

Positionspapier der Unternehmen der Schwarz Gruppe

Impulse für eine Beschleunigung von Netzanschlüssen sowie weitere Anpassungen im EEG

Ausgangslage

Die aktuelle Situation beim Netzausbau und den Netzanschlüssen in Deutschland stellt energie-, und klimapolitisch eine der größten strukturellen Hürden für die Wirtschaft und die Gesellschaft dar, die es zu beseitigen gilt. Während der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) weiter fortschreitet, bleibt die Netzinfrastruktur das Nadelöhr der Energiewende. Die physische und regulatorische Infrastruktur stößt an ihre systemischen Grenzen. Dieser Zustand betrifft mittlerweile alle Netzebenen gleichermaßen und hat eine wirtschaftspolitische Dringlichkeit erreicht, der nur mit einer grundlegenden Überarbeitung des Regulierungsrahmens begegnet werden kann.

Mit dem sog. „Netzpaket“, der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und dem AgNes-Verfahren der Bundesnetzagentur werden aktuell zentrale Regulierungsvorhaben vorangetrieben, die wesentliche Auswirkungen auf Netzanschlüsse, Netzintegration und die zukünftige Ausgestaltung der Netzfinanzierung haben werden.

Das Kernproblem der aktuellen Ausgangslage ist die geografische und zeitliche Asynchronität. Die Geschwindigkeit, mit der Wind- und Solarparks sowie neue industrielle Lasten entstehen, übertrifft das Tempo des Netzausbaus massiv. Dies führt zu einer dauerhaften Belastung der bestehenden Infrastruktur und zu enormen Kosten für den Redispatch. In der Mittel- und Niederspannungsebene (Verteilnetz) herrscht der größte Handlungsdruck. Hier findet der Großteil der Energiewende statt.

Ein kritisches Hemmnis für Unternehmen und Projektentwickler ist das Thema der fehlenden Netzanschlusskapazitäten. Im Jahr 2026 ist diese Reserve vielerorts aufgebraucht. Neue Gewerbegebiete, Logistikstandorte mit hohem Elektrifizierungsgrad oder moderne Rechenzentren stoßen oft auf die Auskunft der Netzbetreiber, dass am gewünschten Standort keine ausreichende Leistung mehr zur Verfügung steht. Dies wird durch extrem langwierige Netzanschlussverfahren verschärft. Trotz digitaler Ansätze bleiben die Prozesse administrativ aufwändig.

Die Transformation zur Klimaneutralität kann nur gelingen, wenn der Netzausbau und die Vereinfachung der Anschlussverfahren mit der Ausbaugeschwindigkeit der Erzeugung und der neuen Lasten synchronisiert werden und dabei die Kostendynamik im Blick gehalten wird.

Was wir tun

Die Unternehmen der Schwarz Gruppe sind eine international führende Handelsgruppe mit den Sparten Lidl, Kaufland, Schwarz Produktion, PreZero und Schwarz Digits. Als führendes Ökosystem – von der Produktion über den Handel bis hin zu Recycling und Digitalisierung – folgen die Unternehmen der Schwarz Gruppe auf ihrem Weg zu Net-Zero bis 2050 gemeinsam einer ganzheitlichen und spartenübergreifenden Klimastrategie mit ambitionierten, kurzfristigen und langfristigen Emissionsreduktionszielen. Bereits bis 2030 wollen die Unternehmen der Schwarz Gruppe die Emissionen in Scope 1 und 2 auf 48 Prozent im Vergleich zu 2019 reduzieren. Bis 2050 sollen diese Emissionen sogar um 90 Prozent gegenüber 2019 reduziert werden. Dabei stellt die Elektrifizierung einen zentralen Baustein der Dekarbonisierung dar und leistet einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung unserer Emissionsreduktionsziele.

