

## **100 % Elektrizität aus Erneuerbaren Energiequellen bis 2030**

### **Diese Studie wurde unterstützt durch**

BS Industrie, BS Transport und Verkehr, FV Elektro- und Elektronikindustrie,  
FV Gas-Wärme, FV Metalltechnische Industrie,  
WK Burgenland, WK Niederösterreich, WK Oberösterreich, WK Österreich, WK Kärnten, WK  
Salzburg WK Steiermark, WK Tirol, WK Vorarlberg, WK Wien;

### **Impressum:**

Herausgeber: Energieinstitut der Wirtschaft GmbH  
Webgasse 29/3 1060 Wien  
[office@energieinstitut.net](mailto:office@energieinstitut.net)  
[www.energieinstitut.net](http://www.energieinstitut.net)

Für den Inhalt verantwortlich: Mag. Sonja Starnberger, MSc, DI Friedrich Kapusta

Verfasser, Redaktion: Mag. Mario Jandrokovic, DI Friedrich Kapusta,  
Mag. Sonja Starnberger, MSc.

Verlags- und Herstellungsort: Wien, 2019

Bei den in dieser Studie verwendeten personenbezogenen Bezeichnungen gilt die gewählte Form für beide Geschlechter.

Nachdruck - auch auszugsweise - nur mit Quellenangabe und vorheriger Rücksprache gestattet.

Seitens des Energieinstituts der Wirtschaft (EIW) wurden die Inhalte der vorliegenden Studie sorgfältig recherchiert und dokumentiert. Dennoch erfolgen alle Angaben ohne Gewähr. Die AutorInnen und das Energieinstitut der Wirtschaft können keine Haftung für etwaige Schäden oder Nachteile übernehmen, die sich aus der Verwendung der Inhalte ergeben.

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung .....	4
2. Basisjahr 2017 .....	6
2.1. Stromverbrauch und Stromaufbringung öffentliches Netz .....	6
2.2. Netzstabilität, Regel- und Ausgleichsenergie .....	8
2.3. Bilanzielle Deckungslücke 2017 .....	12
3. Hochrechnungen für 2030 .....	19
3.1. Strombedarf im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 0,5 %) .....	19
3.2. Technologiemitmix 2030 (Szenario 0,5 %) .....	24
3.3. Strombedarf im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 1 %) .....	29
3.4. Deckung des Strombedarfs im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 1%) .....	30
4. Speicherbetrachtungen .....	35
4.1. Dezentrale PV-Anlagen und Kleinspeicher .....	35
4.2. Speicherung von Überschussstrom in der Gasinfrastruktur (P2G) .....	38
5. Fragestellungen zu neuen Fördersystemen.....	40
5.1. Rahmenbedingungen aufgrund von EU-Vorgaben .....	40
5.2. Bedeutung des „Risikos“ eines Fördersystems .....	43
5.3. Vor- und Nachteile technologieoffener Fördersysteme .....	45
5.4. Vor- und Nachteile von Auktions- bzw. Antragsverfahren.....	54
5.5. Sonderregelungen für „Bürgerenergiegemeinschaften“? .....	58
5.6. Verschiebung des Schwerpunkts von Einspeiserecht bzw. Abnahmeverpflichtung hin zur Eigenvermarktung .....	60
5.7. Vor- und Nachteile verschiedener Fördergegenstände.....	61
5.8. Festlegung des Auktionsvolumens: mengenbasiert oder monetär? .....	65
6. Ergänzung: Ausgestaltung des Fördersystems für PV in Deutschland .....	67

## 1. Einleitung

Ziel dieser Studie ist es abzuschätzen, welcher Zubau an Kapazitäten zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2030 notwendig ist, um das in der Energie- und Klimastrategie „mission2030“ postulierte „100 % Ziel“ im Strombereich zu erreichen. Vereinfacht gesagt sieht dieses vor, in Österreich erneuerbaren Strom in einem Ausmaß zu generieren, das dem Stromverbrauch der Endabnehmer (bilanziell betrachtet und abzüglich einiger Ausnahmen) entspricht.<sup>1</sup> Dazu wird ein möglicher Mix aus verschiedenen in Österreich zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen ermittelt.

Zudem werden die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Gestaltungselemente von Fördermaßnahmen/Ausschreibungsdesigns für Erneuerbare Energien dargestellt, und die Systeme ausgewählter EU-Staaten vorgestellt.

Dazu werden zunächst als Ausgangspunkt für das Betrachtungsjahr 2017 der Stromverbrauch und die Aufbringung im öffentlichen Netz (ohne Industrie-eigenverbrauch) dargestellt, sowie auch der für die Ausnahmen aus dem 100% Ziel relevante Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie ermittelt.

Anschließend wird illustriert, welche zusätzliche Menge an erneuerbarer Energie 2017 notwendig gewesen wäre, um ein vergleichbares 100% Ziel zu erfüllen („bilanzielle Deckungslücke“ 2017). Dies soll eine Einschätzung der Größenordnungen im Vergleich zur Bestandserzeugung ermöglichen.

Die Entwicklung des Strombedarfs von 2017 bis 2030 wird hochgerechnet, basierend auf drei Anpassungsfaktoren: einer allgemeinen Erhöhung des Verbrauchs aufgrund von Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, den erwarteten Entwicklungen im Heizungs- und Warmwassersektor sowie der zunehmenden Elektromobilität.

Zur Deckung des aus der Hochrechnung resultierenden Strombedarfs 2030 und Erreichung des 100% Zieles wird ein möglicher Technologiemitmix aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energiequellen ermittelt. Unter Berücksichtigung der dann noch notwendigen fossilen Kapazitäten und der Ausnahmeregelungen für Regel- und Ausgleichsenergie wird dargestellt, wie die einzelnen Technologien zur Stromaufbringung im öffentlichen Netz beitragen und welche Ausbaugrade für erneuerbare Energieträger (RES<sup>2</sup>) notwendig sind.

Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass das bei einem Ausbau der RES-Kapazitäten auftretende temporäre Überangebot an erneuerbarem Strom immer zeitgleich exportiert werden kann, werden einige Überlegungen zu den Möglichkeiten angestellt, den Nutzungsgrad mittels Speichern zu erhöhen, insbesondere im Hinblick auf dezentrale PV-Anlagen und Kleinspeicher sowie die Speicherung von Überschussstrom in der Gasinfrastruktur.

Die Ausgestaltung des möglichen zukünftigen Fördersystems ist ein sehr wesentlicher Einflussfaktor im Hinblick auf die Incentivierung des Zubaus von RES-Anlagen, und gleichzeitig ein wesentlicher Kostenfaktor für das öffentliche Budget bzw. für die Energiekunden, die die Förderung über Ökostrom-Beiträge finanzieren. Die diesbezüglichen Überlegungen werden eingeleitet mit einer kurzen Darstellung des Europarechtlichen Rahmens für Förderungen für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energie.

Die weiteren Abschnitte widmen sich unterschiedlichen theoretischen Fragestellungen hinsichtlich der Gestaltung von Fördersystemen, ergänzt mit Erfahrungen aus anderen europäischen Staaten: Die Vor- und Nachteile von Gestaltungsparametern wie technologieoffene

---

<sup>1</sup> Die genaue Formulierung wird im Folgenden Abschnitt zitiert.

<sup>2</sup> Die Abkürzung RES (Renewable Energy Sources) für Erneuerbare Energiequellen wird anstelle von EE verwendet, um Verwechslungen (Erneuerbare Energie / Energieeffizienz) vorzubeugen

bzw. technologiespezifische Fördersysteme, Ausschreibungs- gegenüber Antragsverfahren, unterschiedlicher Fördergegenstände und unterschiedlicher Festlegungen des gesamten Fördervolumens werden beleuchtet. Abschließend werden Ausgestaltungselemente von Ausschreibungsverfahren illustriert, die Unsicherheiten reduzieren können sowie Überlegungen zur Sinnhaftigkeit von Sonderregelungen für Bürgerenergiegemeinschaften und zu Möglichkeiten für eine Entwicklung hin zu mehr Eigenvermarktung angestellt.

## 2. Basisjahr 2017

### 2.1. Stromverbrauch und Stromaufbringung öffentliches Netz

Das in der Energie- und Klimastrategie „#mission2030“ formulierte Ziel lautet:

*„Ziel ist es [...] im Jahr 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken. Dieser Ausbau berücksichtigt die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs, da Strom aus erneuerbaren Quellen aus Österreich in den Bereichen Mobilität, Gebäude und Produktion zur Substitution von importierten fossilen Energieträgern eingesetzt wird. Dabei wird auf die Zukunftstrends Digitalisierung, Dezentralisierung und Partizipation gesetzt.*

*Der Stromaustausch im europäischen Binnenmarkt wird auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen müssen. Österreichs Ziel ist daher, einen ausgeglichenen Saldo von importiertem und exportiertem Strom zu erreichen und den Bedarf mit erneuerbarer Energie im Inland zu decken.*

*Ausgleichs- und Regelenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung werden weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs werden für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung nicht einbezogen.*

*Strom zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion soll aus Gründen der Ressourceneffizienz weiterhin aus der ressourcenschonenden, effizienten Verwendung von Kuppelprodukten an Firmenstandorten (z. B. in der Stahl- oder Papierindustrie) erzeugt werden, auch auf Basis nicht erneuerbarer Energieträger. Es handelt sich hierbei in aller Regel um emissionshandlungspflichtige Unternehmen, die für ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen Zertifikate abgeben müssen. Daraus folgt, dass die oben genannten Strommengen nicht durch zusätzliche Exporte ausgeglichen werden müssen.“<sup>3</sup>*

**Auf Basis dieser Zielvorgabe werden im Rahmen der nachstehenden Betrachtungen die Stromerzeugung und der Gesamtstromverbrauch im öffentlichen Netz herangezogen.** Datenquellen dazu finden sich sowohl in den Veröffentlichungen der Austrian Power Grid (APG) als auch der E-Control. Die in der vorliegenden Studie benutzten Daten der Stromaufbringung sind aus Viertelstunden- und Stundenwerten dieser Datenquellen für das Betrachtungsjahr 2017 zusammengesetzt.

Da die E-Control bei Daten für Windstrom- und Solarstrom nur die OeMAG Werte erfasst, wurden in diesem Bereich die APG Daten verwendet. Mit Ausnahme der Speicher wurden die Daten ebenfalls von APG übernommen, da diese mehr Technologien unterscheidet und die tatsächlichen Einspeisemengen in das öffentliche Netz darstellt. Da einige Speicher nicht im APG-Gebiet liegen, wurden für Speicher die Daten der E-Control verwendet, ebenso für die Netzverluste und den Import/Export-Saldo. Durch die gewählte Vorgangsweise ergeben sich geringfügige Differenzen zu den APG/E-Control Statistiken.

Wesentliche Werte dieser Ausgangsbasis sind in den folgenden beiden Tabellen zusammengefasst.

---

<sup>3</sup> Vgl Energie- und Klimastrategie, S. 21 f

ÖFFENTLICHES NETZ		
	2017	Quelle
	GWh/a	
Wind	6.724	APG
Solar	1.144	APG
Biomasse	2.600	APG
Gas	9.728	APG
Kohle	1.407	APG
Geothermie	1	APG
Müll	876	APG
Andere	193	APG
Laufkraft	26.852	APG
Speicher	13.211	E-Control
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.735</b>	<b>100,00%</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531</b>	<b>80,55%</b>
Pumpstrom	-5.543	E-Control
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung
Netto- Inlandserzeugung	57.192	eigene Berechnung
Import-Export	6.710	E-Control
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.902</b>	
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801	E-Control
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.101</b>	eigene Berechnung

Abb. 1: Stromverbrauch und Stromaufbringung öffentliches Netz 2017 (Darstellung EIW, Daten: APG, E-Control)<sup>4</sup>

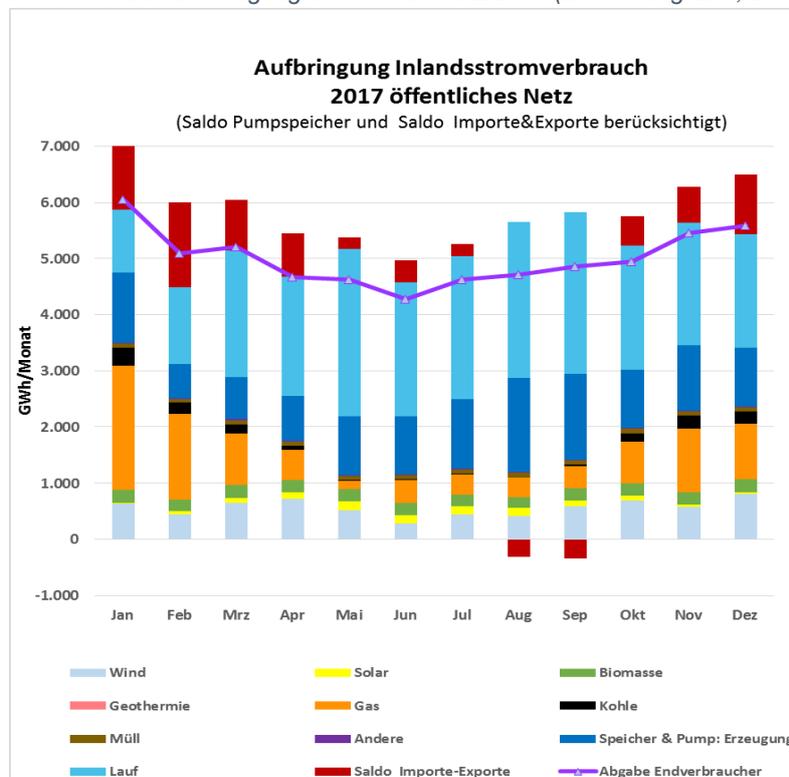


Abb. 2 Stromaufbringung öffentliches Netz 2017 (Darstellung EIW, Daten: APG, E-Control)<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Quellen: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2017>  
<https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung-pro-Typ>

## 2.2. Netzstabilität, Regel- und Ausgleichsenergie

Jeder Stromverbraucher und jeder Stromerzeuger ist Mitglied einer Bilanzgruppe. Alle österreichischen Bilanzgruppen sind in einer „österreichischen Regelzone“ (Regelzone APG) zusammengefasst. Für ein stabiles elektrisches Versorgungssystem ist in jeder Bilanzgruppe und in der Regelzone in jedem Augenblick ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung (Lieferung) und Verbrauch (Abnahme) erforderlich.

Bilanzgruppenverantwortliche erstellen auf Basis von Standardlastprofilen (kleinere Stromkunden) und auf Basis von individuellen Lastprofilen großer Stromkunden (Industrie) Lastprognosen und bestellen bei Kraftwerksbetreibern Leistungen und Energie. Bestellungen sind bis 15 Minuten vor Lieferung möglich. Die Kraftwerksbetreiber erstellen auf Basis aller Bestellungen ihre Produktionsfahrpläne.

Bei kurzfristigen Abweichungen der Lastprognosen oder des geplanten Kraftwerksfahrplans vom tatsächlichen Zustand ist es zur Sicherstellung des Gleichgewichtes in der Bilanzgruppe bzw. Regelzone notwendig, zusätzlich mehr Strom zu organisieren oder die Lieferungen zu drosseln.

Der Ausgleich zwischen Bilanzgruppen erfolgt mit „Ausgleichsenergie“, der Ausgleich der Regelzone erfolgt mit „Regelenergie“. Die zwischen den Bilanzgruppen ausgetauschte Ausgleichsenergie ist ein Vielfaches der über die Regelzone organisierten Regelenergie.

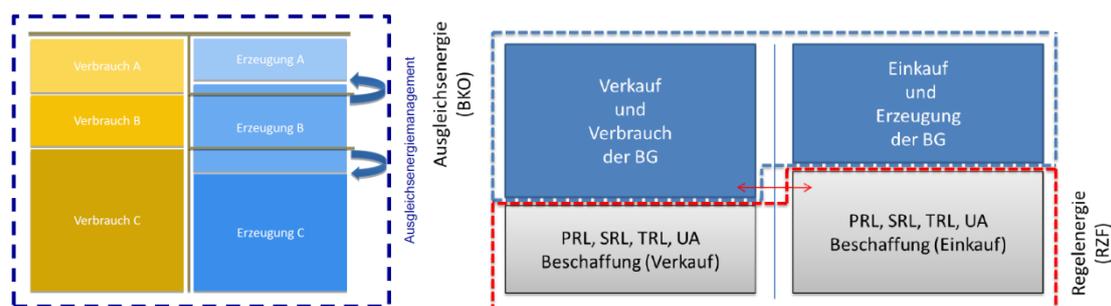


Abb. 3 Abgrenzung Ausgleichsenergie zu Regelenergie, Quelle: E-Control<sup>6</sup>

Ausgleichsenergie und Regelenergie dienen physikalisch demselben Zweck. Die zwischen den Bilanzgruppen ausgetauschten Ausgleichsenergiemengen werden vom Bilanzgruppenkoordinator APCS organisiert und erfasst. Die Zuordnung, ob es sich bei Energiemengen, die vom Regelzonenführer APG organisiert werden, um Regelenergie oder Ausgleichsenergie handelt, liegt beim Regelzonenführer und erfolgt aufgrund der Ursache der Anforderung. Regelreserve (Leistung und Energie) wird von speziell dafür von der APG kontrahierten Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Die Mengen der gehandelten Regel- und Ausgleichsenergie werden von der APG und der APCS auf deren Webseiten publiziert.

<sup>5</sup> Quellen: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2017>

<https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung-pro-Typ>

<sup>6</sup> <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>

## Regelenergiebedarf und -bereitstellung 2017

Im Rahmen der regelzonenüberschreitenden Regelenergiekooperationen optimieren die europäischen Regelzonen den Einsatz von Regelkraftwerken. Wird in einer oder mehreren Regelzonen Regelenergie benötigt wird eine regelzonenüberschreitende Optimierung vor einer Aktivierung der Sekundärregelreserve in der eigenen Regelzone ausgeführt. Diese Optimierung hat zur Folge, dass entweder gegenläufige Regelenergiebedarfe durch eine Saldierung ohne eigentliche Aktivierung von Kraftwerken in allen beteiligten Regelzonen ausgeglichen wird (Imbalance Netting – IN) oder günstigere Kraftwerke aus fremden Regelzonen zum Ausgleich der eigenen Regelzone aktiviert werden (gemeinsame Merit Oder List – CMOL).

Von der APG Regelzone wird daher Regelreserve auf unterschiedliche Art bereitgestellt:

- Positive Regelreserve (Leistung und Energie) für die APG Regelzone durch erhöhte Erzeugung österreichischer Regelkraftwerke oder reduzierten Verbrauch österreichischer Netznutzer
- Negative Regelreserve für die APG Regelzone durch reduzierte Erzeugung österreichischer Regelkraftwerke oder erhöhten Verbrauch österreichischer Netznutzer
- Positive Regelreserve für andere Regelzonen durch erhöhte oder konstante Erzeugung österreichischer Regelkraftwerke (Export von positiver Regelenergie, IN)
- Negative Regelreserve für andere Regelzonen durch reduzierte oder konstante Erzeugung österreichischer Regelkraftwerke (Export von negativer Regelenergie, IN)
- Positive Regelreserve für die APG Regelzone durch eine Saldierung mit negativen Schiefständen fremder Regelzonen
- Negative Regelreserve für die APG Regelzone durch eine Saldierung mit positiven Schiefständen fremder Regelzonen

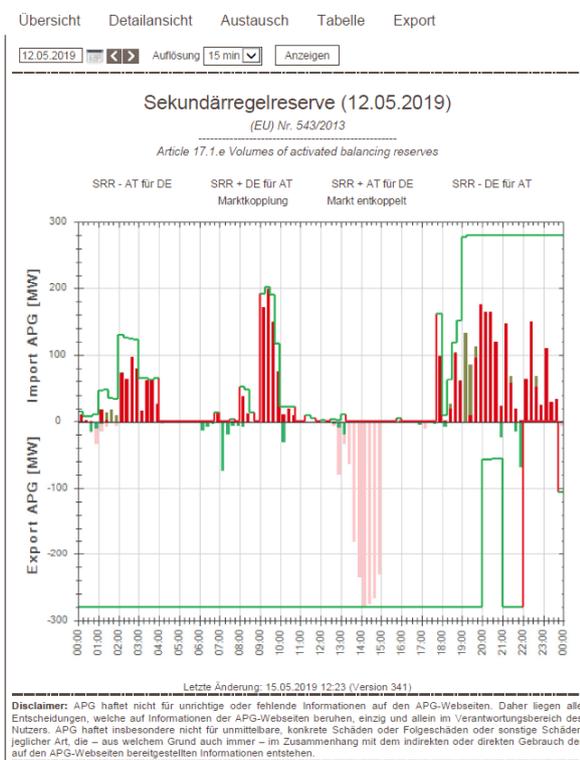


Abb. 5 Grenzüberschreitender Austausch von SRR  
Quelle: [APG](#)

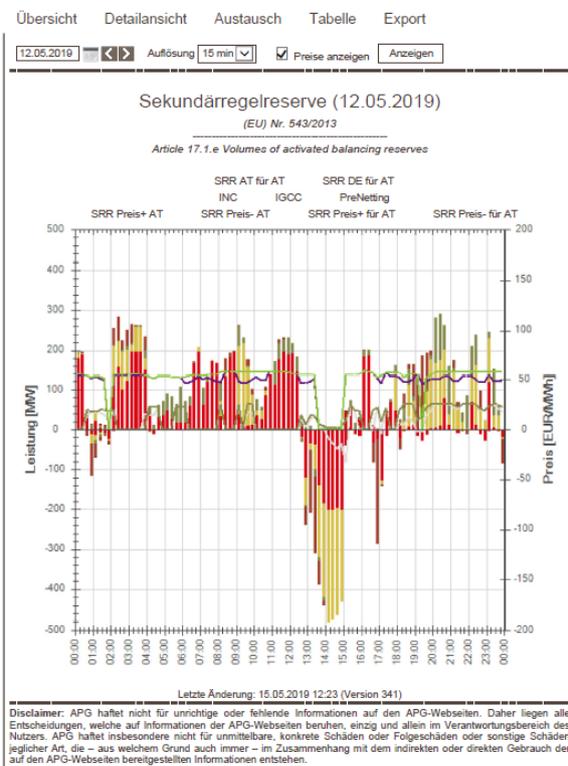


Abb. 4 Gesamte Sekundärregelreserve (Deltaregelzone)  
Quelle: [APG](#)

## 2017 APG-Gebiet (Delta-Regelzone)

Nachstehend eine Tabelle der monatlich gehandelten Regelenergiemengen und des positiven ungewollten Stromaustausches (UA) zwischen der APG und den Anbietern und Abnehmern von Regelreserve<sup>7</sup>.

Monat 2017	positive Regelenergie und pos. ungew. Austausch	negative Regelenergie und neg. ungew. Austausch
	MWh	MWh
1	74.769	48.591
2	49.930	55.105
3	61.302	64.318
4	60.447	58.932
5	50.544	64.415
6	57.443	57.690
7	54.455	69.923
8	54.892	64.372
9	48.956	60.275
10	59.117	63.353
11	59.034	53.421
12	65.437	55.705
<b>Summe 2017</b>	<b>696.325</b>	<b>716.100</b>

Abb. 6 Monatlich gehandelte Regelenergiemengen und ungewollter Austausch 2017 (Quelle: APG)

Die positive Regelenergie und der positive ungewollte Austausch betragen also gesamt ca. 696 GWh, die negative Regelenergie und negativer UA beliefen sich auf ca. 716 GWh.

Die obigen Zahlen beinhalten sowohl Abrufe der APG bei österreichischen Regelkraftwerken für die APG Regelzone als auch alle Exporte und Importe von Sekundär- und Tertiärregelenergie.

## Ausgleichsenergiebedarf 2017

Die Ausgleichsenergie wird erforderlich durch das Ungleichgewicht von vereinbarten zu tatsächlichen Fahrplanwerten von Erzeugungsanlagen und/oder Lastprognosen zum tatsächlichen Verbrauch innerhalb einer Bilanzgruppe. Beispielhaft werden in nachstehender Tabelle die Ausgleichsmengen für die Ökostrom-Bilanzgruppe dargestellt. Bilanzgruppenverantwortlicher ist die Abwicklungsstelle für Ökostrom OeMAG. Von dieser wurden ca. 712 GWh Ausgleichsenergie bezogen, der Saldo der Ausgleichsenergiemenge betrug ca. 205 GWh.

Diese Bilanzgruppe bezieht auch Ausgleichsenergie von anderen Bilanzgruppen bzw. liefert an diese.

### Ökostrombilanzgruppe

Ausgleichsenergie (AE) in Österreich	1. - 4. Quartal 2017		
	Österreich gesamt		
	MWh	EUR	AE-Preis €/MWh
AE-Bezug durch Öko-BGV	711 593 MWh	46 582 233	65,46 €/MWh
AE-Lieferung durch Öko-BGV (negatives Vorzeichen)	-507 012 MWh	936 042	-1,85 €/MWh
Differenz Clearing 1 - Clearing 2		- 184 412	
Ergebnis Intradayvermarktung (nur Handel EPEX)		- 5 550 161	
<b>Saldo</b>	<b>204 581 MWh</b>	<b>41 783 702</b>	

Abb. 7 2017 gehandelte Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe (Quelle: OeMAG).<sup>8</sup>

<sup>7</sup> <https://www.apcs.at/de/regelenergie/statistiken/2017>

## APG-Gebiet (Delta-Regelzone)<sup>9</sup>

Die in der gesamten APG Regelzone für einzelne Bilanzgruppen erforderliche Ausgleichsenergie wird weitgehend innerhalb der Regelzone von anderen Bilanzgruppen bereitgestellt. Nur ein kleiner Teil muss von der APG über andere Regelzonen aufgebracht werden.

Von der APCS Power Clearing and Settlement AG werden in der Funktion als Bilanzgruppenkoordinator alle Ausgleichsenergiemengen erfasst. In nachstehender Tabelle sind alle zum Ausgleich von Ungleichgewichten erforderlichen „Ausgleichsenergiemengen“ (Ausgleichsenergie, Regelenergie und ungewollter Austausch) als Monatswerte dargestellt.

<b>Monat 2017</b>	<b>Gesamte positive Ausgleichsenergie</b>	<b>Gesamte negative Ausgleichsenergie</b>
	<b>MWh</b>	<b>MWh</b>
<b>1</b>	239.497	213.323
<b>2</b>	156.813	161.988
<b>3</b>	184.255	187.271
<b>4</b>	198.340	196.825
<b>5</b>	215.788	229.659
<b>6</b>	199.996	200.243
<b>7</b>	195.392	210.860
<b>8</b>	199.203	208.683
<b>9</b>	190.168	201.488
<b>10</b>	187.527	191.764
<b>11</b>	180.559	174.946
<b>12</b>	199.777	190.045
<b>Summe 2017</b>	<b>2.347.315</b>	<b>2.367.093</b>

Abb. 8 Gesamte Energiemengen zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichtes Lieferung –Verbrauch in der APG Regelzone („Gesamte Ausgleichsenergie“) Quelle: APG

## **Notmaßnahmen 2017**

Seitens der APG wird immer wieder von „Notmaßnahmen“ gesprochen. Damit sind Redispatch-Maßnahmen (Engpassvermeidungsmaßnahmen) gemeint, die gesetzt werden müssen, um lokale thermische Überlastungen von Stromleitungen aufgrund der geplanten Stromtransportmengen zu vermeiden. Dazu werden beispielsweise vor dem erwarteten Engpass befindliche Kraftwerke angewiesen, die Leistung zu reduzieren und andere, hinter dem Engpass befindliche, hinaufzufahren. Auslöser können innerösterreichische Leitungsentgässe (z.B. Ost-West-Verbindung) sein, oder auch solche in benachbarten Regelzonen.

Ab 1.10.2018 sind mindestens 4.900 MW Stromaustausch zwischen Deutschland und Österreich gesichert möglich, davon sind 1.500 MW für Redispatch-Leistungen reserviert.

<sup>8</sup> [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/statistik/ausgleichsenergie/2017\\_Q4\\_AE.JPG](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/ausgleichsenergie/2017_Q4_AE.JPG)

<sup>9</sup> <https://www.apcs.at/de/regelenergie/statistiken/2017>

## Aufgrund fehlender Übertragungsnetze steigen die Kosten für Notmaßnahmen

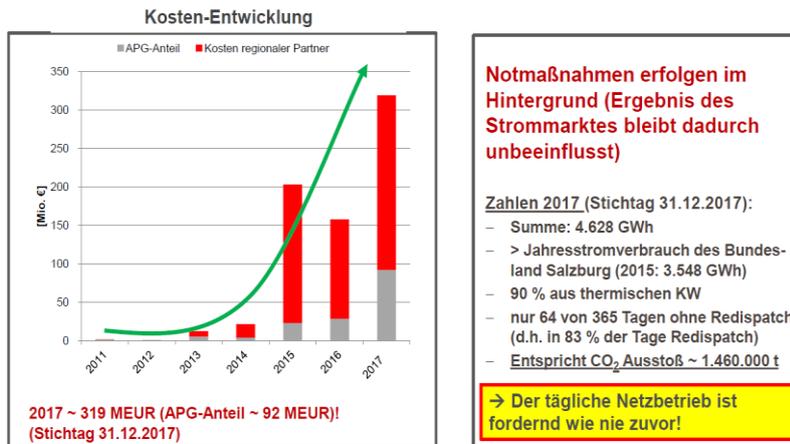


Abb. 9 Quelle: Vortrag „Stromzukunft 2030 – 100 % Erneuerbare als sektorenübergreifende systemtechnische Herausforderung“ DI Mag G. Christiner, APG, 3.7.2018

Von der im Jahr 2017 erforderlichen Gesamtstromerzeugung für Notmaßnahmen entfallen 4.628 GWh, etwa 28,8% (92 MEUR/319 MEUR) auf Notmaßnahmen im APG-Netz, das sind etwa 1.334 GWh.

