Präsentation einer 1 MW-Installation von SunSHIFT, dem Unternehmen, das Pionierarbeit für gleichnamige mobile Solarmodule leistet (siehe Fallstudie SunSHIFT).
- Bereitstellung von rückzahlbaren Zuschüssen in Höhe von 20,9 Mio. AUD für eine 10,6 MW-Solaranlage und einen 6 MW-Energiespeicher für das Kupferbergwerk DeGrussa von Sandfire Resources (siehe Fallstudie DeGrussa).^{233, 234}
- Erstellung eines Leitfadens, der 2018 veröffentlicht werden soll und bewährte Verfahren für den Bau von EE-Anlagen an Förderstandorten untersucht, von der Standortbewertung und Datenerhebung über die Aushandlung des Stromkaufvertrags bis hin zum finanziellen Abschluss.

Kasten 35: Das A-B-C-Modell²³⁷

Das A(nchor)-B(usiness)-C(ommunity)-Modell sieht vor, dass ein großer, zuverlässiger und kreditwürdiger Kunde, der so genannte Ankerkunde, den Strombezug garantiert, um ein Kraftwerk für einen unabhängigen Erzeuger rentabel zu machen. Dazu können Projekte in den Bereichen Rohstoffgewinnung, Tourismus, Landwirtschaft und Telekommunikation gehören. So gibt es z.B. in Afrika schätzungsweise 150.000 Mobilfunkmasten, die sich oft in netzfernen Gebieten befinden, die Anschluss ans Stromnetz benötigen. Der Ankerkunde ermöglicht es dem unabhängigen Stromerzeuger, ein leistungsfähigeres Kraftwerk zu bauen und auch umliegende Unternehmen und Gemeinden zu versorgen, wodurch die Produktivität gesteigert und die lokale Entwicklung gefördert wird. Der unabhängige Stromerzeuger profitiert von der Erschließung neuer Marktsegmente und der Risikominderung durch den vom Ankerkunden garantierten Strombezug. Dieser profitiert seinerseits von niedrigeren Stromkosten und kann potenziell die gesellschaftliche Akzeptanz seines Unternehmens in der Region weiter ausbauen. Die GIZ hat entsprechende Pilotprojekte in Ostafrika durchgeführt und bei der Strukturierung von Finanzpartnerschaften mitgewirkt. Die *Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft* (DEG) kann solche Projekte finanziell unterstützen, insbesondere wenn sie erneuerbare Energiequellen nutzen.

3.2. Kompetenz

3.2.1 Privatwirtschaft

Immer mehr Rohstoffunternehmen führen erneuerbare Energien an ihren Förderstandorten ein und sammeln so Erfahrung und Knowhow. Auch die unabhängigen Stromerzeuger erweitern ihr Wissen über die Besonderheiten des Rohstoffsektors, die sie berücksichtigen müssen, wenn sie EE-Lösungen anbieten. Diese Erfahrungswerte, insbesondere wenn sie beginnen, den Rohstoffunternehmen wirtschaftliche Vorteile zu schaffen, werden die Integration erneuerbarer Energien an Förderstandorten weiter vorantreiben und eine Schlüsselrolle bei der Steigerung der Durchdringungsrate von erneuerbaren Energien spielen.

3.2.2. Regierungen und NGOs

Regierungsstellen und gemeinnützige Organisationen arbeiten daran, das Vertrauen von Investoren und Rohstoffunternehmen in erneuerbare Energien zu stärken. Diese Organisationen tauschen unternehmensübergreifend Erfahrungen aus und leisten finanzielle Beiträge für F&E und Pilotprojekte. Auf Regierungsseite hat insbesondere ARENA in Australien die Integration erneuerbarer Energien im Rohstoffsektor vorangetrieben (*Kasten 34*).

Das *Rocky Mountain Institute* (RMI) unterstützt mit seinem *Sunshine for Mines*-Programm die Einführung erneuerbarer Energien an Förderstandorten. Im Rahmen des Programms wurden die Ergebnisse eines der früheren Projekte zur Integration erneuerbarer Energien an der Förderstätte Thabazimbi von Cronimet unterstützt und veröffentlicht (*Kasten 27*). Das RMI entwickelt weiterhin Instrumente und sammelt Informationen, um die Einführung erneuerbarer Energien durch die Rohstoffindustrie zu unterstützen. Dabei arbeitet die Einrichtung direkt

mit Rohstoffunternehmen und unabhängigen Stromerzeugern zusammen, unterstützt Screening-Studien zu erneuerbaren Energien und optimiert Machbarkeitsstudien und Marktforschung.²²⁶

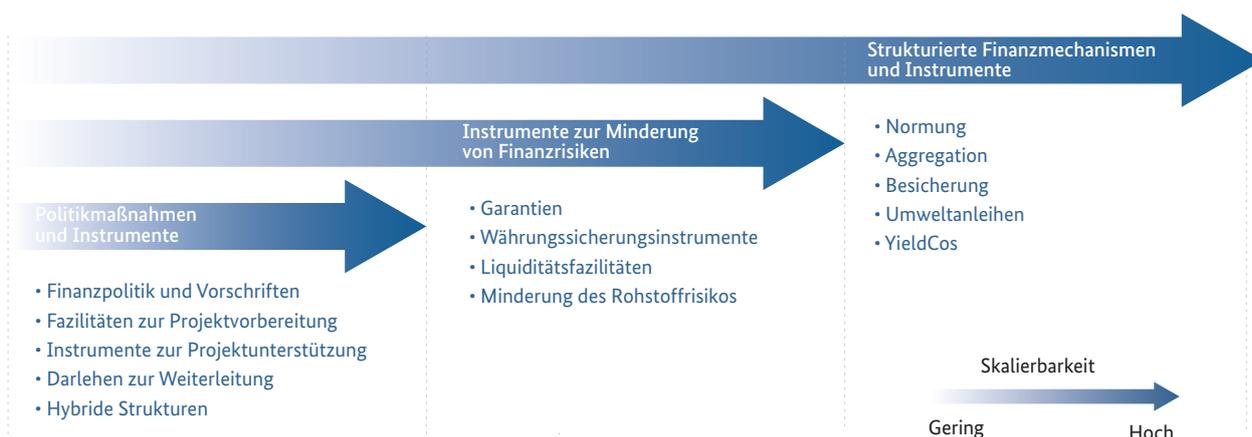
3.2.3. Geber

Auch die Geber verfügen über Erfahrungen, die sie bei der Gestaltung von Fördermaßnahmen und der Beschaffung von EE-Lösungen gesammelt haben. *Abbildung 32* verdeutlicht einige der Mechanismen, die die Geber zur weiteren Erschließung erneuerbarer Energien beitragen können.²³⁵

Es gibt zahlreiche Geberprojekte zur Unterstützung von EE-Anlagen. So ist die GIZ beispielsweise seit langem Partner der chilenischen Regierung, um deren Politik im Bereich der erneuerbaren Energien mit den Finanzierungsprojekten der *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW) zu unterstützen. So konnten Anlagen finanziert werden, die heute Förderstätten mit Strom beliefern (*siehe Kasten 37*). Darüber hinaus unterstützt die GIZ Projekte zum Ausbau der Stromversorgung in ländlichen Gebieten von Entwicklungsländern, die darauf abzielen, Ankerkunden für die Stromversorgung von umliegenden Unternehmen und Gemeinden zu gewinnen (*siehe Kasten 35*).

Ein weiteres Beispiel ist das *Scaling Solar*-Projekt der Weltbankgruppe (*Kasten 36*), das Staaten dabei unterstützt, die Risiken von Beschaffungsprogrammen für unabhängige Erzeuger von Solarenergie zu minimieren. Dabei konnten führende Entwickler zu wettbewerbsfähigen Preisen in Ländern, die als risikant gelten, gewonnen werden. Neben der Unterstützung von Gesetzesreformen, die Investitionen in erneuerbare Energien anregen, können länderübergreifende Erfahrungen aus diesen Programmen auch Rohstoffunternehmen dabei helfen, EE-Anlagen risikofrei umzusetzen.

Abbildung 32: Richtlinien, Instrumente und Mechanismen, die Hindernisse beseitigen und Risiken mindern



Kasten 36: Scaling Solar

Scaling Solar ist ein von der Weltbankgruppe im Jahr 2015 entwickeltes und von der *International Finance Corporation* (IFC) geführtes Programm. Das Hauptziel des Programms ist die Schaffung von einträglichen solaren Großkraftwerken in Schwellenländern, insbesondere in Afrika.

Trotz der vielen Möglichkeiten, die es in Schwellenländern für die Errichtung von Solarkraftanlagen gibt – Schätzungen zufolge besteht allein in den Ländern Sambia, Senegal, Äthiopien und Madagaskar ein Potenzial von 1,2 GW – hat die Scaling Solar Initiative (SSI) eine Reihe von Herausforderungen identifiziert, die es zu meistern gilt, um die Chancen erneuerbarer Energien in diesen Ländern erfolgreich zu nutzen. Zu den wichtigsten Herausforderungen des Programms gehören (1) die begrenzte institutionelle Kapazität bei der Vergabe von EE-Konzessionen, (2) die mangelnde Finanzierung von Großprojekten, (3) der mangelnde Wettbewerb auf dem Energiemarkt, (4) hohe Transaktionskosten und (5) die subjektive Risikowahrnehmung.²³⁸

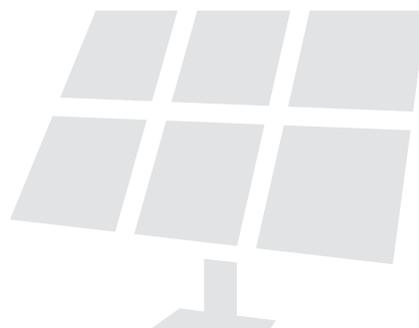
Um diese Herausforderungen zu bewältigen, fungiert die Scaling Solar Initiative als zentrale Anlaufstelle, bei der die Regierungen Ratschläge zu Verhandlungen mit EE-Unternehmen erhalten können; die Hilfe bei der Durchführung von Ausschreibungsverfahren leistet, um durch eine aktive und breite Beteiligung das bestmögliche Ergebnis zu gewährleisten; und die projektbezogene Risiken durch ihre Vermittlung mindert.²³⁹

Das Programm wurde so gestaltet, dass es innerhalb von zwei Jahren, nachdem ein Land um Unterstützung gebeten hat und diese erteilt wurde, aktiv werden kann. Zu diesem Zweck wird der Prozess in drei Phasen mit fünf wesentlichen Schritten unterteilt. In der ersten Phase (acht Monate) unterstützt die IFC das Empfängerland bei der Leitung des Beschaffungsprozesses, einschließlich der technischen und rechtlichen Vorbereitungen sowie bei den Machbarkeitsstudien, bei der Erstellung und Durchführung der Ausschreibung und bei der Bestimmung des erfolgreichen Bieters. In der zweiten Phase (sechs Monate) unterstützt das Programm den erfolgreichen Bieter und die Regierung bei der finanziellen Abwicklung des Projekts, z.B. Beim Vertragsabschluss, Versicherungsfragen und der Übertragung des Darlehens. In der Endphase (10 Monate) ist der erfolgreiche Bieter für den Bau und Betrieb der Solaranlage verantwortlich.²⁴⁰

Die Tätigkeit in Sambia stellte eine der positivsten Erfahrungen des Programms dar. Sambia war das erste Land, in dem ein Scaling Solar-Projekt durchgeführt wurde. Nach der Energiekrise im Jahr 2015 konnte das Programm 48 Unternehmen als Bewerber gewinnen. Davon haben sich vorab 11 Unternehmen dafür qualifiziert, die erste PV-Großanlage mit einer Leistung von 2x50 MW im Rahmen der ersten Runde des 600 MW-Gesamtziels zu konstruieren.²⁴¹

Neoen/First Solar erhielt den Zuschlag. Zur Finanzierung des 40 Mio. USD umfassenden Projekts wurden von der IFC, der IFC-Canada und der Overseas Private Investment Corporation drei vorrangige Darlehen vereinbart.²⁴² Dank dieser Partnerschaft konnte eine 47,5 MW-Anlage gebaut werden, die für die nächsten 25 Jahre auf verlässliche Weise umweltfreundlichen Strom zu einem Festpreis von 0,015 USD/kWh liefert, dem damals niedrigsten Preis im subsaharischen Afrika.²⁴³ Darüber hinaus wurde aufgrund des Erfolgs dieses Projekts in Sambia ein zweiter Ausschreibungsprozess für eine weitere 180 MW-Anlage gestartet.

Da die erste Anlage in Sambia im September 2018 fertiggestellt wurde, sind die Auswirkungen des Projekts noch nicht vollständig absehbar und werden geprüft. Verschiedene Investoren haben angemerkt, dass der niedrige Strompreis ein erhebliches Hindernis für zukünftige Investitionen in andere Projekte darstellen kann.



3.3. Finanzierung

3.3.1. Unternehmens-PPAs

Die Finanzierung von unabhängigen Stromversorgern, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen wollen, stellt nach wie vor die größte Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere für Entwicklungsländer, in denen erneuerbare Energien noch nicht im Regulierungssystem berücksichtigt werden und in denen die subjektiv wahrgenommenen Risiken höher sind.²⁴⁴ In Hinblick auf Unternehmens-PPAs lassen sich jedoch positive Entwicklungen beobachten. Im Bankensektor werden Erfahrungen damit gesammelt, Finanzierungslösungen zur Unterstützung von EE-PPAs zu entwickeln. So wurden zahlreiche PPA-Varianten entwickelt, um den unterschiedlichen Projektspezifikationen und -risiken gerecht zu werden. Dies hat in den letzten Jahren zu einem Anstieg des Volumens an Unternehmens-PPAs geführt (*Abbildung 33*).

Außerdem wurden „Matching-Plattformen“ entwickelt, um den Anbietern von Strom aus erneuerbaren Energien die Käufersuche zu erleichtern (*Tabelle 5*). Diese Plattformen könnten auch die Standardisierung von PPAs vorantreiben und so Transaktionen beschleunigen.²⁴⁵

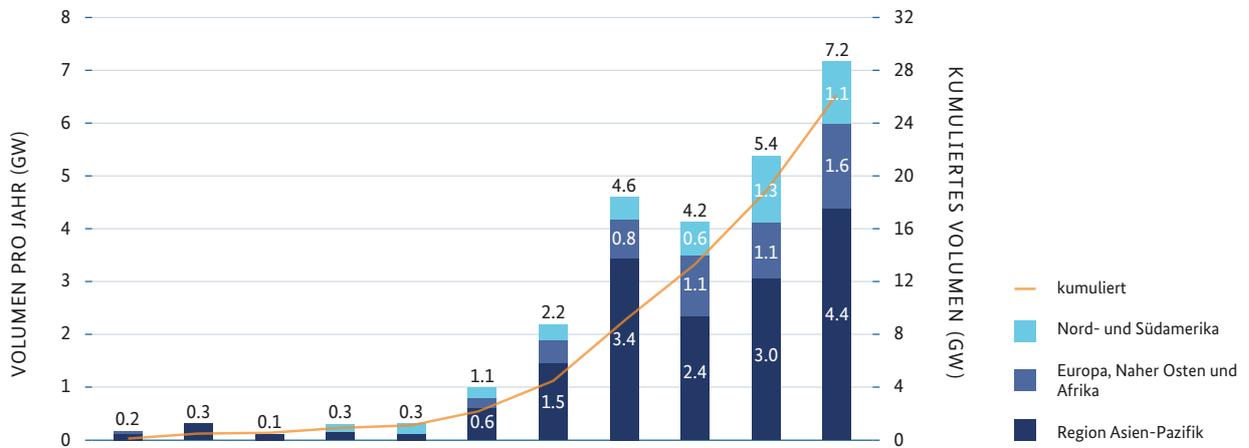
3.3.2. Versicherungen

Mit neuen Versicherungsprodukten sollen Firmenkunden vor unvorhergesehenen Ereignissen geschützt werden. Es wurden über 80 Risiken identifiziert, die Versicherungsunternehmen zur Unterstützung von EE-Projekten entwickelt haben.²⁴⁶ Der Zugang zu Kapital wird als das höchste Risiko bei EE-Projekten angesehen. Versicherungen sind das gebräuchlichste Instrument, um dieses Risiko auf Dritte zu übertragen.²⁴⁷ So wurde beispielsweise der 105 MW-Windpark in Maevaara, Schweden, von der Allianz versichert, die die Darlehen für den Bau des Windparks durch OX2 gewährte und die fertiggestellte Anlage schließlich übernahm. Die Allianz und Google unterzeichneten ein PPA mit einer Laufzeit von 10 Jahren, hier war Google der Abnehmer (*siehe Kasten 24*).²⁴⁸

Munich Re hat Versicherungsprodukte für das zweithöchste Risiko im Zusammenhang mit EE-Projekten entwickelt, nämlich für den Schutz vor technischen Ausfällen bei an Land befindlichen EE-Anlagen sowie für spezifische Versicherungen für die Betriebsleistung und Energieeffizienz von Solaranlagen. Diese Produkte bieten im Falle von Leistungseinbußen oder -ausfällen, technischen Pannen und Verbindlichkeiten gegenüber Dritten Entschädigungszahlungen für einen Zeitraum von 5 Jahren.²⁵¹ FM Global Insurance hat sich auf die Minderung negativer externer Auswirkungen spezialisiert, die als das dritthöchste Risiko im Zusammenhang mit EE-Projekten angesehen werden.²⁵²



Abbildung 33: Unternehmens-PPAs



Quelle: Bloomberg NEF²⁴⁹

Tabelle 5: Matching-Plattformen

	Netzgebundene Projekte
RE-Source Plattform	Die RE-Source Plattform, die 2017 von solarPower europe, Windeurope, re100 und WBcsD ins Leben gerufen wurde, ist ein europäisches Bündnis von Interessengruppen, die Käufer und Lieferanten von sauberer Energie im Unternehmensbereich vertreten. Die Plattform bündelt Ressourcen und koordiniert Maßnahmen, um sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene einen besseren Rahmen für die Versorgung von Unternehmen mit erneuerbaren Energien zu schaffen.
Renewable Energy Buyers Alliance (REBA)	Wird geleitet vom World Wildlife Fund, dem World Resources Institute, dem Rocky Mountain Institute und Business for Social Responsibility, einem Netzwerk, das kunden-, lieferanten- und politikübergreifend daran arbeitet, Hindernisse für den Kauf von sauberer und erneuerbarer Energie zu identifizieren und Lösungen zu entwickeln, die der schnell wachsenden freiwilligen Nachfrage entsprechen.
Energy Web Foundation	Diese vom Rocky Mountain Institute und Grid Singularity gegründete Gruppe konzentriert sich nicht direkt auf Unternehmens-PPAs, sondern steht dafür, wie die Blockchain-Technologie Innovationen für den Energiehandel schaffen kann, die neue Modelle ermöglichen, mit denen Erzeuger und Nutzer zusammengebracht werden können.
Green Electricity Consumption Cooperative Organization (GECCO)	Das im Juni 2017 gestartete Gemeinschaftsprojekt von Entwicklern und Firmenkunden in China bietet eine Austauschplattform, die den Handel mit neuen Ökostrom-Zertifikaten erleichtert und Investitionen in neue EE-Projekte fördern soll.
New Energy Opportunities (NEO) Network	Die von Schneider Electric entwickelte kollaborative Online-Plattform verbindet Firmenkunden mit tragfähigen Projekten, Entwicklern, Technologieanbietern und Tochtergesellschaften, z.B. Investoren und Kanzleien.
Powerbloks	Edison Energy bietet seinen Firmenkunden den Kurzzeit-Strombezugsvertrag Powerbloks. Dabei handelt es sich um ein alternatives PPA mit 10-jähriger Laufzeit in 10 MW-Schritten. Dieses Modell soll auch für mittlere bis große Unternehmen mit geringeren Lastanforderungen zugänglich sein.
PowerX	Power X ist eine Vertriebsgemeinschaft in Südafrika, die erneuerbare Energie von unabhängigen Stromerzeugern kauft und direkt an Firmenkunden weiterverkauft. Sie fungiert als ein Bindeglied zwischen Käufer und Verkäufer, das die Risiken, die diese nicht selbst tragen oder mindern können, übernimmt und aktiv begrenzt. So werden Unternehmens-PPAs ermöglicht, die anderweitig nicht realisierbar wären.

