

## 5 Wirtschaftlichkeit und Finanzierung

### 5.1 Kosten der erneuerbaren Energien im Vergleich

Andreas Wiese

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg erstellt wiederholt vergleichende internationale Analysen der Kosten von erneuerbaren Energien. Darin werden unter miteinander vergleichbaren Annahmen für jede Technologie die Investitionen sowie die jährlichen fixen und variablen Kosten der Anlagen für Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen ermittelt. Außerdem wird auf der Basis des aktuellen Standes der Technik die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung (bzw. Wärmegewinnung oder Endenergiebereitstellung) für jede Technologie abgeschätzt. Auf dieser Basis können anschließend die Levelized Costs of Electricity bzw. Energy (LCOE) – zu deutsch Stromgestehungskosten – berechnet werden. Zur Berechnung des LCOE werden sämtliche Anfangsinvestitionen annuisiert, d.h. dynamisch in gleiche jährliche Zahlungen über den Betrachtungszeitraum – üblicherweise bei LCOE die Lebensdauer der Anlage – verteilt. Die Annuitäten werden dann mit den mittleren jährlichen Kosten für Betrieb, Wartung, Instandhaltung und Sonstigem summiert und diese Summe dann durch die durchschnittliche jährliche vergütete Energie geteilt. Dies erlaubt üblicherweise in ersten Kalkulationen einen Vergleich verschiedener Optionen für die Deckung des Energiebedarfs an einem Standort.

[€/kWp]	PV klein (< 10 kW)	PV medium (< 1 MW)	PV Großanlage	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	CPV
Investment 2019 - niedrig	1.100	800	500	1.300	2.500	3.000	1.400
Investment 2019 - hoch	1.400	1.000	800	1.800	3.800	5.000	2.200

[€/kWp]	CSP-Parabol ohne Speicher	CSP-Parabol mit 7h-Speicher	CSP-Fresnel ohne Speicher	CSP-Turm mit 16h-Speicher	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Investment 2019 - niedrig	2.500	4.100	2.150	4.500	1.250	1.100	550
Investment 2019 - hoch	3.500	5.100	2.600	5.500	1.800	1.600	1.100

Tab. 5.1.1: Investitionen im Kraftwerksbau pro kW /18/ Solar und Windtechnologien dem aktuellen Stand der Kosten angepasst | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner



Abb. 5.1.1: Photovoltaik-Freiflächenanlage | Quelle: Fotolia

Bei erneuerbaren Energien sind vor allem die Investitionen und die jährlich bereitgestellte Energie wesentlich für den Vergleich. Die jährlichen Kosten spielen – da, mit Ausnahme der Biomasse, keine Brennstoffkosten anfallen – für einen erste vergleichende Betrachtung oft nur eine untergeordnete Rolle, zumindest wenn man dies im Vergleich zu konventionellen Technologien betrachtet.

In Tab. 5.1.1 sind die Ergebnisse der Investitionskosten gegenübergestellt. Demnach liegen beispielsweise bei der PV die weltweiten Investitionen zwischen 500 bis 1.400 Euro pro kW und bei CSP mit Speicherung zwischen 4.100 bis 5.500 Euro/kW. Der Vergleich mit den Bandbreiten für die konventionelle Stromerzeugung zeigt, dass einige erneuerbare Energien, wie die PV, in einer ähnlichen Bandbreite liegen, andere hingegen deutlich darüber (z.B. CSP).

Anders sieht der Vergleich zur Kernkraft aus: Nach einer Studie von Moody's liegen 2012 die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke bei bis zu 4.900 Euro/kW, das Angebot für zwei neue Reaktoren im Kernkraftwerk Darlington zwischen 4.650 Euro/kW (EPR) und 6.850 Euro/kW (Advanced CANDU Reactor) [1]. Die erneuerbaren Energien sind also durch deutlich niedrigere spezifische Investitionskosten gekennzeichnet als die Kernenergie. Im Vergleich zu fossilen Kraftwerken können sie in vielen Fällen in einer ähnlichen Bandbreite liegen. Dieser pure Vergleich der spezifischen Investitionen ist allein aber kaum aussagekräftig. Wichtig ist weiterhin, wie viel Strom mit der Anlage im Jahr produziert werden kann. Die Annahmen hierzu aus der gleichen Studie zeigt Tab. 5.1.2.

PV-Anlage (Standardmodule)	Stromerzeugung pro 1 kWp
Deutschland – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung - 950 kWh/m <sup>2</sup> a)	920 kWh/a
Deutschland – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.300 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.280 kWh/a
Spanien – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.500 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.450 kWh/a
Spanien – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.800 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.700 kWh/a
MENA – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.800 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.700 kWh/a
MENA – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 2.300 kWh/m <sup>2</sup> a)	2.000 kWh/a

Tab. 5.1.2: Jahresstromerzeugung Photovoltaikerzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

Windenergieanlage (2 –5MW)	Wind-Volllast-Stunden	Stromerzeugung pro 1 kW
Onshore - niedrig	1.800 h/a	1.800 kWh/a
Onshore - hoch	3.200 h/a	3.200 kWh/a
Offshore - niedrig	3.200 h/a	3.200 kWh/a
Offshore - medium	3.600 h/a	3.600 kWh/a

Tab. 5.1.3: Jahresstromerzeugung Windenergieerzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

Demnach produziert eine 1-kW-PV-Anlage an Standorten in Deutschland nur zwischen rund 1.000 und 1.190 kWh im Jahr. In Süds Spanien produziert die gleiche Anlage schon fast 1.700 kWh jährlich, während eine CSP-Anlage mit 16 Stunden Speicher an einem Standort in der Mena Region fast 7.000 kWh pro Jahr elektrische Energie bereitstellen kann – ebenfalls rechnerisch zum Vergleich bezogen auf 1 kW installierte Leistung, denn sie haben keine naturgegebenen Stillstandszeiten wie z.B. Windkraftwerke oder Solaranlagen, die bei Windstille oder im Dunkeln keine elektrische Energie liefern.

Mit fossilen Brennstoffen oder mit Kernenergie befeuerte Grundlastkraftwerke können deutlich mehr elektrische Energie im Jahresdurchschnitt bereitstellen – teilweise bis zu 8.000 kWh je kW installierte Leistung.

Auf der Basis der LCOE können die Technologien eher miteinander verglichen werden (siehe Abb. 5.1.2). Demnach liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von neu gebauten PV-Anlagen in Deutschland zwischen 0,05 und 0,16 Euro/kWh, für die erneuerbaren Energien in Deutschland insgesamt ebenso (weil die unteren und oberen

CSP-Kraftwerk (100MW)	Direktnormstrahlung (DNI)	Stromerzeugung pro 1 kW*
Parabolrinnen mit 7h Speicher (Süds Spanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	3.300 kWh/a
Parabolrinnen mit 7h Speicher (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	4.050 kWh/a
Fresnel (Süds Spanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	1.850 kWh/a
Fresnel (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	2.270 kWh/a
Solarturm mit 16h Speicher (Süds Spanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	6.500 kWh/a
Solarturm mit 16h Speicher (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	7.000 kWh/a

\*zusätzlich abhängig von Speichergröße

Tab. 5.1.4: Jahresstromerzeugung CSP Erzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

CPV-Kraftwerk	Direktnormstrahlung (DNI)	Stromerzeugung pro 1 kW
CPV (Süds Spanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	1.560 kWh/a
CPV (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	2.000 kWh/a

Tab. 5.1.5: Jahresstromerzeugung CPV Erzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

Grenzen durch die große Bandbreite bei PV gesetzt sind) und für die zum Vergleich dargestellte Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken zwischen 0,04 und 0,1 Euro/kWh.

