



Theme Assessment zu Cleantech

- Erneuerbare Energien und Energiespeicherung
- Energieeffizienz von Gebäuden
- Kohlenstoffabscheidung und -speicherung

Kundenversion | Ausgabe Schweiz

Autor: Dr. Daniel Fauser, CESGA
Analyst Global ESG-integrated Research
Asset Management der Zürcher Kantonalbank
research@swisscanto.ch

Regionen: Global

Sektoren: Industrie- und Versorgerwerte

Themen: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Zusammenfassung

Umweltfreundliche Technologien (Cleantech) sind ein wirksames Instrument für die Dekarbonisierung und die Erreichung des Netto-Null-Emissionsziels; sie genießen daher politische Unterstützung sowie gesunde Wachstumsaussichten. Die Erklärung der Klimaneutralität (Netto-Null-Emissionen) bis 2050 ist mittlerweile Bestandteil fast jeder politischen Agenda. Regierungen weltweit haben erkannt, dass Investitionen in Cleantech effektiv Emissionen reduzieren und Arbeitsplätze schaffen. Die Attraktivität des Themas zeigt sich auch in den Zuflüssen in Cleantech-Fonds, die von Rekordhoch zu Rekordhoch eilen.

Laut der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) müssen in den nächsten 30 Jahren durchschnittlich jährliche Investitionen in Höhe von 4'400 Milliarden USD getätigt werden, um das Ziel von maximal 1,5°C Erderwärmung zu erreichen. Davon müssten zirka 1'700 Mrd. USD (39 %) in die Energieerzeugung fließen, während weitere rund 2'300 Mrd. USD (52 %) in die Verbesserung der Energienutzung von Industrie, Gebäuden und Verkehr fließen müssten.

Einige saubere Technologien wie die Solar-Photovoltaik (Solarkraft) und Windturbinen (Windkraft) sind technologisch bereits sehr ausgereift und weisen die mitunter tiefsten Stromgestehungskosten unter allen Arten der Stromerzeugung auf – und das weltweit. Mit so tiefen Stromgestehungskosten von bis zu 22 USD/Megawattstunden (MWh) durch Solarkraft und Windkraft sind bereits heute Eigenkapitalrenditen von mindestens 9 % realisierbar.

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen unterliegt oft gewissen Schwankungen, weshalb mit der Zunahme von Solar- und Windkraft im Strommix auch die Möglichkeiten zur zwischenzeitlichen Speicherung von Strom stark zunehmen müssen. Der jährliche Zuwachs an Batterie-Energiespeichersystemen wird sich allein bis 2025 um 525 % (~25 Gigawatt pro Jahr) gegenüber dem Niveau von 2020 (~4 Gigawatt pro Jahr) erhöhen. Die Lithium-Ionen-Technologie dominiert den Markt und wird ihre Stellung in den nächsten Jahren durch höhere Skaleneffekte und Fortschritte bei der Konfiguration (z. B. geringerer Anteil seltener Erden) höchstwahrscheinlich weiter festigen.

Auch wenn mit der Dekarbonisierung der Stromerzeugung bereits grosse Teile der globalen Treibhausgasemissionen eingespart werden können, bleibt ein nicht zu vernachlässigender Teil an Treibhausgasemissionen, die zum Beispiel in der Schwerindustrie (Stahl, Zement, Aluminium usw.) anfallen und nur bedingt vermindert werden können. Um zu verhindern, dass diese Emissionen die Atmosphäre weiter aufheizen, bedarf es Technologien zur Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (engl. CCUS). CCUS-Technologien werden heute nur in sehr kleinem Massstab eingesetzt und werden in den nächsten Jahrzehnten kräftig wachsen müssen (~1'150 % bis 2030), damit das 1,5-Grad-Ziel erreicht werden kann. Die Kosten für CCUS werden durch Technologieverbesserungen und Skalierung jedoch noch deutlich sinken und der Preis für die Emission einer Tonne CO₂ deutlich steigen müssen, damit CCUS auch wirtschaftlich attraktiv wird.

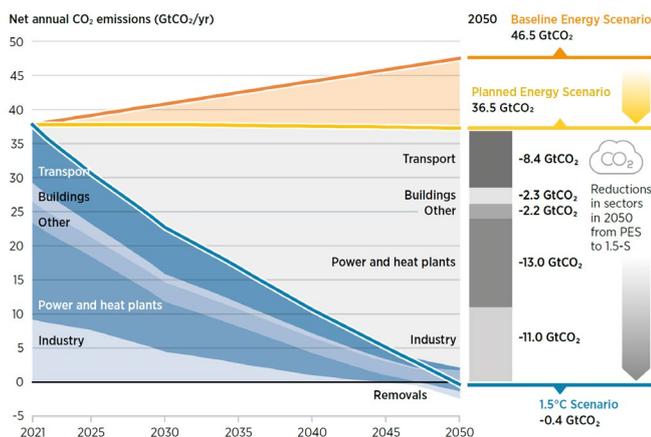
Den wahrscheinlich am stärksten vernachlässigten Bereich der Dekarbonisierung stellt die Gebäudeinfrastruktur dar, welche für rund 35 % des globalen Energiebedarfs und rund 40 % der globalen Treibhausgasemissionen mitverantwortlich ist. Die Technologien zur Dekarbonisierung von Gebäuden (Isolierung, Wärmepumpen usw.) sind bereits sehr ausgereift, aber vielfach noch ökonomisch unattraktiv, da zum Beispiel die Anfangsinvestitionen hoch und Amortisationszeiten lang sind. Steigende Preise fossiler Energieträger verschaffen der Isolierung und den Wärmepumpen einen relativen Vorteil; ganz ohne staatliche Anreize (Subventionen) und Regulierung hinsichtlich Gebäudeenergieeffizienz werden es diese Technologien allerdings eher schwer haben.

Die Identifizierung dieser profitablen und nachhaltigen Themen und fundamental attraktiven Investmentopportunitäten ist ein zentraler Bestandteil unserer globalen Research-Aktivität.

1 Der Weg zu weniger als 1,5°C führt über die Dekarbonisierung

Weltweit werden derzeit rund 38 Gigatonnen Netto-CO₂-Emissionen (GtCO₂) pro Jahr ausgestossen. Gemäss den Schätzungen der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) muss diese Zahl bis 2030 auf rund 22,5 GtCO₂/Jahr und bis 2050 auf negative ~0,4 GtCO₂/Jahr sinken, damit der durchschnittliche globale Temperaturanstieg unter dem Ziel des Pariser Abkommens von 1,5°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau bleibt (Abbildung 1). Diese signifikante Verringerung der weltweiten jährlichen Netto-CO₂-Emissionen erfordert massive Anstrengungen, insbesondere in den Sektoren Gebäude, Verkehr, Strom und Wärme sowie Industrie, da diese die mit Abstand grössten Emittenten sind.

