



---

**Ausarbeitung**

---

**Gestehungskosten von Strom im Vergleich**

## Gestehungskosten von Strom im Vergleich

Aktenzeichen: WD 5-3000-005/22  
Abschluss der Arbeit: 17.02.2022  
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft  
DOI 10.5281/zenodo.6326972

---

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

---

## Inhaltsverzeichnis

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1.</b> | <b>Einleitung</b>  | <b>4</b>  |
| <b>2.</b> | <b>„Kosten“ der Stromerzeugung: Vielfalt des Begriffs</b>  | <b>4</b>  |
| 2.1.      | Ebenen der Kosten  | 4         |
| 2.1.1.    | Kosten des Kraftwerksbetriebs                              | 4         |
| 2.1.2.    | Kosten zur Integration der Anlage in das Energiesystem     | 6         |
| 2.1.3.    | Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung          | 7         |
| 2.2.      | Besondere Kostenanteile bei der nuklearen Energiegewinnung | 9         |
| 2.2.1.    | Externe Kosten und Umweltschäden                           | 10        |
| 2.2.2.    | Baukosten von Atommeilern                                  | 11        |
| 2.2.3.    | Stilllegung und Atommülllagerung                           | 12        |
| 2.3.      | Weitere Grenzen der Vergleichbarkeit von „Kosten“          | 13        |
| <b>3.</b> | <b>Vergleich Kernenergie und erneuerbare Energie</b>       | <b>15</b> |
| 3.1.      | Vergleich der Stromgestehungskosten (LCOE)                 | 15        |
| 3.2.      | Aufgliederung der Stromgestehungskosten                    | 21        |
| 3.3.      | Entwicklung der Stromgestehungskosten                      | 27        |
| 3.4.      | Internationaler Vergleich von Stromgestehungskosten        | 32        |
| <b>4.</b> | <b>Literaturverzeichnis</b>                                | <b>35</b> |
| <b>5.</b> | <b>Anhang</b>  | <b>37</b> |

## 1. Einleitung

Die Wissenschaftlichen Dienste wurden nach den Gestehungskosten von Strom aus Kernenergie und aus erneuerbaren Energien gefragt. Die Dokumentation „Strom aus Kernenergie: Kosten und Subventionen“<sup>1</sup> dient als Grundlage für diese vertiefende Ausarbeitung.

Zum grundlegenden Verständnis des Kostenbegriffes im Energiebereich geht diese Ausarbeitung auf die **Berechnungsmethoden** sowie **nicht sichtbare Kosten** ein. Besonderheiten der Kosten von Kernenergie werden dann darauffolgend thematisiert. Der Hauptteil der Arbeit analysiert die **Studienergebnisse** zur Höhe der Gestehungskosten einzelner Energieerzeugungstechnologien, wie Kernkraft, Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft. Weiterhin wird die Aufschlüsselung der Gestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien dargestellt. Die Studienergebnisse zeigen auch, welche Entwicklungsverläufe der Gestehungskosten es in der Vergangenheit gab und welche zu erwarten sind. Ein **internationaler Vergleich** der Gestehungskosten schließt die Übersicht zu den Energiegestehungskosten ab.

## 2. „Kosten“ der Stromerzeugung: Vielfalt des Begriffs

Der Begriff der Gestehungskosten ist eine energiewirtschaftliche Größe und lässt sich vereinfacht mit „Herstellungskosten“ oder „Selbstkosten“ übersetzen. Diese Kosten variieren je nachdem, mit welcher Methode und unter welchen Annahmen sie berechnet werden.

### 2.1. Ebenen der Kosten

#### 2.1.1. Kosten des Kraftwerksbetriebs

Der gängigste Vergleichswert bei der Stromerzeugung sind die **Stromgestehungskosten** (engl. Levelized Costs of Electricity – **LCOE**). Die Stromgestehungskosten sind eine Maßeinheit, die die Kosten für die Errichtung und den jährlichen Betrieb einer Anlage ins Verhältnis zur Stromerzeugungsmenge der gesamten Lebensdauer der Anlage setzt (siehe Formel 1).

Formel 1: Berechnung der Levelized Costs of Electricity<sup>2</sup>

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh (1+r)^{-t}}$$

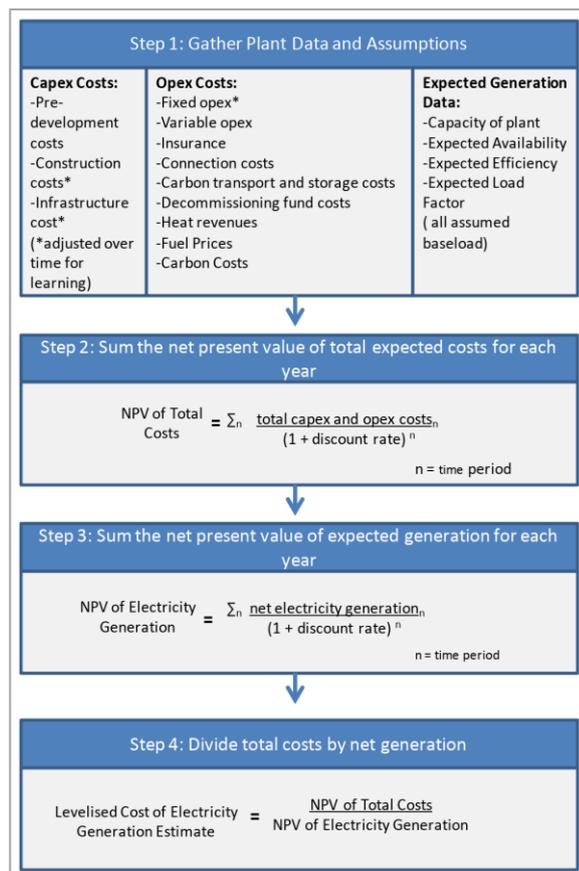
---

1 WD 5 - 3000 - 090/21, <https://www.bundestag.de/resource/blob/877586/4e4dce913c3d883a81adcf2697313c7d/WD-5-090-21-pdf-data.pdf>.

2 IAE (2020), S. 34.

- $P_{MWh}$  = The constant lifetime remuneration to the supplier for electricity;
- $MWh$  = The amount of electricity produced annually in MWh;
- $(1+r)^{-t}$  = The real discount rate corresponding to the cost of capital;
- $Capital_t$  = Total capital construction costs in year t;
- $O\&M_t$  = Operation and maintenance costs in year t;
- $Fuel_t$  = Fuel costs in year t;
- $Carbon_t$  = Carbon costs in year t;
- $D_t$  = Decommissioning and waste management costs in year t.

Dabei werden LCOE nicht immer identisch berechnet, was zu **Problemen** bei der **Vergleichbarkeit** führt. Beispielsweise berechnet das britische Department for Business, Energy, & Industrial Strategy die LCOE mit erweiterten Kostenfaktoren bzw. schlüsselt diese weiter auf (siehe Abbildung 1).<sup>3</sup> Brennstoffe fallen hier unter operative Kosten, die in anderen Berechnungen separat ausgewiesen werden.



3 Hier wird auf die ältere Studie des Department for Business, Energy, & Industrial Strategy aus dem Jahr 2016 verwiesen. Die neuere Version von 2020 beinhaltet für die Kostenannahmen neuer nuklearer Kraftwerke keine Änderungen gegenüber 2016.

Abbildung 1: LCOE-Berechnung des BEIS<sup>4</sup>

Nahezu alle Studien nutzen die LCOE als **Vergleichsmaßstab**, um die Kosten-/Nutzenanalyse verschiedener Energietechnologien zu illustrieren. Dies ermöglicht, die vorgelegten Daten auch international relativ systematisch und einheitlich zu erheben.

Allerdings basiert die Höhe der LCOE auf Modellrechnungen mit unterschiedlichen Anlagen-/Kraftwerksdaten, die auch **regional variieren** können. Daher lassen sich die Kosten von Konkurrenztechnologien – wenn überhaupt – nur annäherungsweise vergleichen.

2.1.2. Kosten zur Integration der Anlage in das Energiesystem

Die LCOE stehen nicht nur aufgrund unterschiedlicher Annahmen in der Kritik. Energieexperten warnen vor einer unbedachten Verwendung, da die jährliche Gesamtenergieleistung einer **volatilen Windradanlage** gegenüber der witterungsunabhängigen Energiegewinnung aus einem Wasser- oder **Kohlekraftwerk** nicht vergleichbar sei. Einige Stromquellen eignen sich für Grundlasten, da sie witterungs- und tageszeitunabhängig Energie bereitstellen. Eine Übersicht zu den Lastenprofilen bietet Abbildung 2.

|                         |                         | Carbon Neutral/ REC Potential | Location    |             |                          | Dispatch     |         |                |          |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------------|-------------|-------------|--------------------------|--------------|---------|----------------|----------|
|                         |                         |                               | Distributed | Centralized | Geography                | Intermittent | Peaking | Load-Following | Baseload |
| <b>Renewable Energy</b> | Solar PV <sup>(1)</sup> | ✓                             | ✓           | ✓           | Universal <sup>(2)</sup> | ✓            | ✓       |                |          |
|                         | Solar Thermal           | ✓                             |             | ✓           | Rural                    | ✓            | ✓       | ✓              |          |
|                         | Geothermal              | ✓                             |             | ✓           | Varies                   |              |         |                | ✓        |
|                         | Onshore Wind            | ✓                             |             | ✓           | Rural                    | ✓            |         |                |          |
| <b>Conventional</b>     | Gas Peaking             | ✗                             | ✓           | ✓           | Universal                |              | ✓       | ✓              |          |
|                         | Nuclear                 | ✓                             |             | ✓           | Rural                    |              |         |                | ✓        |
|                         | Coal                    | ✗                             |             | ✓           | Co-located or rural      |              |         |                | ✓        |
|                         | Gas Combined Cycle      | ✗                             |             | ✓           | Universal                |              |         | ✓              | ✓        |

LAZARD Source: Lazard estimates.  
Copyright 2021 Lazard (1) Represents the full range of solar PV technologies.  
(2) Qualification for RPS requirements varies by location.

15 |

Abbildung 2: Anwendungsmatrix der verschiedenen Energietechnologien<sup>5</sup>

4 BEIS (2016), S. 8.

5 Lazard (2021), S. 16.

LCOE berücksichtigen in ihrer ursprünglichen Berechnung nur die Kosten und Leistungen auf **Ebene der Anlagen/Kraftwerke**. Die entstehenden Kosten der Übertragung und der Stromverteilung werden vernachlässigt. Damit bleiben die Netzübertragungs- und damit die Integrationskosten für das Stromsystem unbeachtet.<sup>6</sup> Erneuerbare Energien tragen aufgrund ihrer natürlichen **Schwankungen** der Energiegewinnung nicht im gleichen Maße zur Stabilität des Netzes bei, wie Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke, die überwiegend Grundlastleistung bereitstellen und aufwendig bzw. risikoreich hoch oder runtergefahren werden (sogenannter Lastfolgebetrieb).<sup>7</sup> Der Wert von gewonnener Energie variiert abhängig von den vorhandenen Energiemengen: Bei Sonne und Wind ist mehr Energie im System vorhanden, zugleich müssen witterungsunabhängige Kraftwerke gedrosselt werden, damit nicht zu viel Energie das Stromnetz destabilisiert. Diese Dynamiken sind bei der Betrachtung zu berücksichtigen.

Die Kosten für die Integration in das System, die nicht in den LCOE abgebildet sind, spiegeln sich in anderen Kenngrößen wider, wie den System LCOE<sup>8</sup> oder den Value-Adjusted Levelised Cost of Electricity (VALCOE)<sup>9</sup>. Diese Kosten wurden aber nun auch teilweise in den LCOE einzelner Studien integriert, so dass „LCOE nicht gleich LCOE“ ist.

### 2.1.3. Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung

Externe Kosten berücksichtigen die LCOE der verschiedenen Energieerzeugungstechnologien aufgrund ihrer Definition und ihrem spezifischen Betrachtungswinkel nicht oder nur zum Teil. Externe Kosten ergeben sich aus **Schäden** an der **Umwelt**, die durch den Abbau des Energieträgers oder bei der Energiegewinnung anfallen. Weiterhin werden Kosten, wie **staatliche Förderungen** oder Subventionen, zu den gesamtgesellschaftlichen Kosten hinzugerechnet, die bei den Stromnutzern nicht im Verbrauch sichtbar sind.

Das FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) hat in einer Studie für Greenpeace Energy die externen Kosten für Deutschland 2015 berechnet und zuletzt 2021 aktualisiert. Die Kosten wurden auf die bestehenden LCOE aufaddiert, um die gesamtgesellschaftlichen Kosten zu berechnen (siehe Abbildung 3):

---

6 IEA & NEA (2020), S. 14.

7 <https://www.swr.de/report/presse/21-haeufiges-drosseln-und-hochfahren-gefaehrdet-sicherheit-deutscher-akw/-/id=1197424/did=7795556/nid=1197424/281qw1/index.html>.

8 Ueckerdt et al. (2013)

9 IEA & NEA (2020), S. 75.

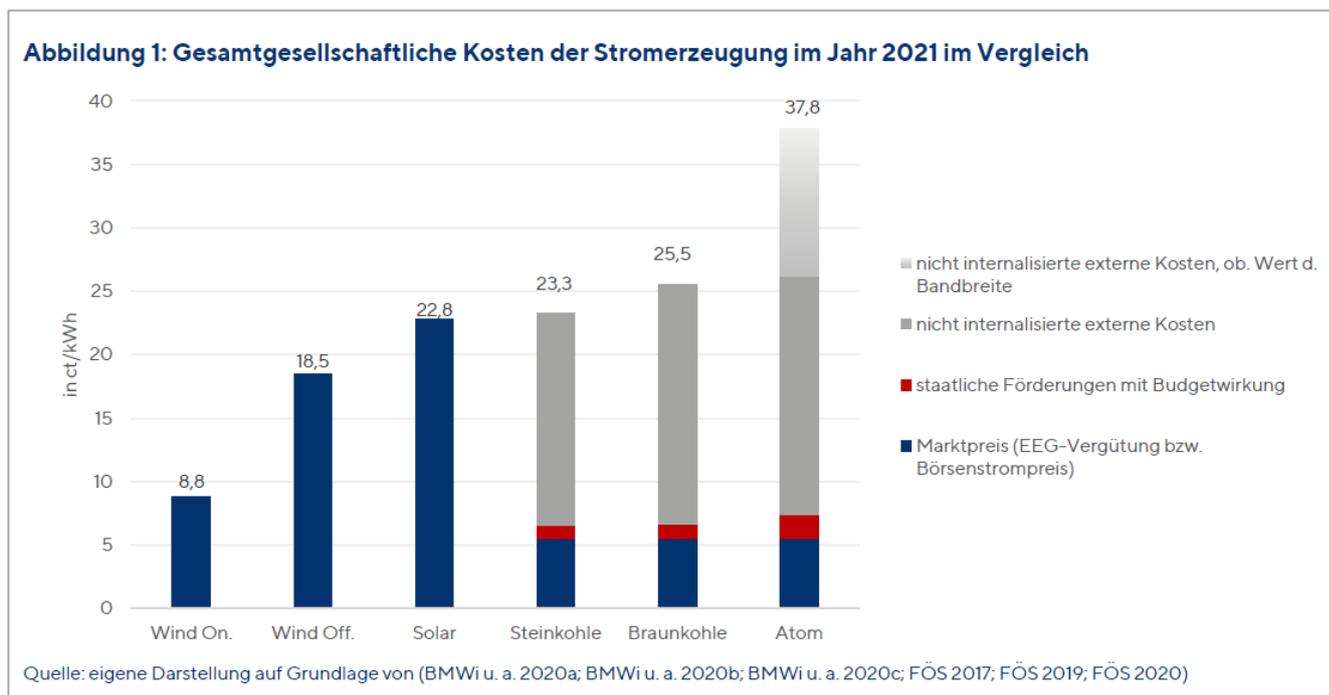


Abbildung 3: Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2021 im Vergleich<sup>10</sup>

Eine Übersicht über die lebenszyklusbezogenen Umweltbelastungen bei der Stromerzeugung einzelner Energieerzeugungstechnologien geben Bauer et al. (2019) und setzen die Auswirkungen unterschiedlichen Belastungskategorien ins Verhältnis zu den einzelnen Erzeugungstechnologien (siehe Abbildung 4):