Wichtig ist, dass dieser Vergleich die Qualität der bereitgestellten Energie außer Acht lässt, so z.B. den wichtigen Aspekt der sicheren Verfügbarkeit der elektrischen Leistung zu jedem Zeitpunkt.

Stromgestehungskosten in €/kWh

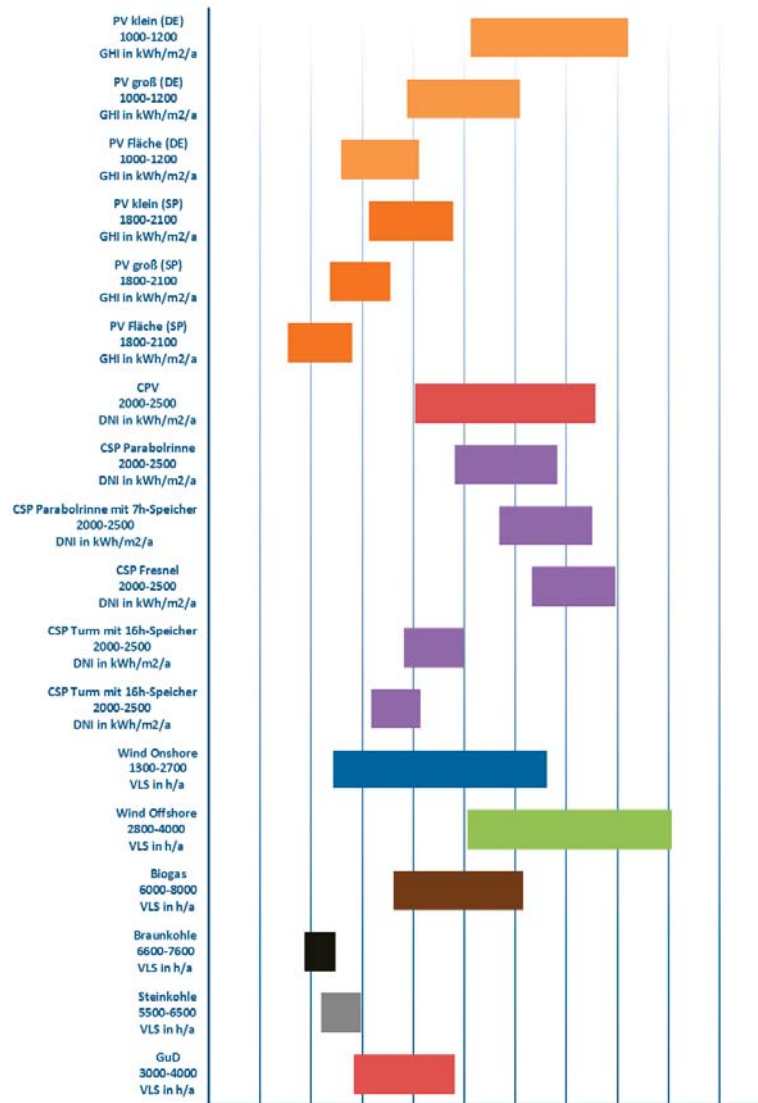


Abb. 5.1.2: Die Zahlen unter der jeweiligen Technologie geben die jährlich geleisteten Volllaststunden an – bei Solaranlagen ist es die Stromausbeute pro Quadratmeter | Quelle: Fraunhofer ISE

## 5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag

Andreas Wiese

Erneuerbare Energieprojekte werden überwiegend privat finanziert. Zwar werden viele mit öffentlichen Mitteln und von öffentlichen Trägern durchgeführt, doch dies beschränkt sich entweder auf Markteinführungsphase und/oder auf Teilmärkte. Private Finanzierungen erfordern zudem einen regulatorischen Rahmen. Das schließt oft auch ein, dass Fördergelder für privat finanzierte Projekte direkt (z.B. durch Investitionskostenzuschüsse) oder indirekt (z.B. durch eine staatlich garantierte Einspeisevergütung) vorhanden sind, oder dass regulatorische Mechanismen gewisse Anteile erneuerbarer Energien an der Versorgung vorschreiben oder begünstigen.

Große privatfinanzierte Projekte im erneuerbaren Energienbereich werden sehr oft nach dem Projektfinanzierungsansatz finanziert. Unter dem Begriff „Projektfinanzierung“ wird die Finanzierung einer wirtschaftlich und zumeist rechtlich abgrenzbaren, sich selbst refinanzierenden Wirtschaftseinheit von begrenzter Lebensdauer verstanden. Die Projektfinanzierung bildet damit den Gegenentwurf zum sogenannten Unternehmensfinanzierung (Corporate Credit Rating Based Financing). Die Finanzmittel werden demnach weder in der klassischen Form der auf die Bonität des Bestellers gerichteten Auftragsfinanzierung noch in Form einer projektbezogenen und direkt auf die Bonität der beteiligten Sponsoren abzielenden Finanzierung aufgebracht, sondern in Abhängigkeit von der erwarteten Projektwirtschaftlichkeit bereitgestellt. Bei einer Projektfinanzierung handelt es sich also um eine Art der finanziellen Abwicklung, bei der sämtliche Kosten – z.B. die Betriebskosten und der Kapitaldienst – allein und vollständig aus dem Cash Flow des Projektes bedient werden. Die Projektrisiken werden explizit verschiedenen Projektbeteiligten zugewiesen (Risk Sharing).

Abbildung 5.2.1 zeigt die wesentlichen Beteiligten bei einem projektfinanzierten Vorhaben. Zentral ist die Projektgesellschaft, die alle Projektrechte hält und die während der Projektentwicklung gegründet wird. Deutlich werden auch die verschiedenen Rollen, die ein Ingenieur innerhalb dieser Struktur wahrnehmen kann: z.B. als Ingenieur des Eigentümers (Owner's Engineer) der Projektgesellschaft, als Ingenieur des Investors (Investor's Engineer) oder Ingenieur der Banken (Bank's Engineer) der Fremdkapitalgeber, auf der Engineering, Procurement and Construction EPC-Seite oder im Betrieb.

Unabhängig davon, ob Projektfinanzierung oder eine andere Art der Finanzierung – die Projektabwicklung bei erneuerbaren Energieprojekten gliedert sich in mehrere Projektabwicklungsschritte. Sie werden teilweise parallel bzw. zeitlich überlappend verwirklicht:

Innerhalb dieser Projektabwicklung werden die ersten Teilschritte bis zur Finanzierungsgenehmigung unter dem Begriff Projektentwicklung zusammengefasst.

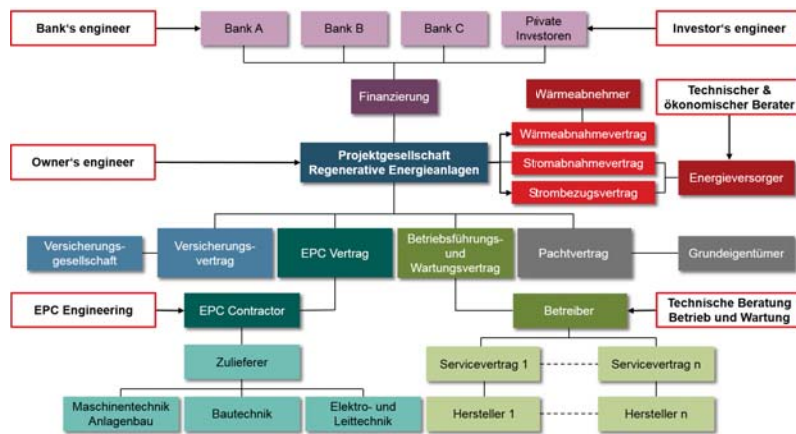


Abb. 5.2.1: Organisation eines projektfinanzierten Vorhabens aus dem Bereich der erneuerbaren Energien (Darstellung aus ingenieurtechnischer Sicht, weitere Expertise wie für Versicherung, Recht, Ökonomie sind an geeigneter Stelle einzubinden) | Quelle: Dr. A. Wiese | Abb: RENAC

Die Projektentwicklung beginnt mit der ersten Projektidee und endet, wenn beim bau- und finanzierungsreifen Projekt aus Finanzierungssicht die Finanzierungsgenehmigung (Financial Close) erreicht ist.