Abbildung 1: Mögliche Szenarien zur Reduzierung der globalen CO₂-Emissionen



Quelle: Internationale Agentur für Erneuerbare Energien, IRENA

Anmerkung (Quelle IRENA): Die blau schattierten Bereiche in der Abbildung stellen die verbleibenden Netto-CO₂-Emissionen in den entsprechenden Sektoren im 1,5-Grad-Szenario dar, und der graue Bereich stellt die Verringerung der CO₂-Emissionen im 1,5-Grad-Szenario im Vergleich zum Planned Energy Scenario (PES) dar. Das Planned Energy Scenario berücksichtigt sämtliche bis 2020 getroffenen staatlichen Klimaambitionen und -strategien. «Industry» umfasst energie- und prozessbedingte CO₂-Emissionen. «Other» umfasst Emissionen aus nichtenergetischen Anwendungen und anderen Sektoren wie Land- und Forstwirtschaft usw. Emissionen in «Industry» und in «Power and heat plants» umfassen CO₂-Emissionen, die durch Kohlenstoffabscheidung, Bioenergie/-masse und andere Massnahmen zur Kohlenstoffabscheidung abgeschieden werden. Infolgedessen werden diese beiden Sektoren bis 2050 netto negativ, d. h. das abgeschiedene CO₂ gleicht die verbleibenden CO₂-Emissionen in diesen Sektoren mehr als aus. Insgesamt würden die Netto-CO₂-Emissionen im 1,5-Grad-Szenario im Jahr 2050 -0,4 Gt erreichen. GtCO₂/yr = Gigatonnen Kohlendioxid pro Jahr

Cleantech ist die wichtigste Triebkraft für die Dekarbonisierung

Cleantech bietet mitunter die überzeugendsten Eigenschaften, um die Dekarbonisierung voranzutreiben. Denn Cleantech

- erhält politische Unterstützung, unter anderem weil es ein Jobmotor ist (z. B. «EU Green Deal», «Biden Climate Plan»);
- verbessert sich durch Innovation ständig und dekarbonisiert die Wirtschaft effektiv;
- profitiert von einem breiten Nachhaltigkeitstrend in der Gesellschaft;
- zieht in einem Markt, in dem Nachhaltigkeitsaspekte eine immer wichtigere Rolle spielen, Finanzierungen von Investoren an;
- ist aus wirtschaftlicher Sicht (d. h. unter Kostengesichtspunkten) sehr attraktiv – und das schon heute weltweit.

Generell kann in Technologien unterteilt werden, die seit vielen Jahren oder sogar Jahrzehnten «etabliert» sind, und in Technologien, die gerade «aufstrebend» und (noch) nicht reif für den Massenmarkt sind. Die so genannte etablierte Cleantech erfüllt die meisten der oben genannten Eigenschaften (d. h. politische Unterstützung, Wirksamkeit bei der Dekarbonisierung, Kostenwettbewerbsfähigkeit usw.), während dies bei der aufstrebenden Cleantech weit weniger eindeutig ist.

Etablierte Cleantech umfasst die meisten erneuerbaren Energiequellen (d. h. Solar-, Wind- und Wasserkraft, Erdwärme usw.), Materialien und Produkte zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden (d. h. Isolierung, Wärmepumpen, LED usw.) und – bis zu einem gewissen Grad – Elektrofahrzeuge.

Zu den aufstrebenden Cleantech-Technologien gehören Biokraftstoffe (z. B. Wasserstoff und erneuerbares Erdgas), Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (engl. CCUS) und die Photonik. Jede dieser Technologien befindet sich derzeit in einem anderen Entwicklungsstadium und ist daher mehr oder weniger gesellschaftlich und wirtschaftlich tragfähig. Im Gegensatz zu den etablierten Cleantech werden die aufstrebenden Technologien in einer späteren Phase des globalen Dekarbonisierungsprozesses von besonderer Bedeutung sein, wenn sie technisch ausgereifter sind.

Die Batteriespeicherung ist eine Technologie, die alle Voraussetzungen erfüllt, um bei der Dekarbonisierung eine bedeutende Rolle zu übernehmen. Die Technologie existiert bereits seit geraumer Zeit, hat aber (noch) keine signifikante Marktdurchdringung im Strom-, Gewerbe- und Privatsektor erreicht. Die Technologie ist jedoch auf dem besten Weg, Marktanteile zu gewinnen und damit ein tragfähiger Bestandteil der Dekarbonisierung zu werden. CCUS wird erforderlich sein, um den letzten Teil der Emissionen zu beseitigen, der ansonsten nur schwer oder gar nicht zu verhindern ist, und so den Weg zur Erreichung des weltweiten Netto-Null-Emissionsziels zu ebnen.

Tabelle 1 unterteilt die verschiedenen Technologien in etablierte und aufstrebende Technologien, auch wenn die Grenzen deutlich fließender sind, als eine solche Tabelle vermuten lässt. Die verschiedenen Entwicklungsstadien ausgewählter Technologien werden weiter unten eingehender erörtert.

Tabelle 1: Verschiedene Cleantech Technologien

Etablierte Cleantech	Aufstrebende Cleantech
– Solarkraft	– Wasserstoff
– Windkraft	– Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (CCUS)
– Wasserkraft	– Meeresenergie (Gezeiten)
– Geothermie	– Erneuerbares Erdgas und Biokraftstoffe
– Biomasse	– Photonik (Energieeffizienz)
– Gebäudeisolierung / Wärmepumpen	– Energiespeicherung durch Batterien
– LED-Beleuchtung	
– Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur	

Quelle: Zürcher Kantonalbank

2 Themenidentifikation

Die in dieser Studie analysierten Technologien spielen eine Schlüsselrolle bei der globalen Energiewende (d. h. der Dekarbonisierung der Energieerzeugung und -nutzung), die das Erreichen der folgenden Ziele für nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals, SDGs) erfordert (Abbildung 2):

- Bezahlbare und saubere Energie (SDG 7),
- Industrie, Innovation und Infrastruktur (SDG 9),
- Nachhaltige Städte und Gemeinden (SDG 11), und
- Klimaschutz (SDG 13).

Abbildung 2: Ziele für nachhaltige Entwicklung (SDGs), die im Rahmen dieses Theme-Assessments adressiert werden



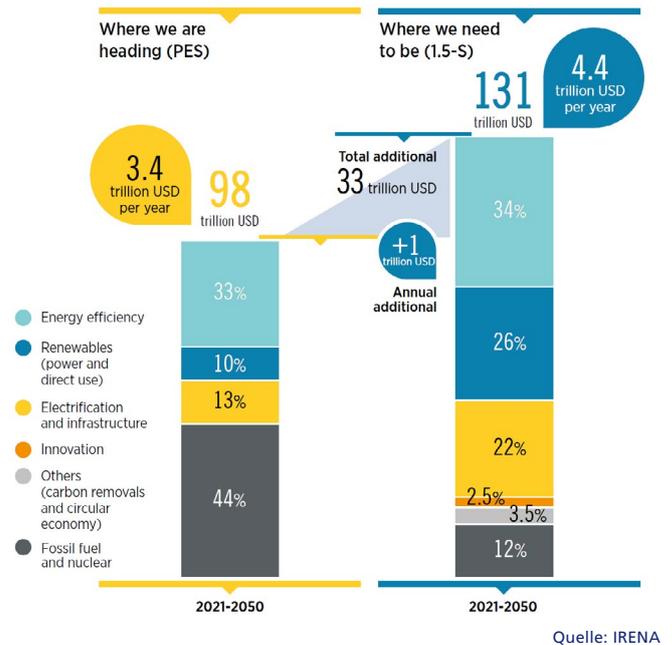
Quelle: Vereinte Nationen

3 Die nötigen Investitionsvolumen eröffnen Chancen

Die weltweit erforderlichen öffentlichen und privaten Investitionen zur Erreichung der gewünschten Dekarbonisierung und des 1,5°C-Ziels sind enorm. Es sollten nicht nur beträchtliche Geldbeträge für Cleantech bereitgestellt werden, sondern auch der Anteil der Gelder, die in Technologien fließen, die mit fossilen Brennstoffen in Verbindung stehen, sollte deutlich sinken. Derzeit fließen 44 % der weltweiten jährlichen energiebezogenen Investitionen in Höhe von 3'400 Mrd. USD in Technologien für fossile Brennstoffe und Kernkraft (Abbildung 3). Nach einer Schätzung von IRENA müsste dieser Anteil der Investitionen in fossile und nukleare Technologien im Zeitraum 2021–50 auf durchschnittlich 12 % sinken.

Gleichzeitig müssten der Anteil der Investitionen in erneuerbare Energien von 10 % auf 26 % und der Anteil der Gelder, die in Elektrifizierung und Infrastruktur fließen, von 13 % auf 22 % steigen. Eine solche Änderung in der Allokation von Investitionen würde bedeuten, dass Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Elektrifizierung/Infrastruktur zu den wichtigsten Triebkräften der Dekarbonisierung würden. Schliesslich müssen die jährlichen Gesamtinvestitionen weltweit von derzeit 3'400 Mrd. USD auf 4'400 Mrd. USD steigen, um das 1,5°C-Ziel zu erreichen.

