

Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie am 25.06.2018 zum "Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG - Erhöhung der Ausbaumengen für Windenergie an Land und Solarenergie" (BT-Drs. 19/2108)

Stellungnahme Dr. Schweer, technischer Geschäftsführer MITNETZ STROM

Die MITNETZ ist der größte Flächennetzbetreiber in Ostdeutschland. Das Netzgebiet erstreckt sich über weite Teile der Bundesländer Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und den Osten von Thüringen. Es umfasst 70000 km Strom- und 6000 km Gasleitungen.

Die Energiewende findet im Verteilnetz statt und ist im Netzgebiet der MITNETZ Strom weit fortgeschritten. MITNETZ zählt zu den besonders von der Energiewende betroffenen Flächennetzbetreibern. Über 40.000 EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 8.500 MW sind an das Netzgebiet angeschlossen. Das Netz dagegen ist ausgelegt auf ca. 3000 MW Last, so hoch ist die Nachfrage. Im Jahresmittel liegt der Anteil der erneuerbaren Energien (eE) am Letztverbraucherabsatz schon heute bei ca. 100 %. An einigen Tagen, wenn die Sonne scheint und der Wind weht, liegt dieser Anteil sogar bei 200 – 300 % des Letztverbraucherabsatzes. Zugleich gibt es Tage, an denen fast keine Einspeisung aus erneuerbaren Energien erfolgt, insbesondere in den Wintermonaten.

Diese Schwankungen stellen MITNETZ STROM und auch die anderen Flächennetzbetreiber vor große Herausforderungen. In der Folge mussten besonders die 110-kV-Hochspannungsnetze in den vergangenen Jahren stark ausgebaut werden. Dazu wurde der 110-kV-Netzausbauplan für Ostdeutschland gemeinsam mit den anderen Flächennetzbetreibern in der Arbeitsgemeinschaft der Flächennetzbetreiber Ost (ARGE FNB Ost) entwickelt. Parallel dazu hat MITNETZ Lösungen für die Steuerung und Regelung der erneuerbaren Anlagen entwickelt. Das Netzsicherheitsmanagement ist mittlerweile ein fester Bestandteil des täglichen Netzbetriebes. Bis zu 500 Maßnahmen des Netz- und Systemsicherheitsmanagements mussten pro Jahr ergriffen werden, um das Netz stabil zu halten. Zugleich müssen Lösungen für ein Energiesystem entwickelt werden, in dem die vielen dezentralen Einspeiser für Systemstabilität sorgen und nicht mehr die konventionellen Kraftwerke, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Der Ausbau der eE ist in Deutschland und besonders im Netzgebiet von MITNETZ weit fortgeschritten. **Die Energiewende ist damit bisher jedoch nur eine Stromwende.** Bei der Senkung der CO₂-Emissionen, dem eigentlichen Ziel der Energiewende, ist in den vergangenen Jahren jedoch kein Rückgang zu verzeichnen. Warum ist das so? 80 % des Primärenergiebedarfes entfallen auf die Bereiche Wärme und Verkehr, wo auch ein Großteil der CO₂-Emissionen entsteht. Der Anteil der eE liegt im Wärmebereich jedoch bei nur 13,4 % und im Verkehr bei nur 5,1 %¹. Wir müssen daher den erneuerbaren Strom verstärkt zum heizen und fahren nutzen und die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr intelligent miteinander koppeln. **Nur durch die Sektorkopplung können die Ziele der Energiewende erreicht und ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.**

Einen wichtigen Beitrag zur Verkehrswende leistet die Elektromobilität. Diese steht in den Startlöchern und findet ebenso im Verteilnetz statt. MITNETZ STROM bereitet ihr Netz darauf entsprechend vor. **Der Einsatz intelligenter Netztechnik wird den dafür erforderlichen Netzausbau deutlich verringern.** Untersuchungen ergaben, dass der Netzausbau allein im Netzgebiet der MITNETZ bei rund 1 Mrd. € liegen würde, wenn weiter nur in Kupfer und Stahl investiert würde (bei 100 % Durchdringung mit Elektromobilität; eine Untersuchung des bdew ergab 30 Mrd. € für ganz Deutschland). Bei Einsatz intelligenter Netztechnik und digitaler Steuerung dagegen liegen die erforderlichen Investitionen unter 100 Mio. €. Das wirkt sich positiv auf die Netzentgelte und damit die Verbraucher aus. Technische (Phasenwähler) und tarifliche Lösungen (laden dann, wenn viel Energie

¹ Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Jahr 2016, Angaben des BMWi

erzeugt wird und der Börsenpreis günstig ist) machen dies möglich. Gesteuertes Laden erfordert auch Investitionen in Kommunikationstechniken – diese werden derzeit über die Regulierung nicht anerkannt.

Nur durch den Einsatz intelligenter Netztechnik können der Ausbau der eE und die Sektorkopplung effizient bewältigt werden. Dafür braucht es entsprechende Rahmenbedingungen. Der Einsatz von intelligenter Netztechnik und Flexibilitäten wird heute nicht angereizt, hier besteht Handlungsbedarf auf zwei Ebenen. Es sollten **Anreize für Innovationen in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auf Ebene der Verteilnetzbetreiber (OPEX) sowie Anreize für Flexibilität und Mitarbeit auf Ebene der Kunden (Netz-)Entgelte geschaffen werden.** Nicht zuletzt braucht es eine Gleichstellung von Strom gegenüber Gas und Öl, gerade für den Einsatz der eE im Wärmebereich, um die Sektorkopplung zum Erfolg zu führen. Daher sollten die Abgaben und Umlagen für Strom gesenkt werden.