Für die Unternehmen der Schwarz Gruppe stellt die aktuelle Lage des Netzausbaus eine große strategische und operative Herausforderung dar, denn diese sind auf allen Ebenen des deutschen Stromnetzes unmittelbar von dessen Leistungsfähigkeit und Engpässen betroffen. Im Bereich der Einzelhandelsfilialen von Lidl und Kaufland zeigt sich die Problematik vor allem auf der Nieder- und Mittelspannungsebene. Hier agieren die Unternehmen der Schwarz Gruppe längst nicht mehr nur als klassische Stromabnehmer. Die Parkplätze haben sich zu bedeutenden Mobilitätsknotenpunkten gewandelt. Der flächendeckende Ausbau von Schnellladeinfrastruktur für Kunden sowie für Beschaffungs-, Distributions- und Entsorgungslogistik stößt jedoch regional an die Grenzen der lokalen Netzkapazität. Neben der Elektrifizierung der Mobilität werden auch die Wärme- und Kälteversorgung zu zusätzlichen Treibern des Strombedarfs, etwa durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen. Auch der Bau neuer Rechenzentren hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazitäten ab. Die bestehenden Engpässe betreffen dabei zunehmend alle Spannungsebenen – von der Nieder- und Mittelspannung bis hin zur Hochspannung.

Vor diesem Hintergrund bringen die Unternehmen der Schwarz Gruppe gerne ihre praktische Expertise in die Weiterentwicklung der energierechtlichen Rahmenbedingungen ein.

Unsere Empfehlungen

1. Netzausbau auf allen Ebenen

Der starke Zubau an erneuerbaren Energien, Wärmepumpen, Elektrolyseuren und Rechenzentren wird den Druck auf die Stromnetze weiter erhöhen. Auch in der Logistik wird durch den fortschreitenden Markthochlauf von LKW mit elektrischem Antrieb und dem damit einhergehenden Ausbau von Schnellladeinfrastruktur an den Depots mehr Netzleistung benötigt. Die Ertüchtigung und der Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze sind folglich dringend nötig, um die entsprechenden Bedarfe decken zu können. Ein vorausschauender, bedarfsgerechter und zügiger Netzausbau auf allen Netzebenen ist dringend erforderlich, um die fehlenden Netzanschlusskapazitäten zu beseitigen.

Handlungsempfehlung:

- Leistungsfähige Netze: Stromnetze bedarfsgerecht planen und den erforderlichen Netzausbaubedarf zügig vorantreiben.
- Beschleunigte Genehmigungsprozesse: Zügiger Abbau bürokratischer Hürden und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsprozesse.

2. Ende des Flickenteppichs und Abbau von Mehrfachstrukturen

Für bundesweit tätige Unternehmen bedeuten verteilnetzbetreiberspezifische Vorgaben einen enormen administrativen Mehraufwand und verhindern ein schnelles, flächendeckendes Ausrollen standardisierter Lösungen, wie unternehmensweit einheitliche PV-Anlagen- und Ladesäulenkonzepte. Bereits bei der Beantragung eines Netzanschlusses für einen Standort per E.1-Antragsformular variieren die Abläufe: Teilweise können diese nur per Mail, an anderer Stelle nur über die Website des Netzbetreibers eingereicht werden. Es braucht einheitliche technische Anforderungen, die Verkürzung, Vereinheitlichung und Digitalisierung von Netzanschlussverfahren sowie verbindliche Rückmeldefristen bei Netzanschlussbegehren. Aktuell müssen Anschlussnehmer bis zu 12 Monate auf die Bearbeitung ihrer Netzanschlussbegehren warten. Die Festlegung von verpflichtenden Fristen für Verteilnetzbetreiber ist daher entscheidend, da diese für mehr Planungssicherheit bei Netzanschlussverfahren sorgen.

