



Netzanschlussbeurteilung und freie Netzanschlusskapazitäten

DI Esther Werderitsch
DI Michael Berger, MBA

swiss economics

16.02.2022

Motivation

- > Effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur durch Harmonisierung der Netzanschlussbeurteilung
- > Transparente Darlegung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten zur Stimulation des Ausbaus von Erneuerbaren Energien

Analyse der Praxis der gegenwärtigen Netzanschlussbeurteilung

- Fragebogen und Interviews mit Verteilernetzbetreibern

Qualitative Analyse der Anwendungsregeln (TOR) zur Netzanschlussbeurteilung

- Identifizierung von Kriterien für computergestützte Methode zur Beurteilung der Netzanschlusskapazitäten

Entwicklung einer Methode zur Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten

- Umfangreiche Simulationen zur Bestimmung des Integrationspotentials
- Methodenvergleich zwischen vier Varianten

Ziel

- > Integrationspotential für erneuerbare Energien bestimmen und durch sinnvolle Maßnahmen erhöhen.
- > Vorbereitung für die Umsetzung des § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F
- > Schaffen einer Simulationsumgebung zur Evaluierung von regulatorischen Maßnahmen.

Fragebogen und Interviews

- > Heterogenität bei der Beurteilung des Netzanschlusses sollte durch Fragebogen und Interviews aufgezeigt werden.
- > Netztopologie, Historie der Netzentwicklungen, vorhandene Spannungsebenen, örtliche Gegebenheiten, Anschlusstechnik, unterschiedliche behördliche Vorgaben unterstreichen die Heterogenität.
- > Unterschiedlicher Digitalisierungsstand erschwert eine Harmonisierung zusätzlich.

Wünsche zur Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen

- > Spitzenglättung bei Erzeugungsanlagen nach Vorbild der deutschen Spitzenkappung
- > Zusicherung der Nutzung von Smart-Meter-Messwerten durch die Netzbetreiber
- > Anreize für kapazitätserhöhende operative Maßnahmen im laufenden Netzbetrieb
- > Schärfere Vorgehensweise bzgl. Qualitätsmängel verbauter Komponenten von Erzeugungsanlagen
- > **Und:** „Anschlussbeurteilungen der einzelnen Netzbetreiber sind z.B. über die TOR bereits sehr gut harmonisiert“

Basis für Methode zur Bestimmung des Integrationspotentials

Ausschließlich Berücksichtigung von (stationärer) Spannungsanhebung und Auslastung der Betriebsmittel

- Gemeinsame Betrachtung von Mittelspannung und Niederspannung

- Prüfung Spannungsband

$$\Delta U \leq \pm 10\% U_c$$

am Endkunden bezogen auf vereinbarte Versorgungsspannung*

Netzurückwirkung	Anschluss von EZA nach TOR D2	Relevant für Methode: Bestimmung der Netzanschlusskapazität
(stationäre) Spannungsanhebung	✓	✓
Schaltbedingte Spannungsänderung	✓	✗
Flicker	✓	✗
Oberschwingung	✓	✗
Kommutierungseinbrüche	✓	✗
Unsymmetrie (Belastung)	✓	✗
Rückwirkung auf Signalübertragung	✓	✗
Zwischenharmonische Spannungen	✗	✗
Auslastung der Betriebsmittel	k.A.	✓

*Abweichend von der üblichen Norm wurde ein Spannungsband von $\pm 8\%$ in den Berechnungen angenommen. In der Wissenschaft wird dies häufig angesetzt, um einen Sicherheitspuffer zur Grenze bei Planungszwecken zu haben, da Spannungsgrenzen sehr restriktiv sind. Ergebnisse legen nahe, dass an den Kernaussagen zur Methode als auch den Maßnahmen zur Erhöhung des Integrationspotentials keine Änderungen eintreten, wenn alternativ mit $\pm 10\%$ gerechnet wird.

Bestimmung des Integrationspotentials

Übersicht – Komplexe Methode bis einfache Methode

Ziel: Entwicklung einer **durch Verteilernetzbetreiber universell einsetzbaren Methode** zur Bestimmung des **Integrationspotentials** von Erzeugungsanlagen für Verteilernetze auf Netzebene 4.

