



Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020

Gutachten im Auftrag des BDEW

Endfassung

Bonn/Aachen, 30. März 2011

E-Bridge Consulting GmbH
www.e-bridge.com
Tel.: +49 228 90 90 65-0
Fax: +49 228 90 60 65-29

IAEW Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

BET
BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

 **E-Bridge**
Kompetenz in Energie

Disclaimer

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Foliensatzes sind, entstanden sind, ab.

Die Inhalte dieses Foliensatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

1. Aufgabenstellung und Randbedingungen

2. Methodisches Vorgehen

3. Netznutzungsszenario 2020

4. Ermittlung und Parametrierung der Modellnetzregionen

5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)

6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)

Abschätzung des gesamtdeutschen Investitionsvolumens für Netzausbau in Verteilungsnetzen infolge des bis 2020 zu erwartenden Zubaus an installierter Wind- und Photovoltaikleistung

- Szenarien für den Ausbau Photovoltaik und Wind (Onshore)
 - Energiekonzept der Bundesregierung
 - BMU-Leitszenario 2010
- Systemabgrenzung
 - Verteilungsnetze von NE 3 (HS-Netz) bis NE 7 (NS-Netz)
 - Der Übertragungsnetzbereich (NE 1+2) ist nicht Gegenstand dieser Abschätzung
- Der darüber hinausgehende Ausbaubedarf insbesondere in den Städten z.B. durch Mini-BHKW, Wärmepumpen oder Elektromobilität war nicht Gegenstand der Untersuchung

1. Aufgabenstellung und Randbedingungen

2. Methodisches Vorgehen

3. Netznutzungsszenario 2020

4. Ermittlung und Parametrierung der Modellnetzregionen

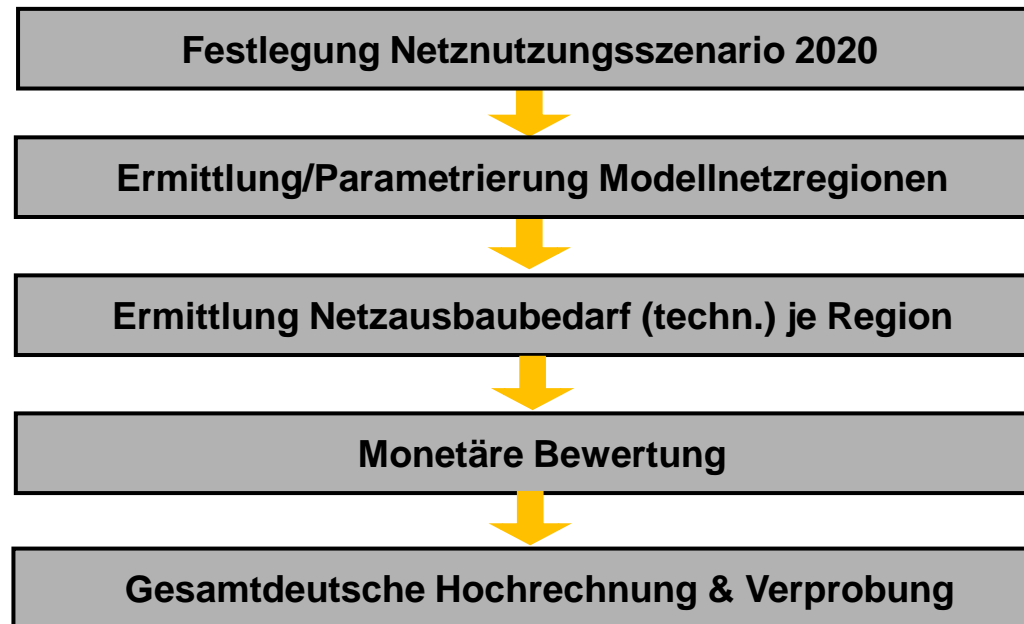
5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)

6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)

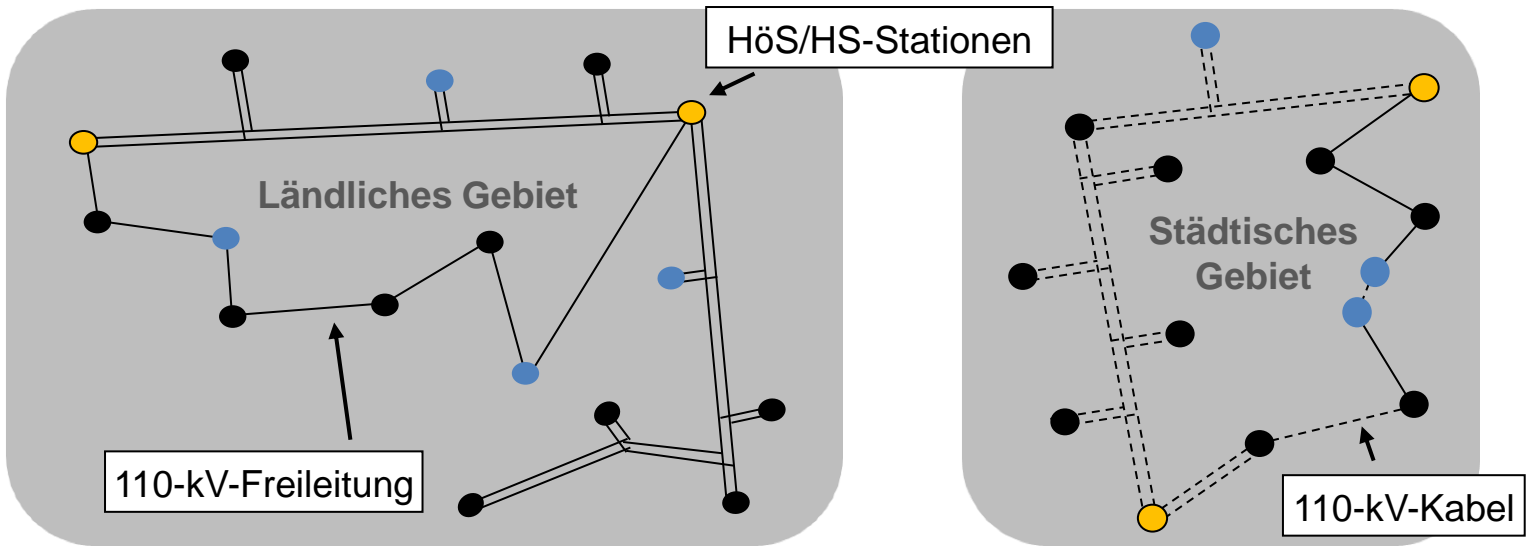
- Abschätzung eines gesamtdeutschen Investitionsvolumens.
 - Dazu Clusterung Deutschlands in - bezogen auf EEG-Einspeisung – ähnlich geprägte Regionen (**Modellnetzregionen**) und Ableitung spezifischer Parameter für Modellnetze
 - Je Region Betrachtung spezifisch parametrierter Modellnetze zur netzebenenscharfen Ermittlung des Ausbaubedarfs unter Anwendung konventioneller, standardisierter Technik und Planungsgrundsätze
 - Hochrechnung der Modellnetzergebnisse auf a.) Region und b.) Deutschland
- Ergebnisse beruhen auf Modellnetzannahmen; der tatsächliche Bedarf im Einzelfall kann durch regionale Besonderheiten deutlich vom Modellwert abweichen

