

Wirtschaftlichkeit und allgemeine Vorteilhaftigkeit von Technologien zur Stromerzeugung – Ergebnisse und Aussagen aktueller Studien in Anbetracht der verwendeten Methoden

Teil I: Aussagen zur Vorteilhaftigkeit von Technologien aufgrund von Kostenschätzungen von Anlagen

Paul H. Suding, Entwurf November 2015

Kosten verschiedener Technologien zur Stromerzeugung sind nicht nur für die Stromerzeuger und Investoren von Interesse, sondern seit Jahrzehnten Gegenstand vieler für die Energiepolitik gedachter Studien. Diese Kosten bilden eine Beurteilungsbasis für Kriterien wie Wirtschaftlichkeit, Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Stromversorgung, die in der energiepolitischen Diskussion ein hohes Gewicht einnehmen, neben ‚ausreichende Versorgung‘, ‚Sicherheit‘, ‚Umwelt-Verträglichkeit‘, ‚Klimaschutz‘ und anderen Zielen. Waren es in den 1970er und 80er Jahren die Kosten von Kohlestrom und Kernenergie (vgl. Textbox 1), so stehen seit Jahren die Kosten von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Fokus der Kostenstudien.

In diesem Papier werden einige der aktuellen Kosten-Befunde oder -Schätzungen herangezogen, um dann zu diskutieren, welche Aussagen auf die Wirtschaftlichkeit und andere Kriterien daraus in Anbetracht der Methodik und Ansätze ableitbar sind.

Textkasten 1: Kleine Geschichte der Strom-Kostenvergleiche

Studien zu den Stromerzeugungskosten hatten bereits in den 1970er und 1980er Jahren Konjunktur. In diesem Zeitraum wurde die Wahl zwischen Kohle- und Kernkraft diskutiert, vor dem Hintergrund der erwarteten Mineralöl-Verknappung und Verteuerung. Im deutschen Sprachraum war die 1978 erschienene „Parameterstudie zur Ermittlung der Kosten der Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie“ des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln (wo der Autor dieses Beitrags Mitarbeiter aber nicht direkt an der Studie beteiligt war) in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft München eine der ersten zentrale Bedeutung, erschienen im R. Oldenbourg Verlag D. Schnitt et alii, . ISBN 3-586-21881-6. In dieser Studien wurden „Barwerte der spezifischen Strom-Erzeugungskosten“ ermittelt, ‚finanzmathematische Durchschnittskosten der Stromgestehung‘, in Englisch ‚Levelized Unit Cost of Electricity (LCOE)‘. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Kernenergie in der Grundlast bis in die Mittellast gegenüber der Steinkohle in Deutschland kostengünstiger sei.

Für die USA ermittelte die US-EIA anhand von LCOE wenig später das Ergebnis, dass Steinkohlekraftwerke in USA auch in der Grundlast kostengünstiger seien. Diese Studien lösten vor dem Hintergrund der wachsenden Ablehnung der Kernenergie eine Vielzahl von weiteren Studien aus, auch zur Quantifizierung der externen Effekte der Technologien zur Stromerzeugung, die nicht in den ersten Berechnungen berücksichtigt waren. Auch die externen Effekte wurden dann in finanzmathematische Durchschnittskosten umgerechnet, die dann auf die LCOE aufgeschlagen werden konnten. Bahnbrechend waren die Studien von W.R. Cline in den USA und von O. Hohmeyer im deutschen Sprachraum: „Soziale Kosten des Energieverbrauchs. Externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland“ erschienen im Springer Verlag. ISBN 3-540-51046-X.

In den 1980er Jahren kam dann die Sorge um den Klimawandel auf, wodurch die RES-Technologien in den Mittelpunkt der Kostenbetrachtung und –vergleiche rückten.

In den letzten Monaten sind mehrere Studien publiziert worden, deren zentraler Gegenstand die Stromgestehungskosten frei Erzeugungsanlage sind. Diese Studien sollen die jeweils aktuellen Kosten der einzelnen Technologien erfassen und darstellen, und zwar solcher Technologien, die sich jenseits der Pilot- und Demonstrationsphase befinden und für die es kommerzielle Anwendungen gibt. Die Diskussion der Aussagen dieser Studien erfolgt in Teil I.

Andere Studien beziehen von vornherein eine Systemperspektive unter Zuhilfenahme von komplexen Modellen des Stromsystems, um daran zu analysieren, welcher Erzeugungs-Technologie-Mix in der Weiterentwicklung möglich oder optimal ist. In manchen Modellen dienen die Kosten der Technologien als Optimierungskriterium im Modellalgorithmus, in anderen werden sie oft als ein Ergebnisparameter ermittelt. Die Diskussion dieser Modelle erfolgt in Teil II.

I. Kostenvergleiche einzelner Stromerzeugungs-Technologien

1.1 Aktuelle vergleichbare Studien

Unter den aktuellen Kostenstudien von Stromerzeugungstechnologien ragen wegen ihrer breiten Erfassung von Technologien und Energieträgern vier Studien hervor:

- World Energy Council: World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance, London 2013¹ (im Folgenden WEC/BNEF Studie); Erfasst werden tatsächliche Stromerzeugungsanlagen-Neubauten weltweit mit Schwerpunkt auf Technologien erneuerbarer Energien, die jenseits der Pilotphase sind; fossile und nukleare Anlagen in geringerer Differenzierung.
- International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Power Costs 2014, Abu Dhabi, January 2015² (im Folgenden IRENA Studie); Erfasst werden tatsächliche neue Stromerzeugungsanlagen der Jahre 2013/14 weltweit mit Technologien erneuerbarer Energien (im folgenden RES-Technologien); für fossile Technologien werden nur übergreifende Bandbreiten angegeben.
- Organisation für Economic Co-operation and Development, Nuclear Energy Agency and International Energy Agency: Projected Cost of Generating Electricity, 2015 Edition, Paris 2015³ (im Folgenden NEA/IEA Studie); Erfasst werden tatsächliche neue Stromerzeugungsanlagen jeder Technologie mit Schwerpunkt in OECD Ländern, bei kalkulatorischer Inbetriebnahme im Jahre 2020 oder 2022 (Kernenergie)

¹ http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf Das World Energy Council (WEC) ist die traditionsreiche Vereinigung der Energie-Unternehmen mit weltweiter Mitgliedschaft; Bloomberg New Energy Finance ist eine Finanzanalyse- und Informations-Broker-Firma, die sich auf erneuerbare Energien und andere nachhaltige Energietechnologien spezialisiert hat.

² http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf IRENA ist die auf erneuerbare Energien spezialisierte zwischenstaatliche internationale Agentur, in der 172 Länder Mitglied sind (Stand 10.09.2015)

³ <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7056-proj-costs-electricity-2015-es.pdf>. Die Nuclear Energy Agency (NEA) und die Internationale Energie Agency (IEA) sind halbautonome Organisationen im Rahmen der OECD, mit 31 bzw. 29 Mitgliedsländern. NEA ist die auf Kernenergie spezialisierte Agentur der Industrieländer, während die IEA als allgemeine Energie-Kooperationsplattform in Reaktion auf die OPEC geschaffen wurde.

- U.S. Energy Information Administration: 2020 Levelized Costs and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015, Washington June 2015⁴ (im Folgenden US-EIA Studie) ; Erfasst sind tatsächliche und auch hypothetische Stromerzeugungsanlagen jeder Technologie in den Vereinigten Staaten, bei kalkulatorischer Inbetriebnahme 2020

Die Ergebnisse der vier Studien sind auch aus methodischer Sicht gut vergleichbar, da alle Studien als zentralen Ergebnisparameter sogenannte *Levelized Unit Cost of Electricity* (LCOE) kalkulieren. Dies sind finanzmathematische Durchschnittskosten pro Einheit erzeugter Energie. LCOE ist ein einheitlicher Wert pro kWh oder MWh, der - über die gesamte Laufzeit der Anlage eingenommen - die Kosten einschließlich der vorgegebenen Rendite deckt. Dieser Ergebnisparameter hat sich durchgesetzt, weil er sich als anschaulich und handlich in verschiedenen Anwendungen erwiesen hat, wobei allerdings die Gefahr besteht, dass die Bedingungen, unter denen dieser Parameter ohne weiteres angewendet kann, in Vergessenheit geraten (siehe Textkasten 2).⁵

Textkasten 2: Vereinfachte Kosten- statt Kosten- Nutzen- Betrachtung bei Wirtschaftlichkeits-Analysen der Stromerzeugung

In jeder Wirtschaftlichkeitsanalyse werden Kosten und Nutzen einander gegenübergestellt, in der einzelwirtschaftlichen die mit der betreffenden Aktivität verursachten Ausgaben – und Einnahmen-Ströme, in der volkswirtschaftlichen - in der üblichen Englischen Terminologie - die ‚cost‘ und ‚benefits‘. Wirtschaftlichkeit-Analysen der Stromerzeugung sind jedoch üblicherweise auf die Ermittlung der finanzmathematischen Durchschnittskosten (LCOE), also auf die Kostenseite beschränkt. Mit welcher Begründung?