Abbildung 3: Enorme Investitionen (zirka 5 % des globalen Bruttoinlandsprodukts) in erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Elektrifizierung sind erforderlich.



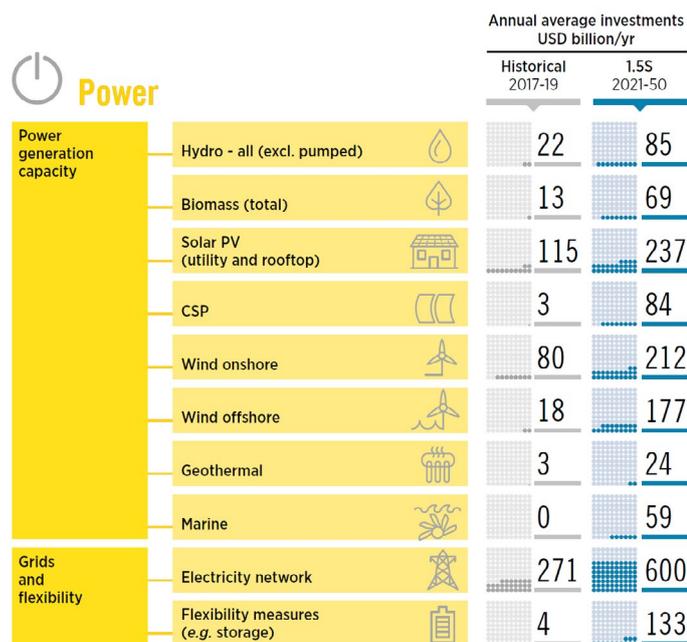
Beispiel 1: Investitionen in Stromerzeugung und Netze

Eine der naheliegendsten und effizientesten Möglichkeiten, die Emissionen zu reduzieren, ist die Dekarbonisierung des Stromsektors und die anschliessende Investition in die Netzinfrastuktur, um Strom dorthin zu übertragen, wo er benötigt wird, oder ihn bei Bedarf flexibel zu speichern (Abbildung 4). IRENA schätzt, dass die grössten Summen für Stromerzeugung und Netze in die Solarenergie, die Windenergie und die Netzinfrastuktur fließen werden. Während in diese Bereiche bereits heute das meiste Geld investiert wird, wird der relative jährliche Umfang im Zeitraum 2021-50 gegenüber dem Niveau von 2017-19 erheblich steigen müssen, nämlich:

- von 118 Mrd. USD auf 321 Mrd. USD für Solar-Photovoltaik und konzentrierte Solarkraft (+172 %),
- von 98 Mrd. USD auf 329 Mrd. USD für Windkraft (+236 %) (insbesondere Offshore), und
- von 271 Mrd. USD auf 600 Mrd. USD für die Netzinfrastuktur (+121 %).

Im IRENA-Szenario werden die Ausgaben für andere Technologien des Energiesektors wie Wasserkraft, Biomasse, Meeresenergie usw. ebenfalls erheblich gesteigert, allerdings auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Flexibilitätsmaßnahmen (z. B. Energiespeicherung) werden allgemein als ein sehr wichtiger Beitrag zur Lösung des Problems der Schwankungen bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien angesehen. IRENA schätzt, dass die erforderlichen Investitionen in die Energiespeicherung von 4 Mrd. USD pro Jahr in den Jahren 2017–19 auf 133 Mrd. USD pro Jahr in den Jahren 2021–50 ansteigen werden, was einem massiven Anstieg von 3'225 % gleichkommt.

Abbildung 4: Die Investitionen in saubere Stromerzeugung und Netze müssen deutlich erhöht werden.



Bemerkung: CSP = Concentrated Solar Power (engl. für konzentrierte Solarkraft)
Quelle: IRENA

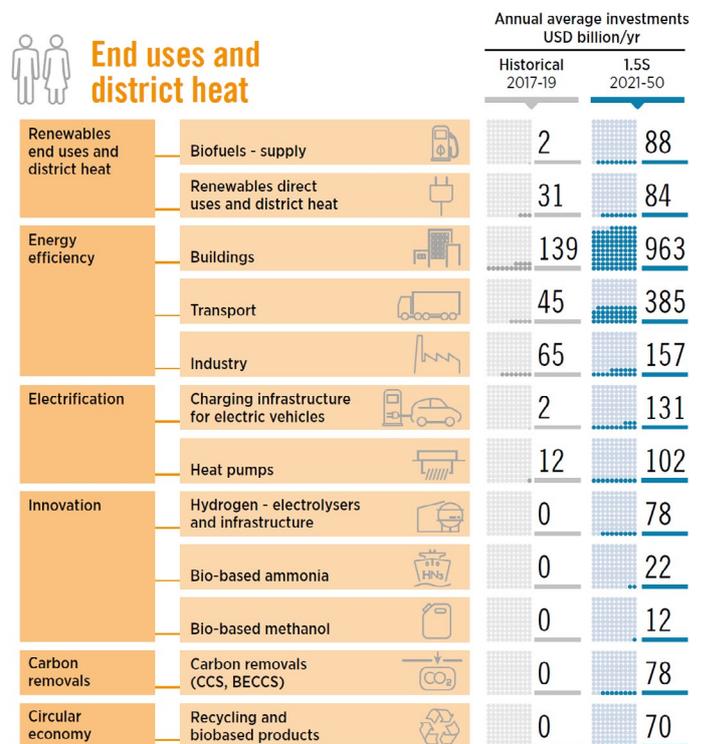
Beispiel 2: Investitionen in Endenergienutzung

Ein weiteres interessantes Gebiet hinsichtlich des wirtschaftlichen Potenzials sind Investitionen in die Endenergienutzung – insbesondere in den Bereichen Energieeffizienz von Gebäuden und Verkehr (Abbildung 5). Diese beiden Bereiche sind auch die beiden wichtigsten Prioritäten im Rahmen des EU Green Deal. IRENA schätzt, dass die durchschnittlichen jährlichen Investitionen in die Energieeffizienz von Gebäuden und in den Verkehr von 139 Mrd. USD auf 963 Mrd. USD (+593 %) beziehungsweise von 45 Mrd. USD auf

385 Mrd. USD (+765 %) steigen müssen, um das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen.

Ähnlich wie im Energiesektor müssten die Investitionen auch bei anderen Technologien erheblich steigen, nämlich bei Wasserstoff, CCUS und Bioenergie mit CCUS. Für alle diese Technologien wurden 2017-19 Investitionen in Höhe von weniger als 1 Mrd. USD getätigt, und die durchschnittlichen jährlichen Investitionen müssen erheblich gesteigert werden, und zwar im höheren zweistelligen Milliardenbereich (jeweils zirka 75 Mrd. USD pro Jahr). Bei diesen Technologien handelt es sich eindeutig um Schlüsseltechnologien für die Dekarbonisierung von Industrien, in denen Emissionen nur schwer vermindert werden können (wie der Schwerindustrie und der Werkstoffindustrie), und daher sollten sie Teil jedes Energie-wendeszenarios sein.

Abbildung 5: Die Investitionen in die Endnutzung von Strom und Wärme müssen erheblich gesteigert werden.