Methodisches Vorgehen

Übersicht



Typisierte Hochspannungsnetzstruktur



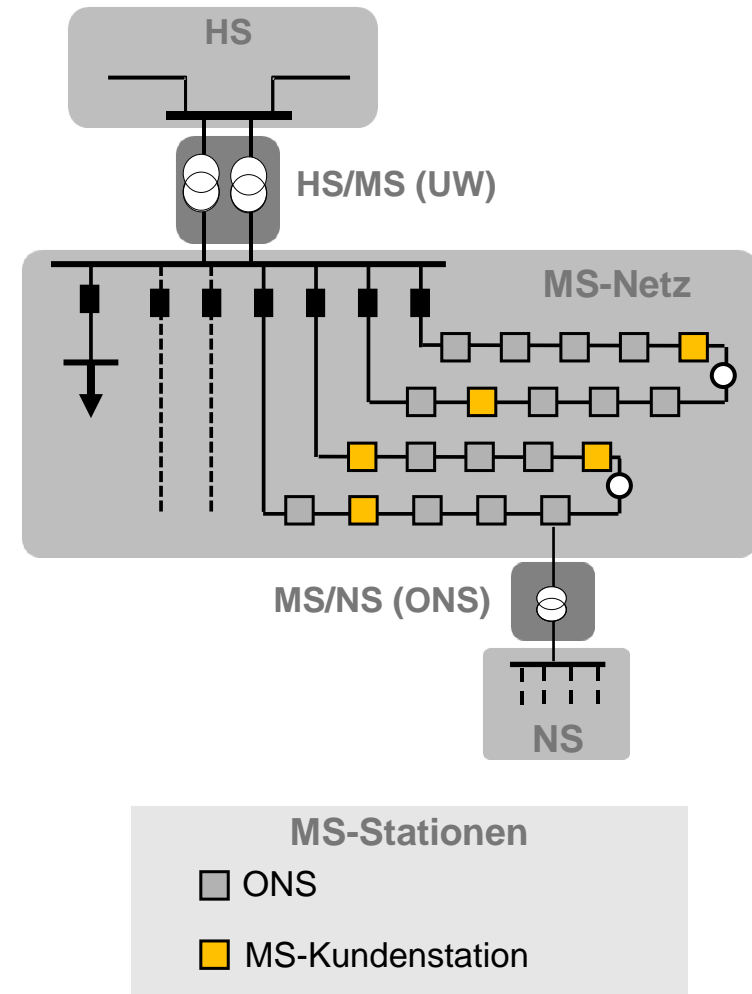
Angepasste Parameter je Strukturklasse
Abstand HS-Stationen [km]
Last HS/MS (UW) [MW]
Last HS-Kundenstationen [MW]
Kabelanteil [%]
Stromkreislänge [km]

HS-Stationen

- HS/MS (UW)
- HS-Kundenstation

Parameter typisierter Mittelspannungsnetze

Angepasste Parameter je Strukturklasse
Abstand MS-Stationen [m]
Abgänge pro HS/MS (UW)
MS-Stationen pro Abgang
MS-Stationen pro MS-Netz
Last MS-Kundenstationen [kW]
Anzahl MS-Kundenstation
Last ONS [kW]
Anzahl ONS
Direkte Last HS/MS (UW) [kW]



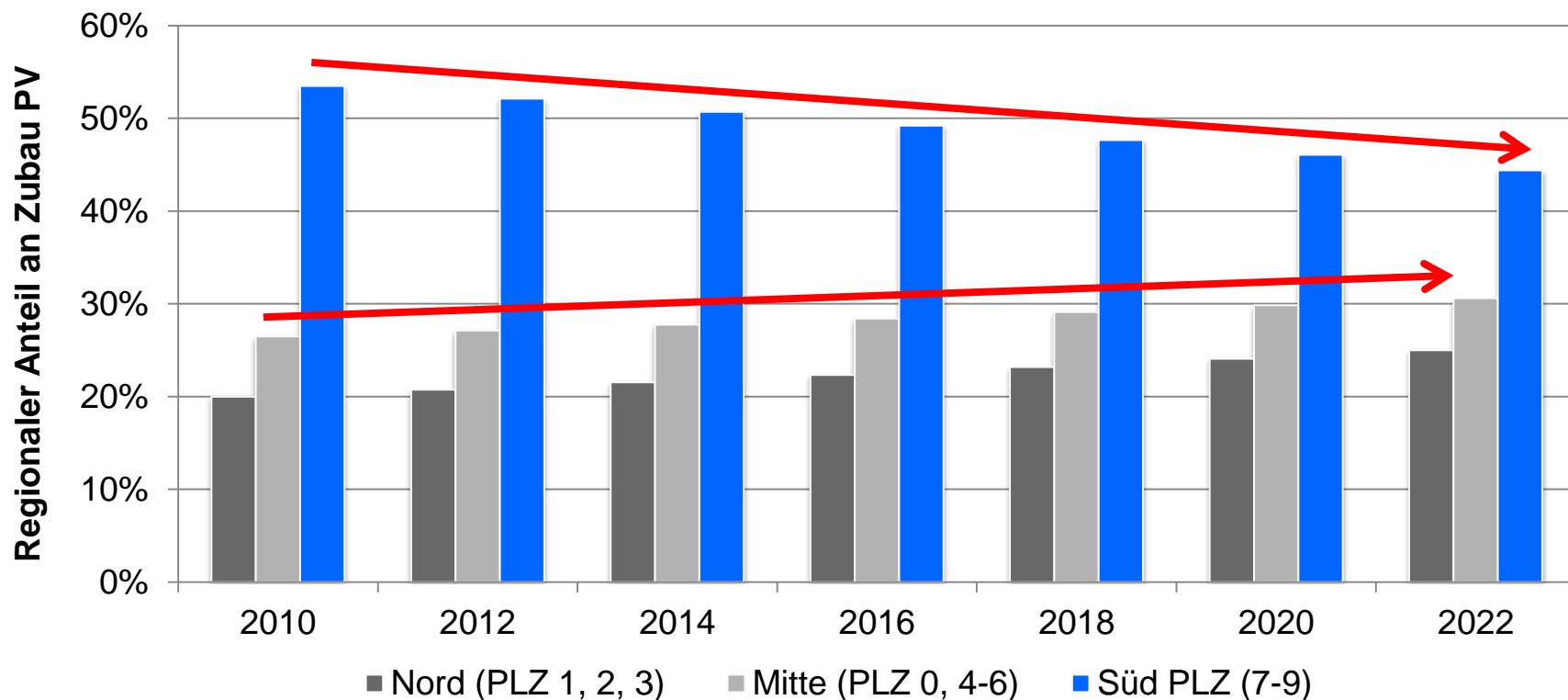
1. Aufgabenstellung und Randbedingungen
2. Methodisches Vorgehen
- 3. Netznutzungsszenario 2020**
4. Ermittlung und Parametrierung der Modellnetzregionen
5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)
6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)

