

Aktuelle Herausforderungen am Netzanschlusspunkt

Gabriel Schwarzer, FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

32. Windenergietage | Linstow, 06.11.2024



Agenda

Aktuelle Herausforderungen am Netzanschlusspunkt

- Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE
 - Hintergrund
 - Lösungsansatz
 - Kernbotschaften & Ergebnisse
 - Vorteile
 - Auswirkungen auf die Anlagenzertifizierung
- Priorisierung von Wirkleistungsvorgaben
 - Hintergrund
 - VDE FNN FAQ-Eintrag
 - Beiblätter FGW TR3 und FGW TR8

Eins noch vorweg...

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Diese Präsentation fasst die Ergebnisse der Studie „Netzverknüpfungspunkte-Studie - Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung“ zusammen, an der wir als FGH nicht mitgewirkt haben.

Alle dargestellten Daten und Ergebnisse stammen aus der originalen Veröffentlichung und wurden ohne Änderungen übernommen.

Für zusätzliche Informationen und spezifische Details empfehlen wir direkt auf die Originalstudie zurückzugreifen.

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Hintergrund

- Netzverknüpfungspunkte-Studie
Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung
- Die NVP-Studie wurde vom Fraunhofer IEE im Auftrag des BEE durchgeführt
- Unterstützung von fast 200 Unternehmen und Verbänden

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Hintergrund

- Politisches Ziel: 80 % Stromerzeugung aus EE bis 2030
 - Solarleistung Zubau 2023: 14,1 Gigawatt (2022: 7,2 Gigawatt)
- starker Zubau → Anschluss neuer Energieanlagen verzögert sich

Lieferzeiten
Trafostationen bis
> 50 Monate

Netzbetreiber
Ausbau des Netzes
verzögert sich

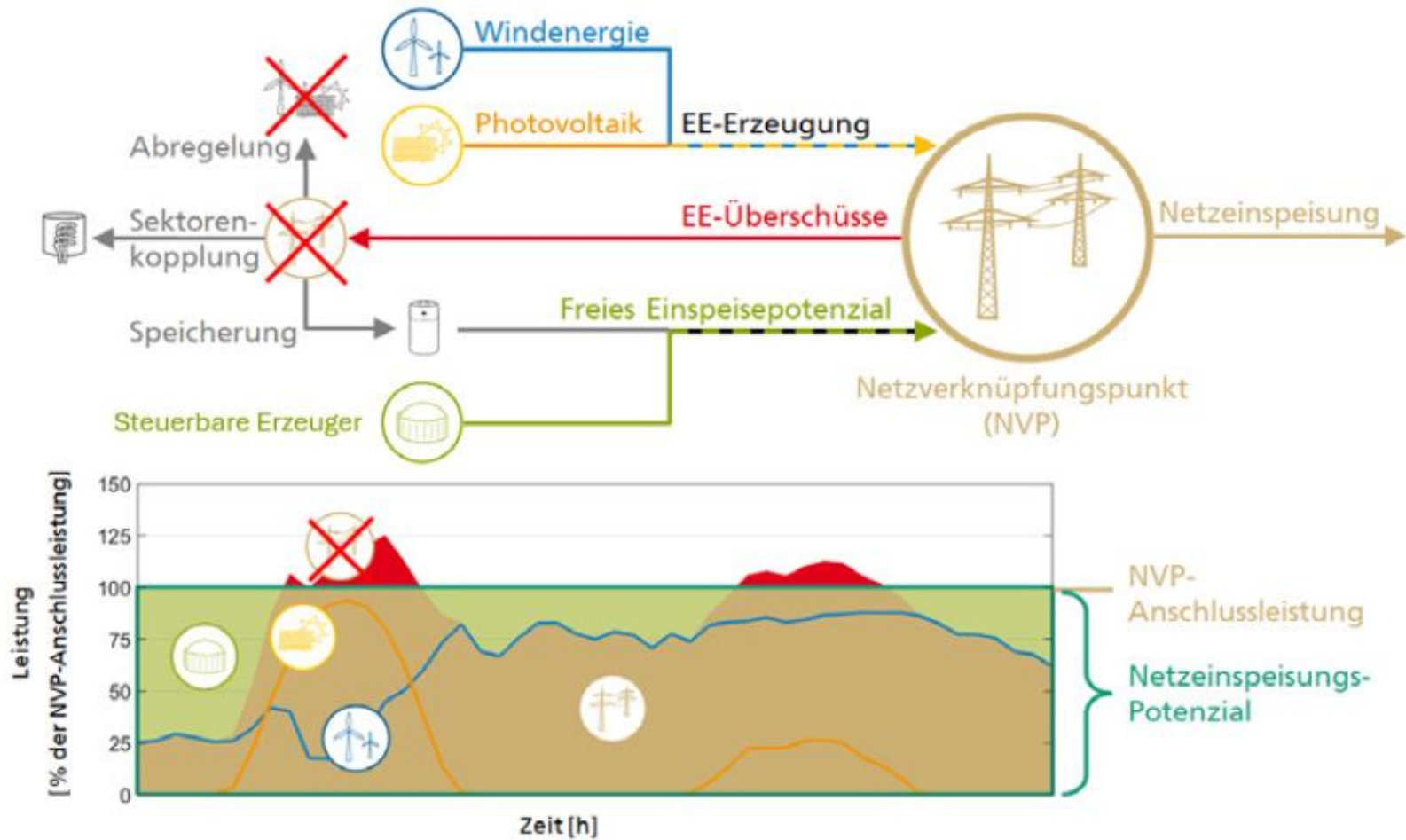
Große Entfernungen
Freie NVP zum Teil
> 10 km entfernt