Quelle: WBCSD²⁵⁰

3.3.3. Entwicklungsfinanzinstitute

Entwicklungsfinanzinstitute können bei der Minimierung der Finanzierungsrisiken von EE-Anlagen eine Rolle spielen, indem sie „längere Laufzeiten, tragbare Schuldenlasten, Zugang zu staatlichen Stellen, unterschiedliche Risikoprofile und zunehmend flexiblere Finanzierungsstrukturen einschließlich Mezzanine-Finanzierungen“ anbieten.²⁵³ Damit sind sie wichtige Akteure bei der Unterstützung des Ausbaus von erneuerbaren Energien, insbesondere in Entwicklungsländern, die als riskanter wahrgenommen werden. Entwicklungsfinanzinstitute haben für netzgebundene EE-Projekte mehrere mit Förderstät-

ten verbundene Großkraftwerke finanziert. So haben Entwicklungsfinanzinstitute beispielsweise im Norden Chiles, wo die Rohstoffbranche mit 33 % des gesamten Energieverbrauchs der größte Abnehmer ist,²⁵⁴ mehrere Projekte finanziert: Der 100 MW-Solarpark Amanecer Solar CAP wurde von der IFC mitfinanziert (Kasten 37). Die Inter-American Development Bank, die KfW Entwicklungsbank und die Europäische Union haben sich an der Finanzierung der 110 MW-CSP-Anlage Cerro Dominador beteiligt, die sich im Besitz von Antofagasta Minerals befindet (Kasten 30).

Kasten 37: Amanecer Solar CAP

Standort:	Comuna de Copiapó, Atacama, Chile	
Rohstoffunternehmen:	Grupo CAP S.A.	
Eigentümer der Solaranlage:	SunEdison Chile*	
Hauptfinanzierungsquellen:	Im Jahr 2013 schloss SunEdison mit der IFC und der <i>Overseas Private Investment Corporation</i> (OPIC) eine Vereinbarung über eine regresslose Fremdfinanzierung in Höhe von 212,5 Mio. USD. Die niederländische Rabobank war ebenfalls beteiligt.	
Netzstatus:	netzgebunden	
Installierte Leistung der Solaranlage:	94 MW (deckt 15 % des Energiebedarfs des Konzerns)	
Stromerzeugung durch die Solaranlage:	270 GWh pro Jahr	
Inbetriebnahme der Solaranlage:	2014 (Fertigstellung)	
Baukosten der Solaranlage:	241 Mio. USD	
Lebensdauer der Solaranlage:	25 Jahre	
Diesel-Kraftstoffeinsparung:	71 Mio. Liter pro Jahr	
CO₂-Einsparung:	135.000 Tonnen CO ₂ pro Jahr	

Hintergrund: Die *Compañía de Acero del Pacífico* (CAP) S.A. ist der größte Stahlhersteller Chiles. Der Konzern besteht im Wesentlichen aus drei Tochtergesellschaften: CAP Minería (Mineralgewinnung) sowie CAP Acero und Novacero (Stahlherstellung), die 99 % des Stahlexports und 97 % des Binnenbedarfs bedienen.²⁵⁶ Der Konzern ist auch einer der größten Hafentreiber des Landes, der mit insgesamt sechs Häfen entlang der chilenischen Küste tätig ist.²⁵⁷

Solaranlage: Der Strombedarf von CAP beträgt 1.800 GW/h pro Jahr.²⁵⁸ Auf dieser Grundlage und angesichts der Tatsache, dass die ursprünglichen Strombezugsverträge in der Region Atacama im Jahr 2015 auslaufen würden, begann das Unternehmen 2012, neue Energiequellen zur Versorgung seiner Betriebe zu suchen. CAP beauftragte ASSET Chile mit der Suche im zentralen Stromnetz der Region (SIC), das durch einen Mangel an Energieprojekten insgesamt und eine begrenzten Übertragungsinfrastruktur gekennzeichnet ist. Mit Unterstützung von ASSET ist CAP eine Partnerschaft mit dem Wärmekraftwerk Guacolda in der Provinz Huasco sowie mit SunEdison für den Bau eines 100 MW-PV-Kraftwerks eingegangen. Diese beiden Projekte würden eine Stromversorgung von 218 MW zu einem stabilen Preis garantieren. Eine 9 km lange Übergangsleitung wurde gebaut, um das 220 kV-Netz Cardones-Cerro Negro Norte mit dem Hauptübertragungsnetz SIC zu verbinden.²⁵⁹

Durch die Partnerschaft mit SunEdison Chile, die über ein PPA mit 20-jähriger Laufzeit für den Bau und Betrieb der Anlage geschlossen wurde, stand dem Projekt eine Finanzierungsvereinbarung über 212,5 Mio. USD mit der IFC und der *Overseas Private Investment Corporation* (OPIC) zur Verfügung,²⁶⁰ die jeweils 65 Mio. USD bzw. 147,5 Mio. USD beitrugen. Die Unterstützung von OPIC und IFC war von entscheidender Bedeutung, da sie die Projektinvestoren absicherte; außerdem ermöglichten die niedrigen Zinssätze der Darlehen einen wettbewerbsfähigen Strompreis.²⁶¹

Die Anlage wird dazu beitragen, 90 % des Strombedarfs der Förderstätte Cerro Negro Norte von CAP zu decken. Das Projekt kostet 1,2 Mrd. USD und wird die Eisenproduktion um 4 Mio. Tonnen steigern. Zusätzlich wird die Produktion durch eine Entsalzungsanlage am Ort der Produktionsstätte vollständig mit Meerwasser versorgt.²⁶² Der IFC-Vizepräsident für das subsaharische Afrika, Lateinamerika und die Karibik meinte dazu: „Dieses Projekt beweist, dass eine Fremdfinanzierung mit den richtigen Sponsoren, lokalen Umfeld und Kapitalgebern zur tragfähigen Option für kommerzielle Solaranlagen geworden ist. Die Unterstützungsmaßnahmen der IFC sind eine Fortsetzung unserer Strategie zur Förderung wirtschaftlich wettbewerbsfähiger EE-Lösungen in Chile und der gesamten Region.“²⁶³

HINWEIS

* Obwohl das amerikanische Unternehmen SunEdison in den USA Konkurs angemeldet und viele der Anlagen in Chile an das Stromunternehmen Colbun verkauft hat, betreibt es diese Anlage vorerst weiter. Derzeit läuft

jedoch ein Schiedsverfahren zwischen CAP und SunEdison, da CAP den Vorwurf erhoben hat, die Panels seien von minderwertiger Qualität.²⁵⁵

Durch die zunehmende Vertrautheit öffentlicher und privater Investoren mit EE-Projekten und die steigende Anzahl von Mechanismen zur Risikominderung sind die Kapitalkosten für EE-Projekte bei netzgebundenen Förderstätten gesunken: Die Eigenkapitalraten befinden sich nun in der Größenordnung von 5 bis 10 %, zuvor lagen sie im Bereich 10 bis 15 %.²⁶⁴ Laut ARENA findet die gleiche Entwicklung bei netzfernen Förderstätten statt, wenn auch langsamer.²⁶⁵

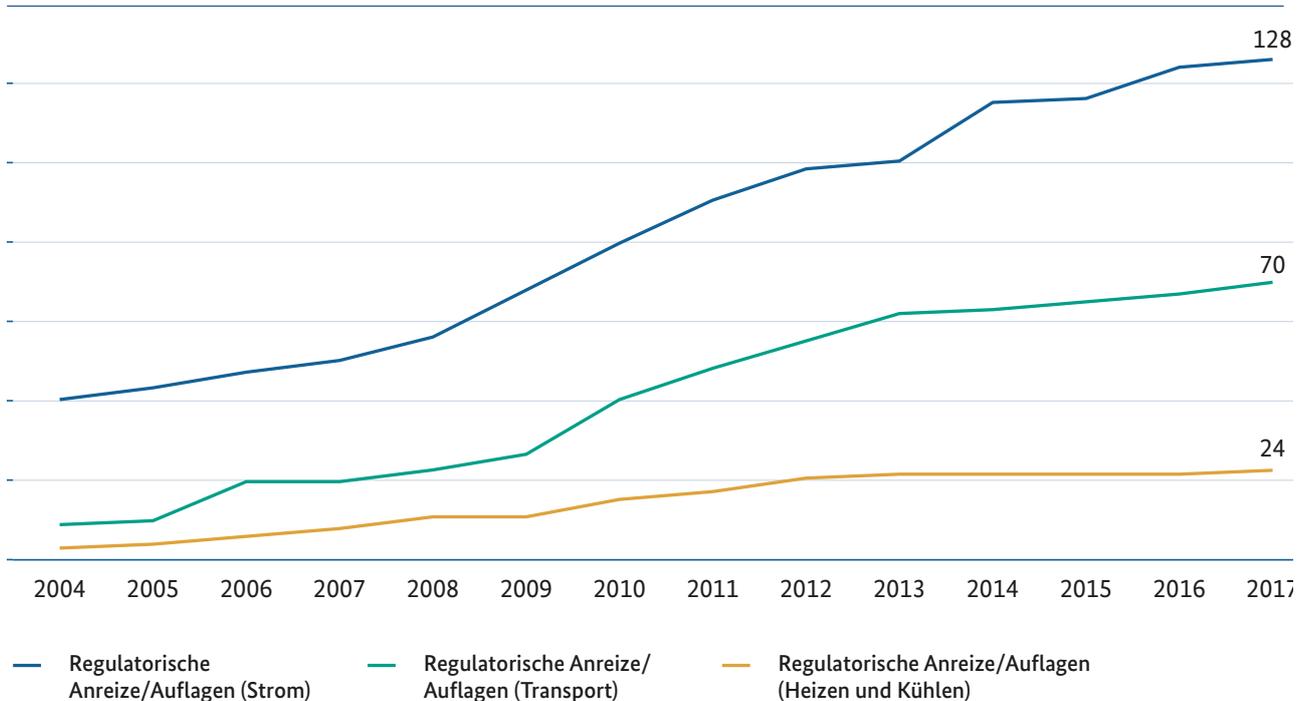
Dieser Trend könnte institutionelle Investoren wie Pensionsfonds, Staatsfonds und internationale private Vermögensverwalter für den Bereich der erneuerbaren Energien gewinnen. Obwohl ihr Beitrag zu den Gesamtinvestitionen in erneuerbare Energien gering ist (weniger als 1 % ab 2016)*, wird erwartet, dass er zunehmen wird, da sich immer mehr institutionelle Investoren aus dem Bereich fossile Brennstoffe zurückziehen und langfristig Kapital freigesetzt wird.²⁶⁷ Die BNP Paribas kündigte beispielsweise an, keine Geschäfte mehr mit Unternehmen zu machen, deren Hauptgeschäftstätigkeit mit fossilen Brennstoffen verbunden ist, und wird die Gesamtfinanzierung für EE-Projekte bis 2020 auf 15 Mrd. Euro erhöhen.²⁶⁸

3.4. Regulierung

3.4.1. Politik im Bereich der erneuerbaren Energien

Abbildung 34 zeigt, dass Staaten weltweit zunehmend Vorschriften erlassen, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Verfügt noch 2007 nur 50 Länder über Vorschriften und Anreizsysteme für erneuerbare Energien, waren es 2017 bereits 128 Länder. Außerdem wurden in über 150 Ländern auf nationaler Ebene Ziele für die Einführung und den Ausbau von erneuerbaren Energien festgelegt.²⁶⁹ Neben Zielen und Vorschriften haben die Staaten auch finanzielle und steuerliche Anreize geschaffen, die erneuerbare Energien attraktiver machen. Abbildung 35 zeigt, dass Investitionskredite, Steuerbefreiungen und öffentliche Investitionen von einer wachsenden Zahl von Ländern in Anspruch genommen wurden.

Abbildung 34: Anzahl der Länder mit EE-Vorschriften



HINWEIS

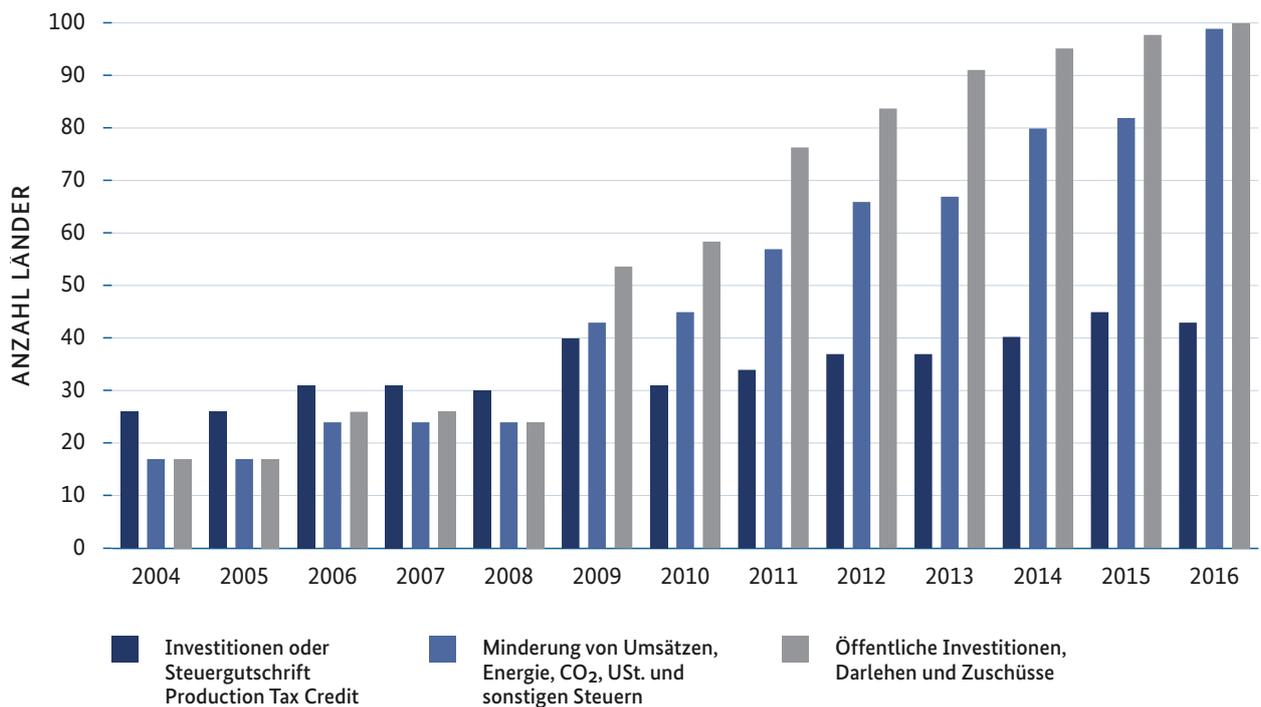
* Der Stand der Finanzierung von erneuerbaren Energien in aller Welt 2015 – 2016 der IRENA ist Anhang 1 zu entnehmen.²⁶⁶

3.4.2. Initiativen zur Preisgestaltung für CO₂-Emissionen

In den letzten zehn Jahren ist die Zahl der Länder und Regionen, die Systeme zur Bepreisung von CO₂ eingeführt haben, deutlich gestiegen. So hatten 2017 40 Staaten und 25 subnationale Regionen entsprechende Initiativen eingeführt. Infolgedessen hat sich die Menge der durch die CO₂-Preise abgedeckten

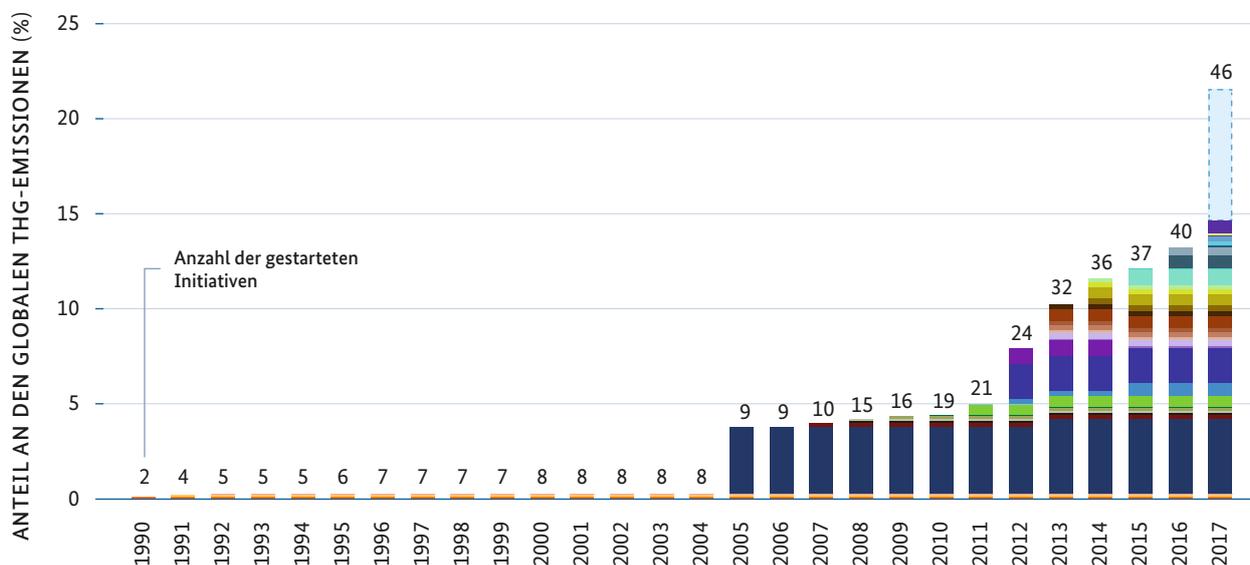
Emissionen in den letzten zehn Jahren vervierfacht.²⁷⁰ Durch derartige Emissionshandelssysteme werden die durch die Emissionen von fossilen Brennstoffen verursachten Kosten internalisiert und die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien weiter gestärkt.