Es ist unmittelbar einsichtig, dass diese Beschränkung auf die Kostenbetrachtung nur adäquat ist, wenn a) die Einbeziehung der Nutzen nichts am Ergebnis ändern würde, und b) ein einheitliches homogenes Gut produziert wird, auf dessen Einheit man die Kosten gleichmäßig umlegen kann. Beide Bedingungen sind nicht ohne weiteres gegeben, sondern werden durch Annahmen fixiert, mit denen die Fiktion eines homogenen Gutes hergestellt wird.

Wenn man also verschiedene Technologien der Stromerzeugung nur anhand der LCOE miteinander vergleicht, unterstellt man, dass diese denselben Nutzen stiften. Diese Nutzen-Neutralitäts- Annahme wurde schon in den in Textkasten 1 erinnerten Stromkosten-Vergleichen für Großkraftwerkstechnologien unterstellt, nicht immer explizit. Diese Kostenvergleiche sollten eine allgemeine Aussage zulassen, welche der in Frage kommenden Technologien beim Zubau vorzuziehen waren, um einen nach Leistung und Benutzungsstunden identifizierten ‚Bedarf‘ zu decken, einen Baustein zur Bereitstellung der benötigten Elektrizität. Die Annahme schien vertretbar, wenn die zur Wahl stehenden Anlagen in etwa gleich verfügbar und abrufbar (‚dispatchable‘) waren und man ein gegebenes Nachfrageprofil unterstellen konnte

Diese Annahme des ‚gegebenen Bedarfs‘ und damit des gleichen Nutzens war genaugenommen schon immer eine Fiktion. Im Strom-Nachfrageprofil waren schon immer kWh ganz unterschiedlichen Wertes zusammengefasst, was solange kein Problem für die Vergleichbarkeit darstellte, als bei jeder Technologie das gleiche ‚Sortiment‘ gedeckt werden musste. Das war aber dann nicht der Fall, wenn Großkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten wie die Kernkraftwerke nur dadurch sehr hohe Auslastung erreichen konnten, dass Strom zu Sonderbedingungen in Schwachlastzeiten (also für Anwendungen mit niedrigerem Nutzwert) vermarktet wurde, wie zum Beispiel für Nachtspeicherheizungen.

Die Annahme identischen Nutzens ist für die ressourcengebundenen nicht abrufbaren (non dispatchable) Erzeugungstechnologien wie Wind und Solarenergie, die heute wesentliche Bestandteile bzw. Investitionsoptionen der Stromerzeugung sind, und der offensichtliche Unterschiedlichkeit des Nutzens von Strom in unterschiedlichen Anwendungen, nach Ort und Zeit etc. kaum noch vertretbar. Daher ist die Angemessenheit von reinen Kostenvergleichen auf der Grundlage von LCOE um so genauer zu beachten.

⁴ http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Die US EIA ist die Agentur für das Sammeln, Analysieren und Verbreiten von Energie-Daten und Information, unabhängig von der jeweiligen Regierungs-Exekutive.

Es gibt gewisse Unterschiede zwischen den Studien, bei Rechenmodell und in den Ansätzen. Nichtsdestoweniger sind die wesentlichen Ansätze ähnlich. Es werden LCOE für eine Stromerzeugungs-Technologie in definierter Auslegung an einem bestimmten Standort und mit den lokalen Finanzierungs-Bedingungen und üblichen Rendite-Ansprüchen ermittelt. Die Kosten-Ansätze sind, wo Daten vorhanden, spezifisch für die Anlage, ergänzt oder modifiziert durch länderspezifische oder generische Ansätze.

Da es sich um aktuelle, kürzlich errichtete oder noch im Bau befindliche Anlagen, also Daten aus einem Zeitraum der letzten 5 Jahre handelt, ist die zeitbedingten Vergleichbarkeit gegeben, auch da die erheblichen Veränderungen in den Investitionskosten einiger Technologien, zu nennen besonders die solare PV, schon weitgehend erfasst sind. In den Studien, in denen detaillierter auch die fossilen Erzeugungs-Anlagen untersucht werden (NEA/IEA und US-EIA) sind auch die veränderten niedrigeren Einschätzungen der Erdgaspreisentwicklung in den betreffenden Regionen bereits erfasst.

Spezielle Förderungen für Energieträger oder Subventionen für die Anlagen sind außen vor gelassen. Ermittelt werden Stromerzeugungskosten frei Kraftwerk, ohne Netzeinbindung, also sind auch die Grenzen („boundaries“) der verglichenen Systeme gleich.

Die durchschnittlichen Zinsen bzw. Diskontraten sind ähnlich. Die Ergebnisse sind USD von 2013 oder 2014 angegeben.

1.2 Zentrale Ergebnisse: Finanzmathematische Durchschnittskosten (LCOE) von Technologien zur Stromerzeugung

Angesichts ihrer Vergleichbarkeit sind in Tabelle 1 die in den vier Studien ermittelten Kosten für Stromerzeugungstechnologien zusammengestellt. In diesem Beitrag geht es mehr um die Verwendbarkeit und Aussagekraft angesichts der Methoden als um die Ergebnisse selbst, die hier nur kurz dargestellt werden.⁶

Auffällig an den Ergebnissen ist die große Streuung der ermittelten Kosten bei jeder Stromerzeugungs-Technologie, selbst bei den herkömmlich vorherrschenden fossilen und nuklearen Anlagen. Bei den fossilen Stromerzeugungstechnologien ist das zum großen Teil brennstoffkostenbedingt. Vergleichsweise niedrige Erdgaspreise in den USA und niedrige Kohlebezugskosten an Standorten in Deutschland (Braunkohle), USA und China erlauben weit tiefere Erzeugungskosten als anderswo. Erhebliche Unterschiede bei fossilen und nuklearen Anlagen bestehen aber auch bei den Investitionskosten, z.T. aufgrund des unterschiedlichen technologischen Standes (wie z.B. Kritikalität der Dampfkraftwerke, Generation der Kernkraftwerke) der erfassten Anlagen, z.T. aber auch wegen unterschiedlicher Baukosten.⁷

⁶ Vgl. dazu Kurzpapier: Charakteristika und Vergleich von Energieträgern und –Technologien zur Stromerzeugung - interne Kurz- Darstellung, Entwurf von PHS, Stand: 08. Oktober 2015

⁷ In der NEA/IEA Studie werden extrem niedrige Investitionskosten für neue Kernkraftanlagen in Süd-Korea angegeben, die hier nicht weiter diskutiert werden sollen.