Strommengen zur Verhinderung von vorhersehbaren Leitungsüberlastungen über Redispatch-Maßnahmen (Aktivierung von speziell kontrahierten Kraftwerken) werden im Rahmen der täglichen Fahrpläne organisiert und fallen daher nicht in die für kurzfristige Abweichungen vorgesehene Regel- und Ausgleichsenergiebetrachtung.

### 2.3. Bilanzielle Deckungslücke 2017

#### Definition der „bilanziellen Deckungslücke“

Die auf Jahresbasis „bilanzielle Deckungslücke“ ist jene Strommenge im öffentlichen Netz, die in Österreich noch fossil erzeugt oder importiert wird. **Diese Deckungslücke ist durch in Österreich erzeugten erneuerbaren Strom zu decken.** Laut Ministerratsbeschluss und #mission2030 sind Regel- und Ausgleichsenergie für die Erreichung des 100% Zieles nicht zu berücksichtigen.

<b>Bilanzielle Deckungslücke #mission2030</b>	=	<b>Fossiler Strom im öffentlichen Netz + Import – Export – Regelenergie* – Ausgleichsenergie* (* relevanter Anteil)</b>
---	---	---

Abb. 10 EIW-Definition der „Bilanziellen Deckungslücke“ entsprechend der Angaben in der #mission2030

## Deckungslücke im Jahr 2017

Im Jahr 2017 wurden in Österreich im öffentlichen Netz mit fossilen Energieträgern etwa 12.204 GWh Strom erzeugt und etwa 6.710 GWh Strom importiert.

Fossil und Export/Import -Saldo 2017  
öffentliches Netz

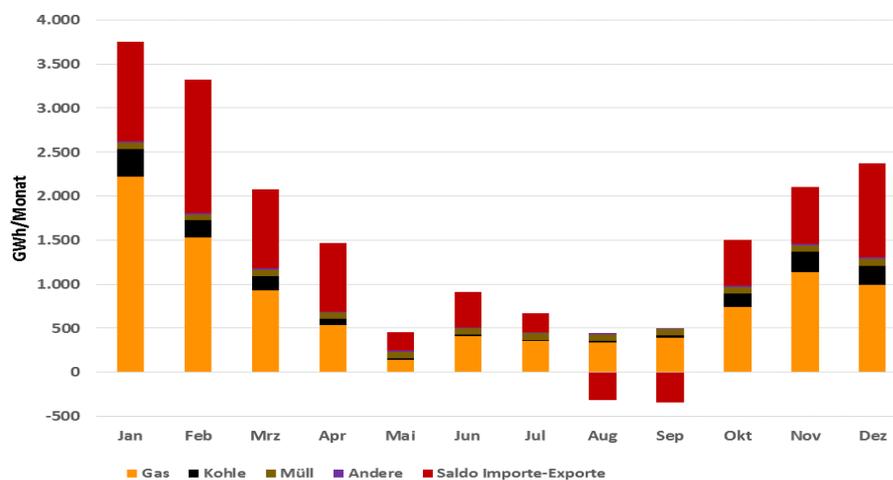


Abb. 11 Erzeugung aus fossilen Quellen und Export-Import-Saldo 2017 (Darstellung EIW, Quelle: APG, E-Control)

Ein hoher Anteil an fossil erzeugtem Strom kommt aus KWK-Anlagen, die wärmegeführt in Fernwärmesystemen betrieben werden. Der aktuell damit zusammenhängende hohe Einsatz fossiler Energieträger in der Heizsaison wird zur wesentlichen Herausforderung zur Erreichung des bilanziellen 100% Zieles.

## Exkurs: Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken 2017

Erzeugungskomponente / Kraftwerkstyp			Zuordenbare und andere Kraftwerke			
			Anzahl (a)	Leistung in MW (a)	Erzeugung in GWh	Ausnutzungsdauer in h
Wärmekraftwerke (b)	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	2	598	1.573	2.631
		Braunkohle				k.A.
		Derivate <sup>✓</sup> (1)	6	414	2.094	5.059
		Erdölderivate <sup>✓</sup> (2)	6	168	882	5.239
		Erdgas	59	4.853	10.616	2.187
		<b>Summe</b>	<b>73</b>	<b>6.034</b>	<b>15.166</b>	<b>2.514</b>
	Biogene Brennstoffe	fest <sup>✓</sup> (3)	123	400	2.340	5.845
		flüssig <sup>✓</sup> (3)	20	1.339	0	173
		gasförmig <sup>✓</sup> (3)	286	85	575	6.788
		Klär- und Deponiegas <sup>✓</sup> (3)	49	22	46	2.086
		<b>Summe</b> <sup>✓</sup> (3)	<b>478</b>	<b>509</b>	<b>2.962</b>	<b>5.822</b>
	Sonstige Biogene <sup>✓</sup> (4)	3	100	481	4.825	
	Sonstige Brennstoffe <sup>✓</sup> (5)	11	105	667	6.342	
	Mischfeuerung	9	436	1.996	4.576	
	<b>Summe Wärmekraftwerke</b>	<b>574</b>	<b>7.183</b>	<b>21.272</b>	<b>2.961</b>	
(davon KWK-Anlagen)	(164)	(6.188)	(19.208)	(3.104)		

Abb. 12 Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken in Österreich, 2017 (Quelle: E-Control<sup>10</sup>)

2017 wurden aus allen österreichischen Wärmekraftwerken (öffentliches Netz und Eigenanlagen der Industrie) gesamt 21.272 GWh Strom erzeugt. Davon 19.208 GWh Strom und

<sup>10</sup> <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik>

33.000 GWh Wärme aus Kraft-Wärmekopplungsanlagen (etwa 2.350 GWh aus biogenen Brennstoffen) und 2.060 GWh ohne Wärmeauskopplung (etwa 800 GWh aus biogenen Brennstoffen).

Wofür werden Wärmekraftwerke hauptsächlich eingesetzt:

- Wärmekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung im Fernwärmebereich  
2017 wurde aus wärmegeführten KWK-Anlagen (öffentliches Netz und Eigenanlagen der Industrie) etwa 24.000 GWh Fernwärme erzeugt<sup>11</sup> Bei Annahme eines Strom/Wärme-verhältnisses von 40/60 ergibt sich eine Stromerzeugung aus Fernwärme-KWKs in der Höhe von etwa 16.000 GWh.
- Wärmekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie  
Alleine In der österreichischen Papier- und Zellstoffindustrie wurden 2017 etwa 4.640 GWh Strom benötigt, der zu fast 62 % in Eigenstromanlagen erzeugt wurde, davon etwa 95 % (2.700 GWh) in KWK-Anlagen.
- Wärmekraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung im öffentlichen Netz  
Auf Grund der Kostensituation werden im öffentlichen Netz Wärmekraftwerke praktisch nur mehr zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit (Regel- und Ausgleichsenergie) betrieben. Im Jahr 2017 waren dies alleine für Engpassvermeidungsmaßnahmen etwa 1.200 GWh<sup>12</sup>
- Wärmekraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie  
Diese Anlagen wurden häufig aus Gründen der Versorgungssicherheit gebaut und werden teilweise direkt oder im Rahmen von Pools zur Lieferung von Regel- und Ausgleichsenergie bereitgestellt.

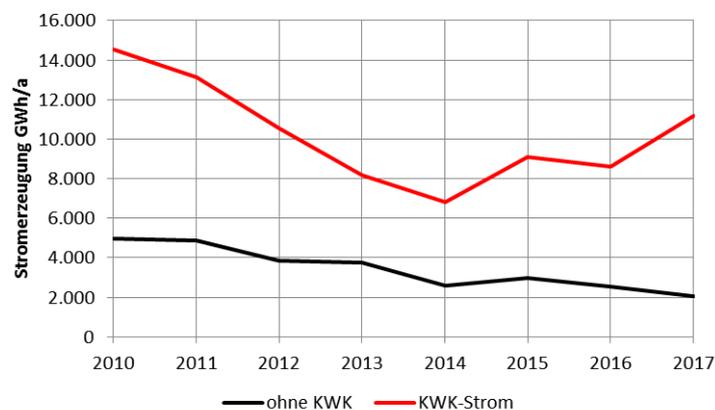


Abb. 13 Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken im öffentlichen Netz  
(eigene Darstellung, Quelle: E-Control, eigene Berechnungen)

Die obige Grafik zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken für das öffentliche Stromnetz seit 2010. Während die Stromerzeugung ohne KWK laufend sinkt, erhöhte sich die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen nach einem stetigen Rückgang seit 2014 wieder.

<sup>11</sup> FGW Zahlenspiegel 2018: [https://www.gaswaerme.at/media/medialibrary/2018/09/zasp2018\\_final.pdf](https://www.gaswaerme.at/media/medialibrary/2018/09/zasp2018_final.pdf)

<sup>12</sup> APG, VD DI Gerhard Christiner, 3.7.2018

## Abschätzung der Mission#2030-relevanten Regel- und Ausgleichsenergie 2017

Im Sinne eines „bilanziellen 100% erneuerbare Energie Zieles“ muss der fossile Strom und der Stromimport bis 2030 mit in Österreich erzeugtem Ökostrom und mit Exporten bilanziell kompensiert werden. Da mit diesen Strommengen auch Regel- und Ausgleichsenergie erzeugt wird, kann gemäß der Definition in der #mission2030 bei der Errechnung der Deckungslücke und damit der notwendigen Menge an erneuerbarer Energie die Regel- und Ausgleichsenergie abgezogen werden.

Um die im Sinne der Mission 2030 zu berücksichtigende Ausgleichsenergiemenge abzuschätzen wurden verschiedene Anpassungen vorgenommen:

Von der „Gesamten positiven Ausgleichsenergie“ wurden die positive Regelenergie und der positive ungewollte Austausch abgezogen (Quelle APCS Statistik). Damit erhält man jene Ausgleichsenergiemengen, die zwischen österreichischen Bilanzgruppen ausgetauscht werden.

Die Tertiärregelenergie ist in der APCS Statistik unter Ausgleichsenergie erfasst und wird nicht getrennt berücksichtigt.

Bei der relevanten Sekundärregelenergie werden nur jene Anteile berücksichtigt die von österreichischen Anbietern in Österreich abgerufen werden (Quelle APG).

Monat 2017	Gesamte pos. "Ausgleichsenergie"	pos. Regelenergie und pos. ungew. Austausch	pos. Ausgleichsenergie Mission 2030
	MWh	MWh	MWh
1	239.497	74.769	164.728
2	156.813	49.930	106.882
3	184.255	61.302	122.953
4	198.340	60.447	137.893
5	215.788	50.544	165.244
6	199.996	57.443	142.553
7	195.392	54.455	140.937
8	199.203	54.892	144.311
9	190.168	48.956	141.213
10	187.527	59.117	128.410
11	180.559	59.034	121.525
12	199.777	65.437	134.340
<b>Summe</b>	<b>2.347.315</b>	<b>696.325</b>	<b>1.650.990</b>

Abb. 14 Berechnung der relevanten positiven Ausgleichsenergie (Quelle: APCS, eigene Berechnung)

Die in der APG-Regelzone von Bilanzgruppen zur Verfügung gestellte positive Ausgleichsenergie betrug 2017 ca. 1.651 GWh.

Monat 2017	pos. Ausgleichsenergie Mission 2030	Abrufe von positiver Sekundärregelenergie für die Regelzone APG von AT Anbietern	Erbringung von positiver Sekundärregel in APG für DE (Export aus AT nach DE)	Erbringung positiver Sekundärregelenergie von AT-Anbietern für AT	Ausnahmemenge RE+AE lt. Mission 2030
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1	164.728	17.117	3.429	13.688	<b>178.416</b>
2	106.882	7.332	5.645	1.687	<b>108.569</b>
3	122.953	9.967	7.866	2.101	<b>125.054</b>
4	137.893	10.381	12.032	- 1.651	<b>136.242</b>
5	165.244	10.122	6.191	3.931	<b>169.175</b>
6	142.553	9.370	4.563	4.807	<b>147.360</b>
7	140.937	7.525	4.555	2.970	<b>143.907</b>
8	144.311	6.855	2.834	4.021	<b>148.332</b>
9	141.213	6.385	3.754	2.631	<b>143.844</b>
10	128.410	6.957	3.558	3.399	<b>131.809</b>
11	121.525	8.872	5.296	3.576	<b>125.101</b>
12	134.340	9.043	5.815	3.228	<b>137.568</b>
<b>Summe</b>	<b>1.650.990</b>	109.926	65.538	<b>44.388</b>	<b>1.695.378</b>

Abb. 15 Gemäß #mission2030 bei der Zielermittlung abzuziehende Menge an Regel- und Ausgleichsenergie (eigene Berechnungen, Quelle: APG, APCS,)

Die gemäß der Formulierung in der Energie- und Klimastrategie Mission 2030 vom 100 % Ziel auszunehmende Menge an Regel- und Ausgleichsenergie hätte im Jahr 2017 ca. 1.695 GWh betragen, davon 44 GWh Regelenergie und 1.651 GWh Ausgleichsenergie.

## Bilanzielle Deckungslücke 2017

Um die Größenordnung und aktuelle Ausgangssituation zu verdeutlichen, wird in diesem Abschnitt berechnet, wie hoch die bilanzielle Deckungslücke 2017 gewesen wäre, wenn man ein 100 % - Ziel analog zu dem der #mission2030 heranzieht.

ÖFFENTLICHES NETZ		
	2017	Quelle
	MWh/a	
Wind	6.723.813	APG
Solar	1.144.302	APG
Biomasse	2.599.832	APG
Gas	9.728.309	APG
Kohle	1.406.610	APG
Geothermie	631	APG
Müll	875.900	APG
Andere	192.698	APG
Laufkraft	26.851.804	APG
Speicher	13.210.996	E-Control
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.734.894</b>	<b>100,00%</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531.377</b>	<b>80,55%</b>
Pumpstrom	-5.543.359	E-Control
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung
Netto- Inlandserzeugung	57.191.535	eigene Berechnung
Import-Export	6.710.043	E-Control
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.901.578</b>	
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801.000	E-Control
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.100.578</b>	eigene Berechnung
<b>Deckungslücke inklusive Regel- und Ausgleichsenergie</b>	<b>18.913.560</b>	eigene Berechnung
<b>Mission#2030 relevante Regelenergie + Ausgleichsenergie</b>	<b>-1.695.378</b>	eigene Berechnung
<b>bilanzielle Deckungslücke</b>	<b>17.117.119</b>	eigene Berechnung

Abb. 16 Darstellung der bilanziellen Deckungslücke 2017 bei Zugrundelegung eines 100 % Ziels analog zur #mission2030

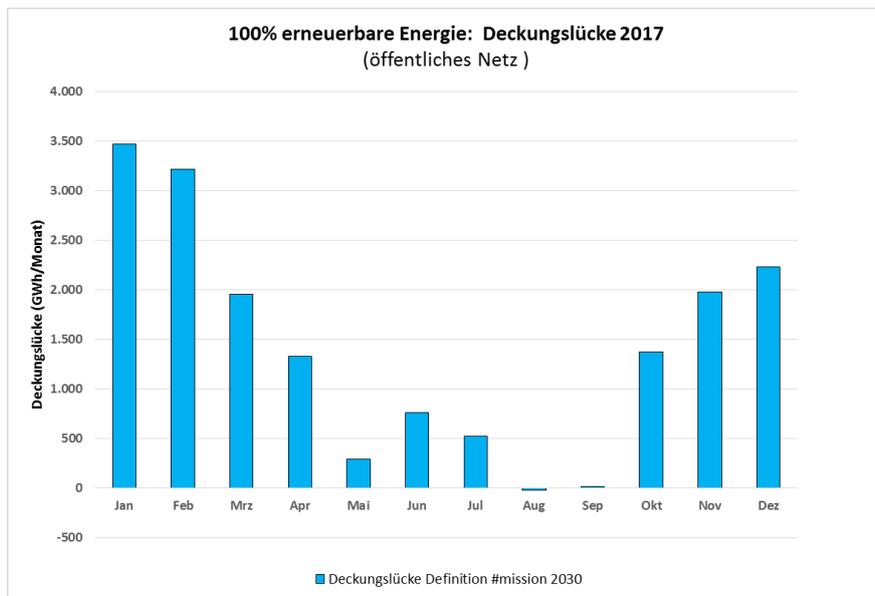


Abb. 17 Deckungslücke 2017 monatlich bei Zugrundelegung des 100 % Erneuerbare Elektrizität Ziels laut #mission2030 (öffentliches Netz)

**Die bilanzielle Deckungslücke hätte für das Jahr 2017 etwa 17.117 GWh betragen.**

Auf Monatsbasis zeigt sich, dass auch während der Sommermonate im Jahr 2017 eine Deckungslücke bestanden hat und die Produktion der erneuerbaren Energieträger nicht ausgereicht hat um die fossile Produktion und den Import zu decken.

Bis zum Jahr 2030 muss die dann bestehende bilanzielle Deckungslücke durch zusätzlich erneuerbare Stromerzeugung ausgeglichen werden (null sein).

### 3. Hochrechnungen für 2030

Im E-Control-Monitoring Report 2017<sup>13</sup> werden Angaben verschiedener Quellen zur Strombedarfssteigerung zitiert:

- Nachfragemodell MEDA der E-Control: jährliche Strombedarfssteigerung 2017 bis 2030: **0,46 %**
- Nachfragemodell PRIMES der DG Energy: jährliche Strombedarfssteigerung 2017 bis 2020 **0,75%**, von 2020 bis 2030 **0,76 %**
- Mid Term Adequacy Forecast 2016 von ENTSO-E: jährliche Strombedarfssteigerung für Österreich 2017 bis 2020: 0,80 %, von 2020 bis 2025 0,25 % (Durchschnitt 2017 bis 2030 **0,41 %**)

In diesen Prognosen werden Faktoren wie das Bevölkerungswachstum, das Wirtschaftswachstum, die Preisentwicklungen und Effizienzerhöhungen bereits berücksichtigt. Basierend auf obigen Einschätzungen wurde bei den weiteren Berechnungen von einer jährlichen Steigerung des Strombedarfs ohne Sondereffekte von 0,5% ausgegangen. Ergänzend wurden eigene Abschätzungen zu den Sondereffekten aufgrund von zunehmender E-Mobilität und von Entwicklungen im Bereich Warmwasser und Heizung getroffen, die in den nächsten Abschnitten erläutert werden.

Ergänzend wurden die Berechnungen auch unter Annahme einer Steigerung von 1,0 % durchgeführt.

#### 3.1. Strombedarf im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 0,5 %)

Eine angenommene jährliche Steigerung des Strombedarfs von **0,5 %** ergibt bis 2030 eine Steigerung des Strombedarfs um 6,7 %.

Der Endenergiebedarf für Strom steigt bis 2030 unter dieser Annahme, ohne Sondereffekte, um 4.000 GWh auf 64.100 GWh.

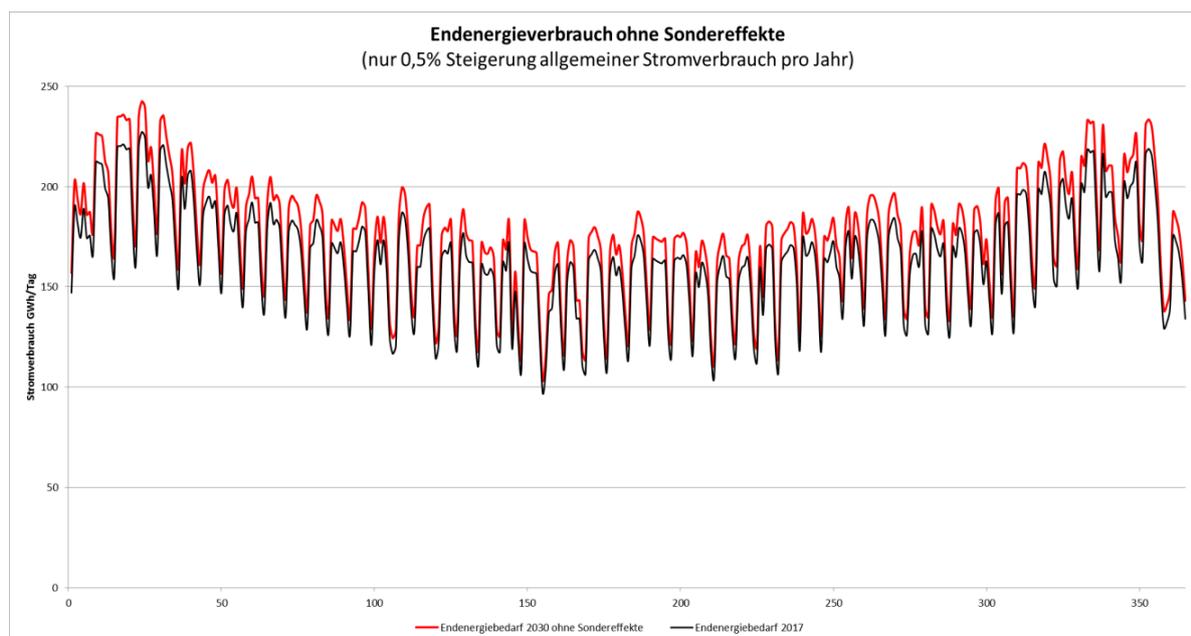


Abb. 18 Endenergiebedarf 2017 und Endenergiebedarf 2030 bei Annahme von 0,5 % Steigerung p.a.

<sup>13</sup> <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Monitoring+Report+Versorgungssicherheit+2017.pdf/9dde9f1a-23a7-b6f0-9721-4118e531dc98>

## **Sondereffekt „Forcierter Stromeinsatz Warmwasser, Raumheizung und Raumkühlung“ (P2H)**

Im Wärmesektor ist zur Heizung und zur Warmwasserbereitung zwischen der direkten Nutzung von Strom und der indirekten Nutzung über Wärmepumpen zu unterscheiden.

Im Jahr 2015 betrug der Stromeinsatz (direkt und Wärmepumpe) im Bereich Raumwärme, Klimaanlage und Warmwasser im Haushalt etwa 6.812 GWh, im Jahr 2017 6.934 GWh<sup>14</sup>. Im Jahr 2017 hatten noch 211.000 Haushalte eine Elektro-Direkt- und Elektro-Nachtspeicherheizung<sup>15</sup> und etwa 500.000 Haushalte elektrisch betriebene Warmwasserboiler, der direkte Stromverbrauch betrug etwa 5.300 GWh. Die Verbräuche in Nicht-Wohngebäuden (Dienstleistung, Handel, ...) liegen in Summe in etwa in der gleichen Größenordnung, wobei die direkte Nutzung von Strom für Heizung überwiegt<sup>16</sup>.

Im Sinne der erforderlichen Sektorkopplung „Power to Heat“ kommt dem Ersatz von fossilen Brennstoffen für Heizung und Warmwasser durch effiziente Wärmepumpen in der Sanierung und im Neubau von Gebäuden besondere Bedeutung zu. Diese Entwicklung wird trotz sinkendem Wärmebedarf durch thermische Sanierung zu einer Erhöhung des Strombedarfs führen. Wegen der hohen Investitionskosten bei der Umstellung von Elektroheizungen und elektrischer Warmwasserbereitung auf wassergetragene Systeme mit effizienten Wärmepumpen muss ein attraktives Anreizsystem entwickelt werden um die Umstellung zu beschleunigen.

Von der Energy Economics Group der TU Wien wurde im Rahmen der Studie „Wärmezukunft 2050“ aus dem Jänner 2018<sup>16</sup> die Entwicklung des Strombedarfs im Wärmesektor bis 2030 abgeschätzt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass bis 2030

- Der Wärmebedarf aufgrund erwarteter Klimaänderungen sinkt.
- Effizienzsteigerungen in Bestandsobjekten eintreten (thermische Sanierung, etc.).
- Ineffiziente elektrische Heizsysteme und Warmwasserbereitungssysteme durch effiziente Wärmepumpen ersetzt werden.
- Im Neubau vorwiegend Wärmepumpen mit hoher Energieeffizienz eingesetzt werden.
- Der Strombedarf durch den verstärkten Einsatz von Solarthermie in Kombination mit elektrischen Systemen reduziert wird.

Unter Verwendung von sehr ambitionierten Umsetzungsraten kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass bis zum Jahr 2030 der Gesamtstromverbrauch im Wärme- und Kühlungsbereich, trotz verstärktem Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung, stark zurückgeht. Wesentlich dafür ist auch der bis 2030 erwartete Ersatz von Strom-Direktheizungen und von direkter elektrischer Warmwasserbereitung durch erneuerbare Energieträger (auch außerhalb des Stromsektors, z.B. Biomasse, Solarthermie).

**Da der Strombedarf für Warmwasser, Heizung und Raumklima 2015 und 2017 in der gleichen Größenordnung lag, wird in den weiteren Betrachtungen davon ausgegangen, dass sich bis 2030 der Endenergiebedarf für Strom im Wärme- und Kühlsektor gegenüber 2017 um ca. 3.900 GWh reduziert.**

---

<sup>14</sup>[http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>15</sup>[http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energieeinsatz\\_der\\_haushalte/index.html#index4](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html#index4)

<sup>16</sup>[http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/research/downloads/PR\\_469\\_Waermewende\\_finalreport.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_469_Waermewende_finalreport.pdf)

Nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung in den einzelnen Nutzungsarten. Bei Wohngebäuden wird bis 2030 weitgehend von einer Umstellung von Direktstromanwendungen auf Wärmepumpen ausgegangen, bei Nichtwohngebäuden verstärkt auch von einer Umstellung auf andere Energieträger.

		2015	2030	2050
Wohngebäude	Raumkühlung	91	224	388
	Wärmepumpen - Warmwasser	225	497	925
	Elektrisch Direkt - Warmwasser	2756	1037	74
	Wärmepumpen - Heizen	1033	1401	1836
	Elektrisch Direkt - Heizen	1996	1051	374
	Strombedarf Wärme	6009	3987	3208
	Strombedarf Wärme+Kühlung	6100	4210	3596
Nicht-Wohngebäude	Raumkühlung	614	1070	1750
	Wärmepumpen - Warmwasser	8	44	116
	Elektrisch Direkt - Warmwasser	479	173	8
	Wärmepumpen - Heizen	178	407	872
	Elektrisch Direkt - Heizen	4065	1650	440
	Strombedarf Wärme	4729	2274	1436
	Strombedarf Wärme+Kühlung	5344	3344	3186
Gesamt	Raumkühlung	705	1294	2138
	Wärmepumpen - Warmwasser	233	541	1041
	Elektrisch Direkt - Warmwasser	3235	1210	82
	Wärmepumpen - Heizen	1211	1808	2707
	Elektrisch Direkt - Heizen	6060	2701	814
	Strombedarf Wärme	10739	6261	4644
	Strombedarf Wärme+Kühlung	11443	7554	6782

Abb. 19 Abbildung: Strombedarf für Raumwärme, Warmwasser und Raumkühlung in GWh/a (Quelle: TU-Wien, Wärmезukunft 2050<sup>16</sup>)

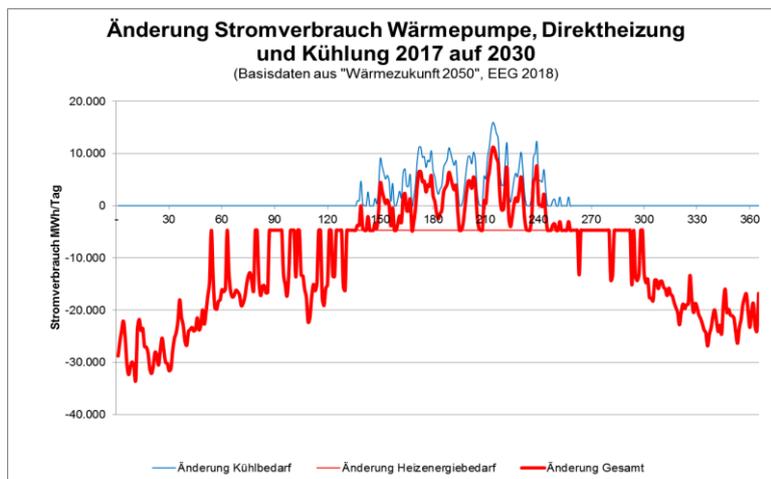


Abb. 20 Abbildung: Änderung des Strombedarfs 2017 auf Basis der Mittelwerte der Tagestemperaturen 2017 (eigene Berechnung)

## Sondereffekt „E-Mobilität“

Die Annahmen der Zuwächse der Flotte der Elektroautos bis 2030 basieren auf den Ergebnissen der Studie des Umweltbundesamtes „Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität in Österreich“ aus 2014.<sup>17</sup>

1,6 Mio. Fahrzeuge  
im Jahr 2030

Im optimistischen Szenario mit den beschriebenen unterstützenden Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität bis zum Jahr 2030 wird der Bestand auf etwa 1,6 Millionen Elektro- und Plug-In-Hybridfahrzeuge anwachsen.

Abbildung 26:  
Prognostizierter  
Bestand an Plug-In- und  
Elektrofahrzeugen sowie  
Gesamtbestand für das  
Szenario WAM.