Abbildung 35: Trends bei der Einführung von finanziellen und steuerlichen Anreizsystemen



Quelle: IRENA 2018²⁷²

Abbildung 36: Anzahl und Anteil der Emissionen, die von CO₂-Emissionshandelssystemen erfasst werden



Quelle: World Bank²⁷³

3.5. Interessen

3.5.1. Aktionäre

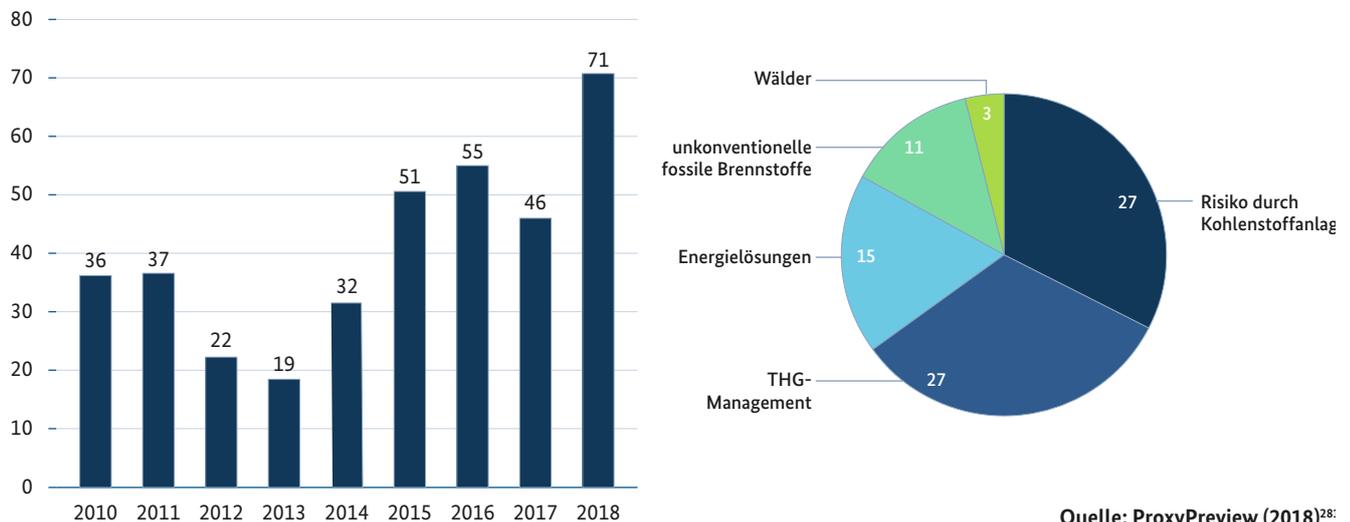
Die Klimarisiken in ihren Portfolios bereiten Aktionären und institutionellen Anlegern zunehmend Sorgen. In den USA stand der Klimawandel auch 2018 wieder ganz oben auf der Liste der Aktionärsbeschlüsse und machte 20 % der Beschlüsse in den Bereichen Umwelt, Gesellschaft und Nachhaltigkeit aus. Darunter waren 15 Aktionärsbeschlüsse, die darauf abzielten, die Einführung erneuerbarer Energien zu fördern und Ziele für die Energieeffizienz festzulegen (siehe Abbildung 37). Ähnliche Entwicklungen sind auch in anderen Ländern zu beobachten, in denen Rohstoffunternehmen an der Börse notiert sind. In Großbritannien hat die Koalition „Aiming for A“ auf den Hauptversammlungen von Anglo American, Rio Tinto und Glencore Klimaschutzbeschlüsse vorgeschlagen, die sämtlich mit über 96 % der Stimmen angenommen wurden.²⁷⁴ Auch in Australien ist das Interesse der Investoren an klimabezogenen Themen gestiegen.²⁷⁵

Die Gründung und die Empfehlungen der *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) des Financial Stability Board und die Bemühungen des *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) haben die klimabezogenen Offenlegungen von Aktiengesellschaften in den Mittelpunkt gestellt.

In Zusammenarbeit mit dem Climate Disclosure Standards Board hat die TCFD ein Wissenszentrum ins Leben gerufen, eine „Peer-to-Peer“-Plattform für

relevantes Wissen, Instrumente und Ressourcen, die Unternehmen bei der Umsetzung der TCFD-Empfehlungen unterstützt.“ Mehrere Rohstoffunternehmen, darunter Barrick Gold, BHP, Glencore und Vale, haben die Empfehlungen unterzeichnet.²⁷⁶ Im Vergleich zu anderen Schwerindustriebereichen wie den Zement-, Stahl- oder Chemiebranchen werden die meisten Emissionen im Rohstoffsektor durch die Stromversorgung verursacht. Die Einführung erneuerbarer Energien stellt eine Möglichkeit dar, den Wünschen der Aktionäre sinnvoll nachzukommen.²⁷⁷ In der von wegen des Klimawandels besorgten institutionellen Investoren erstellten Richtlinie „Investorenerwartungen an Rohstoffunternehmen“ werden die Festlegung langfristiger CO₂-Intensitäts- und Gesamtziele für Treibhausgasemissionen sowie die Integration von Technologien mit geringem CO₂-Ausstoß sind Fragen ausdrücklich genannt.²⁷⁸ Die Initiative Science Based Targets²⁷⁹ wurde ins Leben gerufen, um Investoren klarer verständlich zu machen, welche Unternehmensziele mit dem Klimaschutzabkommen von Paris übereinstimmen. Sie ermutigt die Unternehmen, sich ehrgeizige Emissionsminderungsziele zu setzen, die den globalen Temperaturanstieg unter 2 Grad halten. Bislang beteiligen sich 498 Unternehmen an der Initiative, 151 davon bestätigten ihre wissenschaftlich fundierten Ziele. Im Rohstoff- und Metallsektor wurden nur die Ziele von Hindustan Zinc Limited und Mahindra Sanyo Special Steel genehmigt.²⁸⁰

Abbildung 37: Klimaschutzbeschlüsse in den USA



Quelle: ProxyPreview (2018)^{28:}

3.5.2. Verbraucher und künftige Nachwuchskräfte

Auch die Verbraucher üben zunehmend Druck auf die Unternehmen aus und verlangen von ihnen, für eine verantwortungsvolle Wertschöpfungskette zu sorgen. Solche Forderungen betreffen zunehmend auch den Rohstoffsektor. Das bemerkenswerteste Beispiel der jüngsten Vergangenheit betrifft die Kobalt-Wertschöpfungskette, die in der Demokratischen Republik Kongo von Kinderarbeit und Menschenrechtsverletzungen geprägt ist. Auch das Interesse an und die Berichterstattung über die CO₂-Emissionen in der Wertschöpfungskette nehmen zu (Scope 2-Emissionen, die indirekte Emissionen aus der Erzeugung von zugekaufter Energie erfassen, und Scope 3-Emissionen, die alle anderen vor- und nachgelagerten Emissionen erfassen), und Unternehmen üben Druck auf die Lieferanten aus, die Emissionen zu reduzieren. Beispielsweise unterstützt Apple Lieferanten bei der Umstellung auf erneuerbare Energien, 23 von ihnen haben sich dazu verpflichtet, Apple zu 100 % mit erneuerbaren Energien zu beliefern.²⁸² Apple arbeitet auch mit Rio Tinto und Alcoa zusammen, um kohlenstofffreies Aluminium zu entwickeln.²⁸³ In der Automobilindustrie hat sich BMW zum Ziel gesetzt, den Ressourcenverbrauch pro Fahrzeug in der Lieferkette bis 2020 um 45 % zu reduzieren.²⁸⁴

Als einer der größten Emittenten in der Wertschöpfungskette für die Herstellung dieser Konsumgüter ist der Rohstoffsektor von diesen Trends besonders betroffen. Ähnliches gilt für den Automobilbau, denn in dieser Branche werden etwa zwei Drittel der über die gesamte Fahrzeuglebensdauer anfallenden CO₂-Emissionen künftig nicht mehr während der Nutzung (eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor) sondern bei der Produktion (eines Fahrzeugs mit Elektromotor) entstehen. Vor diesem Hintergrund haben Codelco und BMW die Responsible Copper Initiative angekündigt, deren Ziel es ist, einen höheren ökologischen und sozialen Standard in der Kupferindustrie²⁸⁵ zu erreichen – ähnlich dem im Aluminiumsektor etablierten Standard (*siehe Kasten 38*).

Ein weiterer Faktor für die steigende Nachfrage nach kohlenstoffarmen Mineralien ist das öffentliche Beschaffungswesen. Das Europäische Parlament hat 2014 eine Überarbeitung der Richtlinie über das öffentliche Auftragswesen beschlossen.²⁸⁶ Sie sieht die Aufnahme von Lebenszykluskosten wie Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen vor. Dies bedeutet, dass umweltfreundlichere Bauleistungen und Lösungen für den öffentlichen Verkehr trotz höherer Investitionskosten im Vorfeld einen Wettbewerbsvorteil genießen könnten. Eine Reihe von OECD-Ländern sind diesen Ansatz gefolgt und haben ähnliche Initiativen ergriffen. Da das öffentliche Beschaffungswesen in den OECD-Ländern²⁸⁷ rund 12 % des BIP ausmacht, könnte diese Entwicklung einen bedeutenden Markt für emissionsarme Mineralien schaffen, die in den Bau- und Verkehrssektor einfließen.

Die Integration erneuerbarer Energien an Förderstätten wird ein wesentlicher Faktor bei der Reduzierung von Kohlenstoffemissionen in der Lieferkette sein. Es bleibt abzuwarten, ob die so gekennzeichneten Produkte einen Preisvorteil erzielen können. Die Entwicklungen im öffentlichen Beschaffungswesen der OECD-Länder und die jüngsten Erfahrungen im Aluminiumsektor (*siehe Kasten 38*) deuten jedoch darauf hin, dass die Verbraucher bereit sind, für soziale und ökologische Fragen, die ihnen wichtig sind, mehr zu bezahlen.

Neben den Verbrauchern können auch jüngere Nachwuchskräfte von zukunftsorientierten Rohstoffunternehmen angezogen werden. So äußerte sich auch ein Vizepräsident von ABB: „Der Rohstoffsektor muss sich revolutionieren, um Probleme bei der Bindung und Beschäftigung von Personal zu vermeiden. Die Arbeit mit steinzeitlichen Technologien ist für Techniker oder Ingenieure, die frisch von der Ausbildung kommen, nicht besonders attraktiv.“²⁸⁸ Darüber hinaus sind die jüngeren Generationen besser über die Folgen des Klimawandels informiert und nehmen größeren Anteil daran. Um weiterhin erstklassige Mitarbeiter anzuziehen, sollten Rohstoffunternehmen diesen Trend berücksichtigen.

Kasten 38: Preisaufschlag für umweltfreundliches Aluminium²⁸⁹

Die Umwandlung von Bauxit in Aluminium ist ein sehr energieintensiver Prozess. Schmelzwerke, die Strom aus Wasserkraft beziehen, weisen eine bessere Umweltbilanz auf, da ihre Emissionen nur ein Sechstel des Wertes betragen, der bei der Aluminiumherstellung mit aus Kohle gewonnenem Strom anfällt. Rio Tinto und Alcoa verkaufen die Aluminiumprodukte „RenewAl“ und „Ecoloum“, die maximal 4 bzw. 2,5 Tonnen CO₂ in ihrem Produktionsprozess garantieren. Dies liegt weit unter dem Branchendurchschnitt von 11 Tonnen. Hydro* bietet ebenfalls ein kohlenstoffarmes Aluminiumprodukt an und hat außerdem ein Produkt mit einem garantierten Nach-Gebrauchs-Recyclinggehalt von mindestens 75 Prozent auf den Markt gebracht.²⁹⁰ Die Unternehmen vermarkten diese Produkte zu höheren Preisen an ihre Kunden.

3.5.3. Betroffene Gemeinden

Die gesellschaftliche Akzeptanz von Unternehmen war in vielen Bergbauregionen während und nach dem Rohstoffboom in den 2000er Jahren zunehmend gefährdet. Vor allem in lateinamerikanischen Ländern mit einer langen Bergbautradition gab es um Förderprojekte zahlreiche Konflikte, die Abbauvorhaben verhindert haben und für den Sektor erhebliche Kosten mit sich brachten.²⁹¹ Dies lässt sich auf eine Reihe von Problemen zurückführen, darunter die wegen der höheren Nachfrage und sinkender Erzgehalte steigende Anzahl und GröÙte von Förderstätten, der stärkere Wettbewerb um Wasserressourcen, mehr Bewusstsein für externe Umweltfaktoren sowie die Stärkung von Gemeinden, die Abbauprojekte ablehnen, durch soziale Netzwerke. Hinzu kommt die zunehmende Automatisierung des Sektors, die zu einem Rückgang der lokalen Beschäftigung und des Beschaffungswesens führt und damit in den betroffenen Gemeinden die Frage nach dem Nutzen von Förderstätten in ihrer Umgebung verstärken werden.²⁹²

Die Integration erneuerbarer Energien kann auf zwei Arten dabei helfen, die gemeinsame Wertschöpfung von Förderstätten wieder ins Gleichgewicht zu bringen und den Erwartungen der Gemeinschaft gerecht zu werden. Erstens sind EE-Kraftwerke weniger umweltbelastend als mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke und mindern somit die negativen externen Auswirkungen auf die Menschen in der Umgebung der Förderstätte. Neben der Reduzie-

rung der Luft- und Lärmbelastung durch das Kraftwerk selbst können auch nachteilige Auswirkungen von Kraftstofftransporten wie erhöhter Straßenverkehr und Unfälle verringert werden. Zweitens würde ein Modell, in dem ein netzferner Förderstandort die umliegenden Gemeinden durch ein lokales Minigridd mit Strom aus einer EE-Anlage versorgt (Stromverkaufsvereinbarung 3 in *Abschnitt 1.4.3*), wesentlich zur Entwicklung der jeweiligen Region beitragen. Tatsächlich haben sich dezentrale EE-Systeme als kostengünstige Lösung zur Bekämpfung der Energiearmut in ländlichen Gebieten erwiesen. Schätzungen zufolge können die durchschnittlichen Energiekosten in einigen abgelegenen ländlichen Gebieten Afrikas bis zu 6 USD/kWh betragen.

Solar- und batteriebetriebene Minigridds könnten den Preis auf 1,30 USD/kWh senken.²⁹³ In Nigeria, wo Diesel subventioniert wurde, sind die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen deutlich niedriger als bei dezentralen Dieselgeneratoren. In der Demokratischen Republik Kongo wurde geschätzt, dass zwischen 45 bis 85 % der Bevölkerung besser mit erneuerbaren Energien versorgt werden könnten als durch den Ausbau des zentralen Netzes.²⁹⁴ In Myanmar sind die Energiekosten für ans Netz angeschlossenen Haushalte doppelt so hoch wie für Haushalte, die im Rahmen von Pilotprojekten an Solarkraft-Minigridds angeschlossen wurden (819 USD vs. 357 USD pro Haushalt).

HINWEIS

* Hydro hat sich außerdem dazu verpflichtet, bis 2020 eine neutrale CO₂-Bilanz zu erreichen.

3.5.4. Normen und Zertifizierungssysteme

Unter dem wachsenden Druck der verschiedenen Interessengruppen hat der Rohstoffsektor in den letzten Jahren etliche Normen mit Empfehlungen und Vorgaben zum Klimaschutz entwickelt. Die Mitglieder des *International Council of Mining and Metals* (ICMM) haben sich beispielsweise zur Bekämpfung des Klimawandels verpflichtet.²⁹⁵ Um dem ICMM beizutreten, müssen Rohstoffunternehmen seine 10 Nachhaltigkeitsgrundsätze einhalten – einer davon ist die Umweltleistung (Grundsatz 6).²⁹⁶ Dieser Grundsatz könnte gestärkt werden, indem die Rolle der Einführung erneuerbarer Energien bei der Emissionsminderung ausdrücklich hervorgehoben wird. Die *Towards Sustainable Mining Initiative* (TSM) der Mining Association of Canada hat dies umgesetzt, indem sie das Energy Use and Greenhouse Gas Emissions Management Protocol entwickelt hat, das darauf abzielt, seinen Mitgliedern anhand von TSM-Indikatoren Leitlinien für die Bewertung ihres Energieverbrauchs und ihres Managements von Treibhausgasemissionen zu geben. Das Protokoll umfasst die drei Leistungsindikatoren Managementsysteme, Berichtssysteme und Leistungsziele, und hält fest, dass der Kauf von bzw. die Investition in erneuerbare Energien für die Erreichung der Ziele von zentraler Bedeutung ist.

Auch Zertifizierungssysteme spielen zunehmend eine Rolle. So zielt beispielsweise die *Aluminum Stewardship Initiative* (ASI) darauf ab, „die Aluminiumindustrie [in allen Verfahrensabschnitten, von der Bauxitförderung bis zur Vorfertigung und Weiterverarbeitung] in die Lage zu versetzen, Verantwortung zu übernehmen und eine unabhängige und glaubwürdige Leistungsgarantie zu geben“ und hilft der Branche dadurch, „das Vertrauen der Verbraucher und Interessenvertreter in Aluminiumprodukte zu stärken und zu fördern.“ Die ASI hat ihre Normen 2017 eingeführt. Die fünfte Norm der ASI fördert die Reduzierung von CO₂-Emissionen CO durch den Kauf von erneuerbaren Energien im Schmelzmanagementsystem. Ebenso hat die *Initiative for Responsible Mining Assurance* (IRMA), eine Multi-Stakeholder-Mitgliedsinitiative, die darauf abzielt, einzelne Förderstandorte danach zu zertifizieren, ob sie

hohe Sozial- und Umweltstandards erreichen, einen Abschnitt zum Thema Treibhausgasemissionen aufgenommen. Um die Zertifizierung zu erhalten, muss die Betreibergesellschaft über eine Treibhausgasrichtlinie mit unternehmens- und standortspezifischen Zielen und Plänen für die Umsetzung verfügen, die Emissionen nach festgelegten Standards quantifizieren und die Emissionswerte des Unternehmens und des Standorts öffentlich bekanntgeben. Die Norm erwägt auch, die Einbeziehung wissenschaftlicher Ziele in die Anforderungen aufzunehmen, wenn 2019 mit der Zertifizierung von Förderstandorten begonnen wird.²⁹⁷ Die Erfüllung von ambitionierteren Treibhausgasminderungszielen wird von den Rohstoffunternehmen verlangen, erneuerbare Energien breiter einzusetzen.



© shutterstock

Windpark in der
Atacama-Wüste, Chile





Schlussfolgerungen und Empfehlungen

4.0

Die Dynamik und die langfristigen Trends deuten darauf hin, dass die erneuerbaren Energien in der Rohstoffwirtschaft künftig an Bedeutung gewinnen. Es gibt viele verschiedene Stromversorgungsmodelle, durch die Rohstoffunternehmen den Anteil von erneuerbaren Energien an ihrem Energiemix erhöhen können: (1) EE-Selbsterzeugermodelle, (2) PPAs mit unabhängigen Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien, (3) Strombezugsgemeinschaften, (4) Kauf von verbrauchsunabhängigen Ökostrom-Herkunftsnachweisen und (4) Kauf umweltfreundlicher Produkte von Versorgungsunternehmen. Zwar bestehen noch technische und kommerzielle Hürden, diese werden jedoch aktiv angegangen. Der technologische Fortschritt ist

schnell, da die Preise für erneuerbare Energien und Speicherlösungen rasch sinken, wodurch sie wettbewerbsfähiger als traditionelle Energiequellen werden. Die Finanzierungs- und Versicherungsprodukte werden an die Besonderheiten des Rohstoffsektors angepasst. Darüber hinaus sollte die zunehmende Erfahrung von Rohstoffunternehmen, unabhängigen Stromerzeugern, Finanziers, Staaten und Gebern dazu beitragen, dass der Sektor einen ehrgeizigeren Ansatz für die Einführung von erneuerbaren Energien in Rohstoffunternehmen mit höherer Durchdringungsrate verfolgt.