Wenn die **Sektorkopplung gelingen soll, ist ein weiterer Ausbau der eE unumgänglich. Dafür braucht es regional differenzierte Steuerungsinstrumente.** Die Verteilnetze stehen dem grundsätzlich nicht entgegen. Regionale Engpässe, wie z.B. in unserer südbrandenburgischen Netzregion, sollten aber unbedingt Berücksichtigung finden. Der Ausbau der eE ist dort sehr weit fortgeschritten. Wir haben daher stark in das Netz investiert und unsere Kapazitäten ausgebaut. Trotzdem werden diese schon wieder voll genutzt. Der Ausbau der eE geht zudem deutlich schneller als der Netzausbau. Zudem gibt es die Möglichkeit, das Netz auch durch marktbezogene Maßnahmen zu bearbeiten. In diesem Kontext ist jedoch die Kostenanerkennung der Verteilnetzbetreiber zu klären. Zugleich **sinkt die Akzeptanz der einheimischen Bevölkerung** für den weiteren Ausbau der Netze und der eE, insbesondere für Großanlagen. Auch in den Verteilnetzen, in denen der immense Netzausbau in den vergangenen Jahren noch weitgehend geräuschlos umgesetzt werden konnte, nimmt der Widerstand zu. Bürgerinitiativen protestieren gegen den Ausbau im 110-kV-Netz, egal ob bei Kabel oder Freileitungen. Dadurch **nehmen die Projektierungsdauern, Genehmigungs- und Bauzeiten massiv zu.** Hier sind Beschleunigungen zu prüfen.

Weitere Investitionen in Stahl und Kupfer sind weder effizient noch akzeptiert, so lange andere Regionen und Netze brachliegen. Wir brauchen daher regionale Steuerungsinstrumente und innovative eE-Ausschreibungen. Regional differenzierte Steuerungsinstrumente sollten einerseits bei der Standortentscheidung der Anlagenbetreiber ansetzen. Hierzu hat e-bridge im Auftrag der enviaM den Vorschlag eines regional differenzierten Baukostenzuschusses entwickelt, der Anlagenbetreiber an den Kosten des Netzausbaus beteiligen soll. Des Weiteren braucht es ein effektives Bonus-Malus-System. Um andererseits das Verhalten aller Akteure netzdienlich zu beeinflussen, sollten die Entschädigungszahlungen (bei Abschaltung von Anlagen) wegfallen und die Netzentgelte sich künftig flexibel an der tatsächlichen Netzauslastung orientieren (Echtzeit-Netzauslastung).

Auch die eE-Anlagen selbst müssen im Sinne der Netz- und Systemdienlichkeit technisch innovativer werden, auch im Zusammenhang mit Speichern. Diese können zur Grundlastfähigkeit beitragen. Vor diesem Hintergrund sollten die in § 39 j des EEG 2017 angedachten **Innovationsausschreibungen hinsichtlich der Menge erweitert werden.** Die Mengengrenze von 50 MW sollte somit aufgehoben werden und einen Teil der im Koalitionsvertrag angedachten Sonderausschreibungen darstellen. Die angedachten 4 GW für jeweils Wind Onshore und Photovoltaik sollten jedoch nicht überschritten werden.

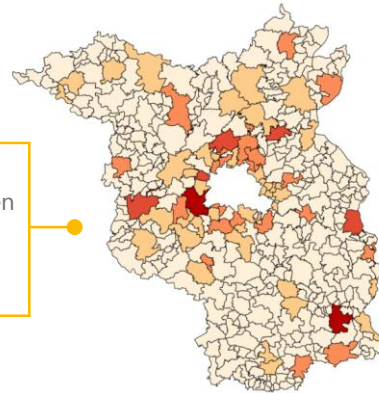
Anforderungen an Verteilungsnetze

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
· Dr. Adolf Schweer · 25.6.2018



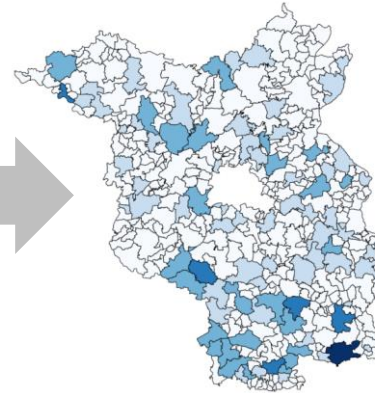
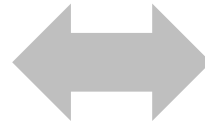
Zukünftig sind in allen Spannungsebenen des Verteilnetzes Netzengpässe zu erwarten, da die heutige Netzinfrastruktur den zukünftigen Anforderungen nicht stand hält.

- Je nach Versorgungsaufgabe unterscheiden sich Netzengpässe in der Richtung des Stromflusses und der Spannungsebene.
- Während in ländlichen Regionen hauptsächlich einspeisegetriebene Engpässe das Netz belasten, treten in urbanen Regionen vornehmlich lastgetriebene Engpässe auf – hier beispielhaft gezeigt für das Land Brandenburg¹.
- Für einen sicheren Netzbetrieb müssen sowohl lastbedingte als auch einspeisebedingte Engpässe beherrscht werden.



