

Spannungsebenen-übergreifendes Netzgraphenmodell – Anwendungsbeispiel: Vernetzte EE-Kraftwerkstypen

Maik Plenz*, Florian Grumm, Marc Florian Meyer und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85

*E-Mail: maik.plenz@hsu-hh.de

Kurzfassung—Zukünftig kommt es zu einer steigenden geografischen, temporären Energieautarkie und Rückspeisung durch die dezentrale Bereitstellung von alternativen Energien. Dadurch verstärkt sich der Bedarf an dynamischen Lastflussberechnungen und Analysen kritischer Netzabschnitte im Stromnetz. Abhilfe kann ein Netzgraphenmodell schaffen, welches am Beispiel vernetzter EE-Kraftwerke erläutert wird.

Stichworte—Netzgraphen, Netzmodelle, Virtuelles Kraftwerk, Flächenkraftwerk, Verbundkraftwerk

I. EINLEITUNG

Das energiepolitische Zielviereck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz und Umweltverträglichkeit gilt als Richtungsvorgabe der deutschen Energiepolitik. Zukünftigen stellen dezentrale Einspeisung bzw. Verbünde, temporär energieautarke Regionen oder sogenannte Flächenkraftwerke, vor allem Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Dies findet hauptsächlich in Verteilnetzen statt, die den Fokus dieser Arbeit darstellen. Die Vereinfachung komplexer Netzrechnungen und Netzabschnitte über mehrere Spannungsebenen hinweg, auf Basis eines Netzgraphen, ermöglicht u.a. die sofortige Lokalisierung von autark agierenden oder rückspeisenden Netzgebieten [1]. Dies erlaubt den Planern von Stromnetzen (bspw. Verteilnetzbetreibern) eine schnelle Identifizierung kritischer Netzabschnitte. Gleichzeitig kann eine Leistungsfluss- und Wirkungsdarstellung existierender und zukünftiger, alternativer und konventioneller Einspeiseanlagen und Verbraucher ermöglicht werden. Das Ziel des Papieres ist die Erläuterung des Graphenmodells anhand von vernetzten EE-Kraftwerken. Diese werden hierfür verglichen und erstmalig qualitativ / definatorisch abgegrenzt.

II. MODELLANSATZ UND VERNETZTE KRAFTWERKSTYPEN

A. Hintergrund

Die Forschung bietet einen reichhaltigen Pool an Systemen zur Vereinfachung von Netzen oder umfassenden Netzgebieten. Die Notwendigkeit zur Vereinfachung ist begründet durch:

- eine Erhöhung der Wahrscheinlichkeit qualitativ und quantitativ, repräsentativer Aussagen zur Analyse, Bewertung und Simulation von Netzzuständen, temporären

Zustandsveränderungen und/oder numerischen Szenarien,

- die energielogistisch stark variierenden Netztopologien im Gesamtnetzbestand der unterschiedlichen Netzbetreiber im Verteilnetzbereich als auch in übergelagerten Netzbereichen sowie
- die begrenzten Rechner- und Personalkapazitäten, die eine vollständige Einbeziehung aller Topologien, Schaltzustände und Betriebsgrößen ausschließen.

Zielstellung aller Modelle (auch des Netzgraphenmodells) ist die Simulation des abgebildeten Systems und die Analyse des Einflusses statischer oder wechselnder Parameter auf das Systemverhalten. Eine Übersicht zu den jeweiligen Netzmodellmethoden findet sich in [2], [3]. Das Graphenmodell erweitert diese Eigenschaften um weitere Vorteile. Hierzu gehört aufgrund weniger Komponenteninformationen, eine maximal vereinfachte Darstellung der quantitativen Netzeigenschaften. Gleichzeitig existiert eine vereinfachte Einbindung manueller oder automatisierter, spezifischer Informationen im Modell und die Wandlung von realen Versorgungsnetzen zu Strahlennetzen ermöglicht eine intuitive und fassbare Bestimmung von Leistungs- und Lastflüssen über alle Spannungsebenen in erster Näherung.

B. Vorstellung des Netzgraphenmodells

Das Modell wandelt eine reale Netzstruktur in eine Baum- bzw. Graphenstruktur mit Knoten und Kanten um, auch über mehrere Netzebenen hinweg. Die höchste Spannungsebene bildet die Wurzel des Baumes und die Erzeugungsanlagen bzw. Verbraucher sind die Blätter. Netzanschlusspunkte sind die inneren Knoten. Abb. 1 zeigt ein zufälliges Netzgebiet, welches die Umwandlung der realen Strukturen in die vereinfachte Darstellungsform ohne komplexe Netzstrukturen durchlaufen hat. Die auftretenden Maschen- oder Ringsysteme werden bei homogener Lastverteilung an den Knoten der minimalen Spannung aufgetrennt. Zur überschlägigen Ermittlung des Spannungshubes ΔU einer Leitung mit den Eigenschaften (l_L, R_L, X_L) und installierten Anlagen P_{inst} dient:

$$\Delta U = (l_L \cdot R_L \cdot \cos \varphi + l_L \cdot X_L \cdot \sin \varphi) \cdot I \quad (1)$$

$$I = \frac{P_{inst}}{3 \cdot U_{(1)n}} \quad (2)$$

Die Umspannstationen (V, VI, VII) versorgen jeweils separate Mittelspannungsabschnitte. Alle Anlagen und Lasten sind durch ihre momentane Leistung $p_i(t)$, ihre innere Verknüpfung, die Einordnung in das Netzgebiet und die Spannung am Anschlusspunkt charakterisiert.