Die Frage stellt sich dann nach der Geschwindigkeit, mit der Bergbauregionen und Rohstoffunternehmen erneuerbare Energietechnologien annehmen werden. Die Agenda 2030 und das Klimaschutzabkommen von Paris haben Impulse gegeben, um den Übergang von einer auf fossilen Brennstoffen basierenden Weltwirtschaft zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden zu beschleunigen. Da sich die negativen Auswirkungen des Klimawandels verschärfen, die Ausgaben für die Anpassung an den Klimawandel steigen und die Preise für erneuerbare Energien und Speichertechnologien weiter sinken, dürfte sich diese Entwicklung mit zunehmendem Druck durch die verschiedenen Stakeholder noch verstärken. Dadurch bietet sich zukunftsorientierten Rohstoffunternehmen die Chance, Kompetenz in Bezug auf erneuerbare Energien aufzubauen.

Im Zuge der fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien im Rohstoffsektor besteht die Möglichkeit, Investitionen zur Verbesserung der Stromversorgung in netzfernen ländlichen Regionen zu nutzen. Der fehlende Zugang zu Strom ist eines der größten, wenn nicht sogar das größte Hindernis für die ländliche Wirtschaftsentwicklung. Staaten, Rohstoffunternehmen und Geberorganisationen haben alle ein Interesse daran, Finanzierungs-, Betriebs- und Handelsmechanismen zu entwickeln, die ein solches Modell rentabel machen. Für Rohstoffunternehmen kann diese Regelung dazu beitragen, das Shared-Value-Paradigma wieder ins Gleichgewicht zu bringen und den Gemeinden nach der Stilllegung eines Standorts Vorteile zu bieten.

Neben der Stromversorgung von Förderstandorten besteht auch großes Potenzial dafür, ehemalige Förderstätten für die Einrichtung von EE-Anlagen zu nutzen. Der Zugang zu Land ist eines der größten Hindernisse für EE-Projekte. Wenn sich sanierte Förderstätten in der Nähe des Netzes befinden und über eine bestehende Infrastruktur verfügen, kann dies die Projektkosten senken. Darüber hinaus können Gruben potenziell eine wichtige Rolle bei der Bewältigung von Intermittenz- und Variabilitätsproblemen spielen, wenn Energienetze zunehmend von Wind- und Solarenergiequellen gespeist werden, indem sie Pumpspeicherlösungen einsetzen.

Um die Geschwindigkeit der Einführung erneuerbarer Energien im Rohstoffsektor zu erhöhen, werden die folgenden Empfehlungen von den Interessengruppen vorgeschlagen:

4.1. Staaten

Unabhängigen Stromerzeugern den Eintritt in den Energiemarkt ermöglichen: Traditionelle vertikal integrierte Stromversorger sind nicht optimal dafür positioniert, disruptive Lösungen für erneuerbare Energien zu entwickeln und anzubieten. Energiereformen sollten darauf abzielen, unabhängigen Stromerzeugern den Markteintritt zu ermöglichen und Unternehmens-PPAs mit privaten Unternehmen wie den Betreibergesellschaften von Förderstandorten abzuschließen. Um die Förderung erneuerbarer Energien voranzutreiben, könnten die Länder versuchen, Vorschriften für unabhängige Stromerzeuger zu entwickeln und einen unabhängigen Regulierungsmechanismus einzurichten, der die Tarife und Zugangsgebühren zu Übertragungsnetzen zu diskriminierungsfreien Preisen regeln kann. Soweit dies durchführbar ist, würde die Entflechtung der Komponenten Erzeugung, Übertragung und Verteilung den Markteintritt von unabhängigen Stromerzeugern weiter erleichtern.

Umweltfreundliche Beschaffungsprogramme für Unternehmen anbieten: Zusätzlich zum Eintritt von unabhängigen Stromerzeugern in den Markt für erneuerbare Energien könnten Versorgungsunternehmen die Entwicklung umweltfreundlicher Produkte und Tarifoptionen in Betracht ziehen, die die Stromherkunft widerspiegeln.

Machbarkeitsstudien zur Versorgung mit erneuerbaren Energien einfordern: In rohstoffreichen Ländern könnte der Staat vorschreiben, dass bei Neuerschließungen im Rahmen von Machbarkeitsstudien die Verfügbarkeit von EE-Optionen zu prüfen ist. Die Integration erneuerbarer Energien könnte auch ein Faktor sein, der in Ausschreibungen für die Vergabe von Pachtverträgen für Förderstätten einbezogen werden sollte.

Vertragliche Anforderungen für die Stromversorgung aushandeln: Der Staat könnte erwägen, Investitionen in EE-Projekte in netzfernen Fördergebiete zu nutzen, um auch die umliegenden Gemeinden mit Strom zu versorgen. Geber, Rohstoffunternehmen und unabhängige Stromerzeugern können den Staat bei der Entwicklung von Mechanismen unterstützen, die aufzeigen, wer für den Betrieb, die Instandhaltung, die Stromkosten und die Nachfolgeplanung nach der Stilllegung einer Förderstätte verantwortlich ist. Solche Vereinbarungen könnten durch Steueranreize, Vorzugskredite und/oder Kapitalzuschüsse getragen werden.

Vorschriften für die Stilllegung von Standorten entwerfen, die die Fortsetzung von EE-Projekten ermöglichen: Die Vorschriften für die Stilllegung sehen oft den Abbau der gesamten mit der Förderstätte verbundenen Infrastruktur vor. Diese Vorschriften sollten von staatlicher Seite aus angepasst werden, um gegebenenfalls eine Fortnutzung durch EE-Kraftwerke zu ermöglichen. Das Eigentum und/oder der Betrieb könnte dem Staat oder die Gemeinschaft übertragen werden, sobald die Investitionskosten amortisiert sind und der Förderstandort stillgelegt wird.

CO₂-Emissionsziele festlegen: In rohstoffreichen Ländern, in denen ein großer Anteil der Treibhausgasemissionen auf den Rohstoffsektor entfällt, könnte der Staat sektorspezifische Ziele festlegen und Pläne zur Minderung der Emissionen entwickeln. Die Ziele sollten mit den staatlichen Verpflichtungen im Rahmen der nationalen Klimaschutzbeiträge übereinstimmen.

Initiativen zur Preisgestaltung für CO₂-Emissionen einführen: Treibhausgasemissionen sind ein negativer externer Umweltfaktor, der in vielen Ländern nicht angemessen bepreist wird. Durch die Einführung einer CO₂-Steuer oder eines Emissionshandelssystems können Staaten dazu beitragen, die durch fossile Energieträger verursachten Kosten zu internalisieren und damit die Attraktivität erneuerbarer Energien zu steigern.

Subventionierung fossiler Brennstoffe beenden: Subventionen für fossile Brennstoffe und Steuerbefreiungen oder Gutschriften für Erzeugerunternehmen machen die Integration von erneuerbaren Energien weniger attraktiv und verzögern ihren Ausbau.

Anreize für F&E schaffen und frühzeitige Investitionen belohnen: Viele der Fallstudien zur innovativen Integration erneuerbarer Energien in diesem Bericht wurden in Australien, Kanada und Chile durchgeführt. Dies ist kein Zufall, da diese drei Länder staatliche Anreizmechanismen zur Belohnung von frühzeitigen Investitionen eingeführt haben.

Energieherkunftsnachweise einführen: Unabhängige und transparente Ökostrom-Herkunftsnachweise bieten Rohstoffunternehmen Anreize dafür, erneuerbare Energien zu integrieren, um, wenn ein solcher Mechanismus vorhanden ist, Quoten zu erfüllen und die Stromherkunft auf Märkten für den freiwilligen Handel nachzuweisen.

Umweltfreundliche Praktiken im öffentlichen Beschaffungswesen einführen: Staaten können durch ihre öffentlichen Beschaffungsprogramme eine wichtige Rolle bei der Förderung der Dekarbonisierung der Bau- und Transportlieferkette spielen.



4.2. Rohstoffunternehmen

Führungsrolle und ehrgeizige Ziele: Wer frühzeitig investieren und neue Technologien testen will, muss über Führungsqualitäten verfügen. Die IT-Branche hat eine klare Führungsrolle bei der Integration erneuerbarer Energien übernommen und sich zu ehrgeizigen Zielen verpflichtet. Es gibt zwar Beispielprojekte zur Integration von EE-Lösungen, insgesamt befindet sich der Rohstoffsektor jedoch im Entwicklungsrückstand. Rohstoffunternehmen sollten sich nicht scheuen, ehrgeizige Ziele für erneuerbare Energien und die Minderung von CO₂-Emissionen festzulegen, die mit den Zielen für nachhaltige Entwicklung und dem Klimaschutzabkommen von Paris im Einklang stehen. Es wurden zahlreiche Initiativen, Best Practices und Normen entwickelt, um Rohstoffunternehmen hierbei zu unterstützen. Rohstoffverbände ermutigen, die Nutzung erneuerbarer Energien in ihre Normen aufzunehmen: Die Überprüfung und Priorisierung von EE-Lösungen könnte beispielsweise in den sechsten Grundsatz des ICMM („Förderung einer kontinuierlichen Verbesserung der Umweltleistung“) aufgenommen werden.

Schulung von Mitarbeitern zum Thema erneuerbare Energien: Führungskräfte und Mitarbeiter müssen über aktuelles Wissen über EE-Lösungen verfügen, um erneuerbare Energien bei der Stromversorgung zu berücksichtigen. Die Branche ist schnelllebig, die Technologien ändern sich rasch und die Kosten sinken rapide. Daher ist es wichtig, regelmäßig Fortbildungen zum neuesten Informationsstand anzubieten.

Anreize aufeinander abstimmen: Auch wenn die Führung eines Rohstoffunternehmens daran interessiert ist, den Anteil von erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix des Unternehmens zu erhöhen, ist es unwahrscheinlich, dass dies umgesetzt wird, ohne die Anreize auf der operativen Ebene aufeinander abzustimmen. Damit Betriebe die Energieeffizienz und die Minderung von Treibhausgasemissionen bewerten können, müssen Schlüsselindikatoren konzipiert und in die Verträge des Betriebspersonals integriert werden. Außerdem sollte eine ausreichend qualifizierte Führungskraft die Koordination der Energieversorgung und des Emissionsmanagements übernehmen.

Überprüfung von Förderverfahren, um die Nutzung von erneuerbaren Energien zu optimieren:

Die derzeitige Planung von Förderstätten ist für herkömmliche Lkw-Flotten und Energiesysteme auf Basis fossiler Brennstoffe ausgelegt. Bei Neuerschließungen besteht die Möglichkeit, Standorte von Anfang an so zu gestalten, dass sie den Anforderungen von erneuerbaren Energien besser gerecht werden. Bei Projekten auf bereits erschlossenen Flächen können Verfahren daraufhin geprüft, wie die Energieeffizienz gesteigert und die Lastverschiebung umgesetzt werden kann.

Überprüfung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien:

Die Preise für erneuerbare Energien und Speicherlösungen sinken weiter rasant. Anlagen, die noch vor einigen Jahren nicht wettbewerbsfähig waren, können heute profitable Lösungen bieten. Es lohnt sich daher, die Integrationsmöglichkeiten für erneuerbare Energien regelmäßig zu überdenken. Beschaffungspraktiken so anpassen, dass sie einer Einführung von EE-Lösungen nicht entgegenstehen: Rohstoffunternehmen haben Erfahrung mit der Beschaffung fossiler Energieträger. Die Praktiken müssen angepasst werden, um den Anforderungen der unabhängigen Ökostromanbieter Rechnung zu tragen.

Bei der Gestaltung von Energielösungen einen langfristigen ganzheitlichen Ansatz verfolgen:

Einer der größten potenziellen Vorteile, die netzferne Förderstandorte zur Entwicklung ländlicher Gebiete beitragen können, ist der Zugang zu Strom. EE-Minigrids haben das Potenzial, ländliche Regionen mit Strom zu versorgen. Rohstoffunternehmen sollten überlegen, wie sie mit Staaten und Gebern zusammenarbeiten können, um Investitionen in erneuerbare Energien dazu nutzen, die umliegenden Gemeinden mit Strom zu versorgen.

Entwicklung emissionsarmer Premium-Produkte:

Unternehmen, die Konsumgüter verkaufen, sind zunehmend daran interessiert, die CO₂-Bilanz ihrer Lieferkette zu verbessern. Durch die Entwicklung von Produktlinien, die weniger Treibhausgasemissionen verursachen, können Rohstoffunternehmen auf diese Nachfrage reagieren und möglicherweise höhere Preise verlangen.

4.3. Unabhängige Stromerzeuger

Besser auf die Bedürfnisse der Rohstoffunternehmen eingehen: Während die Rohstoffunternehmen ihre Beschaffungspraktiken anpassen müssen, um den Bedürfnissen der unabhängigen Stromerzeuger besser gerecht zu werden, sollten Letztere ebenso bestrebt sein, die Anforderungen der Rohstoffunternehmen besser zu erfüllen. So sollte beispielsweise die Baulogistik darauf hinarbeiten, mögliche Unterbrechungen und Verzögerungen der Förderprozesse zu minimieren.

Bekämpfung von Koordinations- und Rechenschaftsproblemen: Gibt es beispielsweise bei einem Hybridkraftwerk getrennte Betreiber für die Diesel- und die EE-Komponenten, müssen klare Koordinations- und Rechenschaftsmechanismen geschaffen werden, um den effizienten Betrieb zu gewährleisten und unklare Verantwortlichkeiten bei Stromunterbrechungen zu vermeiden.

Entwicklung hybrider Lösungen: Um für ein Maximum an Effizienz zu sorgen und Rechenschaftsprobleme zu vermeiden, könnten unabhängige Stromerzeuger voll integrierte Diesel-/EE-Hybridlösungen weiterentwickeln und anbieten.

Unterstützung durch Entwicklungsfinanzinstitute und hohe Umwelt-, Sozial- und Governance-Standards: Von Entwicklungsfinanzinstituten Mittel zu erhalten kann aufgrund hoher Standardanforderungen aufwändiger sein, ihre finanzielle und technische Unterstützung ist jedoch mitunter entscheidend für die Durchführung von Projekten. Dies gilt insbesondere für Entwicklungsländer mit einem höheren subjektiven Risiko. Darüber hinaus sind hohe Standards für EE-Projekte von entscheidender Bedeutung, um deren Nachhaltigkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz des Unternehmens zu gewährleisten.

4.4. Geber

Erhöhung der Finanzierung von Klimaschutz- und Klimaanpassungsmaßnahmen: Die Industrieländer haben ihre im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommen eingegangenen Verpflichtungen zu Klimaschutz- und Klimaanpassungsmaßnahmen bisher nur unzureichend erfüllt. Mit ihren Produkten für „geduldiges“ Kapital und Risikominderung sind die Entwicklungsfinanzinstitute wichtige Vorreiter, die zusätzliche Mittel von anderen Akteuren, z.B. institutionellen Investoren, mobilisieren können.

Zentrale Anlaufstelle für die Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstätten: Ähnlich wie auf staatlicher Ebene beim Scaling Solar-Projekt kann es sich lohnen, ein Programm zu entwickeln, das Unternehmen, die erneuerbare Energien in ihren Betrieb einführen wollen, technisch und finanziell unterstützt.

Erhöhung der Finanzmittel für mittelgroße EE-Lösungen: Die Entwicklungsfinanzinstitute behandeln Großinvestitionen in erneuerbare Energien bevorzugt. Mittelgroße EE-Projekte werden aufgrund der relativ hohen Verwaltungskosten oft nicht gefördert. Dieser Projektumfang ist jedoch für netzferne Förderstandorte die Voraussetzung dafür, erneuerbare Energien in ihren Energiemix zu integrieren.

Schwerpunkt auf die Finanzierung und Umsetzung der Stromversorgung von netzfernen Gemeinden legen: Die Geber sollten besonderes Augenmerk darauf richten, wie Investitionen in erneuerbare Energien durch netzferne Förderstätten genutzt werden können, um auch die umliegenden Gemeinden mit Strom zu versorgen. Zwar gibt es einen kommerziellen Anreiz dafür, erneuerbare Energien zu integrieren,

um die Förderstätte mit Strom zu versorgen, aber die zusätzlichen Kosten und die Komplexität, die mit der Versorgung der umliegenden Gemeinden verbunden sind, lassen Rohstoffunternehmen zögern, dieses Stromversorgungsmodell anzunehmen. Hier könnten die Geber einen wichtigen Beitrag leisten.

Aufbau der Voraussetzungen für eine Bündelung des Energiebedarfs: Obwohl Rohstoffunternehmen aufgrund des intensiven Wettbewerbs in der Branche und der unterschiedlichen Zeitpläne, nach denen die Projekte durchgeführt werden, Vorbehalte davor haben, ihren Strombedarf zu bündeln, könnte es unter Umständen Möglichkeiten geben, dahingehend mit anderen Branchen in der Region zusammenzuarbeiten. So könnten Skaleneffekte entstehen, die große EE-Großanlagen rentabel machen, was wiederum weitere Finanzmittel anziehen könnte.

Rationalisierung der Tätigkeiten: Während die Wahrung der Sorgfaltspflicht wichtig ist und es zu den Hauptaufgaben von Geberorganisationen gehört, Unternehmen zu höheren Standards zu verpflichten, ist die EE-Branche schnelllebig und von sich schnell wandelnden Technologien und sinkenden Kosten gekennzeichnet. Die Geber sollten versuchen, ihre Prozesse anzupassen, um sicherzustellen, dass sie in diesem schnelllebigen Umfeld eine wichtige Rolle spielen können.

