



Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland und Frankreich: Projektbedingungen und Kosten

27. November 2019

Juni 2020

Autorin : Marie Pouliquen, DFBEW
Kontakt: fabien.baudelet.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Liberté
Égalité
Fraternité



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhaltsverzeichnis

Disclaimer	2
Einführung	4
I. Rechtsrahmen: Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen in Deutschland und Frankreich	4
I.1 Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland – Das Beispiel Saarland	4
I.2 Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Frankreich	6
II. Kosten & Umsetzungsbedingungen für Photovoltaik-Ausschreibungen (Capex)	8
II.1 Kostenstruktur und aktuelle Entwicklungen im Rahmen der Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich	8
II.2 Aktuelle Entwicklungen in der Modultechnologie	10
II.3 Kosten und aktuelle Entwicklungen von Komponenten und Strukturen (BoS)	11
II.4 Der Netzanschluss – Herausforderungen in der Projektentwicklung	12
II.5 Die Rolle von meteorologischen Daten zur Identifizierung und Optimierung der Solar Bankability einer Anlage in der Entwicklungsphase	14
III. Kosten & Umsetzungsbedingungen für Photovoltaik-Ausschreibungen (Opex)	15
III.1 Einfluss der Flächenauswahl auf die Kosten von Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland	15
III.2 Rentabilitätsrisiko und Auswirkungen von Schulden auf die Kosten und Umsetzungsbedingungen von Photovoltaikprojekten in Deutschland und Frankreich	17
III.3 Altersbedingter Verschleiß von Photovoltaikmodulen: Wartung oder Austausch?	18
III.4 Kosten und Optionen am Lebensende von Photovoltaikanlagen	20
IV. Ausblick auf die Weiterentwicklung von Kosten und Kapazitäten	21
IV.1 Prognose und Vergleich der Photovoltaik-Stromkosten in Frankreich und Deutschland bis 2050	21
IV.2 Zubauperspektiven, Raumordnung, Konkurrenzsituation – Welche Ziele und Maßnahmen für den zukünftigen Ausbau der Photovoltaik?	23



Einführung

Dieses Dokument enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der Konferenz zum Thema „Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland und Frankreich: Projektbedingungen und Kosten“. Die vom Deutsch-französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) organisierte Veranstaltung fand am 27. November 2019 in den Räumen des französischen Ministeriums für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES) im Pariser Bezirk La Défense statt. Die Präsentationen und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können im Mitgliederbereich der DFBEW-Website heruntergeladen werden ([Link zu allen Dokumenten](#)).

In seiner Begrüßungsrede ist der Geschäftsführer des DFBEW, Sven Rösner, darauf eingegangen, dass die mittleren anzulegenden Werte bei Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen sowohl in Deutschland als auch in Frankreich zuletzt stark gefallen sind. Derzeit stagnierten sie bei etwa 50 bis 55 Euro/MWh in Deutschland bzw. 55 bis 60 Euro/MWh in Frankreich. Sonder- und gemeinsame Ausschreibungen hätten nicht zu einem Anstieg des mittleren anzulegenden Wertes geführt, was für die hohe Wettbewerbsfähigkeit der Branche spricht. Die im Rahmen des deutschen Energie- und Klimaplanes vorgesehene Aufhebung der Deckelung des Photovoltaikausbaus auf 52 GWp könnte der Branche neue Möglichkeiten eröffnen und ihre Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung des Energiemix untermauern.

Die Preisunterschiede, die beim Vergleich der deutschen und französischen PV-Ausschreibungen auffallen, lassen sich dadurch erklären, dass beide Länder signifikant unterschiedliche Vorgaben für ihre Lastenhefte aufstellen. Für Ausschreibungen in Frankreich sind die Anlagenfamilie und die CO₂-Bilanz der Module zu berücksichtigen, während die Vergabe in Deutschland nicht von Anlagenkategorien abhängt und einzig auf dem Gebotspreis basiert. Auch bei der Flächensicherung und Auslegung der Anlagen folgen die Länder unterschiedlichen Herangehensweisen. Abweichungen gibt es zudem bei der Teilnahme an Ausschreibungen und dem Ausmaß des Wettbewerbs, der in Deutschland intensiver ausgetragen wird.

I. Rechtsrahmen: Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen in Deutschland und Frankreich

Die Lastenhefte der Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen in Deutschland und Frankreich unterscheiden sich in mehreren Aspekten: bei der Auswahl der zulässigen Bauflächen, der Einbindung ergänzender Kriterien für die Auswahl der Zuschlagsempfänger (wie der CO₂-Bilanz), der Segmentierung der Projekte in verschiedene Kategorien oder auch der Deckelung der Anlagenleistung. In beiden Ländern haben Ausschreibungen dazu geführt, dass die den Zuschlagsempfängern zugewiesenen anzulegenden Werte stetig gesunken sind. Zudem wurde im Laufe der letzten Monate ein starker Zuwachs an zugewiesenen Kapazitäten verzeichnet.

I.1 Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland – Das Beispiel Saarland

Vorträge:

- **Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland – Das Beispiel Saarland**
Albert Busse, stellvertretender Leiter des Referats „Grundsatzfragen der Energie- und Klimaschutzpolitik“, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr des Saarlandes
- **Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Frankreich**
Vincent Delporte, Leiter des Referats „Erneuerbare Energien“, Französisches Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES)

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Website des DFBEW heruntergeladen werden.

Im ersten Vortrag des Tages ging Albert Busse zunächst auf die rechtlichen Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen in Deutschland ein, bevor er einige Sonderregelungen des Saarlands hervorhob. Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht je nach Anlagenkapazität verschiedene Fördermechanismen vor. Unterschieden werden:

- Anlagen ohne Marktprämie bis zu einer installierten Leistung von 100 kWp, die eine feste Einspeisevergütung erhalten, die derzeit bei unter 10 Cent/kWh liegt;
- Anlagen zwischen 100 und 750 kWp, die keiner Ausschreibungspflicht unterliegen und mit einer Marktprämie gefördert werden;
- Anlagen ab 750 kWp, die der Ausschreibungs- und Direktvermarktungspflicht unterliegen und mit einer Marktprämie gefördert werden.

Die Entwicklung der Einspeisevergütungen für Anlagen unter 100 kWp hängt vom jährlichen Zubau der Photovoltaikkapazitäten ab. Liegt dieser Zubau über 1900 MW/Jahr, sinkt die Einspeisevergütung um etwa 0,5 Prozent pro Monat. Je nach aktueller Entwicklung kann die Einspeisevergütung langsamer sinken, stagnieren oder bei Bedarf sogar steigen.

Um an Ausschreibungen teilzunehmen, müssen Projekte laut Albert Busse mehrere Voraussetzungen erfüllen. Diese werden in der folgenden Tabelle illustriert:

<p>Das Projekt muss folgenden Kriterien entsprechen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Standort in Deutschland; • Gebotsvolumen bei Freiflächenanlagen bis maximal 10 MWp; • geförderter Strom nicht zur Eigenversorgung gedacht. 	<p>Für folgende Photovoltaikanlagen dürfen Gebote eingereicht werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dachanlagen; • Freiflächenanlagen: <ul style="list-style-type: none"> ○ Anlagen auf einem 110 m breiten, an Straßen und Schienenwege angrenzenden, Streifen; ○ Anlagen auf Konversionsflächen; ○ Anlagen auf Agrarflächen in „benachteiligten Gebieten“ (im Sinne der europäischen Richtlinie 75/268/EWG), sofern das betreffende Bundesland dies genehmigt. • PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Flächen.
<p>Es finden in Deutschland drei regelmäßige Ausschreibungsrunden pro Jahr statt. Das Ausschreibungsvolumen beträgt insgesamt 450 MW. Einreichungsfristen sind der 1. Februar, der 1. Juli und der 1. Oktober. Wurde das Ausschreibungsvolumen nicht erreicht oder ist nach Ansicht der Bundesregierung eine Kapazitätserhöhung nötig, können darüber hinaus Sonderausschreibungen organisiert werden.¹ Die letzte außerordentliche Ausschreibung des Jahres 2019 fand am 2. Dezember statt; der maximale Gebotspreis wurde auf 75 Euro/MWh begrenzt.</p>	

Abbildung 1: Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland

Exkurs zu Agrarflächen

Derzeit ist es in fünf Bundesländern (Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Hessen und Rheinland-Pfalz) erlaubt, Photovoltaikanlagen auf Agrarflächen in benachteiligten Gebieten zu errichten. Die verfügbaren Flächen (in ha) werden begrenzt und es können Vorgaben für geschützte Gebiete gelten.

¹ Das Volumen der Sonderausschreibungen beläuft sich auf 1000 MWp (2019), 1400 MWp (2020) und 1600 MW (2021).

Das Saarland verfügt über landwirtschaftliche Flächen von insgesamt 87.000 ha, von denen sich 55.000 ha in benachteiligten Gebieten befinden. Um die für Ausschreibungen in Frage kommenden Gebiete klarer zu definieren, wurden ergänzende Auswahlkriterien eingeführt:

- Um eine ausreichende Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten, wurden Projekte in benachteiligten Gebieten nur ausgewählt, wenn ihre Flächen zwischen 2 und 200 ha lagen.
- Umweltschutzauflagen (Schutzgebiete wie Natur- oder Vogelschutzgebiete, schutzwürdige Landschaften/Landschaftsdenkmäler) wurden bei der Definition der Gebiete ebenfalls berücksichtigt.

So sind am Ende lediglich 8.300 ha an Agrarflächen in benachteiligten Gebieten in die Ausschreibungen eingegangen.

Die Landesregierung hat die Gesamtleistung der Projekte, die sie in den nächsten vier Jahren im Saarland in benachteiligten Gebieten zubauen will, auf 100 MW begrenzt.

Zum Schluss hat Albert Busse hervorgehoben, dass die Installation solcher Projekte davon abhängig ist, ob sie mit der Bauleitplanung der Gemeinde vereinbar ist.

1.2 Rechtsrahmen: Photovoltaik-Ausschreibungen in Frankreich

Vincent Delporte ist zunächst auf den französischen Rechtsrahmen und seine Besonderheiten (verschiedene Anlagenfamilien, Berücksichtigung der CO₂-Bilanz) eingegangen, bevor er sich mit der mehrjährigen Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) und den künftigen Herausforderungen für den Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Frankreich befasst hat.

Für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung unter 100 kWp wird die zugewiesene Einspeisevergütung per Tariferlass bestimmt. Für Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kWp werden in der Regel Ausschreibungen für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen (100 kWp bis 8 MWp), Freiflächenanlagen (500 kWp bis 30 MWp), Eigenverbrauchsanlagen (100 kWp bis 1 MWp) und innovative Photovoltaikanlagen (500 kWp bis 5 MWp) durchgeführt. Die diversen Ausschreibungen richten sich an unterschiedliche Anlagenfamilien, was sich in den Teilnahmebedingungen für die Ausschreibungen niederschlägt.

Für Freiflächenanlagen gelten der Baustandort, die gewählten Module und der von den Bietern vorgeschlagene anzulegende Wert als wichtigste Auswahlkriterien.