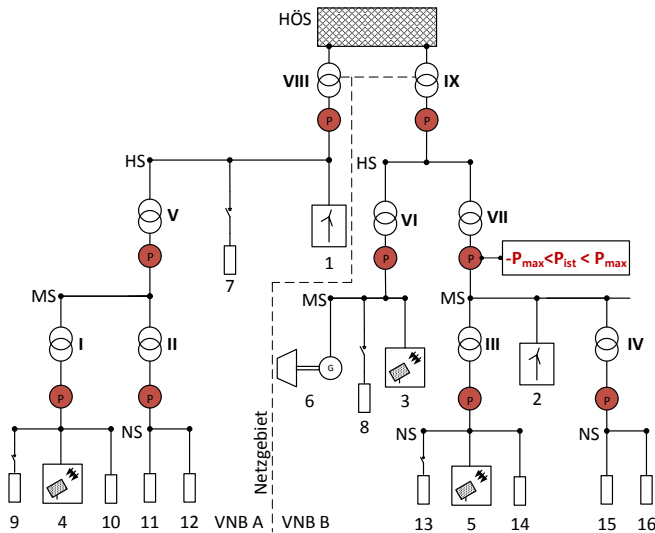


Abbildung 1: Vereinfachte Netzdarstellung, mit (1) Wind-, (3) PV-, (6) Biomasseanlagen sowie (7) Lasten im Netzgebiet der VNB A und B

Die Umwandlung des Netzes in ein Baumdiagramm ist in Abb. 2 dargestellt. Beispielhaft wird hier nur der Netzgraph des Verteilnetzbetreibers 2 abgebildet, beginnend an der Hochspannungsebene. Alle Netzverknüpfungspunkte (m) sind in römischen Ziffern nummeriert und alle Anlagen (n) mit arabischen.

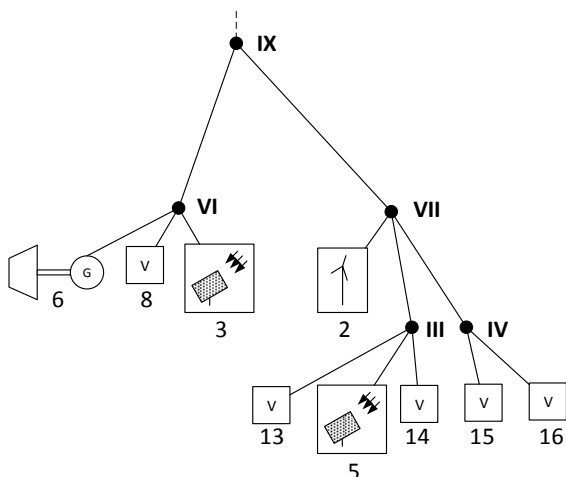


Abbildung 2: Baumgraph des Netzes, Auszug (Top-Down), beginnend bei Knoten IX des Verteilnetzbetreibers B

Gleichzeitig wird die Struktur hinter den verknüpften Anlagen ebenfalls vereinfacht. Eine mögliche Strangstruktur

von Verbrauchern kann als Summation des Verbrauches angesehen werden und als eine Last zusammengefasst werden, in Abb. 3. Dies gilt für ein beispielhaftes ländliches Netz mit überwiegender Ein- und Zweifamilienhäusern [3], [4].

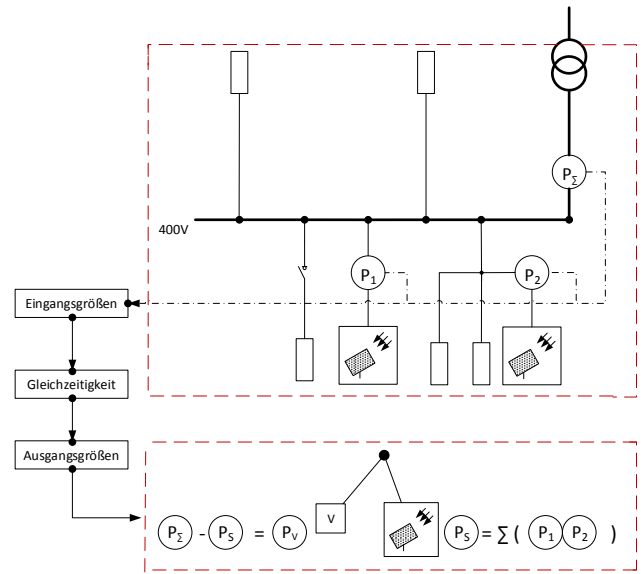


Abbildung 3: Siedlungstyp Ein- und Zweifamilienhäuser niedriger Dichte - Netzdarstellung (oben) und Vereinfachung der Strukturen (unten)

