

Smarte Verteilnetze sind nachhaltig

„Mit Intelligenz statt nur mit Kupfer...“

Kempton

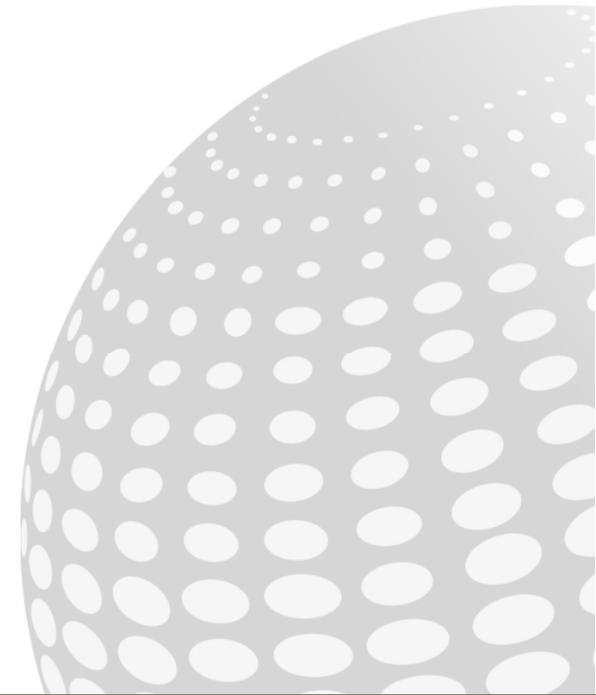
Mai 2014

1. Ausgangssituation und Motivation
2. Unser Weg zum Smart Grid
3. egrid - Intelligenter Netzausbau - Eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerks
4. Kundenprojekte
5. Diskussion