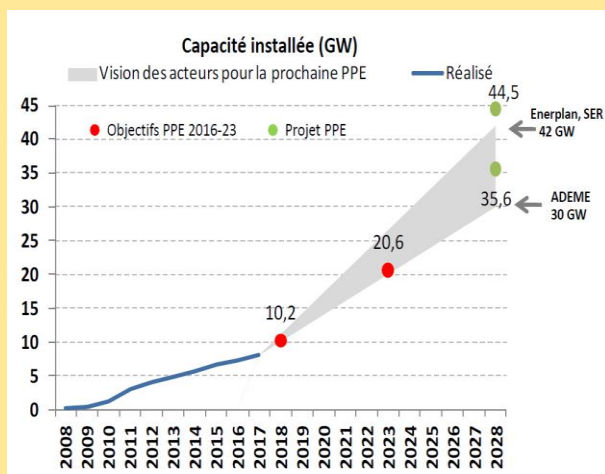
Auswahlkriterien der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in Frankreich	
Förderfähigkeit der Baufäche	Berechnung der finalen Bewertung
<p>Förderfähig sind Anlagen in folgenden Gebieten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • im Stadtgebiet, in den im Rahmen der Bauleit- (PLU) oder Flächennutzungspläne (POS) als „zone PV“ oder „zone A-PV“ ausgezeichneten Gebieten; • in Naturgebieten (ausgenommen Feuchtgebiete und Wälder); • in benachteiligten Gebieten; • auf Wasserflächen; • usw. <p>Nach derzeitigem Stand sind Agrarflächen für Ausschreibungen in Frankreich nicht zugelassen.</p>	<p>Auswahlkriterien für Ausschreibungen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zu 70 Prozent der Gebotspreis; • zu 21 Prozent die CO₂-Bilanz der PV-Module; • zu 9 Prozent die Lage: für Anlagen in benachteiligten Gebieten wird ein Bonus von 9 Punkten angerechnet. <p>Dies soll dafür sorgen, dass mehr Projekte in benachteiligten Gebieten realisiert werden, um Auswirkungen auf Naturgebiete und landwirtschaftliche Flächen zu begrenzen.</p>

Frankreich organisiert jährlich zwei Ausschreibungen; das Gebotsvolumen beläuft sich bis 2019 auf 850 MWp und steigt für den Zeitraum 2020–2023 auf 1000 MW/Jahr an.

Vincent Delporte betonte, dass Agrarflächen von Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen zwar ausgeschlossen sind, dass Agrophotovoltaikanlagen im Rahmen der Ausschreibungen für innovative Solaranlagen aber berücksichtigt werden können. Für Letztere gelten strenge Kontrollvorgaben, d. h. Projektierer werden von landwirtschaftlichen Instituten begleitet, die die Auswirkungen der Anlagen auf landwirtschaftliche Aktivitäten bewerten.

Anschließend wurde auf Entwicklungen und Trends beim Photovoltaikausbau eingegangen. Angesichts der Stagnation bei gebäudeintegrierten Anlagen würde die französische PV-Branche aktuell von großen Freiflächenanlagen getragen. Die angeschlossenen Kapazitäten steigen, mal mehr, mal weniger, sodass die im Rahmen der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen anzulegenden Werte von 190 Euro/MWh im Jahr 2013 auf etwa 50 Euro/MWh im Jahr 2016 stetig gefallen sind. Bei der letzten Ausschreibung schwankten die Preise je nach Art der Anlage zwischen 55 und 65 Euro/MWh. Die Projekte konzentrieren sich hauptsächlich auf den Süden Frankreichs. Dennoch hat der für benachteiligte Gebiete gewährte Bonus Einfluss auf die geografische Verteilung. Laut Vincent Delporte können sich dadurch etwas teurere Projekte im Norden Frankreichs etablieren, wo der Sonneneintrag geringer ist.

Exkurs: Neue mehrjährige Programmplanung für Energie (PPE)



Die neue mehrjährige Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE*) wurde zur Konsultation vorgelegt und sollte in den nächsten Wochen genehmigt werden. Sie sieht vor, die Photovoltaik bis 2023 um 20 GW und bis 2028 um 35–44 GW auszubauen. Damit bleibt Frankreich hinter der in der aktuellen PPE 2016-2023 niedergeschriebenen Zielsetzung zurück, die für 2018 einen PV-Zubau von 10 GW vorsah. Vincent Delporte betont, dass es wichtig sei, den Ausbau zu beschleunigen, da man die derzeitige Kapazität bis 2023 verdoppeln und bis 2028 vervierfachen müsse. Dies bedeutet, dass bis 2028 nahezu 30 GW PV-Leistung zuzubauen seien. Damit wird das jährliche Ausbauziel von etwas unter 1 GW auf künftig 4-5 GW/Jahr angehoben. Alles in allem müsste die Kapazität von Freiflächenanlagen bis 2028 zwischen 20,6 und 25 GW liegen.

Abbildung 2: Ausbauziel für Photovoltaik laut PPE

Capacité installée (GW)	Installierte Leistung (GW)
Vision des acteurs pour la prochaine PPE	Prognose der Akteure im Zuge der neuen PPE
Réalisé	Bislang realisiert
Objectifs PPE 2016-23	Zielsetzungen in der PPE 2016–2023
Projet PPE	PPE-Entwurf

Für das MTES bestehe die Herausforderung darin, den Ausbau der Photovoltaik mit dem Schutz des Bodens vor Denaturierung und dem Schutz der Artenvielfalt in Einklang zu bringen. Es gehe darum, den beschleunigten Zubau in die am besten geeigneten Gebiete zu verlagern, um negative Auswirkungen zu begrenzen.



II. Kosten & Umsetzungsbedingungen für Photovoltaik-Ausschreibungen (Capex)

Vorträge:

- **Kostenstruktur und aktuelle Entwicklungen im Rahmen der Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich**
Clément Le Roy, Senior Manager, Wavestone
- **Aktuelle Entwicklungen in der Modultechnologie**
Max Mittag, Teamleiter „Module Simulation“, Fraunhofer ISE
- **Kosten und aktuelle Entwicklungen von Komponenten und Strukturen (BoS)**
Franck Al Shakarchi, Leiter des Referats „Speicher und Stromsysteme“, CEA Tech
- **Der Netzanschluss – Herausforderungen in der Projektentwicklung**
Paul Hörnicke, Projektmanager, Enerparc
- **Die Rolle von meteorologischen Daten zur Identifizierung und Optimierung der Solar Bankability einer Anlage in der Entwicklungsphase**
Marion Lafuma, Business Development Manager, Reuniwatt

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Website des DFBEW heruntergeladen werden.

Im ersten Abschnitt der Konferenz, der den Investitionsausgaben (CAPEX) gewidmet war, wurden mehrere technische und wirtschaftliche Themen angesprochen. Die Vorträge befassten sich ferner mit der Kostenstruktur und Preisentwicklung für verschiedene Technologien (Solarmodule, BoS, Netzanschluss), sowie mit der Bedeutung meteorologischer Daten.

II.1 Kostenstruktur und aktuelle Entwicklungen im Rahmen der Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich

Clément Leroy hat die Kostenstruktur und aktuelle Entwicklungen im Rahmen französischer und deutscher Photovoltaik-Ausschreibungen in einer vergleichenden Analyse gegenübergestellt. Dabei hat er in seiner Einleitung daran erinnert, dass der Vergleich aufgrund struktureller Unterschiede der Ausschreibungen in beiden Ländern nicht unproblematisch sei: während die Anlagen in Frankreich nach Anlagenfamilien aufgeteilt werden, wird diese Unterscheidung in Deutschland nicht vorgenommen.

Die Untersuchung der Ausschreibungen der letzten drei Jahre (2017, 2018, 2019) erlaube aber eine erste Schlussfolgerung. So zeigt sich, dass die Kosten in Deutschland (49 Euro/MWh) zwar niedriger sind, aber nur in geringem Maße von denen in Frankreich abweichen (59,5 Euro/MWh). Nach einer deutlichen Annäherung im Jahr 2018 hat sich der Preisunterschied 2019 wieder verstärkt. Die Diskrepanz der Trends, die in beiden Ländern zu verzeichnen sind, überrascht angesichts des aktuellen Kontexts. So gehen die Erzeugungskosten überall auf der Welt drastisch und quasi ununterbrochen zurück (seit 2010 Rückgang um etwa 70–80 Prozent). In Frankreich und Deutschland ist man von den in Portugal, Kalifornien (USA) und Brasilien beobachteten Preisen, wo die Marke von 15 Euro/MWh inzwischen gefallen ist, jedoch ziemlich weit entfernt.

Die CAPEX für Photovoltaikprojekte setzen sich weitestgehend aus den Kosten für die Module, die Anlageninstallation, die Wechselrichter, die Infrastruktur und den Netzanschluss zusammen. Bei den Betriebskosten (OPEX) gibt es weniger Posten: Allein 50 Prozent der OPEX entfallen auf Wartungsausgaben.

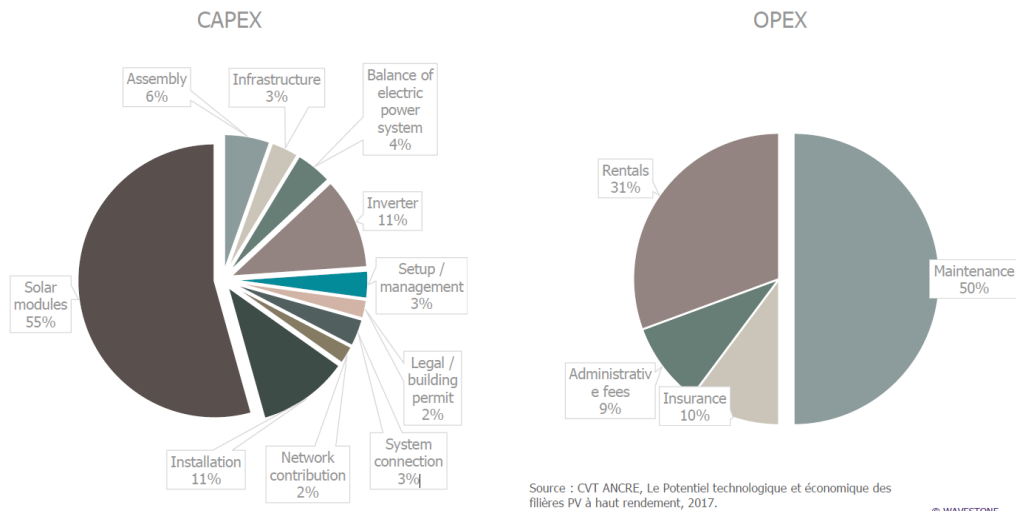


Abbildung 3: Verteilung und Anteile der CAPEX und OPEX für Photovoltaikanlagen
Quelle: Präsentation von Clément Leroy

Der Redner ging anschließend auf die unterschiedlichen Kostenentwicklungen in Frankreich und Deutschland für die Jahre 2010-2011, 2017 und 2020 ein. In Frankreich dürften die CAPEX im Jahre 2020 zwischen 700-900 Euro/kWp betragen. Das entspricht einem Rückgang von 80 Prozent seit 2010, als sie noch bei 4000 Euro/kWp lagen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass Frankreich eine eigene Modulbranche aufgebaut hat, die Skaleneffekte erreicht. Bei den OPEX ist der Rückgang im gleichen Zeitraum geringer; er liegt bei 10 bis 30 Prozent. In Deutschland lässt sich genau die entgegengesetzte Entwicklung beobachten. Hier sind die CAPEX weniger stark gefallen: von 1000 Euro/kW im Jahr 2013 auf 600 Euro/kW im Jahr 2018. Dies entspricht einem Rückgang um 40 Prozent. Die OPEX sind im gleichen Zeitraum um 40–60 Prozent gefallen.

Wie lassen sich diese Kostenunterschiede bei den Ausschreibungen erklären? Die systembezogenen Kosten, wie sie beispielsweise für die Module anfallen, sind hoch und scheinen die höhere Wettbewerbsfähigkeit der Preise in Deutschland nicht erklären zu können. Die Mehrkosten in Frankreich werden vor allem durch die Berücksichtigung der CO₂-Bilanz der Module und den Netzanschluss verursacht. Im Rahmen des französischen Regionalplans zur Netz-anbindung erneuerbarer Energien (*Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables*, S3REnR) müssen Projektierer einen Anteil der Anschlusskosten übernehmen, während diese in Deutschland im Rahmen der Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden. Auch Steuern und Abgaben erhöhen die Preise in Frankreich. Für französische Anlagen müssen die Körperschaftssteuer und die Pauschalsteuer für die an das Stromnetz angeschlossenen Unternehmen (IFER), sowie die Gewerbesteuer und die Steuer auf bebaute Grundstücke abgeführt werden. In Deutschland sind hingegen nur die Gewerbe- und Grundsteuer fällig. Würde die Pauschalbesteuerung IFER in Deutschland eingeführt, so würde dies zu einer Preissteigerung um 15 Prozent führen. Deutschland profitiert zudem vom stark ausgeprägten Wettbewerb, da die Ausschreibungsvolumen niedriger sind als in Frankreich und es so weniger Zuschlagsempfänger gibt (lediglich 21 Prozent der eingereichten Projekte erhalten den Zuschlag, gegenüber 43 Prozent in Frankreich).