In urbanen Gebieten häufen sich E-PKW und elektrische Heizlösungen sowie Batteriekleinspeicher und belasten das Netz vornehmlich in der **Nieder- und Mittelspannung**.

Zusätzliche Lasten in städtischen Netzen

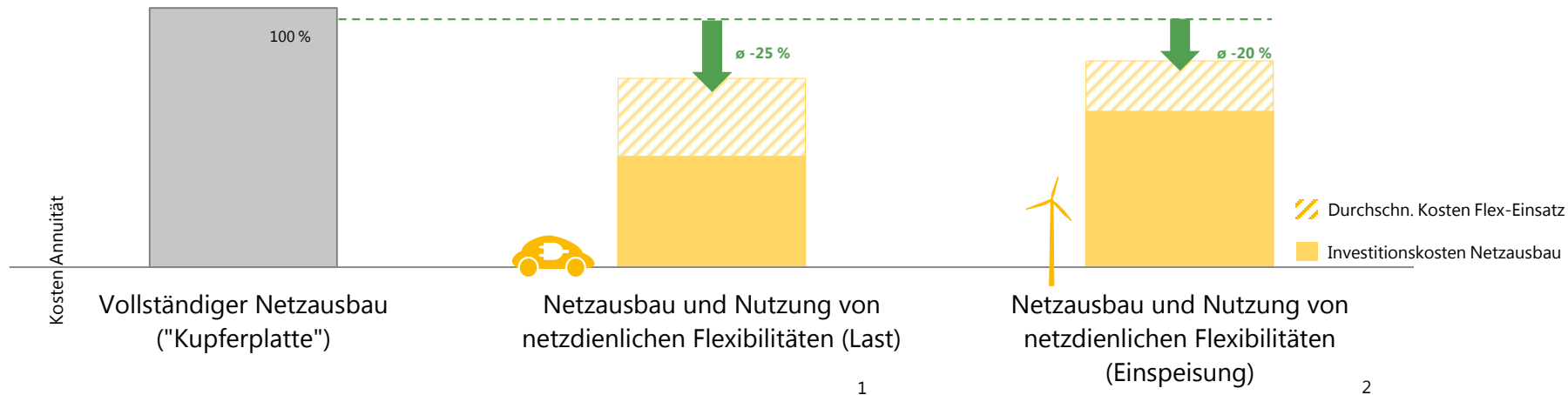


In ländlichen Gebieten werden viele Erzeugungsanlagen mit hoher installierter Leistung errichtet und vornehmlich in der **Mittel- und Hochspannung** angeschlossen.

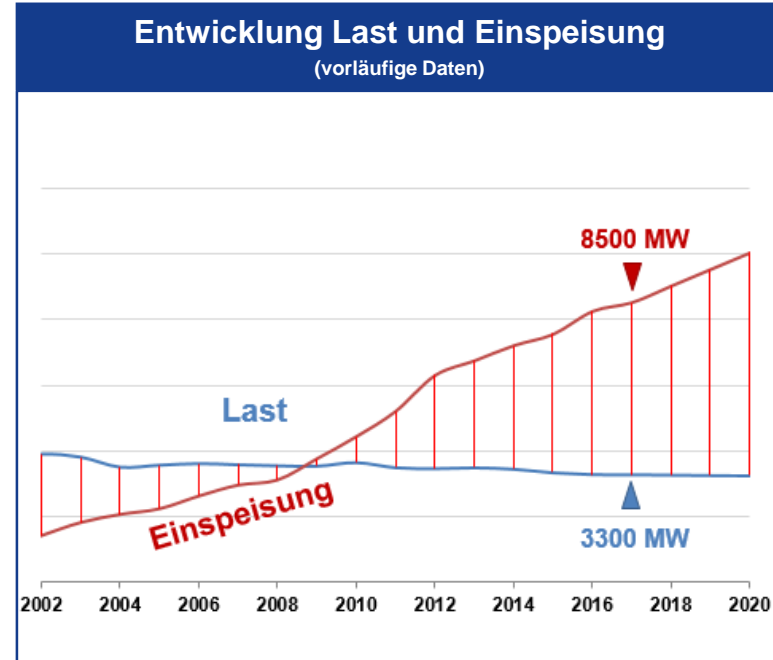
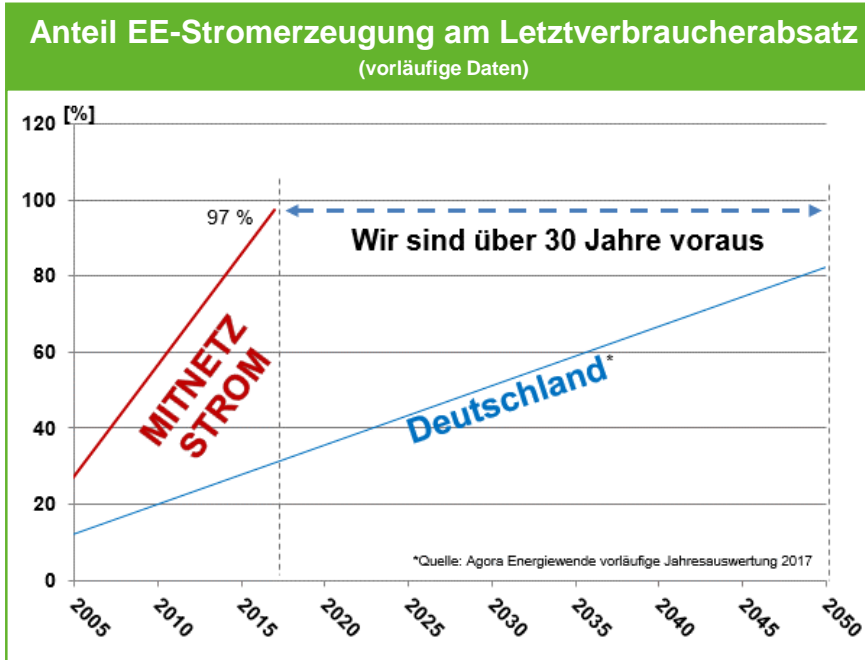
Zusätzliche Einspeisungen in ländlichen Netzen