„Stell Dir vor es ist Energiewende und keiner geht hin....“

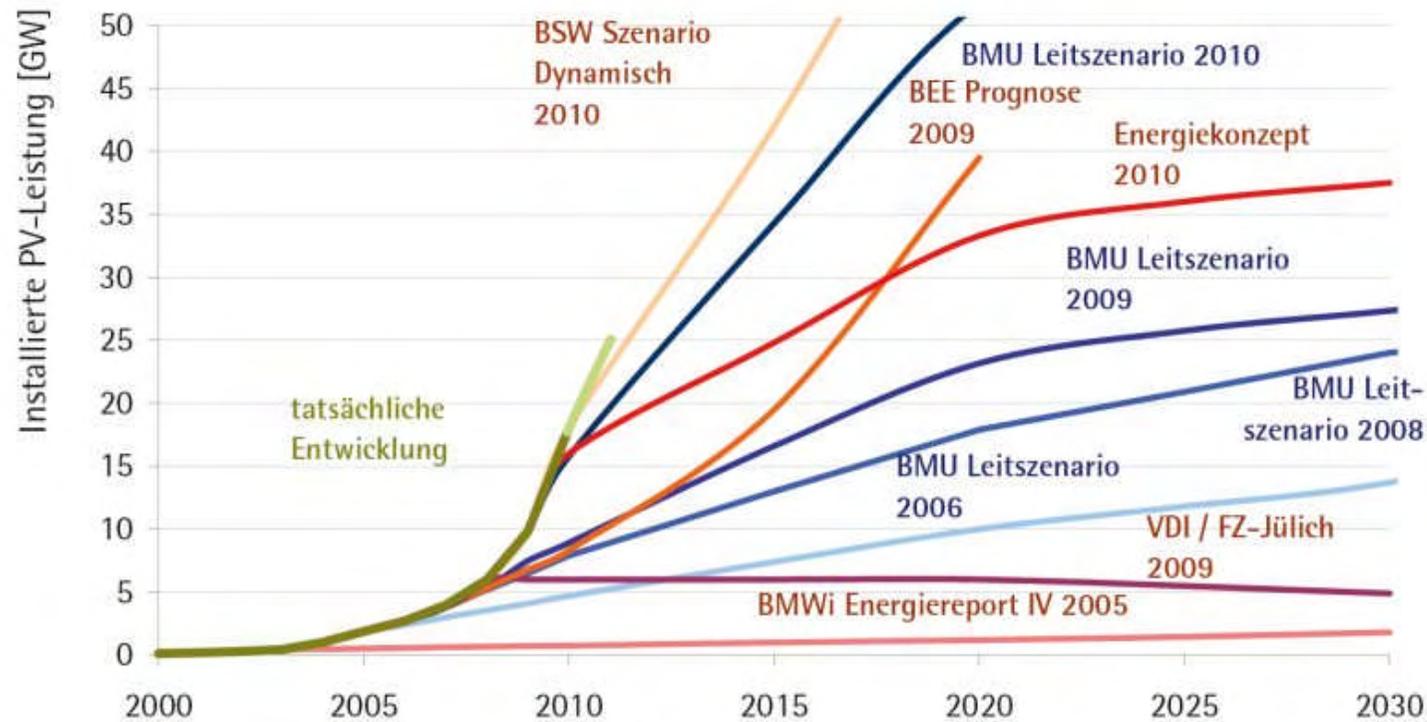
oder

*„Frag nicht was die Energiezukunft für Dich tun kann,
sondern frag was Du für die Energiewende tun kannst....“*



Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...

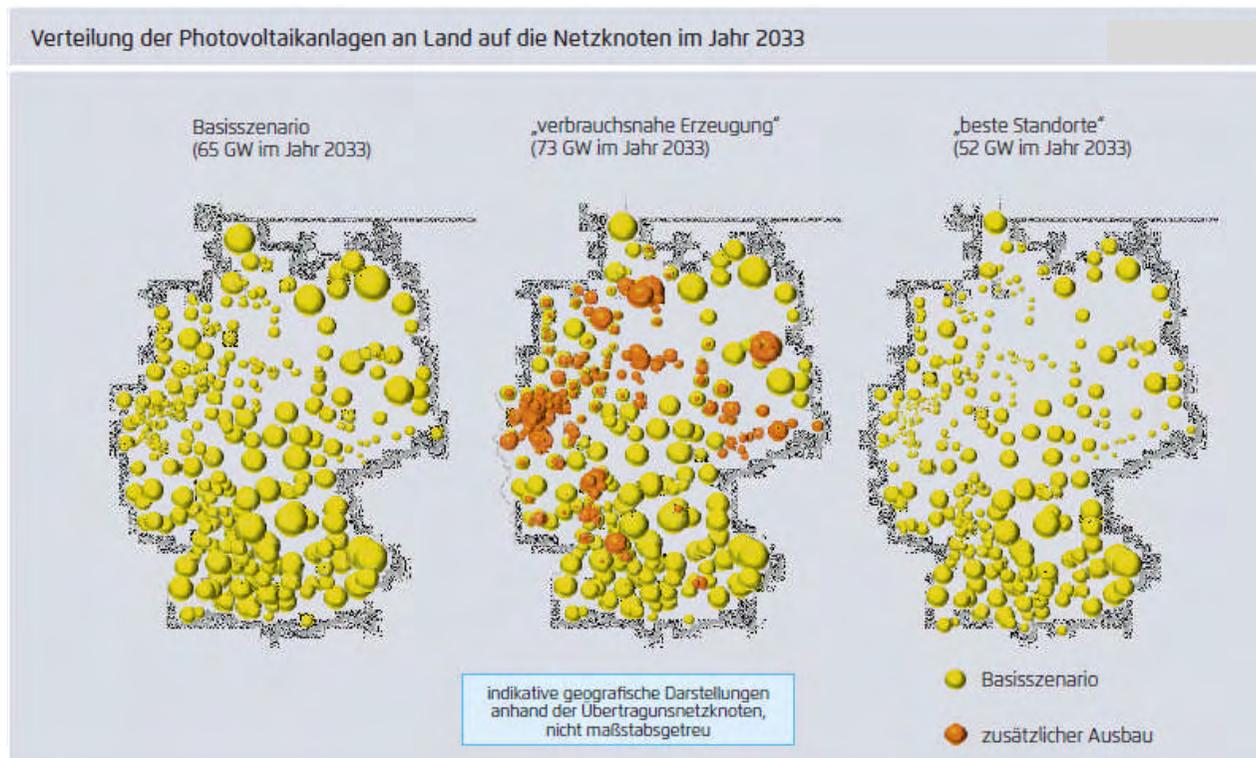
- der **Zubau** Erneuerbarer Energien kontinuierlich fortgesetzt wird



Installierte Leistung bis zum Jahr 2030 bei verschiedenen Szenarien und Prognosen im Vergleich zur tatsächlichen Entwicklung (2010 und 2011: Schätzwerte),
Quelle: Prof. Dr.-Ing. habil. Volker Quaschnig, HTW Berlin

Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...