Installierte Leistungen für PV und Wind im Jahr 2020

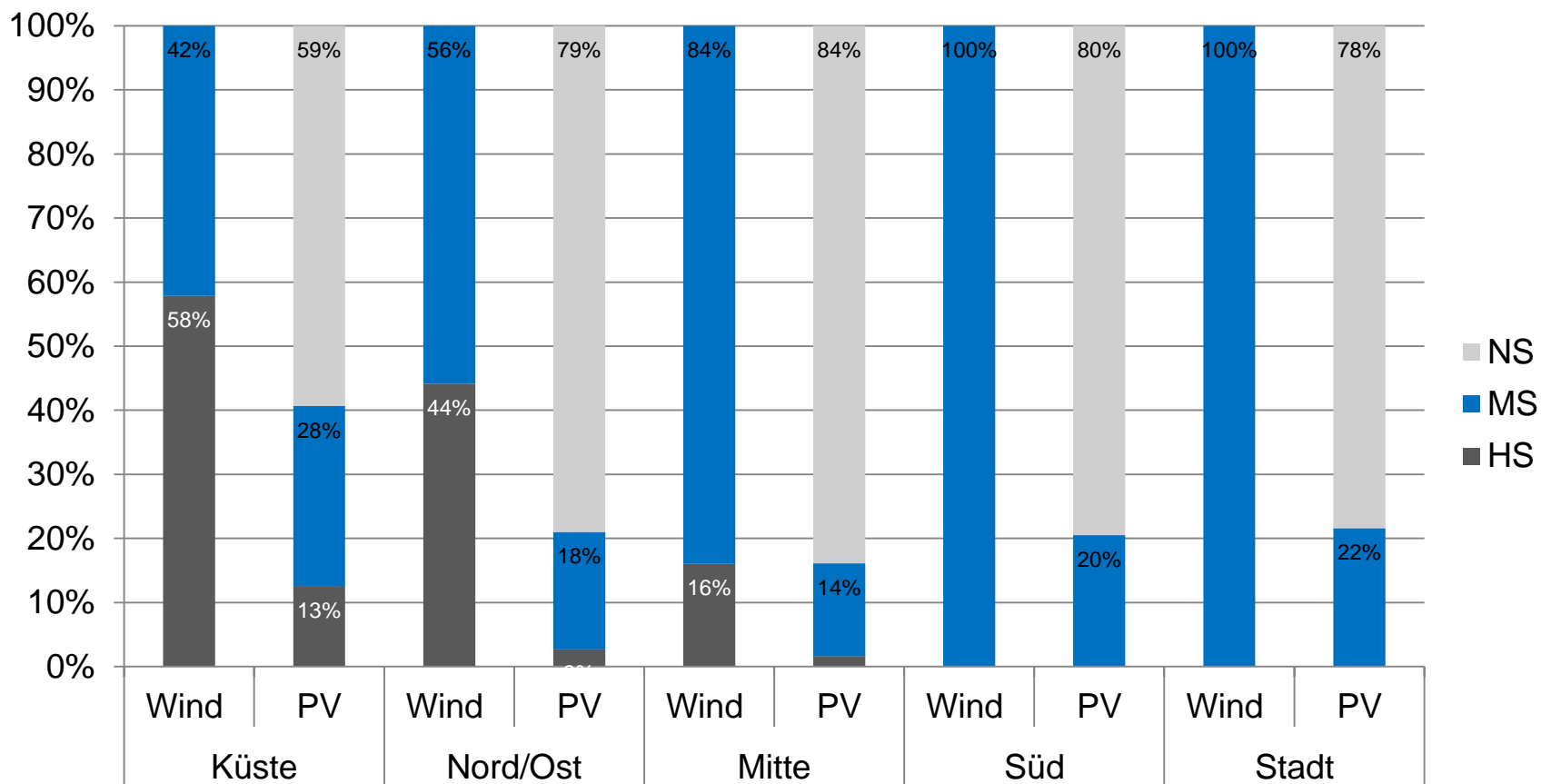
	Energieszenarien der Bundesregierung	BMU-Leitszenario 2010
Photovoltaik	33,3 GW	51,8 GW
Wind (onshore)	33,3 GW	35,8 GW

Berücksichtigung regionaler Unterschiede im PV Zubau

- Sinkender Anteil an Zubau PV in Süddeutschland
- Steigender Anteil an Zubau PV in der Mitte Deutschlands und in Norddeutschland
- Effekt wird bei Bestimmung der regionalen installierten Leistungen berücksichtigt



Heutige Aufteilung der installierten EE-Leistung je Region auf Netzebenen abgeleitet aus EEG-Anlagenregister



➔ Die heutige vertikale Allokation wird auch für 2020 unterstellt

1. Aufgabenstellung und Randbedingungen
2. Methodisches Vorgehen
3. Netznutzungsszenario 2020
- 4. Ermittlung und Parametrierung der Modellnetzregionen**
5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)
6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)