Die Kombination aus konventionellem Netzausbau und Engpassmanagement mit Flexibilitäten steigert die Akzeptanz und kann zur Kostensenkung beitragen.

- Konventioneller Netzausbau mit einer Auslegung für die Aufnahme der gesamten, gleichzeitig auftretenden Belastung ist nicht zeitnah umsetzbar, würde zu sehr hohen Kosten führen und wird gesellschaftlich nicht akzeptiert.
- Durch einen netzdienlichen Einsatz der Flexibilität neuer Lasten und Einspeisungen können – ergänzend zum Netzausbau – die Gesamtkosten gesenkt und die Akzeptanz gesteigert werden.



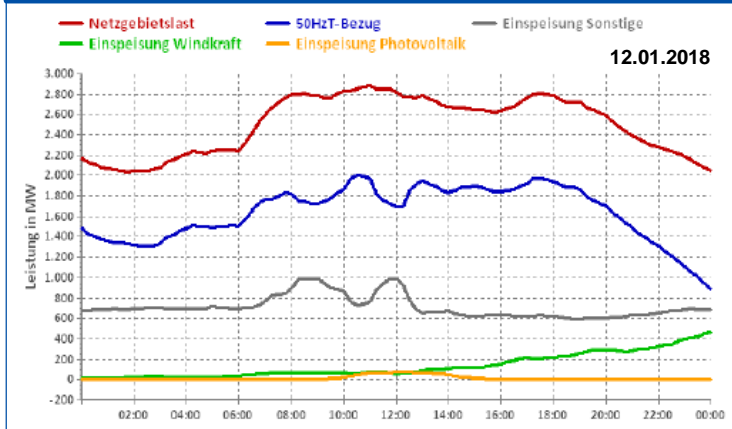
Wir sind Deutschland voraus.



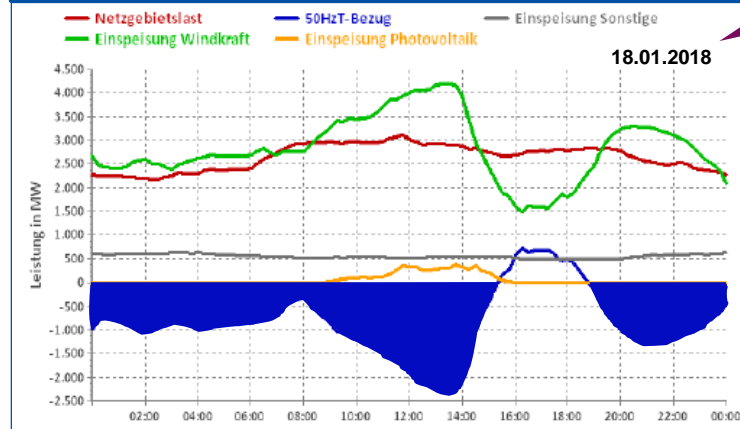
Mehr Tage mit Rückspeisung Übertragungsnetz



Tag ohne EE-Anteil
Bezug aus dem Übertragungsnetz



Tag mit hohem EE-Anteil, überwiegend Wind
Lastflussumkehr, Rückspeisung ins Übertragungsnetz



Sturmtief
Friederike

Anzahl der Tage im Jahr mit Rückspeisung ins Übertragungsnetz:

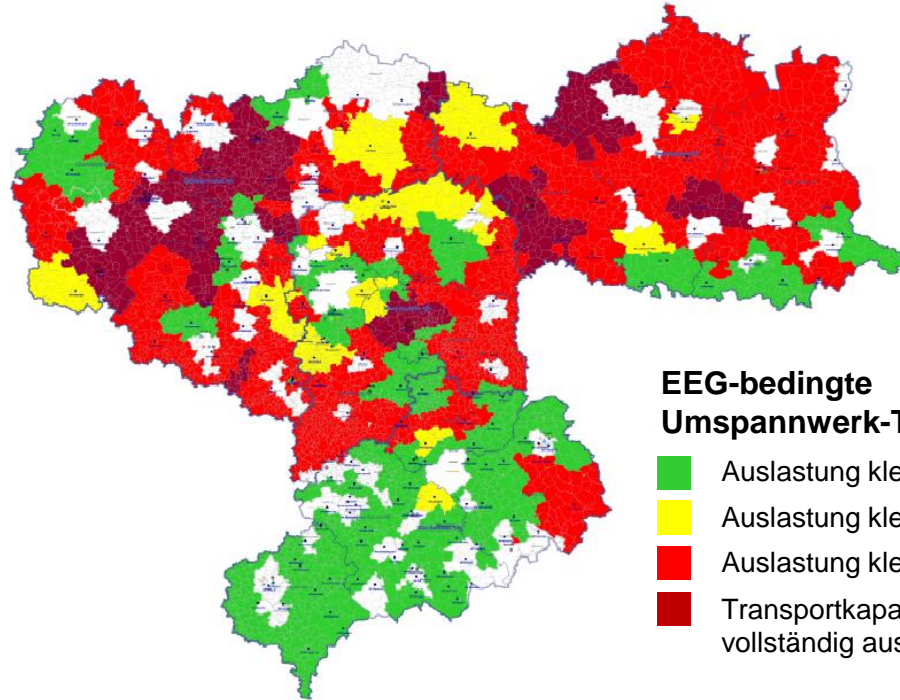
∑ 2014: 151 Tage

∑ 2015: 201 Tage





∑ 2016: 198 Tage

∑ 2017: 254 Tage

Die Reserven im Netz sind weitgehend aufgebraucht

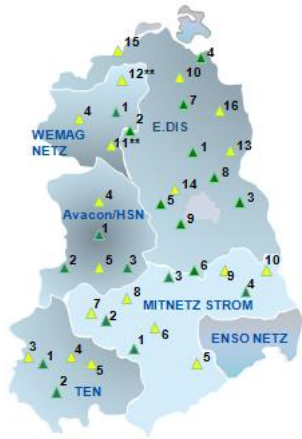


EEG-bedingte Umspannwerk-Trafo-Auslastung

-  Auslastung kleinster Trafo 0 – 80 %
-  Auslastung kleinster Trafo 80 – 100 %
-  Auslastung kleinster Trafo ≥ 100 %
-  Transportkapazität im Umspannwerk vollständig ausgelastet

Netzausbauplan der ARGE Ost verdeutlicht Ausbaubedarf 110 kV

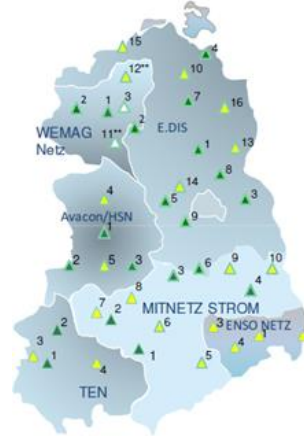
NAP 2013/2023:



Last- und Einspeiseprognosen,
abgestimmter Ausbaubedarf

38 neue/erweiterte UW zum
Verbundnetz / ca. 2900 km
Leitung neu

NAP 2015/2025:



Gleichzeitigkeiten

Spitzenkappung

NOVA-Prinzip

Neue Technologien
(Hochtemperaturleiterseile,
Spannungs- und Blindleistungsregelung,
NSM-Einspeisemanagement)

NAP 2017/2027:



Prognose NAP und
Bundesländer \neq NEP

ganzheitliche Energiewende

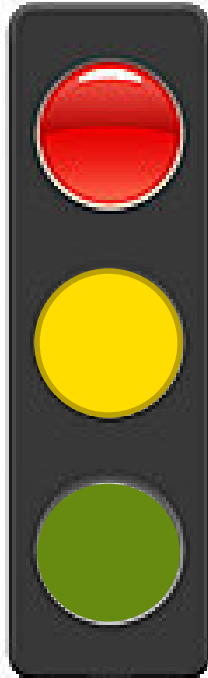
PV-Ausschreibung

Wind-Ausschreibung

Sektorkopplung (E-Mobilität)



Netz- und Systemsicherheitsmanagement ist unabdingbar



Blackout-Gefahr

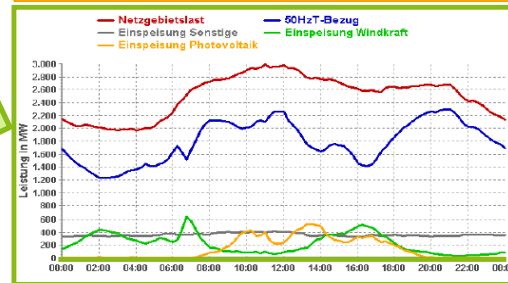
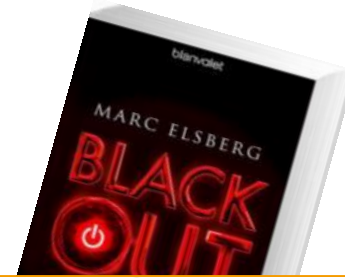
- Teil- oder Totalausfall
- Wiederaufbau der Stromversorgung