- Derzeitiger gesetzlicher Rahmen:
NVP muss in der Lage sein, die max. Leistung der EZA aufzunehmen und einzuspeisen
- Praxis: Volatile Einspeisung führt i.d.R. zu geringer Auslastung des NVP

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Lösungsansatz

- Mehrere EE-Anlagen nutzen denselben NVP
 - Erzeugungsprofile von Wind und PV wirken ergänzend
 - Flexible steuerbare EE-Erzeuger (Bioenergie, Stromspeicher) erhöhen die Effizienz weiter
 - Nicht der nächste freie NVP ist relevant, sondern der mit den freien Kapazitäten
- Steigerung des Einspeisepotentials durch Überbauung
Überbauung: Anschlussleistung > eigentliches Potential eines NVP
→ Zeitfenster entstehen in denen mehr erzeugt als eingespeist wird
- Rechtssichere gesetzliche Verankerung der Überbauung erfordert Änderungen im Energiewirtschaftsrecht



Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Kernbotschaften & Ergebnisse

- Berechnungsgrundlage: Deutschland aufgeteilt in 6 x 6 km Raster, 8 Wetterjahre, untersch. Windgebiete, untersch. Nabenhöhen, Neigungswinkel PV, Ausrichtung PV etc.
- Berücksichtigung unterschiedlicher Ansätze einer Überbauung

Variante A
100 % NVP-
Ausnutzung:
Wind oder PV

Variante B
150 % Überbauung
Wind- oder PV-
dominiert oder
ausgeglichen

Variante C
250 % Überbauung
Wind- oder PV-
dominiert oder
ausgeglichen

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Kernbotschaften & Ergebnisse

- Ohne gemeinschaftliche NVP-Nutzung & ohne Überbauung:
 - Durchschnittliche Nutzung des NVP-Einspeisepotentials Wind: 33 %
 - Durchschnittliche Nutzung des NVP-Einspeisepotentials PV: 13 %
- Gemeinschaftliche Nutzung steigert Potential bestehender NVP
 - 2,5-fache Überbauung: Steigerung der Netzeinspeisung auf 53 % möglich

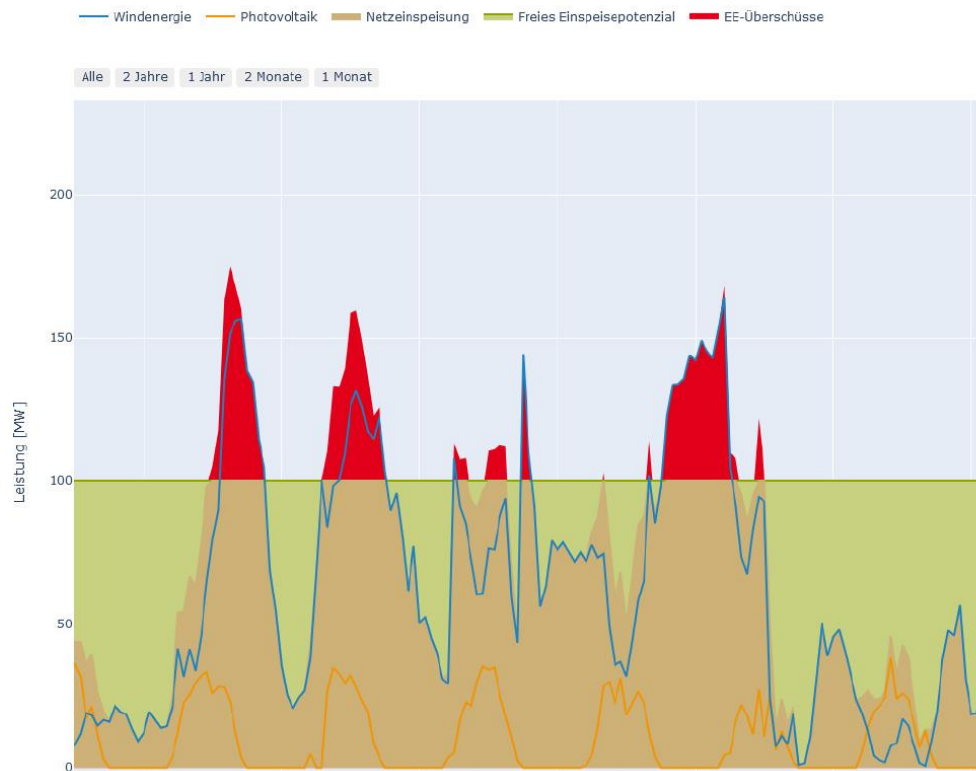
Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Kernbotschaften & Ergebnisse