Definition von Modellnetzregionen

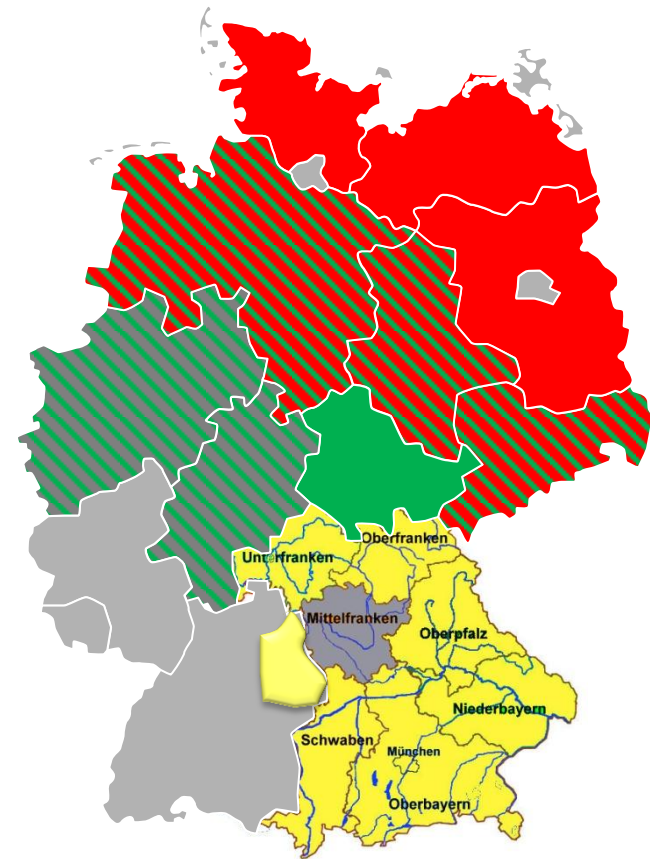
- Betrachtung von 4 Modellnetzregionen für Flächennetz und sowie einem Städtisch:

	Küste sehr stark windgeprägt	Nord-Ost windgeprägt	Mitte Gemischte Prägung	Süd PV-geprägt
Fläche	1	2	3	4
Städtisch	5			

- Bisherige Untersuchungen haben gezeigt, dass auf eine regionale Differenzierung des EEG-bedingten Netzausbaus in städtischen Netzen verzichtet werden kann
- Ermittlung der Last- und Strukturdaten der Modellnetzregionen durch Zuordnung und Aggregation realer Netze.
- Ableitung der entsprechenden Parameter für Modellnetzuntersuchung

4 Modellnetzregionen für Flächennetze + Stadtnetz

- Modellnetz Küste (sehr stark windgeprägt)
 - Wemag, E.ON Hanse, E.ON Edis, E.ON Avacon, EWE, envia
- Modellnetz Nord-Ost (windgeprägt)
 - Thüringen
 - Norden von NRW, Hessen
 - Teile v. Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Sachsen
- Modellnetz Süd (PV-geprägt)
 - E.ON Bayern, LEW, NG Ostwürttemberg
- Modellnetz Mitte (gemischte Prägung)
 - Übrige Gebiete der Flächenversorger
- Städtisch
 - 3 Stadtstaaten
 - Großstädte der übrigen BL



Vorgehensweise

- Berücksichtigung der großen Flächennetzbetreiber
- Skalierung mit Anteil an versorgten Einwohnern bzw. an Gesamtfläche
 - Vergleich Strukturparameter der VNB mit amtlicher Statistik
- Aufteilung auf Netzgebiete mit jeweils gleicher Struktur wie Hauptstudie:
 - 12 UW HS/MS
 - Anzahl der Modellnetze aus Anzahl der UW der VNB (Berücksichtigung von E.ON Netz und HSN)
 - Übrige Parameter ergeben sich
- Zuordnung der installierten EEG-Leitung nach Anlagenregister

Kriterium für Wind: installierte Leistung/Entnahmestelle

1	2,74	WEMAG Netz GmbH
2	2,61	E.ON Hanse AG
3	2,55	E.ON edis AG
4	2,43	EWE Netz GmbH
5	1,79	envia Verteilnetz GmbH
6	1,51	E.ON Avacon gesamt
7	1,24	Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
8	1,23	Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH
9	1,13	RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH
10	1,01	TEN Thüringer Energienetze GmbH
11	0,91	LSW Netz
12	0,84	ENSO Netz GmbH
13	0,76	SVO Energie GmbH
14	0,67	E.ON Westfalen Weser AG
15	0,66	ovag Netz AG
16	0,55	EWR Netze GmbH
17	0,44	Elektrizitätswerk Mittelbaden Netzbetriebsgesellschaft mbH
18	0,44	RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
19	0,43	regionetz GmbH
20	0,42	energis-Netzgesellschaft mbH

▪ **Modellgebiet Küste:
Unternehmen mit mehr
als zweifachem Mittelwert**

▪ **Modellgebiet Nord-Ost:
Unternehmen mit ein- bis
zweifachem Mittelwert**

Kriterium für Photovoltaik: größeres südliches Flächennetz ohne Großstädte

- Installierte PV-Leistung/NS-Entnahmestelle [kW]

1	1,406987	LEW Verteilnetz GmbH
2	1,22330011	Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH
3	0,8630142	E.ON Bayern AG
4	0,80921925	Elektrizitätswerk Mittelbaden Netzbetriebsgesellschaft mbH
5	0,72091486	Stadtwerke Fürstfeldbruck
6	0,63852217	Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
7	0,63734053	N-Ergie Netz GmbH
8	0,59523432	AllgäuNetz GmbH & Co. KG
9	0,46275621	Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH
10	0,44460713	EWR Netze GmbH

- Beschränkung auf LEW, Netzgesellschaft Ostwürttemberg und E.ON Bayern

Kenngrößen Modellnetzregionen

Parameter	Küste	Nod-Ost	Mitte	Süd	Stadt	Total
Netzlänge HS [km]	21.712	11.829	24.567	11.822	6.844	76.774
Netzlänge MS [km]	128.470	79.083	129.599	74.431	85.422	497.005
Netzlänge NS [km]	268.037	182.608	307.779	171.155	193.084	1.122.663
Anzahl UW HS/MS	912	504	1.550	672	684	4.322
$P_{\text{Inst. HS/MS}}$ [MVA]	41.952	26.208	72.000	22.848	44.186	207.194
Anzahl ONS	137.560	77.700	143.750	67.200	74.385	500.595
$P_{\text{Inst. HS/MS}}$ [MVA]	34.391	26.997	49.674	21.671	45.195	207.194
$P_{\text{Inst. Wind}}$ [MW]	16.671	3.263	6.000	319	352	26.605
$P_{\text{Inst. PV}}$ [MW]	1.867	861	5.436	3.814	492	12.470
NS-Kunden [Mio.]	8,1	6,7	14,1	4,5	14,9	48,2