Netzstabilität ist gefährdet

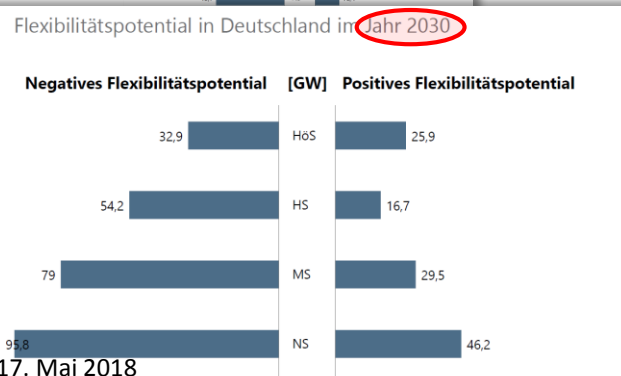
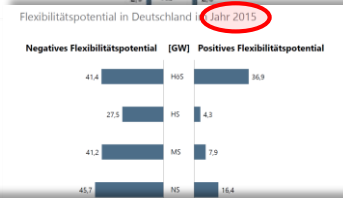
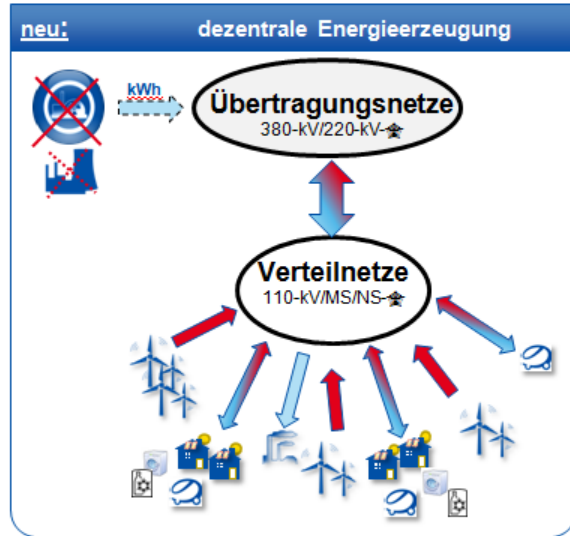
- Stress- bzw. Störbetrieb
- zur Regelung kritischer Situation: Übertragungsnetzbetreiber leiten Systemsicherheitsmanagement (SSM)-Maßnahmen ein, zusätzliche Aufrufe an Verteilnetzbetreiber zu Netzsicherheitsmanagement (NSM)-Maßnahmen
- Nutzung von Regelernergie

Netzstabilität ist gewährleistet

- Erzeugung und Verbrauch sind auf gleichem Niveau
- Normalbetrieb



Flexibilitäten verschieben sich in die Mittel- und Niederspannung



Wir haben Lösungen...

In Umsetzung

In Bearbeitung



- **Frequenzhaltungsreserve (Primärregelleistung)**
- **Frequenzwiederherstellungsreserve (automatisch/Sekundärregelleistung, manuell/Minutenreserveleistung)**
- Ersatzreserve
- Zu-/Abschaltbare Lasten
- Automatische Frequenzentlastung

**Frequenz-
haltung**

- **Blindleistungsregelung**
 - **Steuerung von Erzeugungsanlagen**
 - Schaltung von Kompensationsmitteln
 - Kurzschlussleistung
 - Transformatorstufung und Umschaltungen

**Spannungs-
haltung**

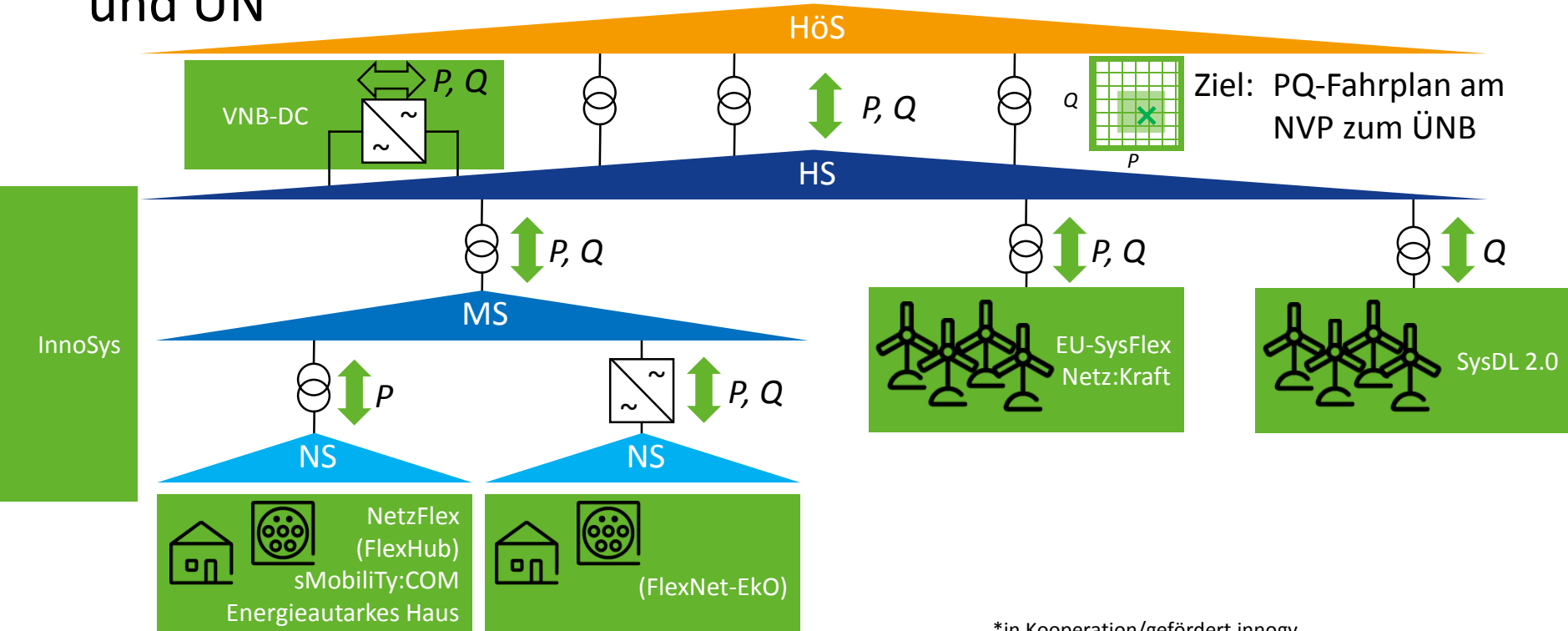
- **Schwarzstart- und Inselnetz-Fähigkeit**
- Inbetriebnahme mit/ohne Spannungsvorschaltung
- **Netzebenenübergreifende Koordinierung (Konzepte)**
- **Wiederherstellung der Versorgung (zentral/dezentral)**