10 FÖS (2021), S. 4.

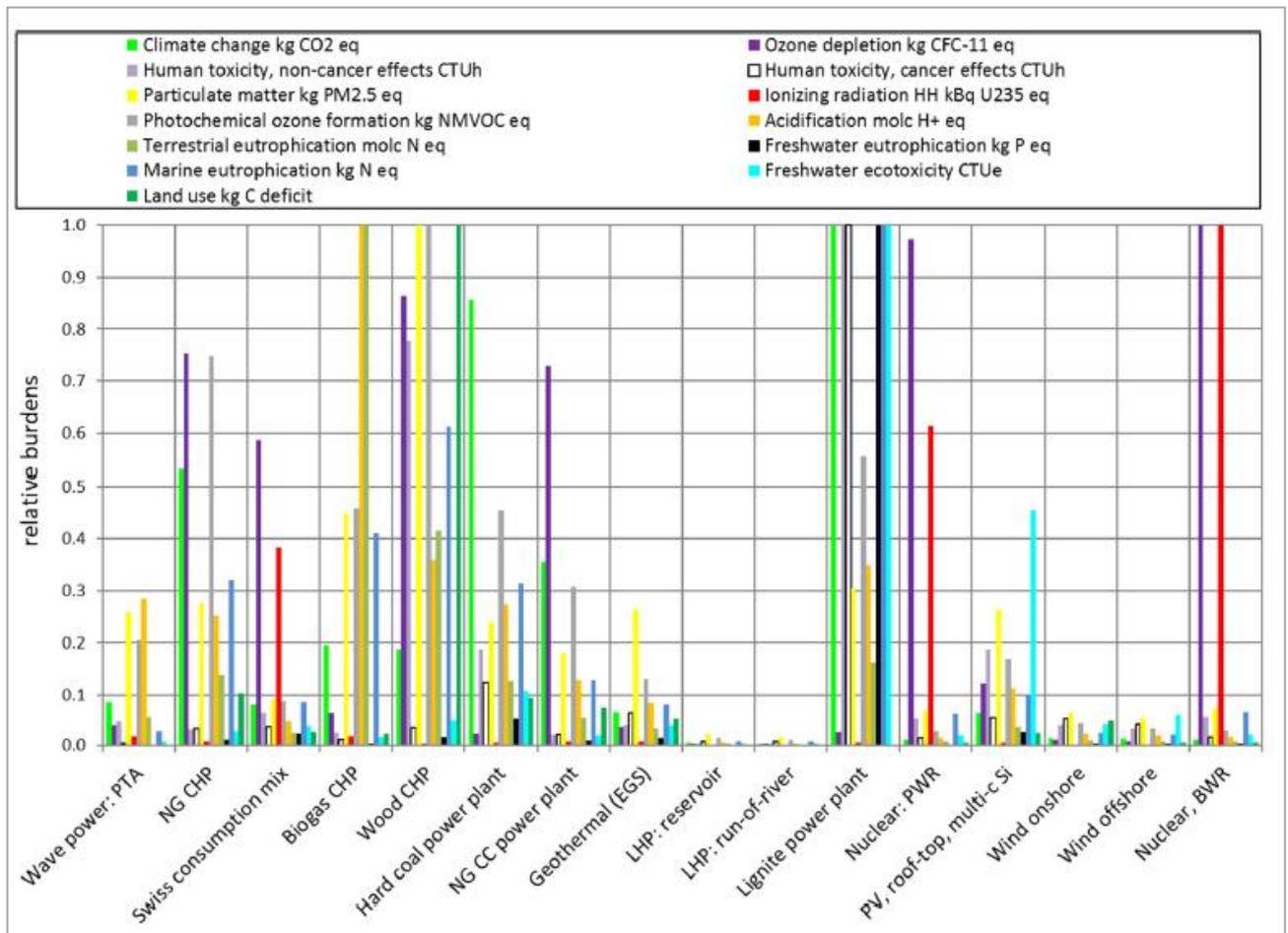


Abbildung 4: Relative Umweltbelastung im Lebenszyklus verschiedener Stromerzeugungstechnologien<sup>11</sup>

Abkürzungen: PTA = point absorber; NG = natural gas; CHP = combined heat and power; CC = combined cycle; EGS = enhanced geothermal systems; LHP = large hydropower; PWR = pressurized water reactor; BWR = boiling water reactor

## 2.2. Besondere Kostenanteile bei der nuklearen Energiegewinnung

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften der Kernverschmelzung und der dabei entstehenden Strahlung fallen bei der Kernenergie besondere Gestehungskosten und externe Kosten an. Dies spiegelt sich im Bau der Kernkraftwerke und in den übrig bleibenden atomaren Abfällen des Energiegewinnungsprozesses.

11 Bauer et al. (2019), S. 65.

### 2.2.1. Externe Kosten und Umweltschäden

Das Umweltbundesamt gibt an, es sei „äußerst schwierig“, verlässliche Werte für die **Folgekosten** der **Kernenergie** zu erhalten, da diese je nach Studie stark schwankten. Man gehe aber davon aus, dass die Folgekosten mindestens so hoch lägen wie bei Braunkohle.<sup>12</sup>

Die Schwierigkeit bei der Berechnung externer Kosten der Energieträger beruht auf den Annahmen der tatsächlichen Umweltschäden, insbesondere: Wo/bei wem treten diese Schäden auf, wie hoch sind die Schäden, und – vor allem bei Kernenergie relevant – wie wahrscheinlich ist es, dass diese Schäden (z.B. durch einen **potentiellen GAU** oder durch Zwischenfälle bei der Endlagerung entstehen?

„The external costs from nuclear have to be treated with caution, as only parts of the externalities are included. The costs reflect to a large extent the small amount of emissions of CO<sub>2</sub> and air pollutants, radioactive emissions (primarily from downstream radioactive emissions from mine tailings along with a minor portion from operation of the plant itself). A key issue is related to the treatment of potential damage from nuclear accidents:

- In 2005, ExternE ‘Externalities of Energy’, Methodology 2005 Update <http://www.externe.info/brussels/methup05a.pdf> concluded that radiological impacts from emissions during power plant operation and final disposal were found to be only of minor importance for the overall results from the nuclear fuel cycle. In fact, the methodology to evaluate impacts due to accidents was risk-based (risk, being defined as the probability of accident multiplied by the consequences resulting from that accident). The report states that ‘it is sometimes argued that, for so-called Damocles risks, i.e. risks with a very high damage and a low probability, the risk assessment of the public is not proportional to the risk. The occurrence of a very high damage should be avoided, even if the costs for the avoidance are much higher than the expectation value of the damage. However past attempts to quantify this effect have not been successful or accepted, so there is currently no accepted method on how to include risk aversion in such an analysis. Consequently it is currently not taken into account within the ExternE methodology. Research on how to assess this, for example with participatory approaches, is clearly needed’.
  - No external costs for nuclear accidents are included in the estimates from ExternE-Pol (2005) due to the complexities in estimating this, however, By only considering its low air pollutant and CO<sub>2</sub> emissions, and the level of non-accident related radioactivity, the external costs are considerably lower than fossil fuel generation, and broadly on a par with renewables.
- By contrast the RECaBs (2007) estimate used in this indicator (in addition to the other non-environmental social costs for nuclear from ExternE-Pol) is based on earlier analysis which, broadly speaking, takes historic data on nuclear accidents more directly into the assessment of the probability of a future accident occurring (e.g. Chernobyl and Three Mile Island) and its cost (primarily from data on Chernobyl).

---

12 Ebd.; Focus Online (25.03.2021), Atom, Kohle, Gas, Wind, Solar: Welche Stromart uns am wenigsten kostet, [https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet\\_id\\_11658454.html](https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet_id_11658454.html).

---

Whilst this gives a much higher probability, and by extension a higher external damage cost, the estimate is still highly uncertain for a number of reasons (as outlined in the RECaBS supporting documentation). For example:

- It may overestimate the probability of an accident occurring in a new state-of-the-art nuclear plant in Western Europe due to the fact that: serious deficiencies have been identified in the former USSR PWR design; there was a lack of a regulatory body in the former USSR and safety culture was problematic.
- Alternatively it may underestimate the external cost due to: higher population densities (and hence impacts) in many Western European Countries; higher GDP – and hence greater economic consequences; increased threats of terrorism.

RECaBS states that the estimate of 0.25 Eurocents/kWh also takes into account that future plants are assumed to be considerably safer than existing plants and that public anxiety about nuclear power is assigned an economic value.<sup>13</sup>

#### 2.2.2. Baukosten von Atommeilern

Die Kostenabschätzung für den Bau neuer Anlagen und Kraftwerke **variieren stark**. Detaillierte Daten für Deutschland sind nicht verfügbar. Auf internationaler Ebene hingegen gibt es vergleichende Werte. Die Kosten zur Errichtung neuer Anlagen/Kraftwerke bei den unterschiedlichen Energieerzeugungstechnologien unterliegen verschiedenen Faktoren, insbesondere:

- Lernkurve,
- Skaleneffekte,
- Sicherheitsauflagen.

Als besonders ungünstig wirken sich hohe Anfangsinvestitionen in die Konstruktion sowie lange **Bauzeiten** gepaart mit hoher **Unsicherheit** und Komplexität aus. Dies trifft vor allem bei der Konstruktion von Atomkraftwerken (AKW) zu. Kritiker der Kernenergie führen vor allem die hohen, unsicheren Baukosten als Argument gegen den Neubau von AKWs an.

Viele Meiler sind teurer, als ursprünglich geschätzt wurde. Dabei spielt auch eine Rolle, dass es in den vergangenen 70 Jahren nicht möglich war, die Bauzeit trotz fortschreitenden Technologiewissens systematisch zu verkürzen (siehe Abbildung 5).

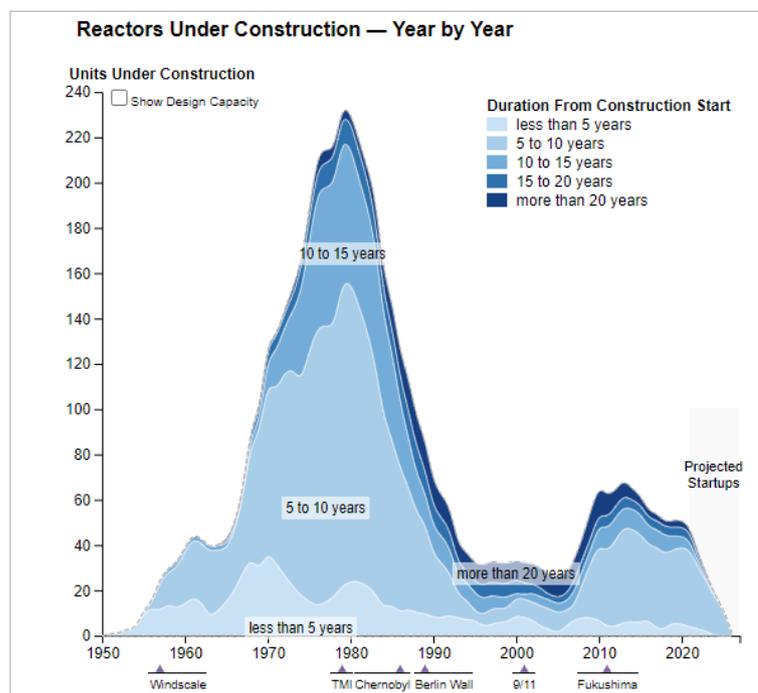


Abbildung 5: Konstruktionsdauer von Reaktoren weltweit 1951-2021<sup>14</sup>

Studien gehen davon aus, dass ökonomische Abschätzungen offenbar eher selten die ausschlaggebende Grundlage für den Bau von Kernkraftwerken waren:

„None of the 674 reactors analysed in the text and documented in the appendix, has been developed based on what is generally considered ‘economic’ grounds, i.e. the decision of private investors in the context of a market-based, competitive economic system.“<sup>15</sup>

### 2.2.3. Stilllegung und Atommülllagerung

Für die Kosten der **Entsorgung** des Atommülls gibt es lediglich Schätzungen. Vor allem der von mehreren eher Kernenergie-kritischen Nichtregierungsorganisationen getragene Welt-Atommüll-Bericht versucht, hierzu Daten zu sammeln und Annahmen zu treffen:<sup>16</sup>

„Im Jahre 2015 hat eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft im Namen der deutschen Regierung die Kosten für die Stilllegung und das Management der radioaktiven Abfälle für die

14 World Nuclear Industry Status Report (2021).

15 Wealer, B. et al. (2018), S. 7.

16 Der Welt-Atommüll-Bericht – Fokus Europa (2020). [https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr\\_theme/content/WNWR-Report-deutsche-Fassung-2209.pdf](https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr_theme/content/WNWR-Report-deutsche-Fassung-2209.pdf)

---

23 kommerziellen Atomkraftwerke auf diskontierte € 47,5 Milliarden geschätzt. Dies beinhaltet:

- € 19,7 Milliarden für Stilllegung und Abriss,
- € 9,9 Milliarden für Behälter, Transport und Betriebsabfälle,
- € 5,8 Milliarden für Zwischenlagerung,
- € 3,7 Milliarden für ein Endlager für Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung und € 8,3 Milliarden für ein Endlager für wärmeentwickelnde Abfälle.“<sup>17</sup>

Der Welt-Atommüll-Bericht geht detailliert auf die Stilllegungskosten (Seite 92 ff.), auf die Zwischenlagerungskosten (Seite 97 f.) und auf die Endlagerungskosten (Seite 94 f.) ein. Zudem finden sich dort auch Daten zu den Abfallmengen (Seite 121 ff.).

Für die Kosten der **Endlagerung** liegen derzeit lediglich Schätzungen vor:

„In Deutschland werden die diskontierten Kosten für eine Endlagerung für die 27.000 m<sup>3</sup> von überwiegend abgebrannten Kernbrennstoffen auf ungefähr € 8,3 Milliarden geschätzt; die nicht-diskontierten Kosten belaufen sich auf € 51 Milliarden.“<sup>18</sup>

Die Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs hat sich wie folgt geäußert:

„Die Kosten für die Entsorgung werden in Preisen von 2014 auf 47,5 Mrd. € geschätzt. In diesen Kostenschätzung nicht enthalten sind geschätzte zusätzliche Kosten für einen vollständigen Rückbau von 400 Mio. € sowie 900 Mio. € Entsorgungskosten für nicht abgebrannte Brennelemente.“<sup>19</sup>

### 2.3. Weitere Grenzen der Vergleichbarkeit von „Kosten“

Über die vorgenannten Limitationen hinaus gibt es weitere, die die Vergleichbarkeit verschiedener Energiestudien begrenzen:

1. Bei der **Berechnung der LCOE** berücksichtigen Studien teilweise Stromübertragungskosten, die gerade bei erneuerbaren Energien einen höheren Anteil haben. Andere Studien äußern sich hierzu nicht explizit.

---

17 Der Welt-Atommüll-Bericht – Fokus Europa (2020), S. 126.

18 Der Welt-Atommüll-Bericht – Fokus Europa (2020), S. 94.

19 Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (2016), S. [6https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-der-expertenkommission-kernenergie.pdf? blob=publicationFile&v=11](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-der-expertenkommission-kernenergie.pdf?blob=publicationFile&v=11).

2. Die Ergebnisse der Studien hängen auch stark vom **Veröffentlichungszeitpunkt** ab. Der Preisverfall von Anlagen erneuerbarer Energien ist massiv. Allein im Jahr 2019 bis 2020 sank durch weitere Technologiefortschritte und Lerneffekte der Preis neuer Photovoltaik-Anlagen global um 7 Prozent, von Off-shore Windanlagen um 9 Prozent, von On-shore Windanlagen um 13 Prozent und von Großsolaranlagen um 16 Prozent.<sup>20</sup> Preisveränderungen nuklearer Energiegewinnung waren eher moderat im Zeitverlauf. Zugleich verändern sich die Preise für Rohstoffe teilweise stark, die für den Bau von Produktionsanlagen nötig sind.
3. Limitationen in der Vergleichbarkeit der Studienergebnisse ergeben sich auch durch **Währungsunterschiede** (Euro und US Dollar), sowie unterschiedliche **Stromskalengrößen** (kW und MW).
4. Die Studien unterteilen einzelne Erzeugertechnologien in unterschiedliche **Sub-Kategorien** (z.B. unterteilen IEA & NEA (2020) Solar PV in vier Unterkategorien), was wiederum den Vergleich erschwert.
5. Einige Studien nennen die Kosten bereits **abgeschriebener oder moderner** Anlagen bzw. Kraftwerke, weisen diese aber separat aus. Bereits abgeschriebene Anlagen weisen deutlich günstigere Produktionskosten auf, da die Kapitalkosten geringer sind.
6. Einige Studien gehen von unterschiedlich hohen **Kapitalverzinsungssätzen** aus, die zwischen 3 und 10 Prozent variieren können. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Anlagen mit einer Betriebsdauer von mehreren Jahrzehnten (v.a. Großkraftwerke) haben diese Zinssätze eine große Hebelwirkung auf die LCOE.
7. Neue Anlagen haben zumeist höhere **Wirkungsgrade**. Die vorliegenden Studien beinhalten mindestens ein methodisches Kapitel, das die Annahmen hierzu transparent aufzeigt.
8. Zum Teil berücksichtigen die Studien das Alter der Anlagen/Kraftwerke vor allem bei AKWs. Diese wurden von den Studien unterschiedlich interpretiert: Einerseits werden **moderne Anlagen** mit höheren Effizienzen und moderat geringeren Kosten als konventionelle AKWs beschrieben. Andere Studien nahmen mit **älteren Anlagen** an, dass diese abgeschlossen waren und diese zu sehr niedrigen Kosten Energie produzieren. Um den technischen Fortschritt zu berücksichtigen, wurden auch zwei Studien hinzugezogen, die projizierte Kosten von Anlagen neuer Generationen berücksichtigen.