Der Financial Close ist definiert als der Zeitpunkt einer Vereinbarung zweier oder mehrerer Parteien – den Eigentümern bzw. Eigenkapitalgebern und der Projektgesellschaft auf der einen Seite sowie den Kreditgebern und Banken auf der anderen Seite – zu dem alle Konditionen für Auszahlungen an die Projektgesellschaft erfüllt und alle Dokumente ordnungsgemäß registriert und rechtskräftig sind.

Kernziel der Projektentwicklung ist die Entwicklung des baureifen und finanzierungsreifen Projektes. Zur Erreichung dieses Zieles sind für die Projektentwicklung folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Technische Planung der Anlage: Bei erneuerbaren Energien schließt diese insbesondere auch die Bestandsaufnahme, Erfassung und Analyse der Ressourcenverfügbarkeit und die möglichst genaue Prognose dieser Verfügbarkeit über die gesamte Betriebsdauer der Anlage ein.
- Erhalt der Genehmigungen – wie Baugenehmigung oder Umweltgenehmigungen. Bei erneuerbaren Energieprojekten spielen im Zusammenhang mit der Umweltgenehmigung folgende Kriterien eine Rolle:
  - Visueller Einfluss (u. a. bei Windparks),
  - Einfluss auf Flora und Fauna (z.B. Vögel bei Windparks),

- Schäden durch Hebung oder Senkung des Untergrundes und seismische Ereignisse (vor allem bei Geothermie);
- Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse;
- Entsorgungswege bei der Verwendung von Materialien mit hoher Umweltrelevanz im Schadensfall (z.B. bei bestimmten Solartechnologien wie etwa Cadmiumtellurid);
- Einflüsse aus großflächigen Anlagenbauwerken;
- Geräuschemissionen beim Betrieb;
- Abstandsregel bei Windanlagen, die länderspezifisch sehr unterschiedlich ausfallen können.
- Abhängig von der vorgesehenen Technologie können weitere, spezielle Genehmigungen erforderlich sein, z.B. für geothermische Anlagen (Aufsuchungsgenehmigung, bergrechtliche Genehmigung).

- Abschluss der Projektverträge: Generalunternehmervertrag, Energieabnahmeverträge (Stromliefervertrag (Power Purchase Agreements), welche die Einnahmen über die Betriebslaufzeit sichern, Betriebsführungsverträge, Eigenkapital- und Kreditverträge, Landnutzungsverträge, Konzessionen (z.B. für die Nutzung von Wasserrechten).
- Belastbare Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsberechnung.
- Beschaffung von Eigen- und Fremdkapital.
- Schaffung von Akzeptanz für das Projekt u.a. durch frühzeitige Information und Beteiligung der Bevölkerung.
- Identifikation aller wesentlichen Projektrisiken und klare vertragliche Zuordnung der Risiken zu den Projektbeteiligten, sowie Risikovermeidungs- bzw. Risikominierungsstrategien.

Abhängig vom jeweiligen Typ des Projekts kann die Entwicklung eines erneuerbaren Energieprojekts unterschiedlich lange dauern: Von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren. Das liegt daran, dass z.B. während der Projektentwicklungsphase längere Messkampagnen durchgeführt werden müssen, wie es oft bei Windprojekten der Fall ist, oder wenn mit dem Projekt besonders hohe Risiken verbunden sind, wie z.B. bei der Geothermie. Am Ende der Projektentwicklung kurz vor dem Financial Close erfolgt dann die Due Diligence-Prüfung des Projektes. Due Diligence bezeichnet die „gebote-ne Sorgfalt“, mit der beim Kauf bzw. Verkauf von Projekten oder Projektbeteiligungen im Vorfeld der Beteiligung geprüft wird. Due Diligence-Prüfungen bewerten das Projekt, indem sie Stärken und Schwächen eines Projektes sowie Risiken von Beteiligten analysieren.

Dabei unterscheidet man neben der technischen Due Diligence, die eine maßgebliche Aufgabe des Ingenieurs ist, die Financial- und Steuer-Due Diligence, die Markt-Due Diligence, sowie die Legal- und ggf. Versicherungs-Due Diligence.

Die (technische) Due Diligence bedeutet also für den Ingenieur eine prüfende Aufgabe. Beispielhafte Aufgabenstellung der technischen Due Diligence für ein Photovoltaikprojekt [2].

1. Beurteilung der zugrunde gelegten Klimadaten (Einstrahlung, Temperatur, Luftfeuchte): Methodologie, Verwendete Stationen / Sensoren, Varianzen / Langzeitkorrelationen, Verifizierung der Ertragsprognose;
2. Technische Beurteilung der verwendeten Module insbesondere bezüglich: Qualität, Wirkungsgrad (auch hinsichtlich der vorhandenen Klimadaten), Garantiewerte, Lebensdauer;
3. Technische Beurteilung der angestrebten Modulverschaltung hinsichtlich: Verschattung, Kabelverluste, Effizienzoptimierung der Strang-/Generatorschaltung, Modul-MPP-Sortierung, Modulartgruppierungen;
4. Technische Beurteilung der geplanten internen Verschaltungsstrategie: Zentral / dezentral / semi-dezentral, Steuerungs- und Regelungseinheit(en) der Wechselrichter, Belüftung und Witterungsbeständigkeit dezentraler Wechselrichter, Beurteilung der verwendeten Strategie hinsichtlich (Ertragsoptimierung, Lebensdauer, Anpassung an gegebene klimatische Bedingungen);
5. Technische Beurteilung der sonstigen Einrichtungen: Aufständering (Ausrichtung, Fundamente, Lastberechnung), Verkabelung, Trassenführung, Zentrale(s) Wechselrichtergebäude (soweit vorhanden), Netzanschluss, Sicherheitseinrichtungen (Brand, Diebstahl, Personenschutz);
6. Prüfung des Wartungs- und Betriebsplanes: Personal, Verbrauchsmittelbedarf (Waschwasser etc.), Ersatzteilverhaltung;
7. Fabrikinspektion für Modulherstellung (Qualität, Homogenität, etc.);
8. Fabrikinspektion Wechselrichterherstellung (Qualität, Homogenität, etc.);
9. Prüfung des vorgesehenen Zeitplanes für Lieferung und Installation (auch hinsichtlich evtl. Lieferengpässe);
10. Technische Vertragsprüfung: Liefervertrag Module, sonstige Lieferverträge, GU Vertrag, Wartungsvertrag, Stromliefervertrag, Netzanschlussvertrag;
11. Technische Prüfung der Genehmigungsunterlagen;
12. Verifizierung der technischen Eingangsdaten in das Finanzmodell;
13. Erstellung eines Due-Diligence-Reports.