Bemerkung: CCUS = Carbon Capture, Utilization and Storage (engl. für Kohlenstoffabscheidung, -verwendung und -speicherung); BECCUS = Bioenergie mit CCUS
Quelle: IRENA

4 Valable Technologien zur Dekarbonisierung existieren

Laut IRENA könnte die globale Energiewende-Strategie aus fünf Schlüsselbereichen bestehen:

1. Erneuerbare Energien (25 % Beitrag zur Dekarbonisierung)
2. Energieeinsparung und -effizienz (25 % Beitrag zur Dekarbonisierung)
3. Elektrifizierung in Endverbrauchssektoren (20 % Beitrag zur Dekarbonisierung)
4. Wasserstoff (10 % Beitrag zur Dekarbonisierung)
5. Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (CCUS) und andere Kohlenstoffentfernung (20 %)

Diese fünf Schlüsselbereiche sind zusammengenommen in der Lage, die Wirtschaft effektiv zu dekarbonisieren, indem sie bis 2050 zu Einsparungen von rund 36,9 Gigatonnen CO₂ pro Jahr führen, so IRENA. Die vorliegende Studie betrachtet dabei drei der fünf Schlüsselbereiche (in Fettschrift hervorgehoben).

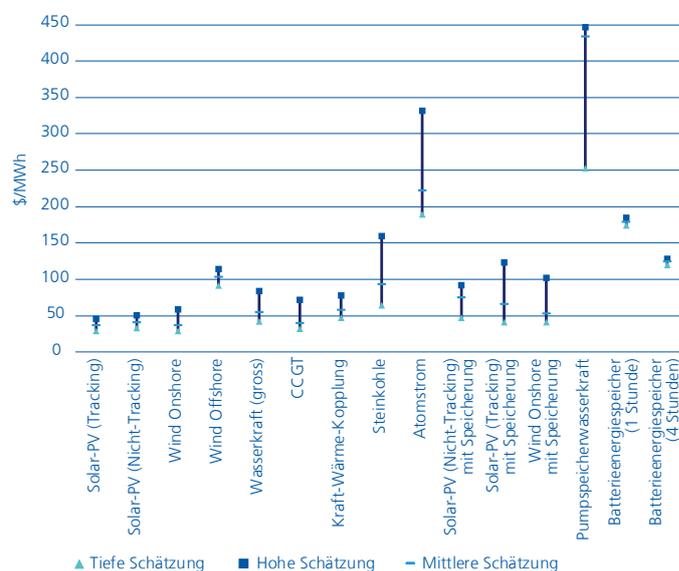
Erneuerbare Energiequellen weisen erhebliche Kostenvorteile auf

Technologien müssen erst aus den Kinderschuhen herauswachsen und auf der Kostenseite wettbewerbsfähig gegenüber traditionellen, bestehenden Technologien werden, damit sie sich als disruptiv erweisen können. Technologiebeispiele, die diese Kostenwettbewerbsfähigkeit bereits seit einigen Jahren erreicht haben, sind die Solar-Photovoltaik (Solar-PV) und die Onshore-Windkraft. Die nicht subventionierten Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE)¹ von Solar-PV- und Onshore-Windkraftanlagen liegen derzeit zwischen 29 USD und 59 USD/MWh in den USA und sind damit äusserst wettbewerbsfähig gegenüber zum Beispiel Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (engl. Combined-cycle Gas Turbines, CCGT), für die die Spanne derzeit zwischen 32 USD/MWh und 72 USD/MWh liegt (Abbildung 6). Ganz zu schweigen von neuen Kohle- und Kernkraftwerken, die weit davon entfernt sind, mit alternativen Energiequellen konkurrenzfähig zu sein, wenn man auch die Kosten für die CO₂-Emissionen und die Stilllegung (d. h. die gesamten Lebenszykluskosten) berücksichtigt.

Dabei ist zu beachten, dass diese Zahlen für neue Projekte unter Berücksichtigung der gesamten Lebenszykluskosten gelten, denen mehrere Annahmen wie Effizienz (d. h. Kapazitätsfaktoren) oder langfristige Brennstoffpreise (z. B. Gas, Kohle) zugrunde liegen, die im Allgemeinen schwer vorherzusagen sind. Es ist wahrscheinlich, dass vollständig abgeschriebene CCGT-Kraftwerke (je nach geografischer Lage und regionalen Gaspreisen) ähnlich kostengünstig Strom erzeugen wie Solar- oder Windenergie, weshalb sie immer noch

weit verbreitet sind. Ausserdem haben effiziente CCGT-Kraftwerke den grossen Vorteil, dass sie flexiblen Strom liefern, was dazu beiträgt, das Problem der Schwankungen bei den erneuerbaren Energien zu mildern. Effiziente CCGT-Kraftwerke werden daher voraussichtlich noch eine ganze Weile ein wichtiger Bestandteil der Energiewende sein.

Abbildung 6: Aktuelle Spanne der Stromgestehungskosten (LCOE) pro Art der Stromerzeugung in den USA



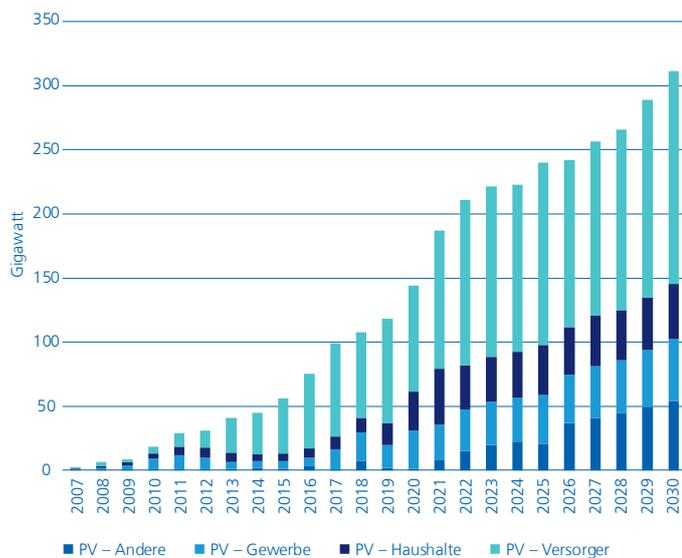
Datenquelle: Bloomberg New Energy Finance, BNEF

Erneuerbare Energien: Solar-PV

Die Solar-Photovoltaik gehört zu den am stärksten wachsenden Technologien zur Stromerzeugung. Das Marktforschungsunternehmen Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prognostiziert bei den Solar-PV-Installationen eine kumulierte jährliche Wachstumsrate von 11 % bis 2025 gegenüber 2020 (Abbildung 7). Dies entspricht dem 3- bis 4-Fachen des globalen Bruttoinlandsprodukts. Die ständig steigenden klimapolitischen Ambitionen und die rekordverdächtig niedrigen Stromgestehungskosten von Solar-PV bieten jedoch zusätzlichen Rückenwind und könnten in Zukunft zur Anhebung von Prognosen führen – wie schon in der Vergangenheit mehrfach geschehen.

¹ Die Stromgestehungskosten sind der langfristige Abnahmepreis, den ein Projektentwickler benötigt, um alle Projektkosten (Investitionsausgaben, Betriebskosten, Steuern, Finanzierung) zu decken und das Investitionsziel (Eigenkapitalkosten) zu erreichen. Die in der Grafik dargestellten Stromgestehungskosten gehen von einer Finanzierung im Jahr 2021 aus und beziehen sich nur auf die USA. Das Gesamtbild ist jedoch in vielen Ländern der Welt ähnlich.