Daher lassen sich die Studien **nicht** einfach nur anhand eines spezifischen Messgrößenwertes **vergleichen**. Auch bietet es sich nur bedingt an, **Werte** einzelner Stromerzeugungstechnologien aus unterschiedlichen Studien miteinander zu **kombinieren**. Letztlich ist nur die Schlussfolgerung zwingend, dass die Studien aufgrund von unterschiedlichen Daten oder unterschiedlichen Berechnungen zu anderen Ergebnissen kommen. Der Studienvergleich bietet eher einen Anhaltspunkt, wie sich innerhalb der unterschiedlichen Studien die einzelnen Kosten der Stromerzeugungstechnologien relational zu einander verhalten bzw. wie sich die Kosten in der Vergangenheit entwickelten.

### 3. Vergleich Kernenergie und erneuerbare Energie

Beim Vergleich der Gestehungskosten von Strom aus nuklearer Kernenergie mit erneuerbaren Energien liegt der Fokus aufgrund der Quellenlage vorrangig auf Wind und Photovoltaik (PV).

#### 3.1. Vergleich der Stromgestehungskosten (LCOE)

Die aktuellsten nationalen und internationalen Studien zeigen Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede bei der Ausweisung der LCOE aus. Dies lässt sich beispielhaft wie folgt verdeutlichen:

In der aktuellsten Ausgabe des investorenorientierten Berichts des Beratungsunternehmens Lazard (Abbildung 6) betragen die LCOE für nukleare Energie zwischen 131 bis 204 \$/MWh. Bei AKWs, die mit langen Laufzeiten bereits schon angeschrieben sind, betragen die reinen Operationskosten nur noch 29 \$/MWh. Da die Abschreibungen zumeist über die gesamte geplante technische Laufzeit eines AKWs erfolgt, sind diese AKWs deshalb günstig, weil deren Laufzeit verlängert wurde, sie aber dementsprechend ein hohes Alter aufweisen. Es ist dabei zu beachten, dass bei bestehenden AKWs keine Konstruktionskosten mit einberechnet werden. Die Stilllegungskosten der AKWs seien eingepreist. Inwiefern aufwendige Sanierungen in diesem Wert einberechnet sind, so wie es derzeit in Frankreich notwendig ist, ist nicht erkennbar.<sup>21</sup> Die LCOE für PV-Technologien bewegt sich im Maximum an den oberen Werten nuklearer Energie, können aber auch (je nach PV-Unterkategorie) teilweise deutlich darunter liegen. In jedem Fall günstiger sind die LCOE für Windkraft. Die durchschnittlichen LCOE der einzelnen Erzeugertechnologien zeigen, dass nach Aussage der Studie nukleare Energie die zweitteuerste Energieform insgesamt ist und der LCOE über die vergangenen 12 Jahre sogar um 33 Prozent gestiegen ist.<sup>22</sup> In der Lazard-Studie werden zudem Durchschnittswerte genutzt, wohingegen andere Studien Mediane nutzen.

---

21 <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/kosten-atomenergie-kernkraft-101.html>.

22 Lazard (2021), S. 8.

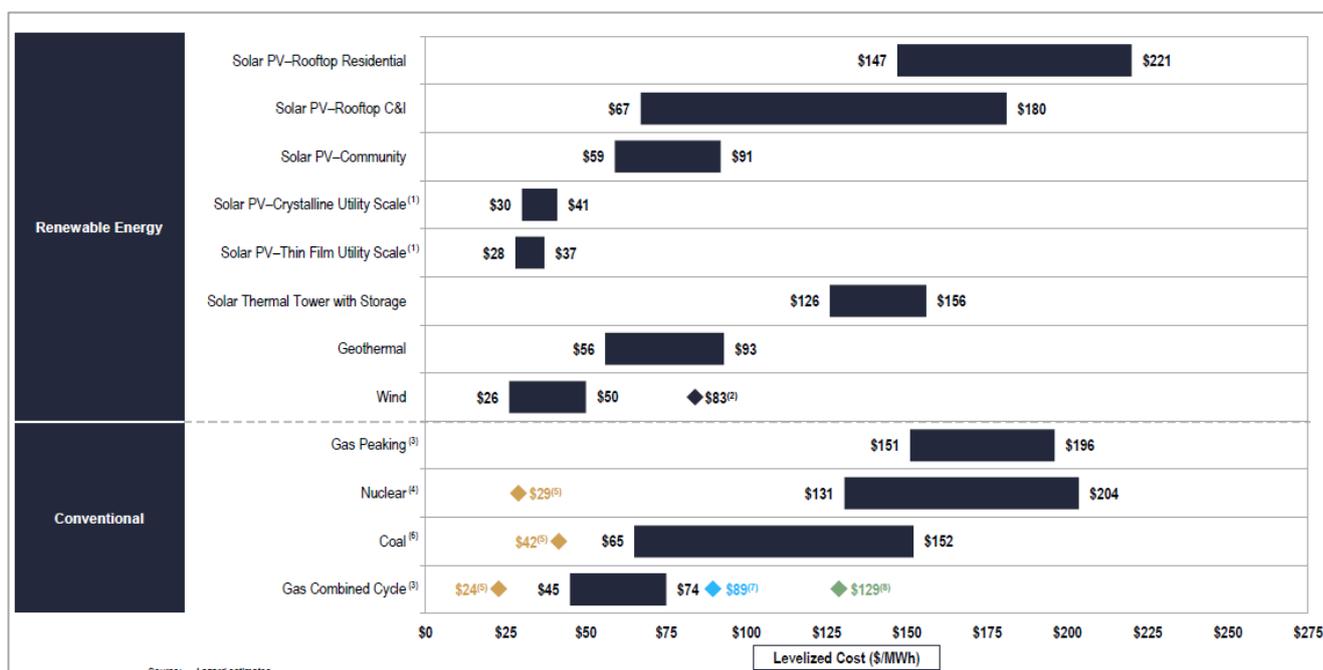
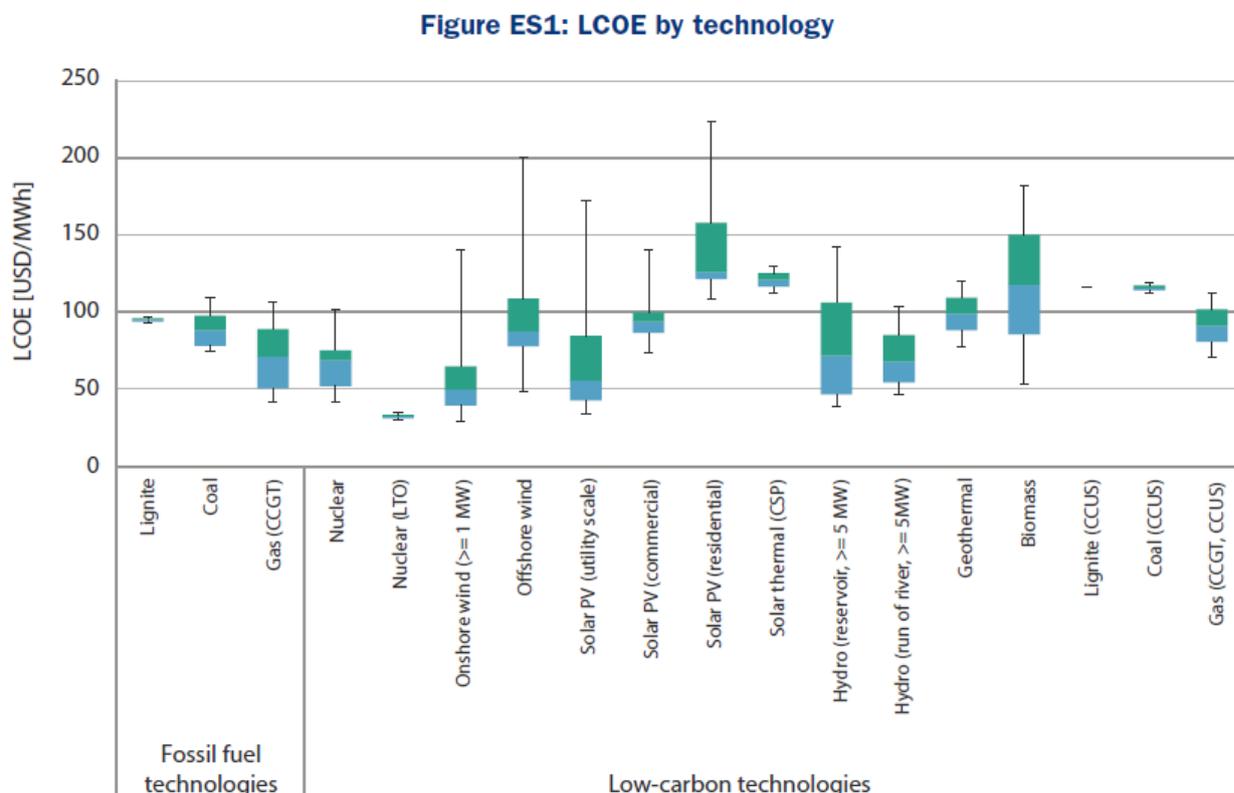


Abbildung 6: Gestehungskostenvergleich – nicht subventionierte Analyse<sup>23</sup>

Die IEA & NEA geben die Ober- und Unterwerte der LCOE an, nutzen darüber hinaus Quartile und Mediane, um die Verteilung der LCOE zu definieren (siehe Abbildung 7). Dadurch sind die Größen mit Lazard ungefähr vergleichbar, was die Ober- und Unterschwellenwerte angeht. Basierend auf deren Annahmen zählt Kernkraftenergie nicht zu den teuersten Energieformen, wobei hier explizit Werte von AKWs angesetzt werden, die noch in der Entwicklung bzw. im Bau sind und sich durch eine höhere Skalierung und damit einer Reduktion der Baukosten auszeichnen – die bisherigen Kostentreiber der Kernenergie (siehe Kapitel 2.2):

23 Lazard (2021), S. 3.



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

Abbildung 7: LCOE pro Energietechnologie<sup>24</sup>

Die Datenlage für LCOE speziell für Strom aus Kernkraft in **Deutschland** ist dünn.<sup>25</sup> Diese liegen laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz zwischen 14-19 Cent pro Kilowattstunde. Grund für die Nichterhebung der Daten sei der Atomausstieg bis Ende 2022.<sup>26</sup> Die Bundesregierung nutzt Daten des Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme zu den LCOE der erneuerbaren Energien in Verbindung mit Daten des Umweltbundesamts und des DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, siehe Abbildung 8). Andere Studien aus Deutschland bedienen sich der Größen der Lazard-Studie.<sup>27</sup>

24 IEA & NEA (2020), S. 14.

25 Focus Online (25.03.2021), Atom, Kohle, Gas, Wind, Solar: Welche Stromart uns am wenigsten kostet, [https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet\\_id\\_11658454.html](https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet_id_11658454.html); Quarks (25.03.2019, aktualisiert: 28.09.2021), Welche Art von Strom ist am günstigsten?, <https://www.quarks.de/technik/energie/welche-art-von-strom-ist-am-guenstigsten/>.

26 Quarks (25.03.2019, aktualisiert: 28.09.2021), Welche Art von Strom ist am günstigsten?, <https://www.quarks.de/technik/energie/welche-art-von-strom-ist-am-guenstigsten/>.

27 Z.B. FÖS (2021), S. 3.

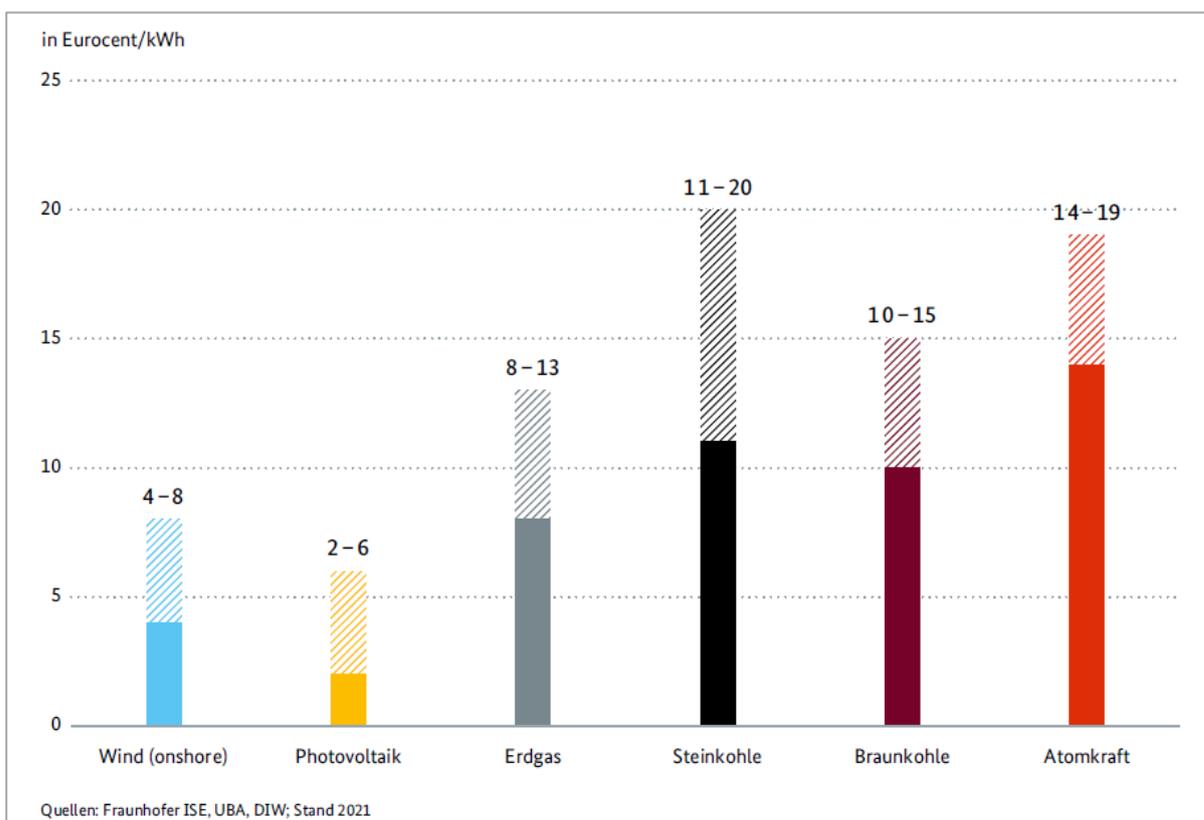


Abbildung 8: Kosten der Stromerzeugung in der EU in Großkraftwerken<sup>28</sup>

Die folgende eigene Auswertung (Tabelle 1 und Abbildung 9) stellt die Studienergebnisse systematisch dar. Erneut sei auf die begrenzte Vergleichbarkeit zwischen den Studien hingewiesen. Um die Leseverständlichkeit zu erhöhen, wurden die Stromgrößen und Währungen angeglichen. Die vollständige Tabelle befindet sich im Anhang (Tabelle 2, S. 37). Zu besserer Lesbarkeit fasst die Tabelle die Daten zusammen und reduziert sie auf das Wesentliche:

Tabelle 1: Gestehungskosten (LCOE) in den verschiedenen Studien (normiert auf € Ct/kWh) – Kurzversion

(Umrechnungskurs \$ zu €: 1 \$ = 0,8172 €, 1 € = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1.000 kWh)

28 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), S. 16.