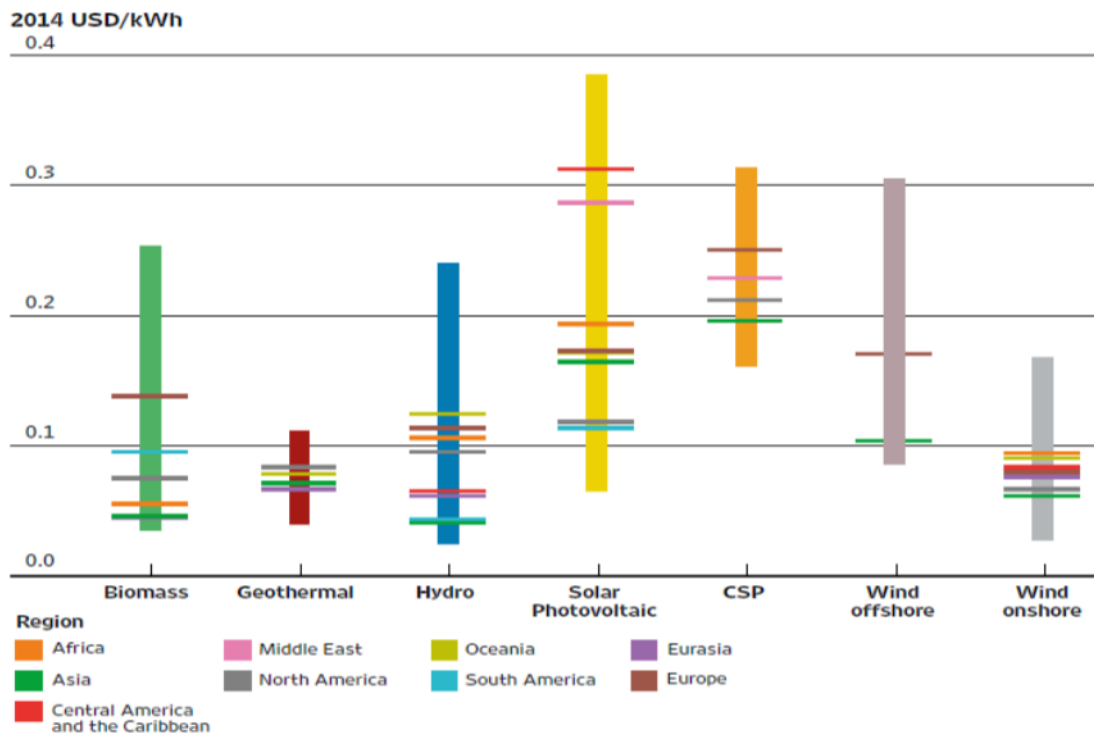
Tabelle .1.: Finanzmathematische Durchschnittskosten pro kWh (Levelized Unit Cost of Electricity) für verschiedene Technologien, gemäß neueren Studien

Technologie	Unter-Gruppe (Region oder Technologie)	Bandbreiten in USc /kWh von – bis			
		WEC/BNEF recent plants, USD ₂₀₁₂ , IRR _{equity} 10%	IRENA 2013/14 plant, USD ₂₀₁₄ , WACC 7,5-10%	NEA/IEA plants commissioned in 2022, USD ₂₀₁₃ , Discount-Rate 7%	US -EIA plants into service 2020, USD ₂₀₁₃ , WACC 6.1%
Wind - onshore	China, Indien, (Brasilien)	4,7 – 11,3	4 - 9,5		
	Europa, Nord-Amerika	6,3 – 13,6	3,5-11,5	4,5-18	6,6-8,2
Wind - offshore	China, Indien		8,5-9,5		
	West Europa (USA)	14,7 – 36,7	12,0-20	13,6 - 27,5	17,0-27,08
Solar PV	Indien, China	7,9 – 14,5	7,5-26		
	Nord-Amerika, West Europa, Japan	10,9 – 43,9	6,5-34	8,0-24	9,8-19,3
CSP	ohne Speicher	12,3 – 49,0	19-38	k.A.	17,4-38,3
	mit Speicher	10,5 – 46,9	20-36	k.A.	
Biomasse	Deponiegas	3,4 - 9,5	3,0-15	k.A.	
	feste Biomasse	5,0 – 20,0		k.A.	9,0 -11,7
Geothermie	Hohe Temperatur	3,9 – 20,1	4,0 - 14	k.A.	4,4 -5,2
	Mittlere Temperatur (binäre T.)	8,9 – 27,6			
Wasser	Klein-Wasserkraft	1,9 – 31,4	2,0 - 25		
	Groß-wasserkraft	2,4 – 30,2			6,9-10,7
Kohle	China	3,5 - 3,9	4,0 -14 Bandbreite fossil	7,8	
	OECD	11,9 – 17,2		7,6 (Braunkohle) - 10,7	8,7-13,6
Erdgas Gas & Dampf Turbinen	USA	6,1 - 6,9		6,6	6,9-8,6
	andere OECD	11,4 – 14,1		bis 13,8	
Kernenergie	Global	9,1 – 14,7		4,0-10,1	6,9-10,1

Anlagen mit Carbon Capture & Storage (CCS) sind in den Studien außer in der US-EIA Studie nicht erfasst, und in der Ergebnistabelle nicht wiedergegeben.⁸

Bei den Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt es außer der großen Streuung noch das Phänomen der ungleichen Verteilung über die ganze Bandbreite, die bei Solar-PV- Anlagen besonders auffällig ist, wie die folgende Abbildung der IRENA Ergebnisse zeigt.

FIGURE 2.3: TYPICAL LEVELISED COST OF ELECTRICITY RANGES AND REGIONAL WEIGHTED AVERAGES BY TECHNOLOGY, 2013/2014



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Die Form der Streuung über die Bandbreite bei Solar-PV erklärt sich teils aus der regional sehr unterschiedlichen Ressourcenqualität (Unterschiede zwischen Deutschland, das den Mittelwert für Europa beeinflusst, und Amerika), aber auch aus den Unterschieden in Investitions- und Betriebskosten sowie Finanzierungsbedingungen einschließlich Versicherungen, die den Vorteil der Ressourcenqualität auch überkompensieren können (Beispiel Zentralamerika).⁹ Bei den Werten für solare PV-Anlagen in der Tabelle handelt es sich um Solarparks (Utility size), die in allen Studien analysiert wurden. Verbraucher-nahe Aufdachanlagen sind nur in der NEA/IEA Studie kalkuliert.

Enger zusammen liegen die regionalen Kosten-Mittelwerte von *onshore*-Windanlagen. Die Kombination von guten Ressourcen und niedrigen Investitionskosten machen niedrige Erzeugungskosten beispielsweise bei Windanlagen in China und USA möglich, während Anlagen an ungeeigneten Standorten für Fälle am oberen Ende der Bandbreite verantwortlich sind. In der Datenbasis von *offshore*-Windanlagen sind sowohl küstennahe als auch aufwändig zu errichtende küstenferne Anlagen enthalten, was das Kostenband verbreitert.

⁸ Dies ist auffällig im Vergleich zu frühere Version. In der NEA/IEA Studien von 2010 war CCS noch ein so wichtiges Thema, das ihr ein ganzes Kapitel gewidmet wurde.

⁹ Die Kombination von hohen Investitions- und hohen Finanzierungskosten in Japan wird von WEC/BNEF hervorgehoben, wird aber auch bei anderen Studien konstatiert.

Die Wasserkraft sind trotz der getrennten Betrachtung von Groß- und Kleinwasserkraft noch große Bandbreiten zu verzeichnen, was auf die Unterschiedlichkeit der Technologien (Laufwasser, Speicher) zurückzuführen ist, aber auch darauf, dass in vielen Ländern die günstigen Ressourcensituationen schon von Altanlagen besetzt sind und die Neuanlagen auch marginale kostenintensive Situationen nutzen.

Unter Biomasse sind wiederum sehr unterschiedliche Technologien und Ressourcen zusammengefasst, wobei Deponiegasnutzung zu den günstigen gehört, eventuell auch die Nutzung von standortnahen land- und forstwirtschaftlichen Residuen. Anlagen zur Nutzung von Siedlungsabfällen verursachen eher hohe LCOE.

Auch bei Geothermie ist eine hohe Bandbreite zu verzeichnen, die aber nach unten verengt werden kann, wenn man sich auf die wirklich guten Standorte konzentriert, wie das bei den US-EIA Studie geschieht.

Eine Technologie wie Solar CSP, für die es bisher vergleichsweise weniger Anlagen gibt, zudem mit unterschiedlicher Technologie wie u.a. Parabolrinnen und Turm, und nur vereinzelt in manchen Regionen, weist insgesamt eine hohe Bandbreite auf, nicht klar differenzierbar nach dem Kriterium ob ohne oder mit Speicher.