Diese Vereinfachung gilt nur unter der Bedingung, dass bei Haushaltslastprofilen die Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors (G) Beachtung findet. Grundsätzlich handelt es sich beim Gleichzeitigkeitsfaktor um Annahmen und Erfahrungen, die eine wichtige Größe zur Bestimmung der Last annehmen. Zur Auslegung der Betriebsmittel wird die Maximallast abgeschätzt:

$$G = \frac{\max_t \{ \sum_{x=1}^v P_x(t) \}}{\sum_{x=1}^v \max_t \{ P_x(t) \}} \quad (3)$$

Es wird durch eine Gruppenkalkulation von Endabnehmern das Verhältnis der maximalen Summenlast zur Summe der maximalen Einzellasten für v Verbraucher (Lastprofile von Haushalten) zum Zeitpunkt t definiert. Somit gilt grob, je mehr Verbraucher über ein Betriebsmittel (z.B. Leitung nahe der Sammelschiene) versorgt werden, desto geringer muss es in Bezug auf die Gesamlast bzw. im Verhältnis zur Gesamlast dimensioniert werden, da die Leistung pro Hausanschluss sinkt. Die hieraus resultierende Spitzenleistung (P_G), abhängig von der Anzahl der Haushalte (bzw. ihrer Anschlussleistung P_x) kann mit der Gleichung (4) aus (VDEW 1984) approximiert werden:

$$P_G(x) = P_x \left[G_\infty + (1 - G_\infty) \cdot x^{-\frac{3}{4}} \right], \quad \text{mit } G_\infty \text{ für } x \rightarrow \infty \quad (4)$$

Typische G_∞ -Werte für elektrifizierte Haushalte bewegen sich zwischen 0,06 (vollelektrisch) bis 0,20 (Grundbedarf) nach [5]. Dies kann ebenfalls für Windkraftanlagen oder PV-Parks und bei Bedarf in weitere Ebenen des Modells - mit zusätzlichen Knoten - ausgebaut werden. Bei Erzeugungsanlagen dient die Gleichzeitigkeit bzw. Ungleichzeitigkeit als Maß der räumlichen Simultanität der Erzeugung [6]. Zur schnellen mathematischen Analyse der Verknüpfungen werden die Matrizen AK und VK erstellt. Die $m \times n$ -Matrix

AK (Anlage an Knoten) verknüpft die jeweilige Anlage n mit dem korrespondierenden Anschlusspunkt m . Eine 1 in der entsprechenden Spalte bedeutet *verbunden*, wobei jede Anlage nur an einem Anschlusspunkt angeschlossen sein darf.

$$AK = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Unterhalb jeder Matrize findet sich das COO-Format, kurz für: Koordinaten-Format in Tabelle I, welches die Matrizenform für große Netzgebiete zu Übersichtszwecken, Speicherbelegungsreduktion und Erhöhung der IT-Ausführungsgeschwindigkeit komprimiert [8].

Tabelle I: Auszug der COO – Komprimierung der **AK**-Matrix (Spalte 1-8)

	81	72	63	14	35	66	87	68
m	8	7	6	1	3	6	8	6
n	1	2	3	4	5	6	7	8

Die quadratische Matrix **VK** (Verknüpfung unter Knoten) hat die Dimension n und beschreibt den Zusammenhang der einzelnen Netzknoten. Schleifen, also mehrfache Kanten sind mit dem Modell bisher nicht vereinbar.

$$VK = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix} = \begin{cases} 0, & \text{nicht verbunden} \\ 1, & \text{verbunden} \end{cases}$$

Tabelle II: COO – Komprimierung der **VK**-Matrix

	51	52	73	74	85	96	97
m	5	5	7	7	8	9	9
n	1	2	3	4	5	6	7

Die Leistung bzw. Last an jedem Knoten \bar{P}_k ist dann als Matrix-Vektor-Produkt aus der Momentanleistung \bar{P} und den Anschlüssen definiert:

$$\bar{P}_k = \begin{pmatrix} K_1 \\ K_2 \\ K_3 \end{pmatrix} = AK \cdot \bar{P},$$

$$\text{für alle } \begin{cases} \bar{P} = P_{mn}, & \text{wenn } k = 1 \\ \bar{P} = P_{mn} \cdot G_{\infty}(k), & \text{wenn } k \geq 2 \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{KG} = (1 + VK + VK^2 + \dots + VK^n) \cdot AK \cdot \bar{P} \\ = \bar{P}_k (1 + VK + VK^2 + \dots + VK^n) \quad (6)$$

Die summierte Leistung an jedem Knoten (P_{KG}) ergibt sich aus der Summe der n -Potenzen von **VK** und der Multiplikation mit der direkt eingespeisten Knotenleistung \bar{P}_k nach Formel (6). Wobei die Matrix **VKⁿ** singular ist, wenn der Graph keine Schleifen enthält. Weitere Ausführungen zum Modell finden sich in [1].

C. Definition vernetzter Kraftwerkstypen

Nachfolgend werden die vernetzten Kraftwerkstypen anhand bisheriger wissenschaftlicher Quellen definiert und ihre zugehörigen Eigenschaften aufgezeigt. Dabei teilen sie sich in virtuelle Kraftwerke, Verbund- & Flächenkraftwerke auf.

