

# BEE-Impulspapier

zu den aktuellen Baustellen bei der Netzintegration von EE-Anlagen

Berlin, 26. April 2023



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1. Einleitung .....	3
2. Herausforderungen in der Praxis .....	3
2.1. Netzanschluss und -kapazität.....	3
2.2. Unterschiedliche Netzbetreiberanforderungen .....	4
2.3. Lieferketten und Fachkräfte.....	4
2.4. Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Erzeugung.....	5
2.5. Ausbau von Flexibilitäten .....	5
2.6. Netzengpassmanagement – Redispatch 2.0.....	6
2.7. Netzengpassmanagement in der Niederspannung - § 14a EnWG .....	7
2.8. Akzeptanz beim Netzausbau.....	8
2.9. Digitalisierung und IT-Sicherheit.....	8
3. Fazit.....	10



# 1. Einleitung

Die Ausbautzahlen für Erneuerbaren Energien (EE) werden derzeit von der Bundesregierung stetig nach oben korrigiert und erweitert. Der BEE und seine Mitgliedsverbände begrüßen diese Entwicklung, die im Sinne des Klimaschutzes ist. Gleichzeitig muss jedoch darauf aufmerksam gemacht werden, dass eine einseitige Fokussierung auf die Erweiterung der Erzeugungskapazitäten zu kurz greift, da der Erreichung der Zielgrößen im Bereich der Erzeugung begrenzte Netzkapazitäten gegenüberstehen.

Wenn es nicht gelingt, auf der einen Seite die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter zu nutzen (insbesondere durch den Ausbau von Flexibilitäten sowohl auf der Erzeugungsseite, als auch auf Speicher- und Verbrauchsseite) und auf der anderen Seite einen angemessenen Netzausbau zu realisieren, können auch unter besten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die angestrebten EE-Ausbauziele aufgrund mangelnder Netzanschlussmöglichkeiten nicht erreicht werden. Bereits jetzt führen fehlende Netzanschlusskapazitäten zu Problemen und Verzögerungen bei einer Vielzahl von Projekten. Damit droht das Stromnetz zunehmend zum Engpass für die Energiewende zu werden. Keines der ambitionierten und notwendigen Ausbauziele des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) wird ohne eine optimierte Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowie einen beschleunigten Netzausbau realisiert werden können

Die Bedeutung der Strategien für den Ausbau und effizienten Netzbetrieb ist enorm. Sowohl in politischen als auch in medialen Diskussionen liegt der Fokus jedoch derzeit zu einseitig auf der reinen Erhöhung der Erzeugungskapazität. Wenn keine Netzkapazitäten vorhanden sind, bleiben die Ausbauziele hehre Absichten

Die Themen der optimalen Nutzung vorhandener Netzkapazitäten sowie der Beschleunigung des Netzausbaus müssen als integraler Teil gleichwertig mit den Ausbauszenarien der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten betrachtet und diskutiert werden und sollten vermehrt bei politischen Diskussionen Berücksichtigung finden.

## 2. Herausforderungen in der Praxis

### 2.1. Netzanschluss und -kapazität

Viele Projekte zum Anschluss von EE-Anlagen verzögern sich aufgrund vielschichtiger Probleme erheblich. Eine **zu geringe Netzkapazität in Kombination mit einem verzögerten Netzausbau** ist dabei das offensichtlichste Problem und führt in vielen Projekten zu teils mehrjährigen Wartezeiten auf Anschlusszusagen seitens der Netzbetreiber.

Auch die **Intransparenz hinsichtlich freier Netzkapazitäten** ist ein bundesweites Problem, welches Projekte unabhängig von der Erzeugungsleistung immer wieder vor

Herausforderungen stellt. Da es an einer bundesweit einheitlichen oder auch nur **lokal nutzbaren Plattform mangelt**, mit welcher freie Kapazitäten einsehbar wären (Transparenz), können Planungen nicht vorrangig dort stattfinden, wo der Netzanschluss ohne vorherigen Ausbau stattfinden kann.