|   | Kernenergie |       |       | Wind     |      |       |           |       |       | PV      |       |       |               |       |       | Wasser |      |       |  |      |  |
|---|-------------|-------|-------|----------|------|-------|-----------|-------|-------|---------|-------|-------|---------------|-------|-------|--------|------|-------|--|------|--|
|   | min         | med   | max   | on-shore |      |       | off-shore |       |       | PV-Dach |       |       | PV-Freifläche |       |       | min    | med  | max   |  |      |  |
|   |             |       |       | min      | med  | max   | min       | max   | min   | med     | max   | min   | med           | max   |       |        |      |       |  |      |  |
| <b>LCOE-Betrachtungen</b>   |             |       |       |          |      |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| OECD & NEA (2018), LCOE "at 3% discount rate", moderne AKWs       | 2,04        | 4,49  | 5,14  | 2,45     | 4,90 | 10,62 | 8,17      | 11,03 | 17,10 | 10,60   | 13,07 | 24,51 | 4,49          | 8,17  | 13,89 |        |      |       |  |      |  |
| OECD & NEA (2018), LCOE "at 7% discount rate", moderne AKWs       | 3,11        | 6,70  | 8,17  | 3,67     | 7,76 | 13,89 | 10,62     | 13,48 | 22,47 | 10,62   | 17,16 | 24,51 | 5,72          | 11,44 | 19,61 |        |      |       |  |      |  |
| OECD & NEA (2018), LCOE "at 10% discount rate", moderne AKWs      | 4,08        | 9,39  | 11,03 | 4,08     | 8,98 | 17,97 | 13,89     | 16,34 | 26,55 | 13,48   | 21,24 | 30,23 | 8,58          | 13,89 | 23,69 |        |      |       |  |      |  |
| Schlömer S., et al. (2014), 5% weighted average cost of capital   | 2,61        | 5,31  | 7,68  | 2,86     | 4,82 | 9,80  | 6,53      | 9,80  | 14,71 | 6,06    | 12,25 | 14,71 | 4,57          | 8,98  | 10,62 | 0,49   | 1,79 | 7,76  |  |      |  |
| Schlömer S., et al. (2014), 10% weighted average cost of capital  | 3,67        | 8,09  | 12,25 | 4,16     | 6,86 | 13,07 | 8,98      | 13,89 | 20,43 | 8,98    | 17,97 | 22,06 | 6,86          | 13,07 | 17,16 | 0,73   | 2,86 | 12,25 |  |      |  |
| BloombergNEF (2021)   |             |       |       | 3,35     |      |       | 6,45      |       |       |         |       |       | 3,18          |       |       |        |      |       |  |      |  |
| Lazard (2021), neue AKWs  | 10,71       | 13,64 | 16,67 | 2,12     | 3,10 | 4,08  |           |       | 6,78  | 12,01   | 15,03 | 18,06 | 2,28          | 2,94  | 3,35  |        |      |       |  |      |  |
| Lazard (2021), abgeschriebene AKWs                                | 2,36        |       |       |          |      |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| IRENA (2021) (nur EE)   |             |       |       | 3,18     |      |       | 6,86      |       |       | 4,49    | 19,28 |       | 4,65          |       |       | 3,59   |      |       |  |      |  |
| Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021) (nur EE) |             |       |       | 4,00     |      |       | 8,20      |       |       | 7,50    |       | 12,00 |               | 4,80  |       | 11,00  |      | 3,00  |  | 5,80 |  |
| BMWiK (2022) (auf Basis verschiedener Quellen)                    | 14,00       |       | 19,00 |          | 4,00 |       | 8,00      |       |       |         |       |       | 2,00          |       | 6,00  |        |      |       |  |      |  |
| <b>LCOE Projektionen</b>  |             |       |       |          |      |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| EIRP (2017), neuartige AKW  | 2,94        |       | 4,90  |          | 7,35 |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| EIRP (2017), konventionelle AKW                                   | 7,92        |       |       |          |      |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| IEA & NEA (2020), LCOE "at 7% discount rate", moderne AKWs        | 3,43        | 5,63  | 8,33  | 2,36     | 4,08 | 11,40 | 4,00      | 7,19  | 16,34 | 8,82    | 10,29 | 18,22 | 2,77          | 4,57  | 14,05 | 3,75   | 5,55 | 8,49  |  |      |  |
| IEA & NEA (2020), LCOE "at 7% discount rate", abgeschriebene AKWs | 2,45        | 2,61  | 2,69  |          |      |       |           |       |       |         |       |       |               |       |       |        |      |       |  |      |  |
| EIA (2021)  | 6,28        |       |       | 3,01     |      |       | 9,84      |       |       |         |       |       | 2,67          |       |       |        |      |       |  |      |  |

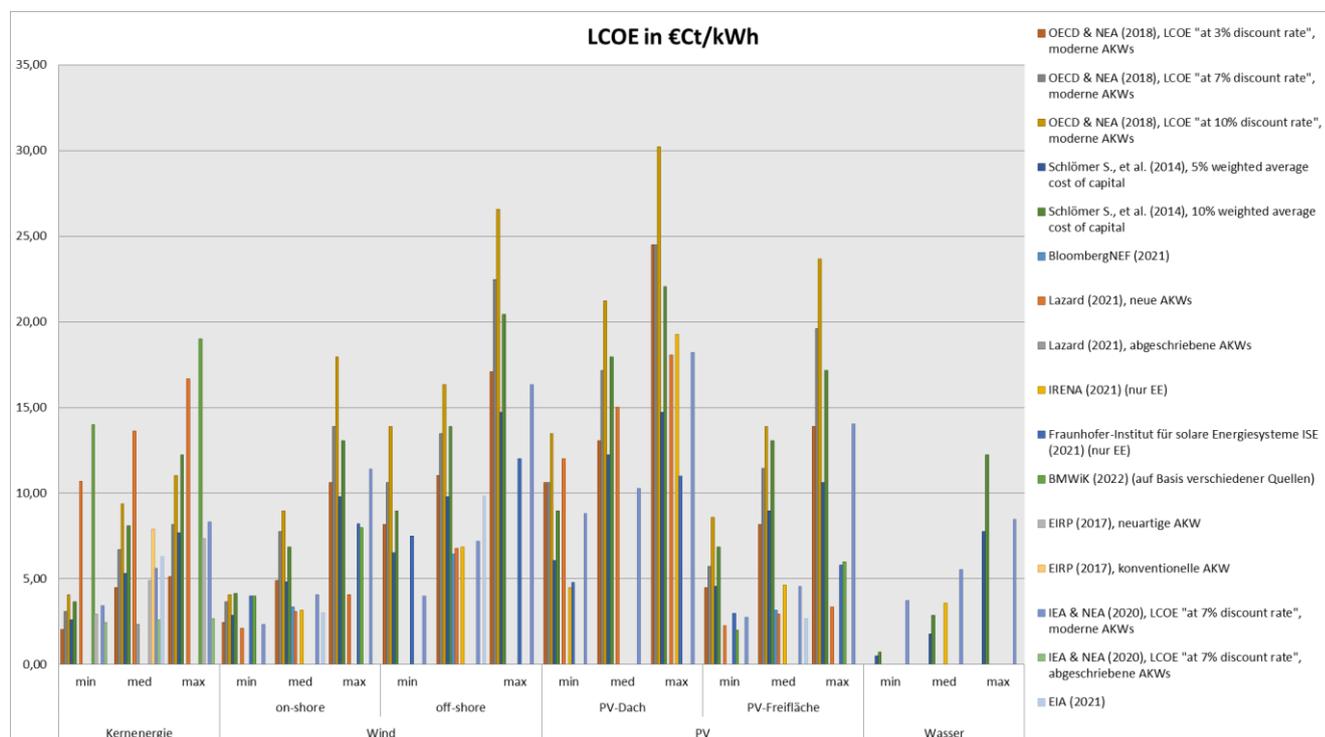


Abbildung 9: Gestehungskosten (LCOE) in den verschiedenen Studien pro Energiequelle

Die LCOE der **erneuerbaren Energien** sind in den letzten Jahren drastisch **zurückgegangen**. Die LCOE-Werte sind in den verschiedenen Studien insgesamt sehr **heterogen**. Dies ist auf die Datenlage bzw. -herkunft und verschiedene Berechnungsmethoden zurück zu führen. Die Werte variieren innerhalb der Technologien zudem nach Regionen und regionalen Einflüssen (Arbeitsmarkt,

topografische Gegebenheiten, regionale Politiken, Steuern). Dort, wo länderweise Daten erhoben wurden, sind regionale Unterschiede der LCOE erkennbar.<sup>29</sup>

Dies verdeutlicht nur mehr die begrenzte Aussagekraft von LCOE-Werten gleicher Energieerzeugungstechnologien über verschiedene Studien hinweg. Die folgende Darstellung pro Studie zeigt daher nochmal eine andere Perspektive:

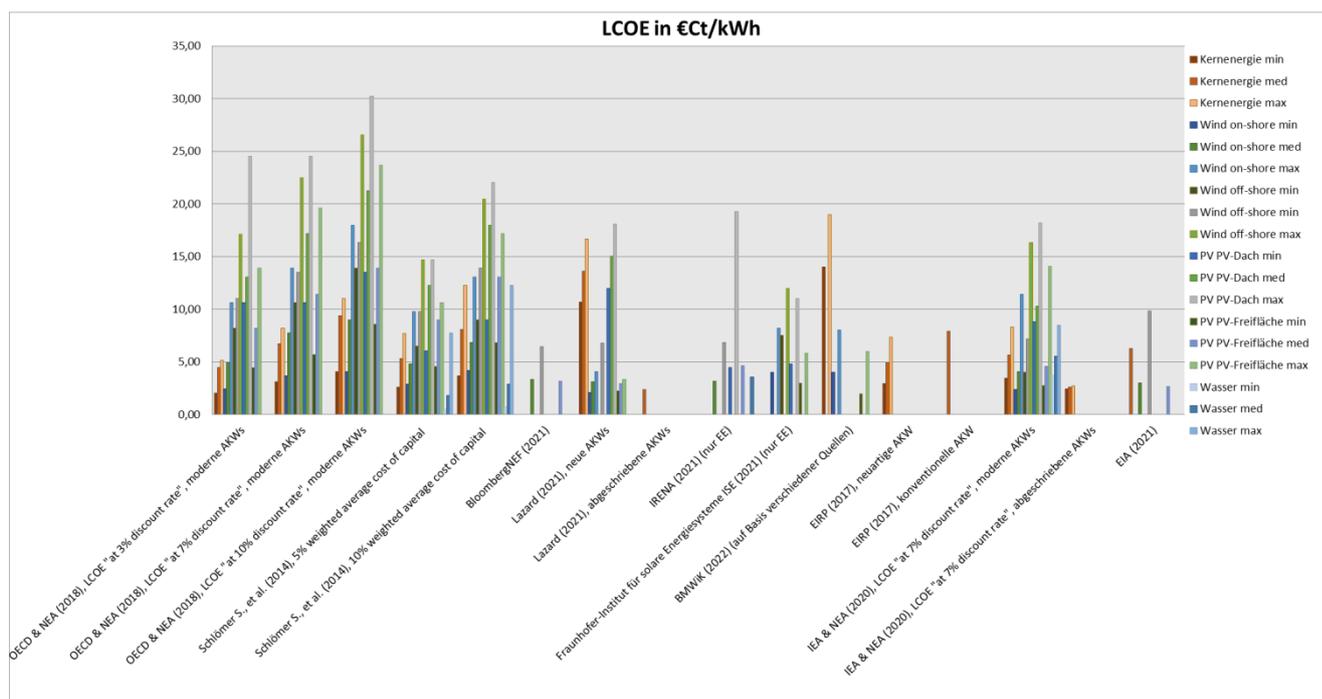


Abbildung 10: Gestehungskosten (LCOE) pro Studie

Erneuerbare Energie erreichen die LCOE nuklearer Energien und liegen teilweise drunter. Erkennbar für nukleare Energie ist jedoch, dass sie sich dann als besonders wettbewerbsstark darstellt, wenn die AKWs abgeschriebene sind:

„Beyond investments in new sites (greenfield projects), this report includes levelised cost estimates for the long-term operation of nuclear plants (LTO) – representing extensive refurbishments to enable a secure operation beyond the originally intended lifetime. The report shows that this brownfield investment, i.e. making use of the existing facilities and infrastructure, significantly reduces costs compared to building new greenfield plants.“<sup>30</sup>

Dennoch bleibt bei einer **Modernisierung** die Frage, wie hoch die **Kosten** dafür sein werden, wenn man von einer Laufzeitverlängerung von 10 Jahren ausgeht. Über Frankreich, wo über

29 IEA & NEA (2020), S. 15.

30 IEA & NEA (2020), S. 16.

70 Prozent des Stromanteils aus AKWs bezogen wird, sagte kürzlich der französische EU-Binnenmarktkommissar Thierry Breton, dass allein für die bestehenden Kernkraftwerke bis 2030 Investitionen in Höhe von 50 Milliarden Euro erforderlich seien, und für den Bau von AKWs der neuen Generation 500 Milliarden.<sup>31</sup>

Auf **moderne**, kostengünstige **AKWs** wird ebenfalls verwiesen, die durch (noch nicht vorhandene) Skalierungseffekte beim Bau zu geringen Kosten und in kurzer Zeit gebaut werden könnten. Beide Voraussetzungen sind rein ökonomisch unter der Betrachtung der LCOE nachvollziehbar, jedoch technisch und praktisch fraglich. Hier wird sich erst in der Zukunft zeigen, wie belastbar die Annahmen sind.

Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass sowohl die **externen Kosten** (Kapitel 2.1.3), vor allem bei konventionellen Energietechnologien, als auch die **Netzübertragungskosten** durch die Fluktuation erneuerbarer Energien nicht überall in die LCOE einberechnet sind. Eine Ausnahme bilden hier die Zahlen der EIA (2021).

Während die externen Kosten zu höheren Aufschlägen auf die LCOE konventioneller Technologien führen können, steigen die **Netzübertragungskosten** erneuerbarer Energien mit steigendem Anteil am Gesamtenergiemix. Studien gehen von ca. 20% der jeweiligen LCOE (Stand 2013)<sup>32</sup> aus oder von weniger als 5 €/MWh, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der jährlichen Stromerzeugung bis zu 35% beträgt, und weniger als 10 €/MWh, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien bis zu 45% beträgt (Stand 2021).<sup>33</sup> Wie bereits erwähnt, sind absolute Zahlen bei den LCOE nur von relativer Aussagekraft. Die Übertragungskosten der EIA (2021) zeigen hingegen, dass bei erneuerbaren Energien ca. 10% der LCOE angesetzt werden können. Aber auch konventionelle Anlagen erfahren einen Aufwuchs, da sie ebenfalls in das Stromnetz integriert und gesteuert werden müssen.<sup>34</sup>

### 3.2. Aufgliederung der Stromgestehungskosten

Die Amerikanische Energie-Informationsbehörde hat in ihrem jährlichen Bericht die Teilkosten für die LCOE der einzelnen Energieerzeugungstechnologien aufgeschlüsselt. Die Besonderheit ist hier, dass nicht nur die Kapitalkosten, sowie die fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Energieanlagen aufgeführt werden, sondern auch die **Netzübertragungskosten**, die nicht Teil der Standard LCOE-Berechnung sind (siehe Abbildung 11). Zudem werden **Steuervergünstigungen** eingerechnet:

---

31 <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/atomkraft-was-ist-mit-frankreichs-kernreaktoren-los-a-ad1f8a26-5db6-4637-b5b8-52d4e3ecb440>.

32 Ueckerdt et al. (2013).

33 Heptonstall & Gross (2021).

34 EIA (2021), S. 8.

| Plant type                           | Capacity factor (percent) | Levelized capital cost | Levelized fixed O&M <sup>1</sup> | Levelized variable cost | Levelized transmission cost | Total system LCOE or LCOS | Levelized tax credit <sup>2</sup> | Total LCOE or LCOS including tax credit |
|--------------------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---|
| <b>Dispatchable technologies</b>     |                           |                        |                                  |                         |                             |                           |                                   |   |
| Ultra-supercritical coal             | 85%                       | \$43.80                | \$5.48                           | \$22.48                 | \$1.03                      | \$72.78                   | NA                                | \$72.78                                 |
| Combined cycle                       | 87%                       | \$7.78                 | \$1.61                           | \$26.68                 | \$1.04                      | \$37.11                   | NA                                | \$37.11                                 |
| Combustion turbine                   | 10%                       | \$45.41                | \$8.03                           | \$44.13                 | \$9.05                      | \$106.62                  | NA                                | \$106.62                                |
| Advanced nuclear                     | 90%                       | \$50.51                | \$15.51                          | \$9.87                  | \$0.99                      | \$76.88                   | -\$6.29                           | \$70.59                                 |
| Geothermal                           | 90%                       | \$19.03                | \$14.92                          | \$1.17                  | \$1.28                      | \$36.40                   | -\$1.90                           | \$34.49                                 |
| Biomass                              | 83%                       | \$34.96                | \$17.38                          | \$35.78                 | \$1.09                      | \$89.21                   | NA                                | \$89.21                                 |
| Battery storage                      | 10%                       | \$57.98                | \$28.48                          | \$23.85                 | \$9.53                      | \$119.84                  | NA                                | \$119.84                                |
| <b>Non-dispatchable technologies</b> |                           |                        |                                  |                         |                             |                           |                                   |   |
| Wind, onshore                        | 41%                       | \$27.01                | \$7.47                           | \$0.00                  | \$2.44                      | \$36.93                   | NA                                | \$36.93                                 |
| Wind, offshore                       | 44%                       | \$89.20                | \$28.96                          | \$0.00                  | \$2.35                      | \$120.52                  | NA                                | \$120.52                                |
| Solar, standalone <sup>3</sup>       | 29%                       | \$23.52                | \$6.07                           | \$0.00                  | \$3.19                      | \$32.78                   | -\$2.35                           | \$30.43                                 |
| Solar, hybrid <sup>3,4</sup>         | 28%                       | \$31.13                | \$13.25                          | \$0.00                  | \$3.29                      | \$47.67                   | -\$3.11                           | \$44.56                                 |
| Hydroelectric <sup>4</sup>           | 55%                       | \$38.62                | \$11.23                          | \$3.58                  | \$1.84                      | \$55.26                   | NA                                | \$55.26                                 |

Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2021*

<sup>1</sup>O&M = operations and maintenance

<sup>2</sup>The tax credit component is based on targeted federal tax credits such as the production tax credit (PTC) or investment tax credit (ITC) available for some technologies. It reflects tax credits available only for plants entering service in 2026 and the substantial phaseout of both the PTC and ITC as scheduled under current law. Technologies not eligible for PTC or ITC are indicated as NA, or *not available*. The results are based on a regional model, and state or local incentives are not included in LCOE and LCOS calculations. See text box on page 2 for details on how the tax credits are represented in the model.