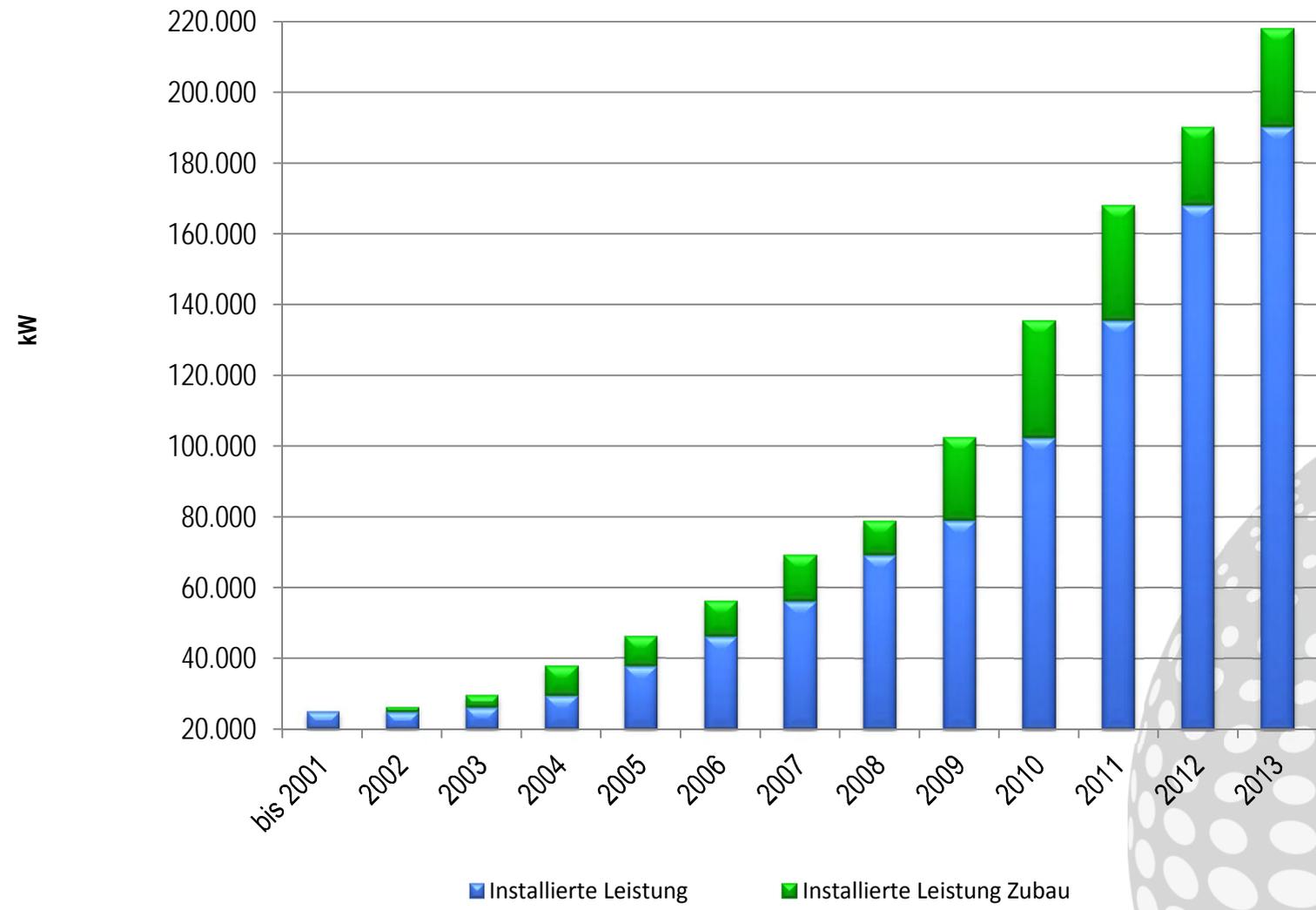
- der **Zubau** Erneuerbarer Energien kontinuierlich fortgesetzt wird
- über 90% der Erneuerbaren Erzeuger ins **Verteilnetz** einspeisen



Regionale Verteilung der PV Anlagen in drei Szenarien
Quelle: AGORA Kostenoptimaler Ausbau der EE bis 2033

Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...