Vorgehen: Entwicklung und Vergleich **vier verschiedener Ansätze** mit **abnehmender Berechnungsgenauigkeit**, jedoch **auch abnehmender Anwendungskomplexität**

	Variante 1: Komplex	Variante 2: Lastfluss- Probabilistisch	Variante 3: Transformatorauslas- tung-Simulativ	Variante 4: Transformatorausla- stung-Messwerte
Lastflusssimulation	✓	✓	✓	✗
Prob. Anlagenverteilung	✓	✓	✓	✗
Q-Regelung	✓	✗	✓	✗
Zeitraumbetrachtung	✓	✗	✓	✗
Alle Nebenbedingungen	✓	✓	✗	✗
Ergebnisdarstellung	Bandbreite (Quantile)	Bandbreite (Quantile)	Bandbreite (Quantile)	Einzelergebnis
Erwartete Genauigkeit	Sehr präzise	Präzise	Mäßig	Grob

Methodisches Vorgehen

Grundsätzliches Vorgehen zur Bewertung der Anschlusskapazität

Grundidee: Computerbasierte Simulation eines **iterativen Zubaus** von Windenergie- und Photovoltaikanlagen **bis Grenzwertverletzung** in Netzen vorliegt

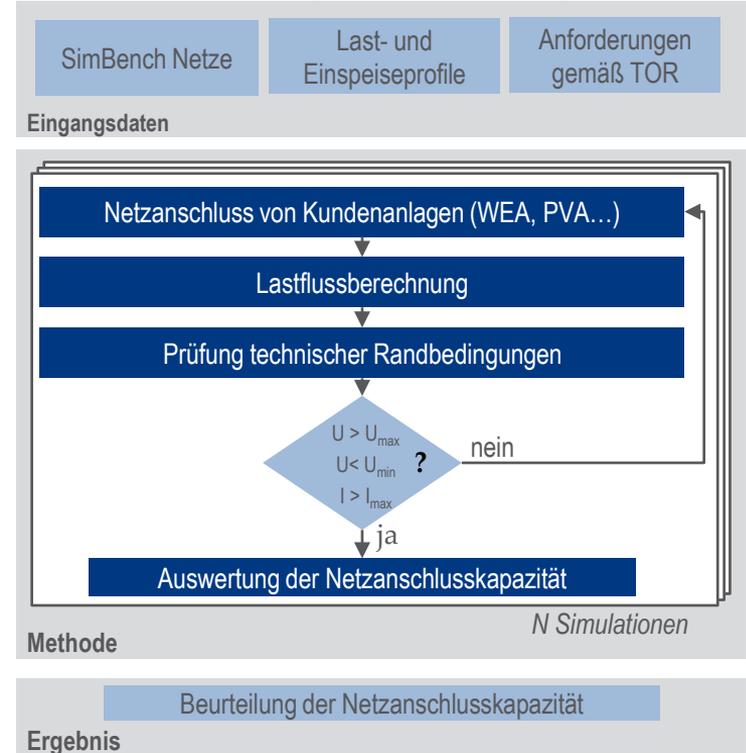
- > „klassische“ Lastflussberechnung zur Bewertung des Netzzustandes (äquivalent zur Bewertung eines einzelnen Netzanschlussbegehrens)
- > **Engpass:** Strombasierte Engpässe auf Leitungen und Transformatoren sowie **Spannungsb**andverletzungen (+/- 8% von U_n)
- > Berechnung auf **vier synthetischen SimBench-Netzen** (gemeinsame Betrachtung von Mittel- und Niederspannungsebene)