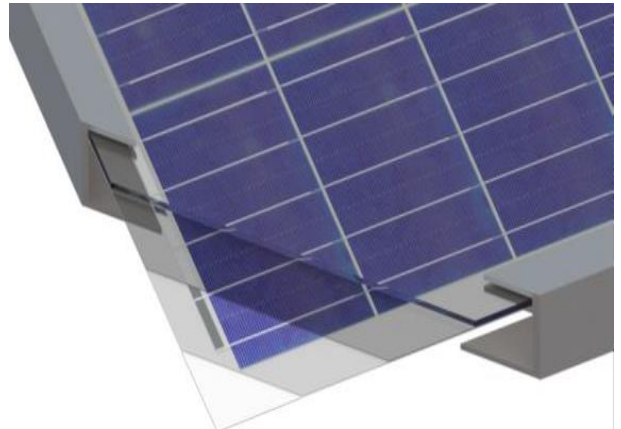
II.2 Aktuelle Entwicklungen in der Modultechnologie

Max Mittag ist in seinem Vortrag auf den ersten Kostenpunkt der CAPEX, die Module, eingegangen und hat Innovationen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht betrachtet. Dabei hat er zunächst einen Vergleich zwischen der Computerbranche und der Solarmodulbranche angestellt. Beide Industrien hätten sich über technologische Fortschritte von einem Nischen- zu einem Massenmarkt entwickelt. Laut Max Mittag befindet sich die Photovoltaik derzeit in einer Standardisierungsphase, da sich für sie stetig neue Anwendungsbereiche erschließen (urbane PV, Agrophotovoltaik, schwimmende PV).

Die Kosten sind heute der wichtigste Gesichtspunkt und neue Technologien und Innovationen müssen sich diesem Druck beugen. Dadurch entstehen zwei Arten von Innovationen: jene, mit denen sich die PV-Kosten verringern lassen (günstigere Materialien, einfachere Systemintegration), sowie jene, die den Wirkungsgrad der Module (eine höhere Stromerzeugung führt zu einer Verringerung des kWh-Preises) erhöhen. Dies gelingt über die Verringerung von Energieverlusten, die Verteilung von Wärme und ein besseres Management des Sonneneintrags. Um die Vorteile und Kosten einer neuen Technologie bewerten zu können, müsse ein System einer ganzheitlichen Bewertung unterzogen werden, d. h., dass die gesamte Lieferkette, sowie der Kontext des Moduleinsatzes, berücksichtigt werden müssen. Es reiche nicht aus, nur einzelne Teilkomponenten zu betrachten und den Rest außer Acht zu lassen.

Max Mittag ging anschließend auf neue Modultechnologien ein, mit denen sich die Herausforderungen der Kostenverringerung und Wirkungsgradverbesserung bewältigen lassen:

- *Halbzellenmodule*: Mit Halbzellen lassen sich Verluste verringern und ein höherer Wirkungsgrad (+2/3 Prozent) erzielen. Es fallen zwar höhere Modulkosten an (15 ct zusätzlich pro Modul), diese werden jedoch durch den höheren Wirkungsgrad aufgefangen, was am Ende zu geringeren Stromgestehungskosten führt. Welche Ergebnisse erzielt werden, hängt jedoch davon ab, wo die Module installiert sind. So hängt die Leistung einer Solarzelle stark von der Einstrahlung ab. In Abhängigkeit davon steigen auch die erzeugte Strommenge sowie die zugehörigen Verluste. Dabei muss man im Blick behalten, dass Laborbedingungen nicht mit der Realität identisch sind.



- *Glas-Glas-Module und bifaciale Module*: Glas ist ein relativ leichtes und robustes Material, das mehr Licht durchlässt. Zudem ist es ein guter thermischer Isolator. normalerweise heizen sich Module unter der Sonneneinstrahlung auf, was dem Wirkungsgrad schadet. Um diesen Effekt zu reduzieren, bieten sich bifaciale Module (d. h. Module mit Solarzellen auf beiden Seiten) an, um eine höhere Stromerzeugung zu erreichen (siehe Schema unten).

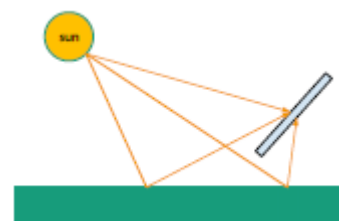
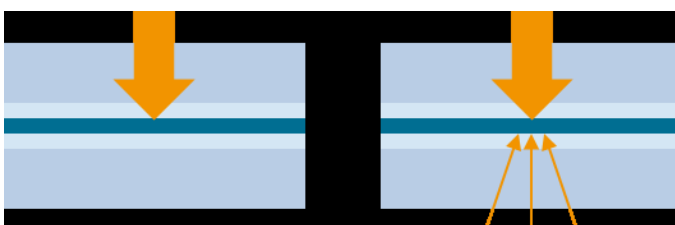


Abbildung 4: Bifaciale PV-Module mit einer Glas-Glas-Schicht
Quelle: Präsentation von Max Mittag



Zusammenfassend lässt sich sagen: lediglich mit einem ganzheitlichen Ansatz lässt sich bewerten, welches Modul sich für einen bestimmten Standort am besten eignet. Dies lässt sich für Europa immer schwerer bestimmen, da sich ein immer größerer Teil der Wertschöpfungskette in Asien befindet. Schließlich ist Herr Mittag noch auf die Entwicklung größerer Photovoltaikzellen in Asien eingegangen. Mit diesen ließe sich zwar eine größere Stromerzeugung sicherstellen, jedoch seien die Auswirkungen dieser Module auf die Logistikkosten nicht zu vernachlässigen.

Die PV-Industrie ist von starkem Wettbewerb und hohen Kostenreduktionen gekennzeichnet, die sich durch die Entwicklung neuer Technologien ergeben. Kleine Verbesserungen im Bereich Forschung und Entwicklung können große wirtschaftliche Auswirkungen für einen Markt haben, der sich so expansiv entwickelt wie der PV-Markt.

Im Anschluss an die Vorträge konnten Zuschauer Fragen stellen. Dabei wurde Herr Mittag insbesondere zur Sachdienlichkeit der CO₂-Komponente bei französischen Ausschreibungen befragt. Er bestätigte den Erfolg dieses Vorgehens, der Stromerzeugern den Einstieg in den französischen Markt ermöglicht hat. Einige Effekte könnten sich über eine CO₂-Bepreisung vermeiden lassen (z. B. wird Glas aus Indien importiert, obwohl es ein Low-Tech-Produkt ist). Bezüglich der bifacialen Module sagte Max Mittag, dass die Industrie der Forschung seit langem voraus sei. Clément Le Roy wurde zu den Kosten der Module in Deutschland und Frankreich befragt. Er hat festgehalten, dass sich diesbezüglich keine klare Tendenz abzeichnet, dass man aber davon ausgehen kann, dass französische Module aufgrund der CO₂-Komponente teurer sind. Er ist ferner darauf eingegangen, dass der Anteil von Steuern an den Kosten gesunken ist und dass die mit dem französischen Finanzgesetz (*Loi des finances*) aus dem Jahre 2020 angestrebte Verringerung (Halbierung) der IFR diesen auf das Niveau der Wasserkraft gebracht hat.

II.3 Kosten und aktuelle Entwicklungen von Komponenten und Strukturen (BoS)

Franck Al Shakarchi hat in seinem Vortrag die verschiedenen Komponenten der Systembilanz (*Balance of System*, BoS) vorgestellt. Diese umfasst alle Elemente einer Photovoltaikanlage, mit Ausnahme der Module. Es werden die Struktur der Anlage, Solar-Tracker, Wechselrichter, Kabel und Netzanschluss berücksichtigt. Spricht man von BoS-Kosten, müssen neben diesen Komponenten auch ihre Installation und Montage berücksichtigt werden.

Der Redner ist auf die CAPEX-Entwicklungen in Frankreich, Deutschland und den USA und die für die verschiedenen BoS-Elemente entstehenden Kosten eingegangen. So fallen in Frankreich für eine im Jahr 2020 in Betrieb genommene Anlage zwischen 700 Euro/kWp für eine 30-MW-Anlage und 1000 Euro/kWp für eine 5-MWp-Anlage an, wobei sich die CAPEX auf ca. 20 Prozent belaufen. Die CAPEX sind seit 2017–2018 um 30 Prozent gefallen. Es wird davon ausgegangen, dass die CAPEX in Deutschland insgesamt unter 10 Prozent liegen, jedoch liegen dem Redner hierzu zu wenige Daten vor. Die CAPEX in den USA ähneln denen in Deutschland, wobei in den USA mehr Daten zu deren Struktur vorhanden sind. Herr Al Shakarchi hat über das Beispiel der USA einen französisch-deutschen Vergleich angestellt. Was die BoS im engeren Sinne angeht, muss man mit 70 - 90 Euro/kWp für einen Wechselrichter rechnen (in den USA sind die Kosten um 30 Prozent geringer, aber Frankreich sollte dieses Niveau auch in einigen Jahren erreichen). Für elektrische Bauteile (Verkabelung, Transformatoren usw.) liegt der Betrag je nach Größe der Installation (ähnlich wie in den USA) zwischen 80 und 220 Euro/kWp. Für die Struktur fallen zwischen 110 und 180 Euro/kWp und damit 20–30 Prozent höhere Kosten als in den USA an.

Wie lassen sich diese Unterschiede und die kommenden Entwicklungen erklären? Für die Strukturen gibt es keine eindeutige Erklärung: Liegt es an einer stärkeren industriellen Dynamik? An einer größeren lokalen Stromerzeugung? Der seit 2017–2018 für Wechselrichter beobachtete Preisrückgang um 40 Prozent lässt sich den starken technologischen Fortschritten bei elektrischen Komponenten zuschreiben: Transistoren mit neuen leistungstärkeren Materialien, höhere Schaltgeschwindigkeiten, kompaktere Bauformen, leichtere Installation. Diese Kostenverringerung ergibt sich aus der Entwicklung von String-Wechselrichtern (statt Zentralwechselrichtern), die bald 40 Prozent des Marktes ausmachen könnten. String-Wechselrichter lassen sich leichter installieren, sind aber mit anderen Schwierigkeiten konfrontiert (Kontinuität der Stromerzeugung, dezentrale Systemdienstleistungen und Koordination, usw.).

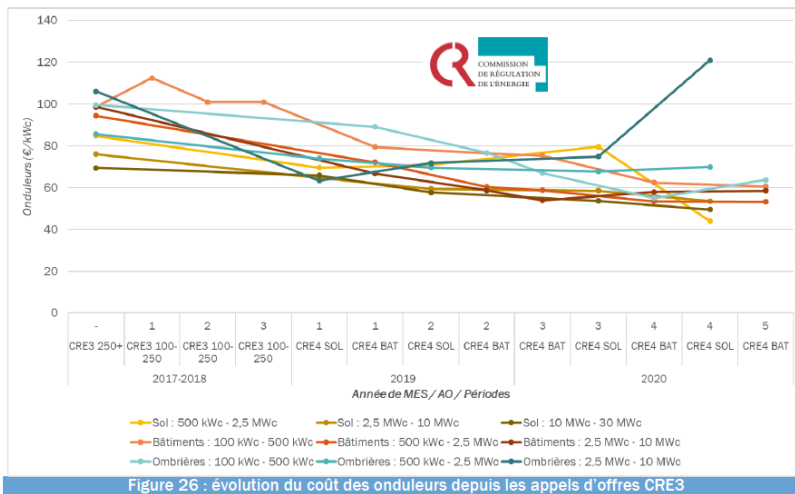


Figure 26 : évolution du coût des onduleurs depuis les appels d'offres CRE3

300 Euro/kWh sinken und bis 2030 sogar auf 100–150 Euro/kWh. Bei einer solchen Entwicklung wäre es möglich, diese Systeme auch für Offshore-Anlagen einzusetzen.

II.4 Der Netzanschluss – Herausforderungen in der Projektentwicklung

Paul Hörnicke hat die Netzanschlussbedingungen für Photovoltaik-Anlagen in Frankreich und Deutschland miteinander verglichen. Der Anschluss an das Verteilnetz sei für die Installation wesentlich und müsse geplant werden, sobald die Baufläche gesichert ist. Projektierer können hier zwischen zwei verschiedenen Herangehensweisen wählen: Entweder schauen sie sich das vorhandene Netz an und planen auf dieser Basis eine Anlage, oder sie kümmern sich erst um die Baufläche und suchen anschließend nach einer Netzanschlussoption (meistgenutztes Verfahren).