Handlungsempfehlung:

- Verbindliche Fristen und Pflichten:
 - Höchstfrist von drei Monaten für die finale Bearbeitung und Rückmeldung auf ein vollständiges Anschlussbegehren
 - unverzügliche Eingangsbestätigung des Anschlussbegehrens durch Netzbetreiber
 - Rückmeldung zum Ergebnis des Anschlussbegehrens spätestens nach acht Wochen
 - Einmalige Möglichkeit für Netzbetreiber, die Unterlagen innerhalb von zwei Wochen nach Antragseingang auf Vollständigkeit zu prüfen und ggf. fehlende Unterlagen beim Anschlusspetenten nachzufordern.
- Ein einheitliches digitales Netzanschlussportal: Eine gemeinsame Internetplattform für alle ca. 860 Verteilnetzbetreiber zur Beantragung von Netzanschlüsselsauskünften und Netzanschlussbegehren ist ein wesentlicher Beitrag zur Standardisierung, Digitalisierung und Beschleunigung der Prozesse.

3. Priorisierung von Netzanschlüssen

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben im Februar 2026 ein Reifegradverfahren zur Vergabe von Netzanschlüssen im Übertragungsnetz vorgestellt, das ab 1. April 2026 Anwendung findet. Damit reagieren die ÜNB auf den starken Anstieg von Anschlussanfragen durch Batteriespeicher, Rechenzentren und industrielle Großverbraucher bei gleichzeitig knappen Netzkapazitäten. Ziel ist es, Netzanschlüsse künftig nicht mehr nach dem Eingangsdatum der Anträge, sondern nach dem Reifegrad und dem Systemnutzen der Projekte zu vergeben. Das Reifegradverfahren gilt ausschließlich für Großverbraucher auf der Höchst- und Hochspannungsebene. Rechtlich basiert das Verfahren auf § 17 EnWG und ist damit ohne gesetzliche Änderungen umsetzbar. Zur Rechtssicherheit und zur Stärkung der langfristigen Planungssicherheit wäre laut Übertragungsnetzbetreiber perspektivisch jedoch eine explizite gesetzliche Verankerung sinnvoll.

Handlungsempfehlung:

- Vergabeverfahren: Wechsel des Vergabeverfahrens vom „Windhund-Prinzip“ hin zum „first ready, first served“-Prinzip für die Vergabe von Netzanschlüssen in der Höchst- und Hochspannungsebene.
- Gesetzliche Priorisierung: Schaffung einer gesetzlichen Grundlage zur Differenzierung und Priorisierung bei Anschlussbegehren, insb. bei Rechenzentren, durch eine Klarstellung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).
- Anwendungsbereich: Zur Vermeidung administrativen Mehraufwands sowohl auf Seiten des Anschlusspetenten als auch der Netzbetreiber sollte das Reifegradverfahren nicht auf die Mittel- und Niederspannung ausgeweitet werden. Andernfalls droht eine zusätzliche Mehrbelastung für die Verteilnetzbetreiber, die sich negativ auf deren Leistungsfähigkeit auswirken könnte.

4. Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Seit 2022 verzeichnen viele Netzbetreiber eine stark wachsende Zahl an Anschlussanfragen insbesondere für Großspeicherprojekte und Rechenzentren. In der betroffenen Netzgruppe ist vielerorts ein massiver Netzausbau im regionalen sowie in den vorgelagerten Netzebenen notwendig, d. h. vom 110-kV-Netz bis hin zum 380 kV-Netz der ÜNB. Mit Blick auf die Verteilnetze fallen hierunter beispielsweise 110-kV Ersatzneubauten, Leiterseilverstärkungen oder neue 110-kV-Kabelverbindungen. Zudem ist eine massive Verstärkung der Schnittstelle zum Übertragungsnetz notwendig. Fehlende Netzkapazitäten verzögern die Ansiedlung von Rechenzentren oder können diese sogar verhindern.

Ohne Transparenz über verfügbare Kapazitäten und klare Prioritäten entstehen Verzögerungen, die Investitionen bremsen und die Standortattraktivität schwächen. Um die durch parallele Netzanschlussanfragen verursachte Fragmentierung zu beenden und Planbarkeit für Investitionen zu

schaffen, ist eine strategische geografische Planung oder Steuerung notwendig. Die Herausforderung besteht darin, Transparenz über freie Kapazitäten zu schaffen, ohne die kritische Infrastruktur zu gefährden.