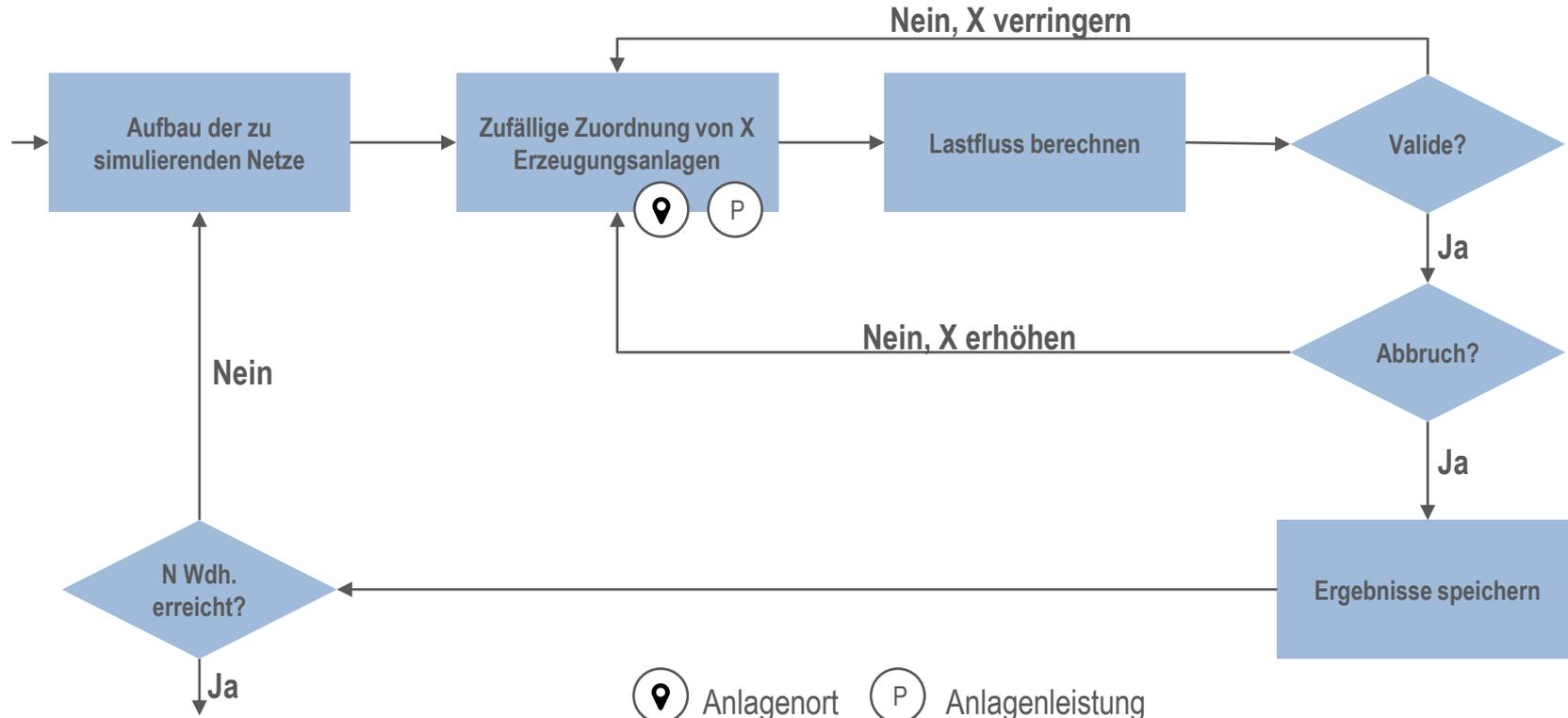
Probabilistik: 1000 zeitreihenbasierte Simulationen je Netz durch Monte-Carlo-Simulation mit Variation der

- > Anlagengröße (Verteilung gemäß österreichischen Realdaten und deutschem Marktstammdatenregister)
- > Anschlussort (Zufälliger Netzknoten in MS- oder NS-Ebene)

Ergebnis: Bandbreite des **Integrationspotentials** [MW] je Netz, ausgewiesen als **5%, 50% und 95% Quantil**

Methode zur Bewertung der Netzanschlusskapazität





SimBench¹: Benchmark-Netzdatensatz für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung

- > typisierte Netzmodelle aller Spannungsebenen inkl. Zeitreihen für das Verhalten der Netzbenutzer
- Untersuchung von 4 Netzen bei integrierter Betrachtung von Mittelspannung und Niederspannung
- > Verschiedene Charakteristika in Netzstruktur und „initialer“ Versorgungsaufgabe

Struktur	Knoten [#]	Leitungen [#]	Kabel [km]	Oberleitung [km]	Gesamtlänge [km]	Trans- formator [#]	Spannungslevel	Photovoltaik [MVA]	Wasser & Biomasse [MVA]	Last [MVA]
Städtisch	10450	10328	214,30	0,00	214,30	135	NS: 10314 MS: 135	14,24	2,9	49,71
Vorstädtisch	9097	8993	199,24	20,58	219,82	112	NS: 8982 MS: 114	24,52	1,46	31,64
Ländlich	5477	5391	167,54	46,80	214,34	92	NS: 5382 MS: 94	26,56	1,325	17,26
Gewerbe	6202	6129	151,91	20,55	172,46	81	NS: 6099 MS: 102	17,26	0,695	34,48