Neben konkreten physikalischen Engpässen verzögern auch **immer umfassendere Zertifizierungen und Nachweise den Anschluss von EE-Anlagen**. So führt der umfangreiche Prüfaufwand für das Anlagenzertifikat B, welches bereits ab einer Anschlussleistung von 135 Kilowatt (kW) gefordert wird, zu Verzögerungen beim Anschluss von EE-Anlagen auf der Mittelspannungsebene.

## 2.2. Unterschiedliche Netzbetreiberanforderungen

Die **voneinander abweichenden Anforderungen einzelner Verteilnetzbetreiber für den Anschluss auf der Nieder- und Mittelspannungsebene** führen insbesondere bei PV- oder Biogasanlagen in der Praxis immer wieder zu Problemen.

Zwar beinhaltet beispielsweise die VDE-AR-N 4110 in ihren Anhängen Formulare, welche als Vorlage zur Netzanschlussplanung genutzt werden können. Die zuständigen Netzbetreiber haben jedoch die Möglichkeit, die Anforderungen des VDE mit eigenen Vorgaben zu ergänzen, wenn dies der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dient. Die spezifischen Regeln werden dann als Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber auf deren Homepage veröffentlicht.

Diese individuellen Anforderungen bergen die **Gefahr einer Ungleichbehandlung durch die Netzbetreiber**. Diese unterschiedlichen Anforderungen einzelner Netzbetreiber sollten in Zukunft dringend vereinheitlicht werden, da dieses Vorgehen volkswirtschaftlich ineffizient ist und personelle Kapazitäten bindet.

## 2.3. Lieferketten und Fachkräfte

Eine Problematik über alle Branchen hinweg sind die **Verwerfungen in den weltweiten Lieferketten sowie der akute Fachkräftemangel**. Diese haben auch auf den Netzausbau und damit den Netzanschluss von EE-Anlagen starke und negative Auswirkungen.

So führen geopolitische Verwerfungen, die nur bedingt beeinflussbar sind, zunehmend zu einem **(Ersatz-)Teilemangel im Bereich essentieller Komponenten** wie z.B. Umspannwerke, Netzstationen oder Transformatoren zu Verzögerungen des Netzausbaus und -anschlusses.

Weiterhin **kann ein Mangel an Steuerungs- und Messtechnik zu Verstößen gegen regulatorische Vorgaben führen**. Oft sind Anlagen zwar theoretisch betriebsbereit, doch es fehlen

einzelne Schlüsselkomponenten, ohne welche die **Anlage nicht in Betrieb gehen** (z.B. Nichterfüllung technischer Anschlussbedingungen) **bzw. sanktioniert werden kann** (z.B. Verstoß gegen §§ 9, 10b EEG 2021). Dies ist nicht im Sinne der Energiewende und muss angesichts hoher Strompreise und den immer deutlicher werdenden Auswirkungen verbessert werden. Hier sollte ein **pragmatisches Vorgehen** gefordert werden, solange die Netzstabilität nicht unmittelbar gefährdet ist.

## 2.4. Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Erzeugung

Zentraler Baustein der Energiewende ist ein umfangreicher Leistungszubau im Segment von PV- und Windenergieanlagen. Auch wenn es Zeiten gibt, in denen es eine hohe PV- und gleichzeitig hohe Wind-Einspeisung gibt, **ergänzen sich diese beiden Erzeugungsarten in der Regel gut**. Leistungsspitzen treten üblicherweise nicht gleichzeitig auf. Zusätzlich können steuerbare Erzeugungstechnologien wie z.B. Biogasanlagen ihre Leistung insbesondere in Zeiten geringer PV- oder Windenergieproduktion bereitstellen.

**Die oben beschriebenen Sachverhalte würden daher eine „Überbelegung“ erlauben.** So könnten vertragliche Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber über die Einspeisung in bestimmten Zeitfenstern – z.B. in den Morgen- und Abendstunden mit nur geringer Stromproduktion aus PV-Anlagen – eine ausgeglichene Netzbelastung sicherstellen. Durch dieses planbare Vorgehen unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren können Überlastungen vermieden werden.