1.3 Aussagefähigkeit für die verschiedenen Perspektiven: einzel-, elektrizitäts- und gesamtwirtschaftlich sowie gesamtgesellschaftlich

Die Studien sagen aus, zu welchen Stück-Kosten die betreffenden Anlagen unter den jeweiligen gegebenen Bedingungen Strom erzeugen können. Es werden viele nach gleicher Methode ermittelte Einzelergebnisse zusammengestellt, um daraus Aussagen über Vorteilhaftigkeit abzuleiten. Im Folgenden wird schrittweise diskutiert welche Aussagen unmittelbar aus den LCOE möglich sind, welche weiteren Aussagen durch zusätzliche Berechnungen in diesen Studien ermöglicht werden oder weiterer Parameter bedürfen. Das Vorgehen ist schrittweise: ausgehend von

- i) der Einzelwirtschaftlichen Betrachtung aus Sicht eines Investors im Einzelfall und verallgemeinernd mit Bezug auf einer Technologie, zur
- ii) elektrizitätswirtschaftlichen Betrachtung unter Berücksichtigung der Rückwirkungen und Voraussetzungen einer Technologie im System einschließlich des Nutzens, zur
- iii) gesamtwirtschaftlichen Sicht (einschließlich externer Effekte) und zur
- iv) gesamtgesellschaftliche Sicht (einschließlich indirekter Wirkungen auf Beschäftigung und andere Ziele)

1.31 Einzelwirtschaftliche Sicht - Investor Sicht

- Können LCOE direkt Auskunft geben über die Wirtschaftlichkeit eines Projekts? Was sind die Bedingungen?

Die LCOE Berechnung, die auf ein einzelnes Projekt bezogen den erforderlichen Stück-Erlös oder Preis pro kWh ermittelt, vollzieht ein Investor immer dann, wenn er mit einem langfristigen Stromliefervertrag zu einem festen Preis rechnen kann, insbesondere wenn er Aussicht auf ein Power Purchase Agreement (PPA) hat, unter dem er den größten Teil der erwarteten Produktion verkaufen kann.

Das ist insbesondere dann der Fall, wenn in der jeweiligen Jurisdiktion eine Einspeise-Regelung zu langfristig fixierten Tarifen (Feed-In Tariff) gilt. Dem kann ein Investor den sich aus der geplanten Anlage ergebenden LCOE gegenüberstellen.

Das ist auch der Fall, wenn sich der PPA aus einer Ausschreibung oder Auktion ergibt, für die der Investor ein Angebot erstellt. Beim Vergleich der Angebote auf Ausschreibungen bzw. in einer Auktion und der Vergabe sind die gebotenen Einspeise-Preise ein Schlüssel-Kriterium. Zu einem PPA kann es allerdings auch ohne Ausschreibung kommen. In Verhandlungen über den Preis der gelieferten kWh zwischen Investor (Independent Power Producer- IPP) und Abnehmer (uptaker) sind LCOE eine zentrale Kalkulations- und Orientierungsgröße.

Auch im Falle von net-metering in der einfachen Form, in der alle eingespeisten kWh zu den gleichen Tarifen kreditiert werden wie der Strom-Verbrauch bildet die LCOE eine erste Vergleichsgrundlage.¹⁰ Hier bleibt die Ungewissheit über die künftige Entwicklung der Stromtarife. Bei anderen komplexeren net-metering Regelungen, wo verbrauchte und eingespeiste Energie unterschiedlich bewertet werden, und weitere Differenzierungen gelten, bieten die LCOE keine ausreichende Information mehr, und die Einnahmen und ersparten Zahlungen müssen erfasst und den Kosten gegenübergestellt werden. Dazu ist es dann nicht mehr erforderlich, die Kosten pro kWh auf LCOE zu egalisieren. Dann kann man das Instrumentarium der dynamischen Investitionsrechnung (Vgl. Textkasten 3) basierend auf der Diskontierung von Einzahlungen und Auszahlungen (Net Present Worth etc.) zur Anwendung bringen, am besten auf der Grundlage von Cash Flow Szenarien für den konkreten Fall.¹¹

Vielfach werden LCOE von Verbraucherseitigen (prosumer) Erzeugungsanlagen mit dem jeweiligen Strombezugspreis verglichen, um festzustellen ob die sogenannte ‚grid parity‘ erreicht ist. Das ist ein ‚benchmarking‘, das eine Orientierung gibt, aber noch keine Aussage zur Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Dazu ist wie oben dargelegt zu klären, welche Strombezugskosten tatsächlich eingespart, nach net-metering gutgeschrieben und/oder welche Einspeiseeinnahme für eingespeisten

¹⁰ In den vier betrachteten Kostenstudien sind Kosten für die kleinen verbraucherseitigen Anlagen, in erster Linie PV-Aufdachanlagen, für die NetMeeting Anwendung findet, nicht ermittelt. LCOE für Aufdachanlagen werden jedoch vielfach in anderen Studien ermittelt, vgl. z.B. International Energy Agency, Technology Roadmap; Solar Photovoltaic Energy, Edition 2014, OECD/IEA Paris 2014
http://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/solar/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf

¹¹ Dafür stehen Software Tools zur Verfügung wie z.B. das für Tunesien in der BMZ-finanzierten ANME/GIZ Zusammenarbeit angewandten Tools von ECLAREON.

Überschussstrom erzielt werden können. Die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall kann, wie dargelegt, erst unter Anwendung von anderen Verfahren der Investitionsrechnung beurteilt werden.

Textkasten 3: Finanzmathematische Durchschnittskosten wie LCOE und andere Metriken der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die finanzmathematischen Durchschnittskosten (hier der Stromgestehung also pro Einheit erzeugter Energie LCOE) ist ein einheitlicher Wert pro Stück eines homogenes Gutes (hier pro kWh oder MWh), der - über die gesamte Laufzeit der Anlage eingenommen -die Kosten einschließlich der vorgegebenen Rendite deckt.

Die FDK werden errechnet aus dem Barwert (abdiskontiert auf ein Stichjahr) aller Kosten, die zur Bereitstellung des Gutes (bei LCOE also der Elektrizität) in der oder den betrachteten Anlagen (Kraftwerk oder andere sachliche boundary) innerhalb des betrachteten Zeitraum (Lebensdauer oder andere zeitliche boundary) erforderlich sind, einschließlich der erwarteten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Zur Durchschnittsbildung (unit cost) wird der Barwert dann auf die (ebenfalls abdiskontierten) erzeugten Mengen umgelegt.

An dem Berechnungsverfahren ist erkennbar, wie eng die finanzmathematischen Durchschnittskosten mit den Verfahren und Parametern der Investitionsrechnung zusammenhängt. Der Gegenwartswert einer Investition (Net Present Worth oder üblicher Net Present Value - NPV) einer Investition ist der Saldo aus den Barwerten der Auszahlungs- (cum grano salis gleich o.g. Kosten) und Einzahlungsströme, die durch die Investitionen erwartet werden. Im Vergleich zu den FDK bzw. LCOE wird also auf die Durchschnittsbildung verzichtet, aber die Nutzenseite einbezogen, um zu einer Aussage ueber die Vorteilhaftigkeit einer Investition zu kommen.

Die Investitionsrechnung hält weitere Verfahren zur Bestimmung von Parametern bereit, die helfen, die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit und Risiken einer Investition einzuschätzen. Dazu gehören insbesondere

- i) die Kapital-Rentabilität (return on investment), die Auskunft über die Rendite des betreffenden Kapitaleinsatzes,
- ii) die interne Verzinsung (internal rate of return) , die eine jährliche mittlere Rendite angibt, und
- iii) die dynamische Amortisationsdauer, die angibt, in welchem Zeitraum eine Investition einschließlich Verzinsung wieder durch jährliche Überschüsse zurückgewonnen ist.

Dabei empfiehlt es sich - jedenfalls in einzelwirtschaftlicher Betrachtung - die Zahlungsströme aufgrund einer realistischen Verlaufsrechnung (cash-flow) über den gesamten Zeithorizont zu betrachten, einschließlich der echten Soll- und Haben- Finanzierungstransaktionen und ggfls. Besteuerung etc. , da so die Risiken besser erkannt werden können.

LCOE zu ermitteln ist aber oft auch hilfreich, wenn feste Einspeisetarife nicht erwartet werden können. Wenn und wo spezifische Kraftwerksinvestitionen genehmigt werden müssen, bilden (niedrige) Kosten, die mit LCOE Berechnungen belegt sind, ein wichtiges Argument gegenüber der zuständigen Aufsichtsbehörde.¹² Hingegen spielen LCOE für die Preisregulierung der Erzeugung, wo diese noch praktiziert wird,¹³ kaum eine Rolle.