### Projektrisiken in der Projektfinanzierungsphase erkennen

Durch die gesamte Projektentwicklung zieht sich das Thema „Projektrisiken erkennen“ und „Handlungsempfehlungen ableiten“. Handlungsempfehlungen können z.B. Änderungen der Planung sein, zusätzliche Kommunikationsstrategien zur Verbesserung der Akzeptanz, oder der Abbruch der Projektentwicklung bei nicht überwindbaren Hindernissen für die Projektimplementierung. Ganz allgemein unterscheidet man endogene und exogene Projektrisiken. Projektendogen sind Risiken, die von der Projektgesellschaft oder den Projektbeteiligten kontrolliert werden können. Projektexogen sind Risiken, die außerhalb der Projektbeteiligten auf das Projekt einwirken.

Wichtige endogene Risiken bei erneuerbaren Energieprojekten:

A) Ressourcenrisikogefahr, dass Rohstoffvorkommen oder Ressourcen im Umfang und Qualität hinter den Planwerten zurückbleiben. Konkret können das sein:

- Bei Windprojekten: geringes Windangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Windgutachten;
- Bei Solarprojekten: geringes solares Strahlungsangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Solargutachten;
- Biomasse: geringes Biomasseangebot;
- Risikominderungsmaßnahme: Biomasse-Verfügbarkeitsstudie, höhere Preise für Biomasse einkalkulieren.

B) Technisches Risiko der angewendeten Technologie:

- Risikominderungsmaßnahmen: Verwendung standortspezifischer und bewährter Technologie (State-of-the-Art-Technologie),
- Belegung durch ausreichende Anzahl baugleicher oder ähnlicher Anlagen;
- Spezifikation einer ausreichenden technischen Qualität in der Ausschreibung
- Festschreibung im GU- oder Liefervertrag;
- Festlegung der anwendbaren Normen und Standards;
- Forderung von international anerkannten Zertifikaten;
- Auswahl geeigneter qualifizierter Ingenieurbüros beim Eigentümer (Owner's engineer), Generalunternehmer und der Banken (Lender's engineer).

C) Technisches Risiko der Fertigstellung:

- Fertigstellung mit nicht vertragsgerechter Leistung;
  - Verspätete Fertigstellung;
  - Fertigstellung zu höheren Kosten, z. B. durch Technikänderungen;
  - Nicht-Fertigstellung: die zu erwartenden Erlöse rechtfertigen nicht die Fertigstellung oder die Fertigstellung ist technisch nicht möglich.

Eine unmittelbare Auswirkung hat das Eintreten dieses Risikos auf den Cash Flow durch verringerte oder verzögerte Einnahmen sowie durch erhöhte Ausgaben. Es wird üblicherweise auf den Generalunternehmer bzw. Lieferanten, in seltenen Fällen auf die Sponsoren bzw. Eigenkapitalgeber abgewälzt.

- Risikominderungsmaßnahmen:
  - Auswahl geeigneter Anlagenlieferanten;
  - Festpreise;
  - Fertigstellungsgarantien (Anlagenlieferant, EPC-Contractor, Sponsoren);
  - Nachschussverpflichtungen für die Sponsoren.

D) Risiko finanzieller Status der beteiligten Unternehmen:

Dies gilt für Generalunternehmer, Lieferanten, Betreiber, aber auch für das Unternehmen, welches das Produkt (z.B. die elektrische Energie) abnimmt und damit über die gesamte Projektlaufzeit für alle Einnahmen des Projektes verantwortlich ist: Ist das Unternehmen finanziell in der Lage, die vertraglichen Verpflichtungen zu übernehmen? Welche Haftungen kann es eingehen? Könnten andere Unternehmen einspringen?

#### Wichtige exogene Risiken bei erneuerbaren Energieprojekten:

A) Zinsänderungsrisiken: Besonders bemerkbar bei kapitalintensiven Projekten und das sind zumeist Projekte mit erneuerbaren Energien; Vermeidung dieses Risikos durch Zinssicherungsgeschäfte in Form von so genannten Swaps, Caps oder anderen derivativen Finanzinstrumenten.

B) Inflations- und Währungsrisiko: Kostensteigerungen infolge von Preiserhöhungen und bei PPA ohne geeignete Gleitklausel: Verminderung der Einnahmen aus dem Stromverkauf.

C) Länderrisiken:

- Politische Risiken wie Regierungswechsel, Verzögerungen von Genehmigungsverfahren, Widerruf von Konzessionen, Enteignungen, Verstaatlichungen – Abhilfe durch staatliche Exportkreditversicherungen (Hermes).
- Wirtschaftliches Länderrisiko: Unfähigkeit bzw. Unwilligkeit eines Landes, seinen Kreditverpflichtungen nachzukommen oder Unternehmen die Begleichung ihrer Verpflichtungen gegenüber Gläubigern zu erlauben; fehlende Konvertierungsmöglichkeiten, zeitlich begrenzte oder dauerhafte Zahlungsverbote.

Die Handhabung dieser gesamten Risiken während der Projektentwicklungsphase erfolgt durch das Risikomanagement – unter Beachtung des Risikoteilungsprinzips.

Diese Aufgaben sind als Zyklus zu verstehen, zu dem im Einzelnen zählt:

- Definition des zulässigen Risiko-Exposure;
- Identifikation von Projektrisiken;
- Quantifizierung und Darstellung der Projektrisiken/des Risikoprofils;
- Mitigations (Minderungs)-Planung (Risikomanager unterstützt);
- Mitigations-Durchführung (Risikomanager überwacht);
- Neubewertung.

Eine der wesentlichen Aufgaben dabei ist das Messen und Steuern der Risiken. Ziel ist die Entwicklung einer Entscheidungsgrundlage für die Auswahl besonders geeigneter risikopolitischer Maßnahmen zur Reduzierung der Projektrisiken auf ein akzeptables Niveau.

Risikomanagement beinhaltet also die Minderung von negativen Risiken und Forcierung „positiver“ Risiken, d.h. Chancen. In kleineren Projekten wird diese Aufgabe von der Projektleitung und allen Teammitgliedern gemeinsam übernommen, bei großen Projekten, wie z.B. Offshore-Windparks, sind dazu separate Personalressourcen (Risikomanager) und entsprechende Kosteneinzuplanen. Die Ergebnisse des Risikomanagements werden kontinuierlich in mitlaufenden Kalkulationen und der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt.

### 5.3 Fördermöglichkeiten von erneuerbaren Energieprojekten

*Thomas Kraneis*

Bei der technischen Formulierung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien kommt schnell die Fragestellung auf, welche staatlichen Finanzierungsmöglichkeiten es neben den klassischen Finanzierungen im Rahmen einer Projektfinanzierung (siehe Kap. 5.2) gibt.

Zwischenzeitlich sind nahezu in jedem Land Finanzierungskonzepte für erneuerbare Energieprojekte vorhanden. Die Finanzierungsmöglichkeiten im nationalen Bereich sind einmal die staatliche Förderung, aber auch der Privatsektor ist zwischenzeitlich stark an der Finanzierung dieser Projekte interessiert, da sich beachtliche Gewinne (Return of Investment) erzielen lassen.