## 2.5. Ausbau von Flexibilitäten

Durch den im Rahmen der Energiewende stattfindenden starken Ausbau von Wind- und PV-Kapazitäten muss das System große Mengen von fluktuierender Stromerzeugung integrieren. In diesem Zusammenhang müssen der Ausbau und der **gezielte Einsatz von flexibel einsetzbaren Verbrauchern und Speichern** oberste Priorität haben.

Es wird zukünftig Zeitfenster geben, in denen allein Wind und PV mehr Strom produzieren als Nachfrage besteht. In anderen Zeiträumen wiederum werden diese Erzeugungstechnologien nur einen geringen Beitrag zur Stromversorgung leisten können.

Daher wird es immer wichtiger, dass flexible Erzeugungsanlagen, Speicher, aber auch steuerbare Verbraucher dazu beitragen, Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen. Entsprechend sollten **„Flexibilitäten“ in allen genannten Bereichen massiv ausgebaut werden und die Rahmenbedingungen für deren Einsatz verbessert werden**. Dies wirkt nicht nur marktstabilisierend, sondern ist auch ein wichtiges Mittel, um den Netzausbau auf das absolut notwendige Maß zu reduzieren.

Auf der Seite der Stromerzeuger ist hier insbesondere ein stärkerer Zubau an Biogasleistung bei gleicher Stromerzeugung (Überbauung) und deren Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz (Gasinfrastruktur) zu nennen. Bei den Speichern und Verbrauchern sollten die Kapazitäten bspw. im Bereich der Batteriespeicher, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Systeme (z.B. Elektrolyse) sowie weiterer Sektorenkopplungstechnologien ebenfalls stark ausgeweitet werden.

## 2.6. Netzengpassmanagement – Redispatch 2.0

Der Anstieg fluktuierender dezentraler Erzeuger im deutschen Energienetz, welche regional ungleichmäßig verteilt sind, führten bei Netzengpässen in den letzten Jahren zu **verstärkten Eingriffen in die Erzeugung durch das sogenannte Einspeisemanagement**. Dies führte zu hohen Kosten in Form von Ausgleichszahlungen an Anlagenbetreiber und einem unerwünschten Verlust von EE-Strom. Ein bilanzieller Ausgleich war in diesem System nicht möglich.

Das Einspeisemanagement (§ 14 EEG) wurde **mit dem 01.10.2021 durch den Redispatch 2.0 (§13a EnWG) ersetzt**. Ziel ist es, ein planbares Engpassmanagement und eine bessere Marktintegration (Bilanzkreisausgleich) unter Einbindung der EE-Anlagen zu erreichen.

Die Einführung hat zunächst insbesondere bei kleineren Anlagen zu unverhältnismäßigen Nachrüstungsanforderungen bei Bestandsanlagen geführt. Noch viel schwerwiegender ist, dass die Umsetzung des Redispatch 2.0 auf Grund der Komplexität nach aktuellem Stand aus Sicht der Branche **nur ungenügend umgesetzt ist**. Aufgrund der schleppenden technischen Umsetzung bei der Datenübertragung wurde **das Planwertmodell verschoben, ein flächendeckender bilanzieller Ausgleich ist nicht möglich und der finanzielle Ausgleich für Anlagenbetreiber wird nur teilweise realisiert**. Hier kommt es zu **großen Liquiditätsproblemen**.

Weitere Probleme betreffen fehlende ex-ante Ankündigungen zu Eingriffen in die Erzeugung, fehlende Standardisierung bei der Echtzeitdatenübermittlung, fehlende Regelungen für positiven Redispatch und ungenügende Regelungen für Eigenverbrauchsanlagen. Auch werden KWK-fähige EE-Anlagen mit einer Wärmenutzung bei der Abschaltreihenfolge nicht berücksichtigt.

Die Eingliederung von EE-Anlagen in das Redispatch-Regime ist ein wichtiger Schritt zu einem dekarbonisierten Stromsystem. Die Probleme bei der Umsetzung werden offenbar noch lange ungelöst bleiben – zulasten der EE-Anlagenbetreiber. Ein Mehrwert ist aktuell nicht erkennbar.

Grundsätzlich ist zu kritisieren, dass **pauschale Regelungen für alle EE-Technologien eingeführt wurden, obwohl diese differenzierte Rahmenbedingungen erfordern** würden.