Abbildung 7: Schätzungen für jährliche Neuinstallationen von Solar-PV in Gigawatt

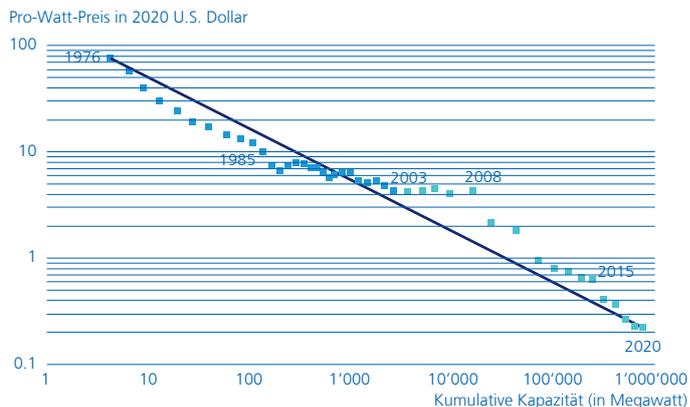


Quelle: BNEF

Effizienzsteigerungen bei der Herstellung von Solarmodulen haben in den letzten Jahrzehnten zu einem erheblichen Kosten- und Preisrückgang geführt. Während die Preise von Solarmodulen im Jahr 1976 noch bei rund 80 USD pro Watt lagen, können Solarmodule heutzutage für rund 0.20 USD pro Watt angeboten werden (dies entspricht einem Preisrückgang von -99,75 %; Abbildung 8). Die beiden wichtigsten Triebkräfte für die Effizienzgewinne waren die Verbesserung der Technologie und der deutlich höhere Produktionsumfang und damit einhergehende Skaleneffekte.

Einerseits macht der Preisrückgang bei Solarmodulen die Photovoltaik als Technologie im Vergleich zu herkömmlichen Stromerzeugungstechnologien attraktiver (siehe rekordtiefe Stromgestehungskosten). Andererseits können die Gewinnspannen von zum Beispiel Solarmodulherstellern unter erheblichen Druck geraten, wenn die Preise schneller sinken als ihre Kosten (z. B. wenn die Rohmaterialpreise steigen oder der Wettbewerb unerwartet stark zunimmt). Weitere Produktinnovationen (z. B. effizientere/leistungsstärkere Module) könnten den Kostendruck zumindest für gewisse Hersteller mit entsprechenden Produktionskapazitäten jedoch verringern.

Abbildung 8: Effizienzsteigerung bei Solarmodulen



Quelle: BNEF

Erneuerbare Energien: Windkraft

Der Ausbau der Windkapazität wird im Zeitraum 2021–25 im Vergleich zu den vorangegangenen fünf Jahren (2016–2020) insgesamt hoch sein (+48 %; 427 GW für 2021–25 gegenüber 289 GW für 2016–20) (Abbildung 9). Gegenüber dem Rekordjahr 2020 (97 GW) ist für 2021 jedoch erstmal mit einem Rückgang der weltweiten Neuinstallationen zu rechnen. Das Jahr 2020 war vor allem durch die boomenden Installationen in China geprägt, weil die Entwickler sich beeilten, die Ende des Jahres 2020 auslaufenden Subventionen zu sichern. Der jährliche Zuwachs der Windkraftkapazität wird sich in der ersten Hälfte des Jahrzehnts unter anderem aufgrund von teilweise sinkenden Subventionen (z. B. in den USA) etwas verlangsamen. Das Wachstum bleibt jedoch auf hohem Niveau und wird in der zweiten Hälfte an Fahrt gewinnen, wenn ab 2024/25 vermehrt großflächige Offshore-Windkraftanlagen ans Netz gehen werden.

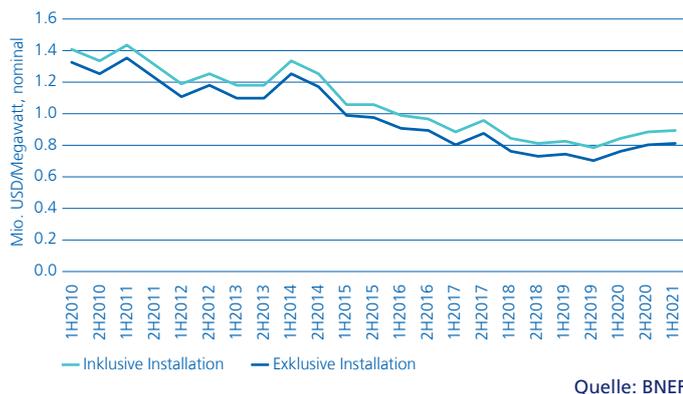
Abbildung 9: Schätzungen für jährliche Neuinstallationen von Windkraftanlagen in Gigawatt



Quelle: BNEF

Die Preise für Windturbinen sind von 1,4 Mio. USD pro Megawatt (MW) im Jahr 2010 bis auf 0,8 Mio. USD im zweiten Halbjahr 2019 gesunken, was einem Rückgang um 43 % entspricht (Abbildung 10). Der durchschnittliche Turbinenpreis pro Megawatt für Verträge, die im ersten Halbjahr 2021 abgeschlossen wurden, lag bei 0,83 Mio. USD (+1 % gegenüber 2020), womit die Preise wieder das Niveau von 2017 erreichten. Haupttreiber der kurzfristig höheren Turbinenpreise waren die gestiegenen Preise für Rohstoffe wie Stahl und Logistik/Transport. Langfristig dürften die Turbinenpreise jedoch weiter sinken, da mit immer grösseren Turbinen und Verbesserungen bei der Technologie in der Regel deutliche Effizienzsteigerungen (d. h. mehr Strom je investiertem Dollar) erreicht werden können.

Abbildung 10: Preisindex für Onshore-Windturbinen nach Datum der Vertragsunterzeichnung in USD



Quelle: BNEF

Der Markt für Windturbinen in Europa und Nordamerika wird dominiert von Herstellern wie Vestas, Siemens Gamesa, Nordex und General Electric. In China spielen westliche Hersteller kaum eine Rolle, und der Markt wird hauptsächlich von grossen chinesischen Herstellern wie Xinjiang Goldwind, Ming Yang Smart Energy und Shanghai Electric bedient.

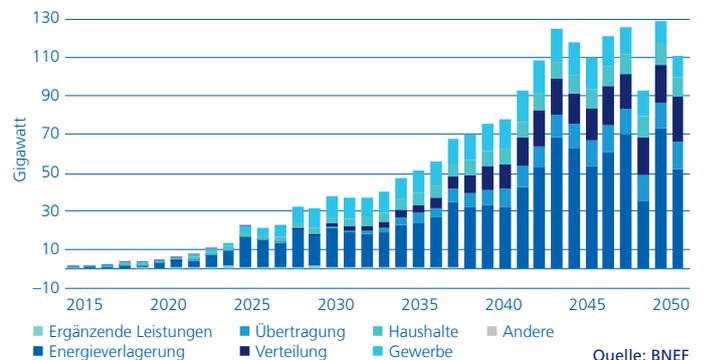
Batterie-Energiespeichersysteme

Die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Wind, Sonne) unterliegt naturgemäss deutlich grösseren Schwankungen, als dies bei fossilen Energieträgern (z. B. Kohle oder Gas) der Fall ist. Diese Problematik stellt eine Chance für Batterie-Energiespeichersysteme (engl. Battery-Electric Storage Systems, BESS) dar, denn Wind- und Solarkraft werden sehr wahrscheinlich in absehbarer Zukunft die dominierende Form der Stromerzeugung sein. Diese Verschiebung im Erzeugungsmix trägt zur Dekarbonisierung bei, macht das Stromnetz aber auch komplexer

und unbeständiger. Die Energieversorgung wird weniger vorhersehbar sein, weshalb es mehr Zeiten geben wird, in denen ein Über- und Unterangebot an Strom besteht. Das Stromnetz muss in der Lage sein, zusätzliche Belastungen durch aktives Energiemanagement und Energieverschiebung zu bewältigen, weshalb diese beiden Anwendungen in Zukunft voraussichtlich die Hauptanwendung der Batterie-Energiespeichersysteme sein werden.

Laut einer aktuellen Prognose von BNEF für die globalen Energiespeicherinstallationen wird der Markt bis 2050 mit einer kumulierten durchschnittlichen Wachstumsrate von 18 % pro Jahr wachsen (Abbildung 11). Der Markt wird bis 2050 ein kumulatives Volumen von 1'676 Gigawatt (GW) erreichen, was einem signifikanten Anstieg gegenüber 11 GW im Jahr 2020 entspricht. BNEF schätzt, dass dies in den nächsten drei Jahrzehnten Investitionen in Höhe von 964 Mrd. USD anziehen wird.