Neben den nationalen Institutionen gibt es beispielhaft folgende weltweit agierende Finanzierungsagenturen:

Oben genannte Finanzierungsinstitute haben alle Spezialprogramme für erneuerbare Energien aufgelegt. Da die Investitionskosten für erneuerbare Energien in den letzten 15 Jahren dramatisch gesunken sind, können bei der Verwendung von Darlehen hervor-

Institution	Webadresse
Weltbank	worldbank.org
International Finance Corporation, IFC	ifc.org
UN Organisationen	un.org
Caribbean Development Bank	caribank.org
African Development Bank, AFDB	afdb.org
Asian Development Bank, ADB	adb.org
OPEC Fund	ofid.org
Saudi Fund	sfd.gov.sa
Abu-Dhabi Fund	adfd.ae
Kuwait Fund	kuwait-fund.org
Europäische Investitionsbank, EIB	eib.org
Europäische Entwicklungsbanken	de.ebrd.com
Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW	kfw.de
Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft, DEG	deginvest.de
Standard Bank	standardbank.co.za
Deutsche Bank	deutsche-bank.de
Commerzbank	commerzbank.de

Tab: 5.3.1: Weltweit agierende Finanzierungsagenturen | Zusammenstellung: Thomas Kraneis

ragende Refinanzierungszeiten erreicht werden. Diese Refinanzierungen führen schon nach wenigen Jahren dazu, dass die Projekte im Bereich erneuerbare Energien profitabel werden.

Diese Entwicklung ist besonders im Bereich Photovoltaik und Windkraft zu beobachten. Bei der Photovoltaik gibt es im Verhältnis zu Kosten von vor 15 Jahren Kostenreduktionen von 90%. Auch im Windenergiebereich sind die Investitionskosten pro MW Leistung dramatisch gesunken – bedingt durch die Größe der Einzelanlagen. Stand der Technik sind auf dem Weltmarkt mittlerweile Anlagengrößen von 10 MW, die größtenteils im Offshore Bereich eingesetzt werden.

Die Profitabilität erneuerbarer Energieanlagen spiegelt sich auch in den Power Purchase Agreements (PPA) wider. So sind 2018 im arabischen Raum PPA abgeschlossen worden, die Strompreise von 3 US Cent/kWh ermöglichen. Die PPA für Windkraftanlagen in den USA und in China liegen bereits unter 5 US Cent/kWh – auch bei europäischen Offshore-Windprojekten soll diese Marke bald erreicht sein.

Voraussetzung bei jeder Finanzierungsanfrage ist eine „Bankable Feasibility Study“ oder eine gut formulierte Projektidee. Alle Geldgeber haben dabei ihre zu berücksichtigenden Standards. Nach einer ablehnenden Stellungnahme des möglichen Geldgebers, sollte zunächst der Ablehnungsgrund hinterfragt und behoben werden, um dann eine ertüchtigte Finanzierungsanfrage zu starten.

#### 5.4 Independent Power Producer Strukturen

*Fabian Kuhn*

Hinsichtlich der Entwicklung und Umsetzung von PV-Projekten werden verschiedene Ansätze verfolgt. Ein erster Ansatz war die Einspeisevergütung (FIT – Feed-in-Tariff). Diese wurde in Deutschland als einem der ersten Länder weltweit über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt. Das EEG bildet die Grundlage für eine Netzeinspeisung des gesamten Stroms, der von den am Netz befindlichen Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien, einschließlich PV, erzeugt wird. Der Strom wird mit einem festen Betrag pro Kilowattstunde vergütet, der sich nach der Größe der PV-Anlage und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme richtet.

Seit einigen Jahren werden, besonders bei Großprojekten, andere Ansätze verfolgt. Sie basieren nicht auf einer Einspeisevergütung, sondern auf der Sonneneinstrahlung sowie den tatsächlichen Stromgestehungskosten – ohne dass dabei ein FIT-Mechanismus greifen würde.

Dies sind:

- IPP-Ausschreibungsrunden;
- Freiwillige Angebote bei staatlichen Energieversorgern;
- Private Projekte.

#### IPP-Ausschreibungsrunden (IPP = Independent Power Producer / Unabhängiger Stromerzeuger)

Bei den für PV üblichen IPP-Ausschreibungen wird vom Energieversorger ein qualifizierter Entwickler für den Bau, Besitz und Betrieb (BOO – Build, Own & Operate) eines PV-Kraftwerks ausgewählt, der dem Energieversorger den erzeugten Strom (kWh) verkauft.

Die Laufzeit, der Stromtarif und alle weiteren Garantien und Bedingungen werden in einem Stromabnahmevertrag (PPA – Power Purchase Agreement) festgelegt. Die übliche Laufzeit des PPA beträgt zwischen 15 und 25 Jahren.

In einigen Fällen sind die Entwickler auch mit der Standortfindung, dem Netzanschluss, der Anfertigung von Standortstudien und der Einholung entsprechender Genehmigungen betraut (u.a. in Südafrika, Chile und Indien). In anderen Fällen werden die Standorte vom Energieversorger bereits im Voraus erschlossen und entsprechende Bodengutachten, topografische Studien und Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt (z.B. in den Vereinigten Arabischen Emiraten, Ägypten, Saudi-Arabien oder Jordanien).

### Freiwillige Angebote bei staatlichen Energieversorgern

Bei freiwilligen Angeboten erarbeitet der Entwickler das Projekt im Voraus, reicht ein Angebot ein und unterzeichnet im Fall der Annahme des Angebots einen Stromabnahmevertrag (PPA) mit dem staatlichen Energieversorger.

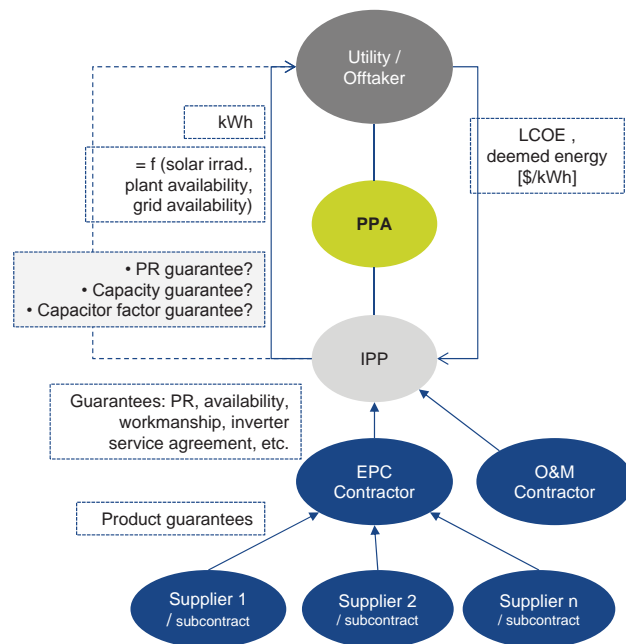


Abb. 5.4.1: Typischer Aufbau eines IPP-Programms

### Private Projekte

Bei privaten Projekten führen energieintensive Unternehmen, wie Bergbauunternehmen oder landwirtschaftliche Betriebe, in isolierten oder abgeschiedenen Gebieten eine Ausschreibung über die Installation und den Betrieb eines PV-Kraftwerks für interessierte Entwickler durch. Der IPP und das Unternehmen unterzeichnen anschließend einen PPA, das den Stromverkauf regelt. Bei Bedarf kann zur Regelung der Frequenz und Begrenzung von Lastsprüngen im lokalen Netz bei schwankender Sonneneinstrahlung auch ein Stromspeicher integriert werden. Zusätzlich kann ein Teil der erzeugten Solarenergie gespeichert und in die Abendstunden verlagert werden, wenn die Sonne nicht mehr scheint, aber weiterhin Strom benötigt wird.

### 5.5 Lokale und regionale Direktvermarktung von Solarstrom

Thomas Schubert

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat in Deutschland und andernorts zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung geführt. Immer größere Mengen des Stroms werden nicht mehr in zentralen Großkraftwerken erzeugt, sondern aus erneuerbaren Quellen über eine Vielzahl von kleineren Erzeugungsanlagen ins Netz gebracht. Damit einhergehend ergibt sich eine Vielzahl von Herausforderungen, unter anderem auch deshalb, weil direkt auf Verteilnetzebene eingespeist wird.