Abgeleitete Parameter Modellnetz

Parameter	Küste	Nord-Ost	Mitte	Süd	Stadt
Anzahl Modellnetz je Region	76	42	125	56	57
Trafogröße HS/MS [MVA]	23	26	24	17	32
Trafogröße MS/NS [kVA]	250	347	346	322	608
P_{Max} HS-Netz [MW]	222	282	291	174	341
Anzahl NS-Kunden	107.106	160.678	112.920	79.601	260.527
Anzahl ONS	1.810	1.850	1.150	1.200	1.305
Anzahl MS-Kunden	182	204	150	314	364
Inst. Windleistung 2009 / P_{Max}	0,99	0,28	0,16	0,03	0,02
Inst. PV-Leistung 2009 / P_{Max}	0,11	0,07	0,15	0,39	0,03

Entwicklung installierte EEG-Einspeisung

Angaben je Modellnetz

Parameter	Küste	Nord-Ost	Mitte	Süd	Stadt
2009					
Inst. Windleistung [MW]	217,8	77,6	43,7	4,8	5,0
Inst. PV Leistung [MW]	21,4	16,4	33,3	67,9	1,9
Energiekonzept 2020	2020				
Inst. Windleistung [MW]	281,6	100,3	56,5	6,2	6,5
Inst. PV Leistung [MW]	76,9	59,0	105,7	203,8	6,8
rel. Änderung 2020-2009					
Inst. Windleistung	29%	29%	29%	29%	29%
Inst. PV Leistung	260%	260%	218%	200%	260%

1. Aufgabenstellung und Randbedingungen
2. Methodisches Vorgehen
3. Netznutzungsszenario 2020
4. Ermittlung und Parametrierung der Modellregionen
- 5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)**
6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)

Ergebnisse Netzausbaubedarf Flächennetze

2009

	Netzausbaubedarf je Modellnetz	Küste	Nord- Ost	Mitte	Süd
HS	Prozentual [%]	0,9	0	0	0
	Menge [km]	3	0	0	0
HS/MS	Prozentual [%]	0,038	0	0	0
	Menge [MVA]	0,2	0	0	0
MS	Prozentual [%]	0,9	0,01	0,05	0
	Menge [km]	15	0,2	0,5	0
MS/NS	Prozentual [%]	0	0	0,07	3,5
	Menge [kVA]	0	0	0,2	10

Ergebnisse Netzausbaubedarf Flächennetze

Energiekonzept 2020

	Netzausbaubedarf je Modellnetz	Küste	Nord- Ost	Mitte	Süd
HS	Prozentual [%]	2,3	0	0	0
	Menge [km]	6	0	0	0
HS/MS	Prozentual [%]	2,8	0	2,0	18,7
	Menge [MVA]	16	0	11	76
MS	Prozentual [%]	7,0	0,3	25,4	19,7
	Menge [km]	118	6	255	265
MS/NS	Prozentual [%]	5,1	0,8	22,9	28,7
	Menge [MVA]	23	5	88	110

Ergebnisse Netzausbaubedarf Flächennetze

BMU-Leitszenario 2020

	Netzausbaubedarf je Modellnetz	Küste	Nord- Ost	Mitte	Süd
HS	Prozentual [%]	3,5	0	0,02	0,6
	Menge [km]	10	0	0,04	1,3
HS/MS	Prozentual [%]	10,1	0,2	19,8	52,1
	Menge [MVA]	56	1	114	213
MS	Prozentual [%]	16	2,5	60,9	57,5
	Menge [km]	271	47	612	763
MS/NS	Prozentual [%]	15,3	4,7	37,1	42,5
	Menge [MVA]	69	30	143	164

Ausbaubedarf in Niederspannungsnetzen

- Ausbaubedarf in NS-Netzen nur aufgrund PV-Zubau
- Keine Simulation der NS-Netze
 - ➔ direkte Ermittlung des Ausbaubedarfs kurzfristig nicht möglich
- Abschätzung Ausbaubedarf über Erweiterungsfaktor (EWF)
 - ➔ Kostensteigerung in Niederspannungsebene entspricht EOG-Veränderung durch Erweiterungsfaktor
- Rückrechnung EOG-Veränderung in Investitionsvolumen über Kostenmodell (gemäß Hauptstudie)

EWF:

- Formel der BNetzA stark abhängig von mittlerer Anlagengröße, da reine Betrachtung von Anschlusspunkten, daher
 - Grundsätzlich Verwendung der „angepassten E-Bridge-Formel“ aus Bayern 2010
 - Zur Ergebnisabsicherung Verwendung der BNetzA-Werte dort, wo diese geringer sind (Ausnahme)

Erweiterungsfaktor Photovoltaik Bayern 2010

- E-Bridge hat 2008 in Studie für VBEW Möglichkeiten untersucht, Kostensteigerungen aufgrund PV-Installation mit Erweiterungsfaktor abzubilden.
- Ergebnis der Studie wurde nach Anpassung durch LRegB Bayern in EOG 2010 für kleine bayerische Netzbetreiber angewendet
- Ansatz kommt für typische Anlagengrößen zu mit BNetzA-Ansatz vergleichbaren Erweiterungsfaktoren.
- Lösungsansatz EWF Bayern
 - Umrechnung der installierten PV-Leistung in Pseudo-Anschlusspunkte
 - Verwendung der Pseudo-Anschlusspunkte in Formel für EWF
 - Nach Anpassung durch LRegB Bayern: 4,46 kWp PV-Leistung entsprechen einem Hausanschluss
 - In aktueller Studie Ermittlung „EWF“ durch Vergleich 2020 mit 2009

$$\text{Kostensteigerung} = 0,5 \cdot \frac{(P_{inst,2020} - P_{inst,2009}) / 4,46kW}{AP + P_{inst,2009} / 4,46kW}$$

Ergebnisse Netzausbaubedarf Niederspannung Flächennetze

	Küste	Nord-Ost	Mitte	Süd
Kostensteigerung NS-Netz				
Energiekonzept	5,7%	4,0%	9,9%	19,9%
BMU-Leitszenario	10,4%	7,2%	17,4%	30,9%
Entspricht einem technischen Ausbaubedarf				
Energiekonzept [%]	8,9	6,2	15,4	31,0
Energiekonzept. [km]	24.000	11.000	47.000	53.000
BMU-Leitszenario [%]	16,2	11,2	27,1	48,2
BMU-Leitszenario [km]	43.500	20.500	83.500	82.500

Zusammenfassung Ergebnisse Netzausbaubedarf

Mengengerüst Ausbaubedarf von 2009 bis 2020*

*Abzug des bereits bis 2009 realisierten Zubaus

gerundet

Netzebene	Ausbaubedarf durch Zubau Erneuerbarer Energien	
	Energiekonzept 2020	BMU Leitszenario 2020
HS	350 km	650 km
HS/MS**	7.000 MVA	30.000 MVA
MS	55.000 km	140.000 km
MS/NS	19.000 MVA	33.000 MVA
NS	140.000 km	240.000 km