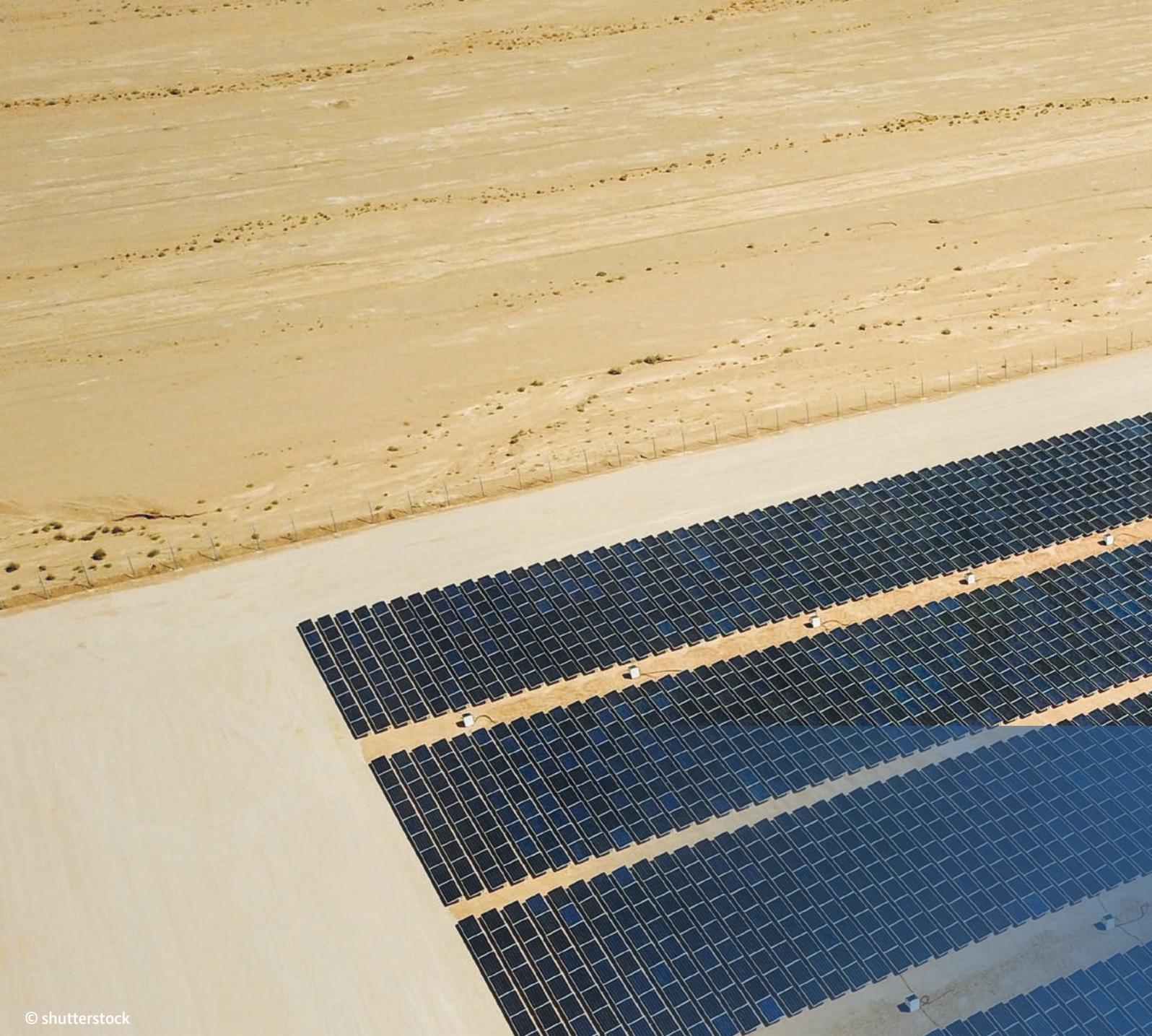
Zusammenarbeit innerhalb und zwischen den Interessengruppen: Um Synergien zwischen dem Rohstoff- und dem EE-Sektor zu identifizieren, die bislang eher selten zusammengearbeitet haben, ist es wichtig, dass sich die jeweiligen Abteilungen innerhalb der Geberinstitutionen koordinieren und



zusammenarbeiten. Die Einrichtungen für technische Hilfe und Finanzierung der bi- und multilateralen Geberorganisationen sollten sich ebenfalls eng abstimmen, um Projekte von der Konzeption bis zur Umsetzung zu begleiten. Die Geber können auch eine Schlüsselrolle bei der Koordinierung öffentlicher und privater Interessengruppen in den Ländern spielen, in denen sich diese Möglichkeiten bieten.

Politisch daran arbeiten, Energiereformen voranzutreiben, die die Einführung von erneuerbaren Energien in rohstoffreichen Entwicklungsländern fördern: Energiereformen sind politisch brisant. Daher ist es wichtig, dass die Geber die politischen Dynamiken und Interessen verstehen und ihre Politikempfehlungen entsprechend anzupassen.





© shutterstock

Solarpark, Südafrika





Zukünftige Forschung

5.0

Dieser Bericht gibt einen Überblick über die bestehenden Bemühungen und Fallstudien zur Einführung von Wind- und Solarenergie an Förderstätten. Während der Literaturrecherche und bei Beratungsgesprächen kamen zahlreiche interessante Ideen für die weitere Forschung auf, die zusätzliche Aufmerksamkeit verdienen würden. Dazu gehören:

- 1) **Analyse und Bewertung der zur Verfügung stehenden EE-Technologien, um zu ermitteln, welche Technologien für die Wertschöpfungskette des Rohstoffsektors besonders vielversprechend sind:** Dieser Bericht konzentriert sich in erster Linie auf Wind- und Solarkrafttechnologien, wobei sich die Beispiele schwerpunktmäßig auf den rohstofffördernden Teil der Wertschöpfungskette beziehen. Eine wertvolle Erweiterung des Berichts könnte zusätzliche Technologien wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse behandeln und sich auf die Hybridisierung verschiedener EE-Optionen konzentrieren, um höhere Durchdringungsraten zu erreichen. Darüber hinaus wäre es sinnvoll zu prüfen, welche EE-Technologien für nachgelagerte Tätigkeiten wie Verarbeitung und Verhüttung besser geeignet sind.
- 2) **Bewertung, inwieweit rohstoffreiche Entwicklungsländer, die über Potenziale zur Nutzung von Wasserkraft verfügen, die Einführung von Solar- und Windenergie fördern und davon profitieren können:** Dieser Bericht konzentriert sich auf das Geschäftsszenario der Nutzung von Wind- und Solarenergie an netzfernen Förderstandorten, die auf dieselbetriebene Stromerzeugungssysteme angewiesen sind oder an teure und unzuverlässige Stromnetze angeschlossen sind. Im Bericht wird die Tatsache erwähnt, dass Solar- und Windkraftanlagen dazu beitragen können, die Instabilität von aus Wasserkraft gespeisten Netzen zu beseitigen, indem bestehende Staudämme als Batterien genutzt werden. Die weitere Forschung könnte sich darauf konzentrieren, inwieweit rohstoffreiche Entwicklungsländer mit einem relativ kostengünstigen auf Wasserkraft basierenden Netz davon profitieren könnten, mit dem Rohstoffsektor verbundene Wind- und Windkraftanlagen zu nutzen.
- 3) **Entwicklung eines Förderstandortmodells auf der Grundlage der jeweiligen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien:** Große Förderstandorte sind so konzipiert, dass sie rund um die Uhr mit einer festgelegten Förderkapazität betrieben werden können. Das Energiesystem muss dann unter Berücksichtigung dieser Eigenschaft ausgelegt werden. Es wäre interessant, das Förderstandortmodell und die mit diesem herkömmlichen Ansatz verbundenen Kosten bzw. Nutzen mit einem Ansatz zu vergleichen, bei dem die Merkmale des Förderstandorts auf den Möglichkeiten und Grenzen verschiedener erneuerbarer Energiequellen und Hybridsystemen basieren, die zu 100 % erneuerbare Quellen nutzen.
- 4) **Eingehende Analyse und Pilotierung von Vorhaben zur Stromversorgung von Gemeinden im Umfeld von netzfernen Förderstandorten:** Dieses Modell hat das Potenzial, die ländliche Entwicklung in der Nähe von netzfernen Förderstandorten voranzutreiben, leidet aber auch unter großer Komplexität, da zahlreiche Akteure beteiligt sind. Eine Überprüfung bestehender Fallstudien, in denen dieses Modell ausprobiert wurde, würde helfen, die Probleme und mögliche Lösungen besser zu verstehen. Eine Förderstandort, an dem dieses Modell erprobt und dokumentiert wird, könnte weitere Hinweise dazu geben, wie der Strombedarf durch Investitionen im Rohstoffsektor dazu genutzt werden kann, ländliche Gemeinden mit Strom zu versorgen.
- 5) **Entwicklung von Leitlinien und Schulungsmaterialien, um die Einführung von erneuerbaren Energien auf breiter Basis zu unterstützen:** Es fällt auf, dass die untersuchten Fallstudien zur Einführung von erneuerbaren Energien an Förderstandorten sehr unterschiedlich und kontextspezifisch sind. Leitlinien und Lehrinhalte, die den Entscheidungsprozess

bei der Integration erneuerbarer Energien beschreiben, könnten bei dem Ausbau erneuerbarer Energien in Verbindung mit Förderstätten helfen. Diese Leitlinien bzw. Schulungen sollten spezifische Komponenten enthalten, die auf die verschiedenen Interessengruppen ausgerichtet sind.

- 6) **Bewertung, ob die Einführung von erneuerbaren Energien bei handwerklichen oder kleinen Förderstandorten realistisch und sinnvoll ist:** Der Schwerpunkt dieses Berichts lag auf großen Förderstandorten. Zwar haben handwerkliche und kleine Förderstandorte einen deutlich geringeren Energieverbrauch, sie setzen jedoch oft dieselbetriebene Pumpsysteme und Verarbeitungsmaschinen ein; Strom wird insbesondere für die Mineralien benötigt, die aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften und nicht wegen ihres Metallgehalts verkauft werden. Dazu gehören beispielsweise Sandstein, Granit, Schiefer, Marmor und Halbedelsteine.²⁹⁸ An die-

sen Standorten ist der Stromverbrauch gering und regelbar; er kann unter Umständen mit kleinen EE-Anlagen gedeckt werden. Allerdings reichen die Fristen von Abbaugenehmigungen nicht aus, um Investitionen in erneuerbare Energien rentabel zu machen.²⁹⁹ EE-Lösungen müssten daher Hand in Hand mit Initiativen von Staat und Gebern gehen, die ein Leasingssystem schaffen oder Finanzierungslösungen anbieten. Dies könnte Teil von Projekten sein, die darauf abzielen, handwerkliche und kleine Förderstandorten zu formalisieren und ihre Nachhaltigkeitspraktiken zu verbessern.

ANHANG 1: Momentaufnahme zum Stand der erneuerbaren Energien in aller Welt

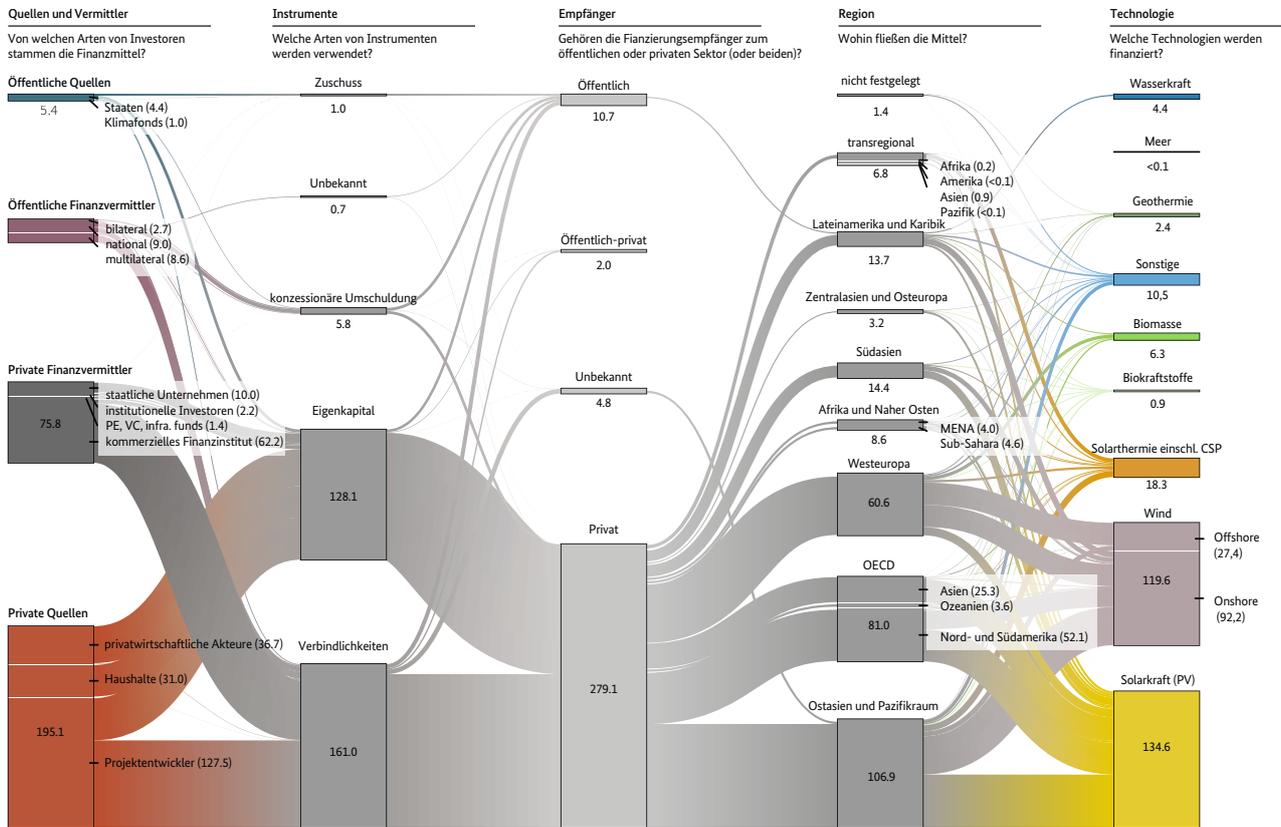
Abbildung 38: Installierte Leistung und Wachstum



Quelle: IRENA³⁰⁰

ANHANG 1: Momentaufnahme zum Stand der erneuerbaren Energien in aller Welt

Abbildung 39: Stand der Finanzierung von erneuerbaren Energien in aller Welt 2015 – 2016



Quelle: IRENA³⁰¹

Das Diagramm zeigt die globalen Finanzierungsströme für erneuerbare Energien entlang des Investitionslebenszyklus in den Jahren 2015 und 2016 unter Berücksichtigung der gesamten Bandbreite an Quellen, Instrumenten, Regionen und Technologien sowie der Unterscheidung zwischen öffentlichen und privaten Finanzierungsquellen. Die Werte sind Durchschnittswerte der Daten aus den beiden Jahren, in Milliarden USD.



ANHANG 2: Bewertungskriterien für die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor

Tabelle 6: Bewertungskriterien für die Einführung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor

	Netzferne Anlagen	Netzgebundene Anlagen
Wirtschaft	Investitionskosten	Die Investitionskosten umfassen alle Kosten für die Planung, Anschaffung und Installation der Stromquelle.
	Betriebs- und Wartungskosten	Die Betriebskosten umfassen die Gehälter der Mitarbeiter sowie die Produkte und Dienstleistungen für den Betrieb des Systems. Die Wartungskosten stellen sicher, dass das System betriebsfähig ist, um seine Lebensdauer zu verlängern und Störungen zu vermeiden, die zu Ausfallzeiten führen.
	Kraftstoff- und Stromkosten	Dieses Kriterium stellt den Aufwand für die Produktion einer kWh dar. Im Fall von Dieselgeneratoren sind die Dieselskosten gemeint. Bei Netzanschluss ist der durchschnittliche kWh-Tarif gemeint.
	Prognose der Kraftstoffkosten	Dieses Kriterium bietet eine 5-Jahres-Prognose des Kraftstoffpreises, der von der Stromquelleverbraucht wird, um Strom zu erzeugen.
	Prognose der Erstinvestitionskosten	Dieses Kriterium bietet eine Schätzung, wie sich die Erstinvestitionskosten innerhalb eines Jahres entwickeln werden. Wenn die Technologie relativ neu ist, ist mit Preisverlusten zu rechnen.
	Durchschnittliche Stromkosten	Dieses Kriterium misst die Kosten pro kWh inklusive aller Kosten, die durch die Erstinvestition bis zum Ende der prognostizierten Lebensdauer entstehen, die im gleichen Zeitraum in Relation zur prognostizierten Leistung an kWh gesetzt wird. Enthalten sind: Abschreibungen; Zinsen; Darlehen; Erstinvestition; Betriebs- und Wartungskosten; Eskalation von Betriebs- und Wartungskosten; Restwert. Diskontsatz; kWh (Anfangswert); Systemverfall; Steuersatz; Veränderung der Kraftstoffkosten; Anzahl der Jahre.
	Nettobarwert	Dies ist eine aus dem Finanzwesen stammende Methode zur Bestimmung des gesamten Barwerts einer Reihe von jährlichen Ein- und Auszahlungen während der Lebensdauer des Vermögenswertes. Die Cashflows werden auf ihren Barwert abgezinst und aufsummiert. Der endgültige Betrag wird mit den Erstinvestitionskosten verglichen.
Technologie	Sicherheit	Sicherheit bezieht sich auf den Grad der Sicherheit für Mitarbeiter, die am Standort tätig sind.
	Umsetzungszeitraum	Der Umsetzungszeitraum ist die Zeitspanne, die für die Realisierung des Projekts benötigt wird.
	Zuverlässigkeit	Zuverlässigkeit ist definiert als die Fähigkeit eines Systems, wie konzipiert und geplant zu arbeiten.
	Permanenter Strombedarf	Die meisten Förderstätten müssen rund um die Uhr mit Strom versorgt werden.
	Entwicklungsreife	Die Entwicklungsreife bezieht sich auf den Entwicklungsstand der Technologie. Die Stufen reichen von „nur im Labor getestet“ bis „kurz vor dem Erreichen der theoretischen Grenzwerte für den Wirkungsgrad“.
	Serviceniveau	Das Serviceniveau misst die Verfügbarkeit von Experten und Ersatzteilen zur Reparatur beschädigter Ausrüstung.
Umweltschutz	Treibhausgasemissionen	Steht für die Messung der Emissionswerte eines farb-, geruchs- und geschmacklosen Gases, das hauptsächlich bei der Verbrennung von Kohle, Öl und Gas emittiert wird.
	Lokale Luftverschmutzung	Bezieht sich auf die Freisetzung von gefährlichen Stoffen und Partikeln in die Luft, die die Umwelt in der Umgebung und den Menschen schädigen.
	Lärm	Lärm sind maschinell erzeugte Geräusche, die den Alltag von Mensch und Tier stören.
	Flächenbedarf	Dieses Kriterium stellt die Fläche dar, die die Stromquelle benötigt, um eine bestimmte Kapazität zu erzeugen.
Soziales	Schaffung von Arbeitsplätzen	Die Schaffung von Arbeitsplätzen meint die Anzahl der während des Lebenszyklus eines Energiesystems beschäftigten Personen.
	Unternehmensimage	Das Unternehmensimage stellt die mögliche Auswirkung der Stromquelle auf die Wahrnehmung des Unternehmens durch die Öffentlichkeit dar, etwa durch Kunden, Investoren und Mitarbeiter.
	Auswirkungen auf umliegende Gemeinden	Dieses Kriterium bezieht sich auf die möglichen Auswirkungen auf die umliegenden Anwohner nach der Entscheidung, den Förderstandort stillzulegen. Die Gemeinde könnte die Stromquelle weiter nutzen.