Der Experte von Enerparc ist anschließend im Detail auf den Anschlussprozess eingegangen: Nachdem das Einverständnis des Grundstückseigentümers eingeholt wurde, müssen zunächst Voranalysen zum Anschluss durchgeführt werden, d. h. es wird unter Berücksichtigung potenzieller Hindernisse (Querung von Straßen oder Schienenwegen, Bodentyp usw.) eine Kostenabschätzung erstellt. Unter der Annahme, dass man höchstens 1 km/MWp benötigt, liegen die Kosten für die Netzanschlussleitung zwischen 50 und 80 Euro/kWp. Diese Kosten decken sich auch mit einer Analyse der französischen Regulierungsbehörde für Energie (CRE). Die Kosten für den Netzanschlusspunkt betragen schätzungsweise zwischen 60.000–100.000 Euro. Hinzu kommen 25–40 Euro/kWp für ein Umspannwerk. Diese Anschlusskosten mit Trasse und Übergabe an das Netz betragen im Schnitt zwischen 70 und 110 Euro/kWp.

Nach der Voranalyse und der Sicherung des Baugrundstücks ist ein offizieller Netzanschlussantrag zu stellen. Es empfiehlt sich, dabei im Kopf zu behalten, dass das Stromnetz für Projektierer wie eine Blackbox ist: man weiß nicht mit Sicherheit, welche Kapazität im Netz verfügbar ist. In Deutschland ist die Situation umso komplexer, als es 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) gibt und der Netzanschluss für kleine Betreiber zu einem komplizierten Unterfangen werden kann. Dies gilt umso mehr, als das Verfahren zur Beantragung eines Netzanschlusses je nach Region und VNB unterschiedlich ist. Zudem wird hier eine Vorabentwicklung vorgenommen, bevor bekannt ist, ob die Kapazität im Netz verfügbar ist (anders als beim S3REnR in Frankreich).

Paul Hörnicke hat anschließend die Netzanschlussbedingungen in Deutschland und Frankreich miteinander verglichen. In Frankreich stellt ENEDIS dem Projektierer 5000 Euro netto für den Antrag in Rechnung, während er in

Onduleurs (€/kWc)	Wechselrichter (Euro/kWp)
Année de MES/AO/Périodes	Jahr der Inbetriebnahme/Ausschreibung/Zeiträume
Sol: 500 kWc – 2,5 MWc	Freiflächenanlagen: 500 kWp–2,5 MWp
Bâtiments: 100 kWc – 500 kWc	Gebäudeintegrierte Anlagen: 100–500 kWp
Ombrières: 100 kWc – 500 kWc	Carport-Anlagen: 100–500 kWp

Abbildung 5: Kostenentwicklung für Wechselrichter
Quelle: Französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE)

Am Ende seines Vortrags betonte Franck Al Shakarchi noch einmal die Bedeutung, die zusätzlichen Komponenten wie Speichersystemen, künftig zukommen wird: Die CAPEX könnten so bis auf

Deutschland gratis ist. Die Antragsbearbeitung dauert in Frankreich zwölf Wochen, in Deutschland acht. Der Rechtsrahmen in Frankreich, der von ENEDIS festgelegt wird, bevorzugt den Anschluss an Umspannwerke, während der Rechtsrahmen in Deutschland durch das EEG vorgegeben ist, das bestimmte Privilegien einräumt. Dabei darf nicht vergessen werden, dass ein Netzanschlussantrag keiner Reservierung eines Netzverknüpfungspunkts gleichkommt. In Deutschland kann der Antrag während der Projektentwicklung gestellt werden, wenn man nachweisen kann, dass man eine Ausschreibung gewonnen hat oder dass der Bau bereits in der Planung ist, bzw. spätestens, nachdem die Baugenehmigung erteilt wurde. Die Reservierung gilt für einen Zeitraum zwischen sechs Monaten und einem Jahr. In Frankreich ist die Situation ein wenig anders: Die Reservierung gilt nur für drei Monate nach dem Erstantrag, d. h. sie kann erst am Ende des Projekts, wenn die Baugenehmigung bereits erteilt ist, beantragt werden. Dies kann unter Umständen Probleme für den Projektierer mit sich bringen.

Wenn alles wie geplant verläuft, weist der VNB einen Netzverknüpfungspunkt zu. Erweist sich die Entfernung als zu groß, stehen dem Projektierer verschiedene Lösungen offen: die Reduzierung des Projektumfangs, um einen geografisch näher gelegenen Anschlusspunkt zugewiesen zu bekommen, das Hinzufügen eines Speichers zum Glätten von Einspeiselasten (derzeit noch nicht rentabel), das Teilen eines Umspannwerks mit mehreren PV- oder Windenergieanlagenbetreibern oder auch der Bau eines eigenen Umspannwerks. Auf die letzten beiden Optionen soll hier näher eingegangen werden:

- 1) Sein eigenes Umspannwerk zu haben, hat mehrere Vor- und Nachteile. Eine Hochspannungseinspeisung (110 bis 220 kV) wird vorausgesetzt. Der Projektierer ist in diesem Fall in den Ausschreibungen ein wenig beschränkt, was die maximale Größe der Photovoltaikanlage angeht (ein Umspannwerk muss unbedingt an eine Anlage mit mehr als 30 MW in Frankreich bzw. mehr als 10 MW in Deutschland angeschlossen werden). Es ist jedoch möglich, die Kapazitätslimitierung durch die Bildung von Clustern zu übersteigen (Beispiel: Zusammenschaltung von fünf PV-Anlagen im bayrischen Hohenfels oder ein Kraftwerk auf einem alten Flughafen der NATO mit einer installierten Leistung von 150 MW). Diese Lösung bringt mehrere Herausforderungen mit sich: Erfahrungen und Kenntnisse müssen ausgebaut werden, um die weiterhin hohen Zusatzkosten zu senken. Die Rentabilität dieser Maßnahme ist für jeden einzelnen Kostenpunkt zu bewerten (insbesondere in Abhängigkeit von den Preisen für die Verkabelung, von der Kapazität des Umspannwerks usw.). Eigene Umspannwerke versprechen ein großes Potenzial für künftige Projekte des Typs „Corporate-PPA“.
- 2) Auch eine geteilte Infrastruktur für PV- und Windenergieanlagen bietet eine interessante Option. Die beiden Energiequellen haben sich ergänzende Erzeugungsprofile und können nebeneinander gebaut werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die eingespeiste Leistung begrenzt werden kann (mindestens eine der beiden Anlagen muss die Möglichkeit der Lastregelung bieten), was eine gute Koordinierung zwischen den Betreibern der verschiedenen PV-/Windparks voraussetzt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass im Rahmen eines Projekts zunächst die Fläche gesichert werden sollte, bevor man sich um den Netzanschluss kümmert. Der Abstand zum Netzanschlusspunkt ist für das wirtschaftliche Gleichgewicht des Projekts entscheidend. Die Bedingungen für die Beantragung des Netzanschlusses und die Kapazitätsreservierung sowie die dafür anfallenden Kosten unterscheiden sich in Frankreich und Deutschland. Es gibt Lösungen für Anlagen, die sich nicht beim VNB anschließen lassen (eigenes oder geteiltes Umspannwerk).

II.5 Die Rolle von meteorologischen Daten zur Identifizierung und Optimierung der Solar Bankability einer Anlage in der Entwicklungsphase

Marion Lafuma ist in ihrem Vortrag auf die Bedeutung meteorologischer Daten bei der Bewertung und Maximierung der Rentabilität einer Photovoltaikanlage eingegangen. Sie hat zunächst daran erinnert, wie wichtig zuverlässige meteorologische Einschätzungen sind, da das Geschäftsmodell einer Anlage auf eben diesen Daten beruht und damit mögliche Gewinne und Risiken bestimmt werden können.

Es könnten jedoch verschiedene Probleme bei der Schätzung der Sonneneinstrahlung auftreten. Die zwei häufigsten Fehlerquellen sind Unsicherheiten bei der Messung und interannuelle Schwankungen (atypische Daten, ein Jahr mit leichten Abweichungen). Hinzu kommen Messungen, die über wenig repräsentative Zeiträume angestellt werden (zu kurzer Zeitraum, der beispielsweise nicht alle Jahreszeiten abdeckt), und schließlich die räumliche Verteilung als zwei nachrangige Fehlerquellen. In ihrem Vortrag thematisierte die Rednerin hauptsächlich Unsicherheiten bei Messungen. Frau Lafuma hat auch aufgezeigt, welche Kostenauswirkungen sich ergeben, wenn die meteorologischen Prognosen um 1 bzw. um 10 Prozent von den tatsächlichen Gegebenheiten abweichen, gerechnet auf ein Jahr und auf die Lebensdauer einer Anlage. So könnten beispielsweise bei einer zu geringen Schätzung für eine 50-MW-Anlage über 25 Jahre Zusatzkosten in Höhe von 10 Millionen Euro entstehen.

Wetterdaten spielen über die gesamte Lebensdauer der Solarmodule eine wichtige Rolle, erweisen sich aber vor allem in der Planungsphase als entscheidend. Während der Phase der Flächensicherung lassen sich mithilfe von Einstrahlungskarten, die auf Basis mehrjähriger Datenreihen erstellt werden, die Orte mit dem größten Solarpotenzial identifizieren. Ist ein solcher Standort gefunden, sind detailliertere, tiefgehende Studien sowie eine Messkampagne durchzuführen, um lokale Daten zusammenzustellen. Mithilfe dieser Daten zum Einstrahlungspotenzial (insbesondere Simulationen zur Stromerzeugung) können Investoren die Rentabilität eines Vorhabens bewerten. Die Messungen erlauben es, sicherzugehen, dass die Prognosen mit der Realität übereinstimmen.

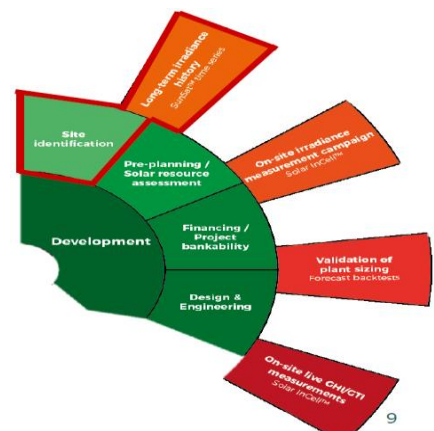


Abbildung 6: Meteorologische Daten und Entwicklung von PV-Projekten

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um diese Messungen der Sonneneinstrahlung vorzunehmen: über Satellitendaten oder über Vor-Ort-Messungen, wobei jede ihre eigenen Vor- und Nachteile hat. Lokale Messungen bieten eine herausragende zeitliche und räumliche Granularität (eine Information alle 30 Sekunden mit einer räumlichen Auflösung von 10 m). Jedoch ist das Messinstrument häufig zu warten. Außerdem ist darauf zu achten, dass dieses gut geeicht ist, was einen Eingriff mindestens einmal jährlich nötig macht. Satelliten bieten hingegen alle 15 Minuten ein neues Bild mit einer Auflösung von 1 km² und einer weltweiten Abdeckung, was für einen Vorentwurf wichtig ist, wenn man sich für einen bestimmten Standort interessiert. Satelliten werden von Raumfahrtbehörden verwaltet und benötigen daher keine Wartung oder Eichung. Die beiden Informationsquellen stellen sich ergänzende Daten bereit, daher ist ihre Kombination sinnvoll. Vergleicht man die über Satelliten und Vor-Ort-Messungen zusammengetragenen Informationen über den Zeitraum von einem Jahr oder einem Monat, liegen die Daten sehr eng beieinander. Der Satellit erscheint als die praktischere Methode. Für Tages- oder Wochendaten scheinen hingegen Messungen am Boden sachdienlicher zu sein.