¹ <https://www.simbench.de/de/>

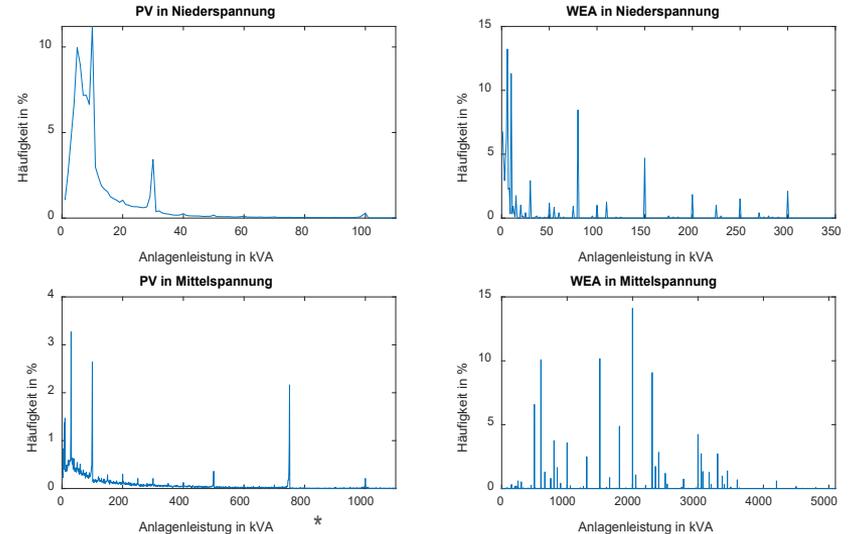
Variation +50% und +100% aller Längen

- > Probabilistische Ziehung für Anlagengröße, Anschlussort und Technologie
- > Häufigkeitsverteilung der Anlagengröße extrahiert aus dem **deutschen Marktstammdatenregister** von 2020
- > Häufigkeitsverteilung zwischen den Anlagentypen aus **österreichischen Realdaten** abgeleitet
- > Daraus resultiert für Technologie und Netzebene:

NS		MS	
PV	Wind	PV	Wind
96,46%	0,10%	2,78%	0,66%

- > Netzverknüpfungspunkt wird zufällig gezogen (identische Wahrscheinlichkeit aller Knoten)
- > Anlagengröße wird gemäß Leistungsverteilung gezogen wie im Diagramm dargestellt

Häufigkeitsverteilung der Zubauten je Anlagenklasse

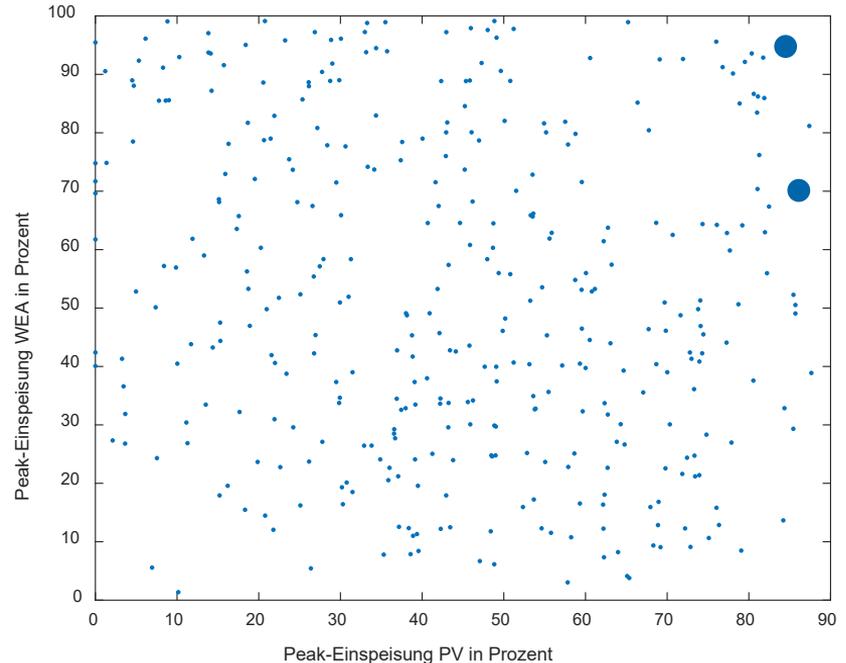


*Auch PV-Parks (bis zu 5 MVA) mit geringer relativer Häufigkeit berücksichtigt.

- > Gewichtung der Anlagen mit ihrer Leistungsverteilung

PV		WEA	
NS	MS	NS	MS
14,15	10,61	0,12	11,83
kVA	kVA	kVA	kVA
38,55%	28,90%	0,33%	32,22%
67,45%		32,55%	

- > Bestimme gewichteten Jahresspitzenwert
 - $MAX(67,45\% \cdot P_{PV}^{rel} + 32,55\% \cdot P_{WEA}^{rel}) =$
87,45%
 - Gewichteter Spitzenwert tritt an Tag 206 auf
 - Berechne zus. Tag 205, da PV minimal höher
- Ermittlung des Integrationspotential für einen **48h Zeitraum** (Maximalbelastung im Jahresverlauf)



Darstellung: 5/50/95%-Quantil des Integrationspotentials für die vier untersuchten Netze (100% Leitungslänge)

Integrationspotential = Gesamte installierbare EE-Leistung je Netz abzüglich EE-Bestand vor EE-Ausbau (**Delta-Betrachtung**)