Der Ausbau und die Optimierung der Netze bleiben jedoch der größte Hebel, um zukünftig die für die Volkswirtschaft teuren Eingriffe in die Erzeugung stark zu reduzieren und die Nutzung der erzeugten Energie zu maximieren.

## 2.7. Netzengpassmanagement in der Niederspannung - § 14a EnWG

Im Dezember 2020 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Referentenentwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG).

Mit dem genannten Referentenentwurf sollte das **Modell der „Spitzenglättung“** auf Basis der verpflichtenden Nutzung des §14a EnWG in Niederspannungsnetzen einführen. Das Modell fokussierte jedoch ausschließlich darauf, Netzbetreibern ein Instrument zur zeitlichen Abschaltung oder Leistungsreduzierung steuerbarer Verbraucher an die Hand zu geben. Es bezog jedoch keinerlei marktliche Anreize zu netzdienlichem Verhalten auf Verbrauchs- oder Erzeugungsseite mit ein und sollte darüber hinaus ein komplett neues, komplexes Tarifsysteem für Stromkunden einführen. **Nach weitreichender Kritik** durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren **zog das BMWi den vorab übermittelten Entwurf zurück.**

Aufgrund des EuGH-Urteils vom 2. September 2021 (C-718/18) zur Zuständigkeit der BNetzA im Bereich der Netzzugangs- und Entgeltregulierung hat die neue Bundesregierung die BNetzA damit beauftragt, Festlegungen zum § 14 a EnWG zu treffen, die marktliche Mechanismen berücksichtigen soll und die Anforderungen an die Regelbarkeit auf den Netzanschlusspunkt verlagert.

In diesem Zusammenhang hat die **BNetzA im November 2022** mit einem Eckpunktepapier **zwei Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG eröffnet.** Das Eckpunktepapier, das bis zum 27.1.2023 zur Konsultation gestellt wurde, beinhaltete ein Modell zur Ausgestaltung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, welches ab dem 01.01.2024 zur Anwendung kommen soll. Im Zielzustand dieses Modells (so genanntes **dynamisches Steuern**) sollen die verpflichtend teilnehmenden Verbrauchertypen (insb. E-Mobile und Wärmepumpen) bei einer messtechnisch konkret festgestellten Auslastungssituation an einem betroffenen Betriebsmittel (Strang bzw. Trafo) vom Netzbetreiber gesteuert werden können.

Der BEE hat in seinem Beitrag zur oben genannten Konsultation grundsätzliche Kritik am von der BNetzA vorgestellten Modell geübt, insbesondere im Hinblick auf den **fehlenden bilanziellen Ausgleich**, und auf das „**BEE-Auktionsmodell**“ als konkrete Alternative verwiesen. Dieses Modell hatte der BEE bereits im April 2021 einem Positionspapier veröffentlicht. Es berücksichtigt einerseits die physikalischen Grenzen des Netzes, und trägt andererseits zur marktlichen Bereitstellung verbraucherseitiger Flexibilitäten bei. Neben dem Aufzeigen dieses alternativen Modells hat der BEE in seinem Konsultationsbeitrag auch Forderungen im Hinblick auf das von der BNetzA vorgestellte Modell angebracht, bspw. die **Forderung nach einer eindeutigen Klärung wie lange und in welchem Zeitraum bei einem Netzengpass ausgeregelt werden darf.**

Der BEE wird sich im weiteren Verlauf der Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG weiter einbringen.

## 2.8. Akzeptanz beim Netzausbau

Grundsätzlich **wirkt zwar die Dezentralität der Energieerzeugung einem verringerten „sichtbaren“ Netzausbau entgegen**, da Anlagen näher an den Verbrauch gebaut werden können. Jedoch wird durch fluktuierende Erzeugungstechnologien **auch ein höheres Maß an Überbauung benötigt, wodurch die Netzkapazitäten erweitert werden müssen**. Dies stößt teilweise auf Ablehnung in der Bevölkerung. Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz, kurz NABEG, wurde das Thema Akzeptanz durch umfangreichere Beteiligung betroffener Personen und Vereinigungen im Prozess aufgegriffen. Jedoch bleibt das Thema weiterhin problematisch und benötigt zusätzliche Impulse.