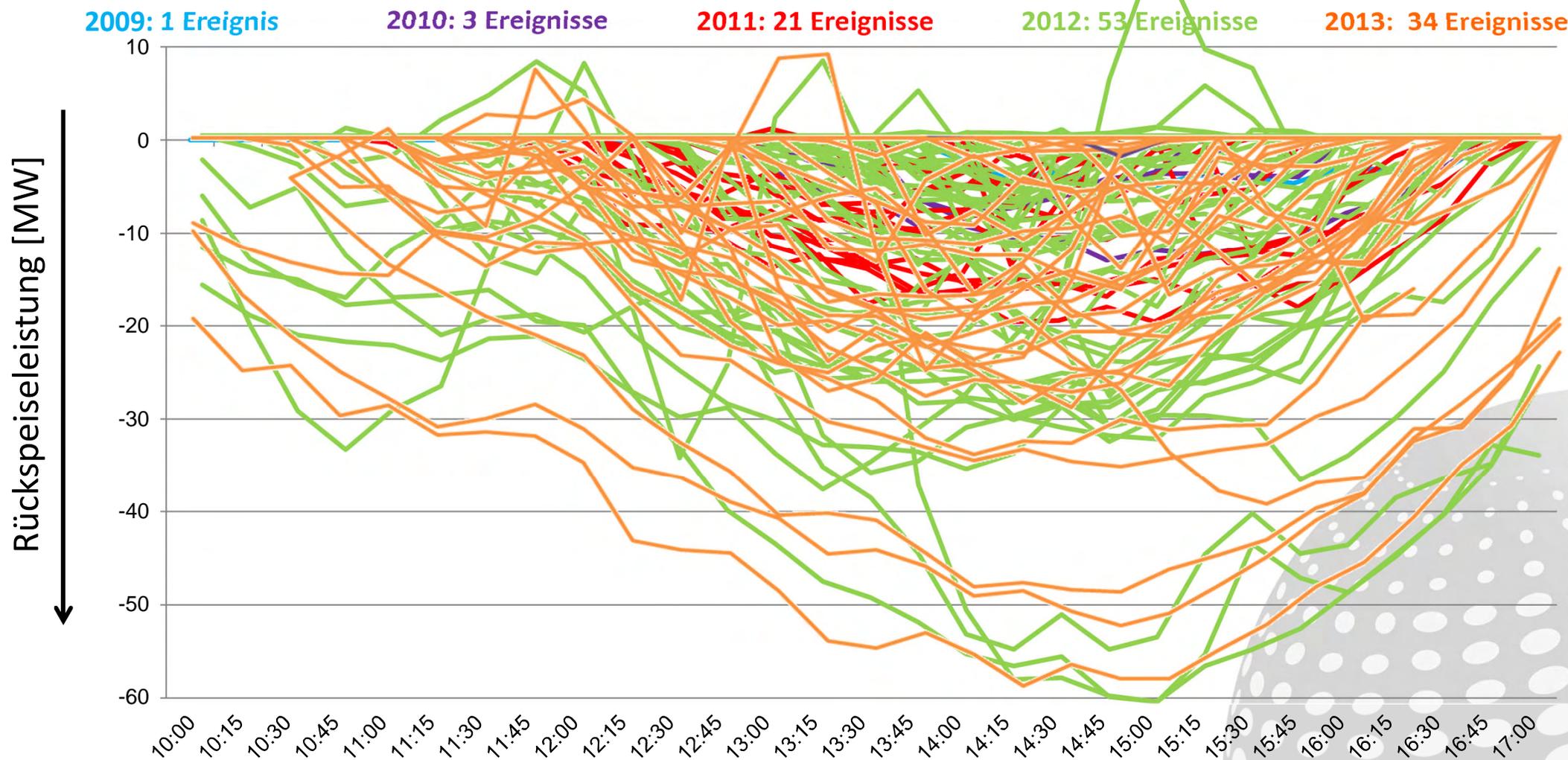
Entwicklung installierte regenerative Leistung im Gebiet der AllgäuNetz



Stand: Dezember 2013
Quelle: Allgäu Netz GmbH

egrid – eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerk

Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...