Eine andere Frage stellt sich hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels auf diese Prognosen und die PV-Branche in Europa. Auch wenn man von Klimaprojektionen spricht, kann man das Klima doch nicht wirklich vorher sagen. Eine Veröffentlichung der französischen Fachzeitschrift „Nature“ bietet dennoch eine zuverlässige Grundlage auf Basis der sogenannten repräsentativen Konzentrationspfade RCP4.5 und RCP8.5. So kann man einschätzen, wie



sich die PV-Kapazität in Europa entwickelt. Nach beiden Szenarien ist ein leichter Rückgang um -3 bis -6 Prozent zu erwarten, was die PV-Produktion in Europa nicht gefährden sollte. Einerseits wäre der Himmel aufgrund der größeren aerosolbedingten Luftverschmutzung weniger klar; andererseits sind weniger Wolken zu erwarten. Die wahre Bedrohung ergäbe sich eher aus Ereignissen wie Naturkatastrophen, großen Migrationsbewegungen, etc.

Bei der anschließenden Fragerunde, an der die drei letztgenannten Redner teilnahmen, ging es vorrangig um die Frage, wie sich Stromnetze über die Verringerung der Kapazität der Wechselrichter (70 statt 100 Prozent) optimieren lassen. Paul Hörnicke antwortete, dass das, was für einen Projektierer ungünstig sein könnte, für einen Netzbetreiber möglicherweise von Vorteil ist. Dieser könne die erzeugte Kapazität bei einer Lastspitze bereits jetzt kontrollieren. Die verbleibende Frage dürfte daher eher lauten: wie weit will man die Netzoptimierung noch vorantreiben?

III. Kosten & Umsetzungsbedingungen für Photovoltaik-Ausschreibungen (Opex)

Im zweiten Teil der Konferenz wurden die Betriebsausgaben (OPEX) sowie die Fragen, wie das Baugrundstück die Kosten einer Photovoltaikanlage langfristig beeinflusst und welchen finanziellen Risiken ein Projekt im Laufe seines Lebens ausgesetzt ist, behandelt. Darüber hinaus sind die Redner am Nachmittag vor dem Hintergrund eines kreislaufwirtschaftlichen Konzepts auf die Frage eingegangen, wie sich die Ausstattung von PV-Anlagen in Deutschland und Frankreich ersetzen bzw. recyceln lässt.

Vorträge:

- **Einfluss der Flächenauswahl auf PV-Projekte in Deutschland**
Tobias Kelm, Projektleiter, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- **Rentabilitätsrisiko und Auswirkungen von Schulden auf die Kosten und Umsetzungsbedingungen von Photovoltaikprojekten in Deutschland und Frankreich**
Nicolas Gourvitch, Associé, Green Giraffe
- **Altersbedingter Verschleiß von Photovoltaikmodulen: Wartung oder Austausch?**
Vidipt Countcham, Projektmanager Photovoltaik, DNV GL – Energy
- **End-of-Life-Optionen für PV-Anlagen: Lösungen und potenzielle Kosten**
Vianney de Lavernée, Vorstandsmitglied, PV Cycle, Frankreich

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der Website des DFBEW heruntergeladen werden.

III.1 Einfluss der Flächenauswahl auf die Kosten von Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland

Tobias Kelm hat in seinem Vortrag zunächst einen kurzen allgemeinen Abriss über Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland gegeben: sie sind obligatorisch für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 750 kW und sehen ein Ausschreibungsvolumen von 6000 MW pro Jahr vor (mit 2000 MW Sonderausschreibungen zwischen 2019 und 2021). Einziges Zuschlagskriterium ist der Preis (Gebotspreisverfahren „Pay-as-bid“). Bezuschlagte Projekte müssen binnen 24 Monaten realisiert werden; ansonsten wird eine Pönale fällig.

Gemäß dem EEG sind nur bestimmte Gebiete zulässig: Seitenrandstreifen (Breite: 110 m) entlang Autobahnen und Schienenwegen, Konversionsflächen, sonstige bauliche Anlagen (Deponien, Kiesgruben, Tagebauten usw.) sowie

Acker-/Grünland in benachteiligten Gebieten, sofern dies in der Bauleitplanung der jeweiligen Bundesländer vorgesehen ist. Förderfähig sind Anlagen nur bis zu einer installierten Leistung von 10 MW; ausgenommen hiervon sind Projekte auf sonstigen baulichen Anlagen. Laut Herrn Kelm gibt es de facto nur wenig Möglichkeiten zur Förderung von Aufdachanlagen.

Tobias Kelm ist danach detaillierter auf das Beispiel Acker-/Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten eingegangen. Bei solchen Gebieten handelt es sich laut europäischem Agrarrecht um Flächen, die aufgrund natürlicher Bedingungen besonders schwer zu bewirtschaften sind. Aktuell haben fünf Bundesländer Verordnungen zur Errichtung von Photovoltaikanlagen auf solchen Flächen erlassen. Dabei handelt es sich um Bayern (70 Anlagen pro Jahr), Baden-Württemberg (100 MW pro Jahr), Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland (lediglich Bayern und Hessen schließen Gebiete, die den „Natura 2000“-Vorgaben entsprechen, formal aus).

Auf Grundlage der seit 2015 organisierten Ausschreibungen ist erkennbar, dass sich die geförderten Anlagen in bestimmten Gebieten konzentrieren: Zunächst wurden weitestgehend Konversionsflächen genutzt, doch deren Anteil ist seit 2017 zurückgegangen. Im April 2016, Juni 2017, Juni 2018 und schließlich im Februar 2019 (nahezu 100 Prozent) wurde eine Mehrheit der Projekte in benachteiligten Gebieten realisiert. Es sind einige regionale Sonderregelungen zu beachten: während die Anlagen in Bayern hauptsächlich in benachteiligten Gebieten stehen, dominieren in Brandenburg und den weiteren neuen Bundesländern Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen. Diese Verteilung zeigt auch, welche Flächen in den verschiedenen Regionen zur Verfügung stehen.

Eine wichtige Schlussfolgerung des Vortrags lautet, dass auf Basis der Ergebnisse der letzten Ausschreibungen keine systematischen Vor- oder Nachteile einer Flächenkategorie hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit erkennbar sind. Es ist lediglich festzustellen, dass die für das Jahr 2018 gewährten Gebote leicht angestiegen sind, vor allem zu Beginn der Sonderausschreibungen.

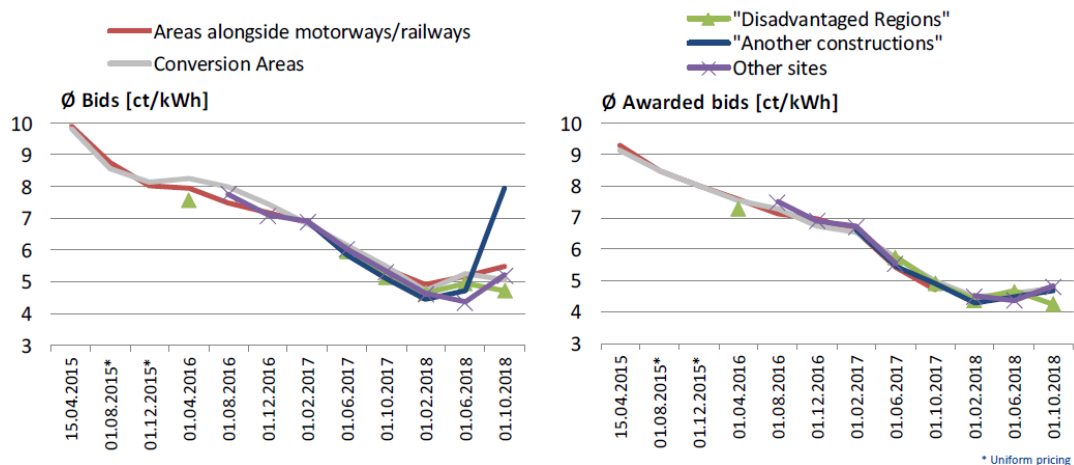


Abbildung 7: Gebotsentwicklung bei Ausschreibungen nach verschiedenen Geländetypen

Allgemein betrachtet bleibt der Wettbewerb sehr stark, was die Gebote niedrig hält. Die Stromgestehungskosten für Photovoltaikenergie sind in Deutschland mit 4,5–6 Cent/kWh weiterhin relativ niedrig. Ein wichtiger Teil der Stromgestehungskosten sind die für die Flächenauswahl entscheidenden Anschlusskosten: dieser Posten stellt 10 Prozent der Gesamtkosten dar. Dennoch trägt der Stromerzeuger in Wirklichkeit nur die Kosten für die Leitung von der Anlage bis zum Netzverknüpfungspunkt (sogenanntes „Shallow Regime“), wobei alle Netzausbaumaßnahmen von den ÜNB übernommen werden. Die für das Baugrundstück abgeschlossenen Pachtverträge machen nur einen geringen Anteil der Stromgestehungskosten aus: hier muss man mit 1000 Euro/ha rechnen, was etwa 1,3 Euro/kWh und damit 10 Prozent der OPEX entspricht.

Die durch benachteiligte Gebiete hinzugekommene Zusatzfläche hat sich positiv auf die Strompreise und die Bautätigkeit ausgewirkt. Tobias Kelm geht jedoch davon aus, dass die 10-MW-Begrenzung die Projektentwicklung einschränkt, was einen Wettbewerb und in der Folge Kostensenkungen verhindert. Die Aufhebung dieser Obergrenze auf Konversionsflächen oder die Erweiterung der Korridore entlang Autobahnen auf 500 m hätte hingegen keine negativen Auswirkungen auf die Artenvielfalt und würde es erlauben, Angebote zu erhöhen und damit den Wettbewerb zu befeuern.

Zum Abschluss ist Herr Kelm darauf eingegangen, dass erste Photovoltaikanlagen ohne öffentliche Förderung gebaut werden. Solche Projekte werden über bilaterale Verträge (PPA) und Einkünfte vom Strommarkt finanziert. Sie unterliegen nicht den Beschränkungen des EEG (keine 10-MW-Deckelung, keine Begrenzung hinsichtlich der Flächenarten), müssen jedoch den regionalen Bauplanungsdokumenten entsprechen. So hat EnBW für 2020 den Bau einer Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 175 MW auf einer Fläche von 164 ha in Brandenburg angekündigt. Über Anlagen auf einer solch großen Fläche lassen sich auch Kosten senken.

III.2 Rentabilitätsrisiko und Auswirkungen von Schulden auf die Kosten und Umsetzungsbedingungen von Photovoltaikprojekten in Deutschland und Frankreich

Nicolas Gourvitch hat in seinem Beitrag die finanziellen Risiken für Träger von Photovoltaikprojekten und die Auswirkungen der Schuldenstruktur auf die Projektumsetzung behandelt. Zentraler Punkt seiner Präsentation war die Frage nach der finanziellen Strukturierung von Projekten und deren Folgen für die Stromgestehungskosten.

Im ersten Teil des Vortrags kommentierte Nicolas Gourvitch den in Frankreich vollzogenen Umstieg vom Einspeisevergütungssystem hin zur Marktprämie. Laut Herrn Gourvitch hat sich der Bankensektor auf diese Änderung schnell eingestellt. Der Redner ist zudem auf die Ergebnisse der französischen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen eingegangen. Seit 2016 unterliegen Projekte mit einer Kapazität über 500 kW dem Ausschreibungsverfahren. Die Anlagen werden in drei Familien unterteilt; zwischen 2017 und 2020 wurden acht Ausschreibungen organisiert. In der letzten Ausschreibung vor der Konferenz wurden für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW insgesamt 857 MW zu einem durchschnittlichen Gebotspreis von 59,5 €/MWh vergeben (Erhöhung im Vergleich zur vorherigen Ausschreibung). Nahezu 50 Prozent der bezuschlagten Leistung ging an vier Projektierer. Anders als bei der Windenergie handelt es sich bei den Zuschlagsempfängern von Photovoltaik-Ausschreibungen um die führenden Energieunternehmen, die große Skaleneffekte erreichen können. In der Tat lasse sich in Frankreich eine Marktkonzentration beobachten; während der Widerstand kleinerer Projektierer nachließe.