Virtuelles Kraftwerk

Virtuelle Kraftwerke (kurz: VK) sind nicht allgemeingültig definiert [9] [10]. Im generellen Verständnis bilden sie eine informationstechnisch gesteuerte Einheit aus aggregierten Energiewandlungs- oder Speichersystemen. Die transformierte Energie wird zentral geregelt und in das Stromnetz eingespeist/entnommen. Weiterhin werden sie mit den Begriffen virtuelle Einheit, Kombikraftwerk, Schwarmkraftwerk, Dezentrale Energieanlagen-Cluster gleichgesetzt. Virtuelle Kraftwerke können:

- Kommunikationssysteme oder die Einbindung von EE-Anlagen in Netze beschreiben bzw. aus einer Anzahl von kleinen dezentralen, verbundenen Erzeugungsanlagen, disponible Kraftwerksleistung ersetzen. [11]
- als reine Verknüpfung von Energiewandlungssystemen definiert werden. [12]
- fossile Erzeugungsanlagen beinhalten. Die Steuerung erfolgt durch ein Energiemanagementsystem. [13]
- durch die Einbindung von EE-Anlagen in die MS-Ebene und unterlagerten Netze beschrieben werden. [14]
- flexible Zusammenschaltungen von EE-Anlagen sein, die auf dem Großhandelsmarkt oder im SDL-Sektor, Energie oder Dienstleistungen anbieten. [15]
- eine Gruppe dezentral verteilter, aber zusammengeschalteter Mikro-KWK darstellen, die Privatverbraucher oder Industrien mit Strom, Wärme und Kälte versorgen. [16]
- als IT-Vernetzung dezentraler Anlagen (zur Erzeugung und Speicherung) durch ein zentrales Lastmanagement Strom und Wärme bereitstellen. [17]

Als Synthese wird für virtuelle Kraftwerke festgelegt:

Ein *virtuelles Kraftwerk* ist ein Zusammenschluss steuerbarer und nichtsteuerbarer, geografisch verteilter, dezentraler Erzeugungseinheiten, Energiespeichersystemen und steuerbaren Lasten. Diese mittels IKT verbunden Einheiten bilden eine imaginäre („virtuelle“) Kraftwerkseinheit, welche den Leistungsfluss zwischen den Komponenten planen, überwachen und steuern kann. Das Ziel ist die Reduktion von Erzeugungskosten und ausgestoßenen THG-Emissionen. Durch eine Optimierung des Fahrplanes und der bedarfsgerechten Vermarktung ist die Summe der ökonomischen Überschüsse aller Einzelanlagen kleiner als die des gesamten virtuellen Kraftwerkes.

“Regionale virtuelle Kraftwerk” setzen sich aus Anlagen zusammen, die an einem Netzstrang angeschlossen sind. Das Gesamtpotential dieser Anlagentypen wird als zu gering angesehen (fehlende Strukturen im IKT Bereich, hoher Aufwand, keine Standardlösungen, ungeklärte Regularien), weshalb keine weitere Betrachtung erfolgt [18].

Verbundkraftwerk (EE)

Ein *Verbundkraftwerk (EE)* kombiniert flexible regelbare Einheit nicht nur Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen samt Batteriespeichern, sondern integriert und vermarktet als Alleinstellungsmerkmal die erzeugte Energie über einen oder mehrere Verknüpfungspunkte direkt in das 380 kV Übertragungsnetz. Die Verknüpfung und Steuerung der Anlagen erfolgt in einem privaten Strom- und IT-Netz.

Die Dezentralität der Anlagen wird begrenzt durch $F_{Verbund}$:

$$F_{Verbund} = (-I_{0,EK} - I_{0,FK}(1+i)^{t_{ges}}) + \sum_{t=1}^{t_{ges}} \frac{(G_{\text{Überschuss}}(t) - K_{\text{fix}}(t))}{(1+i)^t} + G_{\text{Rest}}(1+i)^{t_{ges}}$$

bei $F_{Verbund} > 0$ (7)

Dieser beschreibt die ökonomische Sinnhaftigkeit der getätigten Investition (bestehend aus Eigen- $I_{0,EK}$ und Fremdkapital $I_{0,FK}$) in Summe zum abgezinsten Zahlungsstrom und Resterlös (G_{Rest}). Im Zahlungsstrom wird die Differenz aus Einzahlungen ($G_{\text{Überschuss}}$: Überschüsse aus dem Verbundsystem) und Auszahlungen (K_{fix} : Kosten für Wartung und Instandhaltung) pro Periode (t) berechnet.

Desto näher die EE-Anlagen und Speicher positioniert werden, umso geringer ist die Länge des für sie errichteten Sammelnetzes. Diese speist über einen Trafo in das 220/380 kV System ein. Verbundkraftwerke verknüpfen somit Erzeugung und Wandlung in speicherbare Energieträger vor dem Netzverknüpfungspunkt miteinander. Die Abgrenzung zu anderen Begrifflichkeiten, wie denen, des konventionellen (Kombination aus Kohle und Erdgas [20]) oder virtuellen (automatisierte Steuerung von Biogasanlagen mit dem Fokus auf Netzstabilität [19]) Verbundkraftwerkes, erfolgt durch den Zusatz (EE).