Abbildung 11: Schätzung für globale Neuinstallationen nach Anwendungen



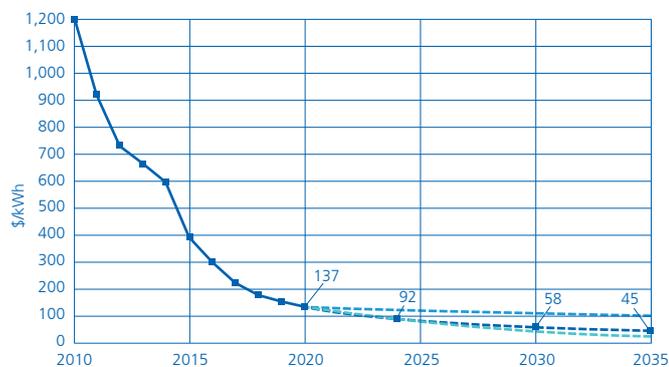
Quelle: BNEF

Gegenwärtig können Lithium-Ionen-Konfigurationen aufgrund ihres hervorragenden Energie-Leistungs-Verhältnisses am besten für Anwendungen mit mittlerer Laufzeit eingesetzt werden. Bei bestimmten längerfristigen Anwendungen könnten jedoch Brennstoffzellen (Wasserstoff) und Druckluftkonfigurationen aufgrund ihrer höheren Energiedichte (d. h. höhere Wirtschaftlichkeit und längere Entladezeiten) die richtige Wahl sein.

Wie bei anderen Cleantech-Lösungen sind auch bei den stationären Batterie-Energiespeichersystemen die Kosten in den letzten zehn Jahren drastisch gesunken. Bei Lithium-Ionen-Konfigurationen beispielsweise sanken die Kosten für das Batteriepaket von rund 1'200 USD/kWh im Jahr 2010 auf 137 USD/kWh im Jahr 2020 (Abbildung 12). BNEF

schätzt weiter, dass die Kosten bis 2024 auf 92 USD/kWh, bis 2030 auf 58 USD/kWh und bis 2035 auf 45 USD/kWh fallen werden. Ob diese Kostenziele erreicht werden, hängt von Fortschritten in der Batteriechemie, Skaleneffekten, Materialrecycling und dem Verzicht auf kritische Materialien (wie zum Beispiel seltene Erden) ab.

Abbildung 12: Kostenentwicklung für Lithium-Ionen-Batteriepacks



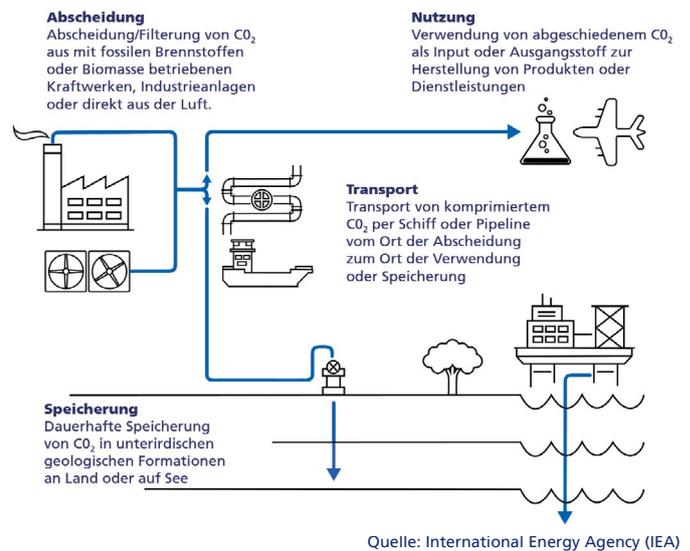
Quelle: BNEF, RBC Capital Markets

Bemerkung (Quelle BNEF/RBC): Dieses Diagramm zeigt nur die Kostenentwicklung für das Batteriepaket (nicht zu verwechseln mit den installierten Gesamtkosten des Batterie-Energiespeichersystems). Die grüne Linie zeigt ein Positivszenario mit einer durchschnittlichen jährlichen Kostenreduktion von 9 % (im Vergleich zu 7 % für das Basisszenario), und die braune Linie zeigt ein Negativszenario mit einer durchschnittlichen jährlichen Kostenreduktion von nur 2 %.

Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (CCUS)

CCUS beschreibt den Prozess der Abscheidung von CO₂ aus einer Reihe von Quellen (einschliesslich Luft) und den Transport per Pipeline oder Schiff zur Nutzung («U» für «Utilization») oder zur dauerhaften Speicherung («S» für «Storage»). CCUS umfasst eine Reihe von Technologien, die die Abscheidung von CO₂ aus grossen Punktquellen beinhalten, darunter Stromerzeugungs- oder Industrieanlagen, die entweder fossile Brennstoffe oder Biomasse als Brennstoff verwenden. Wenn das abgeschiedene CO₂ nicht vor Ort verwendet wird, wird es komprimiert und per Pipeline, Schiff, Bahn oder Lkw transportiert, um in einer Reihe von Anwendungen eingesetzt zu werden, oder es wird zur dauerhaften Speicherung in tiefe geologische Formationen (z. B. erschöpfte Öl- und Gaslagerstätten) eingeleitet (Abbildung 13).

Abbildung 13: Schematische Darstellung von CCUS



Quelle: International Energy Agency (IEA)

Die Verwendung des komprimierten CO₂ für industrielle Zwecke kann eine potenzielle Einnahmequelle für CCUS-Anlagen darstellen. Die überwiegende Mehrheit bestehender CCUS-Projekte beruht auf den Einnahmen aus dem Verkauf von CO₂ an Erdölunternehmen zur verbesserten Ölgewinnung (engl. Enhanced Oil Recovery, EOR). Das CO₂ kann jedoch auch als Rohstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe, Chemikalien und sogar Baumaterialien verwendet werden.

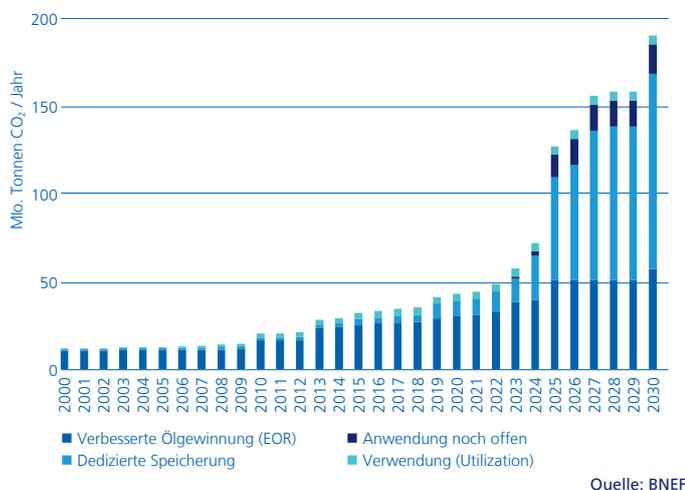
Die Abspaltung und Speicherung von CO₂ wird vor allem in Industrien benötigt, in denen Emissionen aufgrund wirtschaftlicher oder technologischer Hindernisse nur schwer zu vermeiden sind. Zu diesen Industriezweigen gehören zum Beispiel die Zement-, Eisen- und Stahlherstellung sowie die Wasserstoffherstellung und die Energiegewinnung aus Abfall.