Bei den meisten privaten Klein- und Kleinstanlagen wird der eingespeiste Grünstrom üblicherweise gegen eine Fixvergütung nach dem EEG vergütet (sogenannte Einspeisevergütung). Der eigentlich naheliegende Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms oder der direkte Verkauf an Verbraucher in räumlicher Nähe bildet gegenwärtig noch die Ausnahme. Aufgrund der stetig sinkenden Einspeisevergütung nach dem EEG ist das Modell der Erzeugung zur Stromeinspeisung jedoch zunehmend weniger attraktiv. Zugleich sorgen die immer günstiger werdenden Preise für Erzeugungsanlagen und damit geringeren Erzeugungskosten dafür, dass die Eigenstromerzeugung bzw. Stromerzeugung für direkte Abnehmer in räumlicher Nähe aus ökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen.

Ob die Eigenversorgung bzw. direkte Belieferung von Letztverbrauchern mit aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms tatsächlich wirtschaftlich lohnend ist, hängt auch davon ab, in welchem Umfang Steuern sowie sonstige Entgelte und Abgaben auf den verbrauchten Strom vom Letztverbraucher zu entrichten sind. Allgemein setzt sich der von Letztverbrauchern zu entrichtende Strompreis aus den folgenden Komponenten zusammen:



- Kosten der Strombeschaffung / Vertrieb / Marge des Versorgers;
- EEG-Umlage;
- Netzentgelte;
- Steuern und weitere Abgaben.

In Deutschland sind die Eigenversorgung bzw. Versorgung von Stromverbrauchern in räumlicher Nähe mit verschiedenen Erleichterungen bei den grundsätzlich für den Stromverbrauch anfallenden Steuern bzw. Abgaben verbunden. Der Gesetzgeber hat diesen Ausnahmeregelungen jedoch sehr enge Voraussetzungen gesetzt. Um die Belieferung von Mietern in Wohngebäuden vom PV-Strom zu erleichtern, wurden besondere Vergütungsregelungen erlassen.

### Eigenversorgung

In Deutschland hat die Stromerzeugung für den eigenen Verbrauch eine lange Tradition, insbesondere im Bereich von größeren Industrieanlagen. Erst in jüngerer Zeit ist die Deckung des eigenen Strombedarfs durch Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien hinzugekommen.

Die Eigenversorgung wird in § 3 Nr. 19 EEG 2017 gesetzlich definiert als der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Folgende Kriterien sind demnach entscheidend:

- Erzeugung und Verbrauch in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang;
- keine Durchleitung durch ein Netz;
- Personenidentität von Erzeuger bzw. Anlagenbetreiber und Verbraucher.

Wichtigstes Merkmal der Eigenversorgung ist die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher. Um den Anlagenbetreiber zu bestimmen wird darauf abgestellt, wer das wirtschaftliche Risiko für die Anlage trägt. Es kommt nicht ausschließlich auf die Eigentumsverhältnisse an.

Für die Eigenversorgung gibt es nach dem EEG verschiedene Sonderregelungen, nach denen die EEG-Umlage, welche grundsätzlich auch durch Eigenversorger für ihren selbst erzeugten und verbrauchten Strom in voller Höhe zu zahlen ist, verringert wird oder vollständig entfällt. Ferner sind Eigenerzeuger, die einen Bestandsschutz geltend machen können, von der Zahlung der EEG-Umlage für die Eigenerzeugung aus ihren (älteren) Bestandsanlagen befreit.

Nach der aktuellen Gesetzeslage sind vier Formen der Eigenversorgung vollständig von der EEG-Umlage befreit, von denen nur eine explizit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfasst (§ 61a Nr. 1 bis 4 EEG 2017):

- Kraftwerkseigenverbrauch, d.h. der Strom wird zum Betrieb der Anlage bzw. deren Neben- und Hilfsanlagen zur Stromerzeugung verbraucht;
- Inselanlagen, d.h. die Stromerzeugungsanlage ist nicht an ein öffentliches Netz angeschlossen;
- Vollständige Eigenversorgung mit aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom, wenn für die etwaige Einspeisung ins Netz keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird; oder
- Stromerzeugung in Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10kW für bis zu 10 MWh an selbstverbrauchtem Strom pro Jahr.

Im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen kommt daher die Eigenstromversorgung vor allem für Eigenheime mit PV-Kleinanlagen sowie Großverbrauchern, welche den gesamten für den Verbrauch erforderlichen Strom aus erneuerbarer Energie erzeugen können, in Betracht.

Wird der von einem Eigenversorger erzeugte Strom in einer Anlage nach dem EEG, das heißt einer Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, oder einer hocheffizienten KWK-Anlage produziert, ohne dass die vorgenannten Fallgruppen erfüllt sind, reduziert sich die EEG-Umlage auf 40%. Für Stromspeicher gelten Sonderregelungen.

Neben der Befreiung von der EEG-Umlage können Eigenversorgungsmodelle von weiteren Vergünstigungen profitieren, insbesondere von einer Stromsteuerbefreiung, dem Wegfall von Netzentgelten, sonstigen an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen sowie der Offshore-Haftungsumlage.

### Lokale Direktvermarktung

Mit der EEG-Novelle 2014 wurde die Direktvermarktung das normale Vergütungsmodell und die Einspeisevergütung die Ausnahme. Die wesentlichen Ausnahmen ergeben sich für Bestands- und Kleinanlagen.

Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden, müssen ab einer installierten Leistung von 100 kW ihren Strom direkt vermarkten. Der Anlagenbetreiber oder ein Dritter, der den Strom direkt vermarktet, hat gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie. Mit der Marktprämie erhält er einen Zuschuss zum durch die Direktvermarktung erzielbaren Strompreis, der die im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung höheren Strom-

erzeugungskosten abdecken soll. Durch die Direktvermarktung sollen die erneuerbaren Energien aus der Finanzierung durch einen gesetzlichen Vergütungsanspruch schrittweise in ein marktwirtschaftliches Umfeld überführt werden.

Eine besondere Form der Direktvermarktung stellt die sogenannte regionale Direktvermarktung dar. Dabei wird der eingespeiste Strom nicht an der Strombörse gehandelt, sondern an Abnehmer veräußert, die sich in räumlicher Nähe zu der Anlage befinden. Im Gegensatz zur Eigenversorgung muss also keine Identität zwischen Erzeuger bzw. Anlagenbetreiber und Verbraucher gegeben sein. Jedoch ist eine räumliche Nähe erforderlich.

Gesetzgeberisch gefördert wird die regionale Direktvermarktung allein durch eine Befreiung von der Stromsteuer. Von der Steuer befreit ist (gemäß § 9 Abs. 1 StromStG) unter anderem der Strom, welcher:

- in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird;
- vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher geleistet wird;
- von Letztverbrauchern im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnommen wird.

Der räumliche Zusammenhang umfasst Entnahmestellen in einem Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit.

Allerdings gilt die Stromsteuerbefreiung bei regionaler Direktvermarktung nicht für erneuerbare Energien, die bereits nach dem EEG gefördert werden (Doppelförderungsverbot). In dem Fall muss der Netzbetreiber die Einspeisevergütung bzw. Marktprämie um die Höhe der Stromsteuer kürzen (vgl. § 53c EEG 2017).