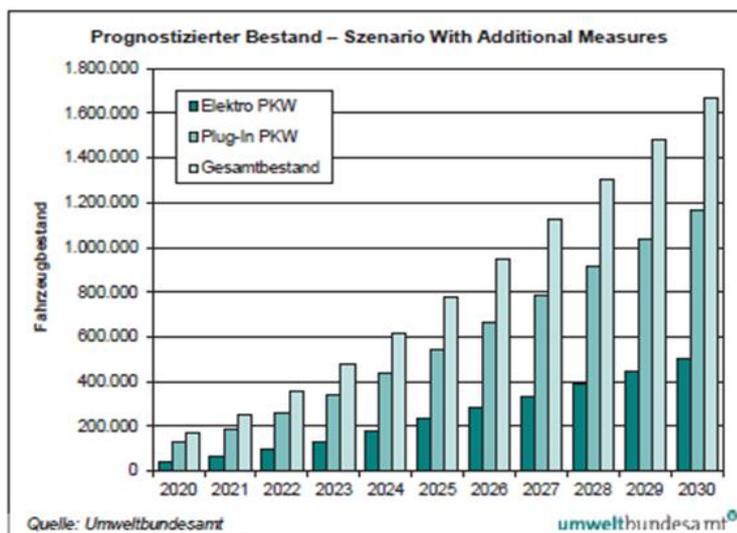


Abb. 21 Prognostizierter Bestand an Plug-in und Elektrofahrzeugen im Szenario WAM

Für die weiteren Berechnungen und Betrachtungen wurde für 2030 von einem Bestand von 1.500.000 E-PKWs ausgegangen, wovon

- 30% rein elektrisch (BEV) mit einer Fahrleistung von 14.000 km/Jahr und
- 70% als Plug In Hybrid (PHEV) mit einer Fahrleistung elektrisch von 10.000 km/Jahr genutzt werden.

Der Strombedarf einzelner E-PKWs unterscheidet sich wesentlich nach Fahrzeugtyp, Fahrverhalten und schwankt zusätzlich saisonal aufgrund der Abhängigkeit von der Außentemperatur. Als mittlerer Verbrauch der Fahrzeugflotte 2030 wurden 18 kWh je 100 km angenommen. Der Temperatureinfluss wurde auf Basis der Tagesmittelwerte der Außentemperatur 2017 modelliert.

**Unter den obigen Annahmen ergibt sich im Jahr 2030 ein zusätzlicher Strombedarf (EEV) für Elektromobilität von etwa 3.000 GWh.** Dabei wurden Zuwachsraten von Elektrofahrzeugen im Gütertransport nicht berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass in diesem Bereich überwiegend andere, nicht strombasierte Alternativen zum Einsatz kommen.

<sup>17</sup> <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0500.pdf>

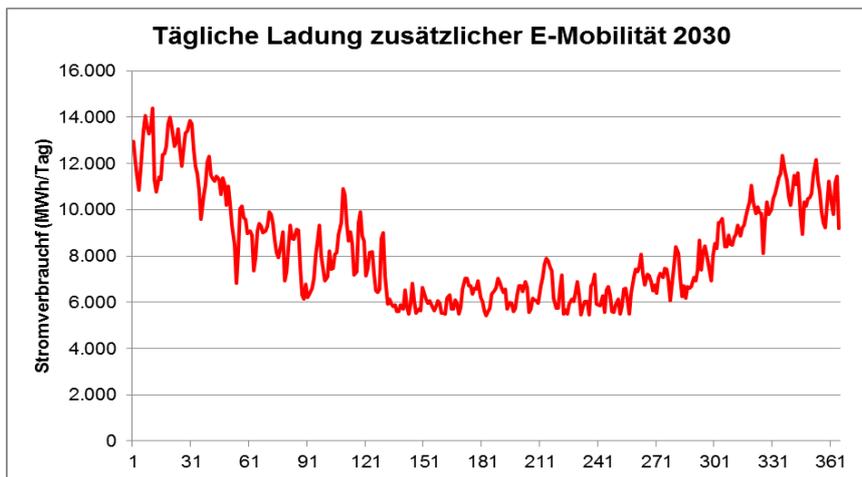


Abb. 22 Abhängigkeit der täglich erforderlichen Strommenge für die Ladung der Elektro-PKWs 2030  
(Quelle: Eigene Berechnungen)

### Endenergiebedarf Strom im öffentlichen Netz 2030

(Variante: 0,5% pro Jahr Steigerung allg. Stromverbrauch +P2H + E-Mobilität)

Der gesamte Endenergiebedarf an Strom steigt unter Berücksichtigung der allgemeinen Effekte wie Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum, Effizienzsteigerung sowie der oben dargestellten Sondereffekte, nämlich verstärkter Einsatz von Strom im Verkehrssektor (E-PKWs) und Effekte im Wärme- und Kühlsektor, von **ca. 60.100 GWh im Jahr 2017 auf 63.290 GWh im Jahr 2030**.

Wie aus der folgenden Grafik ersichtlich ist, sinkt durch die Reduktion des Gesamtstrombedarfs im Wärmesektor in der Heizsaison 2030 der Stromverbrauch (rote Linie) gegenüber 2017 (schwarzer Linie).

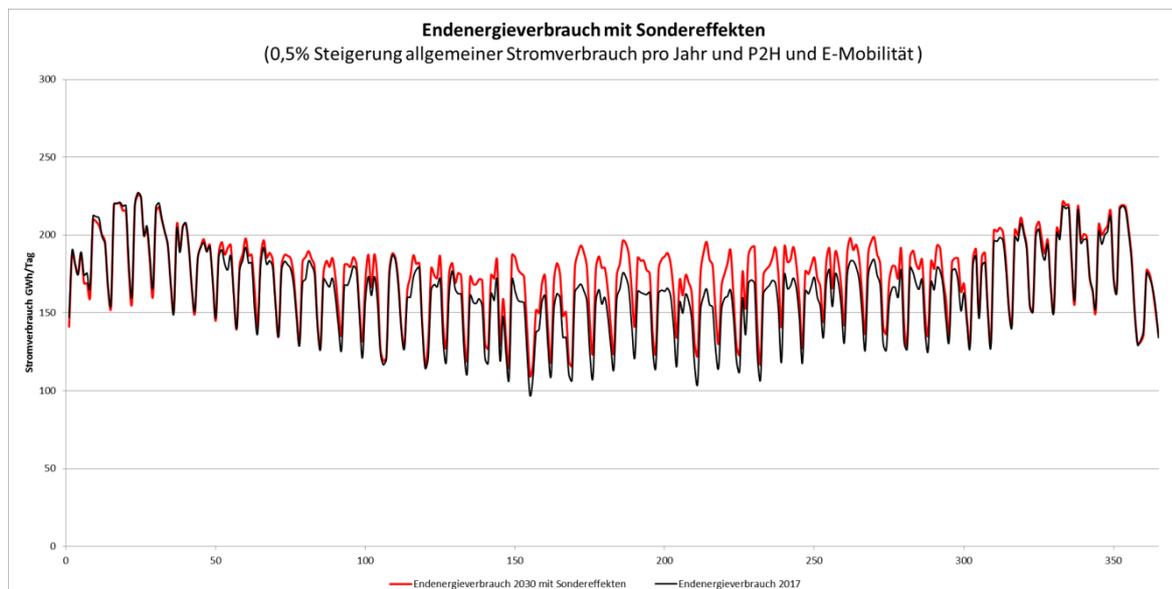


Abb. 23 Vergleich Strombedarf 2017 mit Abschätzung für 2030 (Quelle: Eigene Berechnungen)

### 3.2. Technologiemitx 2030 (Szenario 0,5 %)

Das Ziel der Energie- und Klimastrategie der österreichischen Bundesregierung ist es, eine weitgehende Dekarbonisierung des Stromsektors zu erreichen, d.h. fossile Energieträger nur mehr dort zu akzeptieren, wo diese aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig sind.

An diesem Ziel ist der zukünftige Technologiemitx auszurichten.

#### Technologiemitx 2030

Dieser Abschnitt zeigt einen möglichen Technologiemitx zur Deckung des in Abschnitt 3.1 abgeschätzten Stromverbrauchs im öffentlichen Netz (0,5% pro Jahr Steigerung allgemeiner Stromverbrauch + Sondereffekte P2H und E-Mobilität).

Bei der Ermittlung der Leistungs-Zuwachsraten der einzelnen Technologien wurde für 2030 von folgenden Annahmen ausgegangen:

- keine Stromerzeugung aus öl- und kohlebefeueren Kraftwerke (Änderung: - 100 %)
- Einsatz von Gaskraftwerken mit öffentlicher Fernwärmeauskopplung oder Wärmeauskopplung in der Industrie und Einsatz von Gaskraftwerken für Regel- und Ausgleichsenergie (Änderung 0 %)
- Keine Änderungen bei Geothermie, Müll und anderen nichtbiogenen Brennstoffen
- Ausbau der Wasserkraft auf Basis der von Oesterreichs Energie veröffentlichten Kraftwerks-Ausbauiste<sup>18</sup> (Laufkraftwerke + 7 %, Speicher + 5 %)
- Ersatz bestehender ineffizienter Biomasse-Kraftwerke und moderater Ausbau der Biomasse im öffentlichem Netz, speziell in Städten mit Fernwärme (Änderung + 25 %)
- Repowering und forcierter Zubau von Windkraftwerken (Änderung + 150 %)
- Forcierter Zubau von PV-Anlagen, besonders auch Großanlagen (Änderung + 550 %)

Die angenommenen Leistungsänderungen der einzelnen Technologien liegen unter den von den Erneuerbaren-Branchenvertretungen angegebenen Potentialen und sollten daher technisch machbar sein.

ÖFFENTLICHES NETZ				
TECHNOLOGIE	2017	Quelle	2030	Veränderung 2030 zu 2017
	MW		MW	
Wind	2.696	APG	6.740	150%
Solar	1.031	APG	6.702	550%
Biomasse, sonstige Biogene	506	APG	633	25%
Erdgas	4.466	APG	4.466	0%
Steinkohle und Koks	598	APG	0	-100%
Geothermie	0,1	APG	0	0%
Müll	144	APG	144	0%
Andere	23	APG	23	0%
Laufkraft	5.714	APG	6.114	7%
Speicher	8.436	E-Control	8.858	5%

Abb. 24 Möglicher Technologiemitx zur Erreichung des 100 % Zieles im Jahr 2030

<sup>18</sup> <https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksliste.html>

## Stromverbrauch und Stromaufbringung im öffentlichen Netz 2030<sup>19</sup>

Im Jahr 2030 würden auf Basis des angenommenen Technologiemit in Österreich im öffentlichen Netz aus erneuerbaren Energieträgern 70.101 GWh (86,6 %) Strom erzeugt. Die Erzeugung aus fossilen Energieträgern beträgt etwa 10.797 GWh (13,4 %), etwa 7.805 GWh Strom werden exportiert. In Summe würde Österreich von einem Stromimporteur zu einem Stromexporteur werden.

ÖFFENTLICHES NETZ			
	2017	Quelle	2030
	GWh/a		GWh/a
Wind	6.724	APG	16.810
Solar	1.144	APG	7.438
Biomasse	2.600	APG	3.250
Gas	9.728	APG	9.728
Kohle	1.407	APG	0
Geothermie	1	APG	1
Müll	876	APG	876
Andere	193	APG	193
Laufkraft	26.852	APG	28.731
Speicher	13.211	E-Control	13.872
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.735</b>	<b>100,00%</b>	<b>80.898</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531</b>	<b>80,55%</b>	<b>70.101</b>
Pumpstrom	-5.543	E-Control	-5.798
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung	berücksichtigt
Netto- Inlandserzeugung	57.192	eigene Berechnung	75.100
Import-Export	6.710	E-Control	-7.805
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.902</b>		<b>67.295</b>
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801	E-Control	-4.001
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.101</b>	eigene Berechnung	<b>63.293</b>

Abb. 25 Stromaufbringung im öffentlichen Netz 2030

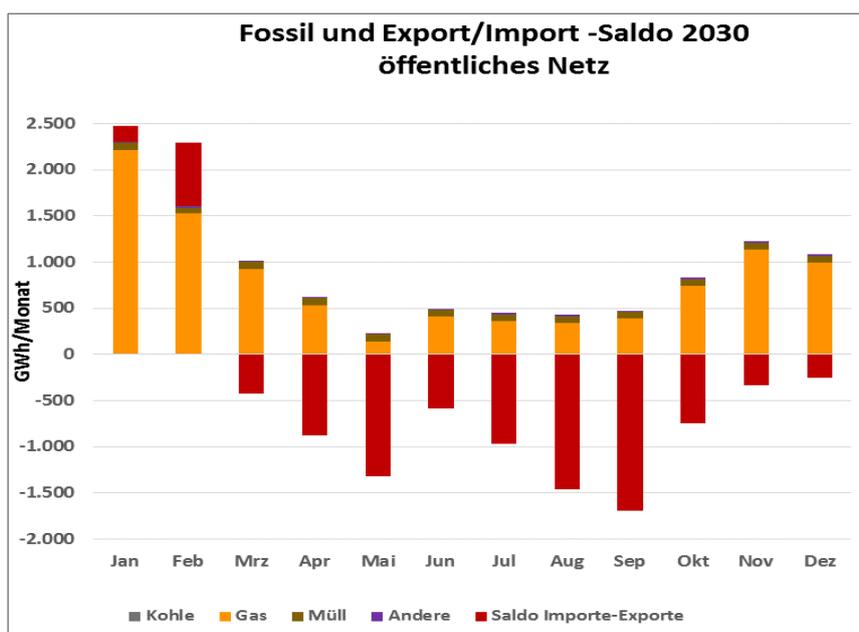


Abb. 26 Fossile Stromerzeugung und Export-Import-Saldo öffentliches Netz 2030

<sup>19</sup> Für die Verbrauchsentwicklung von + 0,5% pro Jahr Steigerung allgemeiner Stromverbrauch + P2H + E-Mobilität

Entsprechend dem angenommenen Technologiemix für 2030 ergibt sich, dass die Erzeugung aus erneuerbarer Energie von etwa 50.531 GWh im Jahr 2017 auf etwa 70.101 GWh, also um etwa 19.570 GWh (39 %) ansteigt.

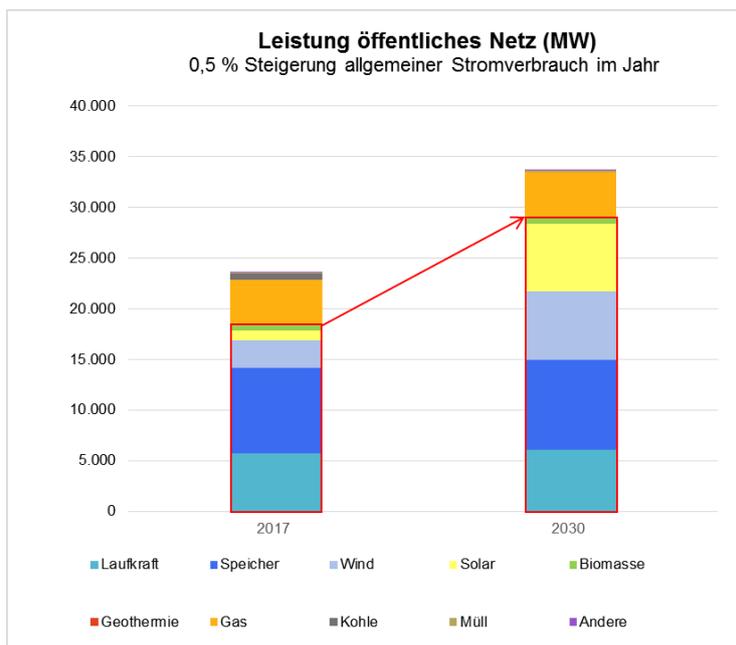


Abb. 27 Installierte Leistung der verschiedenen Energiequellen 2017 und 2030

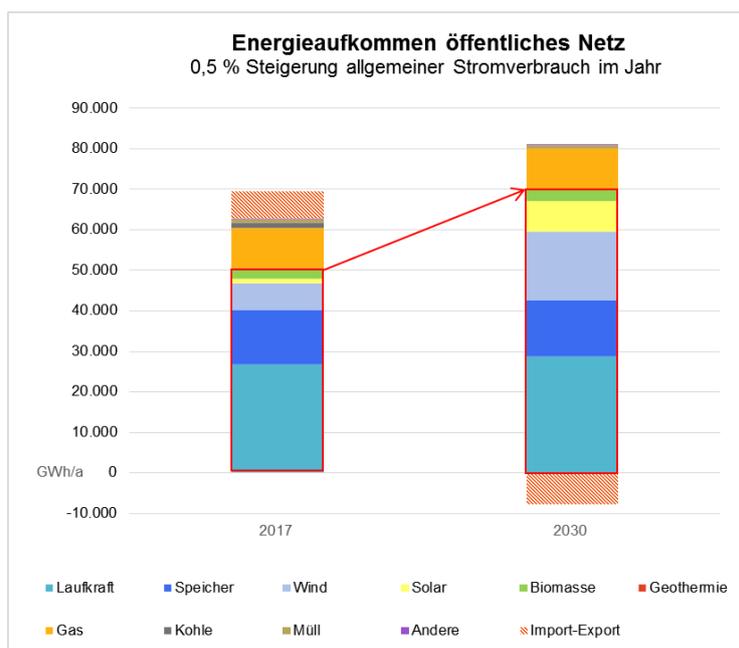


Abb. 28 Energieaufkommen aus den unterschiedlichen Energiequellen 2017 und 2030

Zum Vergleich: die von Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) bis 2030 genannten Umsetzungspotentiale<sup>20</sup>.

- Windenergieanlagen: Potential 2030 von 22.500 GWh
- PV-Anlagen: Potential 2030 von 15.000 GWh.
- Biomasse- und Biogasanlagen: Potential 2030 von 6.700 GWh.

<sup>20</sup> EEÖ, (Oktober 2018) Factsheet 100 % Strom aus Erneuerbaren bis 2030  
[http://static1.1.sqspcdn.com/static/f/1111519/28020142/1541361280427/20181024\\_Factsheet+Gestaltung+der+Kostromförderung+NEU\\_final.docx.pdf?token=3oSgX8oecA5z9xNOox8OxX78DEE%3D](http://static1.1.sqspcdn.com/static/f/1111519/28020142/1541361280427/20181024_Factsheet+Gestaltung+der+Kostromförderung+NEU_final.docx.pdf?token=3oSgX8oecA5z9xNOox8OxX78DEE%3D)

Die aus dem gewählten Technologiemit resultierende Produktion liegt für alle Technologien unter dem von EEÖ genannten Potenzial und sollte daher technisch machbar sein.

### **Bilanzielle Deckungslücke öffentliches Netz 2030**

Gemäß der Definition in der #mission2030 kann zur Berechnung der „bilanziellen Deckungslücke“ die relevante Regel- und Ausgleichsenergie abgezogen werden.

Die relevante Regelreserve wird auch 2030 zur kurzfristigen Stabilisierung der Netzfrequenz und Aufrechterhaltung der Netzstabilität notwendig sein. Bei steigendem Strombedarf und einer steigenden Anzahl von Einspeisern wird davon ausgegangen, dass der Bedarf für Regelreserve bis 2030 weiter steigen wird.

Die Entwicklung der Ausgleichsenergie bis 2030 wird stark von der Disziplin der Marktteilnehmer im Last- und Erzeugungs-Prognosebereich abhängen. Trotz besser werdender Prognosemodelle wird durch den weiteren Zubau von fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen (Wind, Solar) und aufgrund einer steigenden Anzahl von Bilanzgruppen von einem bis 2030 steigenden Bedarf an Ausgleichsenergie ausgegangen.

Für die weiteren Betrachtungen wurde daher von einer Steigerung der relevanten Regelenergie und Ausgleichsenergie von 1.760 GWh im Jahr 2017 auf etwa 3.000 GWh bis 2030 ausgegangen.

Die nachstehende Tabelle zeigt, dass mit dem gewählten Technologiemit und unter Berücksichtigung der relevanten Regelenergie und Ausgleichsenergie, die „bilanzielle Deckungslücke“ 2030 ausgeglichen ist. (Der ersichtliche Differenzbetrag von – 8,6 GWh/a kommt dadurch zustande, dass keine weiteren Iterationen mehr berechnet wurden. Er entspricht nur 0,01 % der Gesamtabgabe an die Endverbraucher.) Es wird im Jahr 2030 mit erneuerbaren Energiequellen so viel Strom erzeugt, dass dieser bilanziell die noch vorhandene fossile Stromerzeugung (fast ausschließlich Fernwärme und Netzstabilisierung) und den im Winter notwendigen Stromimport ausgleicht.

Betrachtet man dann die bilanziellen Deckungslücken auf Monatsbasis, so zeigt sich erwartungsgemäß, dass durch den hohen Anteil an Solarstrom eine Überproduktion in den Sommermonaten besteht. Sie beträgt 5.860 GWh, die exportiert oder saisonal gespeichert oder etwa über Sektorkopplung in zusätzlichen Anwendungsbereichen (P2X) verwendet werden müssen.

ÖFFENTLICHES NETZ			
	2017	Quelle	2030
	GWh/a		GWh/a
Wind	6.724	APG	16.810
Solar	1.144	APG	7.438
Biomasse	2.600	APG	3.250
Gas	9.728	APG	9.728
Kohle	1.407	APG	0
Geothermie	1	APG	1
Müll	876	APG	876
Andere	193	APG	193
Laufkraft	26.852	APG	28.731
Speicher	13.211	E-Control	13.872
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.735</b>	<b>100,00%</b>	<b>80.898</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531</b>	<b>80,55%</b>	<b>70.101</b>
Pumpstrom	-5.543	E-Control	5.798
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung	berücksichtigt
Netto- Inlandserzeugung	57.192	eigene Berechnung	75.100
Import-Export	6.710	E-Control	-7.805
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.902</b>		<b>67.295</b>
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801	E-Control	-4.001
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.101</b>	eigene Berechnung	<b>63.293</b>
<b>Deckungslücke inklusive Regel- und Ausgleichsenergie</b>	<b>18.914</b>	eigene Berechnung	<b>2.991</b>
<b>Mission#2030 relevante Regelenergie + Ausgleichsenergie</b>	<b>1.760</b>	eigene Berechnung	<b>3.000</b>
<b>bilanzielle Deckungslücke</b>	<b>17.154</b>	eigene Berechnung	<b>-8,6</b>

Abb. 29 Bilanzielle Deckungslücke 2030

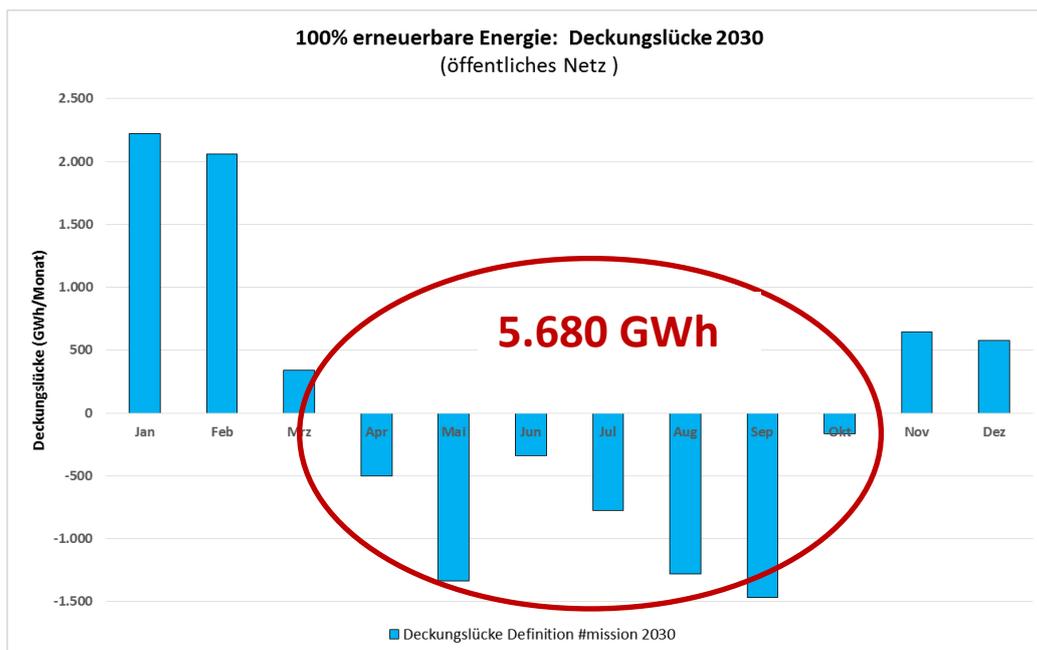


Abb. 30 Monatliche bilanzielle Deckungslücken 2030

### 3.3. Strombedarf im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 1 %)

Ergänzend wurden Berechnungen analog zu den in den Abschnitten 3.1 und 3.2 beschriebenen auch unter Annahme einer Steigerung des allgemeinen Stromverbrauchs im öffentlichen Netz von 1,0 % durchgeführt.

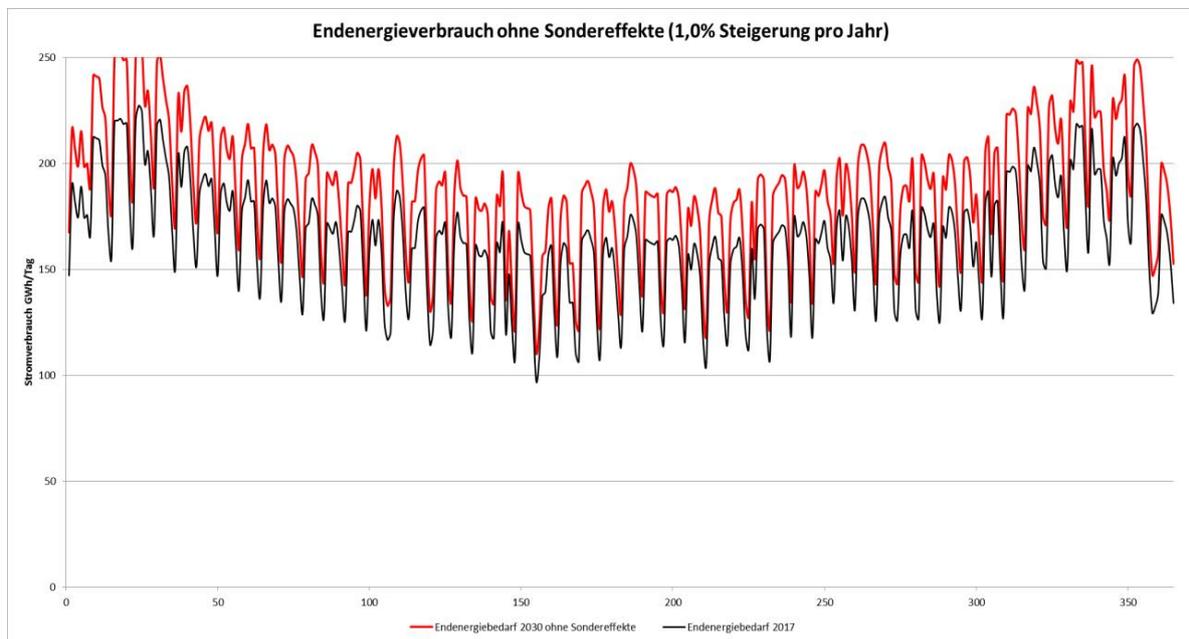


Abb. 31 Endenergiebedarf 2017 und Endenergiebedarf 2030 bei Annahme von 1 % Steigerung p.a.

### Endenergiebedarf Strom 2030

In dieser Variante steigt der gesamte Endenergiebedarf an Strom unter Berücksichtigung der allgemeinen Effekte wie Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum, Effizienzsteigerung **und der Sondereffekte** durch den verstärkten Einsatz von Strom im Verkehrssektor (E-PKWs) und durch Effekte im Wärme- und Kühlsektor **von etwa 60.101 GWh im Jahr 2017 auf etwa 67.567 GWh im Jahr 2030**.

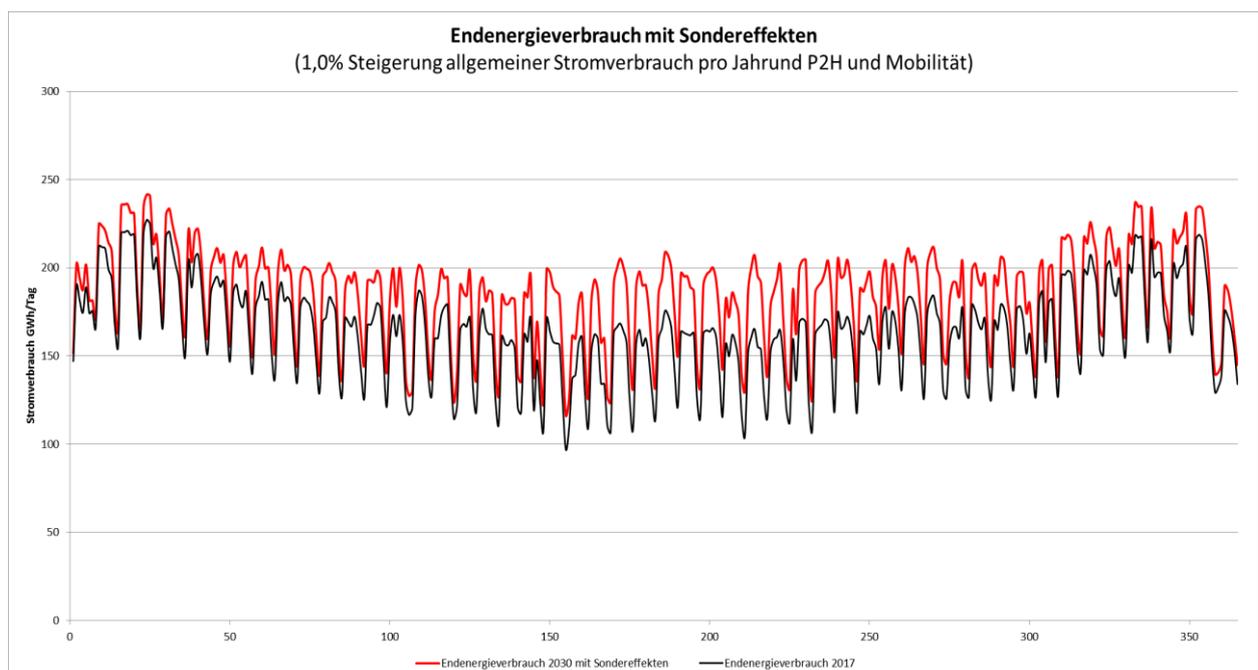


Abb. 32 Vergleich Strombedarf 2017 mit Abschätzung für 2030 (Quelle: Eigene Berechnungen)

### 3.4. Deckung des Strombedarfs im öffentlichen Netz 2030 (Szenario 1%)

Entsprechend dem gestiegenen Strombedarf wurden die Zuwachsraten der einzelnen Technologien bis 2030 für diese Variante neu berechnet. Gegenüber der Variante mit 0,5% jährlicher allgemeiner Stromverbrauchssteigerung wurde der Zubau von Windkraftwerken von +150 % auf +200 % und der von Solarkraftwerken von +550 % auf +650 % erhöht.