CCUS ist alles andere als eine «neue» Technologie. Einige CCUS-Anlagen sind bereits seit den 1970er/80er Jahren in Betrieb (z. B. Erdgasverarbeitungsanlagen in der texanischen Region Val Verde). Die erste gross angelegte CO₂-Speicheranlage wurde jedoch 1996 auf dem Sleipner-Offshore-Gasfeld in Norwegen mit einer Kapazität von rund 1 Million Tonnen CO₂/Jahr in Betrieb genommen, wo inzwischen mehr als 20 Millionen Tonnen CO₂ gespeichert sind. Dieses Projekt wurde durch eine 1991 von der norwegischen Regierung eingeführte CO₂-Steuer auf Offshore-Aktivitäten von Öl- und Gasunternehmen wirtschaftlich rentabel. Dieses Beispiel zeigt einen sehr wichtigen Punkt:

Die wirtschaftliche Attraktivität von CCUS ist untrennbar mit der CO₂-Bepreisung und -Besteuerung verbunden. Die Internationale Energieagentur (IEA) behauptet, dass CCUS ohne Anreize oder Emissionssanktionen wirtschaftlich nicht sinnvoll ist (insbesondere wenn abgespaltenes CO₂ nicht als industrieller Rohstoff verkauft werden kann). Ein weiteres Hindernis für eine gross angelegte Umsetzung von CCUS-Projekten ist der gelegentliche öffentliche Widerstand gegen die Onshore-Speicherung.

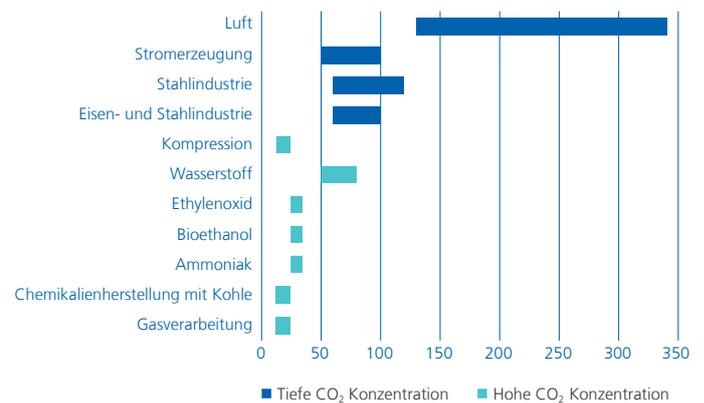
BNEF schätzt, dass die weltweite CCUS-Kapazität bis 2025 auf 130 Megatonnen pro Jahr ansteigen wird (von 40 Megatonnen pro Jahr im Jahr 2020), was einem Zuwachs von 225 % über fünf Jahre entspricht (Abbildung 14). Die Wachstumsprognose von BNEF kann angesichts des massiven Ausbaus, der laut Energiewende-Szenarien wie dem von IRENA erforderlich ist, als eher konservativ angesehen werden.

Abbildung 14: Globale jährliche CCUS-Kapazität



Die Gesamtkosten von CCUS setzen sich aus Abscheidung, Transport und Lagerung zusammen. Derzeit liegen die Kosten für die CO₂-Abscheidung zwischen zirka 330 USD/t für die direkte Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) und zirka 20 USD/t für die Erdgasverarbeitung (Abbildung 15). Die hohe Variabilität der Kosten ist hauptsächlich auf die unterschiedlichen CO₂-Konzentrationen zurückzuführen. Es überrascht nicht, dass höhere CO₂-Konzentrationen im Allgemeinen niedrigere Kosten pro Tonne verursachen und umgekehrt. Die Kosten der Abscheidung hängen auch vom Standort und von der Integration der CO₂-emittierenden Anlage sowie von der Energie- und Wärmeversorgung ab.

Abbildung 15: Nivellierte Kosten der CO₂-Abscheidung nach Sektor und CO₂-Konzentration



Anmerkung (Quelle IEA und GCCSI): Die Kosten für die CO₂-Abscheidung für Wasserstoff beziehen sich auf die Produktion durch Dampf-Methan-Reformierung (SMR) von Erdgas; die breite Kostenspanne spiegelt die unterschiedlichen CO₂-Konzentrationen wider: Das untere Ende der Kostenspanne gilt für die CO₂-Abscheidung aus dem konzentrierten «Prozess»-Strom, das obere Ende für die CO₂-Abscheidung aus dem stärker verdünnten Strom. Die Kostenschätzungen beziehen sich auf die Vereinigten Staaten. Alle Abscheidungskosten beinhalten die Kosten für die Kompression.

Zu den Kosten der CO₂-Abscheidung kommen die Kosten für Transport (ca. 30 USD/t) und Speicherung (ca. 10 USD/t) hinzu. Die Gesamtkosten für CCUS in den USA liegen deshalb derzeit bei etwa 80 USD/t (durchschnittliche Abscheidungskosten für Zement, Stahl und Stromerzeugung) + 30 USD/t (Transport) + 10 USD/t (Onshore-Speicherung) = 120 USD/t.

Vergleicht man diese Zahl mit gängigen CO₂-Preisen wie den Europäischen Emissionszertifikaten (EUA), die im November 2021 zu einem Preis von rund 60 EUR gehandelt wurden, wird deutlich, dass CCUS zum heutigen Zeitpunkt und ohne entsprechende Anreize wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig ist. Solange es günstiger ist, eine Tonne CO₂ in die Atmosphäre zu emittieren, besteht wenig Anreiz zur Abscheidung und Speicherung derselben Tonne.

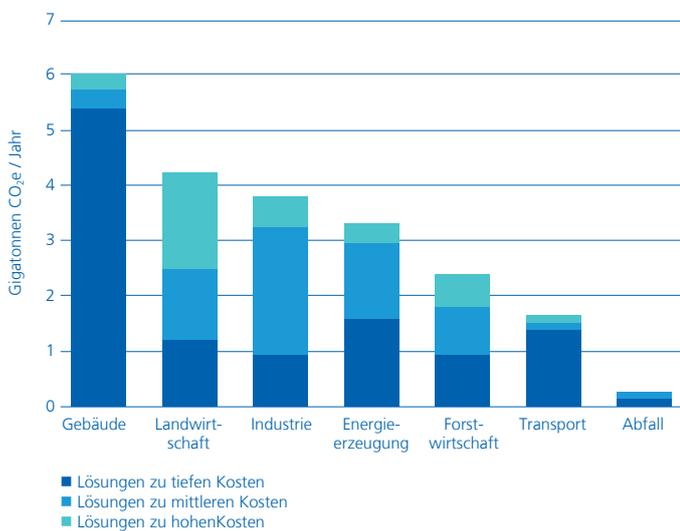
Die Gesamtkosten von CCUS werden in den kommenden Jahren aufgrund technologischer Verbesserungen und grösserer Produktionsvolumen höchstwahrscheinlich sinken, insbesondere die Abscheidungskomponente. Es bleibt jedoch höchst ungewiss, ob und wann die Gesamtkosten von CCUS unter die Referenzwerte für die weltweiten CO₂-Preise fallen werden, was die wirtschaftliche Attraktivität der Technologie letztlich deutlich erhöhen dürfte.

Gebäudeenergieeffizienz

Die beiden wichtigsten Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden sind Wärmepumpen und Isolierung. Der Einsatz von Wärmepumpen ist im Allgemeinen deutlich energieeffizienter als das Heizen mit Öl und Gas, und daher haben Wärmepumpen das Potenzial, die Raumheizung und Warmwasserbereitung in Gebäuden zu dekarbonisieren. Die Nachrüstung von Gebäuden durch Isolierung mindert den Energieverlust innerhalb eines Gebäudes und damit dessen CO₂-Emissionen.

Investitionen in die Gebäudeinfrastruktur sind sowohl klimaschonend als auch kostengünstig (Abbildung 17), da zum Beispiel die Isolierung von Gebäuden im Allgemeinen relativ kostengünstig ist. Isolierung ist auch einer der wenigen Bereiche, in denen die Endnutzer die Vorteile direkt in Form von niedrigeren Energierechnungen wahrnehmen (5 bis 15 % der totalen Haushaltsausgaben entfallen auf Energierechnungen, und rund 60 % dieser Kosten entfallen auf Heizung und Kühlung).