- Integration von Neuanlage in bestehende NVP durch Überbauung
- Je nach Grad der Überbauung können EE-Überschüsse entstehen
 - 1,5-fache Überbauung → bis zu ca. 3 % Überschuss
 - 2,5-fache Überbauung → ca. 13 % im Durchschnitt (bis zu 25 % möglich)
 - Gleichmäßige Überbauung von Wind & PV senkt die Überschüsse
 - 2,5-fache ausgeglichene Überbauung → ca. 5 % im Durchschnitt
- Starker Anreiz Windstandorte um PVA zu ergänzen & umgekehrt
 - Gleichmäßige Verteilung von Wind & PV in Deutschland
- Überschüsse abhängig vom Standort

Einspeisung am Standort 1 (Schleswig-Holstein)

Ausbauvariante C1 (250 % NVP-Leistung, stark winddominiert)



Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Kernbotschaften & Ergebnisse

- Freies Einspeisepotential lässt Flexibilitäten bzw. steuerbare EE-Erzeuger attraktiver werden
 - Max. Steigerung der Nutzung des Potentials auf 53 % möglich
→ mind. 47 % freies Einspeisepotential
- Integration der EE-Überschüsse mit elektrischen Speichern
 - Einspeisespitzen in Zeiträume mit weniger Einspeisung verschieben
 - Starke Überbauung & Einsatz von Speicher ermöglicht NVP-Auslastung > 90 %

Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE

Vorteile

- Erweiterung eines bestehenden NVP:
 - Schnellere Umsetzung des Projekts (Rückgriff auf bestehende Struktur möglich)
 - Beschleunigung der Energiewende im Hinblick auf Netzanschlüsse
 - Einsparung an Kosten
 - mögliche positive Auswirkung auf die Risikobewertung der Banken
- Bessere Integration notwendiger steuerbarer, flexibler, dezentraler EZA
- Speicher ermöglichen stabilere & stetigere Einspeisung am NVP
 - Erleichterung für die Betriebsführung
 - Redispatch seltener notwendig (Herausnahme von Einspeisespitzen)

Auswirkungen auf die Anlagenzertifizierung

Bemessung der Betriebsmittel

- Schnellere Umsetzung des Projekts durch Nutzung vorhandener Betriebsmittel in EZA
- $P_{AV,E}$ -Begrenzung am NVP gibt max. zu erwartende Ströme vor!
 - dauerhafte gleichmäßige P-Reduzierung in der EZA stellt nicht die Realität dar
- Betriebsmittel im Einspeisepfad von Wind und PV?
 - Auslastung bestehender Betriebsmittel muss beachtet werden
 - mehrfache Berechnung notwendig (nur Wind & nur PV jew. ohne P-Reduzierung), um max. Auslastung an allen Betriebsmitteln zu bestimmen
- Anpassung des Schutzkonzepts notwendig?
 - Kurzschlussstrombeitrag durch Neu-EZA größer
 - Schutzeinstellwerte anpassen

Auswirkungen auf die Anlagenzertifizierung

Blindleistungsvermögen

- Nachholbedarf bei den TAR hinsichtlich eindeutiger Vorgaben:
Nachfolgend die derzeitigen internen FGH-Festlegungen

Blindleistungsvermögen

- Gefordertes Blindleistungsvermögen der EZA bezieht sich i.d.R. auf installierte Leistung
 - sofern $P_{b\ inst} > P_{AV,E}$ werden die Anforderungen auf $P_{AV,E}$ bezogen
 - Ausweis im Anlagenzertifikat mit gleichmäßiger P-Reduzierung in EZA auf $P_{AV,E}$
- Unterschiedliches PQ-Vermögen der Wind- und PV-EZE
 - ➔ Doppelte Berechnung mit jeweils nur Wind und nur PV zur Ermittlung des Worst Case