ÖFFENTLICHES NETZ				
TECHNOLOGIE	2017	Quelle	2030	Veränderung 2030 zu 2017
	MW		MW	
Wind	2.696	APG	8.088	200%
Solar	1.031	APG	7.732	650%
Biomasse, sonstige Biogene	506	APG	633	25%
Erdgas	4.466	APG	4.466	0%
Steinkohle und Koks	598	APG	0	-100%
Geothermie	0,1	APG	0	0%
Müll	144	APG	144	0%
Andere	23	APG	23	0%
Laufkraft	5.714	APG	6.114	7%
Speicher	8.436	E-Control	8.858	5%

Abb. 33 Möglicher Technologiemitmix zur Erreichung des 100 % Zieles im Jahr 2030

### Stromverbrauch und Stromaufbringung im öffentlichen Netz 2030<sup>21</sup>

ÖFFENTLICHES NETZ			
	2017	Quelle	2030
	GWh/a		GWh/a
Wind	6.724	APG	20.171
Solar	1.144	APG	8.582
Biomasse	2.600	APG	3.250
Gas	9.728	APG	9.728
Kohle	1.407	APG	0
Geothermie	1	APG	1
Müll	876	APG	876
Andere	193	APG	193
Laufkraft	26.852	APG	28.731
Speicher	13.211	E-Control	13.872
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.735</b>	<b>100,00%</b>	<b>85.404</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531</b>	<b>80,55%</b>	<b>74.607</b>
Pumpstrom	-5.543	E-Control	-5.798
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung	berücksichtigt
Netto- Inlandserzeugung	57.192	eigene Berechnung	79.606
Import-Export	6.710	E-Control	-7.768
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.902</b>		<b>71.838</b>
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801	E-Control	-4.272
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.101</b>	eigene Berechnung	<b>67.567</b>

Abb. 34 Stromaufbringung im öffentlichen Netz 2030

<sup>21</sup> Für die in 3.5. dargestellte Verbrauchsentwicklung (Variante 1 % pro Jahr Steigerung allgemeiner Stromverbrauch + P2H + E-Mobilität)

Im Jahr 2030 werden auf Basis des angenommenen Technologiemitx in Österreich im öffentlichen Netz aus erneuerbaren Energieträgern 74,6 TWh (87,3 %) Strom erzeugt. Die Erzeugung aus fossilen Energieträgern beträgt etwa 10,8 TWh (12,7 %), etwa 7,8 TWh Strom werden exportiert. In Summe wird Österreich von einem Stromimporteur zu einem Stromexporteur.

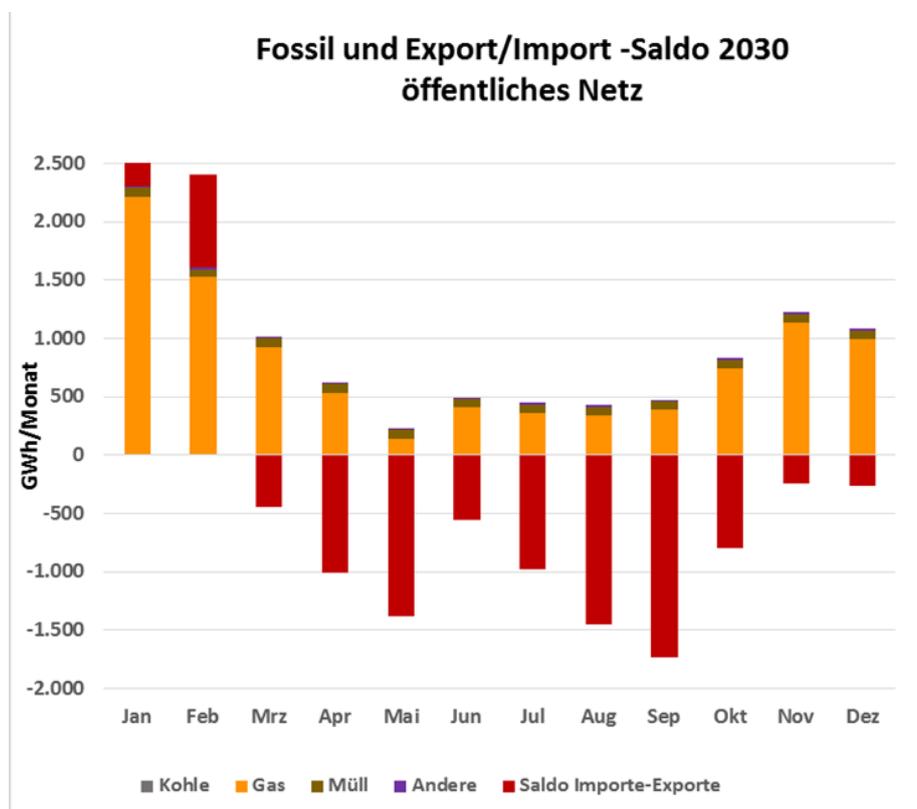


Abb. 35 Fossile Stromerzeugung und Export-Import-Saldo öffentliches Netz 2030

Entsprechend dem angenommenen Technologiemitx für 2030 ergibt sich, dass die Erzeugung aus erneuerbarer Energie von etwa 50.531 GWh im Jahr 2017 auf etwa 74.607 GWh, also um etwa 24.076 GWh (48 %) ansteigt.

Zum Vergleich: Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) nennt bis 2030 folgende Umsetzungspotentiale<sup>22</sup>.

Windenergieanlagen: Potential 2030 von 22.500 GWh

PV-Anlagen: Potential 2030 von 15.000 GWh.

Biomasse- und Biogasanlagen: Potential 2030 von 6.700 GWh.

Die aus dem gewählten Technologiemitx resultierende Produktion liegt für alle Technologien unter dem von EEÖ genannten Potenzial und stellt daher eine technisch realisierbare Lösung dar.

<sup>22</sup> EEÖ, (Oktober 2018) Factsheet 100 % Strom aus Erneuerbaren bis 2030  
[http://static1.1.sqspcdn.com/static/f/1111519/28020142/1541361280427/20181024\\_Factsheet+Gestaltung+der+kostromfrderung+NEU\\_final.docx.pdf?token=3oSgX8oecA5z9xNOox8OxX78DEE%3D](http://static1.1.sqspcdn.com/static/f/1111519/28020142/1541361280427/20181024_Factsheet+Gestaltung+der+kostromfrderung+NEU_final.docx.pdf?token=3oSgX8oecA5z9xNOox8OxX78DEE%3D)

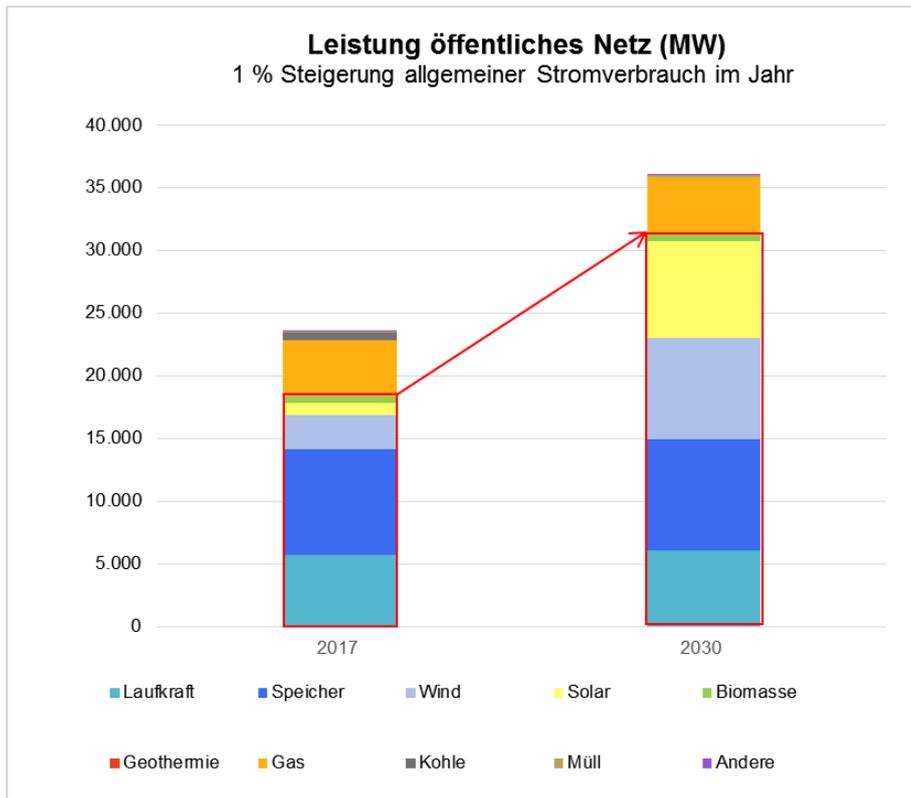


Abb. 36 Installierte Leistung der verschiedenen Energiequellen 2017 und 2030

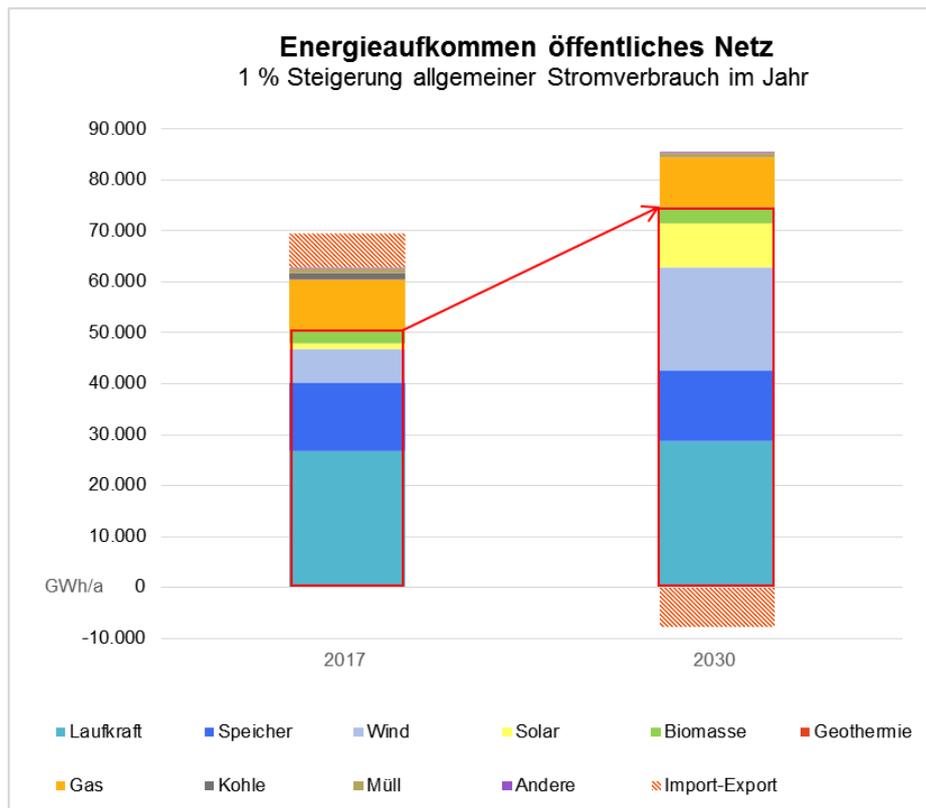


Abb. 37 Energieaufkommen aus den unterschiedlichen Energiequellen 2017 und 2030

## **Bilanzielle Deckungslücke öffentliches Netz 2030**

Gemäß der Definition in der #mission2030 kann zur Berechnung der „bilanziellen Deckungslücke“ die relevante Regel- und Ausgleichsenergie abgezogen werden.

Die relevante Regelreserve wird auch 2030 zur kurzfristigen Stabilisierung der Netzfrequenz und Aufrechterhaltung der Netzstabilität notwendig sein. Bei steigendem Strombedarf und einer steigenden Anzahl von Einspeisern wird davon ausgegangen, dass der Bedarf für Regelreserve bis 2030 weiter steigen wird.

Die Entwicklung der Ausgleichsenergie bis 2030 wird stark von der Disziplin der Marktteilnehmer im Last- und Erzeugungs-Prognosebereich abhängen. Trotz besser werdender Prognosemodelle wird durch den weiteren Zubau von fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen (Wind, Solar) und aufgrund einer steigenden Anzahl von Bilanzgruppen von einem bis 2030 steigenden Bedarf an Ausgleichsenergie ausgegangen.

Für die weiteren Betrachtungen wurde daher von einer Steigerung der relevanten Regelenergie und Ausgleichsenergie von 1.760 GWh im Jahr 2017 auf etwa 3.000 GWh bis 2030 ausgegangen.

Die nachstehende Tabelle (Abbildung auf der Folgeseite) zeigt, dass mit dem gewählten Technologiemix und unter Berücksichtigung der relevanten Regelenergie und Ausgleichsenergie, die „bilanzielle Deckungslücke“ 2030 ausgeglichen ist. (Der ersichtliche Differenzbetrag von 29,1 GWh/a kommt dadurch zustande, dass keine weiteren Iterationen mehr berechnet wurden. Er entspricht nur 0,04 % der Gesamtabgabe an die Endverbraucher.) Es wird im Jahr 2030 mit erneuerbaren Energiequellen so viel Strom erzeugt, dass dieser bilanziell die noch vorhandene fossile Stromerzeugung (fast ausschließlich Fernwärme und Netzstabilisierung) und den im Winter notwendigen Stromimport ausgleicht.

Betrachtet man die bilanziellen Deckungslücken auf Monatsbasis (Abbildung auf der Folgeseite), so zeigt sich erwartungsgemäß, dass durch den hohen Anteil an Solarstrom eine Überproduktion in den Sommermonaten besteht. Sie beträgt 6.110 GWh, die exportiert oder saisonal gespeichert oder etwa über Sektorkopplung in zusätzlichen Anwendungsbereichen (P2X) verwendet werden müssen.

ÖFFENTLICHES NETZ			
	2017	Quelle	2030
	GWh/a		GWh/a
Wind	6.724	APG	20.171
Solar	1.144	APG	8.582
Biomasse	2.600	APG	3.250
Gas	9.728	APG	9.728
Kohle	1.407	APG	0
Geothermie	1	APG	1
Müll	876	APG	876
Andere	193	APG	193
Laufkraft	26.852	APG	28.731
Speicher	13.211	E-Control	13.872
<b>Brutto-Inlandserzeugung</b>	<b>62.735</b>	<b>100,00%</b>	<b>85.404</b>
<b>davon Erneuerbare</b>	<b>50.531</b>	<b>80,55%</b>	<b>74.607</b>
Pumpstrom	-5.543	E-Control	-5.798
Eigenbedarf und Verluste Erzeugung	berücksichtigt	eigene Berechnung	berücksichtigt
Netto- Inlandserzeugung	57.192	eigene Berechnung	79.606
Import-Export	6.710	E-Control	-7.768
<b>Inlands-Strombedarf</b>	<b>63.902</b>		<b>71.838</b>
Eigenbedarf und Verluste Netz	-3.801	E-Control	-4.272
<b>Abgabe an Endverbraucher</b>	<b>60.101</b>	eigene Berechnung	<b>67.567</b>
<b>Deckungslücke inklusive Regel- und Ausgleichsenergie</b>	<b>18.914</b>	eigene Berechnung	<b>3.029</b>
<b>Mission#2030 relevante Regelenergie + Ausgleichsenergie</b>	<b>1.760</b>	eigene Berechnung	<b>3.000</b>
<b>bilanzielle Deckungslücke</b>	<b>17.154</b>	eigene Berechnung	<b>29,1</b>

Abb. 38 Bilanzielle Deckungslücke 2030

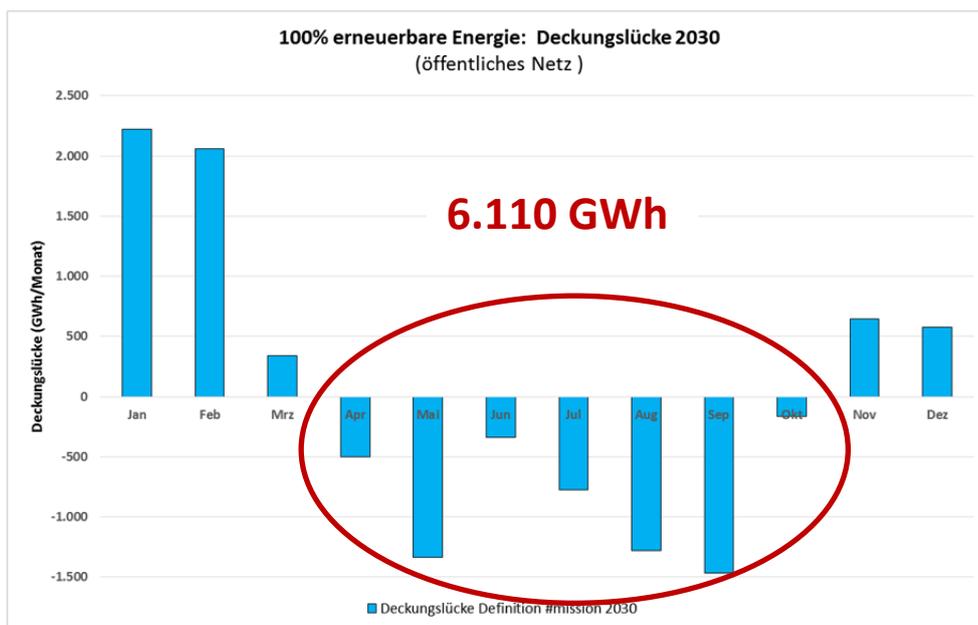


Abb. 39 Monatliche Deckungslücken 2030 (Regel- und Ausgleichsenergie berücksichtigt)

## 4. Speicherbetrachtungen

### Voraussetzungen für die Schließung der bilanziellen Deckungslücke

Bei einer rein theoretischen und bilanziellen Betrachtung könnte davon ausgegangen werden, dass der erzielte Stromüberschuss in den Nachbarländern Abnehmer findet und ein Export möglich ist. Wenn dies nicht der Fall ist, so müssen Teile dieser Überproduktion saisonal gespeichert und wiederverwendet werden.

Die Speicherkapazitäten der hydraulischen Speicherkraftwerke sind für die Speicherung saisonal zusätzlich anfallender Strommengen nicht geeignet. Der maximale Nennenergieinhalt der österreichischen hydraulischen Speicher wird vom natürlichen Zufluss aus den Gebirgs-Einzugsregionen bestimmt. Er wird in den Sommermonaten erreicht und betrug in den letzten Jahren etwa 4.500 GWh<sup>23</sup>.

Chemische Speicher (Batterien) sind im großtechnischen Sinn für saisonale Speicheraufgaben nicht geeignet. Sie entlasten jedoch das öffentliche Netz um die Eigenproduktion.

Praktisch stellen sich daher einige Fragen, auf die im Folgenden eingegangen werden soll:

1. Ist es möglich, durch Forcierung von dezentralen kleinen PV-Anlagen kombiniert mit chemischen Speichern (Batterien) die Deckungslücke und damit den Exportbedarf zu senken?
2. Ist es möglich, die Überproduktion zur Herstellung und Einspeisung von Wasserstoff in das österreichische Gasnetz zu nutzen und den Exportbedarf zu senken?

#### 4.1. Dezentrale PV-Anlagen und Speicher

Die Ende 2017 gesamt installierte PV-Leistung betrug etwa 1.000 MW, davon etwa 665 MWp im OeMAG Ökostromregime. Entsprechend dem erforderlichen Technologiemit 2030 sind 2030 etwa 6.700 MW bis 7.700 MW PV-Leistung nötig um das 100% Ziel entsprechend der #mission2030 zu erreichen.

Um den Gesamteffekt von dezentralen PV-Anlagen mit direkt gekoppelten Batteriespeichern (Einzel- oder Mieterstromanlagen) zu analysieren wurde angenommen, dass als Beitrag zur Erreichung der 2030 notwendigen 6.700 MW bis 7.700 MW bis 2030 etwa 1.000 MW als Kleinanlagen mit 1.500 MWh Speicherkapazität umgesetzt werden.

Es werden keine Einzelanlagen betrachtet, sondern über Österreich verteilt 1.000 MW PV-Kleinanlagen. Dazu wurde auf Basis eines VDE-H0 Standardprofiles ein synthetischer Summenlastgang der Haushalte erstellt und es wurden auf Basis der Stundenwerte der APG für die PV-Stromproduktion 2017 die Berechnungen für 2030 durchgeführt. Dabei wurde auch der Effekt der dezentralen Stromspeicherung bewertet.

---

<sup>23</sup> <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Monitoring+Report+Versorgungssicherheit+2017.pdf/9dde9f1a-23a7-b6f0-9721-4118e531dc98>

## Annahme 1: 1.000 MW PV Kleinanlagen Anlagen mit 1.500 MWh dezentralen Speichern

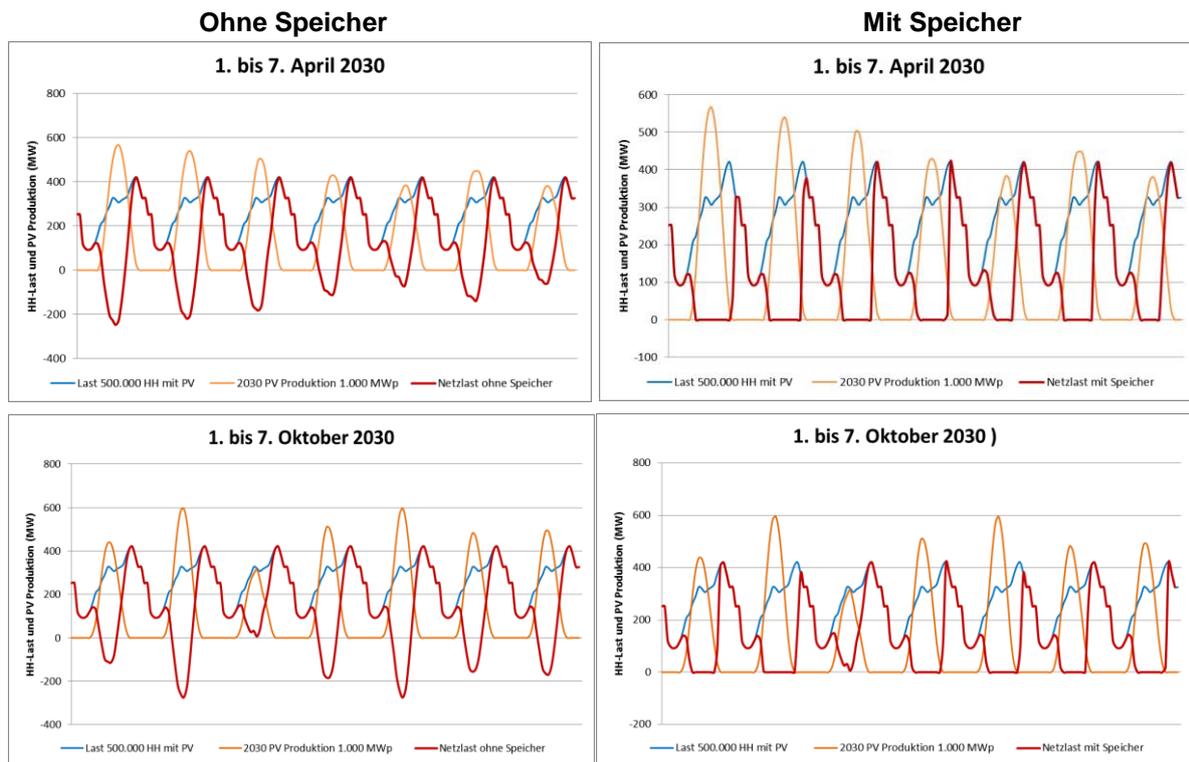


Abb. 40 Summennetzlast von 500.000 Haushalten mit PV-Anlagen mit und ohne Speicher

Die blaue Linie stellt die Summennetzlast von 500.000 Haushalten dar, die rote Linie stellt die Summennetzlast mit 1.000 MW dezentralen PV-Anlagen mit bzw. ohne 3.000 MWh Speicher dar.

1.000 MWp PV-Kleinanlagen	1.109.896 MWh/a erzeugter Solarstrom 500.000 HH				
1.500 MWh dezentrale Speicher	genutzter Solarstrom			solare Deckung	
	kWh/a	mit Speicher	ohne Speicher	mit Speicher	ohne Speicher
	1.077.122	97,05%	76,89%	46,50%	36,84%

Abb. 41 Solarstromnutzung und solarer Deckungsgrad mit und ohne Speicher

Mit dieser Leistung/Speicher Kombination können, unter Berücksichtigung des synthetischen Lastprofils für 500.000 Haushalte, fast 100 % der PV-Erzeugung direkt genutzt werden.

**Es werden so etwa 1.077 GWh/a PV-Strom direkt genutzt, was den im öffentlichen Netz zu übertragenden Strom reduziert (es sinkt der statistische Endenergieverbrauch im öffentlichen Netz) und es reduziert sich die Exportnotwendigkeit von Überschussstrom.**

Dieser Wert illustriert aber auch die Größenordnung der Herausforderung: In den beiden betrachteten Szenarien beträgt die notwendige „Überproduktion“ erneuerbaren Stroms in den Sommermonaten, um die verbleibenden fossile Erzeugung bzw. den Import-/Export-Saldo auszugleichen zwischen 5.680 GWh und 6.110 GWh. Dieser Strom muss exportiert oder gespeichert werden, um das bilanzielle 100 % Ziel zu erreichen.

## Annahme 2: 2.000 MW PV Kleinanlagen mit 3.000 MWh dezentralem Speicher

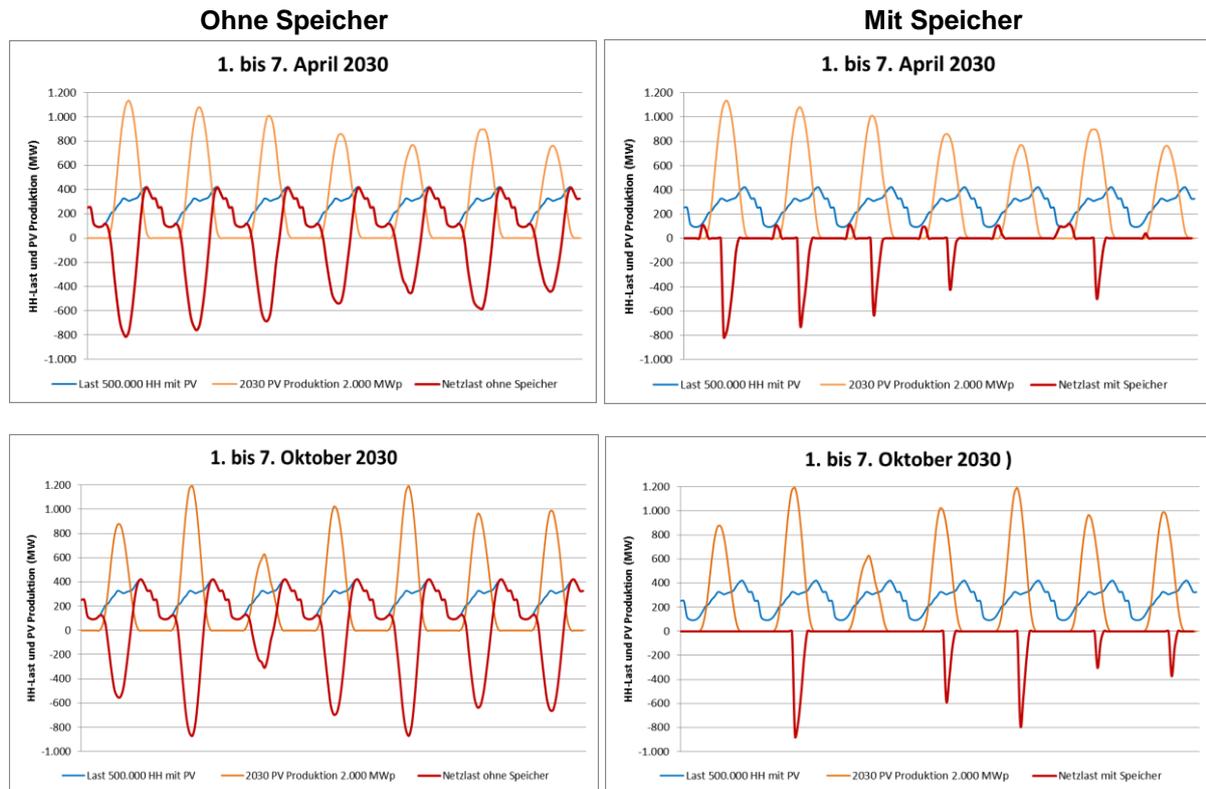


Abb. 42 Summennetzlast von 500.000 Haushalten mit PV-Anlagen mit und ohne Speicher

Die blaue Linie stellt die Summennetzlast von 500.000 Haushalten dar, die rote Linie stellt die Summennetzlast mit 2.000 MW dezentralen PV-Anlagen mit bzw. ohne 3.000 MWh Speicher dar.

2.000 MWp PV-Kleinanlagen	2.219.791 MWh/a erzeugter Solarstrom 500.000 HH				
	genutzter Solarstrom		solare Deckung		
3.000 MWh dezentrale Speicher	kWh/a	%	%	%	%
		mit Speicher	ohne Speicher	mit Speicher	ohne Speicher
	1.781.002	80,23%	47,01%	76,89%	45,05%

Abb. 43 Solarstromnutzung und solarer Deckungsgrad mit und ohne Speicher

Mit dieser Leistung/Speicher Kombination können unter Berücksichtigung des synthetischen Lastprofils etwa 80 % der PV-Erzeugung direkt genutzt werden.