Der Begriff des *Flächenkraftwerkes* (auch topologisches Kraftwerk) basiert auf der steigenden Bedeutung der Verteilungsnetze als Stützstelle der transienten Systemstabilität in Übertragungsnetzen. Durch einen steigenden Anteil von dezentralen EE-Anlagen in den Verteilnetzebenen können diese Anlagen, je nach Netzkapazität oder durch Vorgaben der Netzleitware, Systemdienstleistungen zur Netzstützung erbringen [21]. Dies gilt für die Erbringung von Momentanreserve, Kurzschlussleistung oder zur Spannungsstabilisierung. Flächenkraftwerke aggregieren Flexibilität und Beiträge zur Systemsicherheit. Eine Koordination erfolgt in Absprache mit verbundenen Netzbetreibern (ÜNB, VNB) im Rahmen einer Kaskade [22] [23].

Ein Flächenkraftwerk weißt sich ebenfalls durch die Überpeisung der Maximallast an einem definierten Übergabepunkt in Abb. 1, I bis XI, aus. Die geografische Verteilung der Anlagen im Netzgebiet wird in den meisten Literaturquellen als großflächiger als im virtuellen Kraftwerk angesehen, meist erstreckt sie sich über ein gesamtes Netzgebiet eines oder mehrerer Verteilnetzbetreiber. Die Definition eines Netzgebietes bzw. Netzfläche A_{Netz} eines Flächenkraftwerkes ist dabei bisher noch nicht explizit definiert. Einigkeit besteht, dass der Begriff des Netzgebietes, i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG räumlich beschränkt ist und es lediglich einen Grundversorger geben kann. Umstritten ist, wie diese räumliche Einschränkung auszusehen hat, da weder § 36 EnWG noch das übrige Energierecht eine Definition eines Netzgebietes beinhalten.

Aus diesem Grund wird hier als (NS/MS-)Netzgebiet bzw. Netzfläche definiert, wer ab einer Ortsnetzstation (ONS) oder Umspannstation (USS) an ein Niederspannungssammelschiene bzw. MS-Sammelschiene angeschlossen ist sowie die damit verbundenen Gemeinde- und Gebietsgrenzen. Eine Kumulation mehrerer, lokaler ONS und Transformatorabgänge zur Vervollständigung der Gemeinde- oder Begrenzungsfläche der Betrachtung wird hierbei explizit mit einbezogen. Einige Quellen weisen Flächenkraftwerke als Kombination von EE-Anlagen aus, denen eine großflächige Kommunikationstechnik und Steuerung fehlt [24]. Sogenannte Freiflächenkraftwerke, die eine bodennahe PV-Anlage großen Maßstabs repräsentieren, werden definitorisch aus der Betrachtung ausgegrenzt [25].

Tabelle III: Vergleich der vernetzten EE-Kraftwerkstypen

Eigenschaften	Virtuelles Kraftwerk	Verbundkraftwerk	Flächenkraftwerk
Erzeugungseinheiten	PV, WEA, BIO, WK, KONV,	PV, WEA, BIO ¹	PV, WEA ¹
Speicher	Ja	Ja	Ja
Steuerbare Verbraucher	Ja	Nein (außerhalb Speicher)	Ja
Netzebenen (Anlagenintegrationsebene)	≤ HS - Ebene	≤ HS - Ebene	≤ HS - Ebene
Netzebenen (beansprucht)	Alle	Private Sammelnetze mit öffentlichem HÖS-Anschluss	≤ HS - Ebene
Steuerung	zentral, dezentral	zentral	zentral
Primäre Zielstellung	Energiemarkt, SDL ²	Systemdienstleistungen	Netzstabilität

¹ Abkürzungen: PV = Photovoltaik; WEA = Windenergie, BIO = Biomasse/-gas, WK = Wasserkraft, KONV. = Konventionelle Erzeuger

² Weitere Anlagentypen möglich; ² Abhängig vom Anlagenportfolio

D. Qualitative Gegenüberstellung der vernetzten EE-Kraftwerkstypen

Die Tabelle III fasst die nach aktueller Forschung bestehende qualitative Beschreibung, der untersuchten Kraftwerkstypen zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass bei der Betrachtung die räumliche und damit energielogistische Verteilung eine Rolle spielt [26]. Netzkapazitäten dienen demzufolge als Unterscheidungsmerkmal.

Eine Zusammenfassung der Typen in Bilanzkreise kann bei netztechnisch verteilten virtuellen Kraftwerken nicht sichergestellt werden. Die Regelung dieser Einheiten kann demnach bspw. aus ökonomischen Gründen gegen die netzstabilisierende oder vom Bilanzkreisverantwortlichen prognostizierte Regelung erfolgen und einzelne Netzabschnitte zusätzlich belasten. Die Homogenität aller vorgestellten EE-Kraftwerkstypen ist neben der Einbindung von EE-Anlagen über verschiedene Netzebenen auch in der Steuerung der Anlagen über IKT zu finden. Die Abbildung dieser IKT entfällt aufgrund der vielfältigen Ansätze.