Abbildung 16: Geschätztes Potenzial zur Reduktion von Emissionen nach Gebiet und Art der Investition



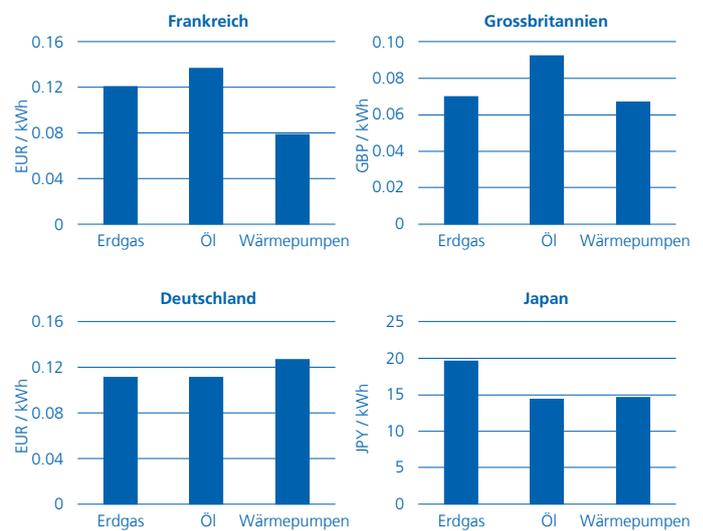
Quelle: EURIMA, World Research Institute

Die ökologischen Vorteile der Gebäudeisolierung liegen auf der Hand. Eine wissenschaftliche [Studie](#), die 2018 im International Journal of Life Cycle Assessment veröffentlicht wurde, kam zu dem Ergebnis, dass die Dämmung von Wohngebäuden in den USA eine durchschnittliche ökologische Amortisationszeit von gerade mal 1,9 Jahren im Falle

von CO₂ hat. Mit anderen Worten: Die CO₂-Emissionen, die durch die Herstellung und den Einbau von Dämmstoffen freigesetzt werden, werden innerhalb von weniger als zwei Jahren eingespart.

Die Elektrifizierung von Gebäudewärme durch Wärmepumpen stellt den zweiten wesentlichen Hebel für die Dekarbonisierung von Gebäuden dar. Im Jahr 2021 sind Wärmepumpen in Ländern wie zum Beispiel Grossbritannien, Frankreich und Japan bereits wettbewerbsfähig mit Öl- und zunehmend auch mit Gasheizungen (Abbildung 17). In Ländern wie den USA und Deutschland ist dies allerdings (noch) nicht der Fall. Die zunehmende CO₂-Bepreisung (z. B. in Form von Emissionszertifikaten) eröffnet den Wärmepumpen und der Gebäudeisolierung jedoch sehr gute Chancen, in Zukunft wirtschaftlich noch attraktiver zu werden. Die Europäische Kommission prüft derzeit zum Beispiel, ob der Gebäudesektor in das bereits bestehende Emissionshandelsystem einbezogen oder mit einer neuen Form der CO₂-Abgabe belegt werden soll.

Abbildung 17: Wärmegestehungskosten je Technologie und Land im Jahr 2021



Quelle: BNEF

Bemerkung: In Ländern wie Grossbritannien und Frankreich führen Subventionen bereits heute zu deutlich tieferen Investitionskosten von Wärmepumpen.

5 Cleantech weist neben erheblichen Chancen auch Risiken auf

Unternehmen aus dem Cleantech-Bereich haben in den vergangenen Jahren kontinuierlich zur Outperformance (Alpha-Generierung) von nachhaltigen Anlageportfolios beigetragen. Gleichzeitig bietet das Thema angesichts der enormen Investitionen, die zur Erreichung des Netto-Null-Emissionsziels bis 2050 erforderlich sind, eine grosse, mehrere Jahrzehnte andauernde wirtschaftliche Wachstumschance. Das Thema könnte von verstärkten politischen Ambitionen bei Klimagipfeln und anderen supranationalen Vereinbarungen erheblich profitieren.

Das Cleantech-Thema ist aber auch mit mehreren Risiken verknüpft, unter anderem:

- Die Netto-Null-Ziele der Politik erfüllen sich nicht wie erwartet oder werden sogar rückgängig gemacht (vgl. Klimapolitik unter Trump).
- Technologische Probleme treten häufiger und in schwerwiegenderer Form auf (z. B. Probleme mit Unterseekabeln bei Offshore-Windkraftanlagen).
- Erheblich steigende Materialkosten, die nicht ausreichend durch Fortschritte in der Materialwissenschaft ausgeglichen werden können (z. B. Einsatz von Kupfer, Lithium, seltenen Erden usw.)
- Mittel- bis langfristiger Druck auf die Strompreise durch reichlich vorhandenen Strom aus erneuerbaren Energien mit «null variablen Kosten», der nicht ausreichend abgesichert ist (z. B. über Stromabnahmeverträge oder Auktionen)
- Langsamer als erwartet sinkende Technologiekosten und Stromgestehungskosten (d. h., die Wettbewerbsfähigkeit von Cleantech-Lösungen im Vergleich zu herkömmlichen Technologien würde eingeschränkt)

Ein Bericht der [Swiss Re](#) («The economics of climate change: no action not an option», 2021) schätzt die negativen Auswirkungen verschiedener Szenarien zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen auf das globale BIP bis 2050 im Vergleich zu einer Welt ohne Klimawandel:

- Minus 18 %, wenn keine Massnahmen zur Abschwächung ergriffen werden (3,2°C Erderwärmung);
- Minus 14 %, wenn einige abmildernde Massnahmen ergriffen werden (2,6°C Erderwärmung);
- Minus 11 %, wenn weitere abmildernde Massnahmen ergriffen werden (2°C Erderwärmung); und
- Minus 4 %, wenn die Ziele des Pariser Abkommens erreicht werden (Erderwärmung unter 2°C).

Diese Zahlen deuten darauf hin, dass das Thema nicht nur eine grosse wirtschaftliche Chance bietet, sondern auch erhebliche wirtschaftliche Risiken birgt, wenn Unternehmen und die Gesellschaft es versäumen, den Klimawandel in den Griff zu bekommen.

Rechtliche Hinweise

Dieses Dokument dient ausschliesslich Informationszwecken. Es wurde von der Zürcher Kantonalbank mit geschäftsüblicher Sorgfalt erstellt und kann Informationen aus sorgfältig ausgewählten Drittquellen enthalten. Die Zürcher Kantonalbank bietet jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen und lehnt jede Haftung für Schäden ab, die sich aus der Verwendung dieses Dokuments ergeben.

Dieses Dokument stellt weder ein Angebot noch eine Empfehlung zum Erwerb, Halten oder Verkauf von Finanzinstrumenten dar. Wertentwicklungen und Renditen der Vergangenheit sind keine Garantie für den zukünftigen Anlageerfolg. Allfällige in diesem Dokument enthaltene Schätzungen bezüglich zukünftiger Renditen und Risiken dienen lediglich Informationszwecken. Die Zürcher Kantonalbank übernimmt dafür keine Garantie. Jede Investition ist mit Risiken, insbesondere demjenigen von Wert- und Ertrags- und allenfalls Wechselkursschwankungen, verbunden. Für eine Einschätzung der spezifischen Risiken von Anlagen wird empfohlen, die von der Bank zur Verfügung gestellte Risikoauflärung (bspw. Risikobroschüre, Prospekte, Basisinformationsblatt oder weitere Produktdokumentationen) zu konsultieren. Dieses Dokument ist kein Prospekt und kein Basisinformationsblatt. Dieses Dokument wurde nicht von der Abteilung «Finanzanalyse» im Sinn der von der Schweizerischen Bankiervereinigung herausgegebenen «Richtlinien zur Sicherstellung der Unabhängigkeit der Finanzanalyse» erstellt und unterliegt folglich nicht diesen Richtlinien. © 2021 Zürcher Kantonalbank. Alle Rechte vorbehalten.