¹² Beispielsweise gab es in der alten Bundesrepublik noch eine Investitions- und Preisaufsicht (durch die Länder). Von der Investitionsaufsicht musste eine Kraftwerksinvestition genehmigt werden, wobei die Kosten ein wichtiges Argument waren. In der Preisaufsicht wurde nicht mehr das einzelne Kraftwerk herangezogen. Solche Genehmigungs-Behörden fungieren noch in einigen Ländern.

¹³ Das gilt nicht nur für vertikal integrierte Stromsysteme. Auch wo mehrere Erzeuger entbindet von den Netzgesellschaften agieren, kann der Erzeugerpreis noch reguliert sein.

Die LCOE eignen sich also gut für eine erste Abschätzung der einzelwirtschaftlichen Rentabilität eines Projekts, wenn bei diesem Projekt ein fester Preis für jede kWh gelieferte Energie erwartet werden kann. Nichtsdestoweniger wird ein Investor auch in einem solchen Fall zusätzlich zu den LCOE weitere Kalkulationen mit anderen Entscheidungsparametern für Rendite und Risiken anstellen und dazu eine detaillierte Cash Flow Analyse vornehmen. (Vgl. Textkasten 3)

- *Kann der Vergleich der LCOE Kosten einem Investor Hinweise bringen, in welche von mehreren zur Wahl stehenden Technologien er investieren soll?*

Bei dieser Fragestellung wird ein Stromerzeuger-Investor dann direkt die LCOE von Technologien als Maßstab heranziehen, wenn er erwarten kann, dass er für jede kWh unabhängig von der Technologie und Zeit und Ort ihrer Erzeugung den gleichen Erlös erwarten kann. Selbst wenn dieser seltene Fall in einem Land aufgrund der existierenden Regulierung gegeben wäre, würde der Investor noch prüfen, welche Erlöse noch aus anderen Leistungen (Bereitstellung von Kapazitäts- und Netzdienstleistungen, Ausgleichs- und Regelenergie) in dem einen oder anderen Fall zu erzielen warten. Im allgemeinen wird er jeweils vergleichen, welche Kosten und Erlöse er mit welchen Risiken bei jeder einzelnen zur Wahl stehenden Alternative erwarten kann, und dazu das breitere Instrumentarium der Investitionsrechnung anwenden.

Interessant sind aus Investoren-Sicht die Kosten der Alternativen dann, wenn sie daraus Rückschlüsse auf künftige Erlöse ziehen können. Das kann bei der oben schon erwähnten Preisregulierung der Fall sein, wenn eben diese Preisregulierung sich an den Kosten einer vorherrschenden Erzeugungstechnologien orientiert, wie es in China praktiziert wird, wo die Kosten der Erzeugung auf Kohlebasis ein wesentlicher Bestimmungsfaktor ist. Dann bilden die LCOE für bestimmte Technologien die benchmark für den Preis, und es ist hilfreich, die LCOE der geplanten Anlage damit zu vergleichen. Das kann aber nicht eine ausführliche Investitionsanalyse ersetzen.

Offensichtlich ist ein Vergleich der Kosten von Stromerzeugungsalternativen untereinander anhand von LCOE für Investoren nur begrenzt und für Sonderfälle relevant.

- *Können Investoren, aus den LCOE in den Studien erkennen, in welchen Länder es sich lohnt in eine bestimmte Technologie zu investieren?*

In Anbetracht des vorher Gesagten kann allein aufgrund der Kosten nur begrenzt erkannt werden, in welchem Land ein wirtschaftliches Engagement möglich ist. Dazu wäre es erforderlich, gegebenenfalls die in dem jeweiligen Land für diese Technologie geltenden langfristigen Einspeisetarife, Preise in Power Purchase Agreements oder net-metering Konditionen.

1.32 Verallgemeinernde Aussagen: Status, örtliche und zeitliche Bedingtheit der Kosten einzelner Technologien

Die Studien verwenden zwar eine auf einzelne Anlagen bezogene Berechnungsmethoden und ermitteln LCOE- Ergebnisse für Einzelanlagen, suchen aber durch die Erfassung vieler Anlagen und durch die Zusammenstellung und Durchschnittsbildung allgemeingültige Aussagen.

- *Aussagen zum Status und Trend der Kosten der Technologien*

Die Studien haben also offenbar auch den Zweck, etwas Generelles zum Stand, auch regional differenziert in Regionen (s.o.) und zur Entwicklung der Kosten in der Zeit der jeweiligen Technologien auszusagen. Dieser Zweck wird stellenweise auch explizit gemacht.

Die Darstellung der Bandbreite von LCOE von Anlagen der jeweils erfassten Technologien weltweit oder in ihrem Bezugsgebiet (vgl. Tabelle 1 und Abbildung oben) sowie die Kalkulation von Mittelwerten gibt eine evidenzbasierte Auskunft über den Kosten-Stand der Technologie.

Das Phänomen der großen Streuung gibt Veranlassung, die Faktoren und Gründe dieser Streuung zu untersuchen. Daraus können Schlüsse darauf gezogen werden, in wieweit die Streuung energieressourcen- und standortbedingt ist, auch darauf, an welcher anderer Stelle der Lieferkette und im Betrieb Kostenunterschiede bestehen, welche spezielle Teil-Technologie oder Fortentwicklung kostengünstiger scheint, welche allgemeinen fiskalischen Bedingungen und nicht zuletzt, wie finanzwirtschaftliche Regeln und Risikobewertungen in einzelnen Ländern Kostenunterschiede verursachen.

Die IRENA Studie widmet jeder einzelnen RES-Technologie ein ausführliches Kapitel zur Diskussion solcher Fragestellungen; WEC/BNEF hat eine ähnliche Gliederung, aber mit einer jeweils knapperen Diskussion.

In der IRENA Studie werden auch Entwicklungen von einzelnen Kostenfaktoren in den vergangenen Jahren eingehend diskutiert, und IRENA wagt auch eine mittelfristige Prognose der Kostenentwicklung. Die NEA/IEA Studie kann auf die früheren mit gleicher Methodik erstellten Arbeiten zurückblicken und die neuen mit den Ergebnisse der vor fünf Jahren veröffentlichten Untersuchung vergleichen. Die US-EIA wiederholt diese Studie mit neuen Werten in noch kürzeren Abständen, leistet aber auch einen Ausblick auf Kosten in fernerer Zukunft.

Durch die Verdichtung der Einzelergebnisse in Mittelwerten für die LCOE werden weitere Vergleichsmöglichkeiten geschaffen. In der IRENA Studie werden regionale (mit installierter Leistung gewichtete) Mittelwerte je Technologie angegeben (siehe Abbildung oben), aber einen globaler Mittelwert zu nennen wird vermieden. WEC/BNEF ermittelt einen zentralen Wert für bestimmten Zeitpunkt innerhalb der Bandbreiten, an dem eine Veränderung über die Zeit konstatiert wird. Auch US-EIA kalkuliert einen mittleren Wert für jede Technologie.

Besonderes Interesse gilt in der NEA/IEA Studie der Entwicklung eines so bezeichneten Medians der Kosten, bei dem jeweils eine mittlere Auslegung für jede Technologie und mittlere Bedingungen

angenommen werden, um dann die LCOE für dieses hypothetisches Kraftwerk zu kalkulieren.¹⁴ Anhand dieses ‚Medians‘ wird dann die Kostenentwicklung über die Zeit diskutiert.

- *Vergleichende Aussagen der Kosten der verschiedenen Technologien*

Die Studien dienen offensichtlich auch dazu, Aussagen zur relativen Konkurrenz-Fähigkeit der Technologien gegeneinander abzuleiten, was auch zumindest in der IRENA und in der NEA/IEA Studie explizit mit Vorbehalten ausgedrückt wird, bei WEC/BNEF und US-EIA eher implizit zum Vorschein kommt.

Ein Vorbehalt zum Vergleich zwischen Energietechnologien kommt auch darin zum Ausdruck, dass in die Studie eine kategorische Trennung zwischen RES und konventionellen Technologien (fossile und nukleare) vorgenommen wird.