III. ANWENDUNGSFALL: VERNETZTES EE-KRAFTWERK

Anhand des Beispiels aus Abb. 1 wird die Nutzung des Graphenmodells in vernetzten EE-Kraftwerken erläutert, in Abb. 4.

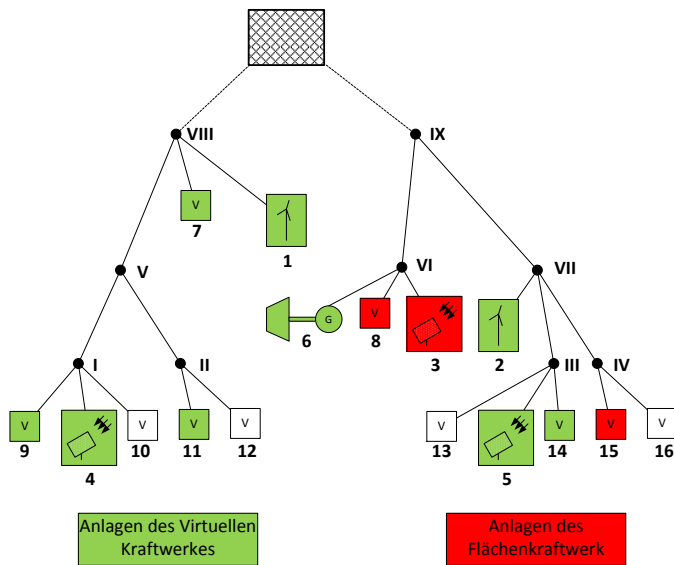


Abbildung 4: Netzgraph nach Abb. 1

Hierzu werden einige Nebenbedingungen angeführt.

- Alle Knoten K_n unterliegen der Bedingung:
$$\forall K \begin{cases} K_n = 1, & K = \text{Spannungsänderung} \\ K_n = 0, & \text{einheitliche Spannungsebene} \end{cases}$$
- Alle Kanten können nur Werte von 0 / 1 annehmen.
- Es besteht keine direkte (außerhalb des ÜNB-Netzes) energielogistische Verknüpfung zwischen VNB A und VNB B, in Abb. 1.
- Es gibt je Netzgebiet (VNB A, VNB B) einen oder mehrere Bilanzkreisverantwortliche.

- Die Einheiten des virtuellen Kraftwerkes sind VNB-übergreifend über das gesamte in Abb. 1 dargestellte Netzgebiet verteilt und in beiden Verteilnetzgebieten zu finden.

Die Zuordnung aller im Netz befindlichen, (fern-)regelbaren Anlagen erscheint zum aktuellen Zeitpunkt noch unrealistisch. Es erscheint hingegen möglich, dass auf Grundlage bi- oder multilateraler Rahmenverträge, Erzeugungs- wie Verbrauchseinheiten auch mehreren vernetzten EE-Kraftwerkstypen zugeordnet werden können. Ihr Einsatz könnte sich dann nach der Durchsetzung vorgegebener regulatorischer Rahmen (z. B.: siehe §13 EnWG) oder einer definierten Einsatzreihenfolge richten.

A. Mathematische Beschreibung und Lösungsansatz

Am Beispiel einer Energienachfragesituation (z. B.: zur Stabilisierung des Netzes oder Nachfrage nach positiver Regelleistung) werden die mathematischen Eigenschaften der vernetzten EE-Kraftwerkstypen beschrieben.




- Virtuelle Kraftwerke* weisen keine expliziten Besonderheiten bei der Verknüpfung auf.
- Bei *Flächenkraftwerken* können nur jene Matrizen VK oder $AK = 0$ oder 1 sein, die im Einzugsbereich des VNB liegen, also die Knoten III, IV, VI, VII und IX. Die in dem Netzgebiete (also Strang, Netzebene oder gesamten Netzgebiet) erzeugte Leistung $P_E(t)$ muss gleich oder größer der zum Zeitpunkt $P_L(t)$ geforderten Last sein.
- Verbundkraftwerke* weisen sich durch eine positive Wirkleistung ($P_E(t) > 0$) an ihrem Netzeinspeisepunkt im öffentlichen Netz aus. Eine Verbindung mit dem höchsten Verknüpfungspunkt ist erforderlich.