Handlungsempfehlung:

- Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten über ein einheitliches Tool herstellen: Der Abruf verfügbarer Netzanschlusskapazitäten auf Karten im Internet, die durch die Netzbetreiber monatlich zu aktualisieren sind, erleichtert Ansiedlungsentscheidungen und Standorterweiterungen.

5. Reservierung von Netzanschlusskapazitäten

Das sogenannte Windhundprinzip („Wer zuerst kommt, mahlt zuerst“) führt dazu, dass sich Projektentwickler teilweise riesige Kapazitäten sichern, auch wenn die Projekte noch unsicher sind, während seriöse, baureife Vorhaben leer ausgehen. Die Einführung eines verbindlichen Reservierungs- und Freigabesystems kann das Problem von spekulativen Kapazitätsanfragen eindämmen und Netzbetreiber entlasten. Netzbetreiber erhalten ein realistisches Bild der tatsächlich benötigten Last, statt nur „Schatten-Reservierungen“ zu verwalten.

Aus Sicht der Praxis bietet die Einführung eines verbindlichen Aktivitätsnachweises (Meilenstein-Prinzip) eine verlässliche Grundlage für eine bedarfsgerechte Kapazitätsvergabe. Bei diesem Modell wird die Reservierung von Netzkapazitäten an den tatsächlichen, nachweisbaren Projektfortschritt gekoppelt. Anstatt Kapazitäten rein nach dem historischen Antragsdatum zu blockieren, müssten Projektentwickler innerhalb klar definierter Fristen objektive Meilensteine nachweisen. Hierzu zählen beispielsweise die erfolgte Flächensicherung, das Erreichen bestimmter Stufen im Genehmigungsverfahren (z. B. nach BlmSchG) oder der Nachweis einer gesicherten Projektfinanzierung. Durch die Kopplung an konkrete Projektfortschritte werden spekulative „Schatten-Reservierungen“ minimiert, während gleichzeitig realisierungsbereite Akteure vor den unverhältnismäßigen finanziellen Vorab-Risiken reiner Gebührenmodelle geschützt werden. Erst wenn die nachzuweisenden Meilensteine innerhalb der gesetzten Fristen nicht erbracht werden, erlischt die Reservierung, sodass die Kapazität geordnet für nachfolgende, baureife Vorhaben freigegeben wird. Eine moderat ausgestaltete, revolvierende Reservierungsgebühr kann hierbei als flankierendes Element erwogen werden, sofern sie primär als rückerstattungsfähiger Anreiz ausgestaltet ist.

Handlungsempfehlung:

- Fehlallokation von Netzkapazitäten verhindern und Realisierungssicherheit stärken: Das reine Windhundprinzip sollte zugunsten eines Kriteriums weiterentwickelt werden, das die Netzkapazität prioritär an den realen, meilensteinbasierten Projektfortschritt koppelt.

Dadurch werden Netzbetreiber von Scheinkapazitäten entlastet und realisierungsbereite Vorhaben erhalten schnelleren Netzzugang.

6. Reduzierung von Netzanschlussleistung

Der Referentenentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahren sieht in § 17 Absatz 1a EnWG-Entwurf vor, dass Netzbetreiber einseitig nicht genutzte Netzanschlussleistung reduzieren dürfen, ohne diesen Prozess näher auszugestalten.

Schon nach der aktuellen geltenden Rechtslage sind Netzbetreiber hierzu gestützt auf § 17 EnWG berechtigt. Während die Details sich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheiden können, gibt es doch gewisse Marktstandards, die sich herausgearbeitet haben. Diese sind in den Netzanschlussverträgen der Netzbetreiber festgehalten.