IRENA untersucht nur die RES detailliert und kalkuliert deren Kosten. Die stellt eine Art -sehr unregelmäßiger- Häufigkeitsverteilung der Kosten von Solar- und Windanlagen einer undifferenzierten Bandbreite der Kosten der fossilen Technologien gegenüber, die aus anderen Studien und aus der Literatur konstruiert ist.

NEA/IEA gruppiert in der Studie von 2015 die Technologien in 'Grundlasttechnologien' (fossile und Kernenergie) und andere Technologien, eine Unterscheidung, die 2010 nicht so gemacht wurde und die selbst in der Elektrizitätswirtschaft in Frage gestellt wird. Wie IRENA vergleicht NEA/IEA trotz dieser Unterscheidung explizit und anhand von Grafiken die Kosten. Durch den Vergleich von jeweiligen Mittelwerten (Median-Kraftwerke) spitzt diese Studie den Vergleich noch zu.

USA-EIA unterscheidet hingegen kategorisch *dispatchable* (abrufbare¹⁵) und *non-dispatchable* Technologien, wobei zu den abrufbaren Technologien auch Biomasse und Geothermie gezählt werden ebenso wie die diversen Erdgas-, Kohle- und Kernenergie-Technologien. US-EIA enthält sich einer gezielten Gegenüberstellung von Kosten der Technologien und führt stattdessen sogenannten Levelized Avoided Unit Cost of Electricity (LACE) für jede einzelne Technologie ein, mit der ihr Nutzen in den Systemen bestimmt werden soll. Dies ist u.a. Gegenstand des nächsten Abschnitts.

1.32 Elektrizitätswirtschaftliche Sicht : Sektor-Perspektive

Die Perspektive des Sektors mit dem Blick auf das Stromsystem als Ganzes ist nicht nur normativ relevant, sondern auch praktisch gegeben, da ja noch in vielen Ländern die herkömmliche (mehr oder weniger) vollintegrierte Sektor Organisation mit einer zentralen Autorität in einem Verbundsystem besteht.

Die Inselssysteme und die dafür in Frage kommenden Technologien sind in den Kostenstudien nicht thematisiert.

¹⁴ Der Median in dieser Studie ist also nicht das Median-Kraftwerk im statistischen Sinne.

¹⁵ In der Literatur ist das Terminus-Paar regelbar – nicht regelbar zu finden, was aber nicht zu dem Ausdruck und der existierenden Möglichkeit des ‚Abregelns‘ z.B. von Windanlagen passt. Daher ziehe ich den Terminus (nicht-)abrufbar vor.

- Konsistenz-Anforderungen der Elektrizitätswirtschaftlichen Sicht

Ohne im Einzelnen die national im Detail divergierenden Zielsetzungen von Stromsektoren zu analysieren, lässt sich doch von der Gemeinsamkeit ausgehen, dass der Sektor im allgemeinen und überall die Aufgabe hat, eine variierende Stromnachfrage jederzeit zu decken, mit leichten Abstufungen was den Grad der kurzfristigen Versorgungs-Qualität (Zuverlässigkeit, Frequenzhaltung) und der langfristig ausreichenden Kapazitätsvorhaltung angeht. Wirtschaftlichkeit bzw. Kosteneffizienz und Bezahlbarkeit sind in jedem Fall angestrebte Ziele, allerdings immer auch in einer trade-off Relation zu Umwelt- und Klimaschutz, zu einer Diversifizierung aus Versorgungssicherheit oder aus anderen Gründen.

Das größte Hindernis für die Vergleichbarkeit der Technologien und deren Kosten zur Stromerzeugung liegt in der Unterschiedlichkeit ihres jeweiligen Stromdargebots über die Zeit, angesichts einer Stromnachfrage, die ihrerseits über die Zeit variiert und der zeitabhängig von den Verbrauchern ein unterschiedlicher Nutzen beigemessen wird.

Textkasten 4: Kategorien von Stromerzeugungsanlagen

Grob lassen sich vier Kategorien von Erzeugungs-Anlagen unterscheiden, die in Strom Verbundsystemen zum Einsatz kommen:

1. Inflexible Anlagen mit unbeschränkter Ressourcen-Verfügbarkeit, hohen Kapital- und niedrigen Betriebskosten, weswegen Dauer- und Volllast Betrieb („Grundlast“) angestrebt wird (Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke, die direkt an der Ressource errichtet sind; auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Industrie mit fixer Koppelung; eventuell auch geothermische Anlagen mit ausreichender Ressource),
2. Träge flexible Anlagen mit unbeschränkter Ressourcen-Verfügbarkeit, mittleren Kapital- und mittleren Betriebskosten: klassische Mittellastanlagen wie Steinkohle-Dampfkraftwerke, auch Biomassekraftwerke); Erdgas Gas- und Dampf-Turbinen Anlagen, die hohe Brennstoffkosten durch hohe Wirkungsgrade kompensieren können; nach wie vor werden in dieser Kategorie auch Schweröl-gefeuerte Motorenanlagen auch für den Netzbetrieb angeboten,
3. Technisch hochflexible Anlagen, als Spitzenlastanlagen bezeichnet (Gasturbinen mit niedrigen Kapital aber hohen Betriebskosten wegen niedriger Wirkungsgrade; auch Pumpspeicher -Wasserkraftwerke, die mit erzeugtem Strom „geladen“ werden müssen, wie auch Batteriespeicher),
4. Nicht abrufbare (non-dispatchable), aber abregelbare RES Anlagen, die mit sehr niedrigen Betriebskosten aber nur ressourcenabhängig gefahren werden können: Wind-, Solar und Laufwasser Kraftwerke sowie CSP Anlagen ohne Speicher. Diese Anlagen stehen nur begrenzt für die langfristige Kapazitätsvorhaltung und kurzfristige Systemdienstleistungen zur Verfügung. Zwar ergänzen sich Solar- und Windanlagen zeitlich wo die Ressource verfügbar ist, aber „Dunkelflauten“ in denen beide Ressourcen nicht zur Verfügung stehen können nicht ausgeschlossen sondern nur eingeplant werden. Solare Anlagen haben einen gewissen Nutzensvorteil dort, wo ihr Dargebots-Profil mit dem oberen Teil des Tageslastprofils zusammenpasst.

Nicht eindeutig einzuordnen in diese 4 Kategorien sind Speicherwasserkraftwerke, die neben Spitzenlastfunktionen auch Wochen- und Saisonspeicher sein können sowie Kraft-Wärme- Anlagen mit variabler Koppelproduktion, die mit einem Teil Muss-Betrieb Anlagen sind, aber auch zur Spitzenlast und für Systemdienstleistungen eingesetzt werden können. In kleineren Verbundsystemen spielen auch noch ölgefeuerte Anlagen eine Rolle. In diese Zwischengruppe gehören auch solare CSP-Anlagen mit Stunden-Speichern, die noch zur Deckung von Abendlasten herangezogen werden können. Einige Technologien, insbesondere solare PV aber auch bioenergie-Motorenanlagen und nicht zuletzt gasbetriebenen BHKW Motorenanlagen werden auch in dezentraler Erzeugung (distributed generation) eingesetzt; wenn sie die technischen Voraussetzungen haben, können auch diese zur Gesamtoptimierung eingesetzt werden.

Die Unterschiedlichkeit besteht weniger in der technischen Verfügbarkeit für ein Dargebot, die durch Zeiten von Ausfällen, Wartung und Instandhaltung, Brennelementwechsel, Austausch von Komponenten eingeschränkt ist, aber in allen Technologien Werte um die 90% erreicht. Die Unterschiedlichkeit besteht mehr in der bedingten Verfügbarkeit bzw. Muss-Betrieb wegen der (mangelnder) Lagerfähigkeit der Energie-Ressource, wegen outputseitiger Bindung an ein thermisches Produkt (Wärme oder Kälte) und/oder wegen technisch-wirtschaftlicher Inflexibilität. Nach diesen Kriterien ist im Überblick in Textbox 4 eine Kategorisierung der Technologien vorgenommen. Hinzu kommen sehr unterschiedliche Kostencharakteristika.