Es werden so etwa 1.780 GWh/a PV-Strom direkt genutzt, was den im öffentlichen Netz zu übertragenden Strom reduziert (es sinkt der statistische Endenergieverbrauch im öffentlichen Netz) und es reduziert sich die Exportnotwendigkeit von Überschussstrom.

## 4.2. Speicherung von Überschussstrom in der Gasinfrastruktur (P2G)

### Technologien

Technologisch kommen als strombasiert erzeugte Produkte insbesondere Wasserstoff und synthetisches Erdgas (SNG) in Frage.

Bei der Beimischung synthetischem Erdgas gibt es (wie auch bei Biomethan) keine Beimischungsbeschränkung.

Bei Wasserstoff geht man davon aus, dass aus technischen Gründen das Erdgasnetz maximal 10 % (Volumenprozent) Wasserstoffbeimischung verträgt, Erdgas-Transportleitungen bis zu 50 %. Da die spezifische Energiedichte von Wasserstoff pro Kubikmeter nur etwa ein Drittel derer von Erdgas beträgt, ist davon auszugehen, dass bezogen auf die Heizwerte nur etwa 3 bis 4 % Wasserstoff beigemischt werden können. Feldtests im Rahmen von Forschungsprojekten haben aber wesentlich höhere mögliche Einspeiseraten ermöglicht, daher wird für die weiteren Betrachtungen eine energiebezogene Einspeisung von 5 % (das wären etwa 15 Volumenprozent) angenommen.

Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt durch Elektrolyse. Wirkungsgrade verfügbarer Elektrolyseure liegen bei bis zu 70 %.

**In den nachstehenden Betrachtungen wird von einer Nutzung der Gasinfrastruktur mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff ausgegangen (Wirkungsgrad 70 %).**

### Der österreichische Gasverbrauch 2017 (und 2030)

Der österreichische Inlands-Gasverbrauch (inkl. Eigenverbrauch und Verluste) betrug im Jahr 2017 etwa 101.000 GWh. Davon wurden 4.503 GWh in Gasspeicher eingepresst.

Die Einspeicherung erfolgt typischerweise durch Importgas in den Sommermonaten. Hier könnte auch erneuerbar erzeugter Wasserstoff eingesetzt werden.

**Da es sich bei den Speicherbetrachtungen um allgemeine Aussagen zu den Potentialen handelt, wurde zur Vereinfachung angenommen, dass die Speicherbewegung (Laden-Entladen) 2030 gleich wie 2017 ist.**

	2017 GWh/a
Inlandserzeugung Erdgas	13.477
Einspeisung biogene Gase	149
<b>Inlandserzeugung gesamt</b>	<b>13.626</b>
Import-Export	91.853
Speicher - Einspeisung minus Auspeisung	4.503
<b>Inlands- Gasverbrauch</b>	<b>100.925</b>
Eigenbedarf und Verluste Netz	5.729
Abgabe an Endverbraucher	95.195

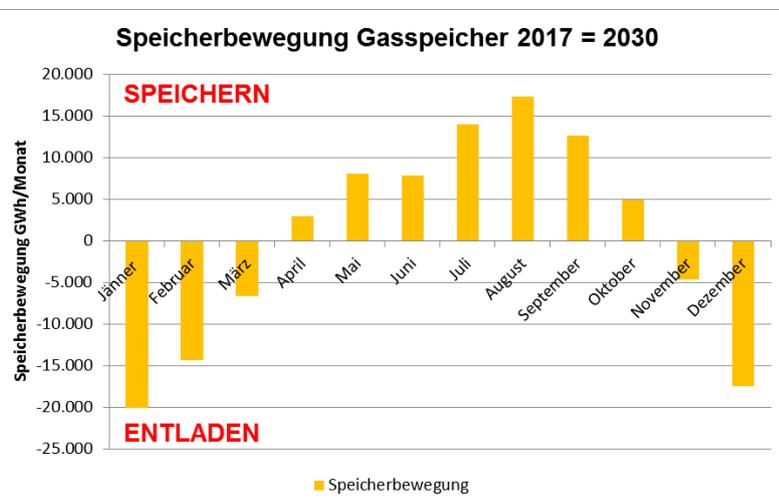


Abb. 44 Gasverbrauch Österreichs und Speicherbewegungen (Quelle: E-Control Statistikbericht 2018, Eigene Darstellung)

## Ein ausschließlich theoretischer Vergleich:

Mit dem für 2030 angenommenen Technologiemix zur Erreichung des 100 % erneuerbaren Energie Zieles im Strombereich **könnte 2030 in den Monaten April bis Oktober der gesamte anfallende Überschussstrom direkt zur Wasserstoffproduktion (Wirkungsgrad 70 %) verwendet werden.** Diese Wasserstoffmenge hätte mit 50 Volumenprozent Beimischung in das Gastransportsystem oder mit 15 Volumenprozent in das Niederdruck-Verteilgasnetz eingespeist werden können. Nicht berücksichtigt ist die Strommenge, die für das Einpressen in das Gastransportnetz (Problem Hochdruck!) bzw. Niederdruck-Verteilgasnetz (Problem Strömungsrichtung!) aufgewendet werden muss.

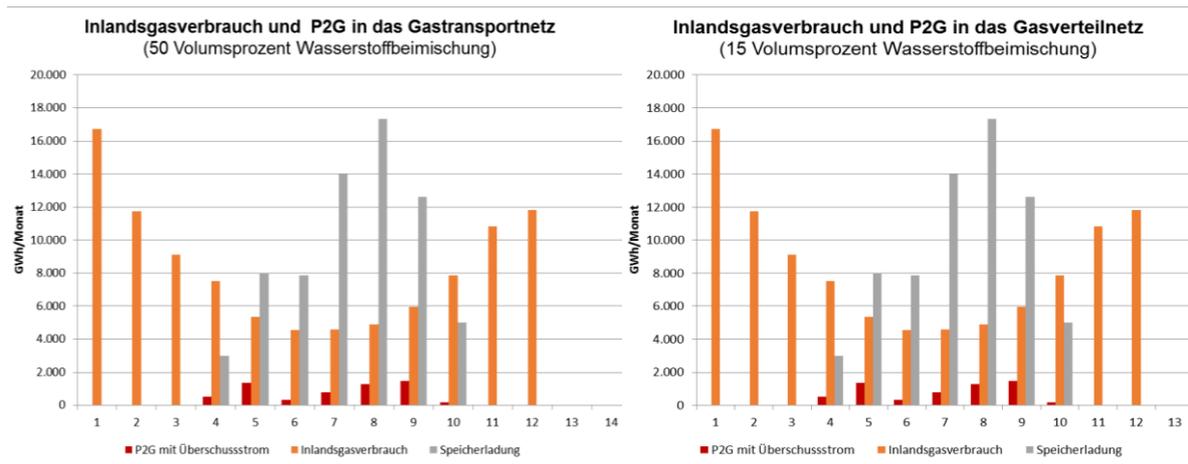


Abb. 45 Quelle: E-Control Statusbericht 2018 und eigene Berechnungen

Nicht berücksichtigt bei diesem theoretischen Vergleich ist auch die Wirtschaftlichkeit einer Investition in die Elektrolyseure. Das Nutzungsprofil, das sich aus jetziger Sicht abzeichnet, dass nämlich hohe Umwandlungskapazität für den Überschussstrom nur im Sommer benötigt wird, in den Wintermonaten jedoch kaum Auslastung herrscht, ist der Wirtschaftlichkeit nicht zuträglich.

## 5. Fragestellungen zu neuen Fördersystemen

In den folgenden Abschnitten wird nach einer kurzen Darstellung der Eckpunkte, die im Hinblick auf EU-Regelungen zu berücksichtigen sind, auf unterschiedliche Fragestellungen zu den Eckpunkten für die Gestaltung eines neuen Fördersystems für Erneuerbare Energien eingegangen.

### 5.1. Rahmenbedingungen aufgrund von EU-Vorgaben

#### Vorgaben laut RES-Richtlinie

Vorab soll der Rahmen für die Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, der durch den EU-Rechtsrahmen vorgegeben ist, kurz vorgestellt werden.

Die im Dezember 2018 revidierte **Erneuerbare-Energie-Richtlinie**<sup>24</sup> sieht in Artikel 4 folgende Charakteristika von Fördersystemen vor:

- **Anreiz für** marktbasierter und marktorientierter **Integration in den Strommarkt** ist zu setzen, unter Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen auf den Märkten und unter Berücksichtigung von Systemintegrationskosten und Netzstabilität.
- RES-Produzenten müssen auf Preissignale des Marktes reagieren, „**dazu wird bei direkten Preisstützungssystemen die Förderung in Form einer Marktprämie gewährt.**“ Ausnahmen sind für Kleinanlagen (deren Größe nicht spezifiziert wird) und Demonstrationsvorhaben möglich.
- Die Förderung soll offen, transparent, wettbewerbsfördernd und kosteneffizient sein.
- Bei **Ausschreibungsverfahren** sind **Ausnahmen für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben möglich**, ebenso Mechanismen zur Förderung einer regionalen Diversifizierung und einer kostenwirksamen Systemintegration.
- Die Beschränkung von Ausschreibungen auf bestimmte Technologien ist möglich, wenn bei technologieoffener Vorgehensweise suboptimale Ergebnisse aus folgenden Gründen zu erwarten wären: a) das langfristige Potenzial einer bestimmten Technologie; b) die Notwendigkeit einer Diversifizierung; c) Netzintegrationskosten; d) Netzeinschränkungen und Netzstabilität; e) im Fall von Biomasse, die Notwendigkeit Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

Die Richtlinie greift also viele Regelungen der EU-Beihilfe-Leitlinien<sup>25</sup> auf, wenn auch in allgemeinerer Form. Somit wären diese Vorgaben auch dann umzusetzen, falls dem Fördermodell für RES-Strom eine Form gegeben würde, die nicht als Energie- und Umweltschutzbeihilfe einzustufen wäre.

#### Vorgaben laut EU Umweltbeihilfe-Leitlinien

Eine Überarbeitung der Beihilfe-Leitlinien ist zwar bereits im Gange, die EU-Kommission hat jedoch im Jänner 2019 angekündigt<sup>26</sup>, dass sie „gedenkt“, die Gültigkeitsdauer um 2 Jahre, also bis 31.12.2022, zu verlängern.

---

<sup>24</sup> Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

<sup>25</sup> EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ([2014/C 200/01](#)), S. 23-28

<sup>26</sup> Press -Release\_IP-19-182 vom 7.1.2019

## a. Betriebsbeihilfen

Die Leitlinien für **Betriebsbeihilfen für die Gewinnung von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen** lassen sich – sehr verknüpft – wie folgt zusammenfassen (Randnummern: 124-130) Prinzipiell gilt:

- Die Beihilfe wird als **Prämie zusätzlich zu dem Marktpreis** gewährt, zu dem die Stromerzeuger ihren **Strom direkt auf dem Markt verkaufen**.
- Die Beihilfeempfänger unterliegen einer **Standardbilanzausgleichsverantwortung**, es sei denn, es gibt keine liquiden Intraday-Märkte.
- Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger **keinen Anreiz** haben, **Strom zu negativen Preisen zu erzeugen**.

Dies gilt nicht für Fördersysteme für Anlagen die unterhalb einer installierten Stromerzeugungskapazität von 500 kW, bzw. bei Wind: 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten sind, und für Demonstrationsprojekte.

**Prinzipiell** sollen Beihilfen im Rahmen **technologieoffener Ausschreibungen** anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gewährt werden.

**...es sei denn, die Mitgliedstaaten weisen nach,**

- dass nur sehr begrenzte Zahl von Vorhaben / Standorten beihilfefähig wäre oder
- dass eine Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde (**Verzicht auf Ausschreibung z. B. zur Vermeidung strategischen Bietverhaltens**) oder
- dass eine Ausschreibung dazu führen würde, dass nur wenige Vorhaben verwirklicht werden.

**Eine Beschränkung der Ausschreibungen auf bestimmte Technologien (d.h. technologiespezifische Auktionen) ist möglich, wenn** sonst ein suboptimales Ergebnis erzielt würde, das durch die Ausgestaltung des Verfahrens vor allem aus folgenden Gründen nicht verhindert werden könnte: längerfristiges Potenzial einer bestimmten neuen, innovativen Technologie, nötige Diversifizierung, Netzeinschränkungen und -stabilität, System(-integrations-)kosten, Vermeidung von Verfälschungen auf Rohstoffmärkten wegen Biomasseförderung. (Für neue Biomasse-Verstromung dürfen jedoch keine anderen Betriebsbeihilfen gewährt werden, wenn sie von der Ausschreibung ausgenommen werden.)

**Ausnahmen** von diesen Regeln können für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität unter 1 MW (bei Wind: 6 MW bzw. 6 Erzeugungseinheiten) und für Demonstrationsanlagen gemacht werden.

Die Abbildung fasst diese Abstufungen zusammen.



Abb. 46 Vorgaben für Betriebsbeihilfen für RES-Stromerzeugung gemäß EU Beihilfenleitlinien

**Für Betriebsbeihilfen gilt prinzipiell, dass sie nur bis zur vollständigen Abschreibung der Anlagen nach den üblichen Rechnungslegungsstandards<sup>27</sup> gewährt werden dürfen und dass erhaltene Investitionsbeihilfen von der Betriebsbeihilfe abzuziehen sind.**

Eine **Sonderregelung gibt es für Biomasseanlagen** (Abschnitt 3.3.2.3, Randnummern 132-134), die aufgrund der Rohstoffabhängigkeit höhere Betriebskosten als die rohstoffunabhängigen RES-Anlagen aufweisen. Hier können auch nach der Abschreibungsdauer unter bestimmten Voraussetzungen Betriebsbeihilfen gegeben werden, um die Differenz der Betriebskosten zum Marktpreis bzw. zu den Kosten beim Betrieb der Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen ausgleichen. Diese Kostenvergleiche müssen mindestens jährlich durchgeführt werden, um nachzuweisen, dass die Voraussetzungen noch gegeben sind und die Beihilfe noch vonnöten ist.

## b. Investitionsbeihilfen

Für Investitionsbeihilfen gelten die allgemeinen Energie- und Umwelt-Förderbedingungen wie Notwendigkeit der Anreizwirkung, Behebung eines Marktversagens, keine Wettbewerbsverzerrung, erforderliches Minimum, Transparenz etc.

Zur Anwendung kommen die maximalen Beihilfeintensitäten (ausgedrückt als Anteil an den beihilfefähigen Kosten) gemäß Anhang 1 der Beihilfenleitlinien. Für Klein- und Mittelunternehmen sind höhere Förderintensitäten möglich, wie in der Tabelle ersichtlich.

	Kleine Unternehmen	Mittlere Unternehmen	Große Unternehmen
Beihilfen zur Förderung von RES & Beihilfen für KWK	65 % 100% bei Ausschreibung	55 % 100% bei Ausschreibung	45 % 100% bei Ausschreibung

Abb. 47 Maximale Beihilfeintensitäten für Investitionsförderungen für Erneuerbare Energien lt. EU Umweltbeihilfe-Leitlinien

In Randnummer 80 der Leitlinien wird erläutert, dass der Beihilfebetrag 100 % der beihilfefähigen Kosten erreichen kann, wenn die Beihilfe im Rahmen einer Ausschreibung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gewährt wird. Für derartige Ausschreibungen müssen auch noch weitere Kriterien eingehalten werden:

- Die Ausschreibung darf nicht diskriminierend sein
- Die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen muss gewährleistet sein
- Die Mittelausstattung der Ausschreibung muss ein verbindlicher Höchstwert sein, d.h. dass nicht allen Teilnehmern eine Beihilfe gewährt werden kann.
- Die Beihilfe ist auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters und keinesfalls auf der Grundlage anschließender Verhandlungen zu gewähren.

<sup>27</sup> D.h. PV: 20 Jahre (Erlass Findok); In Österreich ansonsten keine definitiven Vorgaben zur Afa-Dauer, in der Praxis wird die [deutsche Afa-Liste](https://www.bmf.gv.at/steuern/selbststaendige-unternehmer/betriebsausgaben/ba-abschreibung.html#Nutzungsdauer_und_Abschreibungssatz) auch angewendet. Dort Windkraftanlagen: 16 Jahre. [https://www.bmf.gv.at/steuern/selbststaendige-unternehmer/betriebsausgaben/ba-abschreibung.html#Nutzungsdauer\\_und\\_Abschreibungssatz](https://www.bmf.gv.at/steuern/selbststaendige-unternehmer/betriebsausgaben/ba-abschreibung.html#Nutzungsdauer_und_Abschreibungssatz).

## Rahmenbedingungen aus der EU-Binnenmarkt-Verordnung

Die EU BinnenmarktVO beinhaltet in Artikel 11 Regeln zum Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien. Die Eckpunkte sind:

- Vertrauensschutz für Bestandsanlagen
- Einschränkung des klassischen (marktorientierten) Einspeisevorrangs für RES ab einer installierten Leistung von mehr als 400 kW
- Für RES-Anlagen < 400 kW (ab 1.1.2026 < 200 kW) gilt ein garantierter Marktzugang (Abnahmegarantie)
- Ausnahme: Garantierter Marktzugang für RES ist freiwillig, wenn Mitgliedsstaat
  - Auf dem Zielpfad für den nationalen Beitrag zum EU 2030-RES-Ziel liegt oder
  - Der RES-Anteil im Stromsektor 50 % oder darüber beträgt.
- Einspeisevorrang für KWK ist optional

Artikel 12 sieht vor, dass auch RES Anlagen vermehrt in Redispatch einbezogen werden, wobei es Entschädigungen für Abregelungen geben soll. (Ausnahme: Erzeuger akzeptiert Netzzugangsvertrag ohne Abnahmegarantie)

### 5.2. Bedeutung des „Risikos“ eines Fördersystems

Wie bereits erwähnt, spielt für die Höhe der Kapitalkosten eines Projekts die Risikoabschätzung der Investition eine wesentliche Rolle.

Bei kapitalkostenintensiven Vorhaben (wie etwa Windkraft oder PV, die geringe variable Kosten, aber relativ hohe Kapitalkosten haben) sind die Finanzierungskosten der Investition ein wichtiger Teil ihrer Gesamtkosten. Für als relativ risikoreich eingeschätzte Investitionen erwarten Investoren eine höhere Rendite bzw. werden auch die erforderlichen Zinsen und Sicherheiten für Bankkredite entsprechend teurer. Für riskantere Projekte ist ein höherer Eigenkapitalanteil erforderlich, wobei Eigenkapital üblicherweise im Vergleich zu Fremdkapital teurer ist.<sup>28</sup>

Ein wesentlicher Risikofaktor, der durch das Fördersystem beeinflusst wird, ist hier, wie sicher oder unsicher die künftigen Erlöse aus der Stromerzeugung sind.

Das Fördersystem hat also über den Einfluss auf die Finanzierungskosten wiederum einen Einfluss auf die Gesamtkosten und damit den Unterstützungsbedarf. Unterschiedliche Marktteilnehmer haben auch unterschiedliche Finanzierungsstrukturen. So kommt typischerweise bei Projektgesellschaften eher ein Verhältnis von 20 bis 30 % Eigenkapital zu 70 bis 80 % Fremdkapital zur Anwendung, während große Aktiengesellschaften, zu denen auch große EVUs zählen, eher bei einem Verhältnis von 45 % Eigen- zu 55 % Fremdkapital liegen.<sup>29</sup> Dementsprechend kann der Grad der Unsicherheit, der einem Fördersystem inhärent ist, verschieden starke Auswirkungen auf unterschiedliche Marktakteure haben, was Implikationen für die Akteursvielfalt haben könnte.

Deshalb wird in den folgenden Abschnitten immer wieder auf die mit verschiedenen Gestaltungsvarianten einher gehende Risikoeinschätzung eingegangen.

Dabei hat das Fördersystem insbesondere zwei Punkte, an denen als unterschiedlich riskant wahrgenommene Elemente zum Tragen kommen:

---

<sup>28</sup> Vgl. unter anderem DIW Wochenbericht 28/2018.

<sup>29</sup> Vgl. Neubarth (2016), S. 32

- Den Mechanismus der Förderzuteilung (Antrag/Auktion)
- Den Vergütungsmechanismus (fixe/gleitende Marktprämie, Einspeisetarif, etc.) und Ausmaß der Marktintegration im Betrieb.

Die Abbildung illustriert die Risikoeinschätzung bezüglich unterschiedlicher Instrumente und bietet einen indikativen empirischen Anhaltspunkt. Sie zeigt die Veränderung des gewichteten Kapitalkostensatzes (Weighted Average Cost of Capital, WACC) für Windkraftprojekte an Land bei unterschiedlichen Fördersystemen in Vergleich zum Ausgangsfall einer gleitenden Marktprämie. Die Werte sind das Ergebnis einer Umfrage in mehreren EU-Ländern im Sommer 2015.<sup>30</sup>

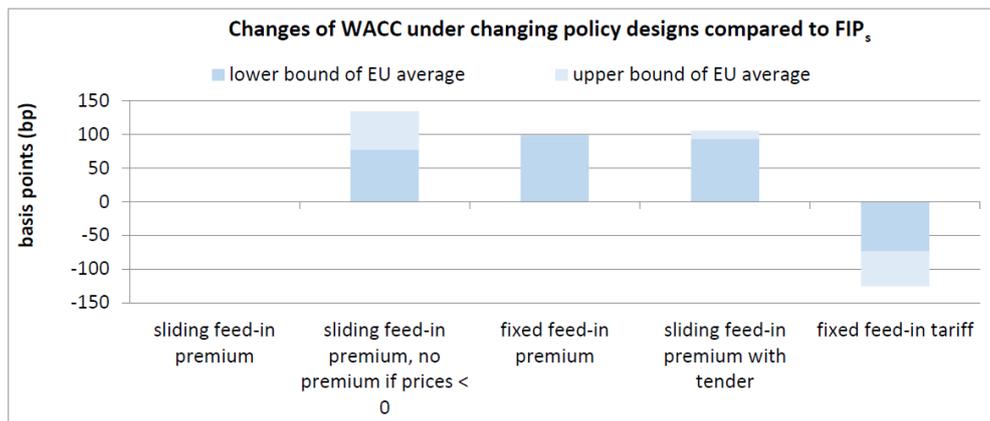


Abb. 48 Auswirkungen des Designs des Fördermechanismus – Änderung des WACC von Windkraftprojekten im Vergleich zur Situation mit Einspeiseprämie (Quelle: DIACORE, 2016)

Man sieht, dass die Variante einer gleitenden Marktprämie, bei der bei negativen Preisen keine Prämie bezahlt wird, den WACC um etwa 100 Basispunkte, also 1 %, erhöht. Ähnliche Werte zeigen sich für eine durch Ausschreibung vergebene gleitende Marktprämie und eine fixe Marktprämie. Ein fixer Einspeisetarif hingegen senkt den WACC etwa um 1 %.

<sup>30</sup> Vgl. DIACORE, 2016, S.56

### 5.3. Vor- und Nachteile technologieoffener Fördersysteme

Technologieoffene Fördersysteme lassen Projekte unterschiedlicher RES-Technologien miteinander in Konkurrenz treten. Auf diese Weise werden etwa die Projekte bevorzugt, die den günstigsten Einspeisetarif, die niedrigste Marktprämie oder den geringsten Investitionszuschuss fordern.

#### **Vorteile:**

Erhofft wird durch technologie neutrale Zuteilungsmechanismen, dass durch den Wettbewerb die Technologien mit dem geringsten Förderbedarf zum Zug kommen und somit die Gesamtkosten für das Fördersystem gering gehalten werden.

Durch die Offenheit kann die Anzahl potenzieller Mitbieter gesteigert und so mehr Wettbewerb ermöglicht werden.

#### **Nachteile:**

Ein strikt technologie neutrales Zuteilungsverfahren erlaubt es kaum, andere Ziele als das reine Preisziel mit zu verfolgen:

Bei hohem Wettbewerb besteht die Möglichkeit, dass eine Zeit lang überwiegend Projekte weniger Technologien das zur Verfügung stehende Fördervolumen ausschöpfen. Sind beispielsweise die Stromgestehungskosten das Entscheidungskriterium, kommen die Technologien mit sehr niedrigen Werten zum Zug – das sind bei aktuellen Kostenstrukturen oft Wind-, große PV-, evtl. Wasserkraftanlagen. Bei diesem Kriterium ist jedoch die „Wertigkeit“ des erzeugten Stroms, etwa im Sinne der Flexibilität bzw. Steuerbarkeit/Systemdienlichkeit nicht berücksichtigt. Um diese Unterschiede korrekt zu berücksichtigen müssten dann eventuell Gewichtungsfaktoren integriert werden oder auch eine Unterteilung der Gesamtheit der Technologien in Gruppen mit ähnlicheren Charakteristika erfolgen.

Einer Presseaussendung der IG Windkraft vom Jänner 2019<sup>31,32</sup> zufolge besteht derzeit eine Warteliste von Windkraftprojekten mit in Summe 500 MW, und die Windbranche ist auch zuversichtlich, ein laufendes Zubauvolumen von 500 MW pro Jahr zukünftig zu bewältigen. In einem rezenten Positionspapier war von 1.000 MW fertig entwickelter Projekte die Rede, die entweder bereits eine Förderzusage haben, oder diese noch benötigen<sup>33</sup>. 500 MW entsprechen etwas mehr als der Hälfte des jährlich benötigten Zubaus unter den in Abschnitt 3 beschriebenen Modellannahmen. Zieht man dann als Vergleichswert noch den Zubau an PV-Anlagen heran, der in den letzten Jahren jeweils um die 150 MW betrug, könnten diese beiden Technologien etwa zwei Drittel eines „Jahreszubauvolumens“ bedienen.

---

<sup>31</sup> Auch **Quotenmodelle** mit Verpflichtungen zum Kauf von RES-Zertifikaten in gewissem Umfang zählen zu den technologie neutralen Modellen, denn es ist dabei egal mit Hilfe welcher RES-Technologie die Zertifikate generiert wurden. Diese Ausgestaltungsform gilt einerseits als relativ risikoreich für die Anlagenbetreiber, da dann sowohl ihre Stromvermarktungserlöse als auch die Förderkomponente mittels der Grünen Zertifikate das Marktrisiko bergen. Andererseits besteht auch für die Fördergeber ein Preisrisiko: der Marktpreis wird durch die letzten gehandelten Zertifikate bestimmt, sodass es zu einer unnötigen Überförderung der günstigeren Technologien kommen kann. Dem kann jedoch nicht so einfach wie durch das pay-as-bid Verfahren und technologiespezifische Maximalpreise bei Auktionsverfahren vorgebeugt werden. Die zum Kauf der Zertifikate verpflichteten Energieversorger werden den Preis der grünen Zertifikate in ihre Strompreise einkalkulieren, sodass die Förderung schlussendlich von den Endkunden getragen wird. In Europa haben beispielsweise Schweden und Norwegen seit 2012 ein gemeinsames „EI-Zertifikate“-System, wobei Norwegen ab 2021 einen Umstieg plant (vgl. DLA Piper, [Renewable Energy Generation in Norway](#), 2016) Da ein solches System weder von der EU-Kommission noch im Ministerratsbeschluss noch von österreichischen Stakeholdern explizit gefordert wird, wird es hier nicht gesondert behandelt.

<sup>32</sup> [https://www.igwindkraft.at/?mdoc\\_id=1039910](https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1039910)

<sup>33</sup> Positionspapier EEÖ zu 100 % RES, Seite 17

Das zur Erfüllung des Ziels aus der Mission 2030 notwendige Zubauvolumen ist zwar so hoch, dass wohl insgesamt fast alle verfügbaren RES-Technologien zum Einsatz kommen müssen, es könnten jedoch insbesondere anfangs Phasen entstehen, in denen manche Technologien wenig Erfolge bei den Ausschreibungen erwarten dürften (wenn die ausgeschriebenen Tranchen nicht relativ groß sind) sofern nicht Gewichtungskriterien eingeführt würden, die besondere Eigenschaften dieser Technologien (Systemdienlichkeit etc.) begünstigen.

Derartige Entwicklungen wären insofern negativ, als dann möglicherweise spezialisierte Unternehmen schließen müssen und die Expertise und die Kapazitäten einige Jahre später nicht mehr vorhanden sind, wenn die Technologie doch wieder wettbewerbsfähig wäre bzw. benötigt würde. Auch ist ein vorhandener Heimmarkt vorteilhaft für eventuell vorgelagerte Unternehmen in der Wertschöpfungskette. Deren Entwicklung und damit auch die Weiterentwicklung der Technologie, die längerfristig zu Kostenreduktionen führt (dynamische Effizienz) werden in einer solchen Situation gebremst. Dazu kommt, dass auch aus Versorgungssicherheitsgründen ein etwas breiter gefächerter Technologiemix wünschenswert ist, um ausschließlichen Zubau von Technologien mit bestimmten Charakteristika (z.B. stark volatile Einspeisung, Einspeisungsmaxima in bestimmten Jahreszeiten) zu vermeiden.

Ein möglicher Nachteil ist aber auch für den Fall absehbar, dass das ausgeschriebene Volumen nicht nur von Technologien einer „Preisklasse“ in Anspruch genommen wird. Wenn für die Förderwerber absehbar ist, dass zur Abdeckung des ausgeschriebenen Volumens mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit auch teurere Technologien Zuschläge bekommen werden, könnte dies dazu verleiten, strategisch zu bieten und die eigenen Gebote der vermuteten Gebotshöhe der auf der Merit Order weiter hinten stehenden Anbieter anzunähern.

Abgemildert werden kann dies beispielsweise mit technologiespezifischen Maximalgebotsvorgaben innerhalb einer prinzipiell technologieoffenen Ausschreibung, wie es beispielsweise in Deutschland, Polen oder im Vereinigten Königreich gehandhabt wird.