Anzahl der Rückspeise-Ereignisse ins europäische Verteilnetz

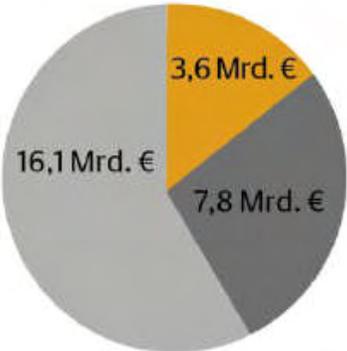
Stand: Dezember 2013
Quelle: Allgäu Netz GmbH

egrid – eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerk

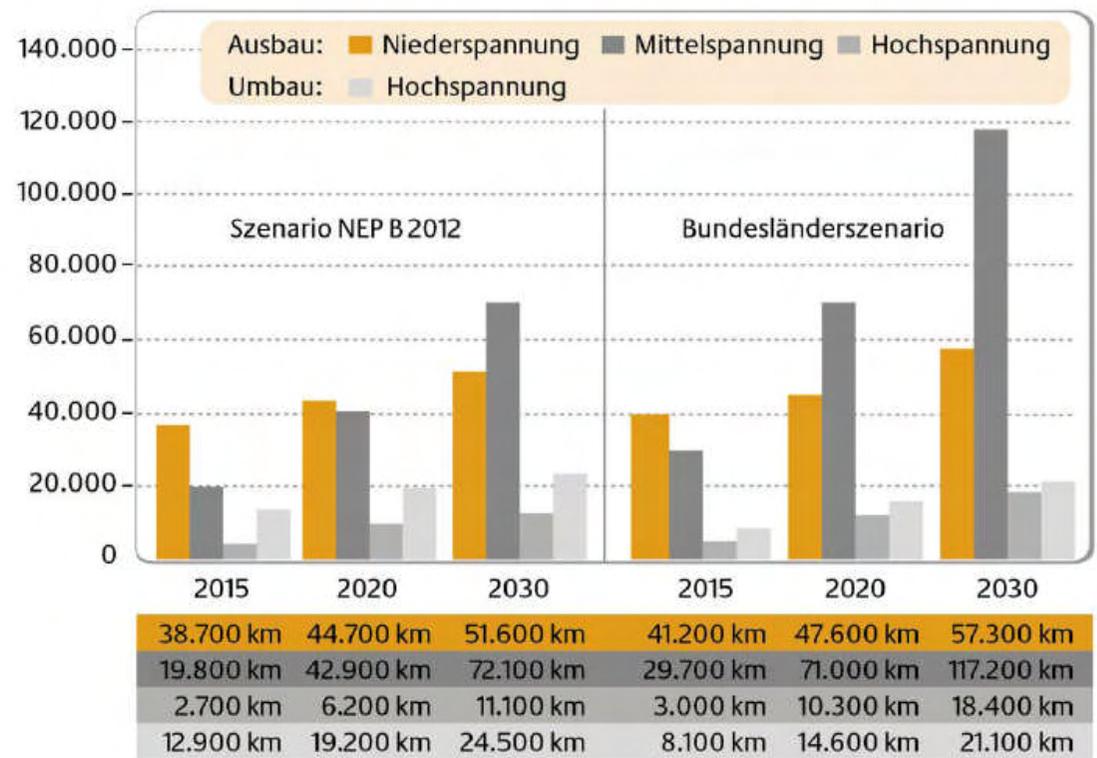
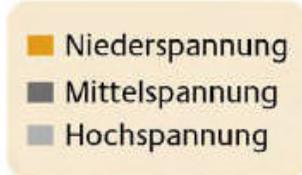
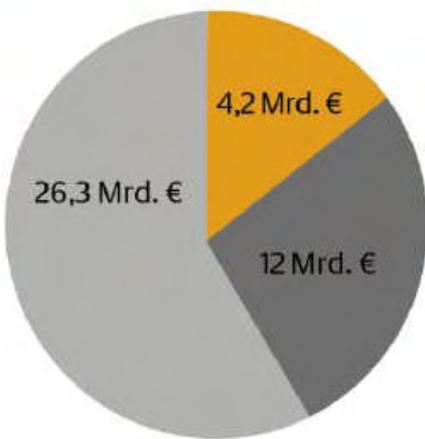
Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...