<sup>3</sup>Technology is assumed to be photovoltaic (PV) with single-axis tracking. The solar hybrid system is a single-axis PV system coupled with a four-hour battery storage system. Costs are expressed in terms of net AC (alternating current) power available to the grid for the installed capacity.

<sup>4</sup>As modeled, EIA assumes that hydroelectric and hybrid solar PV generating assets have seasonal and diurnal storage, respectively, so that they can be dispatched within a season or a day, but overall operation is limited by resource availability by site and season for hydroelectric and by daytime for hybrid solar PV.

Abbildung 11: Geschätzte ungewichtete Stromgestehungskosten (LCOE) und gestaffelte Kosten der Speicherkosten (LCOS) für neue Ressourcen, die im Jahr 2026 in Betrieb gehen (2020 Dollar pro Megawattstunde)

Ebenfalls zeigt der Lazard-Bericht sehr detailliert die **Annahmen** der entstehenden Kosten für jede Energieerzeugungstechnologie auf. Dies beinhaltet u.a. die Kapitalkosten (inklusive der Kosten für die Errichtung einschließlich Technik, Beschaffung und Baukosten) als auch die Fixkosten und variablen Kosten für Betrieb und Instandhaltung, sowie Brennstoffkosten, Konstruktionsdauer, Lebenszyklus und ggf. die CO<sub>2</sub>-Emissionen der jeweiligen Technologie. Für Nukleartechnologie werden zwei Optionen gerechnet: neugebaute AKWs und bestehende AKWs, die sich beide deutlich in den Kosten und getroffenen Annahmen unterscheiden (siehe Abbildung 12 bis Abbildung 15):

### Levelized Cost of Energy—Key Assumptions

|                                  |          | Solar PV            |              |             |              |             |              |  |              |  |              |
|----------------------------------|----------|---------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|--|--------------|--|--------------|
|                                  |          | Rooftop—Residential |              | Rooftop—C&I |              | Community   |              | Utility Scale—<br>Crystalline <sup>(1)</sup> |              | Utility Scale—<br>Thin Film <sup>(1)</sup> |              |
|                                  | Units    | Low<br>Case         | High<br>Case | Low<br>Case | High<br>Case | Low<br>Case | High<br>Case | Low<br>Case                                  | High<br>Case | Low<br>Case                                | High<br>Case |
| Net Facility Output              | MW       | 0.005               | 0.005        | 1           | 1            | 5           | 5            | 150  | 150          | 150  | 150          |
| EPC Cost                         | \$/kW    | \$2,475             | \$2,850      | \$1,400     | \$2,850      | \$1,200     | \$1,450      | \$950  | \$800        | \$950                                      | \$800        |
| Capital Cost During Construction | \$/kW    | —                   | —            | —           | —            | —           | —            | —  | —            | —  | —            |
| Total Capital Cost               | \$/kW    | \$2,475             | \$2,850      | \$1,400     | \$2,850      | \$1,200     | \$1,450      | \$950  | \$800        | \$950                                      | \$800        |
| Fixed O&M                        | \$/kW-yr | \$15.00             | \$18.00      | \$11.75     | \$18.00      | \$12.00     | \$16.00      | \$13.00                                      | \$9.50       | \$13.00                                    | \$9.50       |
| Variable O&M                     | \$/MWh   | —                   | —            | —           | —            | —           | —            | —  | —            | —  | —            |
| Heat Rate                        | Btu/kWh  | —                   | —            | —           | —            | —           | —            | —  | —            | —  | —            |
| Capacity Factor                  | %        | 18%                 | 14%          | 23%         | 17%          | 21%         | 17%          | 34%  | 21%          | 36%  | 23%          |
| Fuel Price                       | \$/MMBtu | —                   | —            | —           | —            | —           | —            | —  | —            | —  | —            |
| Construction Time                | Months   | 3                   | 3            | 3           | 3            | 4           | 6            | 9  | 9            | 9  | 9            |
| Facility Life                    | Years    | 25                  | 25           | 25          | 25           | 30          | 30           | 30   | 30           | 30   | 30           |
| CO <sub>2</sub> Emissions        | lb/MWh   | —                   | —            | —           | —            | —           | —            | —  | —            | —  | —            |
| Levelized Cost of Energy         | \$/MWh   | \$147               | \$221        | \$67        | \$180        | \$59        | \$91         | \$30   | \$41         | \$28                                       | \$37         |

**LAZARD** Source: Lazard estimates.  
(1) The "Low Case" represents assumptions used to calculate the low end of the LCOE range, representing a project with single-axis tracking. The "High Case" represents assumptions used to calculate the high end of the LCOE range, representing a project with fixed-tilt design.

Abbildung 12: LCOE-Schlüsselannahmen 1 von 4<sup>35</sup>

| Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd) |          |   |           |            |           |              |           |               |           |
|---|----------|---|-----------|------------|-----------|--------------|-----------|---------------|-----------|
|   | Units    | Solar Thermal Tower with Storage <sup>(1)</sup> |           | Geothermal |           | Wind—Onshore |           | Wind—Offshore |           |
|   |          | Low Case  | High Case | Low Case   | High Case | Low Case     | High Case | Low Case      | High Case |
| Net Facility Output                               | MW       | 110   | 150       | 20         | 50        | 175          | 175       | 210           | 385       |
| EPC Cost  | \$/kW    | \$7,950   | \$5,250   | \$3,775    | \$4,875   | \$1,025      | \$1,350   | \$2,500       | \$3,600   |
| Capital Cost During Construction                  | \$/kW    | \$1,150   | \$750     | \$550      | \$700     | —            | —         | —             | —         |
| Total Capital Cost <sup>(2)</sup>                 | \$/kW    | \$9,090   | \$6,000   | \$4,325    | \$5,575   | \$1,025      | \$1,350   | \$2,500       | \$3,600   |
| Fixed O&M   | \$/kW-yr | \$75.00   | \$80.00   | \$13.00    | \$13.00   | \$22.50      | \$36.00   | \$65.75       | \$79.50   |
| Variable O&M                                      | \$/MWh   | —   | —         | \$8.00     | \$22.00   | —            | —         | —             | —         |
| Heat Rate   | Btu/kWh  | —   | —         | —          | —         | —            | —         | —             | —         |
| Capacity Factor                                   | %        | 68%   | 39%       | 90%        | 80%       | 55%          | 38%       | 53%           | 49%       |
| Fuel Price  | \$/MMBtu | —   | —         | —          | —         | —            | —         | —             | —         |
| Construction Time                                 | Months   | 36  | 36        | 36         | 36        | 12           | 12        | 12            | 12        |
| Facility Life                                     | Years    | 35  | 35        | 25         | 25        | 20           | 20        | 20            | 20        |
| CO <sub>2</sub> Emissions                         | lb/MWh   | —   | —         | —          | —         | —            | —         | —             | —         |
| Levelized Cost of Energy                          | \$/MWh   | \$126   | \$156     | \$56       | \$93      | \$26         | \$50      | \$66          | \$100     |

Source: Lazard estimates.

LAZARD  
Copyright 2021 Lazard

(1) The "Low Case" represents assumptions used to calculate the low end of the LCOE range, representing a project with 18 hours of storage capacity. The "High Case" represents assumptions used to calculate the high end of the LCOE range, representing a project with eight hours of storage.

(2) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 12 months of construction time.

17

Abbildung 13: LCOE-Schlüsselannahmen 2 von 4<sup>36</sup>

### Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd)

|  | Units    | Gas Peaking |           | Nuclear (New Build) |           | Coal (New Build) |                          | Gas Combined Cycle (New Build) |           |
|--|----------|-------------|-----------|---------------------|-----------|------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------|
|  |          | Low Case    | High Case | Low Case            | High Case | Low Case         | High Case <sup>(3)</sup> | Low Case                       | High Case |
| Net Facility Output                      | MW       | 240         | 50        | 2,200               | 2,200     | 600              | 600                      | 550                            | 550       |
| EPC Cost                                 | \$/kW    | \$675       | \$875     | \$6,100             | \$10,025  | \$2,375          | \$4,925                  | \$650                          | \$1,175   |
| Capital Cost During Construction         | \$/kW    | \$25        | \$50      | \$1,675             | \$2,775   | \$575            | \$1,300                  | \$50                           | \$125     |
| Total Capital Cost <sup>(1)</sup>        | \$/kW    | \$700       | \$925     | \$7,800             | \$12,800  | \$2,950          | \$6,225                  | \$700                          | \$1,300   |
| Fixed O&M                                | \$/kW-yr | \$7.00      | \$21.25   | \$121.00            | \$140.50  | \$36.25          | \$84.00                  | \$15.00                        | \$18.00   |
| Variable O&M                             | \$/MWh   | \$4.00      | \$5.25    | \$4.00              | \$4.50    | \$2.50           | \$5.00                   | \$2.75                         | \$5.00    |
| Heat Rate                                | Btu/kWh  | 9,800       | 8,000     | 10,450              | 10,450    | 8,750            | 12,000                   | 6,150                          | 6,900     |
| Capacity Factor                          | %        | 10%         | 10%       | 92%                 | 89%       | 83%              | 66%                      | 70%                            | 50%       |
| Fuel Price                               | \$/MMBtu | \$3.45      | \$3.45    | \$0.85              | \$0.85    | \$1.45           | \$1.45                   | \$3.45                         | \$3.45    |
| Construction Time                        | Months   | 12          | 18        | 69                  | 69        | 60               | 66                       | 24                             | 24        |
| Facility Life                            | Years    | 20          | 20        | 40                  | 40        | 40               | 40                       | 20                             | 20        |
| CO <sub>2</sub> Emissions <sup>(2)</sup> | lb/MWh   | 1,147       | 936       | —                   | —         | 1,839            | 2,522 <sup>(3)</sup>     | 720                            | 807       |
| Levelized Cost of Energy                 | \$/MWh   | \$151       | \$196     | \$130               | \$204     | \$65             | \$152                    | \$45                           | \$74      |

Source: Lazard estimates.  
 (1) Includes capitalized financing costs during construction for generation types with over 12 months of construction time.  
 (2) CO<sub>2</sub> emissions calculated based on U.S. Energy Information Administration estimates of CO<sub>2</sub> emission coefficients by fuel type and the plant heat rates indicated above.  
 (3) Reflects a coal plant with 2,522 lb/MWh of CO<sub>2</sub> emissions operating with a 90% carbon capture and storage system.

Abbildung 14: LCOE-Schlüsselannahmen 3 von 4<sup>37</sup>

| Levelized Cost of Energy—Key Assumptions (cont'd) |          |                     |           |                  |           |                                |           |
|---|----------|---------------------|-----------|------------------|-----------|--------------------------------|-----------|
|   | Units    | Nuclear (Operating) |           | Coal (Operating) |           | Gas Combined Cycle (Operating) |           |
|   |          | Low Case            | High Case | Low Case         | High Case | Low Case                       | High Case |
| Net Facility Output                               | MW       | 2,200               | 2,200     | 600              | 600       | 550                            | 550       |
| EPC Cost  | \$/kW    | —                   | —         | —                | —         | —                              | —         |
| Capital Cost During Construction                  | \$/kW    | —                   | —         | —                | —         | —                              | —         |
| Total Capital Cost                                | \$/kW    | —                   | —         | —                | —         | —                              | —         |
| Fixed O&M   | \$/kW-yr | \$83.50             | \$119.30  | \$24.90          | \$30.10   | \$8.90                         | \$14.40   |
| Variable O&M                                      | \$/MWh   | \$2.60              | \$4.20    | \$2.90           | \$8.30    | \$0.80                         | \$2.00    |
| Heat Rate   | Btu/kWh  | 10,400              | 10,400    | 10,125           | 11,900    | 6,900                          | 7,475     |
| Capacity Factor                                   | %        | 95%                 | 88%       | 24%              | 58%       | 69%                            | 45%       |
| Fuel Price  | \$/MMBtu | \$0.60              | \$0.60    | \$1.70           | \$2.20    | \$2.10                         | \$2.60    |
| Construction Time                                 | Months   | —                   | —         | —                | —         | —                              | —         |
| Facility Life                                     | Years    | 40                  | 40        | 40               | 40        | 20                             | 20        |
| CO <sub>2</sub> Emissions <sup>(1)</sup>          | lb/MWh   | —                   | —         | 2,128            | 2,501     | 807                            | 875       |
| Levelized Cost of Energy                          | \$/MWh   | \$24                | \$33      | \$37             | \$47      | \$19                           | \$29      |

**LAZARD** Source: Lazard estimates.  
Copyright 2021 Lazard (1) CO<sub>2</sub> emissions calculated based on U.S. Energy Information Administration estimates of CO<sub>2</sub> emission coefficients by fuel type and the plant heat rates indicated above.

Abbildung 15: LCOE-Schlüsselannahmen 4 von 4<sup>38</sup>

Einen Einblick in die Gesamtkosten **moderner**, großer **AKW** bietet die Kostenstudie des britischen Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). Hier werden die hohen Investitionskosten und die langen Planungs- und Konstruktionszeiten (insgesamt 13 Jahre) sichtbar. Die Laufzeit beträgt für diesen Kraftwerkstyp 60 Jahre (siehe Abbildung 16). Die **Versicherung** eines AKWs ist Teil der Berechnung:

|  |                                      | Recip Gas 2000 hr  |          |          | RECIP GAS 500 hrs  |          |          | Nuclear - PWR FOAK |      |        | Pumped storage     |        |        |
|--|--------------------------------------|--------------------|----------|----------|--------------------|----------|----------|--------------------|------|--------|--------------------|--------|--------|
| Reference plant size                               | MW                                   | 20                 |          |          | 20                 |          |          | 3,300              |      |        | 600                |        |        |
| Average load factor (net of availability)          | %                                    | 22%                |          |          | 5%                 |          |          | 90%                |      |        | 21%                |        |        |
| Efficiency (HHV)                                   | %                                    | 32%                |          |          | 32%                |          |          | 100%               |      |        | 77%                |        |        |
| Pre-development period                             | Duration and % spend per years 1 & 2 | 2 years            | 50%      | 50%      | 2 years            | 50%      | 50%      | 5 years            | 20%  | 20%    | 5 years            | 20%    | 20%    |
|  | % spend per years 3, 4, & 5          |                    |          |          |                    |          |          | 20%                | 20%  | 20%    | 20%                | 20%    | 20%    |
|  | % spend per years 6, 7, & 8          |                    |          |          |                    |          |          |                    |      |        |                    |        |        |
| Construction period                                | Duration and % spend per years 1 & 2 | 1 years            | 100%     |          | 1 years            | 100%     |          | 8 years            | 5%   | 5%     | 5 years            | 22.2%  | 22.2%  |
|  | % spend per years 3, 4, & 5          |                    |          |          |                    |          |          | 20%                | 20%  | 20%    | 22.2%              | 22.2%  | 11.1%  |
|  | % spend per years 6, 7, & 8          |                    |          |          |                    |          |          | 20%                | 5%   | 5%     |                    |        |        |
| Operating period                                   | Duration                             | 15 years           |          |          | 15 years           |          |          | 60 years           |      |        | 50 years           |        |        |
|  |                                      | Commissioning year |          |          | Commissioning year |          |          | Commissioning year |      |        | Commissioning year |        |        |
|  |                                      | 2018               | 2020     | 2025     | 2018               | 2020     | 2025     | 2018               | 2020 | 2025   | 2018               | 2020   | 2025   |
| Pre-development<br>€/kW                            | High                                 | 20                 | 20       | 20       | 20                 | 20       | 20       | -                  | -    | 640    | 50                 | 50     | 50     |
|  | Medium                               | 10                 | 10       | 10       | 10                 | 10       | 10       | -                  | -    | 240    | 40                 | 40     | 40     |
|  | Low                                  | 10                 | 10       | 10       | 10                 | 10       | 10       | -                  | -    | 110    | 30                 | 30     | 30     |
| Construction<br>€/kW                               | High                                 | 300                | 300      | 300      | 300                | 300      | 300      | -                  | -    | 5,100  | 1,500              | 1,500  | 1,600  |
|  | Medium                               | 300                | 300      | 300      | 300                | 300      | 300      | -                  | -    | 4,100  | 1,000              | 1,000  | 1,000  |
|  | Low                                  | 300                | 300      | 300      | 300                | 300      | 300      | -                  | -    | 3,700  | 700                | 700    | 700    |
| Infrastructure<br>€'000s                           | High                                 | 10,300             | 10,300   | 10,300   | 10,300             | 10,300   | 10,300   | -                  | -    | 50,000 | 50,000             | 50,000 | 50,000 |
|  | Medium                               | 3,400              | 3,400    | 3,400    | 3,400              | 3,400    | 3,400    | -                  | -    | 11,500 | 25,000             | 25,000 | 25,000 |
|  | Low                                  | 700                | 700      | 700      | 700                | 700      | 700      | -                  | -    | -      | 10,000             | 10,000 | 10,000 |
| Fixed O&M<br>€/MWh/year                            | Medium                               | 10,000             | 10,000   | 10,000   | 10,000             | 10,000   | 10,000   | -                  | -    | 72,900 | 11,200             | 11,200 | 11,200 |
| Variable O&M<br>€/MWh                              | Medium                               | 2                  | 2        | 2        | 2                  | 2        | 2        | -                  | -    | 5      | 42                 | 42     | 42     |
| Insurance<br>€/MWh/year                            | Medium                               | 1,000              | 1,000    | 1,000    | 1,000              | 1,000    | 1,000    | -                  | -    | 10,000 | 4,100              | 4,100  | 4,100  |
| Connection and Use of System charges<br>€/MWh/year | Medium                               | - 31,900           | - 31,900 | - 31,900 | - 28,500           | - 28,500 | - 28,500 | -                  | -    | 500    | 15,800             | 15,800 | 15,800 |

Abbildung 16: Annahmen für Kapitalkosten und laufende Kosten verschiedener Technologien (Auszug)<sup>39</sup>

Mögliche direkte und indirekte Subventionen aus Steuermitteln werden für Deutschland in den Studien der FÖS (2021) dargestellt. Diese werden auf die LCOE aufgeschlagen (siehe Kapitel 2.1.3).