Auswirkungen auf die Anlagenzertifizierung

Netzurückwirkungen und dynamische Netzstützung

Netzurückwirkungen

- Betrachtung der gesamten EZA
- Berechnungen unter Berücksichtigung des Verhältnisses S_{KV}/S_A
 - S_A : Scheinleistung der EZA unter Berücksichtigung des geforderten max. Blindleistungsaustauschs

Dynamische Netzstützung

- Betrachtung der gesamten EZA mit gleichmäßiger Leistungsreduzierung auf $P_{AV,E}$
 - größter zusätzlicher Blindstrom I_B bei Berücksichtigung aller EZE

Agenda

Aktuelle Herausforderungen am Netzanschlusspunkt

- Netzverknüpfungspunkte-Studie des BEE
 - Hintergrund
 - Lösungsansatz
 - Kernbotschaften & Ergebnisse
 - Vorteile
 - Auswirkungen auf die Anlagenzertifizierung
- **Priorisierung von Wirkleistungsvorgaben**
 - Hintergrund
 - VDE FNN FAQ-Eintrag
 - Beiblätter FGW TR3 und FGW TR8

Priorisierung von Wirkleistungsvorgaben

Hintergrund

- VDE-AR-N 41xx, Kapitel 8.1 „Betrieb der Kundenanlage“:
Regelung der Priorisierung bei sich widersprechenden technischen Vorgaben der TAR bislang ohne Einordnung für marktgetriebene Vorgaben

Priorisierung	Aufgabe / Wirkungsweise
1 (hoch)	Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln
2	Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung
3	Vorgaben an das Netzsicherheitsmanagement (NSM) durch den Netzbetreiber
4	Einhaltung der Anforderungen an Verhalten bei Über- & Unterfrequenzen P(f)-Regelung
5	Einhaltung der Anforderungen an Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung
6 (niedrig)	Frequenzregelung (Regelleistung)

Priorisierung von Wirkleistungsvorgaben

VDE FNN FAQ-Eintrag

- Leistungssteigerung bei einem Unterfrequenzereignis hat Priorität gegenüber der Leistungsvorgabe des Direktvermarkters bzw. generell Leistungsvorgaben Dritter!
- Ab 01.10.2024 gilt:
Bei Aufnahme des Netzparallelbetriebs der ersten EZE der EZA oder einer Aktualisierung eines bestehenden Anlagenzertifikates ist der Nachweis per Herstellererklärung und darauf basierender Bewertung im Anlagenzertifikat ausreichend.
- Ab 01.03.2025 gilt:
Bei der Aktualisierung oder Neuausstellung von Einheitenzertifikaten oder Komponentenzertifikaten ist der Nachweis per akkreditierter Typprüfung nach FGW-TR3 und darauf basierender Bewertung in den Einheiten- und Anlagenzertifikaten akkreditierter Zertifizierungsstellen nach FGW-TR8 zu führen. Für Prototypen gelten auch hier die Regelungen des Kapitel 12.

Priorisierung von Wirkleistungsvorgaben

Beiblätter FGW TR3 und FGW TR8

FGW TR3 – Beiblatt 1

- Ergänzung der FGW TR3 Rev. 26 um das Prüfverfahren zur Priorisierung der Wirkleistung bei einem Unterfrequenzereignis bei gleichzeitiger Vorgabe durch Dritte bzw. durch das NSM des Netzbetreibers.
- Prüfverfahren kann entweder am EZA-Regler oder an der EZE durchgeführt werden
- Acht Arbeitspunkte mit unterschiedlicher Frequenz-Vorgabe ($P(f)$) und unterschiedlicher Wirkleistungsvorgaben (NSM und/oder durch Dritte) sind anzufahren und aufzuzeichnen
 - Start und Ende des Prüfverfahrens bei verfügbarer Wirkleistung
 - Aufzeichnung von Sollwertvorgabe durch das NSM, durch Dritte und durch $P(f)$ -Kennlinie, sowie Wirkleistung und Frequenz

FGW TR8 – Beiblatt 3 (gültig seit 01.11.2024)

- Ergänzung der FGW TR8 Rev. 9 um den folgenden Nachweis:
„Priorisierung des NSM vor $P(f)$ Regelung sowie die Priorisierung der $P(f)$ Regelung vor der Sollwertvorgabe durch Dritte ist umgesetzt.“

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Gabriel Schwarzer

Gabriel.Schwarzer@fgh-zertifizierung.de

www.fgh-zertifizierung.de | +49 241 99 78 57 137