****:** Umsetzung gliedert sich auf (pauschale Annahme):

- 50% der Trafoleistung wird in bestehenden UWs realisiert (Verstärkung durch Zubau 40MVA-Trafos)
- 50% der Trafoleistung wird in neuen UWs (2x 20 MVA realisiert)

Bewertung der Ergebnisse (1/2)

Die Ergebnisse der Schätzung der Kosten des Ausbaubedarfs beruhen auf folgenden Annahmen:

- In den Modellnetzen wurde jede Netzebene separat betrachtet
- Grenzwertverletzungen führen in jedem Fall und unmittelbar zu Ausbaubedarf in dem festgelegten Übersetzungsverhältnis. Es erfolgt keine Optimierung der Netzplanung
- kurzzeitige Grenzwertverletzungen (soweit sie für die Betriebsmittel unschädlich sind) wurden nicht zugelassen
- Der ermittelte Investitionsbedarf berücksichtigt nicht, dass durch den Ausbau ein Teil der ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen entbehrlich werden könnte bzw. dieser unter Berücksichtigung der Ausbaupflichtung durchgeführt würde.
- Grundlage der Modellnetzsimulation sind tendenziell konservative Planungsansätze, z.B.
 - Im Falle eines identifizierten Ausbaubedarfs wurden keine Maßnahmen der Netzoptimierung bzw. Optimierung der Netzplanung berücksichtigt, insbesondere erfolgte keine spannungsebenübergreifende Netzausbauplanung und auch keine integrierte vorausschauende Netzplanung unter Einbeziehung des zu erwartenden Zuwachses an dezentraler Einspeiseleistung
 - Maßnahmen des Last- und Einspeisemanagements wurden nicht berücksichtigt
 - Keine Spannungsoptimierung durch eine Blindleistungsregelung der Einspeiser
 - Die derzeitigen Vorgaben für die zulässige Spannungsanhebung infolge der Einspeisung dezentraler Erzeugungseinheiten (2%-Kriterium) wurden unverändert übernommen

Bewertung der Ergebnisse (2/2)

- Das hier abgeschätzte Investitionsvolumen in Verteilnetzen aufgrund von Wind- und Photovoltaik-Zubau beruht auf konventionellen Planungsgrundsätzen bzw. betrifft den konventionellen Netzausbau
- Optimierungsmöglichkeiten wurden noch nicht berücksichtigt .
- Insgesamt stellen die Ergebnisse tendenziell eine konservative Abschätzung des zu erwartenden Investitionsbedarfs dar.
- Effekte aufgrund weiterer Einspeisungen (z.B. Biomasseanlagen, Mini-BHKW etc.) sowie die darüber hinausgehenden neuen Herausforderungen wie E-Mobility, Smart-Meter wurden ebenfalls nicht betrachtet. Dies wird insbesondere in städtischen Netzen zu weiterem Ausbaubedarf führen.
- Daneben sind die weiterhin erforderlichen Ersatzinvestitionen nicht betrachtet worden. Der überwiegend in ländlichen Netzen aufgezeigte Investitionsbedarf für den Anschluss von Wind- und Photovoltaikanlagen kann dort einen Teil der anfallenden Ersatzinvestitionen reduzieren

1. Aufgabenstellung und Randbedingungen
2. Methodisches Vorgehen
3. Netznutzungsszenario 2020
4. Ermittlung und Parametrierung der Modellnetzregionen
5. Ermittlung Netzausbaubedarf (technisch)
- 6. Kostenabschätzung (Investitionsvolumen)**

Ansatz Kostenermittlung

- Monetäre Bewertung des ermittelten Ausbaubedarfs mittels spezifischer, abgestimmter Kostenansätze
- Ausnahme: In Niederspannung direkter Ansatz auf Basis der aktuellen Formeln zum Erweiterungsfaktor
- Annahmen zur Betriebsmittelauswahl (Flächenversorger)
 - NS-Leitung: Kabel
 - MS-Leitung: Kabel
 - HS-Leitung: Freileitung
 - Ortsnetzstation: Kompaktstationen; **Standardgröße: 400 kVA (opt.: 500 kVA)**
 - HS/MS-Trafo bei Verstärkung in bestehenden UW: **40MVA**
 - HS/MS-UW: HS-Freiluftschaltanlage, MS-Innenraumanlage (GIS)
Standardgröße: 2x20 MVA (optional: 2x31,5 MVA)

Investitionskosten Stromnetze (Spez. Errichtungskosten) (1)

Hochspannung Leitungen	TEUR/km
Gestänge Doppel (Trasse)	350
Leiterseil 265/35 (Stromkreis)	30
Freileitung inkl. Gestänge (2 Stromkreise)	410

Mittelspannung Leitungen	TEUR/km
Kabel inkl. Graben ländlich	50-80

Niederspannung Leitungen	TEUR/km
Kabel inkl. Graben ländlich	40-50

Investitionskosten Stromnetze (Spez. Errichtungskosten) (2)

Umspannstation HS/MS (UW)	TEUR
UW HS/MS ländlich	3.000
2x Trafo (2x 20 MVA)	1.000
HS-Schaltanlage (Freiluft)	900
MS-Schaltanlage (20 Schaltfelder, GIS)	1.000
Gebäude und Sonstiges	100
Zusätzlicher Trafo 40MVA inkl. Schaltfelder in bestehendes UW	1.000
<hr/>	
Ortsnetzstation (MS/NS)	TEUR
Kompaktstation inkl. Trafo	30

Ergebnisse Investitionsvolumen Netzausbaubedarf (Bandbreiten)

Netzebene	Investitionsvolumen Ausbaubedarf Deutschland Verteilnetze durch Zubau Wind und Photovoltaik	
	Energiekonzept 2020	BMU Leitszenario 2020
HS	70 Mio. EUR	130 Mio. EUR
HS/MS	340 Mio. EUR	1.500 Mio. EUR
MS	2.700 – 4.400 Mio. EUR	7.000 - 11.200 Mio. EUR
MS/NS	1.400 Mio. EUR	2.500 Mio. EUR
NS	5.500 - 6.900 Mio. EUR	9.400 – 11.800 Mio. EUR
Total	10.000 – 13.000 Mio. EUR	21.000 – 27.000 Mio. EUR

Ergebnisse Investitionsvolumen Netzausbaubedarf (2)

Sensitivitäten

Varianten	Investitionsvolumen Ausbaubedarf Deutschland Verteilnetze durch Zubau Wind und Photovoltaik	
	Energiekonzept 2020	BMU Leitszenario 2020
Base Case	10.000 – 13.000	21.000 – 27.000
Abweichung: Neue UW mit 2x40MVA	9.900 – 12.980	20.000 – 26.600
Weitere Abweichung: Neue ONS mit 500kVA	9.800 – 12.800	19.800 – 26.300