- der klassische Netzausbau in Mittelspannung und Niederspannung bis 2030 über **16 Milliarden** kostet

Szenario NEP 2012 B
Gesamt: 27,5 Mrd. Euro



Bundesländerszenario
Gesamt: 42,5 Mrd. Euro

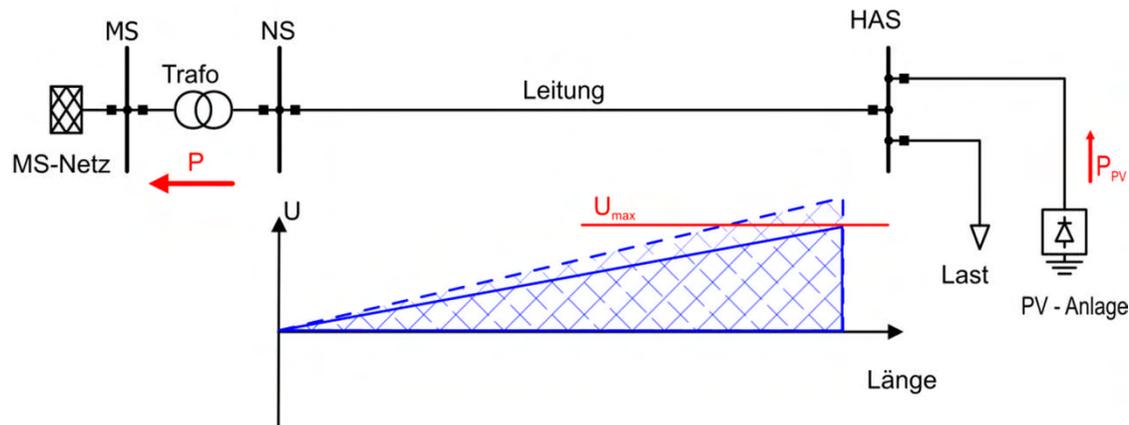


Netzausbaubedarf in Stromkreis Kilometern
Quelle: DENA Verteilnetzstudie 2012

Verteilnetz Ausbaukosten bis 2030 nach Spannungsebenen
Quelle: DENA Verteilnetzstudie 2012

egrid – eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerk

Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...



Spannungsbandverletzung in der Niederspannungsübertragung
Quelle: Georg Kerber - TU München

- ... bisher wenig Messerfahrung über **Spannungsbandverletzungen** und **Betriebsmittelüberlastungen** in den Niederspannungszweigen vorhanden sind