Herr Gourvitch ist anschließend auf das Differenzkontrakt-System (CfD) eingegangen, das sich dadurch auszeichnet, dass der Stromerzeuger zusätzlich zum Marktpreis eine von EDF ausgezahlte Einspeisevergütung erhält. Diese Einspeisevergütung ist die Summe aus Marktprämie und Managementprämie (Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt). In den meisten Fällen wird erzeugter Strom an einen Direktvermarkter verkauft, der die Managementprämie in Abhängigkeit von der Leistung in MWh einnimmt (auch wenn die Preise bisweilen negativ sind). Im Fall der Ausschreibungen wird die Rechnung vereinfacht: der Zuschlagspreis umfasst direkt die Management- und Marktprämie; die Einspeisevergütung entspricht der Differenz aus Zuschlagspreis und mittlerem Gebotspreis. In Frankreich wird bei einer partizipativen Finanzierung (Crowdfunding) eine Prämie von 3 Euro/MWh hinzugerechnet. Dabei ist zu bedenken, dass die förderfähige Betriebszeit nach oben begrenzt ist (1600 bzw. 2200 Stunden pro Jahr). In der Regel verursacht dies – ausgenommen bei negativen Preisen – keine Probleme.

Es lassen sich verschiedene Rentabilitätsrisiken feststellen:

- Das „*Mo Mismatch*“-Risiko: Die Berechnung der Marktprämie basiert auf dem mittleren Marktpreis des Sektors (Mo). Es kann vorkommen, dass eine Anlage einen monatlichen Durchschnittspreis über oder unter die



ser Marke erwirtschaftet. Das Risiko für die Abweichung vom Mo-Preis wird in der Regel auf den Direktvermarkter übertragen, der den Strom zum Mo-Preis erwirbt. Dieses Risiko wird durch die Risikoprämie ausgeglichen, die an den Direktvermarkter gezahlt wird und je nach Mo-Differenz der Anlage herab- oder heraufgesetzt werden kann. Direktvermarktungsverträge haben eine Laufzeit von 3 bis 5 Jahren; die langfristige Prognose der Höhe dieser Prämie ist unsicher. Banken übernehmen dieses Risiko in der Regel für mehrere Jahre. Dieses Risiko verhindert nicht das Zustandekommen des Vertrages (*Dealbreaker*), sofern eine Überprüfungsklausel vereinbart wird.

- Das *Gegenparteirisiko* wird vom Käufer übernommen. Bei einem Projekt mit Differenzkontraktssystem gibt es zwei Parteien: EDF und den Direktvermarkter. Die Solvenz des Direktvermarkters kann das Misstrauen der Banken wecken. Normalerweise wird eine Sicherheit in Höhe der in drei Monaten erzielten Einnahmen verlangt, was der Kündigungsfrist beim Wechsel des Direktvermarkters entspricht. Auch seitens des Stromerzeugers ist eine Sicherheit für den Erzeugungsausfall zu gewährleisten. Diese Akkreditive bremsen die Projektentwicklung jedoch aus.
- Das *Risiko negativer Marktpreise*: Sind die Marktpreise negativ, erhalten weiter erzeugende Anlagen keine Einspeisevergütung mehr. In Frankreich gilt dies ab der ersten Stunde, in Deutschland nach sechs aufeinanderfolgenden Stunden. Der Anreiz, keinen Strom mehr zu erzeugen, ist stark. Der Stromerzeuger wird zwar sanktioniert, jedoch ist das Gleichgewicht schnell wiederhergestellt. Entschädigungen werden ausbezahlt, nachdem mehr als 15 Stunden negative Preise im Jahr erzielt wurden, es sei denn, die Anlage produziert jährlich mehr als 1600 Betriebsstunden lang Strom. Erzeugt die Anlage trotz negativer Preise weiter, verlangen die Direktvermarkter in der Regel ein Pönale vom Stromerzeuger. Banken fordern oftmals langfristige Prognosen über negative Preise. Sie erklären sich damit einverstanden, Kredite für Szenarien bis zu 30 Stunden pro Jahr zu vergeben, mit Überprüfungsklausel. Negative Marktpreise sind in der Regel kein Hindernis, für den Erhalt von Finanzierungen zu Projektbeginn.

Am Ende seines Vortrags ist Nicolas Gourvitch schließlich auf Markttrends und Kreditkosten eingegangen. Laut Gourvitch gleicht die Herabsetzung der Leitzinsen die gestiegenen Kosten der Banken aus.

Nicolas Gourvitch fasste zusammen, dass die Höhe der Förderung aufgrund der Verringerung der CAPEX sinken könnte. Gehen hingegen die Kaufpreise zurück, könnten mehr Projektierer geneigt sein, „Corporate PPA“-Verträge abzuschließen. Dies könnte dazu führen, dass Banken den Schuldendienstanteil zu Projektbeginn erhöhen wollen, was das wirtschaftliche Optimum von Projekten beeinträchtigt.

Auf eine Frage zu obligatorischen Sicherheiten für Direktvermarkter hin erklärte Herr Gourvitch, dass es im rechtlichen Sinne keine Verpflichtung gebe, dass Akkreditive de facto aber nötig seien, um das Zahlungsrisiko abzudecken. Herr Gourvitch zeigte sich angesichts der negativen Strompreise in Frankreich zuversichtlich: während in Deutschland bis zu 100 Stunden im Jahr negative Preise verzeichnet werden, beträgt der Zeitraum mit negativen Preisen in Frankreich nur 10 Stunden. Damit verzeichnet Frankreich im Vergleich zu Deutschland einen sehr niedrigen Durchschnittspreis.

III.3 Altersbedingter Verschleiß von Photovoltaikmodulen: Wartung oder Austausch?

Vidipt Countcham hat in seinem Vortrag auf die verschiedenen Beeinträchtigungen und Schäden präsentiert, denen Photovoltaikmodule ausgesetzt sind. Des Weiteren lieferte er eine Einschätzung der dafür anfallenden Reparaturkosten. Er hat zunächst daran erinnert, dass die mit der Reparatur und dem Austausch verbundenen Probleme nicht in beiden Ländern gleich sind, da die installierte Kapazität in Deutschland mit 48 GWp höher (und teilweise älter) ist. In Deutschland wurden die ersten MW im Jahre 2002 installiert. In Frankreich hingegen wird im Jahr 2020 voraussicht-

lich ein Wert von 10 GW erreicht. Da angestrebt wird, dass die Photovoltaik im Jahr 2050 bis zu 26 Prozent des europäischen Strommix ausmacht, muss die Reparatur von vorhandenen Modulen unweigerlich ein Teil der Ausbaustrategie sein.

Der Redner ist anschließend auf den Lebenszyklus einer Photovoltaikanlage eingegangen, insbesondere auf das Modul (das noch immer 50 Prozent der CAPEX ausmacht). Dieser Zyklus wird durch die sog. „Badewannenkurve“ beschrieben: Der Verschlechterungsfaktor ist zunächst während der Installation erhöht, nimmt dann drastisch ab, und steigt am Ende der Lebensdauer erneut an. Auch aktuelle Entwicklungen nehmen Einfluss auf diese Kurve. So wurden 75 Prozent der weltweiten Kapazität in den letzten fünf Jahren gebaut, die Kosten sind dank der Skaleneffekte in nur 10 Jahren um 90 Prozent zurückgegangen. Unter diesem Kostendruck haben sich auch die Materialien verändert, was sich konkret durch die Verringerung der Fluorpolymerschicht in den Backsheets äußert. Diese Entwicklung war nicht ohne Auswirkungen auf die Qualität und Leistung der Module (steigende Ausfallrate). Dennoch sind die Verschlechterungen zwischen verschiedenen Modulen nicht einheitlich und am Tag der Konferenz boten lediglich zehn Hersteller eine industrielle Fertigung an. Laut Countcham unterschätzen Investoren bisweilen den Verlust, der sich beim Austausch von Modulen ergeben kann (*mismatch*).

Die Verschlechterung von Modulen wird von verschiedenen Faktoren verursacht. Es sind vor allem Umweltfaktoren (Temperatur, Feuchtigkeit, lange UV-Aussetzung), die zu Rissen und Brüchen von Verbindungen führen. Da die Modulleistung ein wesentlicher Aspekt der Projektrentabilität ist, kommt der Bewertung möglicher Verschlechterungen eine wesentliche Bedeutung zu (Zyklen-Test, Feuchtigkeitsprüfung, thermische Eigenschaften usw.). Dabei ist zu bedenken, dass die Qualität von Modulen aus verschiedenen Produktionsstätten ein und desselben Herstellers abweichen kann (5 Prozent der von den besten zertifizierten Herstellern hergestellten Module erfüllen die Prüfvorgaben nicht). Auch wenn es derzeit noch an Erfahrungswerten fehlt (nur wenige Module sind mehr als 15 Jahre im Einsatz), bleibt der Austausch der Module gegen identische Modelle die beste Lösung, sofern der Hersteller noch immer existiert. Werden Module ausgetauscht ist es außerdem nötig verschiedene Aspekte, wie die Verkabelung, das Spannungsniveau und die Kompatibilität mit den Wechselrichtern, zu berücksichtigen. Hier dürfen verschiedene Fragen nicht außer Acht gelassen werden, insbesondere ob der Restwert des reparierten Moduls höher ist als der eines neuen Moduls; ob die Reparatur rentabel ist wenn man die Anlage in ihrer Gesamtheit betrachtet, oder auch ob es eine Garantie von einem Hersteller gibt.

Bezüglich der Wechselrichter muss zwischen zwei Kategorien unterschieden werden: den Zentralwechselrichtern (47 Prozent Marktanteil) und den String-Wechselrichtern (52 Prozent Marktanteil). Diese sind ähnlichen Verschlechterungsfaktoren unterworfen wie Photovoltaikmodule. Elektrische Bauteile (BoS) neigen zur Korrosion und haben daher keine lange Lebensdauer. Der Einsatz von Schutzgehäusen (*shelter*) wird empfohlen, um die Haltbarkeit von Zentralwechselrichtern zu erhöhen. Bei einem Austausch muss die Kompatibilität zwischen den Modulen und dem Netzanschluss überprüft werden. Selbstverständlich werden für alle Reparaturarbeiten qualifizierte Fachkräfte benötigt.

Bei einem Austausch müssen auch vertragliche Verpflichtungen berücksichtigt werden. Beim Netzanschluss gilt: Es ist aufgrund der Anschlussvereinbarung, die eine begrenzte Einspeisekapazität vorsieht, nicht immer möglich, ein Modul durch ein anderes mit höherer Kapazität zu ersetzen. Dann ist im Rahmen der Einspeisevergütung zu überprüfen, ob das Lastenheft der Ausschreibungen einen solchen Austausch vorsieht. Es ist möglich, die Betriebs- und Wartungsverträge bei einem Austausch anzupassen oder defekte Komponenten durch den Hersteller austauschen zu lassen.

Am Schluss seines Vortrags sprach Vidipt Countcham eine Empfehlung aus: es sei manchmal besser, zu Beginn eines Projekts höhere CAPEX einzuplanen, als dann in der Folge höhere Reparatur- oder Austauschkosten zu verzeichnen.

III.4 Kosten und Optionen am Lebensende von Photovoltaikanlagen

Vianney de Lavernée hat seinen Vortrag mit einer kurzen Präsentation der Tätigkeiten von PV Cycle in Deutschland und Frankreich begonnen. PV Cycle gilt in Frankreich als Umweltorganisation ohne Gewinnorientierung, die von öffentlicher Seite zur Sammlung und Aufbereitung gebrauchter Photovoltaikmodule zugelassen ist. Finanziert wird die Wiederaufbereitung durch eine Öko-Abgabe (*éco-participation*), die im Verkaufspreis der Module einbegriffen ist. In Deutschland wird das Unternehmen als Dienstleister gemäß den Vorgaben des Elektro- und Elektronikgerätegesetzes sowie des Batteriegesetzes von den Vermarktern finanziert. PV Cycle sieht sich mehreren Zielen verpflichtet: der Sensibilisierung von Fachkräften der Photovoltaikbranche für das Thema Recycling, der Sammlung gebrauchter Photovoltaikmodule im gesamten Landesgebiet, der Förderung von Innovationen zur Entwicklung ökologisch gestalteter Module, sowie der Sicherstellung eines hochwertigen Recyclings dieser.