Ein positives Beispiel für einen differenzierten Prozess, der auch die berechtigten Interessen der Anschlussnehmer berücksichtigt, findet sich z. B. im Netzanschlussvertrag für die Mittelspannung der Netze BW GmbH (hier abrufbar, siehe Ziff. 3.3 "Leistungsreduzierung"):

<https://assets.cdn.netze-bw.de/xytfb1vrn7of/7ixDeBCdS8Kg8FEo8WK2mg/274df08753c6fd1e4a8b30c22dec2931/netzanschlussvertrag-mittelspannung-strom-letztverbraucher.pdf>

Konkret sieht dieser positive Benchmark folgende Regelung vor:

“(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind berechtigt, die mit einem Anschlussnehmer vereinbarte Netzanschlussleistung zu reduzieren, soweit diese über einen längeren Zeitraum nicht in Anspruch genommen werden. Dabei werden die während der vergangenen drei Jahre aufgetretenen Leistungsspitzen mit der vereinbarten Netzanschlussleistung verglichen. Unterschreiten diese Leistungsspitzen das 0,8-fache der vereinbarten Netzanschlussleistung, erfolgt eine Anpassung der vereinbarten Netzanschlussleistung an die tatsächlich gemessene Leistungsspitze. Hierzu wird die neue Netzanschlussleistung vom Betreiber von Energieversorgungsnetz festgelegt. Die neue Netzanschlussleistung beträgt das 1,1-fache der jeweils aufgetretenen Leistungsspitze. Die neue Netzanschlussleistung ist sechs Wochen nach schriftlicher Information des Anschlussnehmers gültig. Sie wird in einem neuen Netzanschlussvertrag geregelt. Der Anteil des Leistungsbedarfs, der dem Eigenbedarf einer Erzeugungsanlage nach EEG oder KWKG dient, ist von dieser Regelung ausgenommen.

(2) Der Anschlussnehmer ist berechtigt, eine Anhebung der reduzierten Netzanschlussleistung auf die ursprüngliche Netzanschlussleistung zu verlangen, ohne dass hierfür ein erneuter Baukostenzuschuss zu zahlen ist. Die Anhebung setzt jedoch eine vom Netzbetreiber durchgeführte Netzprüfung voraus. Sind Netzausbaumaßnahmen notwendig, kann die ursprünglich vereinbarte Netzanschlussleistung erst nach Durchführung der Maßnahmen bereitgestellt werden. Wird die angehobene Netzanschlussleistung vom Anschlussnehmer in den Folgejahren erneut unterschritten, kommt Absatz 1 zur Anwendung.

(3) Weist der Anschlussnehmer glaubhaft nach, dass die vereinbarte Netzanschlussleistung auch in Zukunft vorgehalten werden muss, erfolgt keine Reduzierung.”

Handlungsempfehlung:

- **Bundeseinheitlicher Marktstandard:** Die einseitige Reduzierungsbefugnis der Netzbetreiber muss gesetzlich konkretisiert werden.
- **Faire Absenkungsgrenzen:** Reduzierung nur nach drei Jahren Prüfung, bei Unterschreitung des 0,8-fachen der Leistung und mit einem Sicherheitspuffer (1,1-faches der Bestmarke). EEG-/KWKG-Eigenbedarf bleibt ausgenommen.
- **Kostenfreies Rückforderungsrecht:** Nachträgliche Wiederanhebung auf das Ursprungsniveau muss ohne erneuten Baukostenzuschuss (BKZ) garantiert sein.
- **Schutz von Zukunftsinvestitionen:** Keine Reduzierung bei glaubhaftem Nachweis, dass die Kapazität für künftige Bedarfe (z. B. Standort-Rollouts) vorgehalten werden muss.