Bei einer lokalen Direktvermarktung außerhalb des öffentlichen Netzes bestehen neben der Befreiung von der Stromsteuer, auch der Wegfall von Netzentgelten sowie sonstiger an die Netzentgelte gekoppelte Umlagen und der Offshore-Haftungsumlage. Bei der Belieferung von Stromabnehmern unter Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes fallen die volle EEG-Umlage sowie sonstigen vom Stromabnehmer zu zahlenden Umlagen an.

### Mieterstrommodell

Eine weitere Form der direkten Belieferung mit erneuerbar erzeugtem Strom stellt das sog. Mieterstrommodell dar. Mitte 2017 ist das Mieterstromgesetz in Kraft getreten, welches die Versorgung von Mietern mit lokal produziertem Strom aus PV-Anlagen besonders fördert (vgl. § 21 EEG).

Der Anlagenbetreiber erhält danach für einen Zeitraum von 20 Jahren einen Mietstromzuschlag, welcher sich nach der installierten Leistung der PV-Anlage richtet. Bei einer

installierten Leistung von 10kW beträgt dieser 3,7 Cent/kWh, bis 40 kW 3,37 Cent/kWh und bis 100 kW 2,11 Cent/kWh. Diese Werte reduzieren sich entsprechend dem Installationszeitpunkt der Anlage so wie im EEG geregelt.

Voraussetzung für die Förderfähigkeit ist grundsätzlich, dass es sich um ein oder mehrere neu installierte PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 100 kW handelt, welche auf, an oder in einem Wohngebäude errichtet sind. Damit ein Gebäude als Wohngebäude qualifiziert ist eine 40%ige Wohnnutzung erforderlich. Ferner muss die Lieferung und der Verbrauch des von der PV-Anlage erzeugten Stroms an bzw. durch die Mieter als Letztverbraucher innerhalb des Wohngebäudes oder in unmittelbarer räumlicher Nähe erfolgen, ohne dass eine Durchleitung durch das öffentliche Netz erfolgt.

Es gilt eine jährliche Ausbaugrenze von 500 MW für alle als Mieterstrommodell förderfähige Anlagen pro Jahr.

Hinsichtlich der mit den Mietern abzuschließenden Stromlieferverträge ist zu beachten, dass für den Mieter kein Abschlusszwang besteht. Vielmehr bleibt es dem Mieter unbenommen, seinen Stromanbieter frei zu wählen. Dies darf nicht durch eine Koppelung der Stromlieferung mit dem Mietvertrag umgangen werden. Maximale Vertragslaufzeit des Stromliefervertrages ist 1 Jahr mit automatischer Verlängerung um 1 Jahr. Ferner gilt eine Preisobergrenze von 90% des Grundversorgungstarifes in dem jeweiligen Netzebiet.

### Quellen Kapitel 5

- /1/ [https://en.wikipedia.org/wiki/Advanced\\_CANDU\\_reactor](https://en.wikipedia.org/wiki/Advanced_CANDU_reactor)
- /2/ IRENA, 2018: Renewable Power Generation Costs in 2017
- /3/ [https://en.wikipedia.org/wiki/Cost\\_of\\_electricity\\_by\\_source](https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source)
- /4/ Wiese, A.: Vorlesung Wirtschaftlichkeit einer regenerativen Energiebereitstellung, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft

## 6 Vergütung und Ingenieurdienstleistungen

Fabian Kuhn

Die Honorierung von unabhängigen Ingenieurberatungs- und Planungsleistungen im internationalen erneuerbaren Energienmarkt hängt vom Sponsor und dem Leistungsempfänger ab, aber auch von der Art des Projektes.

Folgende Grafik veranschaulicht die unterschiedlichen Kunden und die jeweilige Rolle des technischen Beraters. Als größter Kundenstamm können üblicherweise finanzierende Banken, Investoren, Projektentwickler sowie Energieversorgungsunternehmen angesehen werden. Typische Leistungen sind unter anderem:

- Erstellung von Machbarkeitsstudien
- Ausschreibungsunterlagen
- Technische Due Diligences zur Projektfinanzierung
- Bauüberwachung und Abnahme
- Überwachung der Betriebsphase

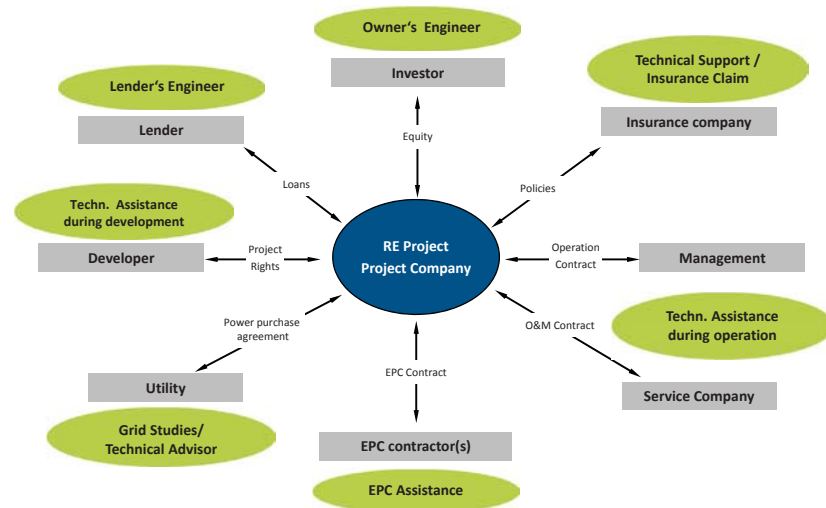


Abb. 6.1: Kunden und Beratungsleistungen technischer Berater im erneuerbaren Energiensektor | Quelle: Fichtner

Abb. 6.2 verdeutlicht die Art der Tätigkeiten des Beraters als Owner's engineer und Lender's engineer:

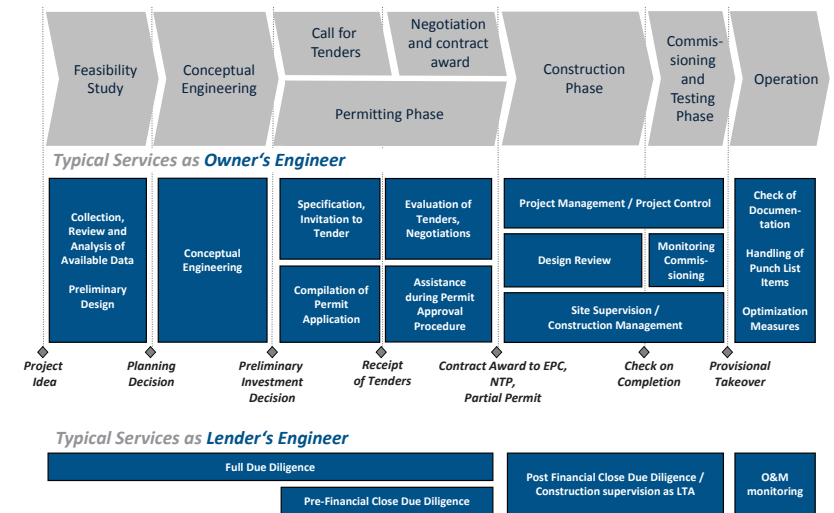


Abb. 6.2: Beraterleistungen als Owner und Lender Engineer | Quelle: Fichtner

Üblicherweise finden vier Honorierungskategorien Anwendung:

1. Pauschalpreis mit Nebenkosten
2. Pauschalpreis ohne Nebenkosten
3. Abrechnung nach Aufwand mit Obergrenze (Cap)
4. Abrechnung nach Aufwand Obergrenze (Cap)

Jeder dieser vier Honorierungsansätze hat Vor- und Nachteile.