Danach ist Herr Lavernée auf das Konzept der erweiterten Herstellerverantwortung (*Responsabilité élargie du producteur, REP*) eingegangen. Dieses dient verschiedenen Zielsetzungen: Weiterentwicklung der Sammlung und des Recyclings verschiedener Abfälle und Erhöhung der entsprechenden Recyclingleistungen; Entlastung der Gebietskörperschaften um einen Teil oder die Gesamtheit der für das Abfallmanagement anfallenden Kosten und Umlegung der Finanzierung auf den Verbraucher; Einbindung der Verwaltungskosten für Altprodukte in den Verkaufspreis für neue Produkte, um Hersteller Anreize zu geben, sich bei der Produktkonzeption an ökologischen Maßstäben zu orientieren.

Auf regulatorischer Ebene kommt das Konzept der erweiterten Herstellerverantwortung dadurch zum Ausdruck, dass Hersteller, Vertreiber und Importeure dazu verpflichtet sind, die Kosten für das Abfallmanagement der von ihnen gefertigten Produkte zu übernehmen. Diese Verpflichtung ist bezüglich Photovoltaikmodulen durch die Richtlinie der Europäischen Union über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (*Waste Electrical and Electronic Equipment, WE&EE*) vorgegeben. Auch wenn Frankreich und Deutschland dieselben Ziele verfolgen, gestaltet sich die konkrete Anwendung in den beiden Ländern auf unterschiedliche Art und Weise. In Frankreich werden alle Module als Haushaltsmüll angesehen. Beim Kauf von neuen Produkten wird ein klar zuweisbarer Beitrag auf die Rechnung aufgeschlagen, dessen Betrag der Umweltorganisation zukommt. Da städtische Deponien keine Solarmodule annehmen, muss PV Cycle diese in Frankreich in 100 Prozent der Fälle abholen

(Abholung erfolgt über freiwillige Stationen, sobald mindestens 40 Module abholbereit sind). In Deutschland wird zwischen Haushaltsmodulen, die in lokalen Deponien gesammelt werden, sowie Modulen von Betrieben, Unternehmen und Projektierern, die direkt vor Ort von PV Cycle abgeholt werden, bzw. deren Rückgabe auf Kostenvoranschlag vom Besitzer finanziert wird, unterschieden. Die französische Vorgehensweise reduziert das Risiko von verwaisten Modulen, da diese entgeltlos beim Endverbraucher abgeholt werden.

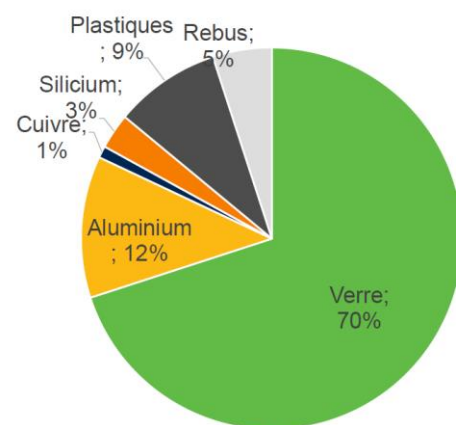


Abbildung 8: Beim Recycling von Photovoltaikmodulen gewonnene Materialien
Quelle: PV Cycle

Plastiques	Kunststoffe
Rebus	Schrott
Verre	Glas
Aluminium	Aluminium
Cuivre	Kupfer
Silicium	Silizium

Vianney de Lavernée beendete seinen Vortrag mit der Vorstellung der weltweit ersten reinen Solarmodul-Recycling-Anlage. Diese steht in Rousset in Südfrankreich. Dort werden nahezu 40 Module pro Stunde recycelt. Dies entspricht 4000 Tonnen pro Jahr. Die Verwertungsquote ist extrem hoch: 95 Prozent der Module werden recycelt, das sind 10 Prozentpunkte mehr als auf europäischer Ebene gefordert (85 Prozent). Die letzten Rückstände des Prozesses bestehen aus Mahlstaub. Das Ziel der Wiederverwertung besteht nicht unbedingt darin neue Solarmodule herzustellen,

sondern darin, die Qualität der gewonnenen Materialien (Glas usw.) so hoch zu halten, dass sie für jeden beliebigen Zweck wiederverwendet werden können.

Auf die Frage nach der Lebensdauer von Photovoltaikmodulen in salzhaltiger Luft entgegnete Herr Countcham, dass diese Frage für Hersteller angesichts der Vielzahl der Anlagen an Küsten und in Offshore-Gebieten auf der Agenda stehe. Auch wenn diese besonders behandelt würden, bliebe der Verschlechterungsgrad der Module in diesen Gebieten erhöht.

IV. Ausblick auf die Weiterentwicklung von Kosten und Kapazitäten

Im letzten Konferenzvortrag, der Key-Note, ging es um die Zukunft der Branche in Deutschland und Frankreich. Anschließend fand eine Podiumsdiskussion statt, an der sich verschiedene Branchenakteure beteiligten. Auch wenn die Prognosen in puncto Kostensenkung (Module, BoS und Speicher) und Ausbau von Kapazitäten vielversprechend erscheinen, haben die Akteure auf mehrere Hindernisse, insbesondere regulatorischer Art, hingewiesen, die den Zubau von Photovoltaikanlagen ausbremsen. Die Aspekte Flächensicherung und Nutzung landwirtschaftliche Flächen waren angesichts ehrgeiziger Ausbauziele ebenfalls im Fokus der Diskussionen. Ferner wurden die Themen Netzananschluss und die Zukunft des Ausschreibungsmodells erörtert.

Key-Note und Podiumsdiskussion:

- **Prognose und Vergleich der Photovoltaik-Stromkosten in Frankreich und Deutschland bis 2050**
Elina Bosch, Analystin, Becquerel Institute
- **Zubauperspektiven, Raumordnung, Konkurrenzsituation – Welche Ziele und Maßnahmen für den zukünftigen Ausbau der Photovoltaik?**
 - Filip Casaer, Head of France, Energiekontor
 - Alexandre Courcambeck, Business Development Director, Akuo Energy
 - Vincent Delporte, Leiter des Referats „Erneuerbare Energien“, Ministerium für ökologischen und solidari-schen Wandel (MTES)
 - Eckhard Doose, Vize-Präsident, BayernLB

IV.1 Prognose und Vergleich der Photovoltaik-Stromkosten in Frankreich und Deutschland bis 2050

Elina Bosch hat in ihrem Vortrag dargelegt, welche Trends sich für die nächsten Jahrzehnte bezüglich Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen, Modulkosten und installierter Leistung abzeichnen. Dafür hat sie zunächst die Stromgestehungskosten für Freiflächenanlagen mit unterschiedlichen CAPEX-Niveaus vorgestellt und hinsichtlich des Endkundenstrompreises weltweit verglichen. Der Vergleich hat ergeben, dass die Photovoltaik in vielen Ländern die günstige Stromquelle ist. In Europa liegen die CAPEX bei durchschnittlich 0,5 Euro/Wp. Dieser kontinuierliche Rückgang der Stromgestehungskosten lässt sich mit der hohen und konstanten Lernrate von PV-Modulen erklären, die seit 1992 zwischen 20 und 25 Prozent liegt, bzw. bei 40 Prozent, wenn lediglich das letzte Jahrzehnt betrachtet wird. Derzeit liegen die mittleren Spot-Preise für PV-Strom in der Größenordnung von 0,22 Euro/Wp. Die Projektionen für künftige Kosten basieren auf diesen hohen Lernraten. Bei einer Lernrate von 30 Prozent betrüge die Kostensenkung bei Verdopplung der Gesamtkapazitäten noch immer 30 Prozent.

In verschiedenen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die weltweit kumulierte installierte PV-Anlagen-Leistung im Jahr 2023 zwischen 1 und 1,4 TW und im Jahr 2050 zwischen 9 und 62 TW liegen wird. In Europa rechnet man für

2050 mit 891 GW, nachdem der Wert 2018 bei 120 GW lag, wovon 9 GW auf Frankreich entfielen. Die Photovoltaik dürfte in den kommenden Jahren schnell wachsen, was weitere Kostensenkungen in den nächsten Jahrzehnten mit sich brächte. Geht man im Rahmen einer vorsichtigen Annahme von einer Lernrate von 30 Prozent aus, dürften die Modulkosten im Jahr 2030 unter die Marke von 10 Cent/Wp und im Jahr 2050 unter die Marke von 5 Cent fallen. Wenn man die gesamten Anlagen betrachtet und auch die Wechselrichter und BoS einrechnet, sinken die europäischen CAPEX bis 2050 um 65 Prozent; dies entspricht einem Preis von 0,17 Euro/kWp. Mit der gleichen Annahme würden die OPEX aufgrund der zunehmenden Digitalisierung in Wartung und Betrieb bis 2030 um 30 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent fallen.

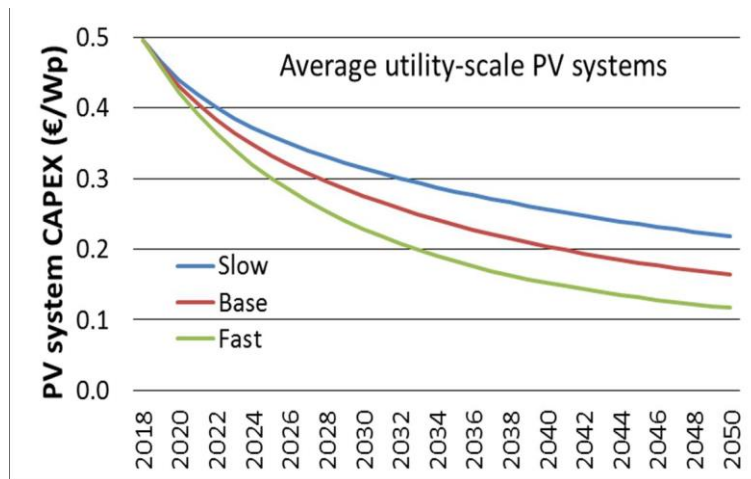


Abbildung 9: Drei Szenarien zur Verringerung der CAPEX für Photovoltaikanlagen bis 2050
Quellen: Präsentation von Elina Bosch, Bequerel Institute

Die Reduktion der Stromgestehungskosten erklärt sich auch durch den erwarteten technologischen Fortschritt: innovative Module gewährleisten eine bessere Stromerzeugung (Halbzellentechnologie), effizientere Wechselrichter, bessere Temperaturkoeffizienten, sowie bessere Reaktionen bei schwacher Sonneneinstrahlung. Ein Anstieg der Wirkungsgrade ist auch dank der allgemeinen Einführung von bifacialen Modulen für Freiflächenanlagen und der 30-jährigen Lebensdauer der Module zu erwarten. Im Jahr 2018 lagen die Stromgestehungskosten europaweit bereits unter dem Großmarktpreis. Wenn man dies für den Zeitraum 2030-2050 mit verschiedenen Annahmen zu gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (*weighted average cost of capital, WACC*) kombiniert, dürfte der Preis pro kW 2050 in der Größenordnung von 1 bis 2 Cent liegen. Freiflächenanlagen mit Speicher dürften aufgrund der signifikanten Lernrate insbesondere in Bezug auf Lithium-Ionen-Batterien (15-20 Prozent), die sich auch aus der Entwicklung der Elektromobilität ergibt, zunehmend wettbewerbsfähiger werden.

In Zukunft dürften die WACC nach der Flächenfindung und dem zugehörigen Wirkungsgrad der wichtigste Faktor – mit einem Anteil von 30–40 Prozent – der Stromgestehungskosten sein. Das Gewicht der Investitionsausgaben für die Module wird voraussichtlich mit der Zeit abnehmen.



IV.2 Zubauperspektiven, Raumordnung, Konkurrenzsituation – Welche Ziele und Maßnahmen für den zukünftigen Ausbau der Photovoltaik?