Quelle: Votteler (2016)³⁰²



Endnoten

1. Paolo Natali und Kevin Haley, "Insight Brief: Towards sustainable mining," (Juli 2017), abrufbar unter: https://d231jw5ce53gcq.cloudfront.net/wp-content/uploads/2017/07/RMI_Insight_Brief_Toward_Sustainable_Mining_2017.pdf
2. Benjamin McLellan et al., "Emissions and the Role of Renewable Energies: Drivers, Potential Projects and Projections" in Lodhia, S. (Ed.) in Mining and Sustainable Development (London: Routledge, 2018).
3. Benjamin McLellan et al., "Emissions and the Role of Renewable Energies: Drivers, Potential Projects and Projections." in Lodhia, S. (Ed.). (2018 op cit). Mining and Sustainable Development. London: Routledge.
4. International Energy Agency, World Energy Balances, abrufbar unter: <https://www.iea.org/statistics/balances/> (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
5. World Bank Group and Ecofys "Carbon pricing watch 2017," (2017), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/26565/9781464811296.pdf?sequence=4&isAllowed=y> (2017).
6. Sustainable Development Solutions Network, "Mapping mining to the sustainable development goals: An Atlas," White Paper (July 2016).
7. IPCC, "Summary for policymakers - Global warming of 1.5 degrees Celsius", verabschiedet in der Sitzung des IPPCC vom 06.10.2018, abrufbar unter: http://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf (06.10.2018).
8. Arrobas, Daniele La Porta; Hund, Kirsten Lori, et al., "The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future (English)," World Bank Group Working Paper No 117581 (Juni 2017).
9. Energy and Mines Renewables in Mining Rankings and Awards – Factsheet 2016, abrufbar unter: <https://energyandmines.com/wp-content/uploads/2016/09/Rankingsandawards.pdf> (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
10. Ernst & Young, "Mining: The Growing Role of Renewable," abrufbar unter: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Mining:_the_growing_role_of_renewable_energy/\\$FILE/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Mining:_the_growing_role_of_renewable_energy/$FILE/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf), (abgerufen am 19.02.2017).
12. Ernst & Young, "Mining: The Growing Role of Renewable Energy," (abgerufen am 19.02.2017).
13. Jacek Paraszczak and Kostas Fytas, 2012, "Renewable energy sources – a promising opportunity for remote mine sites?", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (März 2012, Santiago de Compostela, Spanien),
14. Sudeshna Ghosh Banerjee, Zayra Romo, et al., "The power of the mine: A transformative opportunity for sub saharan Africa," World Bank Group, abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/21402/9781464802928.pdf?sequence=3> (2015)
15. Siehe: <https://docs.google.com/viewer?url=http%3A%2F%2Fwww.rmi.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2018%2F09%2FRenewableMineProjectsWebsiteList.xlsx>
16. "Shift To Renewables to Become a Growing Trend in Mining," abrufbar unter: <https://www.fitchsolutions.com/corporates/metals-mining/shift-renewables-become-growing-trend-mining-31-08-2018>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
17. Renewable Resources at Mines Tracker, abrufbar unter: <https://www.rmi.org/our-work/electricity/sunshine-for-mines/renewable-resources-at-mines-tracker/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
18. World Bank Group, "The Power of the mine report", Report, (Februar 2015), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21402?show=full>
19. Adapted from Case Studies – The Collahuasi 150 MW RFP – A simulation for potential proposals, abrufbar unter: <http://energyandmines.com/2016/11/the-collahuasi-150-mw-rfp-a-simulation-for-potential-proposals/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
20. Roman Günter Votteler, A mining perspective on the potential of renewable electricity sources for operations in South Africa, Dissertation, (Stellenbosch University, 2016).
21. Roman Günter Votteler (2016) op. cit.
22. Roman Günter Votteler (2016) op. cit.
23. PFISTERER and THEnergy. "Mobile Solar- and Wind Diesel Hybrid Solutions for Mineral Exploration," Study, abrufbar unter: <https://www.th-energy.net/english/platform-renewable-energy-and-mining> (October 2015).

24. EPA, "Renewable and alternative energy at superfund sites," Report, abrufbar unter: <https://semspub.epa.gov/work/HQ/175561.pdf>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
25. Solar energy supplies mineral exploration camp at an altitude of 4,000 metres, abrufbar unter: <http://www.vale.com/mozambique/EN/aboutvale/news/Pages/energia-solar-abastece-acampamento-de-pesquisa-mineral-a-4-mil-metros-de-altitude.aspx>, (zuletzt abgerufen am Nov 11, 2018).
26. Solar Power Helps Clean Up Coals Mining mess in the UK, abrufbar unter: <https://www.solarquotes.com.au/blog/coal-mine-water-solar-mb0116/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
27. John Okoro (2016), Energy Automation and Hybridization: Integrating Renewable Energies for Off-grid Mining. 24th World Mining Congress, Rio De Janeiro (Oktober 2016).
28. Isla Power presentation, "Renewable Energy&Mining: Positively Changing the Risk/Reward Equation," Nigel Etherington, Isla Power Argentina Inc.
29. Arena Presentation, "Decarbonising off-grid mines: Progress and next steps," at Energy and Mines Summit, (2017).
30. Zaldivar Signs New Power Supply Agreement, abrufbar unter: <http://www.antofagasta.co.uk/investors/news/2018/zald%C3%ADvar-signs-new-power-supply-agreement/>, (zuletzt abgerufen am Nov 11, 2018).
31. 100% Renewables in Mina Zaldivar (Chile, Copper), abrufbar unter: <https://renewables4mining.com/100-renewables-in-mina-zaldivar-chile-copper/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
32. John Okoro (2016), Energy Automation and Hybridization: Integrating Renewable Energies for Off-grid Mining. 24th World Mining Congress, Rio De Janeiro (Oktober 2016).
33. Australian Renewable Energy Agency, "Hybrid Power Generation for Australian Off Grid Mines" Arena Handbook, (Juni 2018).
34. Australian Renewable Energy Agency, (Juni 2018), op cit.
35. Australian Renewable Energy Agency (Juni 2018), op cit.
36. Roman Günter Votteler (2016), op. cit.
37. IRENA, "Corporate sourcing of renewables: market and industry trends," Report, abrufbar unter: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Corporate_sourcing_2018.pdf, (2018).
38. Präsentation auf der Konferenz PDAC 2018, Metro Toronto Convention Centre, Toronto, Kanada, 3.-6. März, abrufbar unter: <https://www.pdac.ca/convention/attendee-info/past-conventions/pdac-2018-convention-highlights>
39. IFC, "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants," IFC developers' guide, abrufbar unter: https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES, (2012).
40. IRENA, (2018), op cit.
41. Business Models for Renewable Energy Applications at Mines, abrufbar unter: <https://www.th-energy.net/english/platform-renewable-energy-and-mining/business-models/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
42. IRENA, (2018), op cit.
43. Norton Rose Fulbright – Renewable Energy in Latin America: Chile, abrufbar unter: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/134773/renewable-energy-in-latin-america-chile>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018)
44. Norton Rose Fulbright – Renewable Energy in Latin America: Chile, (2018), op cit.
45. Chilean Copper Firms Look at Reworking Contracts to Tap Renewable Energy, VOA News, (07.12.2016), abrufbar unter: <https://www.voanews.com/a/chilean-copper-firms-look-reworking-contracts-renewable-energy/3627847.html>
46. Norton Rose Fulbright – Renewable Energy in Latin America: Chile, (2018), op cit.
47. Latin America Energy Review – Burned in Chile: The folly of merchant solar power, abrufbar unter: <http://carlosstjames.com/renewable-energy/burned-in-chile-the-folly-of-merchant-solar-power/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018)
48. Latin America Energy Review – Burned in Chile: The folly of merchant solar power, (2018), op cit.
49. "Chilean Copper Firms Look at Reworking Contracts to Tap Renewable Energy," VOA News (2018), op cit.

50. World Bank Group, “The Power of the mine report”, Report, (February 2015), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21402?show=full>
51. “CSN open to offers for 7% Light stake,” Business News Americas (May 30, 2000), abrufbar unter: http://www.bnamericas.com/news/electricpower/CSN_Open_to_Offers_for_7*_Light_Stake
52. Roberto Zanchi, Mark Porter, and Nicole Miller, “The Dutch wind consortium: successful aggregation of corporate renewables buyers in Europe,” Fallstudie, (17.10.2017), abrufbar unter: http://businessrenewables.org/wp-content/uploads/2017/12/BRC_DutchCaseStudy.pdf
53. IRENA, (2018), op cit.
54. “Building the Foundations for a Low Pollution, Clean Energy Economy,” Review, (August 2011), abrufbar unter: http://www.climateinstitute.org.au/verve/_resources/sccc_analysiscefp_august2011_file.pdf
55. “Why has investment in renewable energy projects stalled?,” The Conversation, (23.11.2014), abrufbar unter: <https://theconversation.com/why-has-investment-in-renewable-energy-projects-stalled-34197>
56. Australian Government – Clean Energy Regulator, Large scale generation certificates, (19.10.2018) abrufbar unter: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Power-stations/Large-scale-generation-certificates>
57. “Clean Energy Regulator confirms the RET is Met”, Renew Economy, (11.05.2018), abrufbar unter: <https://reneweconomy.com.au/clean-energy-regulator-confirms-ret-met-40545/>
58. Demand Manager – Certificate Prices, abrufbar unter: <http://www.demandmanager.com.au/certificate-prices/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
59. “Clean Energy Regulator confirms the RET is Met,” (11.05.2018), op cit.
60. IRENA, (2018), op cit.
61. IRENA, (2018), op cit.
62. WWF – Canada, “Financing and accelerating renewable energy deployment in the Arctic,” Report, (Oktober 2017), abrufbar unter: http://assets.wwf.ca/downloads/Financing_Renewable_Energy.pdf
63. “ABO Wind begins installation at former coal mine,” Wind Power Monthly, (29.08.2018), abrufbar unter: <https://www.windpowermonthly.com/article/1491395/abo-wind-begins-installation-former-coal-mine>
64. “Iamgold Building Solar Power Project in Suriname,” Engineering and Mining Journal, (Februar 2017), abrufbar unter: <http://www.e-mj.com/news/latin-america/iamgold-building-solar-power-project-in-suriname/>;
65. “Iamgold Building Solar Power Project in Suriname,” (February 2017), op cit.
66. “Iamgold to generate 15% of own electricity in 5 years – CEO Letwin,” Mining Weekly, (05.08.2014), abrufbar unter: <http://www.miningweekly.com/article/iamgold-to-generate-15-of-own-electricity-in-5-yrs-ceo-letwin-2014-08-05>
67. Interview, April 2018.
68. Interview, April 2018.
69. “Iamgold Building Solar Power Project in Suriname,” (Februar 2017), op cit.
70. “Avalon Solar Project Groundbreaking” abrufbar unter: <http://www.asarco.com/about-us/our-locations/asarco-mineral-discovery-center/avalon-solar-project/> (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
71. Avalon Solar Project, abrufbar unter: <http://www.asarco.com/wp-content/uploads/Avalon-Solar-Project-Fact-Sheet-04282014>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
72. United States EPA, “Renewable Energy Projects at Mine Sites,” (2015), abrufbar unter: <https://semspub.epa.gov/work/HQ/100000041.pdf>
73. Paolo Natali and Kevin Haley, “A secondary life for legacy mining sites,” (November 2017), abrufbar unter: https://d231jw5ce53gcq.cloudfront.net/wp-content/uploads/2017/11/RMI_SecondLifeLegacyMiningSites.pdf
74. BHP, “Renewable energy powering our closed mine sites,” (09.01.2018), abrufbar unter: <https://www.bhp.com/community/community-news/2018/01/renewable-energy-powering-our-closed-mine-sites>
75. “Time to ditch the generator? The town where renewables took over,” Arena Wire, (27.09.2017), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/blog/coober-pedy/>
76. Live Data from Coober Pedy Renewable Hybrid Power Station, abrufbar unter: <https://energydevelopments.com/dboard/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
77. Rio Tinto, “Rio Tinto – 2017 Annual Report,” (2017) abrufbar unter: http://www.riotinto.com/documents/RT_2017_Annual_Report.pdf; S. 225.

78. "Mine spotlight: Weipa bauxite mine", Mining Global, (08.12.2015), abrufbar unter: <https://www.miningglobal.com/mining-sites/mine-spotlight-weipa-bauxite-mine>;
79. Australian Government- ARENA, Weipa 6.7MW solar photovoltaic (PV) solar farm, abrufbar unter: <https://arena.gov.au/projects/weipa-solar-farm/>
80. Rio Tinto turns on switch on new solar plant to power Weipa mine, Cairns Post, (28.09.2015), abrufbar unter: <http://www.cairnspost.com.au/news/queensland/rio-tinto-turns-on-switch-on-new-solar-plant-to-power-weipa-mine/news-story/9efce7c6db37da4d637917c68c467d1c>;
81. "Australia's first commercial diesel displacement solar plant starts operation," Pressemitteilung, (29.09.2015), abrufbar unter: http://www.riotinto.com/documents/150929_Australias_first_commercial_diesel_displacement_solar_plant_starts_operation.pdf
82. Australian Government- ARENA, Weipa 6.7MW solar photovoltaic (PV) solar farm, op cit.
83. Pasta et al, "Geothermal Energy in Mining Developments: Synergies and Opportunities Throughout a Mine's Operational Life Cycle," (2015), abrufbar unter: https://www.researchgate.net/profile/Sadiq_Zarrouk/publication/269395965_Geothermal_Energy_in_Mining_Developments_Synergies_and_Opportunities_Throughout_a_Mine%27s_Operational_Life_Cycle/links/5488e4270cf268d28f09009d/Geothermal-Energy-in-Mining-Developments-Synergies-and-Opportunities-Throughout-a-Mines-Operational-Life-Cycle.pdf
84. "Clean Development Mechanism, Carbon Finance and Geothermal Applications," Paper, (May 2018), abrufbar unter: <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-06-06.pdf>
85. PWC, "New Guinea –Corporate –Tax credits and incentives", abrufbar unter: <http://taxsummaries.pwc.com/ID/Papua-New-Guinea-Corporate-Tax-credits-and-incentives>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
86. Newcrest Mining Limited, "Lihir Operation", presentation at 14th PNG Mining and Petroleum Investment Conference, (05.12.2016), abrufbar unter: http://www.newcrest.com.au/media/presentations/2016/PNG_Mining_Conference_2016_Presentation.pdf
87. Porter, M. E., & Kramer, M. R. (2011). Creating shared value. Harvard Business Review, 89(1), 2-17. Retrieved from <https://hbr.org/2011/01/the-big-idea-creating-shared-value>
88. Cosbey, A et al., "Mining a Mirage: Reassessing the Shared-Value Paradigm in Light of the Technological Advances in the Mining Sector," Policy Paper, (2016), abrufbar unter: <http://ccsi.columbia.edu/2016/09/01/mining-a-mirage-reassessing-the-shared-value-paradigm-in-light-of-the-technological-advances-in-the-mining-sector/>
89. Boyse F et al. "Sunshine for Mines: Implementing renewable energy for off-grid operations", The Carbon War Room (2014).
90. "New renewable energy for mine project – IAMGOLD Essakane to benefit from largest hybrid plant in Africa", Energy and Mines, (06.03.2017), abrufbar unter: <http://energyandmines.com/2017/03/new-renewable-energy-for-mine-project-iamgold-essakane-to-benefit-from-largest-hybrid-plant-in-africa/>;
91. "Essakane Solar commissions 15 MW hybrid PV plant at mining site in Burkina Faso", PV Magazine, (19.03.2018), abrufbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2018/03/19/burkina-faso-commissions-15-mw-mw-hybrid-pv-plant-at-mining-site/>
92. Orezone/IAMGOLD Essakane Goldmine, abrufbar unter: <https://www.mining-technology.com/projects/essakane/>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
93. "IAMGOLD Reports 39% Increase in Reserves at Essakane Based on Heap Leach Pre-Feasibility Study and Higher Grade Intercepts, Increasing Future Average Annual Production to 480,000 Ounces," Pressemitteilung, (05.06.2018), abrufbar unter: <http://www.iamgold.com/English/investors/news-releases/news-releases-details/2018/IAMGOLD-Reports-39-Increase-in-Reserves-at-Essakane-Based-on-Heap-Leach-Pre-Feasibility-Study-and-Higher-Grade-Intercepts-Increasing-Future-Average-Annual-Production-to-480000-Ounces/default.aspx>
94. "Essakane solar 15MWp solar power plant in Burkina Faso will be finance by bicab," Pressemitteilung, (November 2017), abrufbar unter: <https://www.total-eren.com/wp-content/uploads/2017/11/20172111-EREN-RE-Essakane-Financial-Close-EN.pdf>
95. AEMP, "Projects in Operation," abrufbar unter: http://www.aemp.co/projects.html#projects_current, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
96. "Essakane solar 15MWp solar power plant in Burkina Faso will be finance by bicab," Pressemitteilung, (November 2017), op cit.

97. Interview, Mai 2018.
98. Interview, Mai 2018.
99. “Rural mini-grids expected to become a large segment of the energy storage market,” Energy Storage Networks, (05.03.2018), abrufbar unter: <https://www.energystoragenetworks.com/rural-mini-grids-expected-become-large-segment-energy-storage-market/>
100. “Flow batteries for commercial use: Pros and Cons”, Solar Bay, (01.03.2018), abrufbar unter: <https://solarbay.com.au/flow-batteries-commercial-use-pros-cons/>
101. Jacek Paraszczak and Kostas Fytas, 2012, “Renewable energy sources – a promising opportunity for remote mine sites?”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (März 2012, Santiago de Compostela, Spanien).
102. Solar map: <https://globalsolaratlas.info/>;
Wind map: <https://globalwindatlas.info/>;
Geothermal map: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Geothermal_electricity;
Hydropower map: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0171844>
103. Navigant Research, “Renewable Energy in the Mining Industry Solar PV, Wind Power, Geothermal, Fuel Cells, and Solar Thermal in the Global Mining Industry: Market Analysis and Forecasts”, (2013).
104. <https://knowledge.unccd.int/sites/default/files/2018-06/2.%20Fritsche%2Bet%2Bal-%2B%282017%29%2BEnergy%2Band%2BLand%2BUse%2B-%2BGLO%2Bpaper-corr.pdf>
105. Navigant Research Report, (2013), op cit.
106. Interview, April 2018.
107. “Operations – Diavik Diamond Mine”, abrufbar unter: <https://www.ddmines.com/diavik-mine-operations>, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018).
108. “A trip to Diavik, the world’s most remote diamond mine,” Financial Review, (22.11.2016), abrufbar unter: <http://www.afr.com/brand/afr-magazine/a-trip-to-diavik-the-worlds-most-remote-diamond-mine-20161013-gs1inq>;
109. Rio Tinto, “Innovative and efficient wind farm delivers,” abrufbar unter: http://www.riotinto.com/our-commitment/spotlight-18130_19357.aspx, (zuletzt abgerufen am 11.11.2017).
110. Dominion Diamond Ekati Corp., Jay Project, “Report of Environmental Assessment and Reason for Decision,” Report, (01.02.2016), abrufbar unter: http://reviewboard.ca/upload/project_document/EA1314-01_Report_of_Environmental_Assesment_and_Reasons_for_Decision.PDF; Seite 41.
111. Dominion Diamond, “Alternative energy concept study: Jay project,” (01.02.2017), abrufbar unter: http://reviewboard.ca/upload/project_document/EA1314-01_DDEC_Alternative_Energy_Concept_Study_01-Feb-2017__Commitment__52_.PDF
112. Northwest Territories, “Giant Mine Remediation Project,” abrufbar unter: http://reviewboard.ca/upload/project_document/EA0809-001_Presentation_from_INAC_1328901021.pdf, (zuletzt abgerufen am 11.11.2018)
113. Medolie Michel Microgrids for mines: Global Perspectives, abrufbar unter: <https://www.essinc.com/wp-content/uploads/2017/11/Feature-Article-Microgrids-for-Mines-v2-opt.pdf>
114. “Questioning Solar Energy Economies of Scale, 2015 Edition,” Renewable Energy World, (22.02.2016), abrufbar unter: <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2016/02/questioning-solar-energy-economies-of-scale-2015-edition.html>
115. “Is biggest best report – Part 1: Limits to Scale in Wind”, Renewable Energy World, (10.05.2017), abrufbar unter: <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2017/05/08/is-bigger-best-report--part-1-limits-to-scale-in-wind.html>
116. National Renewable Energy Laboratory, “US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,” Report, (September 2017), abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>
117. ARENA, “Renewable Energy in the Australian Mining Sector,” White Paper, (2017), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2017/11/renewable-energy-in-the-australian-mining-sector.pdf>
118. ARENA, “Renewable Energy in the Australian Mining Sector,” White Paper, (2017), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2017/11/renewable-energy-in-the-australian-mining-sector.pdf>
119. “Contract duration key to hybrid-power-for-mines investment case,” Engineering News, (15.02.2018), abrufbar unter: <http://www.engineeringnews.co.za/article/contract-duration-key-to-hybrid-power-for-mines-investment-case-2018-02-15>.