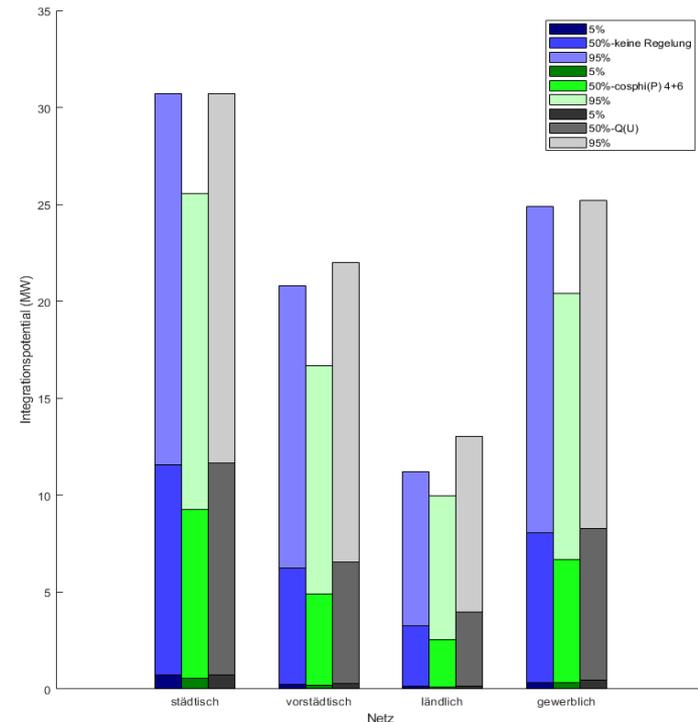
Feststellungen:

- > Integrationspotential abhängig vom betrachteten Netz
- > Tendenziell höheres Integrationspotential mit Q(U)-Regelung und niedrigeres Potential mit $\cos \phi(P)$ -Regelung
- > Breites Spektrum zwischen Worst-Case und Best-Case Szenarios

Interpretationen:

- > Wahl der Anlagengröße und des Anschlussortes besitzt signifikanten Einfluss auf Integrationspotential
- > Zusätzliche Blindleistungseinspeisung führt zu stärkerer strombedingter Überlastung bei $\cos \phi(P)$ Regelung

Integrationspotentiale – Variante 1



Auswirkung der Blindleistungsregelung

Vorgehen:

Erhöhung der Leitungslänge, um Spannungsbandprobleme und Relevanz der Q-Regelung zu erhöhen

Darstellung:

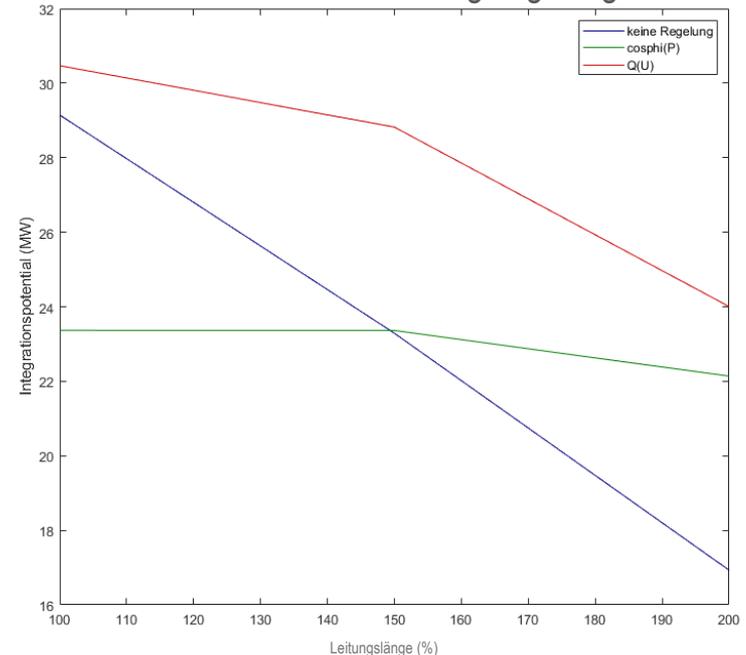
Summiertes Integrationspotential (50%-Quantil) über alle 4 Netze bei steigender Leitungslänge und wechselnder Blindleistungsregelung

Ergebnisse:

Cos phi(P) wirkt sich **bei kurzen Leitungen nachteilig** auf das Integrationspotential aus

Eine **Q(U)-Regelung** wirkt sich **in allem Fällen positiv** aus und ist auch bei langen Leitungen besser als **cos phi (P)**

Einfluss der Blindleistungsregelung



Variante 2:

Probabilistisch simuliertes Integrationspotential identisch zu Variante 1, jedoch

- > Ausschließlich Zeitpunkt Betrachtung (Worst-Case)
- > Keine Blindleistungsregelung berücksichtigt

Darstellung:

5/50/95%-Quantil für die vier untersuchten Netze (100% Leitungslänge)

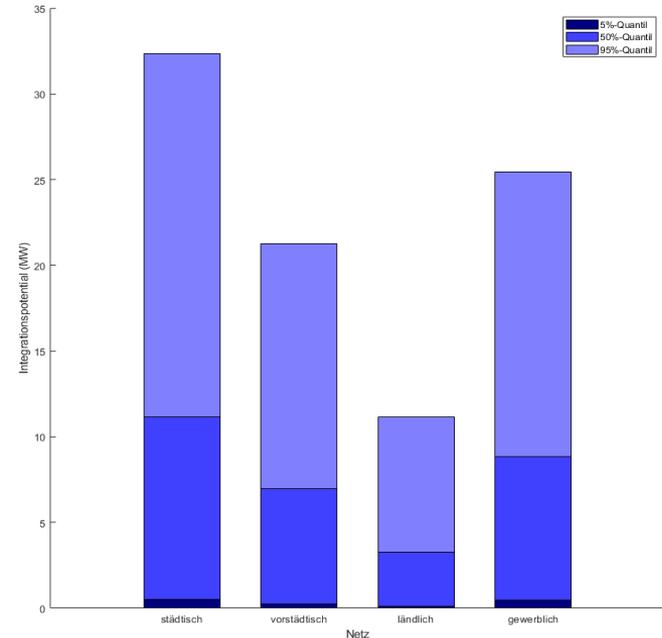
Ergebnisse:

- > Ergebnis aus Variante 1 und 2 weisen nur geringfügige Unterschiede aus
- > Große Differenz zwischen 5% und 95% Quantils in allen Netzen beobachtbar

→ **Zeitpunkt Betrachtung** stellt **sinnvolle** Komplexitätsreduktion dar

→ **Probabilistische Verteilung** hat **maßgeblichen Einfluss** auf das gesamte Integrationspotential

Integrationspotentiale – Variante 2



Variante 3:

Probabilistisch simuliertes Integrationspotential identisch zu Variante 1, jedoch

- > nur Auslastung HS/MS-Transformator als Restriktion (NE 4)
- > Auslastung HS/MS und MS/NS-Transformators als Restriktion (NE 4+6)

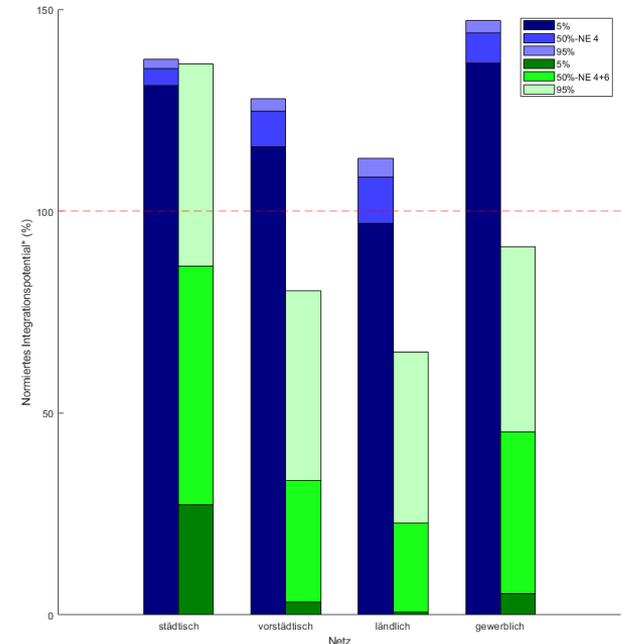
Darstellung: 5/50/95%-Quantil normiert auf die Nennleistung (100%) des HS/MS-Transformators

Ergebnis: Integrationspotential größer 100% möglich, da

- > 20% Überlastfähigkeit des Transformators angenommen
- > Gleichzeitigkeitsfaktoren der Einspeisung berücksichtigt
- > Verbraucher die Erzeugung lokal ausgleichen

→ In vorstädtischem, ländlichem und gewerblichem Netz **beschränken** vor allem die **Ortsnetztransformatoren** das Integrationspotential

Integrationspotentiale – Variante 3



Ergebnisse – Variante 4

Transformatorauslastung Messwerte

Variante 4:

Einfache Abschätzung des Integrationspotentials über Nennleistung des HS/MS-Transformators abzüglich max. Rückspeisung (vor EE-Zubau) und unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors

$$P_{Int} = \frac{S_{Trafo} \cdot 1,2 - P_{Rück}}{0,88}$$

1,2 = Überlastfähigkeit HS/MS-Transformator
0,88 = Gleichzeitigkeitsfaktor Wind/PV