Podiumsdiskussion:

- Filip Casaer, Head of France, Energiekontor
- Vincent Delporte, Leiter des Referats „Erneuerbare Energien“, Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES)
- Eckhard Doose, Vize-Präsident, BayernLB
- Alexandre Courcambeck, Business Development Director, Akuo Energy

Nach einer ersten Vorstellungsrunde begann die Podiumsdiskussion mit einer Frage an Vincent Delporte dazu, wie sich der Schutz der Artenvielfalt, der Kampf gegen die Denaturierung der Böden und die Umsetzung der ehrgeizigen Ziele des Photovoltaikausbaus in Einklang bringen lassen. Herr Delporte bestätigte, dass man nach Kompromissen suchen muss, will man das geplante PV-Niveau umsetzen und dabei andere Herausforderungen, mit denen das Ministerium konfrontiert ist, wie den Schutz der Artenvielfalt, meistern. Es wurden bereits einige Maßnahmen zur Koordinierung der Projekte ergriffen. Herr Delporte ist beispielsweise auf den Bonus für benachteiligte Gebiete in französischen Ausschreibungen eingegangen. Damit will man die Förderung auf Flächen umleiten, die bereits denaturiert sind. Im Zuge des Plans „Place au soleil“ wurden städtebauliche Mechanismen überprüft, um die Errichtung von PV-Anlagen auf Carports zu vereinfachen. Zudem konnten mit dem französischen Energie- und Klimagesetz (*Loi énergie-climat*), das nach Diskussionen mit allen beteiligten Akteuren und Projektträgern verabschiedet wurde, Hürden für konkrete Fälle (Einkaufszentren, öffentliche Gebäude usw.) aus dem Weg geräumt werden. Dieses Gesetz sieht ebenfalls vor, dass alle Gewerbe- und Lagerflächen mit einer Grundfläche über 1000 m² mit Gründächern ausgestattet oder zur Solarstromerzeugung eingesetzt werden, wobei die Mindestschwelle bei 30 Prozent liegt.

Filip Casaer wurde anschließend zu seiner Vision des französischen Strommarkts befragt. Er erinnerte daran, dass Energiekontor in Frankreich über 1,5 GW installierte Leistung verfügt, nachdem das Unternehmen vor anderthalb Jahren den französischen Markt erschlossen hat. Dies gelang durch den Einsatz einer Wind- und Solarstrategie, mit der Ausschreibungen und staatliche Förderungen genutzt werden sollten. Ihm zufolge gibt es in Frankreich mehr Beschränkungen und Hürden als in Deutschland. Neben der langen Projektentwicklungsdauer würde es die Liste der benachteiligten Gebiete nicht erlauben, genügend Volumen und Kapazität zu entwickeln, um die für 2050 gesetzten Ausbauziele einhalten zu können. Er schlägt vor, „benachteiligte“ Agrarflächen zu nutzen, da diese die dringend benötigten Ausbaufächen darstellen könnten, was er am Beispiel Okzitanien erläutert. Ihm zufolge würde es ausreichen, etwa 15.000 ha Agrarfläche zu nutzen, d.h. 0,5 Prozent der in dieser Region verfügbaren Fläche, um das Ziel der Plusenergieregion (*Région à énergie positive*) bis 2050 zu erreichen. Er glaubt, dass die Bedürfnisse von Landwirten und Energieunternehmen vereinbar sind. Eckard Doose teilt diese Ansicht und verweist auf die großen Flächen, die im Zentrum Frankreichs vorhanden sind.

Alexandre Courcambeck wurde anschließend zur Rolle von Innovationen angesichts der beschränkten Flächen befragt. Dieser betonte zunächst, dass Entwicklung und Reife des PV-Markts in Frankreich positiv seien, sowohl in puncto Wettbewerbsfähigkeit als auch in puncto Verkauf (Strukturierung der Aktivität, Vermarktung usw.). Dies sei den eingeführten Fördermechanismen zu verdanken. Er räumte ein, dass ein Ausbauziel von 40 GW in der Photovoltaik bis 2030 die Frage aufwirft, wie dies mit der Raumplanung vereinbart werden kann. Um diese großen benötigten Flächen nutzen zu können, könnte man sich seiner Meinung nach an Inselgebieten orientieren, die von Haus aus mit starken Platzbeschränkungen konfrontiert sind und sich daher auf innovative Lösungen, wie die Agrophotovoltaik oder schwimmende Anlagen, besinnen müssen. Hier erwähnte er die unlängst in Betrieb genommene schwimmende Anlage bei Piaulin, die von Akuo entwickelt wurde. Es ginge um Lösungen, die auch zur Agrarwende beitragen und andere lokale Aktivitäten neben der Stromerzeugung unterstützen. An geeigneten Standorten für schwimmende

Anlagen (ehemalige Steinbrüche, Staudämme usw.) fehle es auch nicht: Hier geht man von potenziellen Kapazitäten in Höhe von 10 GW aus. Eckard Doose hat die Rentabilität und Umsetzbarkeit dieser innovativen Anlagen jedoch in Frage gestellt, da er diese Lösungen angesichts einer simplen Problematik als zu komplex erachtet.

Nach diesen Beiträgen betonte Vincent Delporte, dass es lokal noch immer an Akzeptanz für Photovoltaikanlagen auf Agrarflächen fehle und man hier bei verschiedenen nationalen Akteuren auf starken Widerstand stoße (Agrarverbände, französisches Landwirtschaftsministerium). Auch wenn der Bau per Gesetz erlaubt sei, würden sich lokale Gemeinden weigern, diese Projekte zu finanzieren, oder es würden Widersprüche eingelegt, die sich auf europäische Richtlinien zum Schutz der Artenvielfalt gründen. Auch die „schutzwürdige Landschaft“ sei eine Realität, die man berücksichtigen müsse. Hier erscheint nur eine spezielle Vorgehensweise je nach Einzelfall und Sektor möglich. So müsste man mehr Daten über die Auswirkungen verschiedener Technologien auf die Standorte zusammentragen, um von einem binären Ansatz wegzukommen. Die Diskussion ist eröffnet; das Ministerium scheint innovative Projekte fördern zu wollen.

Bezüglich der Frage der Akzeptanz hat Filip Casaer um Nuancierung gebeten, mit dem Argument, dass benachteiligte Gebiete aufgrund der schlechten landwirtschaftlichen Produktivität und Bodenqualität in der Regel aufgegeben und daher für die Landwirtschaft nicht von Interesse wären. Nicht alle Landwirtschaftskammern und Gemeindeverbände seien gegen den Ausbau der Photovoltaik auf bestimmten landwirtschaftlichen Flächen. Die Frage lautet, ob es sachdienlich ist oder nicht, sich am deutschen, dezentralisierten Beispiel zu orientieren und den einzelnen Regionen eine gewisse Freiheit bei der Flächenauswahl zuzugestehen. Vincent Delporte hat eingeräumt, dass französischen Regionen bei der Energiewende eine wichtige Rolle in puncto Investition und Planung zukäme, was am Beispiel des Regionalplans zur Raumplanung, nachhaltigen Entwicklung und Gleichstellung der Regionen (STRADDET) erkennbar wäre. Die Frage der Dezentralisierung falle jedoch in die Verantwortung des Staates und könnte nicht vom MTES geklärt werden. Herr Courcambeck ergänzte hierzu, dass das Problem der Akzeptanz nicht zu unterschätzen sei. Er sprach sich dafür aus, Gespräche über die Definition einer neuen Gebietskategorie für die nächste Ausschreibung der CRE zu führen.

Neben den Themenbereichen Flächensicherung und Artenschutz wurden auch andere Aspekte angesprochen, insbesondere was Hürden für den PV-Ausbau in Frankreich angeht:

- So wurde das in französische Ausschreibungen eingebrachte Auswahlkriterium der CO₂-Bilanz von Filip Casaer kritisiert. Es fühle sich nicht nur wie eine Strafe an, sondern begrenze die Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere, da es Modulherstellern an Kohärenz und Anreizen fehle. Lediglich 1 Prozent der weltweiten Photovoltaikmodul-Fertigung entfalle auf Frankreich. Herrn Casaer zufolge kann man von Modulherstellern nicht verlangen, die Effizienz der Modulkomponenten zu verbessern, wenn der Rest der Komponenten der Anlage nicht den gleichen Anforderungen unterliegt. Er wies zudem auf die geringe Verfügbarkeit dieser Art von Modulen und auf den daraus abgeleiteten hohen Preis hin.
- Eckard Doose hat auf die Bürokratie bei der Projektentwicklung und die langen Einspruchsfristen vor den Gerichten hingewiesen, da diese juristische Unsicherheit das Misstrauen der Banken und somit fehlende Investitionen fördern würden. Dem hat Herr Delporte widersprochen, wobei er sich auf einen Bericht der Wirtschaftskanzlei EY stützt, gemäß dem Frankreich die dritthöchsten Investitionen in erneuerbare Energien verzeichnet.

Schließlich stellte sich die Frage zu den Herausforderungen des Photovoltaik-Ausbaus bis 2020:

- Das Ende des Ausschreibungsmodells und die Ausweitung von PPA-Verträgen ist Gegenstand aktueller Debatten. Auch wenn Filip Casaer das PPA-Modell vorzieht, dürfte der Fördermechanismus nach seiner Auffassung bald eingestellt werden, da der Preis auf dem Strommarkt niedriger ist als in Ausschreibungen. Am Ende gelte es zu erreichen, dass sich die Branche unabhängig von staatlicher Förderung und mit



wettbewerbsfähigen Preisen an der Strombörse selbst verwalten kann. Um unabhängig von jeder Förderung zu sein, müsste der Preis seiner Meinung nach bei 3,5 Cent/kW liegen. Eckard Doose ist der Meinung, dass das Ausschreibungsmodell nicht das beste Fördersystem darstellt, wie technologieneutrale Ausschreibungen belegten. Aus Sicht des Bankers brauche es mehr langfristige Planbarkeit, die Ausschreibungen zum jetzigen Zeitpunkt nicht garantierten. Für Herrn Delporte dienen Ausschreibungen nicht dem Selbstzweck. Die Entwicklung des PPA-Modells sei vielversprechend, aber die Rolle des Staates bei deren Förderung sei noch nicht klar umrissen (ein System staatlicher Sicherheiten wird jedoch angedeutet).

- Herr Courcambeck lenkt die Aufmerksamkeit des Publikums schließlich auf die Frage der Netzanschlusskosten, die Jahr für Jahr steigen. Bald könnte dieser Posten bis zu 15 Prozent der CAPEX ausmachen. Der Kostenverteilungsschlüssel, der zu Beginn eine wichtige Rolle spielte, sei heute aus dem Gleichgewicht geraten. Die Mehrheit der Kosten werde von den Stromerzeugern übernommen, wobei deren Anteile in einigen Regionen stark zugenommen hätten.

Anschließend wurden mit dem Publikum die folgenden Themen debattiert:

- Wie lässt sich die Agrophotovoltaik im Rahmen von Ausschreibungen so entwickeln, dass landwirtschaftliche Tätigkeiten nicht beeinträchtigt werden? Und darüber hinaus: Wie lässt sich zeigen, dass PPA-Projekte mit der Landwirtschaft vereinbar sind?

Für Herrn Courcambeck bestehen im Bereich der Agrophotovoltaik bereits konkrete Lösungen. Synergien scheinen zu existieren. Der erste Schritt bestünde darin, dieses Konzept gut auszuarbeiten und Rückmeldungen einzuholen, so dass es auch auf andere Flächen angewandt werden kann.

- Welche Entwicklung ist bei den Netzanschlusskosten vor dem Hintergrund der Stagnation seit 2012 zu erwarten? Welche Maßnahmen sind angesichts der angekündigten Erhöhung zu ergreifen?

Für Vincent Delporte ergibt sich die Verteilung der Anteile in den verschiedenen Regionen aus den S3REnR-Schemata. Sie schwanken je nach Lage und Ausbaupotenzial, was angesichts der Zielsetzungen zu einer Preissteigerung führen kann. Noch immer besteht die Überlegung darin, dass die Kosten teilweise vom Projektierer und teilweise vom Staat übernommen werden. Diskussionen sind im Gange, scheinen aber derzeit scheinen noch keine Maßnahmen hervor gebracht zu haben.

- Unterstützen Solarparks die Artenvielfalt? Wie lassen sich die von der Photovoltaik bereitgestellten Systemdienstleistungen nutzen?

Es werden Maßnahmen lanciert und Studien erarbeitet, auf deren Basis sich Kriterien definieren lassen, nach denen eine Photovoltaikanlage eine Denaturierung des Bodens darstellt.