### 1) Pauschalpreis mit Nebenkosten

Wird ein Vertrag mit Pauschalpreis abgeschlossen, der auch die Nebenkosten beinhaltet, liegen sowohl die Risiken als auch die Opportunitäten beim Berater. Eine klare Leistungsbeschreibung sowie eine Auflistung der Annahmen und Abgrenzungen, wie z.B. die Anzahl an Iterationen oder die Dauer einer Standortbegutachtung, definieren den Arbeitsumfang. Es ist das Risiko des Beraters, das Budget nicht zu aggressiv zu kalkulieren. Unvorhergesehener Mehraufwand für angebotene Arbeitspakete gehen in diesem Fall zu

seinen Lasten. Andererseits liegt in einem Pauschalpreis auch der Anreiz einer effizienten Bearbeitung des Projektes durch das Beraterteam. Werden alle Leistungen zur Zufriedenheit des Kunden schneller als geplant erbracht, kann ein Gewinn durch nicht aufgewendete aber kalkulierte Arbeitstage verbucht werden. Es liegt somit im Interesse des Beraters, das Projekt zügig abzuschließen.

Sollte der Kunde zusätzliche Leistungen anfragen, werden diese üblicherweise über Nachträge kalkuliert und abgerechnet. Sind die Nebenkosten im Pauschalpreis enthalten, wie z.B. Flug- oder Übernachtungskosten, liegt es am Berater, die tatsächlichen Kosten, z.B. für eine Reise, unter den kalkulierten Kosten zu halten.

Der Pauschalpreis setzt sich aus den Kosten für Arbeitstage und den Nebenkosten zusammen. Unter Umständen beinhaltet er noch einen Risikoaufschlag für unvorhergesehene Tätigkeiten. Gibt es Mitbewerber oder hat der Berater zum Ziel, in neuen Märkten oder Ländern Fuß zu fassen, kann das Angebot strategisch auch aggressiver, d.h. günstiger, abgegeben werden, um die Wahrscheinlichkeit einer Vergabe des Auftrages zu maximieren. Unter Umständen kann das Projekt dann nicht kostendeckend ausgeführt werden.

Rechnungen werden üblicherweise nach definierten Meilensteinen gestellt, z.B.:

- Anzahlung (20%)
- Standortbegehung (15%)
- Abgabe vorläufiger Bericht (25%)
- Abgabe Endbericht (40%)

## 2) Pauschalpreis ohne Nebenkosten

Ein Angebot dieser Kategorie unterscheidet sich zu 1) darin, dass die tatsächlichen Nebenkosten separat in Rechnung gestellt werden. Der Kunde zahlt somit keinen unnötigen Aufschlag an den Berater, wenn dieser die Nebenkosten in den Pauschalpreis konservativ einkalkuliert, da er nicht weiß, wie hoch die tatsächlichen Nebenkosten sein werden.

## 3) Abrechnung nach Aufwand mit Cap

Bei Projekten, die nach Aufwand abgerechnet werden, trägt der Berater die geleistete Zeit in Stundennachweise ein. Diese Nachweise werden z.B. monatlich gemeinsam mit der Rechnung an den Kunden geschickt. Dieses Vorgehen hat den Vorteil einer hohen Transparenz für den Kunden. Er kennt den regelmäßigen Projektstatus und die entsprechenden Kosten. In dem Angebot beschreibt der Berater die Leistung und schätzt den entsprechenden Aufwand ab. Bei Vertragsabschluss einigt man sich auf einen Maximalbetrag, der im Normalfall nicht überschritten werden darf. Diese Form der Abrechnung

ist für den Berater nicht immer attraktiv, da möglicher Gewinn einzig und allein in der Marge des verhandelten Tagessatzes steckt. Allerdings ist das Risiko auch begrenzt: kommt es nach Erreichen des Caps zu begründetem Mehraufwand, einigt man sich auf zusätzliches Budget, d.h. auf eine Erhöhung des Caps.

## 4) Abrechnung nach Aufwand ohne Cap

Aufwandsprojekte ohne Cap sind ähnlich wie 3) zu betrachten, allerdings bedarf es keiner Nachträge während der Projektlaufzeit. Aufgrund des fehlenden Deckels ist das finanzielle Risiko für den Kunden tendenziell höher. Für den Berater liegt der Reiz bei Aufwandsprojekten ohne Cap eher an einer höheren Auslastung der Mitarbeiter als an einer Gewinnmaximierung. Denn auch hier besteht der Gewinn lediglich aus der Marge im Tagessatz. Andererseits kann ein erfolgreich verhandelter Tagessatz auf Dauer auch zu einem guten Gewinn führen.

Eine passende Vertragsvorlage für unabhängige Ingenieurberatungs- und Planungsleistungen bietet das Fédération Internationale des Ingénieurs conseils (FIDIC) White Book [1], das seitens des VBI auch in deutscher Sprache veröffentlicht worden ist. Es regelt die vertraglichen Beziehungen zwischen dem Berater und dem Auftraggeber bei internationalen Projekten und wird auch von internationalen Banken wie z.B. der KfW Entwicklungsbank als Vorlage und Formulierungshilfe genutzt.

Die Bewertung der Angebote von Ingenieursdienstleistern erfolgt schwerpunktmäßig anhand der technischen Kompetenz (z.B. Lebensläufe der angebotenen Experten, Firmenreferenzen von Projekten ähnlichen Umfangs und Inhalts, Erfahrung in dem Land des Projektes). Die finanzielle Bewertung der Angebote, d.h. der Preis des Ingenieurdienstleisters, hat einen entsprechend geringeren Einfluss. Internationale Geldgeber bewerten die Angebote gewöhnlich zu 80% technisch und 20% finanziell. Es sind auch andere Variationen möglich, allerdings liegt die Bewertung des technischen Angebotes normalerweise immer über 60%.

Quellen

/1/ <https://www.whitecase.com/publications/alert/new-fidic-white-book-consultancy-services> und [https://www.vbi.de/fileadmin/redaktion/Dokumente/Infopool/Dispute\\_Adjudication/FIDIC\\_White\\_Book\\_2017\\_und\\_andere\\_Regelwerke.pdf](https://www.vbi.de/fileadmin/redaktion/Dokumente/Infopool/Dispute_Adjudication/FIDIC_White_Book_2017_und_andere_Regelwerke.pdf)

## 7 Abkürzungen

AbfRRL	Abfallrahmenrichtlinie
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
BOO	Build, Own & Operate
CDM	Clean Development Mechanism
COP	Conference of the Parties
CSP	Concentrated Solar Power
DSM	Demand Side Management
EE	Eneuerbare Energien
EEG	Eneuerbare Energien-Gesetz
EEWärmeG	Eneuerbare Energien-Wärmegegesetz
EGS	Enhanced Geothermal System
ENP	Energienutzungsplan
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F&E	Forschungs- und Entwicklung
GIS	Geographic Information System
GuD Kraftwerk	Gas- und Dampf-Kraftwerk
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HSE	Health, Safety, Environment
INDC	Intended Nationally Determined Contributions
IPP	Independent Power Producer/Unabhängige Stromerzeuger
JI	Joint Implementation
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen

KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LCOE	Levelized Costs of Electricity bzw. Energy
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
O&M	Operation and Maintenance (Betrieb und Wartung)
ONG	Oberflächennahe Geothermie
PEM	Proton-Exchange-Membrane
PEMEL	Proton-Exchange-Membrane Elektrolyse
PPA	Power Purchase Agreement
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Photovoltaik
TG	Tiefe Geothermie
TWh	Terrawattstunde
UN	United Nations
WEA	Windenergieanlagen