120. Isla Power presentation, "Renewable Energy&Mining: Positively Changing the Risk/Reward Equation," Nigel Etherington, Isla Power Argentina Inc.
121. Company data, Goldman Sachs Global Investment Research.
122. Company data, Goldman Sachs Global Investment Research.
123. Baker McKenzie, "The rise of corporate PPAs – A new drivers for renewable", Report, (2015), abrufbar unter: <https://www.bakermckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2015/12/the-rise-of-corporate-ppas/rise-corporate-ppas.pdf?la=en>
124. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, "Renewables 2018 – Global Status Report," Report, (2018), abrufbar unter: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf
125. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, (2018), op cit.
126. "These Massive Renewable Energy Projects Are Powering Chilean Mines," Bloomberg News, (07.08.2018), abrufbar unter: <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-08-07/these-massive-renewable-energy-projects-are-powering-chilean-mines>
127. BHP, "Official inauguration of the Kelar combined cycle unit," (27.05.2017), abrufbar unter: <https://www.bhp.com/media-and-insights/news-releases/2017/05/official-inauguration-of-the-kelar-combined-cycle-unit-at-minera-escondida>
138. "Exclusive: Chile copper firms try to rejig contracts to tap renewable energy," Reuters, (07.12.2016), abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-chile-energy-renewables-idUSKBN13W2L9>
129. Interview, April 2018.
130. "Fossil-fuel consumption subsidies are down, but not out," IEA, (20.12.2017), abrufbar unter: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/december/commentary-fossil-fuel-consumption-subsidies-are-down-but-not-out.html>
131. Pilita Clark, "The Big Green Bang: how renewable energy became unstoppable," (May 2017), Financial Times.
132. "Review of the Diesel Fuel Tax Refund System," Discussion Paper, (Februar 2017), abrufbar unter: http://www.treasury.gov.za/comm_media/press/2017/20170215001%20-%20REVIEW%20OF%20THE%20DIESEL%20FUEL%20TAX%20REFUND.pdf
133. "Big business makes pre-budget issue out of fuel tax credit cuts," The Australian, (2018), abrufbar unter: <https://www.theaustralian.com.au/national-affairs/big-business-makes-prebudget-issue-out-of-fuel-tax-credit-cuts/news-story/c7549d0932817e923515992520b60d62>
134. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, "Renewables 2018 – Global Status Report," Report, (2018), op cit.
135. Lee, A., Usman, Z., "Taking stock of the political economy of power sector reforms in developing countries: a literature review (Englisch)," Policy Research working paper; no. WPS 8518, (2018), abrufbar unter: <http://documents.worldbank.org/curated/en/431981531320704737/Taking-stock-of-the-political-economy-of-power-sector-reforms-in-developing-countries-a-literature-review>
136. "Policies for Enabling Corporate Sourcing of Renewable Energy Internationally", Technical Report, (Mai 2017), abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68149.pdf>
137. "Fuel tax credits", The Fuel Tax Credit Alliance, (February 2017), abrufbar unter: <https://www.wfa.org.au/assets/Industry-Dynamics/Fuel-tax-credits-Feb-2017-PRESS.pdf>;
138. Australian Government – Australian Taxation Office, "Excise rates for fuel," abrufbar unter: <https://www.ato.gov.au/business/excise-and-excise-equivalent-goods/fuel-excise/excise-rates-for-fuel/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
139. Australian Government – Australian Taxation Office, "Fuel tax credits for business," abrufbar unter: <https://www.ato.gov.au/General/Other-languages/In-detail/Information-in-other-languages/Fuel-Tax-Credits-for-business/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
140. Miners receive twice as much in tax credits as Australia spends on environment, The Guardian, abrufbar unter: <https://www.theguardian.com/environment/2018/feb/02/miners-receive-twice-as-much-in-tax-credits-as-australia-spends-on-environment>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
141. Road Accident Fund – Profile, abrufbar unter: <https://www.raf.co.za/About-Us/Pages/profile.aspx>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
142. "Review of the Diesel Fuel Tax Refund System," Discussion Paper, (February 2017), op cit. Seite 11.

143. “Policies for Enabling Corporate Sourcing of Renewable Energy Internationally”, Technical Report, (Mai 2017), op cit.
144. ResourceContracts.org, Suchergebnisse für die Suchbegriffe „Liberia“ und „Electricity“, abrufbar unter: <https://resourcecontracts.org/search?q=electricity&country%5B%5D=lr>
145. Standard Mining Development Contract Draft (2010), Article 5.7, abrufbar unter: <http://www.mmdaproject.org/presentations/PNG%20Full%20Revised%20Standard%20MDC.pdf>
146. Mineral Development Agreement between the Government of the Republic of Liberia and Putu Iron Ore Mining, Inc. vom 02.09.2010, abrufbar unter: <https://resourcecontracts.org/contract/ocds-591adf-4624088322/view#/pdf>.
147. Meier, P et. al, “The design and sustainability of renewable energy incentives: An economic analysis” World Bank (2015), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/20524>
148. Präsentation: “The South African Renewable Energy Independent Power Producers Procurement Programme (REIPPPP) – Lessons Learned”, von Lena Mangondo, Juni 2016.
149. Präsentation: “The South African Renewable Energy Independent Power Producers Procurement Programme (REIPPPP) – Lessons Learned”, von Lena Mangondo, Juni 2016.
150. “Uprising in the rust belt”, Politico Magazine, (24.06.2016), abrufbar unter: <https://www.politico.com/magazine/story/2016/06/coal-country-democrats-donald-trump-2016-213988>
151. Supran, G., and Orekesm H, “Assessing ExxonMobil’s climate change communications,” Environmental Research Letter, (23.08.2017), abrufbar unter: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aa815f/meta>
152. Morris, M. und Martin, M., “Rising Powers in International Development,” Evidence Report no. 128, (April 2015), abrufbar unter: http://www.prism.uct.ac.za/Papers/ER128_PoliticalEconomyofClimateRelevantChangePoliciesTheCaseofRenewableEnergyinSouthAfrica.pdf
153. Morris, M., und Martin, M., (April 2015), op cit.
154. Morris, M. und Martin, M., (April 2015), op cit.
155. Lee, A., Usman, Z., “Taking stock of the political economy of power sector reforms in developing countries: a literature review (Englisch),” (2018), op cit.
156. IEA, “World Energy Investment Report,” Report, (2018), abrufbar unter: <https://www.iea.org/wei2018/>
157. “Google powering Finish server farm with Swedish Wind Farm,” Data Centre Knowledge, (Juni 2013), abrufbar unter: <http://www.datacenterknowledge.com/archives/2013/06/04/googles-powering-finish-data-center-with-swedish-wind-farm>
158. “Global Wind Day – 15 June post – Google,” (März 2017), abrufbar unter: <https://globalwindday.org/success-stories/google/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
159. “RE100 – Companies,” abrufbar unter: <http://there100.org/companies>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
160. “Apple to build more solar projects in China, green its suppliers,” Reuters, (Oktober 2015), abrufbar unter: <https://uk.reuters.com/article/us-apple-renewables-china/apple-to-build-more-solar-projects-in-china-green-its-suppliers-idUKKCN0SG02V20151022>
161. “3 reasons U.S. tech firms are hoarding unprecedented piles of cash,” Venture Beat, (Dezember 2017), abrufbar unter: <https://venturebeat.com/2017/12/07/3-reasons-u-s-tech-firms-are-hoarding-unprecedented-piles-of-cash/>
162. International Institute for Sustainable Development, Innovation in Mining: Report to the 2018 International Mines Ministers Summit, IGF, (2018).
163. Bryant P “Are miners on the path to sustainable profit?” (October 30, 2018), abrufbar unter: <http://www.mining.com/web/miners-path-sustainable-profit/>
164. “Modified agreement between Corfo and Rockwood approved for lithium production,” Corfo, (Januar 2017), abrufbar unter: https://www.corfo.cl/sites/cpp/sala_de_prensa/nacional/se_aprueba_acuerdo_modificado_entre_corfo_y_rockwood_para_la_pro?resolvetemplatefordevice=true
165. Benjamin McLellan et al., “Emissions and the Role of Renewable Energies: Drivers, Potential Projects and Projections,” in Lodhia, S. (Ed.) in Mining and Sustainable Development (London: Routledge, 2018).
166. IRENA, “Renewable power generation costs in 2017”, Report, (2018), abrufbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
167. Benjamin McLellan et al., “Emissions and the Role of Renewable Energies: Drivers, Potential Projects and Projections,” in Lodhia, S. (Ed.) in Mining and Sustainable Development (London: Routledge, 2018).

168. http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018_summary.pdf?la=en&hash=6A74B8D3F7931DEF00AB88BD3B339CAE180D11C3
169. Interview with the Executive Chairman of Zenith Energy, in Zenith Energy's Nova Project Highlights Falling Cost Of Solar for Mines, Energy and Mines, 2018.
170. Goldcorp, "Borden Gold: 'Mine of the future'," Präsentation auf dem Energy and Mine Congress, (2017), abrufbar unter: <http://worldcongress.energyandmines.com/files/Day-1-John-Mullaly.pdf>
171. "First new all-electric mine dumps diesel; cuts costs, pollution," Reuters, (21.06.2018), abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-mining-electric-goldcorp/first-new-all-electric-mine-dumps-diesel-cuts-costs-pollution-idUSKBN1JH2FI>
172. "Canada injects C\$5m into Goldcorp's Borden mine as prize for innovation," Mining.com, (Oktober 2018), abrufbar unter: <http://www.mining.com/canada-injects-c5m-goldcorps-borden-mine-price-innovation/>
173. Lazard – Levelised Costs of Energy – 2017, abrufbar unter: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
174. Lazard – Levelised Costs of Energy – 2017, op cit.
175. IRENA, "Renewable power generation costs in 2017", Report, (2018), op cit.
176. IRENA, "Renewable power generation costs in 2017", Report, (2018), op cit.
177. Cromimet, "Project Zimbi – A PV/Diesel Hybrid case study," abrufbar unter: https://www.bgr.bund.de/DERA/DE/Downloads/pdac_2014_cronimet_armstrong.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
178. Cronimet Mining-Power Solutions, 2013, <http://www.cronimet-mining.com>
179. Bloomberg NEF, "New Energy Outlook 2018," Report, (2018), abrufbar unter: https://bnf.turtl.co/story/neo2018?src=WiR&utm_source=wirjuly31&link=desc
180. Kiremire, B. "A PV, Diesel, ESS hybrid case study: The Degruusa Solar Project," SA Energy Storage 2017, Juwi.
181. Kiremire, B. "A PV, Diesel, ESS hybrid case study: The Degruusa Solar Project," SA Energy Storage 2017, Juwi.
182. Clean Energy Finance Corp, "CEFC finance major solar storage project at remote mine," Pressemitteilung, (Juli 2015), abrufbar unter: <https://www.cefc.com.au/media/files/cefc-finances-major-solar-storage-project-at-remote-mine.aspx>
183. Juwi and ARENA "DeGrussa Solar Project: Knowledge sharing reports," 2017, abrufbar unter: <https://www.oecd.org/dev/inclusivesocietiesanddevelopment/Session-4-DeGrussa-Solar-Project.pdf>
184. Neon and Origin Energy enter into a Power Purchase Agreement for Large -scale Generation Certificates from the DeGrussa Solar Farm, abrufbar unter: <http://www.serree.org.au/knowledge/news/article/?id=neoen-and-origin-energy-enter-into-a-power-purchase-agreement-for-large-scale-generation-certificates-from-the-degrussa-solar-farm>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
185. Neon Renewing energy, "DeGrussa Solar Hybrid Project," Report, (Juni 2017), abrufbar unter: <https://www.oecd.org/dev/inclusivesocietiesanddevelopment/Session-4-DeGrussa-Solar-Hybrid-Project.pdf>; Seite 5
186. Eng, K., "A PV, Diesel, ESS hybride Case Study: The Degruusa Solar Project," abrufbar unter: http://www.ee.co.za/wp-content/uploads/2017/12/Bunty-Kiremire_Juwi_The-DeGrussa-Solar-project-case-study.pdf, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
187. "Why solar is a good fit for mines: Pampa Elvira Solar project – Codelco," Sunmark and Ellaima presentation, abrufbar unter: <http://energyandmines.com/wp-content/uploads/2014/03/codelco-st.pdf>
188. "Denmark Prince Frederik Visits World's Largest Thermosolar Plant," Codelco, (März 2013), abrufbar unter: <http://www.nuevamineria.com/revista/codelco-inaugurates-largest-solar-power-plant-in-the-world/>
189. "Denmark Prince Frederik Visits World's Largest Thermosolar Plant," Codelco, (März 2013), abrufbar unter: <http://www.nuevamineria.com/revista/codelco-inaugurates-largest-solar-power-plant-in-the-world/>
190. Siehe <https://ellaimasolar.cl/english/#engvideo>
191. Eglinton et al., "Potential Applications of Concentrated Solar Thermal Technologies in the Australian Minerals Processing and Extractive Metallurgical Industry," (2013).
192. Stutz, S., et al, "Storage of thermal solar energy," 18(7-8) Elsevier, (Oktober 2017), S. 401-414, abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1631070517300646>

193. Eglinton et al., (2013), op cit.
194. Cerro Dominador Project, abrufbar unter: <https://cerrodominador.com/proyecto/photovoltaic-plant/?lang=en> (zuletzt abgerufen am 11.12.2018).
195. Siehe <https://www.solarreserve.com/en/solutions/mining-industry>
196. National Hydropower Association, “Pumped Storage,” (12.11.2018), abrufbar unter: <https://www.hydro.org/policy/technology/pumped-storage/>
197. “The \$2.5 trillion reason we can’t rely on batteries to clean up the grid,” MIT Technology Review, (Juli 2017), abrufbar unter: <https://www-technologyreview-com.cdn.ampproject.org/c/s/www.technologyreview.com/s/611683/the-25-trillion-reason-we-cant-rely-on-batteries-to-clean-up-the-grid/amp/>
198. “The \$3 Billion Plan to Turn Hoover Dam Into a Giant Battery,” The New York Times, (Juli 2018), abrufbar unter: <https://www.nytimes.com/interactive/2018/07/24/business/energy-environment/hoover-dam-renewable-energy.html>
199. “Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for South and Central America,” PLOS One, (März 2017), abrufbar unter: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0173820>
200. <https://www.worldenergy.org/data/resources/region/africa/hydropower/>
201. World Bank Group, “The Power of the mine report,” Report, (Februar 2015), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21402?show=full>
202. “Old Coal Mines Are Being Considered for Pumped Hydro Storage,” abrufbar unter: <http://revolution-green.com/old-coal-mines-considered-pumped-hydro-storage/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
203. “Two consortia will test in Chile unprecedented technology: they will build hydrogen engines for the mining industry,” Electrcidad, (März 2018), abrufbar unter: <http://www.revistaei.cl/2018/03/05/dos-consorcios-probaran-chile-inedita-tecnologia-construiran-motores-hidrogeno-la-industria-minera/>
204. Alova, G. “Integrating renewables in mining: Review of business models and policy implications”, OECD Development Policy Papers, November 2018 – No. 14, abrufbar unter: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5bbcdeac-en.pdf?expires=1543588651&id=id&accname=guest&cchecksum=1A035C7496889B83D68C6908C132B307>
205. “Genexpower – 250 MW Kidston Pumped Storage Hydro Project,” abrufbar unter: <http://www.genexpower.com.au/250mw-kidston-pumped-storage-hydro-project.html>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
206. “Abandoned mines punted as potential pumped-storage scheme sites,” Mining Weekly, (Februar 2018), abrufbar unter: http://www.miningweekly.com/article/cumbersome-old-mines-potential-sites-for-pumped-hydro-energy-storage-genex-power-2018-02-09/rep_id:3650
207. “Abandoned mines punted as potential pumped- storage scheme sites,” Mining Weekly, (Februar 2018), op cit.
208. Energy and Mines, “Raglan Mine: Canada’s first industrial scale wind and energy storage facility,” abrufbar unter: <http://energyandmines.com/wp-content/uploads/2014/08/Raglan.pdf>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
209. Interview, Mai 2018.
210. “Glencore RAGLAN Mine Renewable Electricity Smart Grid Pilot Demonstration,” abrufbar unter: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/funding/current-funding-programs/eii/16662>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
211. Interview.
212. Energy and Mines, “Raglan Mine: Canada’s first industrial scale wind and energy storage facility,” (2018), op cit.
213. Interview, Mai 2018.
214. Energy and Mines, “Raglan Mine: Canada’s first industrial scale wind and energy storage facility,” (2018), op cit.
215. Interview, Mai 2018.
216. “Exploration firms the biggest winners of renewables use in mining – study,” Mining.com, (Oktober 2016), abrufbar unter: <http://www.mining.com/exploration-firms-the-biggest-winners-of-renewables-use-in-mining-study>
217. NUANCE ENERGY-THEnergy, “Modular, semi-portable mounting systems for solar in the mining sector” Report, (Mai 2018), abrufbar unter: <https://www.th-energy.net/english/platform-renewable-energy-and-mining/reports-and-white-papers/>

218. ARENA, "ARENA supports innovative off grid hybrid power solution," Pressemitteilung, (April 2014), abrufbar unter: https://arena.gov.au/assets/2017/02/Media-release_ARENA-supports-innovative-off-grid-hybrid-power-solution.pdf
219. ARENA, "Sunshift: Demonstration Report," (April 2016), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2016/04/Laing-ORourke-MS-2-ii-Case-Study.pdf>
220. "Sunshift's moveable solar suits New Century Resources," Financial Review, (Oktober 2017), abrufbar unter: <https://www.afr.com/news/sunshifts-movable-solar-suits-new-century-resources-20171025-gz81p9>
221. "Sunshift's moveable solar suits New Century Resources," Financial Review, (Oktober 2017), op cit.
222. "South 32 to develop solar farm at Cannington mine," Australian Mining, (April 2018), abrufbar unter: <https://www.australianmining.com.au/news/south32-develop-solar-farm-cannington-mine/>
223. "South 32 to develop solar farm at Cannington mine," Australian Mining, (April 2018), op cit.
224. "Laing O'Rourke to commercialize movable solar – diesel system," Renewables Now, (April 2012), abrufbar unter: <https://renewablesnow.com/news/laing-o-rourke-to-commercialise-movable-solar-diesel-system-520676/>;
225. ARENA, "Renewable Energy in Australia – Mining Sector," White Paper, (2017), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2017/11/renewable-energy-in-the-australian-mining-sector.pdf>
226. Rocky Mountain Institute, "Sunshine for Mines," abrufbar unter: <https://rmi.org/our-work/electricity/sunshine-for-mines/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
227. ARENA, "General funding strategy – 2013/14 – 2015/16," Report, (2013), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2017/01/ARENA-GFS-2013-14-to-2015-16.pdf>
228. ARENA, "General funding strategy –2013/14 –2015/16," Report, (2013), op cit.
229. ARENA has been subject to fallout stemming from Australia's conflicting political parties. Siehe: <http://www.abc.net.au/news/2016-08-29/debates-on-both-sides-as-parliamentarians-return-to-canberra/7793088>; <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/australia/name-25117-en.php>; <http://reneweconomy.com.au/frydenberg-to-push-ahead-with-repeal-of-arena-grant-funding-39600/>
230. "Frischknecht to step down as head of ARENA," Renew Economy, (Februar 2018), abrufbar unter: <http://reneweconomy.com.au/frischknecht-to-step-down-as-head-of-arena-68096/>
231. "Rio Tinto to implement solar power at QLD mine sites," Australian Mining, (Mai 2014), abrufbar unter: <https://www.australianmining.com.au/news/rio-tinto-to-implement-solar-power-at-qld-mine-site-2/>
232. ARENA, "Weipa 6.7MW solar photovoltaic (PV) solar farm," abrufbar unter: <https://arena.gov.au/projects/weipa-solar-farm/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
233. ARENA, "Mining success marks turning point for off-grid renewables," Pressemitteilung, (Juni 2016), abrufbar unter: <https://arena.gov.au/news/mining-success-marks-turning-point-for-off-grid-renewables/>
234. ARENA, "DeGrussa solar project," abrufbar unter: <https://arena.gov.au/projects/degrussa-solar-project/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
235. IRENA, "Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance", Report, (Juni 2016), abrufbar unter: <http://www.irena.org/publications/2016/Jun/Unlocking-Renewable-Energy-Investment-The-role-of-risk-mitigation-and-structured-finance>
236. IRENA, "Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance," (2016), op cit.
237. Kurz, K., "The ABC-Modell Anchor customers as core clients for mini-grids in emerging economies," Report, (März 2014), abrufbar unter: <https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/2014-en-kurz-pep-fachworkshop-mini-grids.pdf>
238. World Bank Group, "Unlocking Private Investment in Emerging Markets Solar Power," abrufbar unter: <https://www.scalingsolar.org/#toggle-id-8-closed>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
239. World Bank Group, "Unlocking Private Investment in Emerging Markets Solar Power," op cit.
240. World Bank Group, "Unlocking Private Investment in Emerging Markets Solar Power," op cit.
241. Industrial Development Corporation, "11 firms pre-qualify to submit bids for 2x50MW solar PV power plants in Zambia," Pressemitteilung, (Dezember 2015), abrufbar unter: <http://www.idc.co.zm/article/11-firms-pre-qualify-submit-bids-2x50mw-solar-pv-power-plants-zambia>
242. IFC, "IFC Financing Advances Record-Setting Scaling Solar Project in Zambia," abrufbar unter: <https://ifcextapps.ifc.org/ifcext/pressroom/ifcpressroom.nsf/0/EABBB3BCACC7DCB4852581FC00549777?OpenDocument>, zuletzt abgerufen am (12.11.2018).