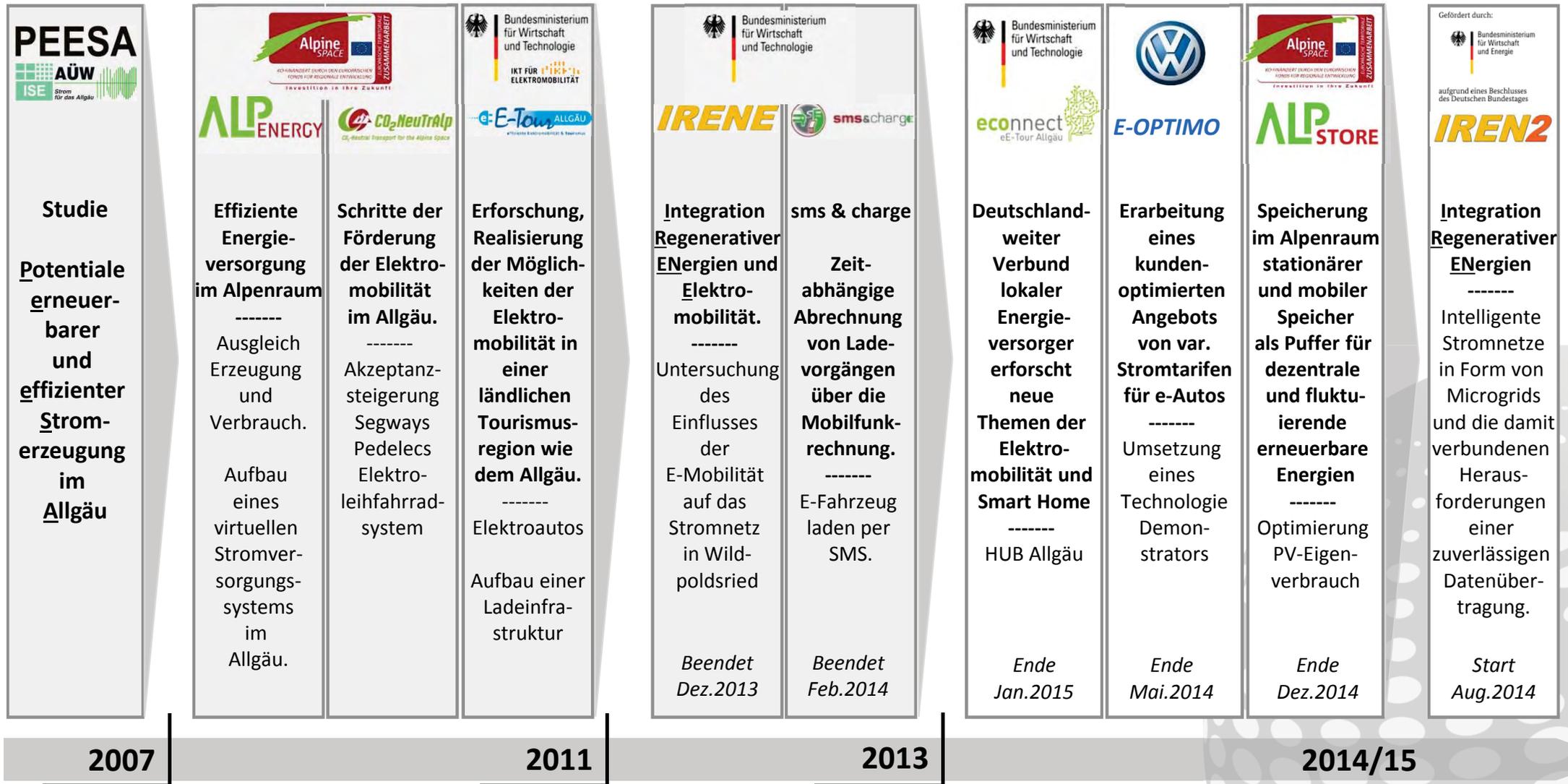
Brand in einem Kompaktstation
Quelle: Osnabrücker Zeitung,
25.11.2014

Warum denken wir heute über Smarte Verteilnetze nach...

- ... der dezentrale **Zubau** Erneuerbarer Energien kontinuierlich fortgesetzt wird
- ... über 90% der Erneuerbaren Erzeuger ins **Verteilnetz** einspeisen
- ... der klassische Netzausbau in Mittelspannung und Niederspannung bis 2030 über **16 Milliarden** kosten würde
- ... bisher wenig Messerfahrung über **Spannungsbandverletzungen** und **Betriebsmittelüberlastungen** in den Niederspannungszweigen vorhanden sind
- ... **neue Technologie** wie E-mobilität und Speicher erst dadurch sinnvoll eingesetzt werden können
- ... sie die Basis zur Entwicklung neuer **Marktmodelle** sind

1. Ausgangssituation und Motivation
2. Unser Weg zum Smart Grid
3. egrid - Intelligenter Netzausbau - Eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerks
4. Kundenprojekte
5. Diskussion

Innovations-Projekte bei AÜW



- Ländliche Struktur (Ortskern mit Weilern) mit abgeschlossenem Gemeindegebiet
- Hoher Anteil an regenerativen Energien bildet bereits 2011 ein bundesweites Szenario 2020 ab
- Erneuerbare Energien haben in der Bevölkerung einen hohen Stellenwert



Fakten zu Projektstart (2011):