7. Abfederung des Kostenanstiegs der Netzentgelte

Laut Fortschrittsmonitor 2024 (BDEW/EY) müssen die Verteilnetzbetreiber bis 2030 für Netzausbau und Netzverstärkung rund 123,5 Mrd. Euro investieren, d. h. ohne alternative Finanzierung der Netzentgelte wird die Kostenbelastung bei den Letztverbrauchern weiter ansteigen. Auf Seiten der Unternehmen wird dies die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Geschäftsmodells negativ beeinflussen. Entsprechend bedarf es einer Abfederung des Kostenanstiegs durch alternative Finanzierungsmodelle. Hierzu hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den AgNes-Prozess gestartet (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom). Ziel ist eine faire, transparente und flexible Kostenverteilung, die die Energiewende fördert, Engpässe reduziert und die Netzkosten begrenzt.

Die zukünftige Finanzierung der Netzentgelte verlangt eine gerechte Aufteilung der Netzkosten, sollte netzdienliches Verhalten belohnen und dort, wo möglich, Flexibilisierungen anreizen und heben. Dort, wo nicht möglich, sollten keine Sanktionierungen erfolgen.

Vor dem Hintergrund der Finanzierung der Gesamtsystemkosten ist eine BKZ-Erhebung für alle Verbrauchsanlagen sinnvoll. Eine pauschale Bemessung wird bevorzugt, um den immensen Ermittlungsaufwand zu vermeiden. Räumlich differenzierte BKZ zur Allokationssteuerung sind kritisch zu sehen, da Netzausbaukosten erneut auf alle Netznutzer umgelegt würden. Sollte eine Differenzierung erfolgen, muss diese zwischen den Netzebenen abgestimmt werden.

Gegenstand großer Diskussionen ist die geplante Reform der Sondernetzentgelte. Das aktuelle System der Sondernetzentgelte basiert maßgeblich auf § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und wurde geschaffen, um Großverbraucher zu entlasten, die durch ihr Abnahmeverhalten entweder zur Stabilisierung des Netzes beitragen oder eine besonders hohe Auslastung der Netzinfrastruktur garantieren (Bandlastprivileg und Atypik). Es ist nachvollziehbar, dass die BNetzA mit Blick auf die Netzkosten bestehende Privilegien auf den Prüfstand stellen, nichtsdestotrotz sollten die engen Grenzen industrieller Abnahmeflexibilität in einem zukünftigen System ausreichend Berücksichtigung finden. Sanktionierung von Bandlast-Verbrauchern, die keine Flexibilität leisten können, ist abzulehnen. Flexibilisierung kann indes belohnt werden.

Handlungsempfehlung:

- Bundesweit einheitliche Baukostenzuschüsse
- Nachfolgeregelung §19 Abs. 2 StromNEV: Flexibilitäten dort anreizen und belohnen, wo wirtschaftlich und technisch möglich, fehlende Flexibilisierungspotenziale nicht bestrafen

8. Nulleinspeiseanlagen

Die Abkehr von der garantierten, fixen Einspeisevergütung pro Kilowattstunde hin zu einem System, das stärker auf Marktpreise und Eigenverantwortung setzt, u. a. unter Absenkung der Schwelle für die Pflicht zur Direktvermarktung, dauerhafte Spitzenkappung für Solaranlagen sowie Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen, stellt eine grundlegende Änderung des bisherigen Umgangs mit Solaranlagen dar. Welche Folgen dies für die Ausbaukurve der Erneuerbaren haben wird, lässt sich gegenwärtig nicht abschätzen.

Gleichzeitig definiert der Gesetzgeber die sog. „Nulleinspeiseanlage“, also eine Solaranlage, die technisch so errichtet bzw. programmiert wurde, dass keine Netzeinspeisung erfolgen kann. Eine Nulleinspeiseanlage soll nach der Intention des Gesetzgebers von gewissen Pflichten des EEG befreit sein (z. B. hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit nach § 9 EEG-Referentenentwurf (Stand: 22. April 2026)). Dadurch wird die Nulleinspeisung von einer Nischenlösung zu einer logischen wirtschaftlichen Strategie.

Im zuletzt bekannt gewordenen EEG-Referentenentwurf (Stand: 22. April 2026) waren erste Ansätze des Gesetzgebers erkennbar, Nulleinspeiseanlagen von einzelnen Pflichten zu befreien.