243. IFC, “IFC Financing Advances Record-Setting Scaling Solar Project in Zambia,” op cit.
244. Einen umfassenden Überblick über die Entwicklung der EE-Finanzierung ist zu finden unter: <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance>
245. WBSCD, “Innovation in Power Purchase Agreement Structures,” Report, (März 2018), abrufbar unter: <https://www.wbcsd.org/Clusters/Climate-Energy/REscale/Resources/Innovation-in-Power-Purchase-Agreement-Structures>
246. Mills, E., “The insurance and risk management industries: new players in the delivery of energy-efficient and renewable energy products and services,” *Energy Policy* 31(12), (September 2003), S. 1257-1272, abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421502001866>
247. “Managing the risk in renewable energy,” *The Economist*, (2011)
248. Allianz, “Allianz acquires wind farm in Sweden,” Press Release, (Juni 2013), abrufbar unter: https://www.allianz.com/en/press/news/financials/stakes_investments/news_2013-06-05.html/
249. “Corporations Already Purchased Record Clean Energy Volumes in 2018, and It’s Not an Anomaly,” Bloomberg NEF, (August 2018), abrufbar unter: <https://about.bnef.com/blog/corporations-already-purchased-record-clean-energy-volumes-2018-not-anomaly/>
250. WBSCD, “Innovation in Power Purchase Agreement Structures,” Report, (März 2018), op cit.
251. Munich RE, “Renewable Energy Insurance,” abrufbar unter: <https://www.munichre.com/HSBEIL/products/renewable-energy-insurance/index.html>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
252. Mills, E., *Energy Policy* 31(12), (September 2003), op cit.
253. “Investing in renewable energy with DFA’s. Watts the Deal?” Norton Rose Fullbright, (November 2015), abrufbar unter: <https://www.insideafricalaw.com/blog/investing-in-renewable-energy-with-dfis-watts-the-deal>
254. Norton Rose Fullbright – Renewable Energy in Latin America, Norton Rose Fullbright, (2017).
255. <http://www.miningpress.com/nota/296902/colbun-compra-parte-de-los-activos-de-sunedison>, https://www.pv-magazine.com/2016/08/08/cap-sues-sunedison-alleging-poor-quality-pv-modules_100025703/.
256. CAP – Business Lines, abrufbar unter: http://www.cap.cl/cap/site/edic/base/port/lineas_negocio.html, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
257. CAP – Business Lines, op cit.
258. “Solar CAP power plant, Copiapo,” abrufbar unter: <https://www.power-technology.com/projects/amancer-solar-cap-power-plant-copiapo/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
259. “Solar CAP power plant, Copiapo,” op cit.
260. “Solar CAP power plant, Copiapo,” op cit.
261. “Let there be light,” *World Finance*, (December 2015), abrufbar unter: <https://www.worldfinance.com/infrastructure-investment/project-finance/let-there-be-light>
262. “Solar CAP power plant, Copiapo,” op cit.
263. IFC, “SunEdison, IFC and OPIC Close \$212.5M Project Financing arrangement for a 100 MWp Solar Power Plant in Chile,” Press Release, (September 2013), abrufbar unter: <https://ifcextapps.ifc.org/ifcext/pressroom/ifcpressroom.nsf/0/9513599CFC2EB63185257BE200572A72?OpenDocument>
264. Energy and Mines- May 2018 – Interview with Arena CEO.
265. Energy and Mines- May 2018 – Interview with Arena CEO.
266. IRENA, “Global Renewable Energy Finance – 2018,” Report, (2018), abrufbar unter: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_Global_landscape_RE_finance_2018.pdf
267. “Growing number of pension funds divest from fossil fuels,” *Financial Times*, abrufbar unter: <https://www.ft.com/content/fe88b788-29ad-11e7-9ec8-168383da43b7>
268. BNP Paribas, “BNP Paribas, BNP Paribas takes further measures to accelerate its support of the energy transition,” Pressemitteilung, (Oktober 2017), abrufbar unter: <http://www.bnpparibas.co.il/en/2017/10/11/bnp-paribas-takes-further-measures-to-accelerate-its-support-of-the-energy-transition/>
269. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, (2018), op cit.
270. World Bank Group and Ecofys “Carbon pricing watch 2017,” (2017), abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/26565/9781464811296.pdf?sequence=4&isAllowed=y> (2017).
271. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, (2018), op cit. r
272. IRENA, “Renewable Energy Policies in at Time of Transition,” Report, (2018), abrufbar unter: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf

273. World Bank Group and Ecofys, "Carbon pricing watch 2017," (2017), op cit.
274. Nordea, "We are aiming for an A, climate change solution," abrufbar unter: <https://sustainablefinance.nordea.com/articles/we-are-aiming-climate-change-resolution>, (last accessed 12.11.2018).
275. "Rio Tintos' climate change resolution is a significant shift in investor culture," The Conversation, (May 2018), abrufbar unter: <https://theconversation.com/rio-tintos-climate-change-resolution-marks-a-significant-shift-in-investor-culture-95927>
276. Kirk, T. und Lund, J. "Decarbonization pathways for mines: A headlamp in the darkness" Rocky Mountain Institute (2018), abrufbar unter: https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2018/08/RMI_Decarbonization_Pathways_for_Mines_2018.pdf
277. Kirk, T. und Lund, J. "Decarbonization pathways for mines: A headlamp in the darkness" Rocky Mountain Institute (2018), abrufbar unter: https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2018/08/RMI_Decarbonization_Pathways_for_Mines_2018.pdf
278. Investor Group on Climate Change, "Investor Expectations of Mining Companies," abrufbar unter: http://www.iigcc.org/files/publication-files/IIGCC_2015_Mining_Report_FINAL_WEB.PDF, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
279. Science Based Targets – "We're seeing a surge in companies embracing climate science to navigate the low-carbon transition," abrufbar unter: <https://sciencebasedtargets.org/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
280. Science Based Targets – "We're seeing a surge in companies embracing climate science to navigate the low-carbon transition," op cit.
281. Welsh, H. Passoff, M. "Proxyreview: Helping shareholders vote their values" (2018), abrufbar unter: <https://www.proxyreview.org/proxy-preview-2018/>
282. Apple – Supplier Clean Energy, abrufbar unter: https://www.apple.com/lae/environment/pdf/Apple_Supplier_Clean_Energy_Program_Update_April_2018.pdf, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
283. "Apple says it's found a 'revolutionary' way to make its devices more environmentally friendly," CNBC, (Mai 2018), abrufbar unter: <https://www.cnbc.com/2018/05/11/apple-teams-up-with-alcoa-and-rio-tinto-on-clean-aluminum-smelting.html>
284. BMW, "Sustainable Value Report 2017," Report, (2018), abrufbar unter: https://www.bmwgroup.com/content/dam/bmw-group-websites/bmwgroup_com/ir/downloads/en/2017/BMW-Group-SustainableValueReport-2017--EN.pdf
285. BMW, "BMW Group and Codelco agree on cooperation to establish the Responsible Copper Initiative", Pressemitteilung, (Januar 2018), abrufbar unter: <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0277850EN/bmw-group-and-codelco-agree-on-cooperation-to-establish-the-responsible-copper-initiative?language=en>
286. European Union, "Buying Green – A handbook on green public procurement," abrufbar unter: <http://ec.europa.eu/environment/gpp/pdf/Buying-Green-Handbook-3rd-Edition.pdf>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
287. OECD, "Public Procurement for Innovation: Good Practices and Strategies," OECD Public Governance Reviews, (2017), abrufbar unter: <http://www.oecd.org/gov/public-procurement-for-innovation-9789264265820-en.htm>
288. "First new all electric mine dumps diesel; cut costs, pollution," Reuters, (Juni 2018), abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-mining-electric-goldcorp/first-new-all-electric-mine-dumps-diesel-cuts-costs-pollution-idUSKBN1JH2FI>
289. Hydropower smelters charge a premium price for "green" aluminum," Reuters, (August 2017), abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-aluminium-sales-environment/hydro-powered-smelters-charge-premium-prices-for-green-aluminum-idUSKBN1AI1CF>
290. Hydro, "Hydro launches certified low carbon aluminum products," abrufbar unter: <https://www.hydro.com/en/press-room/Archive/2017/hydro-launches-certified-low-carbon-aluminum-products/>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018).
291. Davis, R. und Franks, D., "Cost of Company – Community Conflicts in the Extractive Sector," Report, (2014), abrufbar unter: https://sites.hks.harvard.edu/m-rcbg/CSRI/research/Costs%20of%20Conflict_Davis%20%20Franks.pdf

292. Cosbey, A. et al., “Mining a Mirage: Reassessing the Shared-Value Paradigm in Light of the Technological Advances in the Mining Sector,” Policy Paper, (2016), abrufbar unter: <http://ccsi.columbia.edu/2016/09/01/mining-a-mirage-reassessing-the-shared-value-paradigm-in-light-of-the-technological-advances-in-the-mining-sector/>
293. Renewable Energy Country Attractiveness Index, “The retail energy revolution,” (Oktober 2017), Report, abrufbar unter, <https://emeia.ey-vx.com/4864/93958/landing-pages/recai-50-all-pages-interactive-dps-view.pdf>
294. Worrall, L., und Scott, A., “Pioneering Power: Transforming lives through off-grid renewable electricity in Africa and Asia,” Report, (2018), abrufbar unter: https://learn.tearfund.org/~media/files/tilz/climate_and_energy/2018-odi-tearfund-pioneering-power-en.pdf?la=en
295. International Council on Mining and Metals, “ICMM issues statement on Climate Change,” Pressemitteilung, (Oktober 2015), abrufbar unter: <https://www.icmm.com/en-gb/news/2015/icmm-issues-statement-on-climate-change>
296. International Council on Mining and Metals, Principle 6, abrufbar unter: <https://www.icmm.com/en-gb/about-us/member-commitments/icmm-10-principles/icmm-principle-6>, (zuletzt abgerufen am 12.11.2018) <https://www.icmm.com/en-gb/about-us/member-commitments/icmm-10-principles/icmm-principle-6>
297. Initiative for Responsible Mining Assurance, “IRMA Standard for Responsible Mining,” Report, (Juni 2018), abrufbar unter: https://responsiblemining.net/wp-content/uploads/2018/07/IRMA_STANDARD_v.1.0_FINAL_2018.pdf
398. Ledwaba, P., The use of renewable energy in small scale mining, Dissertation, (University of the Witwatersrand, Johannesburg, 2014), abrufbar unter: http://wiredspace.wits.ac.za/bitstream/handle/10539/17683/Research%20Project_MINN7044.pdf?sequence=2&isAllowed=y
299. Ledwaba, P., (2014), op cit.
300. IRENA, “Global Renewable Energy Finance – 2018,” Report, (2018).
301. IRENA, “Global Renewable Energy Finance – 2018,” Report, (2018).
302. Roman Günter Votteler, A mining perspective on the potential of renewable electricity sources for operations in South Africa, Dissertation, (Stellenbosch University, 2016).

Danksagungen

Die Autoren möchten gegenüber folgenden Personen ihren Dank aussprechen: Sara Rosner, Hillary McMahon, Diego Adrian de Leon Segovia und Axel Berrebi für ihren wichtigen Beitrag zu diesem Bericht.

Ferner danken wir folgenden Personen für ihre Hinweise und Kommentare:

Aaron Steeghs (Yamana), Adrienne Baker (Energy and Mines), Alastaire Dick (Rocky Mountain Institute), Andrew Slavin (Energy and Mines), Anthony Moreau (Iamgold), Arnaud Gouet (Wartsila), Arnoldus van Den Hurk (Renewable Energy and Mining International Observatory), Axel Leveque (Engie Energia Chile), Ben Chalmers (Canada Association of Mines), Ben McLellan (University of Queensland), Bjorn Kjetil Mauritzen (Hydro), Brendan Marshall (Mining Association of Canada), Caspar Priesemann (GIZ), Celiane Dorval (Raglan Mine, ein Unternehmen des Glencore-Konzerns), Christophe Fleurence (Total Eren), Claudia Becker (BMW), Denis Hickie (ATA Group), Femi Fadugba (Crossboundary Energy), Holle Linnea (International Renewable Energy Agency), Ian Brodie Brown (AurCrest Gold), Ignacio Moreno Fernández (Chilean Cobalt Corp), Jacek Paraszczak (Université Laval), Jean-François Verret (Raglan Mine, ein Unternehmen des Glencore-Konzerns), John Okoro (Vergnet), Juan Camus (Energia Valhalla Spa), Kirsten Hund (Weltbank), Marco Lotz (Nedbank), Maria Cruz de La Paz (KfW), Markus Wagner (International Renewable Energy Agency), Martijn Wilder (Baker MacKenzie), Matthew Cullin (Pact), Mauro Valdés (Alta Ley), Nate Springer (Business for Social Responsibility), Nicola Borregaard (Energieministerium, Chile), Ouida Chichester (Business for Social Responsibility), Paolo Natali (Rocky Mountain Institute), Paul Kariya (First Nations Association), Paul Taylor (International Council on Mining and Metals), Rainer Schröer (GIZ), Rollie Armstrong (Cronimet), Saleem Ali (University of Delaware), Scott Fraser (Waypoint Infrastructure), Sean Whittaker (International Finance Corporation), Sebastien Vilder (Blakes), Sian Bradley (Chatham House), Sofja Giljova (GIZ), Stefanie Bourne (DVNGL), Steven Kukoda (Copper Mining Association), Thomas Hillig (THEnergy), Tom Butler (International Council on Mining and Metals), Tsakani Mthombeni (Goldfelder), Vasilis Fthenakis (Columbia University), Weijun Xie (China Minmetals Corporation) und Will Rayward-Smith (Sunshift).

Ferner möchten wir Energy and Mines für seinen Beitrag als Distributionspartner danken.

Weiterhin sind die Autoren der GIZ und insbesondere Tim Schlösser sehr dankbar für ihre Unterstützung und nützlichen Hinweise im Verlauf dieses Projekts.



Columbia Center on Sustainable Investment

Das Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI) ist eine gemeinsame Einrichtung der Columbia Law School und des Earth Institute der Columbia University. Das CCSI ist die einzige, einer Hochschule angegliederte Einrichtung für angewandte Forschung zum Thema „Nachhaltigkeit von ausländischen Direktinvestitionen“ und gilt als Forum für Studien, praktische Beiträge und Diskussionen auf diesem Gebiet. Wir sehen unsere Aufgabe darin, praktikable Strategien für Regierungen, Investoren, Gemeinden und andere Stakeholder zu entwickeln, um den Nutzen von internationalen Investitionen für eine nachhaltige Entwicklung zu maximieren.

<http://ccsi.columbia.edu/>



BMZ & GIZ

Die GIZ führt gemeinsam mit der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) das Sektorprogramm „Rohstoffe und Entwicklung“ durch. Neben der Beratung des Ministeriums zu einer Vielzahl von Fragen der Ressourcenbewirtschaftung fördert das Programm aktiv den sektorspezifischen

Dialog, beteiligt sich an Multi-Stakeholder-Initiativen und fördert die Forschung sowie die Umsetzung von Pilotprojekten zu Themen, die in naher Zukunft wichtig werden.

Derzeit arbeitet die GIZ gemeinsam mit der Weltbank an der Entwicklung einer Climate Smart Mining (CSM)-Strategie, die als zentrales Element die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien im Rohstoffsektor vorsieht.

<http://www.bmz.de/rue/en/index.html>

In den letzten sechs Jahren hat sich Energy and Mines den Branchen Rohstoffförderung und erneuerbare Energien einen Namen als erste Anlaufstelle zur Einholung von Informationen über den Einsatz von erneuerbaren Energien in der Rohstoffförderung gemacht. Das Unternehmen hat gute Beziehungen zu führenden Akteuren in den Sektoren Rohstoffförderung, erneuerbare Energien und Finanzen sowie zu Regierungen aufgebaut, um auf diesem Wachstumsmarkt zum Erfolg von Technologien und Projekten beizutragen.

<https://energyandmines.com/>

ENERGYANDMINES

Energy and Mines

Energy and Mines ist der weltweit wichtigste Anbieter von Informationen und Veranstaltungen zum Thema „Nutzung von erneuerbaren Energien und kohlenstoffarmen Lösungen im Rohstoffsektor“. Über eine internationale Veranstaltungsreihe (Kanada, Australien, Südafrika, Chile, Großbritannien), ein Webportal, die Vergabe von Awards, die jährliche Aufstellung von Rankings sowie ein Magazin sorgt Energy and Mines dafür, dass der Rohstoffsektor und der Sektor der erneuerbare Energien gemeinsame Anknüpfungspunkte finden, um Lösungen voranzubringen, die eine erschwingliche, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung von Förderstandorten ermöglichen.

Impressum

Herausgeber

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sitz der Gesellschaft

Bonn und Eschborn

Programm

Sektorprogramm Rohstoffe
und Entwicklung – X4D
Friedrich-Ebert-Allee 36
53113 Bonn

T +49 228 44 60-1250

E info@giz.de

I www.bmz.de/rue

Distributionspartner

Energy and Mines

Autoren

Nicolas Maennling, *Senior Economics and Policy Researcher (CCSI)*,

Perrine Toledano, *Head: Extractive Industries (CCSI)*

Gestaltung

creative republic, Frankfurt am Main

Bildnachweis

© shutterstock

© GIZ / Jörn Breiholz (34-35)

Druck

Braun & Sohn, Maintal

Die GIZ ist für den Inhalt der vorliegenden Publikation verantwortlich.

Im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ)

Stand

März 2019