Zu unterscheiden sind z.B. sichtbare Freileitungen oder der Einsatz von Erdkabeln. Je nach Spannungsebene haben beide Technologien ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Die Diskussion hinsichtlich der zu verwendenden Technologie wird in der Öffentlichkeit **vorrangig emotional geführt**. Dies führt häufig dazu, dass beim Netzausbau teurere und weniger effiziente Komponenten verwendet werden, um die **Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen**. Diese Problematik muss - auch hinsichtlich der erhöhten Ausbauziele der Bundesregierung - mehr in die **politische Kommunikation** einfließen, um eine Beschleunigung auf allen Ebenen diskutieren zu können.

## 2.9. Digitalisierung und IT-Sicherheit

Mit dem 2016 in Kraft getretenen **Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)** und des darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) wurde eine grundlegend neue, so genannte „sternförmige“ Kommunikation für EE- und Prosumer-Anlagen im Netz der öffentlichen Stromversorgung eingeführt. Danach sollte die Kommunikation zwischen den Marktteilnehmern und den EE- und Prosumer-Anlagen ausschließlich über ein **intelligentes Messsystem (iMSys), bestehend aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW)** stattfinden.

Der BEE hatte die Vorgaben im GDEW scharf kritisiert. Zwar ist der Rollout von intelligenten Messsystemen im Sinne der besseren Sichtbarkeit und der Bilanzierbarkeit zu begrüßen. Allerdings stellte der Ansatz, die Übertragung von Messdaten mit der Steuerung eines dezentralen Stromsystems verpflichtend über ein vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes intelligentes Messsystem (iMSys) zu koppeln, einen



**deutschen Sonderweg dar, den der BEE für nicht sinnvoll hielt.** Während die netzorientierte Steuerung aus Sicht des BEE über das Smart-Meter Gateway (SMGW) erfolgen kann, sollten alle anderen Prozesse, z. B. betrieblich- oder marktwirtschaftlich orientierte Prozesse, auch über alternative Kommunikationswege erfolgen können. Auch sollte das **SMGW nicht zum Nadelöhr für digitale Innovationen im Rahmen der Energiewende** werden und es sollten alternative, international verfügbare Lösungen betrachtet werden.

Im März 2021 änderte sich die Rechtssituation, als die Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme durch einen **Eilbeschluss des OVG Münster vorerst gestoppt** wurde. Zur Begründung führte das OVG aus, dass die am Markt verfügbaren intelligenten Messsysteme nicht den gesetzlichen Anforderungen genügen. Die neue Bundesregierung hat dann seit **Anfang 2023 mit dem „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)“** einen neuen Anlauf unternommen, der zu einem rechtssicheren, besser umsetzbaren und agileren Rollout führen soll.

Zum Kabinettsentwurf des GNDEW hatte der BEE sich mit einer Stellungnahme eingebracht, in der er zwar einerseits weiterhin verschiedene kritikwürdige Punkte wie etwa das **Fehlen klarer Rahmenbedingungen zur technischen Umsetzung für die Steuerung** anmahnt, aber andererseits ausdrücklich einige wichtige Verbesserungen gegenüber den Vorgaben im ursprünglichen GDEW unterstützt. So soll insbesondere das SMGW nicht mehr bis auf einzelne Anlagen herunter steuern. Stattdessen soll der **Verantwortungsübergang am Netzananschlusspunkt (NAP)** erfolgen (sog. „Digitaler Netzanschluss“) und damit den Anlagenbetreibern die Möglichkeit bieten, unterhalb des NAP andere Kommunikationskanäle zu verwenden.