### 3.3. Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die Entwicklung der Projektionskosten sowie der Gesamtkosten lassen sich einerseits durch eine historische Betrachtung und andererseits durch Projektionen für die Zukunft aufzeigen.

Einigkeit in den unterschiedlichen Studien besteht darüber, dass die Kosten für **erneuerbare Energien** über die Jahre hinweg **stark gesunken** sind. Vor allem bei PV ist der Preisverfall deutlich sichtbar. Dies ist zurückzuführen auf den technischen Fortschritt und hohe Lerneffekte der Hersteller und Installateure, die mit der massiven Skalierung der Technologie einhergehen. Die Autoren sind sich einig, dass auch in Zukunft davon auszugehen ist, dass die Kosten erneuerbarer Energien (wenn auch nicht mehr so drastisch) weiter sinken. Die gleiche Tendenz ist für die Batterietechnik als Kosten der Stromspeicherung zu erkennen (siehe Abbildung 17):

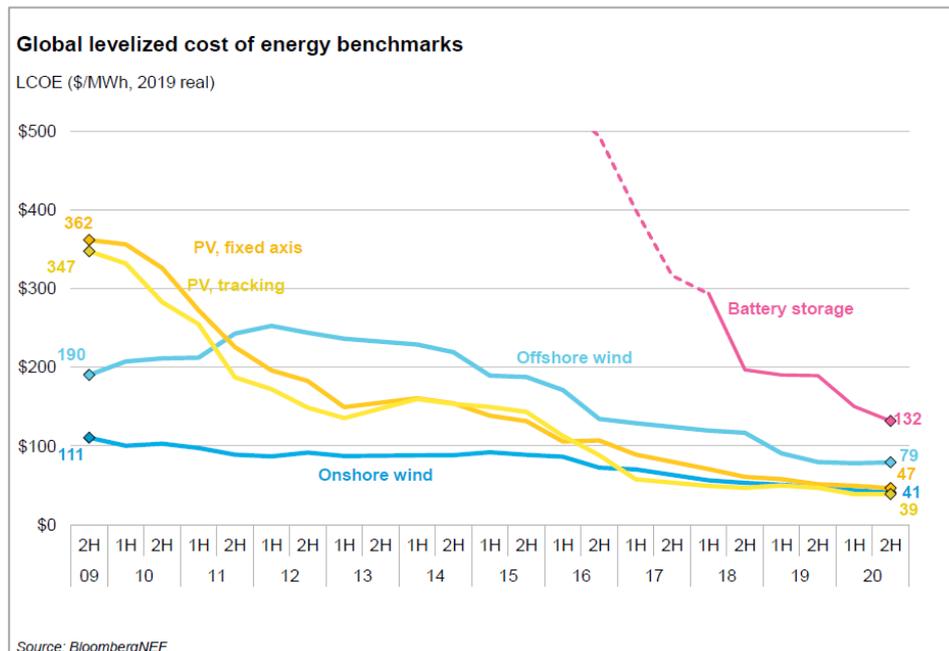


Abbildung 17: Kostenentwicklung für Wind- und Solarenergie, sowie Speicherung<sup>40</sup>

Abhängig von der Art der erneuerbaren Energie verläuft die Kostensenkung unterschiedlich. Insbesondere bei der **Solarenergie** ist ein starker Abfall der Kosten zu verzeichnen. Betrachtet man den Zeitraum von 2009 bis 2021, sind die Kosten für Photovoltaik auf der Freifläche um den Faktor 10 von 359 \$/MWh auf 36 \$/MWh gesunken (siehe Abbildung 18). Andere Quellen zeigen einen Abfall von 0,378 \$/kWh in 2010 auf 0,068 \$/kWh in 2019 (siehe Abbildung 19). Eine Untersuchung der IEA prognostiziert einen weiteren Abfall der Kosten für Solarenergie um zusätzliche 58% bis 2050. Die LCOE liegen im Jahr 2020 laut dieser Studie bei 45 \$/MWh und sollen sich bis 2050 auf 19 \$/MWh verringern (siehe Abbildung 20):

40 BNEF (2021), S. 23.

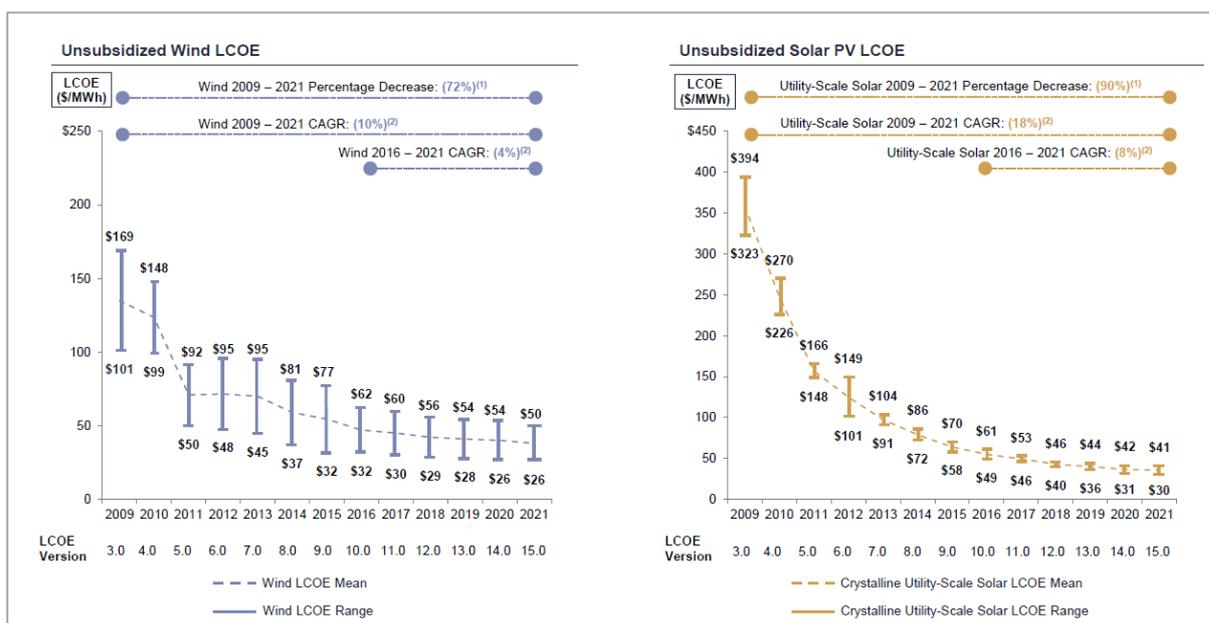


Abbildung 18: Kostenentwicklung Windenergie und Solarenergie von 2009 bis 2021<sup>41</sup>

41 Lazard (2021), S. 9.

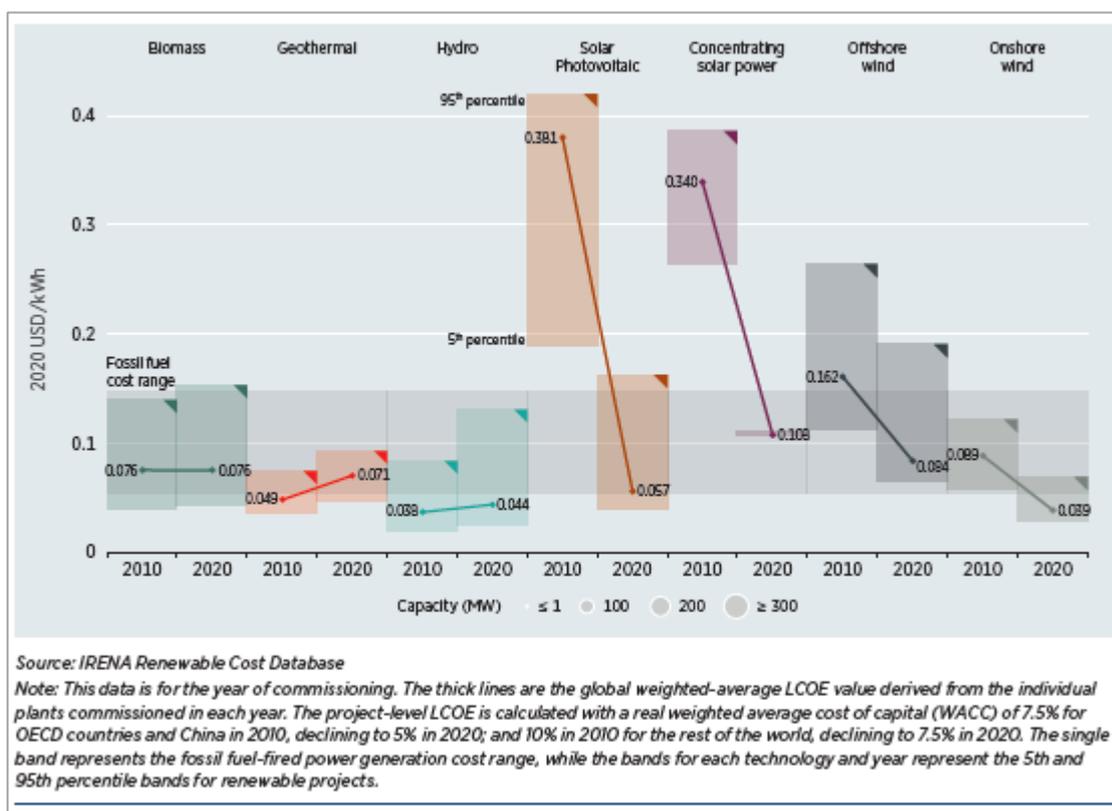
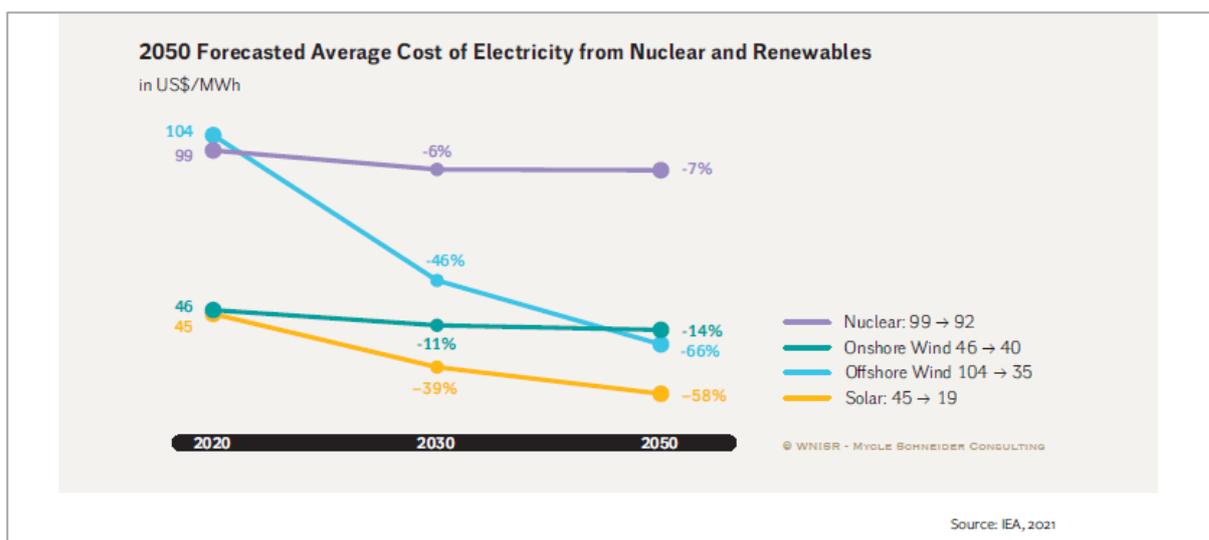


Abbildung 19: Entwicklung Stromgestehungspreise von 2010 bis 2020<sup>42</sup>

42 IRENA (2021), S. 13.

Abbildung 20: Stromgestehungspreise Entwicklung bis 2050<sup>43</sup>

Auch bei der **Windenergie** sinken die Preise von 2009 bis 2021. Die Unterscheidung bei der Windenergie in on- und offshore Windenergie ist im Hinblick auf die Kostenentwicklung bedeutend. Die IEA Studie prognostiziert einen Abfall der Kosten für offshore Windenergie um 66%, von 104 \$/MWh auf 35 \$/MWh (siehe Abbildung 20). Die Kosten für onshore Windenergie sind bereits sehr viel niedriger im Vergleich zu den Kosten für offshore Windenergie. Ein Rückgang der Kosten um 14% bis 2050 wird prognostiziert. Betrachtet man die Kosten der Vergangenheit von 2010 bis 2019, ist ebenfalls bereits ein Rückgang zu verzeichnen (siehe Abbildung 18).

Im Gegensatz dazu zeigen aktuelle Entwicklungen, dass auch ein **Anstieg** der Kosten für erneuerbare Energien möglich ist bzw. bereits eingetreten ist. Grund dafür sind steigende Kosten für **Rohstoffe** und **Transport**, sowie **Lieferkettenprobleme**. Die Transportkosten für Photovoltaikmodule haben sich mittlerweile fast verdoppelt. Die Rohstoffnachfrage und die Rohstoffpreise werden in den kommenden Jahren immer weiter steigen. Für Windräder werden Stahl und **seltene Erden** benötigt, für die Solarmodule Silber und Silizium. Auch für den Netzausbau werden weitere Rohstoffe benötigt, insbesondere Kupfer und Aluminium.<sup>44</sup>

Bei der Entwicklung der Kosten für Kernenergie beschreiben die verschiedenen Quellen unterschiedliche Tendenzen. Betrachtet man die Lazard-Studie, lagen die Kosten für Kernenergie 2009 bei 123 \$/MWh und sind bis 2021 auf 167 \$/MWh gestiegen (siehe Abbildung 21). Die IEA hingegen prognostiziert einen Rückgang der Kosten um 7%. Aktuell liegen die Kosten laut dieser Studie bei 99 \$/MWh und sollen bis 2050 auf 92 \$/MWh fallen (siehe Abbildung 20):

43 World nuclear Industry Status Report (2021), Figure 45, [https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/45\\_figure\\_45\\_nuke\\_world\\_costs\\_iea.pdf](https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/45_figure_45_nuke_world_costs_iea.pdf).

44 <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/wirtschaft-der-preisverfall-der-erneuerbaren-ist-vorbei-energie-wende-wird-teurer/28013512.html?ticket=ST-16462379-yKCcscvHDatgVr5yfbLa-ap5>.