Andere Möglichkeiten, die auch für technologiespezifische Auktionen zur Anwendung kommen können, sind etwa das Ausschreiben relativ kleiner Tranchen (einen derartigen Ansatz verfolgen die Niederlande mit mehreren Ausschreibungsrunden je Budgetphase, bei denen die Maximalgebotsvorgabe jedes Mal leicht steigt). Letzteres müsste jedoch so erfolgen, dass der administrative Aufwand für eine Wiedereinreichung sowohl bei der Abwicklungsstelle wie auch bei den Projektwerbern sehr gering gehalten wird und nach erfolgtem Zuschlag auch kein Wechsel in eine vermeintlich bessere spätere Ausschreibungstranche mehr möglich ist.

Eine andere Möglichkeit, sicherzustellen, dass ein ausreichendes Maß an Wettbewerb herrscht, ist eine nachträgliche Anpassung des auktionierten Volumens. Bei der polnischen Lösungsvariante werden die teuersten 20 % der Angebote jedenfalls ausgeschieden, auch wenn sie noch innerhalb des möglichen Ausschreibungsvolumens gewesen wären.<sup>34</sup> In Griechenland müssen online-Voranmeldungen für die Auktion durchgeführt werden. Ist aus diesen ersichtlich, dass nicht mindestens Gebote für 140 % des geplanten Volumens eingehen werden, wird die auktionierte Kapazität gekürzt.<sup>35</sup>

Mora Alvarez et al. argumentieren, dass technologiespezifische Auktionen oft passender seien, wenn das Ziel ist, die Förderkosten zu senken (im Vergleich zu einem Senken der Produktionskosten des Stroms). Durch die Differenzierungsmöglichkeit der Unterstützung

---

<sup>34</sup> Vgl. K&L Gates (2018), „Quick guide to the Polish auction system for Renewables“, S. 8.

<sup>35</sup> <https://energyexpress.eu/upcoming-mixed-res-auction-applications-submitted-today/>

nach Technologien, könnten die vergleichsweise hohen Gewinne der billigsten Technologien bei einem einheitlichen Zuschlagspreis reduziert werden.<sup>36</sup>

### **Internationale Erfahrungen mit technologieneutralen / technologieübergreifenden Ausschreibungen:**

In der EU gibt es nur in wenigen Staaten längerfristige Erfahrungen mit technologieneutralen Systemen (bzw. technologieübergreifenden, denn oft sind diese Ausschreibungen z.B. auf Wind und PV beschränkt): Die Niederlande und Portugal<sup>37</sup> haben solche seit 2011, das Vereinigte Königreich seit 2015, Polen und Spanien (letzte Runde nur für PV und Wind) seit 2016.

2018 fanden erste Ausschreibungen in Deutschland, Dänemark, Frankreich (alle nur Wind und PV) statt, ebenso in Finnland<sup>38</sup>. Bei letzteren lagen zum Erstellungszeitpunkt dieser Studie zum Teil zwar bereits Ergebnisse der Ausschreibungen vor, die unten kurz dargestellt werden, Realisierungsraten der Projekte können jedoch naturgemäß noch nicht angegeben werden.<sup>39</sup>

Viele der genannten Länder führen **technologie neutrale/ bzw. -übergreifende Ausschreibungen zusätzlich zu technologiespezifischen** durch.

*Anmerkung: In den nachfolgenden Kurzbeschreibungen werden zwar teilweise die aus den Auktionen resultierenden Preise angegeben, diese dienen aber nur der Illustration der Differenz zwischen Maximalgebotsangaben und realisiertem Preis bzw. der Preisentwicklung innerhalb des Landes. Absolutwerte bzw. **Preise verschiedener Länder sind jedoch nicht direkt vergleichbar**. Abgesehen vom natürlichen Dargebot an erneuerbaren Ressourcen gibt es noch eine Reihe von Faktoren, die die **direkte Vergleichbarkeit von Ergebnissen** zwischen Ländern verunmöglichen. Um nur ein Beispiel zu nennen: es macht einen Unterschied in der Kalkulation, ob der Projektentwickler oder der Netzbetreiber die Errichtung des Netzanschlusspunkts bezahlen muss.*

### **Niederlande<sup>40</sup>**

Seit 2012 beruht das „SDE+“ genannte Unterstützungssystem für Erneuerbare Energien in den Niederlanden auf technologieoffenen Ausschreibungen. Bemerkenswert dabei ist, dass die Teilnahme **nicht nur für die Gewinnung erneuerbaren Stroms, sondern auch für erneuerbare Wärme, erneuerbares Gas und KWK möglich ist**.

Es **gibt jährlich mehrere Einreichtermine**, die prinzipiell nach dem pay-as-bid System gehandhabt werden. Der Ausschreibungsleitfaden definiert verschiedene Technologie-kategorien, es gibt jedoch für diese alle ein gemeinsames Budget. **In der ersten Phase – also der mit dem niedrigsten Maximalpreis – ist immer die „freie Kategorie“ geöffnet**, sodass die günstigsten Anbieter hier in Wettbewerb treten können. Die **erlaubten Höchstgebote werden dann von Runde zu Runde etwas angehoben**. Da das Gesamtbudget

<sup>36</sup> Mora, David et al, „Auctions for renewable energy support – taming the beast of competitive bidding“, December 2017, S. 24.

<sup>37</sup> Zu einem portugiesischen technologieneutralen System waren kaum aussagekräftige Informationen auffindbar. Es wird daher nicht betrachtet.

<sup>38</sup> Einreichfrist November 2018, Volumen 1,4 TWh pro Jahr, gleitende Marktprämien, Teilnahmeberechtigt: Große Windkraftanlagen, Solar, Biomasse, Wellenkraft, aber nicht Wasserkraft, Ergebnisse zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch nicht auffindbar, vgl. <https://www.iamrenew.com/green-energy/finland-launches-tech-neutral-renewable-energy-tender-worth-1-4twh-year/>

<sup>39</sup> Für Griechenland waren technologieübergreifende Auktionen für 2018 geplant, die erste fand jedoch erst im April 2019 statt (<https://energypress.eu/eight-mixed-res-auction-applications-submitted-456-mw-offered/>)

<sup>40</sup> Vgl. <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde> (RVO ist die Abwicklungsstelle).

aber beschränkt ist, besteht die Möglichkeit, dass ein Anbieter nicht mehr zum Zug kommt, wenn er zuwartet, um in einer späteren Runde einen höheren Preis bieten zu können.

Die Mindestgröße der Projekte für eine Teilnahme beträgt 15 kWp für Strom und 140 kW für erneuerbare Wärme.

Ausgeschrieben werden Verträge für die Zahlung einer Marktprämie standardmäßig für bis zu 15 Jahre, für 12 Jahre für Biomasse und Biogas und für 8 Jahre für industrielle Dampferzeugung auf Basis von Pellets.

Die Förderempfänger müssen Bilanzausgleichsverantwortung übernehmen. Energie aus Erneuerbaren hat bei Netzengpässen Einspeisevorrang gegenüber Energie aus anderen Quellen.

Es gilt die 6h-Regel, dass also keine Vergütung bezahlt wird für Einspeisungen in Zeiträumen, in denen 6 Stunden lang der Energiepreis negativ war. (Dies gilt aber nicht für Anlagen mit einer Anschlussleistung < 500 kW bzw. 3 MW bei Windparks)

Ein interessantes Ausgestaltungselement von SDE+ ist, dass **nicht die gesamte Produktion vergütet wird, sondern nur bis zu einer bestimmten Anzahl MWh pro Jahr**. Allerdings können die nicht vergüteten MWh gebankt und im Falle einer niedrigeren Produktion im Folgejahr abgegolten werden. Auch ein Vorgriff auf zukünftige Volumina ist zulässig.

Damit dürfte für einen Anlagenbetreiber der Verlust durch eine etwaige Drosselung der Einspeisung bei schlechten Marktverhältnissen oder aufgrund von Systemnotwendigkeiten weniger hoch sein.

**Welche Technologien** bislang in den Ausschreibungen zum Zug kamen, ist in der folgenden Tabelle an Hand des Verpflichtungsbudgets dargestellt. Teilnehmen dürfen im Prinzip alle. Die letzte Ausschreibung 2018 war zur Zeit der Erstellung dieser Studie noch in Auswertung begriffen. Deutlich zu erkennen sind die anfänglich dominanten Biomasse- (bzw. Biogas-) und Geothermieprojekte und die zunehmende Relevanz des PV-Sektors.

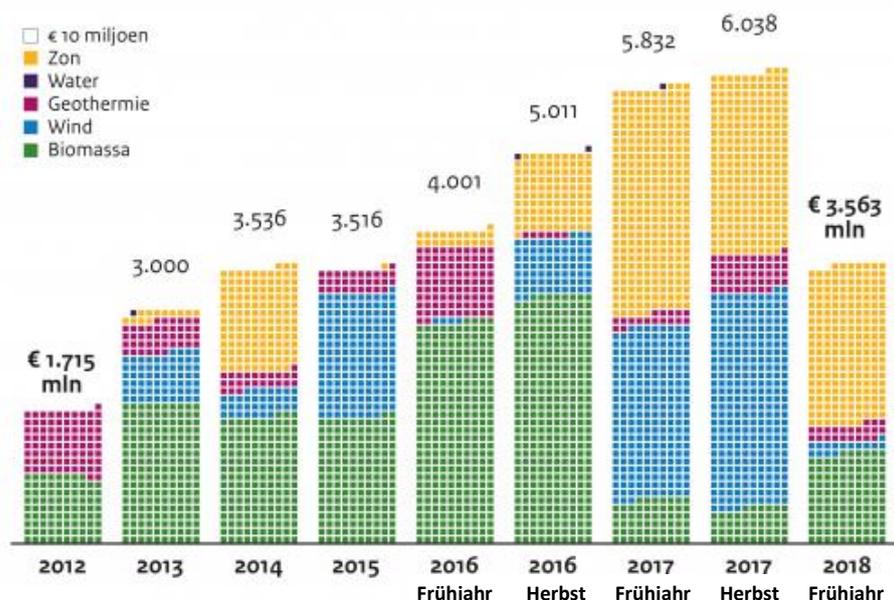


Abb. 49 Ausschreibungsergebnisse in den Niederlanden. Verteilung des Verpflichtungsbudgets auf die verschiedenen Technologien in den einzelnen Runden. Quelle: RVO.

Da dieses System schon etwas länger besteht, gibt es hier auch Statistiken zu **Realisierungsraten**. In der folgenden Grafik<sup>41</sup> der Netherlands Enterprise Agency (RVO), die das System abwickelt, sind auch noch Ergebnisse zu einigen Ausschreibungsrunden des Vorgängerprogramms enthalten.

Ganz rechts in Lila sind die bereits realisierten Projekte mit Stand 3.9.2018 aufgetragen, orangefarben sind die in Entwicklung befindlichen und schraffiert die zurückgezogenen Projekte. Die Abkürzung WOZ bezeichnet Offshore-Wind-Ausschreibungen, diese werden gesondert durchgeführt.

Gerade in den ersten Runden des SDE+ Programms gab es durchaus viele Projekte, die nicht realisiert wurden. Darauf hat man u.a. 2012 mit der Einführung einer Pönale für die Nicht-Realisierung von Projekten reagiert, sowie damit, dass seit 2014 ab einer bestimmten Projektgröße eine Machbarkeitsstudie verpflichtend abzugeben ist. Eine Reihe von Dokumenten muss auch vorab bereits vorliegen, z.B. Umweltgenehmigung, Bestätigung des Grundstückseigentümers, LOI der Fremdkapitalgeber, wenn das Projekt einen hohen Fremdkapitalanteil ausweist etc. An sich haben die Projektwerber je nach Kategorie maximal vier Jahre Zeit, um die Anlage in Betrieb zu nehmen.

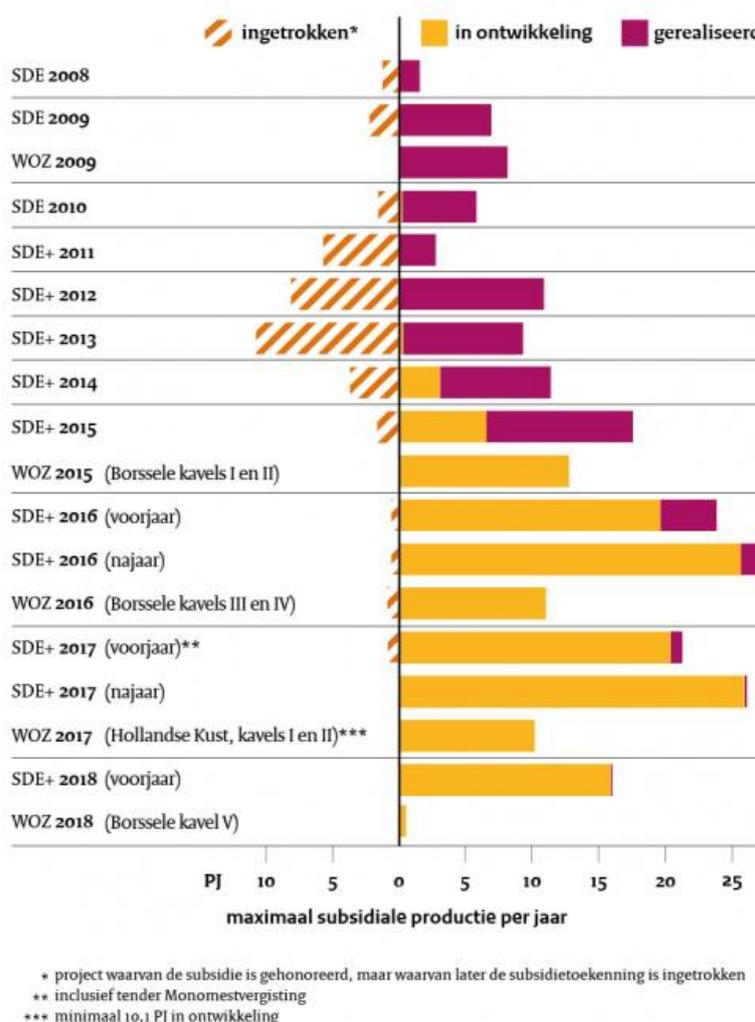


Abb. 50 Entwicklungsstatus der Projekte aus den Programmen SDE und SDE+ zum 3.8.2018 (lila = realisiert, orange = in Entwicklung, schraffiert = zurückgezogen/aberkannt) Quelle: RVO.nl

<sup>41</sup> <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>

Während in den Anfangsjahren des SDE+ Programms viel Wettbewerb herrschte, war etwa die Runde 2014 nicht ausgeschöpft. Onshore Wind hatte dann wenig Konkurrenz, so boten fast alle Anbieter nahe ihres Preisplafonds, und es war ein Preisanstieg gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. In den nächsten Jahren war allerdings wieder ein Abwärtstrend zu beobachten.<sup>42</sup>

Dem Programm wurde laut einer Studie 2016 hohe Transparenz bescheinigt, und die Marktakteure fanden die Unterstützungsniveaus zwar herausfordernd, aber ausreichend. Es erhöhe aber auch die Unsicherheit.<sup>43</sup>

## Vereinigtes Königreich

Bislang fanden zwei technologieübergreifende Ausschreibungen statt, vergeben werden Contracts for Difference (CfD) über 15 Jahre, zur Lieferung von Energie zu einem bestimmten Zuschlagspreis (anzulegender Wert), der noch an die Inflation angepasst wird. Unter einem „**Contract for Difference**“, auch **symmetrische Marktprämie** genannt, versteht man langfristige Abnahmeverträge mit folgender Regel: ist der Marktpreis unter dem anzulegenden Wert, erhält der Betreiber die Differenz, ist er darüber, muss die Differenz erstattet werden. Damit ist einerseits der Betreiber gegenüber dem Marktrisiko abgesichert, aber auch die Stromkunden, da eine Überförderung bei hohen Marktpreisen vermieden wird.

An der **ersten Auktion**, deren Ergebnisse Anfang **2015** veröffentlicht wurden, konnte eine sehr breite Palette von RES-Technologien teilnehmen. Zum Zug kamen einerseits **etabliertere Technologien** („**Topf 1**“) wie onshore Windprojekte (geplante Inbetriebnahmen 2016-2019), und solche basierend auf PV (2015-2017). Auch zu Topf 1, aber nicht zu den Siegern, zählen Projekte auf der Basis von Klärgas und Deponiegas.

Aus „**Topf 2**“, den als noch **weniger entwickelt eingestuften Technologien**, kamen Offshore Wind (2017-2019), Müllverbrennung mit KWK (2018-2019) und „Advanced Conversion Technologies“ (ACT), d.h. Abfallbehandlung kombiniert mit Rückgewinnung von Energie, z. B. durch Pyrolyse erzeugte Gase, zum Zug. Ansonsten zählen zu diesem Topf auch anaerobe Vergärung, Geothermie, Wasserkraft, Wellenkraft sowie Gezeitenkraft.

Die Inbetriebnahme letzterer war für 2017-2019 angekündigt. Das kleinste Projekt war ein Onshore-Windpark mit 6 MW, das größte ein Offshore-Windpark mit 714 MW.<sup>44</sup>

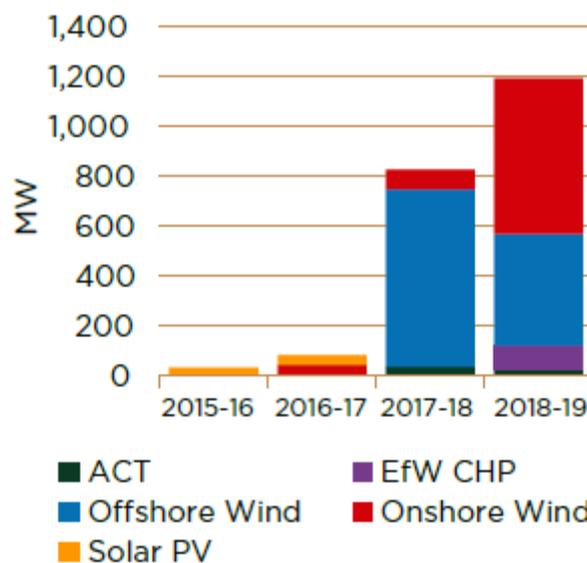


Abb. 51 Projekte, denen CfD zuerkannt wurden, gruppiert nach Technologie und Startdatum

Quelle: LCP & Frontier, *What next for UK auctions of renewable contracts for difference (2015)*

<sup>42</sup> Vgl. Ecofys (2016), Netherlands – Deliverable 4.1. of the AURES Project.

<sup>43</sup> Vgl. Ebd. S. 14

<sup>44</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-one-outcome>

Die beiden Töpfe hatten getrennte Budgets und wurden auch getrennt auktioniert. Für alle Technologien waren maximale Zuschlagspreise vorgegeben, diese wurden – teils deutlich – unterboten.

Die **zweite Auktion** war nur noch für „Topf 2“. Es machten Projekte aus den Bereichen ACT, Offshore Wind und Biomasse mit KWK das Rennen, und es wurden wieder die Maximalpreise unterboten.

Die **dritte Auktion** wird von **Ende Mai bis Mitte Juni 2019** geöffnet sein.<sup>45</sup> An ihr werden wieder nur Technologien aus „Topf 2“ teilnehmen können, eine weitere Ausschreibungsrunde soll 2021 folgen und danach weitere im 2-Jahres-Abstand<sup>46</sup>.

## Deutschland

Bislang wurden **zusätzlich zu den technologiespezifischen** Ausschreibungsrunden **drei technologieübergreifende (onshore Wind und PV kombiniert)** durchgeführt. Bislang erhielten dabei nur PV-Projekte Zuschläge.

Ergebnisse vom Gebotstermin 1. April 2019 kurz gefasst<sup>47</sup>:

Es wurden 109 Gebote ausschließlich für Solaranlagen im Umfang von 729 MW eingereicht. Die ausgeschriebene Menge von 200 MW war somit deutlich überzeichnet. Bezuschlagt wurden 18 Gebote mit einem Volumen von 210,8 MW.

Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert betrug 5,66 ct/kWh (vor Eingang der Zweitsicherheit); das niedrigste bezuschlagte Gebot lag bei: 4,50 ct/kWh, das höchste bei: 6,10 ct/kWh. Der Maximalwert betrug bei dieser Ausschreibung für Solaranlagen 8,91 ct/kWh, bei Wind je nach Region 6,2 bis 8 ct/kWh. Der Höchstwert für PV ist im EEG festgelegt, für Wind richtet er sich nach den aktuell bei Windausschreibungen gültigen Richtwerten.

Ergebnisse vom Gebotstermin November 2018 kurz gefasst<sup>48</sup>:

50 Gebote mit einem Volumen von 307 Megawatt, davon nur 1 Windkraft, ausgeschrieben waren 200 Megawatt, dh Wettbewerb ist gegeben.

Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert: 5,27 ct/kWh; niedrigster: 4,65 ct/kWh, höchster 5,79 ct/kWh. (PV Deckel war 8,75)

Detaillierte Statistiken zu den Flächentypen, Projektgrößen – meist zwischen 2 und 10 MW – etc. sind auf der Seite der BNetzA<sup>49</sup> zu finden.

Ergebnisse vom Gebotstermin April 2018 kurz gefasst<sup>50</sup>:

54 Gebote mit einem Volumen von 395 Megawatt, ausgeschrieben: 200 Megawatt.

---

<sup>45</sup> Vgl <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>, <https://www.cfallocationround.uk/>

<sup>46</sup> <https://www.windpoweroffshore.com/article/1488500/uk-sets-cfd-auction-plan-2019>

<sup>47</sup> Vgl

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/Gebotstermin\\_01\\_04\\_2019/gebotestermin\\_01\\_04\\_2019\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/Gebotstermin_01_04_2019/gebotestermin_01_04_2019_node.html)

<sup>48</sup> Vgl Presseaussendung Bundesnetzagentur November 2018 <https://w3.windmesse.de/windenergie/pm/29990-bundesnetzagentur-bnetza-zuschlag-ausschreibung-solar-wind-technologieoffen-eeg-ergebnis> und [Ergebnisbe-kanntgabe](#).

<sup>49</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik\\_TechOffen.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_TechOffen.xlsx?__blob=publicationFile&v=5)

<sup>50</sup> Vgl Presseaussendung Bundesnetzagentur November 2018 <https://w3.windmesse.de/windenergie/pm/29990-bundesnetzagentur-bnetza-zuschlag-ausschreibung-solar-wind-technologieoffen-eeg-ergebnis> und [Ergebnisbe-kanntgabe](#)

Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert: 4,76 ct/kWh; niedrigster: 3,96 ct/kWh, höchster 5,76 ct/kWh. (PV Deckel war 8,84 ck/kWh)

Bemerkenswert ist, dass wie aus der folgenden Abbildung ersichtlich die gewichteten Zuschlagswerte in den technologieneutralen Auktionen (grüne Punkte) zum Teil über denen der jeweils in zeitlicher Nähe abgeschlossenen reinen Solarauktionen (gelbe Punkte) lagen.

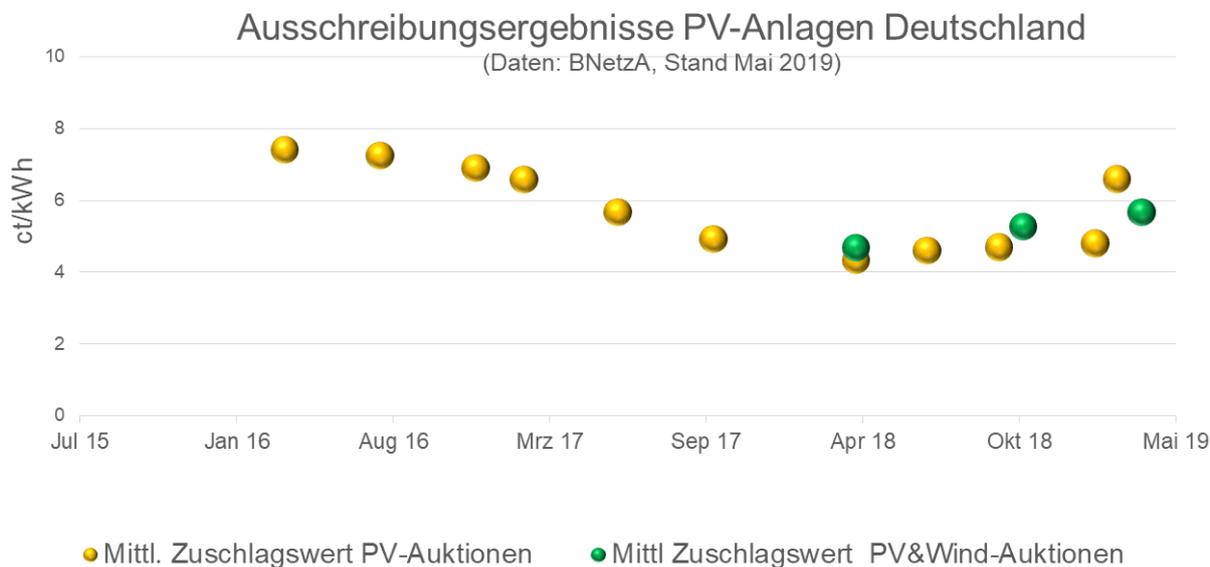


Abb. 52 Entwicklung Ausschreibungsergebnisse für PV in Deutschland  
(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der BNetzA)

## Frankreich

2018 wurde versuchsweise eine erste technologieneutrale Ausschreibung für 200 MW durchgeführt, bei **der Onshore-Wind und PV-Projekte mit Kapazitäten von 5 bis 18 MW** teilnahmeberechtigt waren. Es kamen nur PV-Projekte zum Zug. Die 16 Gewinner hatten im Durchschnitt € 54,94/MWh geboten, was 5,6 % unterhalb der Ergebnisse für die letzte PV-spezifische Ausschreibung lag.<sup>51</sup> Technologiespezifische Ausschreibungen werden auch weiterhin durchgeführt,<sup>52</sup> Pläne für eine weitere technologieneutrale Ausschreibung waren Anfang April 2019 noch nicht publiziert.

Seit 2017 gibt es in Frankreich technologieneutrale Ausschreibungen für Prämien für **Anlagen mit 100 – 500 kW die einen Teil des Stroms selbst verbrauchen**.<sup>53</sup> Bei der letzten Ausschreibungsrunde, für die Ergebnisse publiziert sind (September 2018), waren alle gültigen Bewerbungen von PV-Anlagen auf Gebäuden und/oder Beschattungsanlagen / Carports im Bereich der Industrie und des Handels (Supermärkte und deren Parkplätze). Allerdings war die Ausschreibung unterzeichnet, wie auch in den vorigen beiden Runden, und wurde daher mangels einer wettbewerblichen Preisbildung abgebrochen. Die Stelle, die die Ausschreibungen abwickelt, spricht sich gegen eine Fortführung dieser Förderschiene aus.

<sup>51</sup> <https://www.montelnews.com/en/story/solar-wins-all-capacity-in-french-technology-neutral-tender/951380>

<sup>52</sup> <https://renewablesnow.com/news/france-puts-onshore-wind-vs-solar-in-200-mw-tender-594349/>

<sup>53</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energies-renouvelables-en-auto>

## Polen

Im Gegensatz zu Deutschland und Frankreich kamen in Polen bei der gemischten PV-Windauktion für Projekte über 1 MW, die im November 2018 durchgeführt wurde, nur Windprojekte zum Zug.<sup>54</sup>

31 Projekte werden 41,996 TWh Elektrizität für insgesamt ca. 1.915 Mrd. EUR über 15 Jahre ins polnische Netz einspeisen. Die in einem „pay as bid“-System bezuschlagten Preise lagen in der Bandbreite von PLN 157,80 – 216,99/MWh, (EUR 36,7 bis 50,4, im Durchschnitt PLN196.17/MWh, bzw. EUR 45,6) Unter den Gewinnern waren u.a. die deutsche Innogy und die portugiesische EDP. Die Angebote müssen den Preis (anzulegenden Wert) sowie die Anzahl der MWh enthalten, die der Anbieter zu diesem Preis auf Basis eines Contract for difference zu liefern bereit ist.

Für die **Auktion für Wind- und Solarprojekte kleiner 1 MW** im November 2018 wurde erwartet, dass dort die PV Anlagen dominieren.

Die erste Auktion für PV und Windkraft unter 1 MW fand im Dezember 2016, statt. Es wurden 84 Projekte bezuschlagt, die meisten davon PV. Vom höchstzulässigen Zuschlagspreis in Höhe von PLN 465/MWh für PV in dieser Auktion war mit dem Höchstgebot von PLN 408/MWh und dem niedrigsten in Höhe von PLN 253.5/MWh doch etwas entfernt.

2018 wurden in Polen Veränderungen an der Gesetzgebung für Erneuerbare Energien vorgenommen. Berichte darüber lassen darauf schließen, dass es **weiterhin mehrere verschiedene „Technologiekörbe“** geben wird, für die getrennte Auktionen durchgeführt werden.<sup>55</sup>

In Polen müssen die Projekte vor der Auktionsteilnahme bereits baureif zu sein. Die Zulassung zur Auktion wird nur gewährt, wenn folgende Voraussetzungen schon erfüllt sind: Vertrag über den Netzzugang oder die Netzanschlussbedingungen; endgültige, nicht mehr beanspruchbare Umweltgenehmigung, endgültige, nicht mehr beanspruchbare Baugenehmigung, Übereinstimmung mit dem lokalen Flächenwidmungsplan, Installationsschema liegt vor, Arbeits- und Kostenplan für die Errichtung wird vorgelegt.<sup>56</sup>

## Dänemark

hat im September 2018 eine **erste technologie neutrale Ausschreibung für große PV-Anlagen und Wind** durchgeführt<sup>57</sup>. Eine technologiespezifische Ausschreibung für PV-Anlagen unter 1 MW fand früher im Jahr bereits statt.

Im Ergebnis erhalten drei Windprojekte mit einer Gesamtkapazität von 165 MW und drei PV Projekte mit einer Kapazität von 104 MW Verträge. Es handelt sich also hier wirklich um – für österreichische Verhältnisse – sehr große Projekte. Insgesamt waren 17 Gebote für 260 MW Wind- und 280 MW PV-Kapazität eingegangen.