Dimensionierung der Umspannebenen hat nur einen geringen Einfluss auf Gesamtinvestitionsvolumen

Schlussfolgerungen

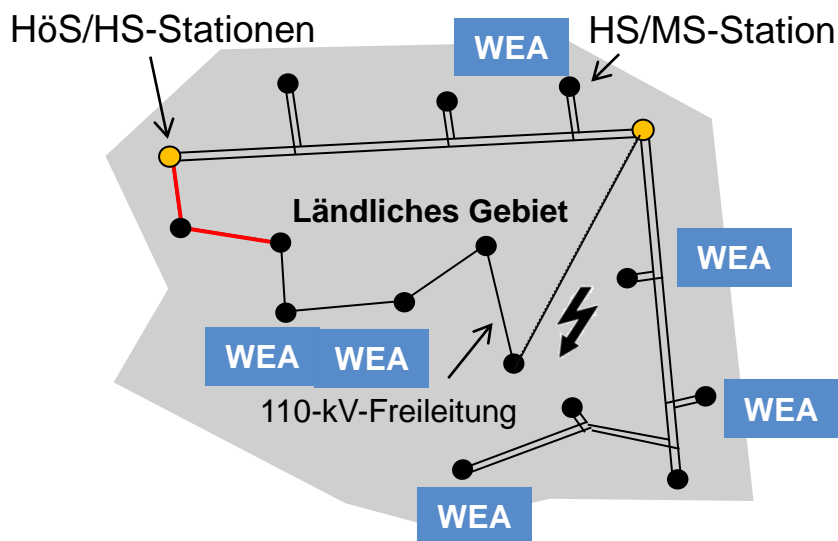
- Auch in den Verteilnetzen ist mit steigenden Netzentgelten zu rechnen. Neben den ohnehin anstehenden Ersatzinvestitionen ist hierfür auch der Ausbau der erneuerbaren Energien maßgeblich.
- Die Regulierung muss einen ausreichenden Anreiz für Netzausbauinvestitionen nicht nur in den Übertragungsnetzen, sondern auch in den Verteilnetzen gewährleisten
- Für eine Integration der erneuerbaren Energien empfehlen die Gutachter, dass weitere, vertiefende Analysen durchgeführt werden müssen, um die zukünftig erforderliche Integration der EE-Anlagen in die Netze zu optimieren.
- Die vorliegende Ergebnisse lassen auch den Schluss zu, dass
 - die Vorgaben des technischen Regelwerkes hinsichtlich der Einbindung dezentraler Anlagen für Netzbetreiber den Rahmenbedingungen einer verstärkten Einspeisung angepasst werden sollten.
 - Zukünftig eine integrierte vorausschauende Netzplanung unter Einbeziehung des Last- und Einspeisemanagements (Smart Grids) unentbehrlich wird
 - Technologische Innovationen in den Verteilnetzen forciert werden müssen
 - die deutlich höhere Photovoltaik-Leistung im BMU-Leitszenario 2020 zu einem überproportionalen Anstieg des Netzausbaubedarfs führt
 - der regulatorische Rahmen und dessen Anwendung durch die BNetzA zu prüfen ist.
 - Die in der aktuellen Gesetzgebung bestehende unmittelbare Ausbaupflichtung des Netzbetreibers zugunsten einer volkswirtschaftlichen Gesamtoptimierung zu hinterfragen ist

E-Bridge Consulting GmbH
www.e-bridge.com
Tel: +49 228 90 90 65-0

Simulation typisierter Hochspannungsnetze

- Inhomogene Verteilung der dezentralen Einspeisung (Wind + PV)
- Berücksichtigung des Standorts und der Anlagencharakteristik von dezentralen Einspeisungen im Hochspannungsnetz
- Berücksichtigung der Rückspeisung aus unterlagerten Netzebenen
- Berücksichtigung von besonders hohen installierten Leistungen in HS-Netz

Prinzipdarstellung Simulation



Variation der installierten Leistung EE

Variation der geographischen Zuordnung der dezentralen Einspeisung

Zuordnung dezentrale Einspeisung zu HS-Stationen

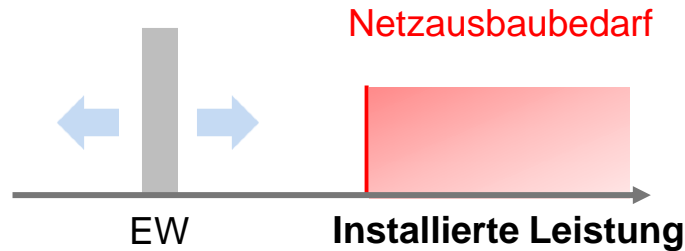
(n-1)-Ausfallrechnung

Überlastete Stromkreislänge

Zwischenergebnis Simulation: Überlastete Stromkreislänge in Prozent (EW)

Berücksichtigung von besonders hohen und niedrigen installierten EE-Leistungen in Hochspannungsnetzen

- Betrachtung von Erwartungswert für durchschnittliches Netz ("Unternehmensmittelwert") ist nicht ausreichend, da „Extremwerte“ nicht erfasst werden
- Berücksichtigung von Inhomogenität (Verteilung von hohen und niedrigeren installierten Leistungen) notwendig



- Eigenschaften der Verteilung der installierten Leistung auf Hochspannungsnetze
 - Keine installierte Leistung < 0
 - In den meisten Hochspannungsnetzen ist eine Leistung nahe Mittelwert installiert
 - Es gibt in einigen Hochspannungsnetzen besonders hohe installierte Leistungen