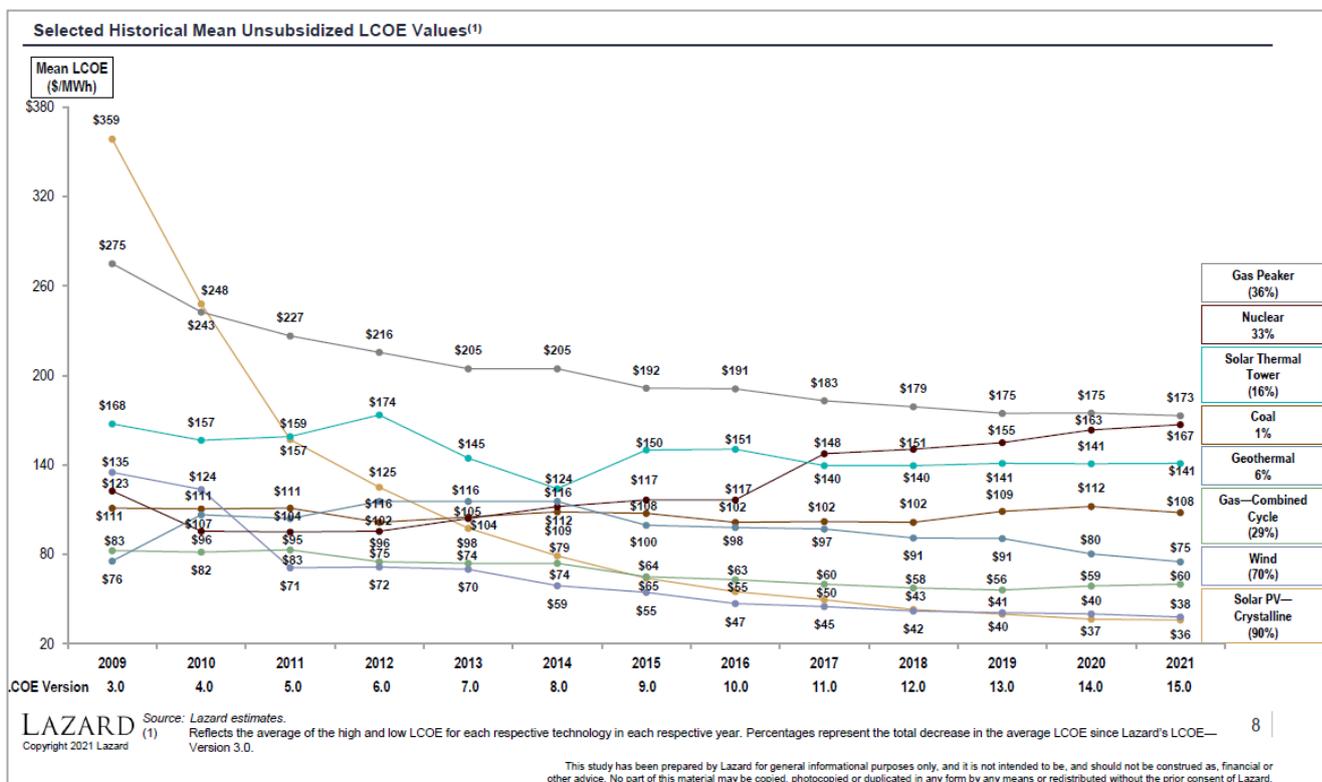


Abbildung 21: Kostenentwicklung der LCOE von 2009 bis 2021<sup>45</sup>

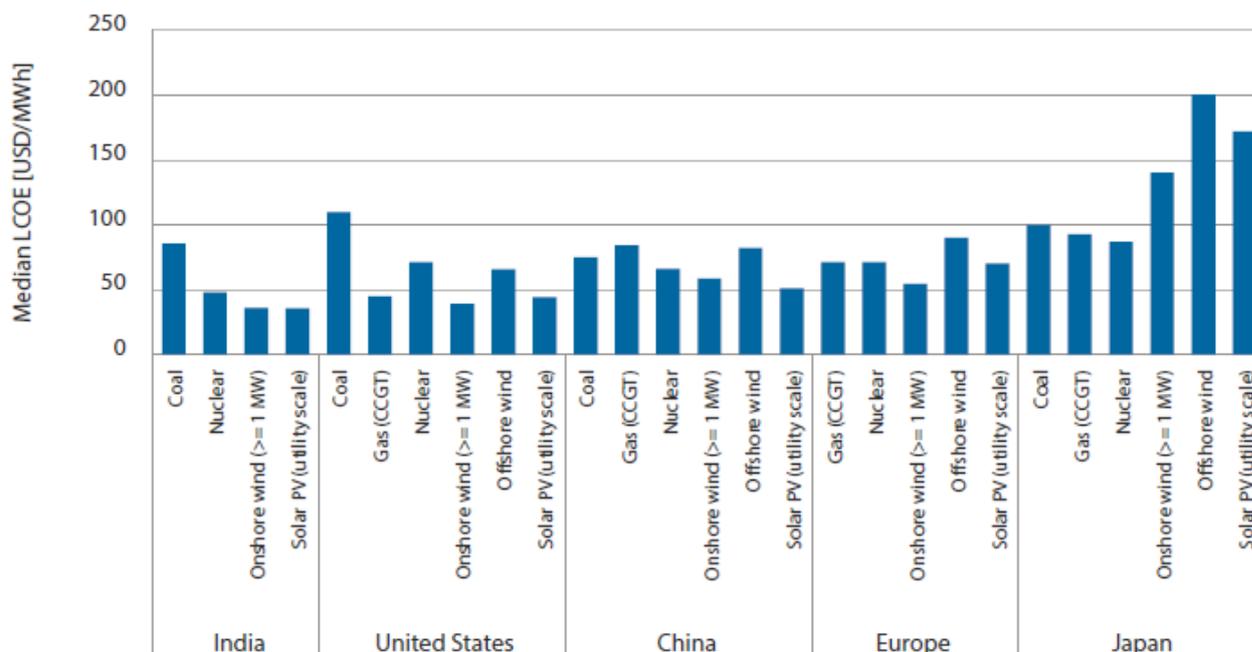
### 3.4. Internationaler Vergleich von Stromgestehungskosten

Wie sich in den verschiedenen Studien andeutet, unterliegen die LCOE auch **regionalen Unterschieden**. Das kann auf Arbeitskosten beruhen, gesetzlichen Auflagen, Sicherheitsstandards, Zugang zu Rohstoffen und Brennstoffen, als auch topografische Gründe haben. Auch für Kernkraft sind vor allem aufgrund der unterschiedlichen Konstruktionszeiten und Laufzeiten vorhandener Anlagen Unterschiede zwischen den Ländern festzustellen.

Die IAE & NEA (2020) zeigen beim Ländervergleich zwischen Indien, USA, China, Europa und Japan, dass die Mediane der LCOE in sämtlichen Energieerzeugungstechnologien variieren. Es gibt **kein einheitliches Bild**, dass eine Technologie über alle Grenzen hinweg günstiger ist. Lediglich die Daten aus Japan zeigen, dass die LCOE bei erneuerbaren Energien sehr viel höher sind, als bei konventionellen Energien (siehe Abbildung 22):

45 Lazard (2021), S. 11.

Figure ES2: Median technology costs by region



Note: Values at 7% discount rate.

Abbildung 22: Mediane der verschiedenen Technologien pro Region<sup>46</sup>

Im selben Bericht werden die LCOE für Kernenergie länderweise und bezogen nach dem Alter der AKWs aufgeführt. Während die LCOE über alle Länder hinweg bei älteren AKWs mit 10 und 20 Jahren Laufzeitverlängerung gleich niedrig sind, schwanken die LCOE **neuer AKWs** in den Ländern sehr deutlich. Dies reicht von 42,02 USD/MWh in Russland bis zu 101,84 USD/MWh in der Slowakischen Republik. Auch gibt es große Unterschiede in den **Betriebskosten**, die in Japan besonders hoch sind (25,84 USD/MWh gegenüber 14,26 USD/MWh in Frankreich) (siehe Abbildung 23):

46 IEA & NEA (2020), S. 15

**Table 3.13a: Levelised cost of electricity for nuclear plants at 85% capacity factor – New build**

| Country                   | Technology    | Net capacity (MWe) | Electrical conversion efficiency (%) | Investment (USD/MWh) |       |        | Decommissioning (USD/MWh) |      |      | Fuel (USD/MWh) | O&M (USD/MWh) | LCOE (USD/MWh) |        |        | Country         |
|---------------------------|---------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------|-------|--------|---------------------------|------|------|----------------|---------------|----------------|--------|--------|-----------------|
|                           |               |                    |                                      | 3%                   | 7%    | 10%    | 3%                        | 7%   | 10%  |                |               | 3%             | 7%     | 10%    |                 |
| France                    | EPR           | 1 650              | 33%                                  | 21.32                | 47.46 | 73.29  | 0.36                      | 0.05 | 0.01 | 9.33           | 14.26         | 45.27          | 71.10  | 96.89  | France          |
| Japan                     | ALWR          | 1 152              | 33%                                  | 11.05                | 46.87 | 72.37  | 0.36                      | 0.05 | 0.01 | 13.92          | 25.84         | 61.16          | 86.67  | 112.13 | Japan           |
| Korea                     | ALWR          | 1 377              | 36%                                  | 11.46                | 25.51 | 39.39  | 0.20                      | 0.03 | 0.01 | 9.33           | 18.44         | 39.42          | 53.30  | 67.16  | Korea           |
| Russia                    | VVER          | 1 122              | 38%                                  | 12.06                | 26.88 | 41.47  | 0.21                      | 0.03 | 0.01 | 4.99           | 10.15         | 27.41          | 42.02  | 56.61  | Russia          |
| Slovak Republic           | Other nuclear | 1 004              | 32%                                  | 36.76                | 81.84 | 126.37 | 1.80                      | 0.96 | 0.64 | 9.33           | 9.72          | 57.61          | 101.84 | 146.06 | Slovak Republic |
| United States             | LWR           | 1 100              | 33%                                  | 22.58                | 50.26 | 77.61  | 0.39                      | 0.05 | 0.01 | 9.33           | 11.60         | 43.90          | 71.25  | 98.56  | United States   |
| <b>Non-OECD countries</b> |               |                    |                                      |                      |       |        |                           |      |      |                |               |                |        |        |                 |
| China                     | LWR           | 950                | 33%                                  | 13.28                | 29.57 | 45.65  | 0.22                      | 0.03 | 0.01 | 10.00          | 26.42         | 49.92          | 65.01  | 82.08  | China           |
| India                     | LWR           | 950                | 33%                                  | 14.76                | 32.85 | 50.73  | 0.25                      | 0.03 | 0.01 | 9.33           | 23.84         | 48.17          | 66.06  | 83.91  | India           |

**Table 3.13b1: Levelised cost of electricity for nuclear plants at 85% capacity factor – Long-Term Operation (LTO), 10 years**

| Country       | Technology | Net capacity (MWe) | Electrical conversion efficiency (%) | Investment (USD/MWh) |       |       | Decommissioning* (USD/MWh) |      |      | Fuel (USD/MWh) | O&M (USD/MWh) | LCOE (USD/MWh) |       |       | Country       |
|---------------|------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------|-------|-------|----------------------------|------|------|----------------|---------------|----------------|-------|-------|---------------|
|               |            |                    |                                      | 3%                   | 7%    | 10%   | 3%                         | 7%   | 10%  |                |               | 3%             | 7%    | 10%   |               |
| Switzerland   | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 8.79                 | 10.88 | 12.62 | 0.71                       | 0.40 | 0.27 | 9.33           | 12.92         | 31.74          | 33.53 | 35.13 | Switzerland   |
| France        | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 10.05                | 12.45 | 14.44 | 0.81                       | 0.46 | 0.30 | 9.33           | 12.92         | 33.11          | 35.15 | 36.98 | France        |
| Sweden        | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 7.10                 | 8.79  | 10.19 | 0.57                       | 0.32 | 0.21 | 9.33           | 12.92         | 29.91          | 31.35 | 32.65 | Sweden        |
| United States | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 6.25                 | 7.74  | 8.97  | 0.51                       | 0.28 | 0.19 | 9.33           | 18.69         | 34.78          | 36.04 | 37.18 | United States |

**Table 3.13b2: Levelised cost of electricity for nuclear plants at 85% capacity factor – Long-Term Operation (LTO), 20 years**

| Country       | Technology | Net capacity (MWe) | Electrical conversion efficiency (%) | Investment (USD/MWh) |      |       | Decommissioning* (USD/MWh) |      |      | Fuel (USD/MWh) | O&M (USD/MWh) | LCOE (USD/MWh) |       |       | Country       |
|---------------|------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------|------|-------|----------------------------|------|------|----------------|---------------|----------------|-------|-------|---------------|
|               |            |                    |                                      | 3%                   | 7%   | 10%   | 3%                         | 7%   | 10%  |                |               | 3%             | 7%    | 10%   |               |
| Switzerland   | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 5.04                 | 7.22 | 9.11  | 0.29                       | 0.13 | 0.07 | 9.33           | 12.92         | 27.57          | 29.59 | 31.43 | Switzerland   |
| France        | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 5.76                 | 8.25 | 10.42 | 0.34                       | 0.15 | 0.08 | 9.33           | 12.92         | 28.35          | 30.65 | 32.74 | France        |
| Sweden        | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 4.07                 | 5.83 | 7.35  | 0.23                       | 0.10 | 0.06 | 9.33           | 12.92         | 26.54          | 28.17 | 29.66 | Sweden        |
| United States | LTO        | 1 000              | 33%                                  | 3.58                 | 5.13 | 6.48  | 0.21                       | 0.09 | 0.05 | 9.33           | 18.69         | 31.81          | 33.24 | 34.55 | United States |

\* Conservatively, decommissioning costs are calculated on the basis of 15% LTO overnight costs, assuming that decommissioning starts 5 years after shutdown and lasts for 10 years as for new build. However, depending on the individual project, some of this incremental decommissioning costs due to LTO have already been included in the LTO overnight costs or are very small. In these cases, incremental decommissioning costs due to LTO will be closer to zero. Provisions for final decommissioning costs have already been accounted for in the cost of electricity produced during the original design lifetime of the plant.

Abbildung 23: Tabellen LCOE in unterschiedlichen Ländern mit bei unterschiedlichen Kraftwerkslaufzeiten<sup>47</sup>

#### 4. Literaturverzeichnis

Bauer, C., Cox, B., Heck, T., & Zhang, X. (2019), Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies, An update of electricity generation costs and potentials, Paul Scherrer Institut, <https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A26494>.

BEIS (Department for Business, Energy, & Industrial Strategy) (2016), Electricity Generation Cost, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/566567/BEIS Electricity Generation Cost Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), Eröffnungsbilanz Klimaschutz, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111\\_eroeffnungsbilanz klimaschutz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=22](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=22).

Der Welt-Atommüll-Bericht – Fokus Europa (2020), [https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr\\_theme/content/WNWR-Report-deutsche-Fassung-2209.pdf](https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr_theme/content/WNWR-Report-deutsche-Fassung-2209.pdf).

EIA (U.S. Energy Information Administration) (2021), Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021, [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf).

EIRP (Energy Innovation Reform Project) (2017), What Will Advanced Nuclear Power Plants Cost? – A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development, <https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf>.

European Environment Agency (k.D.), EN35 External costs of electricity production, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en35-external-costs-of-electricity-production-1/en35#:~:text=Renewable%20energy%20shows%20the%20low-est,0.5%E2%80%930.7%20Eurocent%2FkWh>.

EWG (Energy Watch Group) (2021), Eine Vollversorgung mit 100% Erneuerbaren Energien inklusive Speicher ist bereits heute wettbewerbsfähig und würde Energiekosten senken, <https://www.energywatchgroup.org/wp-content/uploads/Kurzstudie-Energiekosten-2021.pdf>.

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, [https://foes.de/publikationen/2021/2021-09\\_FOES\\_Factsheet\\_Kostenvergleich\\_Kohle\\_EE.pdf](https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf).

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2015), Was Strom wirklich kostet - Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, <https://foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-kurz.pdf>.

Heptonstall, P.J., Gross, R.J.K. (2021), A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids, Nat Energy 6, S. 72-83, <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>.

IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>.

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2030, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA Power Generation Costs 2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf).

Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (2016), Verantwortung und Sicherheit – Ein neuer Entsorgungskonsens – Abschlussbericht der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-der-expertenkommission-kernenergie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=11](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-der-expertenkommission-kernenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=11).

Lazard (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis – Version 15.0, <https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>.

Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O. (2013), System LCOE: What are the costs of variable renewables?, Energy, Volume 63, S. 61-75, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>.

Wealer, B. et al. (2018), Nuclear power reactors worldwide: Technology developments, diffusion patterns, and country-by-country analysis of implementation (1951-2017), DIW Data Documentation, No. 93.