**Netz-
wiederaufbau**

**Betriebs-
führung**

- **Einspeisemanagement**
- **Redispatch/Engpassmanagement**
 - Betriebsplanung/Ausschaltplanung
 - Reservekraftwerke
 - **Datenaustausch (Energieinformationsnetz)**

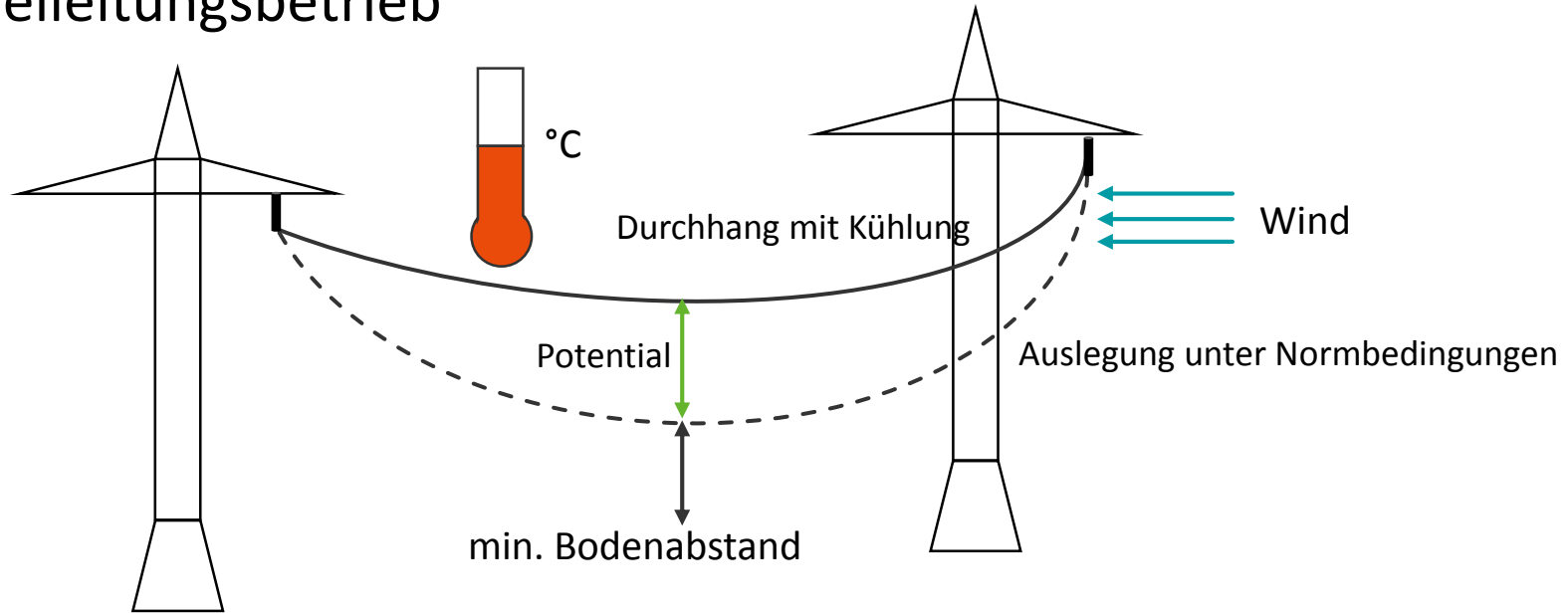
Aggregation von Flexibilitäten für VN und ÜN



InnoSys

*in Kooperation/gefördert innogy

Wir haben Lösungen: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb



Die Kühlungseffekte der Umgebungstemperatur und des Windes werden ausgenutzt. Dadurch lassen sich die Bestandsnetze höher auslasten.