Allerdings sollte mit Einführung der „Nulleinspeiseanlage“ dann auch eine umfassende Befreiung von Pflichten des EEG und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und dazu erlassener Verordnungen erfolgen, die nicht die technisch sichere Errichtung bzw. den Betrieb der Nulleinspeiseanlage betreffen.

Das Netz, insbesondere der Netzausbau, ist von Nulleinspeiseanlagen nicht mehr betroffen. Anlagenbetreiber können aber auch keine Erlöse aus der Stromvermarktung mehr erzielen. Im Gegenzug sollte dann eine umfangreiche Bürokratieentlastung erfolgen.

Nulleinspeiseanlagen sollten insbesondere vom Anwendungsbereich folgender Regelungen ausgenommen werden bzw. sollten die Regelungen entsprechend angepasst werden:

- § 8 EEG - Anschluss: Netzverknüpfungspunkt sollte stets der Netzanschluss für den Strombezug des Standorts sein.
- § 9 EEG - Technische Vorgaben: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich. Eine Solaranlage, die nicht einspeisen kann, muss nicht fernsteuerbar sein.
- § 10b EEG - Vorgaben zur Direktvermarktung: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich. Technische Vorgaben zur Fernsteuerung durch

Direktvermarktungsunternehmen nicht erforderlich, wenn kein Strom zur Vermarktung in das Netz eingespeist wird.

- § 19 - 21c EEG - Vergütungsregelungen: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich. Nulleinspeiseanlagen speisen gerade nichts ein. Entsprechend bedarf es keiner Regelungen zu Vergütungsansprüchen. Insbesondere muss klargestellt sein, dass keine Zuordnung zu einer Veräußerungsform erfolgen muss.
- § 71 EEG - Mitteilungspflichten für Anlagenbetreiber: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich, da keine Endabrechnung über etwaige Vergütungsansprüche mehr erfolgt.
- § 13a EnWG: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich des Redispatch 2.0.

Handlungsempfehlung:

- Befreiung vom Anwendungsbereich von ausgewählten Regelungen des EEG und des EnWG.
- Technische Sicherheit bei Errichtung und Betrieb muss weiterhin bestehen.

9. § 52 EEG - Sanktionsregelung

Anlagenbetreiber werden von Netzbetreibern mitunter zu Zahlungen ohne konkrete Nennung des mutmaßlichen Pflichtverstoßes aufgefordert. Für Anlagenbetreiber ist daher nicht nachvollziehbar, gegen welche Pflicht konkret verstoßen wird. Nachfragen und Bitten um Benennung des Pflichtverstoßes, um ggf. Abhilfe schaffen zu können, werden nicht beantwortet. Gleichzeitig werden weiterhin Sanktionszahlungen verlangt. Als Anlagenbetreiber ist man somit in einer Spirale gefangen. Ferner wird Anlagenbetreibern die Möglichkeit gegeben, Pflichtverstöße abzustellen, bevor es zu einer Sanktion durch den Netzbetreiber kommt.

Dies kann dadurch umgesetzt werden, dass eine Zahlungspflicht nach Absatz 1 erst dann entsteht, wenn der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung gesetzt und auf die entsprechenden Rechtsfolgen bei fehlender Behebung hingewiesen hat. Begleitend sollte die Höhe der Sanktionszahlung in § 52 Absätze 2 - 4 EEG überdacht werden, da diese in keinem Verhältnis zu etwaigen Nachteilen des Netzbetreibers stehen.

Handlungsempfehlung:

- Unklarheiten bei Sanktionszahlungen durch klare Kenntlichmachung von Pflichtverstößen vermeiden.

- Einführung einer einmonatigen Abhilfefrist: Zahlungspflichten sollen erst entstehen, wenn eine konkrete Pflichtverletzung in Textform gerügt wurde und eine einmonatige Frist zur Behebung ergebnislos verstrichen ist.
- Verhältnismäßige Sanktionsregelung schaffen.