Die durchschnittliche vergebene fixe Marktprämie beläuft sich auf 2,28 Öre/kWh, rund € 0,0031/kWh. Das Maximalgebot für die Ausschreibung war mit 13 Öre/kWh festgelegt. Die Projekte erhalten Verträge über 20 Jahre und müssen innerhalb von 2 Jahren fertiggestellt

---

<sup>54</sup> <https://www.pv-magazine.com/2018/11/23/wind-the-only-winner-in-poland-mixed-energy-auction-for-projects-over-1-mw/>

<sup>55</sup> <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/5932a770/a-guide-to-support-for-polish-renewable-energy-sources-following-the-2018-amendments#section2>

<sup>56</sup> Vgl. K&L Gates (2018), „Quick guide to the Polish auction system for Renewables“

<sup>57</sup> <https://www.pv-magazine.com/2018/12/03/denmarks-wind-solar-auction-ends-with-average-price-of-e0-31-kwh-and-almost-40-of-capacity-assigned-to-solar/>

werden. Die ausschreibende Stelle hatte damit gerechnet, mit dem Budget Verträge für etwa 140 MW vergeben zu können, was schlussendlich deutlich übertroffen wurde.

Das Gesamtbudget für die Auktion waren 254 Mio. DKK (ca. 34 Mio. EUR), für 2019 sind Auktionen im Wert von 842 Mio. DKK budgetiert und für die Jahre 2020 bis 2024 ist ein Budget von 4,2 Mrd. DKK vorgesehen. Die nächste technologieneutrale Auktion soll im zweiten Halbjahr 2019 stattfinden, der Entwurf der Ausschreibungsbedingungen wurde in einer Konsultation vorab auch auf Englisch publiziert.<sup>58</sup>

## Resümée zur Frage „technologieneutral vs. technologiepezifisch“

Zusammenfassend lässt sich sagen:

**Kaum** ein EU-Land führt **wirklich völlig technologieneutrale** Ausschreibungen durch. Meist werden zumindest zwei „Körbe/Töpfe“ von Technologien gebildet. Zum Teil wird den unterschiedlichen Charakteristika der Technologien durch unterschiedliche Teilnahmevoraussetzungen oder Fristen für die Projektrealisierung Rechnung getragen.

**Häufig** kommen **technologieübergreifende** Auktionen vor, die **große PV-Anlagen und Wind** gegeneinander antreten lassen, **oft** auch **ergänzend zu technologiespezifischen Ausschreibungen**. Eine derartige Kombination spezifischer mit offenen Schienen ermöglicht es, sowohl eine Mindestweiterentwicklung bei allen Technologien sicherzustellen – insbesondere auch im Hinblick auf die unterschiedlich ausgeprägte Systemdienlichkeit und den Kompetenzerhalt – als auch zusätzlich die Technologien verstärkt zuzubauen, die besonders kostengünstig sind. Der erhoffte preisdämpfende Effekt tritt jedoch nicht mit Sicherheit ein, wie das oben beschriebene Beispiel aus Deutschland zeigt.

Als Absicherung gegen das Risiko unerwartet hoher Auktionspreise, die durch zu geringen Wettbewerb oder auch Kollusion entstehen könnten, arbeiten die meisten Länder mit dem „**pay-as-bid**“-System und setzen **Maximalgebotswerte** (teils auch **technologiespezifisch**) fest.

In einigen Fällen scheint das für die Förderwerber erhöhte Risiko durch die Auktionierung abgemildert worden zu sein durch die Wahl eines für die Anlagenbetreiber weniger risikobehafteten Fördergegenstandes, nämlich z.B. gleitender oder symmetrischer Marktprämien anstelle von fixen Marktprämien.

## 5.4. Vor- und Nachteile von Auktions- bzw. Antragsverfahren

In diesem Abschnitt werden die Vor –und Nachteile der beiden Vergabeverfahren kurz zusammengefasst.

In der Literatur werden klassisch zwei Typen von Fördersystemen unterschieden:

### „Mengenbasierte“ Fördersysteme wie Quotenmodelle oder Ausschreibungen

geben die gewünschte Menge an zusätzlich zu installierender Kapazität oder Erzeugungsmenge vor und überlassen die Preisfindung dem Wettbewerb.

**Vorteil aus Sicht des Fördergebers:** Menge ist fixiert, vergleichsweise günstige Projekte kommen um Zug.

**Risiko** aus Sicht des Fördergebers: möglicherweise sehr hoher Endpreis, falls wenige Gebote eingehen. Potenziell geringere Realisierungsraten aufgrund von „Winner’s

---

<sup>58</sup> <https://ens.dk/en/our-services/current-tenders/tender-scheme-wind-and-solar-pv-2018-2019>

Curse“ (Manche Anbieter mit sehr niedrigen Geboten haben sich verkalkuliert und können zu dem Preis doch nicht realisieren, besser kalkulierte Angebote wurden von diesen verdrängt).

### „Preisbasierte“ Fördersysteme (Antragssystem)

geben eine Förderhöhe (z.B. Einspeisetarif, Investitionszuschuss) vor und die Menge an zusätzlicher Kapazität ist je nach Attraktivität des Fördersatzes höher oder geringer

**Vorteil aus Sicht des Fördergebenden:** Sicherheit für die Antragstellenden, daher bei entsprechender Höhe rasche Erfüllung der Zielmengen, höhere Realisierungswahrscheinlichkeiten.

**Risiko:** Anzahl der Anträge nicht planbar, bei hohen Antragszahlen hohe Budgetinanspruchnahme (vgl. Frühphasen des EEG in Deutschland), auch relativ teure Projekte kommen zum Zug.

**In der Praxis** wurden in der Vergangenheit in beiden Systemen bereits zusätzliche Regelungen eingeführt, um das Ergebnis für die Fördergebenden planbarer zu machen: Bei Auktionen kommen meist Maximalgebotswerte (d.h. „**Preisdeckel**“) zum Einsatz, bei Antragsverfahren wird nur ein bestimmtes Budget zur Verfügung gestellt und so de Facto die Förderung mit einem „**Mengendeckel**“ versehen.

Es wird daher darauf verzichtet, die theoretischen Vor- und Nachteile der jeweils „unbeschränkten“ Systeme **aus Sicht der Geförderten** darzustellen. Stattdessen wird skizziert, wie sich die Situation unter Annahme der genannten Beschränkungen darstellt.

### Antragssystem:

#### Vorteile:

- Zuschuss wird sicher gewährt, wenn Projekt ansonsten richtlinienkonform. (Bei jährlichem Budgetdeckel allerdings möglicherweise mit langer Wartezeit) Ausnahme: Situation am Ende eines mehrjährigen Förderprogramms, wenn Nachfolgeregelung noch nicht in Sicht.
- Höhe des zu erwartenden Zuschusses steht fest – kein Preiswettbewerb, bei fixem Zuschuss können Kostenvorteile besonders günstiger Projekte „mitgenommen“ werden, bzw. können auch etwas teurere Projekte zum Zug kommen.
- Tendenziell etwas weniger aufwändig als Ausschreibungsteilnahme.

#### Nachteile:

- Zeitdruck aufgrund von first-come-first-serve Prinzip
- Potenziell lange Wartezeiten bis zur Förderzuteilung
- Auch teurere Projekte können zum Zug kommen, wenn sie früh eingereicht werden, dadurch bleibt weniger Budget für die anderen

### Auktionsverfahren

#### Vorteile:

- Besonders günstige Projekte haben größere Chance, zum Zug zu kommen, Preis ist effizienteres Zuteilungskriterium als Reihung nach dem Eintreffen.

- Bei beschränktem Budget kann so die größtmögliche Menge an Kapazität bzw. zusätzlicher erneuerbarer Energieerzeugung gefördert werden.

#### **Nachteile:**

- Schärferer Preiswettbewerb, Druck auf die Kostenkalkulation erhöht, wenig budgetärer Spielraum
- Risiko von „Winner’s Curse“ (Insbesondere bei noch weniger etablierten Technologien ausgeprägt, bei denen noch nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann). Ein Teil des Budgets wird möglicherweise durch Projekte „blockiert“, deren Betreiber unrealistisch niedrig geboten haben, schlussendlich aber doch nicht in der Lage sind, zu realisieren.
- Bei Überzeichnung meist keine „Wartelisten“, dh. Risiko, den Aufwand der Einreichung vergeblich auf sich genommen zu haben und bei der nächsten Runde erneut einreichen zu müssen.

In der theoretischen Literatur<sup>59</sup> wird dahingehend argumentiert, dass ausgereifere Technologien, solche, für die in einem Land großes Potenzial herrscht, und Technologien in eher größeren Einheiten (z.B. Freiflächen PV, große Aufdachanlagen) eine eher flache Grenzkostenkurve aufweisen und daher besser für Auktionen geeignet sind, als eher unausgereifte Technologien, bzw. solche mit geringerem Potenzial in einem Land oder sehr kleinteilige Technologien (z.B. gebäudeintegrierte PV). Ausgehend von Kostenkurven für Wind (allerdings basierend auf relativ alten Daten) nennen Kitzing et al (2016) etwa Österreich und Finnland als Länder mit begrenzten Windressourcen, in denen der Anreiz zur Verwendung eines Ausschreibungsregimes für die Politik also geringer wäre als in einem Land mit größeren Windressourcen.

#### **Zusammenfassend:**

Beide Modelle haben Vor- und Nachteile sowohl aus Sicht der Fördernden wie auch der Geförderten, die gegeneinander abgewogen werden müssen. Die in den Beihilfenleitlinien gewährten Ausnahmeregelungen vom Auktionsregime für kleinere Anlagen und gewisse Marktkonstellationen tragen Überlegungen, dass Auktionen in wenig kompetitiven Märkten, für kleinteilige oder noch unausgereifte Technologien weniger gut geeignet sind, Rechnung.

Unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten haben einen sehr großen Einfluss darauf, wie die Instrumente dann konkret wirken.

Als Beispiel dafür sei angeführt, dass die zurzeit zu beobachtende Stagnation des RES-Ausbaus in Deutschland manchmal als Argument gegen die Einführung von Ausschreibungssystemen ins Treffen geführt wird. Diesbezügliche Pauschalaussagen sollten jedoch relativiert werden.

Für den Rückgang beim deutschen Windkraftausbau werden u.a. folgende Gründe genannt: *„Dazu zählen die misslungenen Regeln für die seit 2017 verpflichtenden Ausschreibungen für neue Windenergieanlagen (Stichwort „Privilegien für angebliche Bürgerenergiegesellschaften“<sup>60</sup>) genauso wie der Ausbaudeckel von jährlich 2800 MW brutto. Und was*

<sup>59</sup> Vgl. Übersicht in Kitzing, Lena et al, „Comparison of Auctions and Alternative Policy Options for RES-E support“, Dec. 2016 S. 15 ff.

<sup>60</sup> Gemeint sind Regelungen, die diesen BEG vergleichsweise geringe Voraussetzungen für die Teilnahme an der Ausschreibung und lange Zeiten für die Realisierung ermöglichen, sodass dann eine „Lücke“ von mehreren Jahren mit sehr geringem Ausbau entsteht.

*noch wichtiger ist: Es fehlt an weiteren Flächen und Genehmigungen für neue Windturbinen“<sup>61</sup>. Im selben Artikel wird der Geschäftsführer des deutschen Bundesverbands Windenergie, Wolfram Axthelm, mit der Aussage zitiert, das gesamte Antragsverfahren für neue Windparks dauere mittlerweile bis zu 700 Tage. Dazu kommt: „Eine Genehmigung bedeutet nicht mehr automatisch, dass der potenzielle Betreiber auch bauen kann. In der Regel werden alle neuen Windkraftprojekte insbesondere von Natur- und Artenschützern beklagt“, beschreibt Axthelm die Situation.*

Wie dem Zitat zu entnehmen ist, wirken zum Teil Faktoren einschränkend, die nicht im Zusammenhang mit dem Fördersystem stehen, insbesondere die Flächenverfügbarkeit. Auch wirkt naturgemäß ein „Mengendeckel“ einschränkend, unabhängig davon, ob diese Menge dann durch ein Ausschreibungs- oder ein Antragsverfahren zugeteilt wird.

Wie intensiv der **Wettbewerb in Ausschreibungsverfahren in Österreich wäre**, lässt sich nicht mit Sicherheit prognostizieren. Bei PV, Wind- oder Wasserkraft werden – nicht zuletzt von den jeweiligen Branchenverbänden – große Ausbaupotenziale gesehen, und vorhandene „Wartelisten“ aus bestehenden Förderprogrammen lassen auf eine gewisse Pipeline bereits weit entwickelter Projekte schließen. So diese nicht bis zur Implementierung des EAG in anderer Form abgebaut werden, könnte durch die Möglichkeit eines „Vorziehens“ im Rahmen einer Ausschreibung eine Win-Win Situation geschaffen werden. Stellen Projektwerbende ein Angebot, das unter dem ansonsten gebührenden Einspeisetarif (evtl. plus „Flexibilitätszuschlag“) liegt und kommen bei der Ausschreibung zum Zug, kann früher gestartet werden und das Förderbudget wird entsprechend entlastet.

Zu bedenken ist auch: laut EU-Vorgaben muss NACHGEWIESEN werden, dass die Ausnahmetatbestände vorliegen, wenn auf Ausschreibungen gänzlich verzichtet werden sollte. So ein Nachweis ist ex ante relativ schwer zu erbringen.

Schon allein deswegen ist es sinnvoll, zumindest für die größeren Anlagengrößen entsprechend den Schwellen der EU-Vorgabe, Ausschreibungen vorzusehen.

---

<sup>61</sup> Vgl. Energie & Management, 15.2.2019, S. 9, „Rückfall ins Vor-Energiewende-Zeitalter“

Folgende **Gestaltungselemente** können helfen, die **Risiken und Transaktionskosten möglichst gering zu halten**:

**Für die Fördergebenden:**

- Pay-as-Bid System wählen (die erfolgreichen Bietenden erhalten jeweils den eigenen Gebotswert, nicht einheitlich den Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots)
- Maximalgebotspreis setzen
- Wettbewerb erhöhen: Bieterfeld möglichst wenig einschränken, eher kleine Tranchen ausschreiben, frühzeitige, ausreichende Kommunikation.

**Für die Förderwerbenden:**

- Langfristige Ankündigung und ausreichend Information
- Keine (oder nur geringfügige) Sicherheiten/Zahlungen vorab verlangen
- Mehrere Runden, für erfolglose Gebote einfache Wiedereinreichung ermöglichen (sunk cost minimieren), aber bei Zuschlag keinen Wechsel in andere Auktionsrunden, bei denen vielleicht ein höherer Preis zustande gekommen ist, zulassen.
- Relativ großzügige Realisierungsfrist geben
- Möglichkeit, den Zuschlag für eine Förderung auf ein anderes Projekt zu übertragen, sollte das ursprünglich eingereichte sich doch als nicht oder nicht rechtzeitig realisierbar herausstellen. (Für maximal die ursprünglich bezuschlagte Menge und zum identischen Preis je kWh).

Werden die Risiken, Vorfinanzierungserfordernisse und Transaktionskosten möglichst niedrig gehalten, könnte auf **Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften o.ä. innerhalb eines** Ausschreibungssystems zunächst verzichtet werden. Auf diesen Aspekt wird im folgenden Abschnitt noch näher eingegangen

### **5.5. Sonderregelungen für „Bürgerenergiegemeinschaften“?**

Das Bestreben, die Möglichkeit zur Durchführung von und Beteiligung an RES-Projekten für möglichst viele, insbesondere auch kleinere, Akteure offen zu halten, ist unabhängig von der genauen Bezeichnung prinzipiell sinnvoll, nicht zuletzt um die Identifikation mit Erneuerbaren-Zielen in der Bevölkerung und die lokale Akzeptanz der Projekte zu erhöhen.

Es stellt sich also die Frage, wie man dies ermöglichen kann, und ob es dafür Sonderregelungen braucht.

**In Deutschland** haben die Sonderregelungen für Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) (Zuschlagswert entsprechend höchstem bezuschlagten Gebot der jeweiligen Runde statt „pay as bid“, zwei Jahre längere Frist für die Projektrealisierung, Teilnahme ohne vorliegende Bundesimmissionsschutzgenehmigung erlaubt) dazu geführt, dass derartige Gruppierungen sehr viele Zuschläge bekamen. In einer Ausschreibungsrunde waren es sogar etwa 95 %. Die Realisierung der Projekte lässt nun auf sich warten, was für die deutsche Windenergiebranche zu einem für einige Jahre deutlich geschrumpften Heimmarkt führt. Als problematisch wird auch gesehen, dass große Projektentwickler den Kriterien für BEG entsprechende

Einheiten gegründet haben, um in den Genuss der Vorteile zu kommen, ohne dass dabei aber eine breite Einbindung und Beteiligungsmöglichkeit der Bevölkerung vorhanden ist<sup>62</sup>.

„Wirkliche“ BEGs in Deutschland sehen durch diese Sonderregelungen ihre Probleme auch nicht gelöst, wie nachfolgendes Zitat illustriert: *„Ob diese Regelung aber das eigentliche Problem von Bürgerenergie löst, nämlich die hohen Risiken, die durch Ausschreiben entstehen, darf man getrost bezweifeln“*, sagt René Mono vom Bündnis Bürgerenergie. Denn wie alle Beteiligten an Ausschreibungen müssten Bürgerenergieprojekte 15 Euro pro Kilowatt als Sicherheit einbringen. *„Gelingt eine Genehmigung nicht, sind nicht nur die Projektentwicklungskosten, die bei einem durchschnittlichen Windpark leicht über 100.000 Euro betragen können, in den Sand gesetzt, sondern auch die Sicherheit ist weg“*, sagt Mono.<sup>63</sup> Die Sonderregelungen sind ihrem Ziel also nicht gerecht geworden und wurden daher auch teilweise ausgesetzt.

Zunächst ist es also, wie im vorigen Abschnitt bereits angedeutet, wichtig, **Risiken** wie die genannten **in Projekten generell möglichst zu reduzieren**.

Ein **weniger risikobehafteter Fördermechanismus für kleinere Projekte** kann dazu beitragen. Höheres Risiko erhöht nämlich den Anteil an Eigenkapital, den Fremdkapitalgeber fordern, um eine Finanzierung anbieten zu können. Dies erschwert die Finanzierung für kleinere Projektträger, die eher auf Fremdkapital angewiesen sind, im Vergleich etwa zu EVUs oder großen Unternehmen, die Projekte mit einem höheren Eigenkapitalanteil finanzieren können. Bis zu einem gewissen Grad ist das in den Beihilfenrahmenregeln ohnehin angelegt, die für kleinere Projekte nicht zwingend Ausschreibungen vorsehen. Dies führt zwar – wie oben bereits beschrieben – zu weniger Wettbewerbs- und Marktdruck auf die Betreiber, was jedoch durch günstigere Finanzierungskosten zum Teil kompensiert werden kann. Da zunehmend gute Daten zu Kostenstrukturen von PV- und Windprojekten vorliegen, sollte es möglich sein, zwar auskömmliche, aber doch recht knapp kalkulierte Einspeisetarife oder Marktprämien vorzugeben, sodass die Projekte relativ risikoarm sind, jedoch auch die Allgemeinheit von den dadurch reduzierten Kosten profitiert.

Auch kann die **Beibringung von Garantien auf einen möglichst späten Zeitpunkt im Prozess** verlegt werden, um diese Finanzierung erst aufbringen zu müssen, wenn die Realisierungswahrscheinlichkeit des Projektes gestiegen ist. Auch administrativ ist es für BEGs oder andere „Kollektive“ einfacher, Geldmittel für Garantien nicht vorweg „einsammeln“ und im Falle einer erfolglosen Ausschreibungsteilnahme refundieren zu müssen.

Schlussendlich benötigen solche Akteure eventuell **etwas mehr Zeit** für die Koordination der Mitwirkenden und die Administration. Werden administrative Fristen und Realisierungszeiträume generell nicht zu knapp angesetzt, ermöglicht das auch anderen Projektwerbern eine qualitätsvollere Planung und verringert das Risiko, wegen Fristversäumnis die Förderung zu verlieren. Gerade am Anfang der Zielerreichungsperiode sind etwas großzügigere Fristen auch für die Erreichung des Gesamtziels noch nicht schädlich. Stellen sie sich als problematisch heraus, kann immer noch nachjustiert werden.

Unter diesen Voraussetzungen ist es vermutlich **nicht notwendig, innerhalb des Fördermechanismus gesonderte Bedingungen für bestimmte Rechts- oder Organisationsformen der Projektbetreibenden einzuführen**. Damit kann auch vermieden werden, dass andere Marktteilnehmer diese Organisationsformen nur deshalb wählen, um in den Genuss der Sonderregelungen zu kommen.

---

<sup>62</sup> <http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/23527-zweifelhafte-buergerenergie>

<sup>63</sup> Quelle: [Tagesspiegel.de](http://www.tagesspiegel.de), Artikel vom 15.2.2017

Unterstützung für besondere Akteursgruppen kann durch **flankierende Maßnahmen außerhalb des RES-Fördermechanismus**, z.B. durch Beratungsangebot bzw. -förderung, Vereinfachung des Zugangs zu Kapital, etc. erfolgen.

### 5.6. Verschiebung des Schwerpunkts von Einspeiserecht bzw. Abnahmeverpflichtung hin zur Eigenvermarktung

Wie in Abschnitt 5.1 erläutert, sehen die europarechtlichen Vorgaben für die Betreiber von RES-Anlagen eine stärkere Einbeziehung in den Energiemarkt – durch eine Verpflichtung zur Direktvermarktung – vor, sowie die Übernahme von Bilanzausgleichsverantwortung.

Welche Motivation dahinter steckt, ist in der nachstehenden Darstellung von frontier economics gut zusammengefasst.

	Was ist das?	Was erhofft man sich davon?
Direktvermarktung	<ul style="list-style-type: none"> <li>EE-Anlagen speisen ein und vermarkten ihren Strom selbst (kein „produce and forget“)</li> <li>Betreiber entscheiden selbst, wann und wo sie den Strom vermarkten (z.B. auf Forward-, Day ahead-, Intraday- oder Regelenenergie-Markt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Direktvermarktung in Verbindung mit Marktprämienmodell soll Anreize für effiziente Standortwahl und Dispatch der Anlagen setzen <ul style="list-style-type: none"> <li>Es zählen nicht nur die reinen Volllaststunden, sondern auch das Profil der Einspeisung</li> <li>Anreize zur optimalen Vermarktung der Erzeugung</li> </ul> </li> </ul>
Bilanzverantwortung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abweichungen vom Fahrplan (Einspeisung oder Entnahme) müssen von der APG in Echtzeit korrigiert werden (Frequenzhaltung) – dies verursacht hohe Kosten</li> <li>Wer mit seinem Bilanzkreis vom Fahrplan abweicht, zahlt „Strafe“ (Bilanzverantwortung)</li> <li>Wind und PV sind schwer prognostizierbar, d.h. es kommt zu Abweichungen, die derzeit von der OEMAG bewirtschaftet und deren Kosten sozialisiert werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Idee:</b> Wenn EE Anlagen (Wasser, Wind, PV) selbst für die Abweichungskosten aufkommen, stecken sie <ul style="list-style-type: none"> <li>„mehr Mühe“ in die Qualität der Wind- und PV-Prognosen; und</li> <li>„mehr Mühe“ in die Kostenoptimierung der Abweichungen (ggf. auch im Vgl. zur OEMAG), da sie die Kosten selbst tragen</li> </ul> </li> <li><b>Folge:</b> geringere Prognosefehler und bessere Bewirtschaftung senken Systemkosten</li> </ul>

Abb. 53 Quelle: Präsentation Christoph Gatzert, Frontier Economics, 8.11.2018

Eine vermehrte Marktintegration ist aus den dargestellten Gründen sinnvoll, da die Notwendigkeit zur Vermarktung bereits in der Planungsphase einen Anreiz dafür setzt, Standorte und Anlagenkonfigurationen nicht nur mit Blick auf eine maximal produzierte Anzahl von kWh auszuwählen, sondern den erwarteten Marktwert des Stromes zu bestimmten Zeiten, bzw. auch die Möglichkeit zur Eigenversorgung, einzuplanen. Nach Inbetriebnahme bestehen dann Anreize zu einem bedarfsgerechten Betrieb der Anlagen.

Allerdings gibt es Anlagen, die sehr dargebotsabhängig sind und kaum Möglichkeit zur Steuerung bieten, sodass bei sehr kleinen Anlagen der Aufwand einer individuellen Regelung durch den Betreiber den dadurch erzielbaren Nutzen wohl übersteigen würde.

In Deutschland ist beispielsweise seit 2016 die Direktvermarktung ab einer Anlagenkapazität von 100 kW vorgeschrieben. Es bildet sich ein Angebot spezialisierter Dienstleister heraus, die für die Anlagenbetreiber die Vermarktung des Stroms übernehmen, dafür jedoch ein Ent-

gelt<sup>64</sup> verlangen. Neben dem Risiko, das eine Direktvermarktung mit sich bringt, sind auch diese Kosten vom Anlagenbetreiber mit einzukalkulieren. In einem System mit einem öffentlichen Abnehmer, wie etwa der OeMAG, trägt der Anlagenbetreiber die Kosten nicht, sie werden jedoch indirekt auf die Stromkunden überwältzt. Eine Vielzahl wettbewerblich agierender Dienstleister könnte durch Innovationen, besonders hohe Effizienz etc. insgesamt möglicherweise günstigere Ergebnisse liefern als ein definierter Standardabnehmer, dies kann jedoch nicht mit Sicherheit gesagt werden. Zu bedenken ist jedoch, dass die Auswahl des geeigneten Vermarkters, Vertragsverhandlung und -abschluss etc. zusätzliche Transaktionskosten darstellen, die bei einer Standardabnahme nicht anfallen. Für sehr kleine Anlagen wird man dies eher nur optional vorsehen, um diesen nicht den wegen kleiner Strom- und Fördermengen ineffizienten Aufwand zuzumuten.

Für Kleinanlagen macht es also Sinn, einerseits Anreize für möglichst hohen Eigenverbrauch zu setzen, andererseits die Abnahmegarantie durch einen Standard („last resort“)-Vermarkter beizubehalten, wobei eventuell eine Regel analog zur 6-Stunden Regel angewendet werden kann, dass also bei längere Zeit negativen Strompreisen keine Vergütung erfolgt.

Mit zunehmend ausgereifteren Smart Home und Smart Grid Technologien sind diesbezüglich auch noch Innovationen zu erwarten, die zukünftig Geschäftsmodelle für eine Vermarktung so kleiner Einheiten ermöglichen.

Betreiber größerer Anlagen oder erfahrene Betreiber, die dies wünschen, können die Vermarktung selbst übernehmen oder einen Dienstleister beauftragen. Dieser Vermarktungspflicht muss dann aber auch das Recht gegenüber stehen, in allen Marktsegmenten, die technisch bedient werden können (z.B. Regelreservemarkt), anzubieten.

## **5.7. Vor- und Nachteile verschiedener Fördergegenstände**

Eine Förderung kann entweder als Investitions- oder als Betriebsbeihilfe vergeben werden, und an verschiedene Charakteristika des Projekts (Installierte Kapazität, Produktionsmenge, etc.) anknüpfen. Typische Förderkomponenten werden in diesem Abschnitt kurz beschrieben und anhand verschiedener Aspekte charakterisiert.

**Einspeisetarife** vergüten einen fixen Wert je eingespeister Kilowattsunde unabhängig vom Marktwert, die Vermarktung des Stroms wird üblicherweise durch eine spezielle Agentur übernommen. Bei Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien sind die Geförderten somit von den Entwicklungen des Marktes völlig abgeschirmt, haben gut planbare Erlöse, aber auch einen Anreiz zu einer Maximierung der Produktion, auch zu Zeiten, wo dies vielleicht nicht systemdienlich wäre. Mit zunehmendem Anteil variabler erneuerbarer Energien im System wird dieses Problem relevanter.

Der Anreiz, nicht zu Zeiten negativer Marktpreise einzuspeisen, kann aber z.B. durch eine 6-Stunden-Regelung gegeben werden, die die Vergütung in Zeiten länger negativer Marktpreise aussetzt.

### **Exkurs: 6-Stunden-Regel - Vermeidung von Einspeisung bei negativen Strompreisen**

Bei Fördermodellen, bei denen der Erlös der Anlagenbetreiber nicht unmittelbar an die Entwicklungen am Strommarkt gekoppelt ist, wie insbesondere auch bei gleitenden Marktprämien, und eine garantierte Abnahme des Stroms vorgesehen ist, wird nach ei-

---

<sup>64</sup> Es wurden in einem Gespräch z.B. 0,2 ct/kWh als Richtwert für die Marge des Vermarkters genannt.

nem Mechanismus gesucht, um sicherzustellen, dass die Anlagenbetreiber keinen Anreiz haben, bei negativen Strompreisen einzuspeisen. Dies würde nämlich die von der Allgemeinheit zu zahlende Marktprämie hinaufreiben, und das zu einem Zeitpunkt, wo der zusätzliche Strom für das Gesamtsystem nicht benötigt wird.

Eine Möglichkeit ist die so genannte 6-Stunden-Regel, die in Deutschland und anderen europäischen Ländern zur Anwendung kommt. Dabei wird die Zahlung der Marktprämie ausgesetzt, wenn der Preis im day ahead Handel länger als sechs Stunden negativ ist. Für die Stunden mit negativem Preis wird die Prämie nicht ausbezahlt.