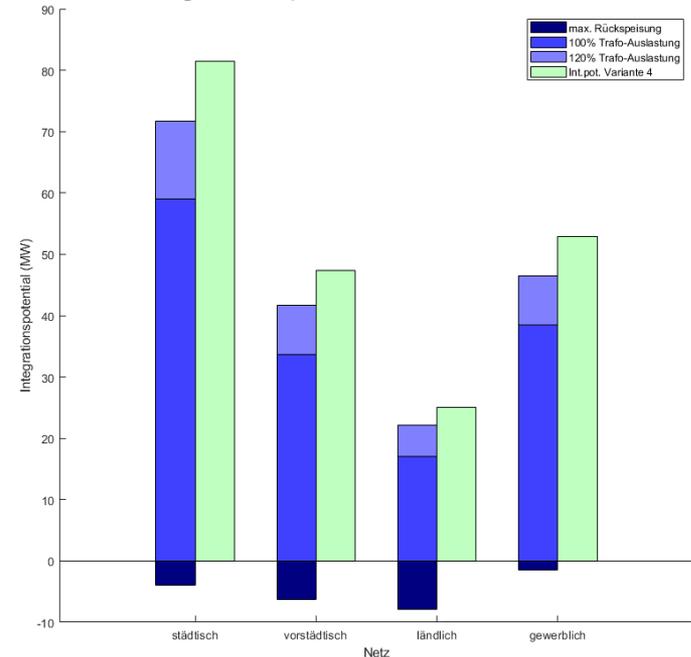
Darstellung:

- > Transformatornennleistung – maximale Rückspeisung
- > Abgeschätztes Integrationspotential nach Variante 4

Ergebnis:

- > Maximale Rückspeisung abhängig von den Bestandsanlagen im Netz
- > **Integrationspotential übersteigt Nennleistung** des Transformators aufgrund von Überlastfähigkeit und angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Integrationspotentiale – Variante 4



Methodenvergleich: Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse für alle vier Varianten im **städtischen Netz** (100% Leitungslänge, keine Q-Regelung)

Feststellungen:

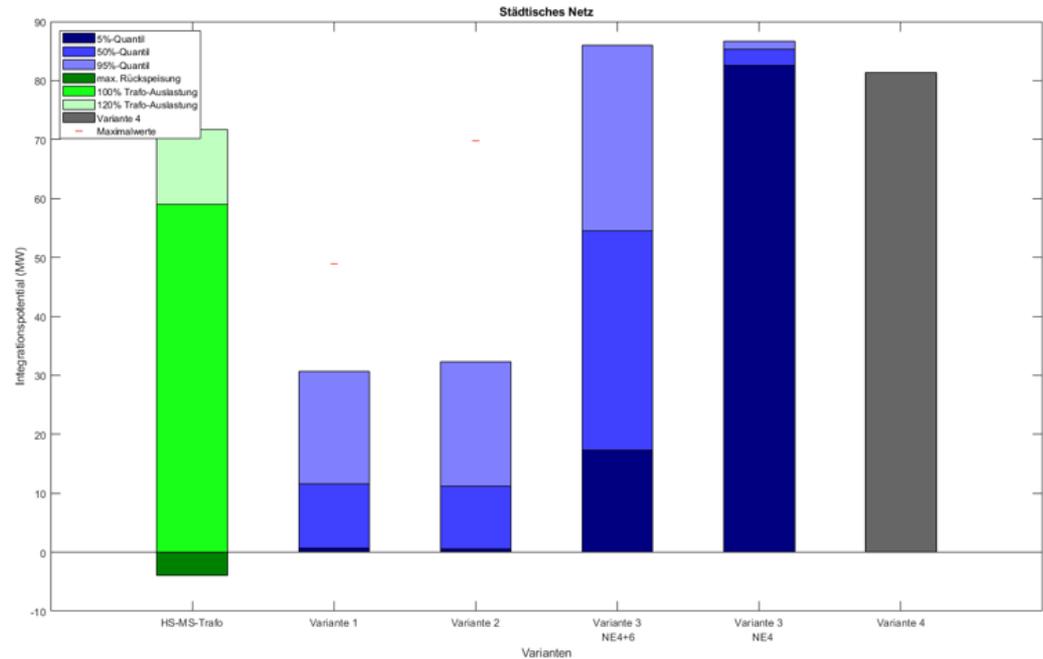
- Höheres Potential in Variante 3 und 4
- Variante 4 weist etwas geringeres Potential auf als Variante 3

→ **Vernachlässigung** von **Leitungsauslastung** und Spannungsbändern in Variante 3 und 4 führt zu **großer Ungenauigkeit**

→ Potential in Variante 4 im Vergleich zu 3 leicht unterschiedlich, da Zeitpunkt max. Rückspeisung \neq Zeitpunkt max. Einspeisung

→ **Korrekturfaktoren** für Variante 4 zwischen 40 % - 50 % bei 95 % Quantil.