Es wird der Einfluss des virtuellen Kraftwerkes und des Flächenkraftwerkes für Abb. 4 verglichen. Hierfür wird eine Unterteilung in die in dem Netzgebiete erzeugte Leistung $P_E(t)$ und zu diesem Zeitpunkt $P_L(t)$ erforderliche Last je Knoten vorgenommen. Der Vergleich erfolgt anhand der AK -Matrizen der jeweiligen Kraftwerke. Es gilt, wenn:

$$m_{AK,VK} = m_{AK,FK} \text{ und } n_{AK,VK} \neq n_{AK,FK}$$

dann kann ein Beitrag der Momentanleistung im Zeitpunkt $\bar{P}_K(t)$ zur Netzstabilisierung der beiden Kraftwerkstypen analysiert werden. Tabelle IV verdeutlicht die beiden untersuchenden Kraftwerkstypen zur Netzstabilität beitragen können, aber diese ggf. auch gefährden. Die möglichen Optionen sind in einem Ampelsystem gekennzeichnet, beginnend bei unkritisch (grün), zu beobachten (gelb) bis zu potentiell kritisch (rot). Sie beziehen sich auf die Momentanleistung der FK und VK zu einem Zeitpunkt, z. B.: Momentanleistung einer, zu einem virtuellen Kraftwerk gehörenden Erzeugungsanlage $\bar{P}_{E,VK}(t)$.

Tabelle IV: Warnsystem vor dem oder beim geplanten Einsatz eines Flächenkraftwerkes (Formel 8-10)

Phase	Bedingung
	$\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $AK \cdot (\bar{P}_{E,VK}(t) + \bar{P}_{L,VK}(t)) >$ $AK \cdot (\bar{P}_{E,FK}(t) + \bar{P}_{L,FK}(t))$
	$\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $AK \cdot (\bar{P}_{E,VK}(t) + \bar{P}_{L,VK}(t)) =$ $AK \cdot (\bar{P}_{E,FK}(t) + \bar{P}_{L,FK}(t))$
	$\bar{P}_K(t) = 0$ oder $\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $AK \cdot (\bar{P}_{E,VK}(t) + \bar{P}_{L,VK}(t)) <$ $AK \cdot (\bar{P}_{E,FK}(t) + \bar{P}_{L,FK}(t))$

Wenn demnach die Momentanleistung des virtuellen Kraftwerkes über der Momentanleistung (oder vorgehaltenen Leistung) des Flächenkraftwerkes an einem oder allen Knoten liegt, kann der wirtschaftlich getriebene Einsatz ggf. zu einer destabilisierenden Netzsituation führen. Es können dabei vier Fälle eintreten:

1. Das virtuelle Kraftwerk speist kurzfristig Strom in ein bereits stark überspeistes Netz ($U(t) \gg U_n$) ein und reduziert gleichzeitig die Last, um am Strommarkt, z. B.: positive Regelleistung zu Erlösen. Eine Gegensteuerung durch die Anlagen eines Flächenkraftwerkes reduziert die Netzdestabilisierung nicht ausreichend, da die vorgehaltene Regelleistung nicht der, des virtuellen Kraftwerkes entspricht.
2. Das virtuelle Kraftwerk speist kurzfristig Strom in ein stabiles Netz ($U(t) \approx U_n$) ein und reduziert gleichzeitig die Last, um am Strommarkt, z. B.: positive Regelleistung zu Erlösen. Gleichzeitig reagiert der Verteilnetzbetreiber auf eine überlagerte oder unterlagerte, drohende Netzinstabilität mit dem zusätzlichen Einspeisen von Leistung und Absenken der Last durch die Anlagen seines Flächenkraftwerkes. Die Effekte können sich überlagern, ein weiterer Netzbereich wird (kurzfristig) destabilisiert.
3. Entspricht Fall 1 nur in umgekehrter Richtung (Ziel: Erlös von negativer Regelleistung).
4. Entspricht Fall 2 nur in umgekehrter Richtung (Ziel: Erlös von negativer Regelleistung).

Um das Netz in einer potentiell kritischen Phase zu stabilisieren, müssen nach ggf. unzureichenden Einsatz der verknüpften Anlagen des Flächenkraftwerkes, weitere Maßnahmen wie Einspeisemanagement, Einzelstrangregelung, Q(U) - Regelung, Eingriffe über einen oder mehrere rONT oder weitere Optionen ergriffen werden.

IV. FAZIT

Die, in dieser Arbeit untersuchten Modelle zur Vereinfachung der spannungsübergreifenden Netzberechnung, sollen die bisherigen rechenaufwendigen und komplexen Analyse-

und Abbildungsverfahren von Verteilnetzstrukturen vereinfachen. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass die Umwandlung bestehender Netzstrukturen in Netzgraphenmodelle, unter der Einbeziehung mittlerer Betriebsmittelinformationen, zu einer effizienten Vereinfachung der Betrachtung führen kann [1].

Nun erfolgte eine Anwendung auf zukünftig verstärkt auftretende vernetzte EE-Kraftwerkstypen. Diese Anwendung zeigt, dass einfache Berechnung den Zustand der Netze abbilden, und mit den laufenden oder geplanten Einsatzzwecken der Kraftwerkstypen abgleichen kann. Zukünftig könnten somit auch Fragestellungen zur Auswirkung weiterer Fälle behandelt werden, wie zum Beispiel ob bei Lastabwurf die gleichen Probleme wie bei einer Überspeisung entstehen oder welche Überlagerungen einzelne Anlagen in Strängen verursachen.