World Nuclear Industry Status Report (2021), World Nuclear Power Reactors 1951-2021, The WNISR Interactive DataViz, <https://www.worldnuclearreport.org/reactors.html#tab=duration-class>.

\*\*\*

## 5. Anhang

Tabelle 2: Gestehungskosten (LCOE) in den verschiedenen Studien (normiert auf € Ct/kWh) – Langversion

| Quellen   | Erläuterung                          | AKW-Alter            | Kernkraft           |                         |            |                   |               |       |
|---|--------------------------------------|----------------------|---------------------|-------------------------|------------|-------------------|---------------|-------|
|   |                                      |                      | Original Maßeinheit |                         |            | genormt EUR Ct*** |               |       |
|   |                                      |                      | min                 | med**                   | max        | min               | med           | max   |
| <b>LCOE-Betrachtungen</b>   |                                      |                      |                     |                         |            |                   |               |       |
| OECD & NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), The Full Costs of Electricity Provision, S. 6f., <a href="https://www.oecd-nea.org/nndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf">https://www.oecd-nea.org/nndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf</a>   | LCOE "at 3% discount rate"           |                      | 25 \$/MWh           | 55 \$/MWh               | 63 \$/MWh  | 2,04              | 4,49          | 5,14  |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           |                      | 38 \$/MWh           | 82 \$/MWh               | 100 \$/MWh | 3,105             | 6,701         | 8,17  |
|   | LCOE "at 10% discount rate"          |                      | 50 \$/MWh           | 115 \$/MWh              | 135 \$/MWh | 4,08              | 9,39          | 11,03 |
| Schlömer S., et al. (2014): Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf</a> . | 5% weighted average cost of capital  |                      | 32 \$/MWh           | 65 \$/MWh               | 94 \$/MWh  | 2,61              | 5,31          | 7,68  |
|   | 10% weighted average cost of capital |                      | 45 \$/MWh           | 99 \$/MWh               | 150 \$/MWh | 3,67              | 8,09          | 12,25 |
| BloombergNEF (2021), BNEF Executive Factbook, <a href="https://assets.bbhuh.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf">https://assets.bbhuh.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf</a> , S. 23   | LCOE von 2019                        |                      |                     |                         |            |                   |               |       |
| Lazard (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 15.0, <a href="https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf">https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf</a> .   |                                      | neu<br>abgeschrieben | 131 \$/MWh          | 167 \$/MWh<br>29 \$/MWh | 204 \$/MWh | 10,705            | 13,64<br>2,36 | 16,67 |
| IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, S.11, 85, <a href="https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf">https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf</a>   |                                      |                      |                     |                         |            |                   |               |       |
| Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S.2, <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf</a>  |                                      |                      |                     |                         |            |                   |               |       |
| Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Eröffnungsbilanz Klimaschutz, S. 16, <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22</a>  | bezugnehmend auf Fraunhofer ISE      |                      | 14 ct/kWh           |                         | 19 ct/kWh  | 14                |               | 19    |
| <b>LCOE Projektionen</b>  |                                      |                      |                     |                         |            |                   |               |       |
| EIRP (Energy Innovation Reform Project) (2017), WHAT WILL ADVANCED NUCLEAR POWER PLANTS COST? - A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development, S. 2 und 13, <a href="https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf">https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf</a>   | LCOE-Projektion                      | neu                  | \$36 MWh            | \$60/MWh                | \$90/MWh   | 2,94              | 4,9           | 7,35  |
|   |                                      | konventionell        |                     | \$97/MWh                |            |                   | 7,92          |       |
| IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <a href="https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf">https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf</a> , S. 46  | LCOE "at 7% discount rate"           | modern               | 42 \$/MWh           | 69 \$/MWh               | 102 \$/MWh | 3,43              | 5,63          | 8,33  |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           | abgeschrieben        | 30 \$/MWh           | 32 \$/MWh               | 33 \$/MWh  | 2,45              | 2,61          | 2,69  |
| EIA (U.S. Energy Information Administration) (2021), Levelized Costs of New Generation, S.8, <a href="https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf">https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf</a>  | estimated unweighted LCOE            |                      |                     | 76,88 \$/MWh            |            |                   | 6,28          |       |

\*\* hellgrau=Mittelwert schwarz=Median

\*\*\* Umrechnungskurs \$ zu €: 1\$ = 0,8172€, 1€ = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1000 kWh

| Quellen   | Erläuterung                          | Windenergie         |            |            |                |       |       |                     |            |            |                |       |       |
|---|--------------------------------------|---------------------|------------|------------|----------------|-------|-------|---------------------|------------|------------|----------------|-------|-------|
|   |                                      | Wind-onshore        |            |            |                |       |       | Wind-offshore       |            |            |                |       |       |
|   |                                      | Original Maßeinheit |            |            | genormt EUR Ct |       |       | Original Maßeinheit |            |            | genormt EUR Ct |       |       |
| min   | med**                                | max                 | min        | med        | max            | min   | med** | max                 | min        | med        | max            |       |       |
| <b>LCOE-Betrachtungen</b>   |                                      |                     |            |            |                |       |       |                     |            |            |                |       |       |
| OECD & NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), The Full Costs of Electricity Provision, S. 6f., <a href="https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf">https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf</a>   | LCOE "at 3% discount rate"           | 30 \$/MWh           | 60 \$/MWh  | 130 \$/MWh | 2,45           | 4,903 | 10,62 | 100 \$/MWh          | 135 \$/MWh | 210 \$/MWh | 8,17           | 11,03 | 17,1  |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           | 45 \$/MWh           | 95 \$/MWh  | 170 \$/MWh | 3,67           | 7,76  | 13,89 | 130 \$/MWh          | 165 \$/MWh | 275 \$/MWh | 10,62          | 13,48 | 22,47 |
|   | LCOE "at 10% discount rate"          | 50 \$/MWh           | 110 \$/MWh | 220 \$/MWh | 4,08           | 8,98  | 17,97 | 170 \$/MWh          | 200 \$/MWh | 325 \$/MWh | 13,89          | 16,34 | 26,55 |
| Schlömer S., et al. (2014): Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf</a> | 5% weighted average cost of capital  | 35 \$/MWh           | 59 \$/MWh  | 120 \$/MWh | 2,86           | 4,82  | 9,8   | 80 \$/MWh           | 120 \$/MWh | 180 \$/MWh | 6,53           | 9,8   | 14,71 |
|   | 10% weighted average cost of capital | 51 \$/MWh           | 84 \$/MWh  | 160 \$/MWh | 4,16           | 6,86  | 13,07 | 110 \$/MWh          | 170 \$/MWh | 250 \$/MWh | 8,98           | 13,89 | 20,43 |
| BloombergNEF (2021), BNEF Executive Factbook, <a href="https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf">https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf</a> , S. 23   | LCOE von 2019                        | 41 \$/MWh           |            |            | 3,35           |       |       | 79 \$/MWh           |            |            | 6,45           |       |       |
| Lazard (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 15.0, <a href="https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf">https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf</a>   |                                      | 26 \$/MWh           | 38 \$/MWh  | 50 \$/MWh  | 2,12           | 3,1   | 4,08  | 83 \$/MWh           |            |            | 6,78           |       |       |
| IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, S.11, 85, <a href="https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf">https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf</a>   |                                      | 0,039 \$/kWh        |            |            | 3,18           |       |       | 0,084 \$/kWh        |            |            | 6,86           |       |       |
| Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S.2, <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf</a>  |                                      | 4 ct/kWh            |            | 8,2 ct/kWh | 4              |       | 8,2   | 7,5 ct/kWh          |            | 12 ct/kWh  | 7,5            |       | 12    |
| Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Eröffnungsbilanz Klimaschutz, S. 16, <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22</a>  | bezugnehmend auf Fraunhofer ISE      | 4 ct/kWh            |            | 8 ct/kWh   | 4              |       | 8     |                     |            |            |                |       |       |
| <b>LCOE Projektionen</b>  |                                      |                     |            |            |                |       |       |                     |            |            |                |       |       |
| EIRP (Energy Innovation Reform Project) (2017), WHAT WILL ADVANCED NUCLEAR POWER PLANTS COST? - A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development, S. 2 und 13, <a href="https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf">https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf</a>   | LCOE-Projektion                      |                     |            |            |                |       |       |                     |            |            |                |       |       |
| IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <a href="https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf">https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf</a> , S. 46  | LCOE "at 7% discount rate"           | 29 \$/MWh           | 50 \$/MWh  | 140 \$/MWh | 2,36           | 4,08  | 11,4  | 49 \$/MWh           | 88 \$/MWh  | 200 \$/MWh | 4              | 7,19  | 16,34 |
| EIA (U.S. Energy Information Administration) (2021), Levelized Costs of New Generation, S.8, <a href="https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf">https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf</a>  | estimated unweighted LCOE            | 36,93 \$/MWh        |            |            | 3,01           |       |       | 120,52 \$/MWh       |            |            | 9,84           |       |       |

\*\* hellgrau=Mittelwert schwarz=Median

\*\*\* Umrechnungskurs \$ zu €: 1\$ = 0,8172€, 1€ = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1000 kWh

| Quellen   | Erläuterung                          | Photovoltaik        |            |              |                |       |       |                         |            |            |                |       |       |
|---|--------------------------------------|---------------------|------------|--------------|----------------|-------|-------|-------------------------|------------|------------|----------------|-------|-------|
|   |                                      | Photovoltaik Dach   |            |              |                |       |       | Photovoltaik Freifläche |            |            |                |       |       |
|   |                                      | Original Maßeinheit |            |              | genormt EUR Ct |       |       | Original Maßeinheit     |            |            | genormt EUR Ct |       |       |
| min   | med**                                | max                 | min        | med          | max            | min   | med** | max                     | min        | med        | max            |       |       |
| <b>LCOE-Betrachtungen</b>   |                                      |                     |            |              |                |       |       |                         |            |            |                |       |       |
| OECD & NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), The Full Costs of Electricity Provision, S. 6f., <a href="https://www.oecd-nea.org/nda/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf">https://www.oecd-nea.org/nda/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf</a>   | LCOE "at 3% discount rate"           | 130 \$/MWh          | 160 \$/MWh | 300 \$/MWh   | 10,6           | 13,07 | 24,51 | 55 \$/MWh               | 100 \$/MWh | 170 \$/MWh | 4,49           | 8,17  | 13,89 |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           | 130 \$/MWh          | 210 \$/MWh | 300 \$/MWh   | 10,62          | 17,16 | 24,51 | 70 \$/MWh               | 140 \$/MWh | 240 \$/MWh | 5,72           | 11,44 | 19,61 |
|   | LCOE "at 10% discount rate"          | 165 \$/MWh          | 260 \$/MWh | 370 \$/MWh   | 13,48          | 21,24 | 30,23 | 105 \$/MWh              | 170 \$/MWh | 290 \$/MWh | 8,58           | 13,89 | 23,69 |
| Schlömer S., et al. (2014): Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf</a> | 5% weighted average cost of capital  | 74 \$/MWh           | 150 \$/MWh | 180 \$/MWh   | 6,06           | 12,25 | 14,71 | 56 \$/MWh               | 110 \$/MWh | 130 \$/MWh | 4,57           | 8,98  | 10,62 |
|   | 10% weighted average cost of capital | 110 \$/MWh          | 220 \$/MWh | 270 \$/MWh   | 8,98           | 17,97 | 22,06 | 84 \$/MWh               | 160 \$/MWh | 210 \$/MWh | 6,86           | 13,07 | 17,16 |
| BloombergNEF (2021), BNEF Executive Factbook, <a href="https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf">https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf</a> , S. 23   | LCOE von 2019                        |                     |            |              |                |       |       | 39 \$/MWh               |            |            | 3,18           |       |       |
| Lazard (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 15.0, <a href="https://www.lazard.com/media/451881/lazard-levelized-cost-of-energy-version-15-0-vf.pdf">https://www.lazard.com/media/451881/lazard-levelized-cost-of-energy-version-15-0-vf.pdf</a>   |                                      | 147 \$/MWh          | 184 \$/MWh | 221 \$/MWh   | 12,01          | 15,03 | 18,06 | 28 \$/MWh               | 36 \$/MWh  | 41 \$/MWh  | 2,28           | 2,94  | 3,35  |
| IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, S.11, 85, <a href="https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf">https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf</a>   |                                      | 0,055 \$/kWh        |            | 0,236 \$/kWh | 4,49           |       | 19,28 | 0,057 \$/kWh            |            |            | 4,65           |       |       |
| Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S.2, <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf</a>  |                                      | 4,8 ct/kWh          |            | 11 ct/kWh    | 4,8            |       | 11    | 3 ct/kWh                |            | 5,8 ct/kWh | 3              |       | 5,8   |
| Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Eröffnungsbilanz Klimaschutz, S. 16, <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22</a>  | bezugnehmend auf Fraunhofer ISE      |                     |            |              |                |       |       | 2 ct/kWh                |            | 6 ct/kWh   | 2              |       | 6     |
| <b>LCOE Projektionen</b>  |                                      |                     |            |              |                |       |       |                         |            |            |                |       |       |
| EIRP (Energy Innovation Reform Project) (2017), WHAT WILL ADVANCED NUCLEAR POWER PLANTS COST? - A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development, S. 2 und 13, <a href="https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf">https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf</a>   | LCOE-Projektion                      |                     |            |              |                |       |       |                         |            |            |                |       |       |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           | 108 \$/MWh          | 126 \$/MWh | 223 \$/MWh   | 8,82           | 10,29 | 18,22 | 34 \$/MWh               | 56 \$/MWh  | 172 \$/MWh | 2,77           | 4,57  | 14,05 |
|   | LCOE "at 7% discount rate"           |                     |            |              |                |       |       |                         |            |            |                |       |       |
| EIA (U.S. Energy Information Administration) (2021), Levelized Costs of New Generation, S.8, <a href="https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf">https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf</a>  | estimated unweighted LCOE            |                     |            |              |                |       |       | 32,78 \$/MWh            |            |            | 2,67           |       |       |

\*\* hellgrau=Mittelwert schwarz=Median

\*\*\* Umrechnungskurs \$ zu €: 1\$ = 0,8172€, 1€ = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1000 kWh

| Quellen   | Erläuterung   | Wasser              |              |            |                |      |      |
|---|---|---------------------|--------------|------------|----------------|------|------|
|   |   | Original Maßeinheit |              |            | genormt EUR Ct |      |      |
|   |   | min                 | med**        | max        | min            | med  | max  |
| <b>LCOE-Betrachtungen</b>   |   |                     |              |            |                |      |      |
| OECD & NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), The Full Costs of Electricity Provision, S. 6f., <a href="https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf">https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7441-full-costs-2018-es.pdf</a>   | LCOE "at 3% discount rate"<br>LCOE "at 7% discount rate"<br>LCOE "at 10% discount rate" |                     |              |            |                |      |      |
| Schlömer S., et al. (2014): Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf</a> | 5% weighted average cost of capital<br><br>10% weighted average cost of capital         | 6 \$/MWh            | 22 \$/MWh    | 95 \$/MWh  | 0,49           | 1,79 | 7,76 |
| BloombergNEF (2021), BNEF Executive Factbook, <a href="https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf">https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf</a> , S. 23   | LCOE von 2019   |                     |              |            |                |      |      |
| Lazard (2021), Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 15.0, <a href="https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-15-0-vf.pdf">https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-15-0-vf.pdf</a>   |   |                     |              |            |                |      |      |
| IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, S.11, 85, <a href="https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf">https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf</a>   |   |                     | 0,044 \$/kWh |            | 3,59           |      |      |
| Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S.2, <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf</a>  |   |                     |              |            |                |      |      |
| Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Eröffnungsbilanz Klimaschutz, S. 16, <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=22</a>  | bezugnehmend auf Fraunhofer ISE   |                     |              |            |                |      |      |
| <b>LCOE Projektionen</b>  |   |                     |              |            |                |      |      |
| EIRP (Energy Innovation Reform Project) (2017), WHAT WILL ADVANCED NUCLEAR POWER PLANTS COST? - A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development, S. 2 und 13, <a href="https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf">https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2018/01/Advanced-Nuclear-Reactors-Cost-Study.pdf</a>   | LCOE-Projektion   |                     |              |            |                |      |      |
| IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <a href="https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf">https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf</a> , S. 46  | LCOE "at 7% discount rate"<br>LCOE "at 7% discount rate"                                | 46 \$/MWh           | 68 \$/MWh    | 104 \$/MWh | 3,75           | 5,55 | 8,49 |
| EIA (U.S. Energy Information Administration) (2021), Levelized Costs of New Generation, S.8, <a href="https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf">https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf</a>  | estimated unweighted LCOE   |                     |              |            |                |      |      |

\*\* hellgrau=Mittelwert schwarz=Median

\*\*\* Umrechnungskurs \$ zu €: 1\$ = 0,8172€, 1€ = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1000 kWh