Deutsche Studien<sup>65</sup> gehen davon aus, dass sich diese Regel zunehmend stärker auf die Erlöse von RES-Anlagen auswirkt. Für onshore-Windanlagen auf dem deutschen Markt bedeutet dies laut diesen Berechnungen bereits jetzt eine Reduktion der Erlöse um etwa 1,4 % pro Jahr, bei PV-Anlagen um etwa 0,3 %, zu rechnen sei mit einem Verlust von rund 3 % der Investitionskosten bei Windenergieanlagen und von ca. 1% bei PV. Diese Risiken müssen natürlich bei der Projektplanung eingepreist werden.<sup>66</sup>

Die 6-Stunden-Regel kam im Jahr 2018 etwa für 66 Stunden zum Einsatz, im Jahr 2017 waren es 82 Stunden, 2016 55 Stunden<sup>67</sup>. Sehr oft ist dies bislang an Feiertagen oder in der Zeit von 0 bis 6 Uhr Früh der Fall<sup>68</sup>, was erklärt, warum das Risiko eines Einnahmeverlustes für Windprojekte höher ist.

Gegner derartiger Regelungen führen an, dass es ökonomisch und ökologisch folgerichtig wäre, für den Fall, dass sich zu viel Energie im Netz befindet, teurere und umweltschädlichere Kraftwerke wie Kohle-, Atom- und Gaskraftwerke zu drosseln und nicht RES-Anlagen, die oft zu Grenzkosten nahe Null produzieren<sup>69</sup>.

Demgegenüber stehen **Marktprämiensysteme**, bei denen die Erlöse der Betreiber vom Marktpreis abhängig sind, zu dem jedoch als Förderelement noch eine Prämie gewährt wird. Hierbei gibt es eine Reihe unterschiedlicher Ausgestaltungsmöglichkeiten.

**Gleitende Marktprämien** werden etwa in Deutschland, Frankreich oder Slowenien angewendet. Dabei erhält der Geförderte jeweils die Differenz zwischen dem (administrativ oder per Auktion festgelegten) Anzulegenden Wert und dem Marktwert. Ein Unterschied zu einem fixen Einspeisetarif liegt jedoch darin, dass die Prämie nicht die tatsächlichen Verkaufserlöse jedes individuellen Geförderten auf den Anzulegenden Wert aufstockt, sondern den Referenzmarktwert, der etwa aus dem gewichteten Durchschnitt der Marktwerte zu den Zeiten, in denen die jeweilige Technologie eingespeist hat, über einen längeren oder kürzeren Zeitraum, ermittelt wird. Somit ist ein Anreiz zu einer intelligenten Vermarktung des Stroms gegeben. Schafft man es nämlich, bessere Erlöse zu erzielen als der Referenzmarktwert – etwa durch bedarfsorientierte Einspeisung in Zeiten hoher Strompreise – dürfen diese behalten werden. Ein weiterer Unterschied ist, dass die Erlöse nicht gedeckelt sind, falls etwa das Niveau der Strompreise generell steigt und der Marktwert des Stroms aus der erneuerbaren Erzeugungsanlage über den in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert steigt.

Die gleitende Marktprämie ist, wie auch zwei andere Varianten, in der folgenden Abbildung illustriert.

---

<sup>65</sup> zB. Energy Brainpool, Whitepaper „Einfluss der Sechs-Stunden-Regel auf die Erlöse einer Wind- und PV-Anlage“, November 2017.

<sup>66</sup> Hochgerechnet auf den gesamten Förderungszeitraum von 20 Jahren bedeutet dies laut Energy Brainpool, konstante Verlustanteile angenommen, einen Gesamtverlust von 54.000 € pro installiertem MW bei Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen kommen auf ein Minus von 13.000 €.

<sup>67</sup>Vgl. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/6-stunden-regel>

<sup>68</sup> Vgl. Statistiken unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise>

<sup>69</sup> Vgl. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/6-stunden-regel>

Die **fixe Marktprämie** (kommt etwa im dänischen Fördersystem für Wind und PV zur Anwendung) bezeichnet einen Bonus pro produzierter Kilowattstunde, der auch bei Schwankungen des Marktpreises immer gleich bleibt. Das kann dazu führen, dass der Geförderte zu Zeiten eines niedrigen Marktpreises insgesamt immer noch einen Erlös deutlich unter seinen Gesteuerungskosten hat, während er selbst bei hohen Marktpreisen den Bonus noch als Zugabe bekommt. Hier ist also keine ausreichende Absicherung für den Geförderten vorhanden, und der Fördergeber hat die Verpflichtung, auch bei hohen Marktpreisen weiterhin zahlen zu müssen. Aufgrund dieser Kombination ist die fixe Marktprämie aus Sicht der Autoren wenig empfehlenswert.

May et al<sup>70</sup> kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass die Fixe Prämie aufgrund der fehlenden Absicherung vor niedrigen Marktwerten und dadurch schlechteren Finanzierungsbedingungen grundsätzlich höhere Gesamtkosten verursacht als die anderen Vergütungsmechanismen. Dies sehen sie auch für alternative Ansätze von Kapazitätzahlungen proportional zu installierten Leistungen als gegeben an.

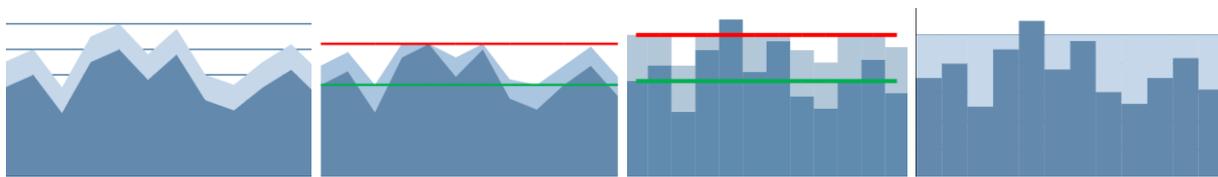


Abb. 54 Darstellung unterschiedlicher Arten von Marktprämien - links fixe Prämie, rechts gleitende Prämie, mittig beide Varianten mit Cap & Floor. Die dunklen Flächen stellen jeweils den (Referenz-)Marktpreis dar, die hellen die Prämie. (Quelle: CEER, 2016<sup>71</sup>)

In beiden Varianten besteht die Möglichkeit einer Begrenzung nach oben oder unten, oft als „**Cap & Floor**“ bezeichnet. Bei einer fixen Marktprämie würde dann beispielsweise die Prämie geringer, wenn sich der Marktpreis dem „Cap“ nähert, oberhalb wird keine Prämie mehr ausbezahlt, während unterhalb des „Floor“ die Prämie höher wird, sodass zumindest ein Erlös in Höhe des „Floor“ garantiert wird. Diese könnte einerseits eine Überkompensation bei sehr hohen Marktpreisen vermeiden, andererseits den Geförderten auch eine gewisse Absicherung gegen sehr niedrige Marktpreise bieten. Umgekehrt würde ein „Floor“ bei einer gleitenden Marktprämie deren Höhe limitieren, falls der Marktpreis zu tief fällt, und so die Förderkosten limitieren.

Eine weitere Variante ist die **symmetrische Marktprämie** oder „Contract for Difference“, wie sie etwa in Polen oder dem Vereinigten Königreich zur Anwendung kommt. Das Prinzip ist ähnlich wie bei der gleitenden Marktprämie. Mehrererlöse im Falle von Marktpreisen oberhalb des anzulegenden Wertes, werden hierbei jedoch abgeschöpft. Die Betreiber der Erneuerbaren Energieanlagen haben somit einerseits den Vorteil der Absicherung gegenüber niedrigen Marktpreisen, tragen in Zeiten hoher Marktpreise jedoch auch wieder zum „Finanzierungstopf“ bei.

Ein **Investitionszuschuss kann als Einmalzahlung** oder auch über einen gewissen Zeitraum gestreckt, ausbezahlt werden. Er reduziert in der ersten Variante den Anfangsfinanzierungsbedarf für das Projekt deutlich, bietet aber keinerlei Absicherung im Hinblick auf das Erlörisiko. Damit ist ein starker Anreiz gegeben, auf optimale Vermarktbarkeit (oder Eigennutzung) des Stroms zu achten.

Für den Fördergeber besteht der Nachteil eines Investitionszuschusses darin, dass das Budget gleich anfangs beansprucht wird, anstelle einer längeren Streckung über die Laufzeit, andererseits sind die Ausgaben gut planbar. Ein Risiko für den Fördergeber besteht darin,

<sup>70</sup> DIW Wochenbericht Nr. 28/2018, S. 631.

<sup>71</sup> Council of European Energy Regulators, „Key support elements of RES in Europe: moving towards market integration“, Januar 2016, S. 32ff

dass ein Betreiber, falls er zukünftig – etwa aufgrund niedriger Marktpreise – nicht mehr kostendeckend produzieren kann, den Betrieb einstellt. Dann ist möglicherweise der vorab ausgeschüttete Zuschuss verloren, der RES-Zielbeitrag erfolgt aber nicht mehr. Umgekehrt ist bei sehr stark steigenden Marktpreisen die Erlössituation für den Betreiber äußerst günstig, der vielleicht unter anderen Annahmen berechnete und ex post betrachtet höhere Zuschuss als notwendig, kann jedoch nicht mehr zurückgefordert werden.

Die folgende Tabelle fasst einige der Charakteristika der verschiedenen Instrumente zusammen.

Einspeisetarif	Gleitende Marktprämie	Symmetrische Marktprämie (CfD)	Marktprämie „Cap & Floor“	Fixe Marktprämie	Investitionszuschuss
Anreiz zu Reaktion auf Marktpreise / Bedarfsgerechter Einspeisung					
Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Risiko für Geförderte					
Gering	Mittel	Mittel	Mittel-höher	Höher	Höher bezüglich Erlös, dafür Reduktion Vorfinanzierungsaufwand
Planbarkeit Förderbudget					
Höhe der Vergütungen prognostizierbar, jedoch Vermarktungsrisiko beim Fördergeber bzw. von ihm bestimmten Trägern	Höhe der Vergütungen abhängig vom Marktpreis	Höhe der Vergütungen abhängig vom Marktpreis	Höhe der Vergütungen abhängig vom Marktpreis	Gegeben, allerdings mögliche „Überkompensation“ bei hohem Marktpreis	Gegeben
„Netto-Förderbudget“ ist abhängig von Entwicklung des Marktpreises					

Abb. 55 Zusammenfassung Charakteristika verschiedener Fördergegenstände

Der oben genannten Argumentation folgend, wird die fixe Marktprämie als Vergütungsinstrument nicht empfohlen.

Hinsichtlich der anderen Varianten ist eine Abwägung zu treffen zwischen der Sicherheit der Zahlung und damit potenziell niedrigeren Finanzierungskosten für die Projektbetreiber, die gegebenenfalls bei Wettbewerbsdruck auch an die Kunden weitergegeben werden, oder Lösungen, bei denen sich die Entwicklung des Marktpreises stärker in der Vergütung widerspiegelt. Bei letzteren wird im Idealfall schon bei den Planungen der Marktwert der Anlagen stärker berücksichtigt (z.B. Schwachwindanlagen, Ost-West-orientierte PV-Anlagen, welche um die Mittagszeit kaum Ertrag bringen, dafür aber in den Vormittags- und Nachmittagsstunden)

Um den Umstieg vom bestehenden Einspeisetarif (FIT)-System auf das neue System möglichst einfach zu machen, könnte anfänglich die **gleitende Marktprämie** gewählt werden, da sie ein relativ hohes Maß an Absicherung gewährleistet. Eine Weiterentwicklung könnte in Richtung einer symmetrischen Prämie erfolgen oder in Richtung einer innerhalb eines Korridors gleitenden Prämie.

## 5.8. Festlegung des Auktionsvolumens: mengenbasiert oder monetär?

Der Fördergegenstand bei Auktionen ist wie in Abschnitt 20 dargestellt sehr häufig die Strommenge, für die ein bestimmter Wert je produzierte kWh vergütet wird.

Davon zu unterscheiden ist die Maßeinheit, in der das Volumen einer Ausschreibungstranche definiert wird. Gängige Möglichkeiten sind<sup>72</sup>:

**Installierte Kapazität (MW):** Die Erfüllung des Ausschreibungsziels durch die Projektbetreiber ist auf diese Weise am einfachsten zu überprüfen, und es ist weniger risikoreich für die Fördernehmer, sich zur Realisierung einer bestimmten installierten Leistung zu verpflichten als zur Lieferung einer bestimmten Produktionsmenge. Auch für die längerfristige Planung der Anlagenhersteller und Projektentwickler sind Informationen über geplante Ausschreibungen bestimmter zu installierender Leistungen hilfreich, da sie eine Einschätzung des zukünftigen Marktes ermöglichen. Durch Multiplikation mit typischen Erträgen pro installierter Leistung können erwartete Erzeugungsmengen recht gut abgeschätzt werden.

**Strommenge (MWh):** Diese Maßeinheit ist eher ungewöhnlich. Zwar ist sie am klarsten an den EU- bzw. auch nationalen Zielvorgaben orientiert, die ja einen bestimmten Prozentanteil erneuerbarer Erzeugung vorsehen. Sie beschränkt allerdings genau die Komponente, die insgesamt ja erhöht werden soll, was kontraproduktiv sein könnte. Die Unsicherheit für den Fördergeber hinsichtlich des resultierenden notwendigen Förderbudgets lässt sich durch Maximalpreise begrenzen, oder auch durch Kombination mit einer Budgetvorgabe. Das Risiko für den Fördernehmer, ist höher, wenn er sich zur Lieferung einer bestimmten Strommenge verpflichtet, dies lässt sich aber durch Flexibilitätsklauseln (Durchschnitt über die Jahre, Gewichtung mit Referenzjahresdaten) abfedern.

**Förderbudget (EUR):** Eine Deckelung des gesamten Förderbetrags, dessen Zahlung zugesagt werden soll, bietet die höchste Sicherheit im Hinblick auf die Planbarkeit des Budgets. Es handelt sich hier allerdings im Normalfall um Planwerte, da die Höhe der zukünftig benötigten Förderbeiträge mit dem tatsächlichen Strommarktpreis und auch mit der realisierten Erzeugungsmenge schwankt. Wie genau sich der Wert vorherbestimmen lässt, hängt auch vom Design des Förderregimes ab. Bei fixen Marktprämien lässt sich das Gesamtvolumen eher abschätzen als etwa bei gleitenden Marktprämien. Planung und Monitoring der Zielerreichung sind hier weniger einfach als bei Vorgaben in installierter Leistung. Auch die längerfristige Planung der Marktakteure wird erschwert. Eine Budgetdeckelung kann jedoch auch mit einer Mengen-Zielvorgabe kombiniert werden.

**International sehr häufig angewendet werden Kombinationen aus in MW angegebenem Ausschreibungsvolumen und einer auf der produzierten Strommenge basierenden Vergütung. Aber auch über das Budget definierte Ausschreibungslose werden beobachtet.**<sup>73</sup>

Eine Deckelung des auszusüttenden Budgets und nicht der zu installierenden Kapazität oder der geförderten Ökostrom-Menge könnte – insbesondere am Anfang einer Zielerreichungsperiode – beschleunigende Effekte haben. Sind die Gebote insgesamt sehr günstig, kann eine höhere Zahl an Projekten bzw. an erneuerbarer Kapazität zum Zug kommen, als ursprünglich erwartet, wie dies etwa bei der ersten technologieübergreifenden Ausschreibung in Dänemark der Fall war. Somit könnte es auch für die Anbieter von Interesse sein, moderat zu kalkulieren, um die Chance zu erhöhen, dem einen oder anderen zusätzlichen Projekt aus der eigenen Pipeline noch zu einem Platz unter den bezuschlagten Projekten zu

<sup>72</sup> Vgl. die Ausführungen in Mora Alvarez, D. F et al, (2017) "Auctions for renewable energy support - Taming the beast of competitive bidding", S.10f.

<sup>73</sup> Vgl. Mora Alvarez, D. F et al, (2017) "Auctions for renewable energy support - Taming the beast of competitive bidding", S.10f.

verhelfen. Umgekehrt ist es aber auch wichtig, einen Maximalgebotspreis festzulegen, um zu vermeiden, dass aufgrund sehr teurer Gebote nur ein geringer Zielerreichungsbeitrag ermöglicht wird.

## 6. Ergänzung: Ausgestaltung des Fördersystems für PV in Deutschland

Bei der Photovoltaik sind die Anwendungsmöglichkeiten im Vergleich zur Stromerzeugung aus anderen erneuerbaren Quellen besonders vielfältig, von der Dachanlage in Haushaltsgröße, bei der vor allem auch der Eigenverbrauch interessant ist, bis hin zu großen Freiflächenanlagen, die rein für die Netzeinspeisung arbeiten. Da Deutschland eines der EU-Länder mit der längsten Erfahrung in der Förderung von PV mittels Ausschreibungen ist und Österreich in vielen Belangen ähnlicher als andere Länder mit längerer einschlägiger Erfahrung wie z.B. Frankreich, werden die Ausgestaltungselemente und Größenstaffelungen des deutschen Systems hier kurz beschrieben.

**Bis zu einer Nennleistung von 100 kW** erhalten neue Anlagen eine **festе Einspeisevergütung**. Die Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen, die bis einschließlich April 2019 in Betrieb gehen, beträgt abhängig von der Anlagengröße (es gibt Kategorien bis 10 kWp, bis 40 kWp und bis 100 kWp) von 7,68 bis 11,11 ct/kWh für 20 Jahre. Die Werte werden regelmäßig durch die Bundesnetzagentur angepasst.<sup>74</sup>

Eine Sondervariante bei **Anlagen bis 100 kW** ist der **Mieterstromzuschlag**. Damit soll der Verkauf von direkt an einem Gebäude erzeugtem PV-Strom an die darin wohnenden Mieter attraktiver gemacht werden. Die Höhe des Mieterstromzuschlags knüpft an die Sätze der Einspeisevergütung für Solarstrom an. Da der Mieterstromanbieter auch den Erlös aus dem Verkauf des Mieterstroms erhält, errechnet sich die Höhe des Mieterstromzuschlags durch einen einheitlichen Abschlag von 8,5 ct/kWh auf die Sätze der Einspeisevergütung für Solarstrom.

**Bei einer Nennleistung von 100 bis 750 kW** besteht für neue Anlagen die Pflicht zur Direktvermarktung. Diese erhalten eine administrativ festgelegte Marktprämie in Höhe des Einspeisetarifs plus 0,4 ct.

**Ab einer Nennleistung von 750 kW** sind neue Anlagen zur Teilnahme an Ausschreibungen zur Ermittlung des anzulegenden Werts verpflichtet und dürfen nicht zur Eigenversorgung beitragen; das Ausschreibungsvolumen ist auf jährlich 600 MW begrenzt (d.h. auf knapp ein Viertel des jährlichen EEG-Ziels).

Auf Bundesebene gibt es des Weiteren von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) administrierte **vergünstigte Kredite**, die auch für Investitionen in Erneuerbare Energieanlagen verwendet werden können. Ergänzend bieten auch einige **Länder** oder **Regionen** (z.B. Bayern) Förderungen z.B. auf Zuschussbasis an.

### Administrativ festgesetzte Vergütungen:

Sowohl die fixe Einspeisevergütung als auch die administrativ festgelegte Marktprämie werden nach einem in § 49 EEG festgeschriebenen Verfahren abgesenkt. Standardmäßig sinken die Werte monatlich um 0,5 %. Erfolgt der Zubau an PV Kapazitäten sehr schnell, wird die Absenkung beschleunigt, erfolgt er langsamer, wird sie gebremst. Insgesamt ist im EEG 2017 eine Kappung vorgesehen: erreicht die gesamt installierte geförderte PV-Kapazität 52 GW, laufen zwei Monate später die Vergütungen für Neuanlagen aus.

---

<sup>74</sup> Vgl BNetzA: [Anzulegende Werte für Solaranlagen Februar- April 2019](#)

Erwähnenswert ist, dass **Eigenverbrauch aus PV-Anlagen** oberhalb einer Bagatellgrenze (ca. 10 kW Anlagen-Nennleistung) mit einer Abgabe von 40 % der aktuellen EEG-Umlage belegt ist, das heißt, die PV-Stromgestehungskosten steigen um ca. 2,7 €/ct/kWh.

Die Anlagen müssen auch fernregelbar sein und dürfen durch den Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen abgeregelt werden, es muss dann allerdings eine Entschädigung bezahlt werden (Einspeisemanagement).

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der Vergütung für PV-Anlagen-Typen über die Zeit ersichtlich. Der Trend der sinkenden Preise, der schon mit der Degression der Einspeisetarife angelegt wurde, hat sich auch im Ausschreibungssystem fortgesetzt. Die Ausschreibungsergebnisse (Anlagen ab 750 kW), die in der Abbildung als graue Kästchen ersichtlich sind, sind in der Abbildung in Abschnitt 5.3 etwas detaillierter und um die jüngsten Ergebnisse aktualisiert dargestellt.

### Mittels Ausschreibung determinierte Vergütung

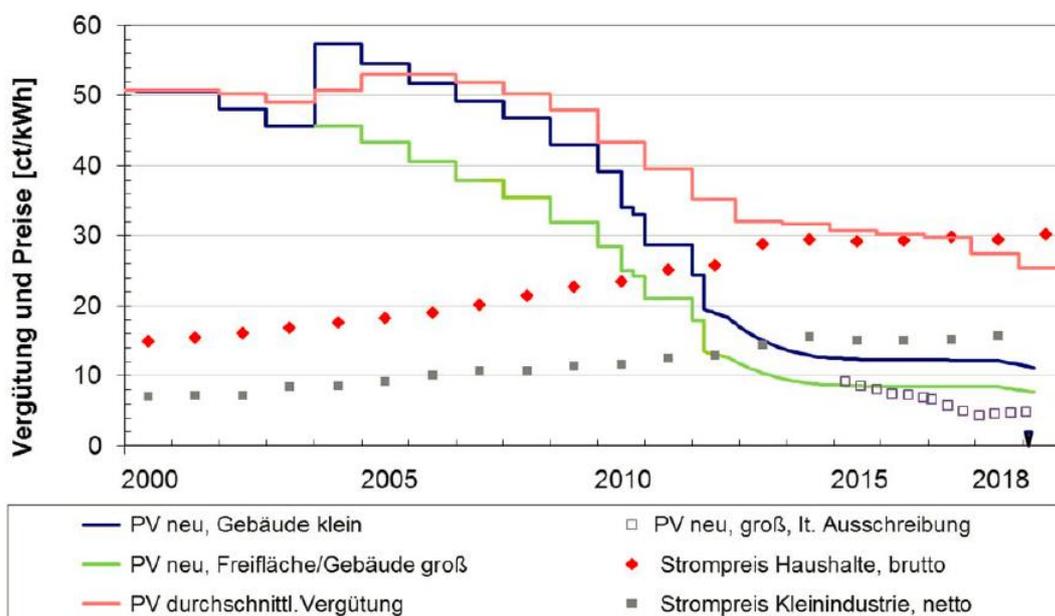


Abbildung 4: EEG-Vergütung für PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks, mittlere Vergütung in den Ausschreibungsrunden der Bundesnetzagentur, Strompreise aus [BMW1], [BDEW6], durchschnittliche Vergütung für PV-Strom [BMW5]

Abb. 56 Quelle: Fraunhofer ISE (2019), „Fakten zur PV in Deutschland“, S. 10

Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass in den Ausschreibungen 2018 und 2019 die Preise etwas angestiegen sind. Wie bereits im Kapitel über technologiespezifische Auktionen angeführt, lag das Preisniveau der gemischten Wind & PV Auktionen zum Teil etwas über dem der reinen PV Auktionen, obwohl auch dort nur PV-Anlagen zum Zug kamen. Auch die Ausschreibungen mit höheren Geboten als zuvor waren jedoch überzeichnet. Typischerweise wurden Gebote im Umfang des 2 bis 3-fachen ausgeschriebenen Volumens, bei den gemischten Auktionen in 1,5-fachem bis 3,5-fachem Volumen abgegeben.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Verteilung der bezuschlagten Gebote auf Größenklassen und Flächentypen am Beispiel der Ausschreibung vom 1.10.2018. Es ist deutlich zu erkennen, dass es sich mehrheitlich um (für bisherige österreichische Verhältnisse) **große Projekte** handelt, typischerweise zwischen 0,75 und 10 MW. Freiflächenanlagen sind auf max. 10 MW beschränkt, Anlagen auf baulichen Anlagen unterliegen keiner Größenbe-

schränkung. Es gelten auch – teilweise bundesländerspezifische – Regelungen hinsichtlich der verwendbaren Freiflächen (z.B. darf in manchen Bundesländern Grünland/Ackerland in benachteiligten Regionen genutzt werden).<sup>75</sup>

Größenklasse	Gebote			Zuschläge <sup>2</sup>		
	Gebotsmenge	Anzahl Gebote	Mittlere Gebotsmenge	Zuschlagsmenge	Anzahl Zuschläge	Mittlere Zuschlagsmenge
100 - 750 kW	750	1	750	750	1	750
750 - 2.000 kW	23.250	17	1.368	14.994	11	1.363
2.001 - 5.000 kW	53.475	15	3.565	28.786	8	3.598
5.001 - 10.000 kW	309.444	37	8.363	136.358	16	8.522
>10.000 kW	163.900	6	27.317	11.000	1	11.000
<b>Summe</b>	<b>550.819</b>	<b>76</b>		<b>191.888</b>	<b>37</b>	

Abb. 57 Größenklassen der PV-Projekte in der PV-Ausschreibung vom Oktober 2018 (Quelle: BNetzA)

Flächentyp	Gebote			Zuschläge <sup>2</sup>			Zuschlagsmenge / Gebotsmenge
	Gebotsmenge	Anzahl Gebote	Mittlere Gebotsmenge	Zuschlagsmenge	Anzahl Zuschläge	Mittlere Zuschlagsmenge	
110 Meter Randstreifen	153.752	25	6.150	101.695	18	5.650	66%
Ackerland auf benachteiligtem Gebiet	148.592	26	5.715	18.049	4	4.512	12%
Bebauungsplan vor 01.9.2003 und nicht geändert	5.381	1	5.381	0	0	0	0%
geänderter Bebauungsplan vor 1.1.2010	3.750	3	1.250	3.750	3	1.250	100%
Grünland auf benachteiligtem Gebiet	6.500	1	6.500	6.500	1	6.500	100%
Konversionsfläche	49.050	9	5.450	31.000	5	6.200	63%
sonstige bauliche Anlage	183.794	11	16.709	30.894	6	5.149	17%
<b>Summe</b>	<b>550.819</b>	<b>76</b>		<b>191.888</b>	<b>37</b>		

Abb. 58 Flächentypen der PV-Projekte in der PV-Ausschreibung vom Oktober 2018 (Quelle: BNetzA)

Weitere Charakteristika des aktuellen deutschen Ausschreibungssystems für PV:<sup>76</sup>

**Frequenz:** 3 Termine/Jahr.

**Zuteilungsverfahren:** Die Gebote beziehen sich auf einen bestimmten **anzulegenden Wert in Cent pro Kilowattstunde (Gebotswert)** für den in den Anlagen erzeugten Strom und auf eine **in Kilowatt anzugebende Anlagenleistung (Gebotsmenge)**. Die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag zum von ihnen gebotenen Preis (pay as bid), bis das Volumen des jeweiligen Gebotstermins erreicht ist.

Die Gebote sind **bieterbezogen und eingeschränkt projektbezogen**: Ein Bieter kann seine erfolgreichen Gebote und Zahlungsberechtigungen nicht veräußern, aber für andere als die ursprünglich angegebenen Projekte verwenden, wobei er einen Abschlag von 0,3 ct/kWh auf die Vergütung in Kauf nehmen muss.

Der Strom darf **nicht zur Eigenversorgung** genutzt werden.

**Dokumente:** Gebote sind in Papierform einzureichen, bei Freiflächenanlagen sind Begleitdokumente, aus denen der Status des Grundstücks in den kommunalen Bauplanungen ersichtlich ist (z.B. Kopie Bebauungsplan, Offenlegungsbeschluss) beizulegen.

**Gebühren:** 586 EUR pro Gebot sind vorab zu errichten, bei erfolglosem Gebot wird ein Viertel rückerstattet.

**Sicherheiten: Erstsicherheit** in Höhe von 5 EUR je gebotem kW (d.h. 5.000 EUR für eine 1 MW Anlage) muss überwiesen oder eine Bürgschaft in der Höhe eingereicht werden. Bei erfolglosem Gebot wird diese automatisch rücküberwiesen. Die **Zweitsicherheit** dient als Pfand für die Realisierung der Anlage und muss erst im Fall eines erfolgreichen Gebots innerhalb von 10 Tagen entweder überwiesen oder in Form einer Bürgschaft erbracht werden. Die Standardhöhe beträgt 45 EUR/kW. Bei Projekten, bei denen das Bebauungsplanverfahren schon weit fortgeschritten ist, beträgt sie nur 20 EUR/kW. Wird keine Zweitsicherheit ge-

<sup>75</sup> Details siehe Webseite „Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen“ der [Bundesnetzagentur](#)

<sup>76</sup> Quelle soweit nicht anders Angegeben: Webseite „Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen“ der [Bundesnetzagentur](#)

stellt, verfällt der Zuschlag und die Erstsicherheit wird einbehalten. (Dies kam bis Frühjahr 2019 nur in 11 von 353 Fällen vor).

**Realisierungsfrist:** 2 Jahre ab Bekanntgabe des Ausschreibungsergebnisses. Danach verfällt der Zuschlag. Erfolgt die Realisierung erst zwischen Monat 18 und 24 nach Bekanntgabe, kommt ein Abschlag auf den anzulegenden Wert von 0,3 ct/kWh zur Anwendung.

**Die Marktprämie** berechnet sich aus der **Differenz zwischen** dem in der Ausschreibung bezuschlagten **anzulegenden Wert** und dem „**Marktwert solar**“. Der Marktwert wird wie folgt ermittelt: Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse für die Preiszone für Deutschland mit der Menge des in dieser Stunde laut Online-Hochrechnung der Netzbetreiber erzeugten Stroms aus Solaranlagen multipliziert. Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert und dann durch die Menge des in dem Kalendermonat laut Online-Hochrechnung erzeugten Stroms aus Solaranlagen an Land geteilt.