Parallel zum laufenden GNDEW-Gesetzgebungsverfahren hatte die **BNetzA im Februar 2023 ein Positionspapier** veröffentlicht, in welchem die Behörde definiert, welche Daten als besonders schutzwürdig gelten (so genannte **„Energiewirtschaftlich Relevante Daten“**, ERD) und über das SMGW übermittelt und verarbeitet werden müssen und welche Daten als rein betriebliche Daten weniger schutzbedürftig sind und andere Kommunikationskanäle nutzen können. Die Definition beinhaltet dabei Vorgaben, die bewirken würden, dass jede Kommunikation mit einer Anlage, die auch nur mittelbar Einfluss auf Steuerungshandlungen hat, als energiewirtschaftlich relevant eingestuft wird. Darunter fallen dann sowohl Kommunikationsdaten im Rahmen der Direktvermarktung als auch Softwareupdates aller Komponentenhersteller, da ein mit einem Update verbundener Neustart (an/aus-Befehl) eine Schalthandlung darstellt. In der Konsequenz müsste eine kaum abzuschätzende Menge an Daten über das SMGW übermittelt und verarbeitet werden. Viele heute existierende Funktionen wären dann nicht mehr möglich, (z. B. Schaltungen per App, Kommunikation in virtuellen Kraftwerken). **Der BEE sieht in den BNetzA-Positionspapier gemachten Vorgaben einen klaren Rückschritt und kritisiert diese scharf.**

In der **finalen Version des GNDEW**, die am 19.04.2023 durch das Parlament verabschiedet wurde, wurden jedoch **Änderungen eingebracht, die bewirken, dass die im BNetzA-Positionspapier gemachten Vorgaben geheilt werden** und die Branche mit der jetzt gesetzlich verabschiedeten Fassung der ERD-Definition leben kann.

### 3. Fazit

Wie dargestellt, sind die Probleme beim Netzausbau und -anschluss vielfältig und komplex. Da in vielen Fällen nur einzelne Teilbereiche im politischen Fokus liegen, wird das Thema "Stromnetze" zunehmend zum Flaschenhals der Energiewende. Ohne ein aufnahmefähiges und digitalisiertes Netz wird eine Energiewende nicht umsetzbar sein. Neben Ausbauzielen für Erneuerbare Energien muss daher auch immer der Ausbau der Infrastruktur zur Aufnahme der Energie Bestandteil der Diskussionen sein.

Das Kompetenzzentrum Netze des BEEs beteiligt sich verbändeübergreifend an allen relevanten Prozessen und Diskussionen, welche den Bereich "Stromnetze" sowie "Systemstabilität" betreffen. Durch die hauptamtliche Beteiligung der Bundesverbände Solarwirtschaft und Windenergie sowie des Fachverband Biogas kann ein spartenübergreifender Austausch sichergestellt werden. Flankiert wird diese Arbeit durch das "Fachforum Netze". Dieses setzt sich aus Verbandsmitgliedern der Spartenverbände zusammen, welche durch eine ehrenamtliche Beteiligung in diesem Gremium einen maßgeblichen Beitrag zur fachlichen Ausrichtung des Kompetenzzentrums leisten können. Sollte Interesse an einer Mitarbeit bestehen, kann diese an den Spartenverband gerichtet werden, bei welchem eine Mitgliedschaft besteht und dieser wird anschließend im BEE eine Aufnahme in das Gremium erbeten.

Kevin Hamann  
 Fachreferent Netzintegration  
[k.hamann@wind-energie.de](mailto:k.hamann@wind-energie.de)



Florian Strippel  
 Referatsleiter Stromnetze und Systemdienstleistungen  
[florian.strippel@biogas.org](mailto:florian.strippel@biogas.org)



Maria Roos  
 Referentin Solartechnik  
[roos@bsw-solar.de](mailto:roos@bsw-solar.de)



Florian Widdel  
 Referent für Digitalisierung, Sektorenkopplung und Energienetze  
[florian.widdel@bee-ev.de](mailto:florian.widdel@bee-ev.de)



Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche in Deutschland bündelt der BEE die Interessen von 50 Verbänden und Unternehmen aus den Branchen der Wind-, Bio- und Solarenergie sowie der Geothermie und Wasserkraft. Wir vertreten auf diese Weise 30 000 Einzelmitglieder, darunter mehr als 5 000 Unternehmen, 316 000 Arbeitsplätze und mehr als 3 Millionen Kraftwerksbetreiber.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr.