Wie die Darstellung zeigt, dass es neben den Charakteristika, die zur Kategorisierung in den Kostenstudien genutzt werden (Erneuerbare Energie; Grundlast; abrufbar - dispatchable) eine ganze Reihe von differenzierenden Eigenschaften gibt, die sich auch in den Kosten bzw. dem elektrizitätswirtschaftlichen Nutzen der Technologien niederschlagen. Für die Systemoptimierung geht es darum, diese jeweils optimal zur Deckung der Nachfrage einzusetzen.

- Lösungsansatz: Einbeziehung von Integrationskosten

Von den vorliegenden Studien machen zwei (IRENA und NEA/IEA) den Ansatz, wenigstens einen Teil dieser Unterschiede in Zusatzkosten einzufangen, um so eine gewisse Vergleichbarkeit herzustellen. WEC/BNEF macht diesen Schritt erst gar nicht, da ihre Studie nicht auf intertechnologische Vergleiche angelegt ist.

US-EIA geht einen anderen Weg und ermittelt für jede Technologie zusätzlich zu den LCOE auch levelised avoided cost of electricity (LACE), eine Form der Nutzenermittlung über den Opportunitätskosten-ansatz. (vgl. nächster Abschnitt)

IRENA weist darauf hin, dass für eine bessere Ermittlung der elektrizitätswirtschaftlichen Wirtschaftlichkeit der Technologien die Analyse anhand spezifischer Gesamtmodelle des jeweiligen Systems weit aufschlussreicher wäre und kennzeichnet die eigene Integrationskostenanalyse als unvollständige partielle Betrachtung.

IRENA und NEA/IEA ermitteln für den Zweck der Vergleichbarkeit sogenannte Integrationskosten der variablen RES, speziell für Wind und auch Solare Photovoltaik. Sie stützen sich dabei auf andere Studien, die Teilaspekte und ihre Kosten untersucht haben.

IRENA wie auch NEA/IEA unterscheiden dabei drei kostenwirksame Charakteristiken: (1) die Lage der guten Ressourcen, die erhöhte Investitionen in Übertragungs- und Verteilungsnetz erforderlich machen (*grid cost* in der NEA/IEA Studie) (2) ungeplante kurzfristige Variabilität, die zu kurzfristigen Bedarf an Reserveleistung führen können (*balancing cost*), und (3) die langfristige Variabilität, die eine installierte Leistung für - kurze - Zeiträume erfordern, wenn die Wind- Solar- und/Wasserressource nicht zur Verfügung steht (entspricht in etwa *profile cost* einschließlich *back-up*).

Das Zusammenwirken dieser drei Faktoren ergibt laut IRENA je nach Penetrationsgrad der variablen RES sehr niedrige Integrationskosten, bei bestimmten Konstellationen (vorhandene Speicherwasseranlagen) sogar Kostensenkungen bei kleinen Anteilen von variable RES möglich sind. Steigende Integrationskosten von bis zu 3,5 bis 5 UScent pro kWh treten auf bei ungefähr 40%

Anteilen von variable RES. IRENA weist darauf hin, dass diese Werte nur Orientierungsgrößen sind und in jedem System unterschiedlich ausfallen.

Diese Kosten werden, so IRENA, künftig sinken, wenn kostengünstigere Optionen der Flexibilisierung von Nachfrage und Dargebot entwickelt werden, einschließlich Verlagerung und Senkung der Nachfragelast, auch durch Gewinnung von Deckungsbeiträgen in anderen Anwendungen (Warenmarkt, Mobilität), Speicherung, veränderte Netzkonfiguration, -technik und -betrieb.

NEA/IEA macht einen ganz ähnlichen Ansatz, der bereits in der 2010er Ausgabe der Studie in einer ausführlichen Diskussion der Thematik veröffentlicht wurde. Die Studie unterscheidet die gleichen oder ähnlichen drei kosten-erhöhenden Faktoren und führt noch als kostensenkenden Faktor die Flexibilitätsoptionen insbesondere auf der Nachfrageseite ein, um die gesamten Integrationskosten in der gleichen Größenordnung zu veranschlagen wie IRENA.

- Lösungsansatz: Einbeziehung des Nutzens – (avoided cost) Ansatz der US-EIA

US-EIA versucht gar nicht erst sie direkt vergleichbar zu machen, sondern kalkuliert der Nutzen des Zubaus einer Einheit der jeweiligen Technologie. Der Anstatt beruht auf der Ermittlung des Werts dessen, was es in einem Netz jeweils kosten würde, die Elektrizität bereitzustellen, die durch die neue Erzeugungsanlage verdrängt würde. US-EIA berechnet diese LACE Werte anhand ihrer Modelle für die 22 Netzregionen der USA, und transformiert sie in über die Laufzeit gleichbleibende Kosten pro Einheit Elektrizität, um sie mit LCOE vergleichbar machen zu können (vgl. Tabelle 2)

Tabelle 2: Finanzmathematische Durchschnittskosten der Stromerzeugung (LCOE) und der vermiedenen Kosten (LACE) von Stromerzeugungs-Anlagen, die 2020 in den USA in Betrieb gehen, in USD2013 bei WACC 6.1%; in rot wenn Kosten > vermiedene Kosten					
Quelle: US-EIA					
	Durchschnittswerte über alle Versorgungsgebiete			Extreme Abstände	
Energie, Technologie	LCOE	LACE	Differenz	Max	Min
Dispatchable:					
Kohle, konventionell	95,1	70,9	24,1	43	15,5
Kohle, fortgeschritten	115,7	70,9	44,7	60	34,6
Erdgas, GuD konventionell	75,2	71,4	3,8	10,8	1,8
Erdgas, GuD fortgeschritten	72,6	71,4	1,2	7,6	1,2
Kernkraft, fortgeschritten	95,2	72,1	23,2	31,4	10,6
Geothermie	44,4	70,9	26,5	22,7	30
Biomasse	100,5	71,7	28,8	44,4	16,9
Non Dispatchable:					
Wind onshore	73,6	64,6	9	19,6	0,1
Wind offshore	196,9	71,5	125,5	191,6	98,3
Solar PV	114,3	80,4	33,9	83,5	10,5
Solar Thermal	220,6	83	137,5	266	74,3
Wasserkraft	83,5	69,5	14	33,9	-1,4

Das Ergebnis reflektiert die derzeit zu beobachtende Situation in USA, wo GuD-Erdgaskraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerke deutlich konkurrenzfähiger sind, da sie bei etwa gleichen Vermiedenen Kosten aufgrund der niedrigen Gaspreise günstiger produzieren können. Geothermische Kraftwerke sind besonders interessant, wenn man die geeignete Ressource hat. Unter den nicht-abrufbaren Technologien bietet onshore-Wind trotz niedrigerer vermiedener Kosten eine günstigere Option in einigen Regionen, wo sie zu niedrigen Kosten Strom erzeugen kann. Bemerkenswert ist die relativ hohe Wertigkeit (vermiedene Kosten) von Strom aus offshore Wind, und besonders aus Solarenergie, denen aber signifikant (PV) bis deutlich (Offshore wind und CSP) höhere Erzeugungskosten gegenüberstehen.

Praktisch stellt US-EIA die Berechnung ab auf den Standpunkt eines Stromerzeugers in dem jeweiligen System, und bezieht in einer komplexen Rechnung ein: die Grenzpreise (= kurzfristige Betriebskosten der letzten eingesetzten Anlage) für den Strom in jeder - im Modell spezifizierten - Zeitperiode in der die betrachtete Anlage abgerufen wird, und auch den Kapazitätswert, der sich wieder aus den Kapazitätzahlungen für die letzte eingesetzte Einheit im Alternativfall und der Kapazitätsgutschrift für die betrachtete Anlage errechnet.

Wie bei den LCOE wird bei LACE von US-EIA ein eher einzelwirtschaftlicher Ansatz für einen Akteur im bestehenden System gewählt. Stillschweigend scheint die Annahme zu gelten, dass die in den USA anzusetzen Preise für Anlagen, Inputs und im US-Stromsystem weitgehend den volkswirtschaftlichen Kosten entsprechen, womit dann die elektrizitätswirtschaftliche Sichtweise der einzelwirtschaftlichen weitgehend entspricht.

Nichtsdestoweniger ist dieser Ansatz von Interesse, da er den Zwang überwindet, alle Elemente von Kosten und Nutzen in einem Wirtschaftlichkeitsvergleich für Stromerzeugung in die Kostenermittlung zu zwingen, was, wie bereits erwähnt, auch aus Sicht der IRENA unbefriedigend ist.