Integrationspotentiale – Varianten im Vergleich

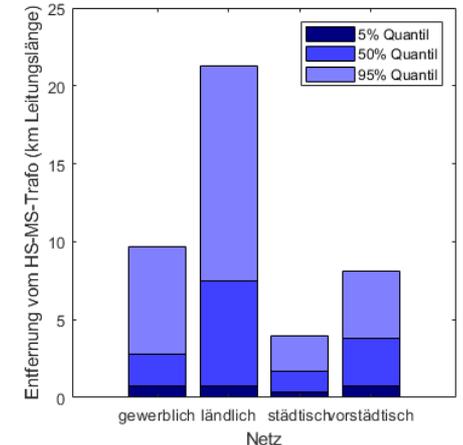
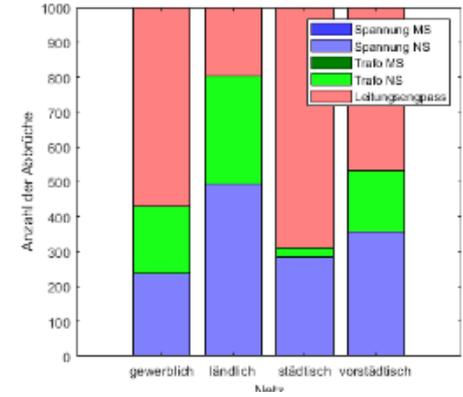
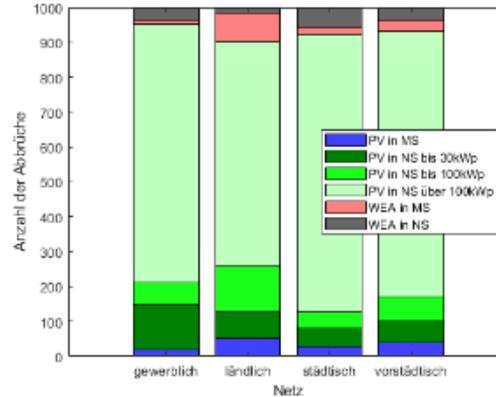


Detailbetrachtungen Abbrüche

Städtisches Netz

Integrationspotential wird bestimmt durch Grenzwertverletzung bei bestimmten Simulationsdurchlauf (Abbruch):

- Große PV Anlagen getrieben durch die stochastische Verteilung
- Spannungsprobleme v.a. im ländlichen/vorstädtischen NS-Netz
- Stromprobleme v.a. auch auf Leitungen und auf MS/NS Transformator nur für manche Netze
- Spannungsprobleme treten v.a. bei räumlich sehr verzweigten Netzkonstellationen auf.



- > **Transparenzverpflichtung gemäß § 20 EIWOG 2010 i.d.g.F**
 - **Variante 1** („Komplexe Methode“) ist ideal geeignet, um Integrationspotential **exakt** vorherzusagen
 - Gewählte **Vereinfachungen** in **Variante 2** („Lastfluss-Probabilistisch“) durch Zeitpunkt Betrachtung für Komplexitätsreduktion **sinnvoll** („**Rechenzeit**“)
 - **Deutlich höheres** Integrationspotential in **Variante 3** („Transformatorauslastung simulativ“) und **Variante 4** („Transformatorauslastung Messwerte“), insbesondere wenn Restriktionen des Ortsnetztransformators vernachlässigt werden → Korrekturfaktoren notwendig?
 - Zweistufige Einführung Variante 4 mit/ohne Korrekturfaktoren und bei entsprechender Datenlage langfristig Variante 2;

- > Nutzung von Variante 1
 - **Backtesting** mit realem Netz
 - **Bewertung regulatorischer Maßnahmen** (z.B. optimierte Q(U) Parametrierung, RONT-Regelung, netzdienliche Bewirtschaftung von Speichern/Laden v. Elektrofahrzeugen, Abregelung von Erzeugungsanlagen, etc.)

DI ESTHER WERDERITSCH

 +43 1 24724 516

 Esther.Werderitsch@e-control.at

 www.e-control.at

DI MICHAEL BERGER, MBA

 +43 1 24724 506

 Michael.Berger@e-control.at

 www.e-control.at

DI DR. CHRISTINE MATERAZZI-WAGNER

 +43 1 24724 500

 Christine.Materazzi-Wagner@e-control.at

 www.e-control.at

Unsere Energie gehört der Zukunft.

E-Control

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

Tel.: +43 1 24 7 24-0

Fax: +43 1 247 24-900

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