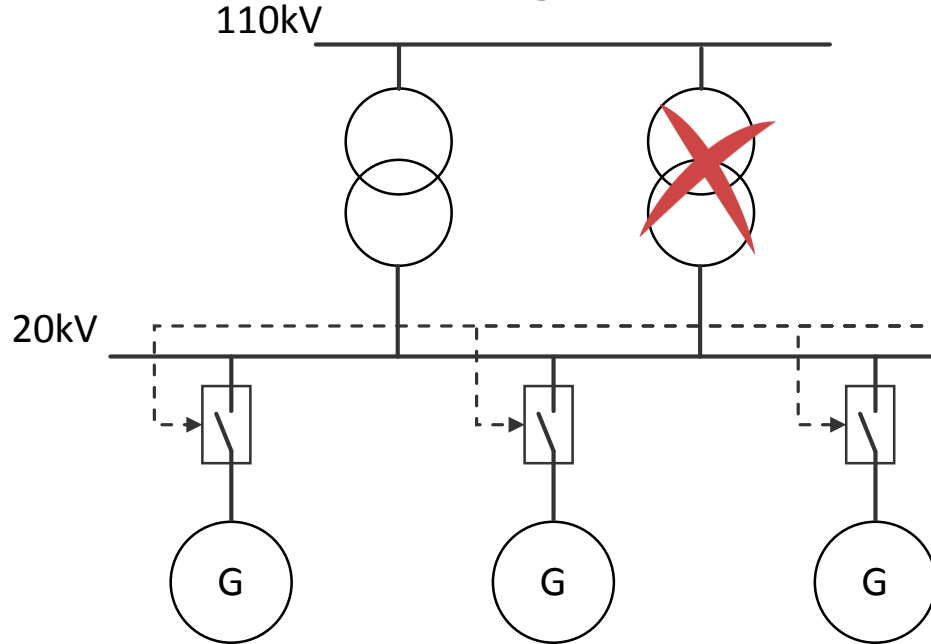
Wir arbeiten an Lösungen: VNB und ÜNB

Redispatch-Pilot: Mitnetz, 50Hertz und Direktvermarkter



- Berücksichtigung der regionalen Verteilung und Wirkung auf Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz
- Datenaustausch zw. VNB – ÜNB – Direktvermarkter
- Einsatzplanung für EE-Anlagen

Wir haben Lösungen: Thermische Mitnahmeschaltung



Automatische Erkennung eines Ausfalls



Trennung der Erzeugung in Kurzzeit

Anschluss von Erzeugung an MS-Sammelschiene (n-0)

Mitnahmeschaltung erhöht Anschlusskapazität in der Mittelspannung.

Herausforderung Elektromobilität



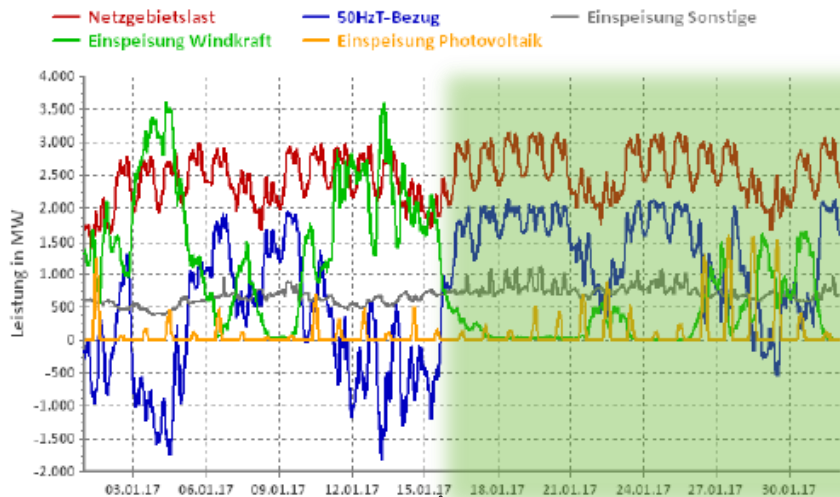
Anzahl Elektrofahrzeuge

Netzausbau 1 Mrd. Euro

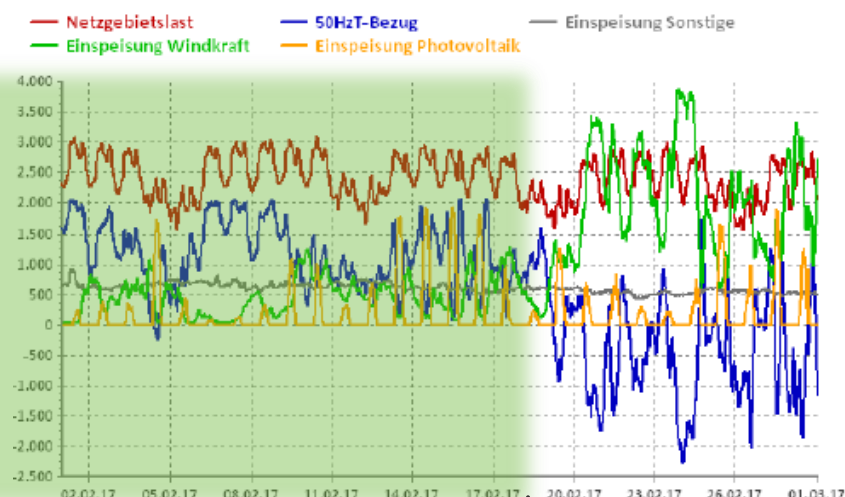
Begrenzter Netzausbau bei
Einsatz aller technischen
und anderen Maßnahmen

Woher kommt die Energie bei einer Dunkelflaute?

Netzgebietslast Januar 2017



Februar 2017



**Wir brauchen für die Energiewende Speicher und
Sektorkopplung**