1.33 Gesamtwirtschaftliche Sicht (social planner statt Sektor-Perspektive)

Für die Beurteilung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht müssten für die einbezogenen Kostenelemente Ansätze getroffen werden, die den volkswirtschaftlichen Güter- und Leistungsverzehr für ihre Erstellung erfassen. In allen Studien werden jedoch einzelwirtschaftliche Kosten-Ansätze gewählt. Ob diese Ansätze auch ausreichend genau den volkswirtschaftlichen entsprechen, lässt sich nicht ohne weiteres sagen.

Die Studien beziehen tatsächliche Anlagenprojekte in die Datenbasis ein. Damit wird die Ressourcen-Verfügbarkeit am jeweiligen Standort berücksichtigt und auch die Auslegung, bei der auch die Umwelt- und sonstigen Auflagen in den Ländern zu beachten ist. Bei den Kostenanschlägen und Preisen für die Komponenten verwenden die Studien, wo verfügbar, die für die Projekte spezifisch gültigen Werte. Wo diese nicht verfügbar sind, werden allgemeinere für diese Länder oder generische aber technologiespezifische Ansätze gewählt. Die spezifischen steuerlichen und Finanzierungsbedingungen in Ländern werden in unterschiedlicher Intensität berücksichtigt. WEC/BNEF hat geht eher auf die landesspezifischen Bedingungen ein, um den

Einfluss der vorherrschenden Finanzierungskonditionen deutlich zu machen. IRENA analysiert darüber hinaus detailliert die Ansätze für Komponenten, auch um Zufälligkeiten und marktlagenbedingte Einflüsse auszuschalten.

Besonders IRENA macht Anstrengungen für eine allgemeingültigere Bestimmung. Bei den großen Elementen Anlagegüter und Energieträger können Weltmarktpreise, Grenzübergangswerte oder deren jeweils regionale Ausprägungen angesetzt werden. Damit entsprechen diese Ansätze den volkswirtschaftliche Kosten insoweit wie Weltmarktpreise dieses Kriterium erfüllen, was bekanntlich nicht gewiss aber schwer exakt zu korrigieren ist. Bau – und Betriebskosten haben jeweils ein stärkeres lokales Element in Anbetracht der Arbeitsintensität und nationaler Löhne. Auch hier kann man Zweifel an der volkswirtschaftlichen Kostenteilsentsprechung (Schattenpreisen dieser Inputs) hegen, wird aber Schwierigkeiten haben, dies exakter zu bestimmen.

Zu den externen Effekten, die in den Kostenansätzen (sic) Mengenstruktur oder Preisen nicht erfasst sind: In den nationalen Ansätzen sind soziale Kosten nur insoweit internalisiert als die mithilfe der Auflagen zum Bau, und Betrieb, zur Auslegung und zur Stilllegung, Rückbau und Abfallbeseitigung in erfasst sind, oder durch eine Abgabe eingerechnet sind. Da hier die Regeln einzelner Länder in den Studien berücksichtigt sind, ist das in unterschiedlichem Umfang gewährleistet.

IRENA greift dies partiell¹⁶ auf und berücksichtigt in einer Zusatzrechnung externe Kosten für die öffentliche Gesundheit, die durch Emissionen der Kraftwerke verursacht werden, sowie CO₂-Abgaben, soweit die in der Kosten Schätzung nicht einbezogen war. Da diese sich nur auf fossile Kraftwerke beziehen, erhöht IRENA entsprechend das Kostenband für diese Anlagen und stellt sie den Kosten der variable RES einschließlich Integrationskosten in einer Zusatzbetrachtung gegenüber.

In der US-EIA Studie werden diese externen Wirkungen schon in der Basisberechnung berücksichtigt, allerdings in einem sehr begrenzten Umfang, nämlich indem die durchschnittlichen Kapitalkosten für emissionsintensive Technologien um einige Prozentpunkte erhöht werden, was einer Emission-Abgabe von 15USD pro Tonne CO₂ entspricht.

¹⁶ Die Wirkungen auf die öffentliche Gesundheit und auf den Treibhauseffekt stellen die beiden größten externen Umweltkostenfaktoren dar, wobei die Schätzung der Werte eine hohe Spannweite aufweist. Daneben wären gegebenenfalls noch die Wirkungen auf die Biodiversität, Ernten, Gebäude und andere Materialien, Landnutzung, Geräusche/ Schall, Ansicht, zu berücksichtigen. Vgl. dazu auch "External costs from emerging electricity generation technologies" Deliverable n° 6.1 – RS1a of Project FRAMEWORK PROGRAMME, NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability " New Energy Externalities Developments for Sustainability" NEEDS March 2009; http://www.needs-project.org/docs/RS1a%20D6_1%20External%20costs%20of%20reference%20technologies%2024032009.pdf; Hinzu kommen Risiken von Unfällen und andere. Vgl. speziell zu Energie die Arbeiten im EU-Programm External Costs of Energy, Externe, hier die Methodologie „Method for Estimation of Physical Impacts and Monetary Valuation for Priority Impact Pathways“ http://www.externe.info/externe_d7/sites/default/files/vol2.pdf; Eine allgemeine Methodendarstellung und –empfehlung findet sich in Umweltbundesamt „Ökonomische Bewertung von Umweltschäden-Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“ Dessau-Rosslau 2012, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012.pdf

1.34 Gesamtgesellschaftliche Sicht

In einem gesamt-gesellschaftlichen Vergleich ist die Berücksichtigung dieser direkten externen Effekte fundamental. Das Fehlen schränkt die diesbezügliche Aussagefähigkeit der WEC/BNEF- sowie der NEA/IEA- Studie erheblich ein. Fairerweise ist festzuhalten, dass die WEC/BNEF Studie auch gar nicht den Anspruch erhebt, weder auf einen relativen Kostenvergleich zwischen Technologien noch auf eine gesamtgesellschaftliche Aussage. NEA/IEA diskutiert externe Effekte als nicht quantifizierte Risikofaktoren.

Keine der Studien versucht, über die direkten externen Effekte hinaus auch indirekte gesamtwirtschaftliche und –sicherheitspolitische Wirkungen der Technologien für Beschäftigung, außenwirtschaftliches Gleichgewicht, allgemeine Energie-Versorgungssicherheit abzuschätzen. Es wäre allerdings auch extrem kompliziert, diese auf ‚Stückkosten‘ wie LCOE umzurechnen.¹⁷

Teil II.: Systemanalysen und Szenarien und daraus abgeleitete Aussagen zur Vorteilhaftigkeit von Erzeugungstechnologien (in Bearbeitung)

¹⁷ Zur Abschätzung dieser gesamtwirtschaftlichen Wirkungen von Technologien, insbesondere von Wirkungen auf Beschäftigung gibt es verschiedene Kategorien von Arbeiten. Die einen ermitteln die Anzahl von Jobs oder Arbeitsstunden in der gesamten Wertschöpfungskette einer Technologie in einem ‚life cycle assessment‘ (LCA), ähnlich wie es bei den Emissionen und anderen Umweltwirkungen geschieht. Diese können dann auf eine Einheit erzeugten Stroms umgerechnet werden und so miteinander verglichen werden. Allerdings herrscht bei den gesamtwirtschaftlichen Themen die nationale Sicht vor, anders als bei den Emissionen. Eine größere Bedeutung haben daher die Studien, in denen die tatsächliche Zahl des Arbeitsplatzes in einem Land für eine Technologie ermittelt wird. Diese wiederum können nur den Bruttoeffekt ermitteln, und kaum die Substitutionseffekte und haben keine Vergleichsmöglichkeiten mit einem kontrafaktischen Szenario. . Daher setzen sich bei den gesamtwirtschaftlichen Wirkungsstudien die Ansätze durch, die mit einem gesamtwirtschaftlichen Modell der jeweiligen Volkswirtschaft arbeiten und darin die Wirkungsketten abbilden. Eine aktuelle Studie für Deutschland – nicht nur den Stromsektor - mit diesem Ansatz wurde kürzlich von einem Konsortium GWS/DIW/DLR/Prognos/ZSW im Auftrag des BMWI vorgelegt: „Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen“ Endbericht Osnabrück, Berlin, Stuttgart, März 2015. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>