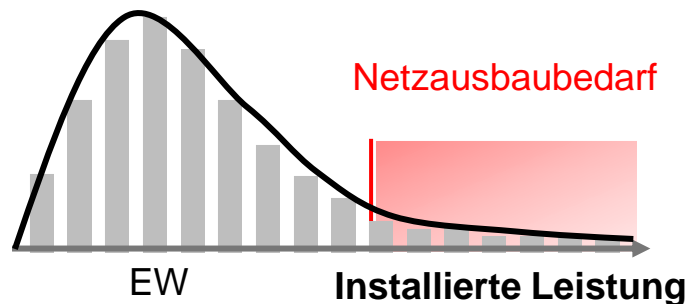
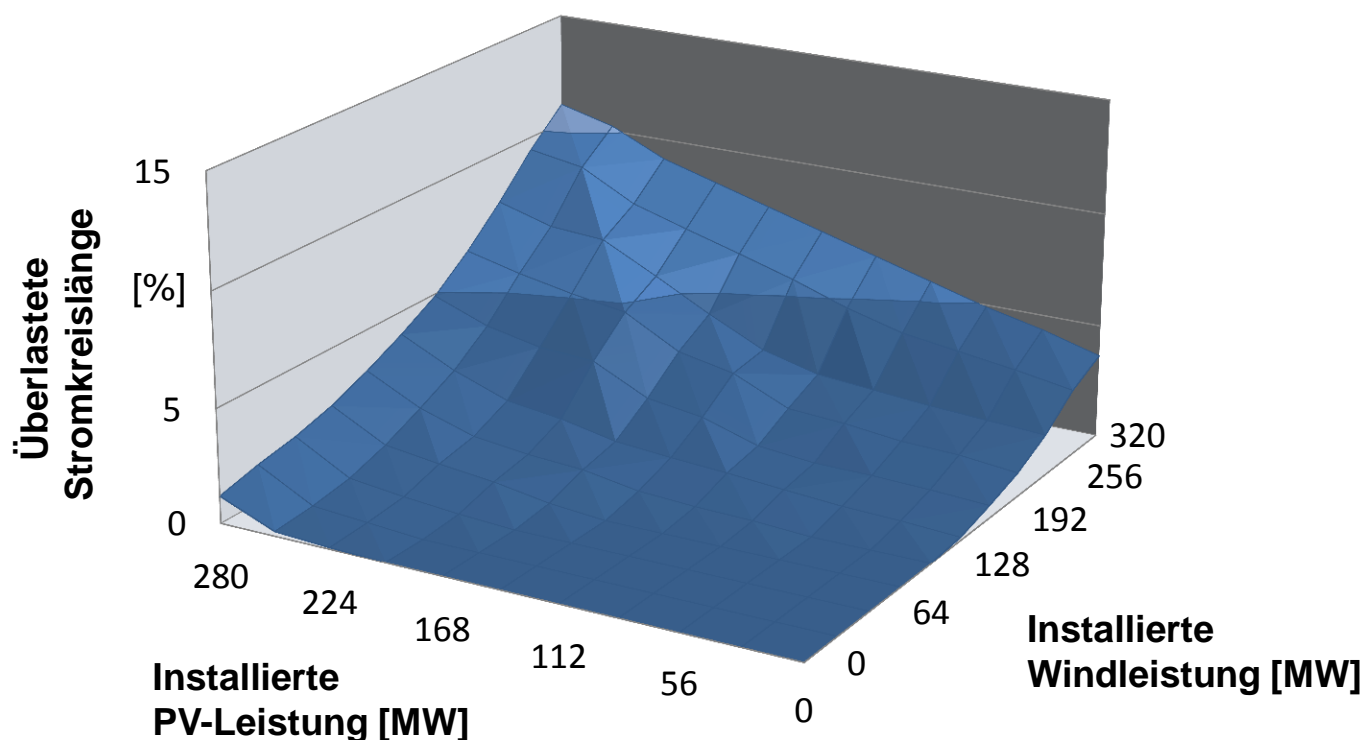


Abbildung durch Weibullverteilung

Beispielhafte Simulation eines ländlichen Hochspannungsnetzes

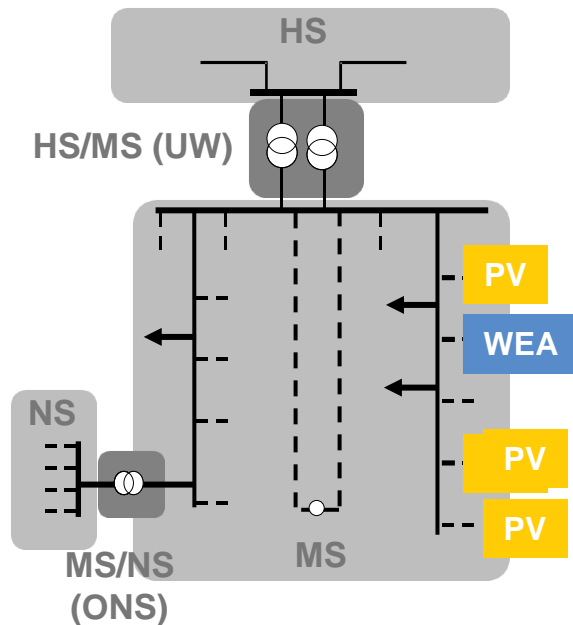
- **Vorgabe:** Kombinationen von installierter Wind- und Photovoltaikleistung im HS-Netz sowie in nachgelagerten Ebenen (MS, NS)
- **Zwischenergebnis:** Überlastete Stromkreislänge in Prozent (Erwartungswert)

Berechnungsergebnis ländliches Hochspannungsnetz



Simulation typisierter Mittelspannungsnetze

- Inhomogene Verteilung der dezentralen Einspeisung
- Berücksichtigung der Charakteristika (Größe, Art der Anlage) verschiedener dezentraler Einspeisungen
- Netzausbau wird bei Verletzung technischer Nebenbedingungen notwendig



Variation der installierten Leistung EE

Variation der geographischen Verteilung der dezentralen Einspeisung

Zuordnung dezentrale Einspeisung zu MS-Stationen

Überprüfung technischer Randbedingungen

- Spannungshaltung
- Thermische Leitungsbelastung
- Transformatorleistung

**Zwischenergebnis Simulation:
Häufigkeit der Verletzung technischer Randbedingungen (Erwartungswert)**

Ermittlung des technischen Netzausbaubedarfs

- Verletzung der technischen Randbedingung führt nicht zu immer zu vollständigen Netzausbaubedarf
- Abgestimmte Übersetzungsverhältnisse von Netzausbaubedarf zu Verletzung einer technischen Randbedingung

Beispiel Überlastung des HS/MS-Transformator ((n-1)-sicher ausgelegt)

- Zubau eines Transformators führt zu Erhöhung der Trafoleistung von 50 %
- Da das nicht immer ausreichend ist, wird eine durchschnittliche Erhöhung von **75%** angenommen

	Häufigkeit Verletzung technische Randbedingung	Standardisierte Ausbaumaßnahme	Verhältnis Netzausbaubedarf zu Verletzung Randbedingung
HS/MS	Überlastung Trafoleistung	Zubau Trafoleistung	0,75
MS	Verletzung Spannungshaltung	Zubau Stromkreislänge	1
MS	Häufigkeit Leitungsüberlastung	Zubau Stromkreislänge	0,5
MS/NS	Überlastung Trafoleistung	Zubau Trafoleistung	0,75