LITERATUR

- [1] F. Grumm, M. Plenz, D. Schulz und K. Lehmann, „Graphical analysis method to identify power-balanced grid areas for intended islanding operation.“, *4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Palermo, Italy, 22-25 November 2015, ISBN: 978-1-4799-9981-1.
- [2] M. Plenz, K. Lehmann, „Structurally weak areas: Benchmark Energy Distribution Networks based on statistical Analysis.“ *International Academic Forum AMO - SPITSE - NESEFF*, 20.-25.06.2016, Moscow / Smolensk, Russia, 2016; ISBN: 978-5-91412-313-7
- [3] T. Lühn et al.: „Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level.“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Volume 3, Springer Verlag, Wiesbaden, 2014.
- [4] J. Scheffler, *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*: Dissertation, 2012.
- [5] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, 1. Auflage. Frankfurt am Main: VWEW Verlag, 1995.
- [6] M. Plenz, K. Lehmann, „Gleichzeitigkeit als Leistungsgröße: Inter- und Intra-Klassen-Leistung volatiler EE-Einspeiser.“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Volume 42, Springer Verlag, Wiesbaden, 2018.
- [7] C. Hille, „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung.“ *Internationaler ETG-Kongress Berlin 2013*, VDE-Verlag GmbH: Berlin.
- [8] C. Überhuber, *Computer-Numerik 2*. Springer-Verlag, Wiesbaden, 2013.
- [9] H. Saboori, M. Mohammadi, R. Taghe, „Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types.“ *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Asia-Pacific. IEEE, 2011. S. 1-4.
- [10] C. Kiény, „On the concept and the interest of virtual power plant: Some results from the European project Fenix.“ *IEEE Power & Energy Society General Meeting IEEE*, 2009. S. 1-6.
- [11] B. Droste-Franke, H. Berg, A. Kötter, et. al, *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*. (Vol. 36). Springer-Verlag, 2009.
- [12] U. Arndt, S. von Roon, U. Wagner, „Fachthemen-Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?“ *BWK-Das Energie Fachmagazin* 58.6 (2006): S. 52-57.
- [13] P. Lombardi, M. Powalko, K. Rudion, „Optimal operation of a virtual power plant.“ *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2009. S. 1-6.
- [14] D. Hropko, J. Ivaneký, J. Turček, „Optimal dispatch of renewable energy sources included in virtual power plant using accelerated particle swarm optimization.“ *ELEKTRO*, 2012. IEEE, 2012. S. 196-200.
- [15] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac, „Virtual power plant and system integration of distributed energy resources.“ *IET Renewable Power Generation*, 2007, 1. Jg., Nr. 1, S. 10-16.
- [16] EU Project, „Europe’s first Virtual Fuel Cell Power Plant.“, [Online] S. 1-3, Verfügbar:

- http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/efchp_fuelcell16.pdf, [letzter Zugriff am: 23.09.2016].
- [17] W. Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen.*, Springer-Verlag, Wiesbaden, 2016.
- [18] J. Seifert, *Regionales Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie-Intelligente Vernetzung von thermischen und elektrischen Verbrauchersystemen.*, Forschungsbericht, Technische Universität Dresden, 2013; vgl. auch Seifert, J.: *Mikro-BHKW Systeme für den Gebäudebereich*, VDE-Verlag Berlin. ISBN 978-3-8007-3475-7, 2013.
- [19] Überlandwerk Leinetal, "Überlandwerk Leinetal", [Online]. Verfügbar: http://www.uewl.de/CMS/unternehmen/umwelt_und_klimaschutz/virtuelles_verbundkraftwerk.aspx , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].
- [20] G. Bauer, M. Lovis, W. Märker, „Das Verbundkraftwerk—ein neue Variante des kombinierten Kraftwerkes“. *VGB Kraftwerkstechnik*, 1993, 73. Jg., Nr. 2, S. 120-124.
- [21] A. Schweer, „Herausforderungen der Energiewende: Flächenkraftwerk Verteilnetz, Möglichkeiten und Anforderungen an zukunftsfähige Speicherkonzepte“, *Kongress Speichertechnologien in Cottbus*, 14. November 2013, Mitnetz Strom, 2013.
- [22] BDEW und VKU (Hrsg.), „Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern.“, [Online]. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BDEW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0.pdf, . [letzter Zugriff am: 02.06.2014].
- [23] A. Schweer, „Erfahrungen und prVktische Lösungen der Verteilnetzbetreiber im Labor der Energiewende – Ostdeutschland.“, [Online]. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/20170708_Fachtagung-DSO-Erfahrungsbericht-VNB.pdf, [letzter Zugriff am: 02.06.2014].
- [24] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk: Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze*, Springer-Verlag, Heidelberg, 2016.
- [25] F. Peter, L. Krampe, I. Ziegenhagen, „Entwicklung von Stromproduktionskosten—Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende.“, [Online]. Verfügbar: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solkraftwerke_Final.pdf , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].
- [26] T. Erge, B. Wille-Haussmann, C. Wittwer, „Realisierung eines „virtuellen“ Kraftwerkprototyps im badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-Anlagen – VIRTPLANT.“, [Online]. Verfügbar: https://www.badenova.de/mediapool/media/dokumente/unternehmensbereiche_1/stab_1/innovationsfonds/abschlussberichte/2005_6/abschlussbericht200508vomfebruar2009.pdf , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].