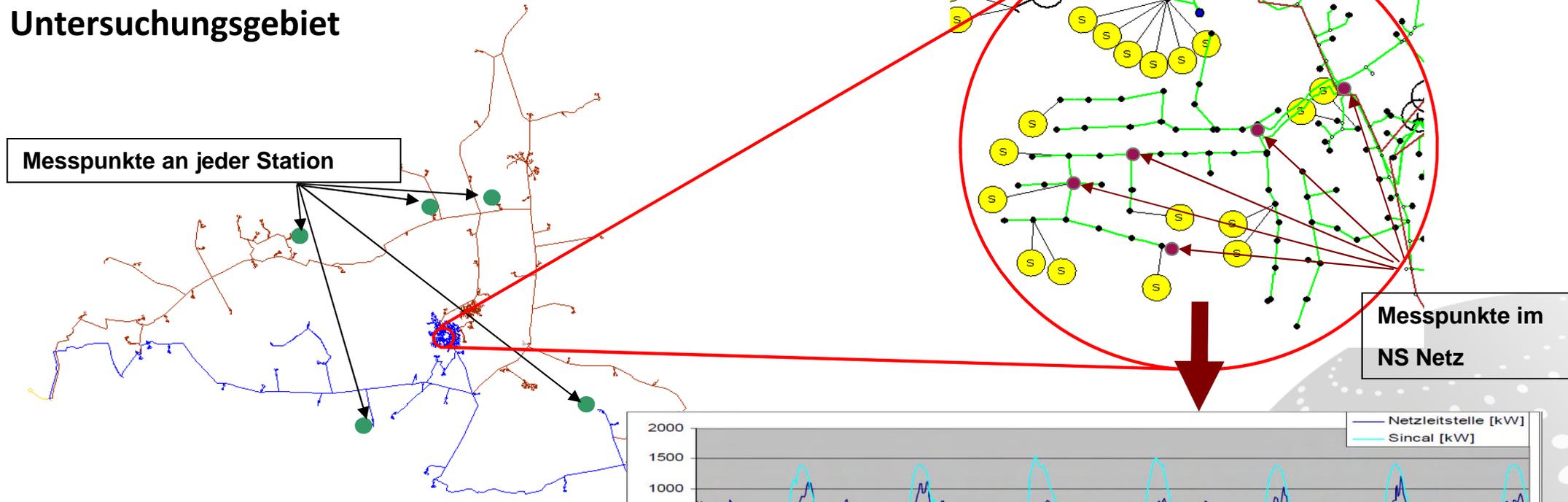
- Zählpunkte: ≈ 1.400
- Installierte EEG Leistung: ≈ 6.600 kW
- Verbrauchte Arbeit: $\approx 6,2$ MWh/a
- Erzeugte Arbeit: ≈ 12 MWh/a

Fakten Projektende (2013):

- Zählpunkte: ≈ 1.400
- Installierte EEG Leistung: ≈ 8.175 kW
- Verbrauchte Arbeit: $\approx 6,6$ MWh/a
- Erzeugte Arbeit: $\approx 15,7$ MWh/a

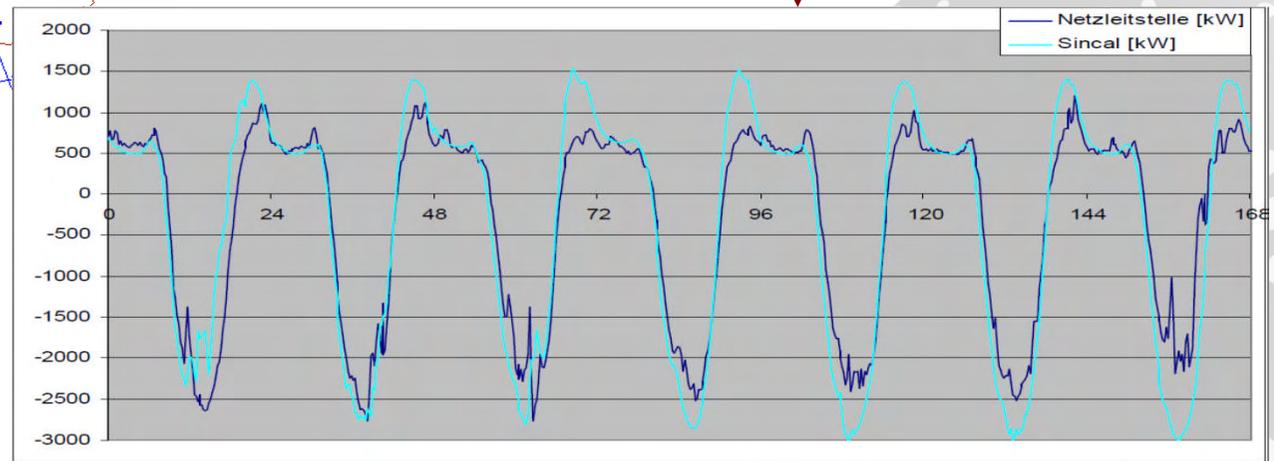
Unser Weg zum Smart Grid „Messung bringt Licht ins Dunkel“

Untersuchungsgebiet



Daten des Untersuchungsgebietes:

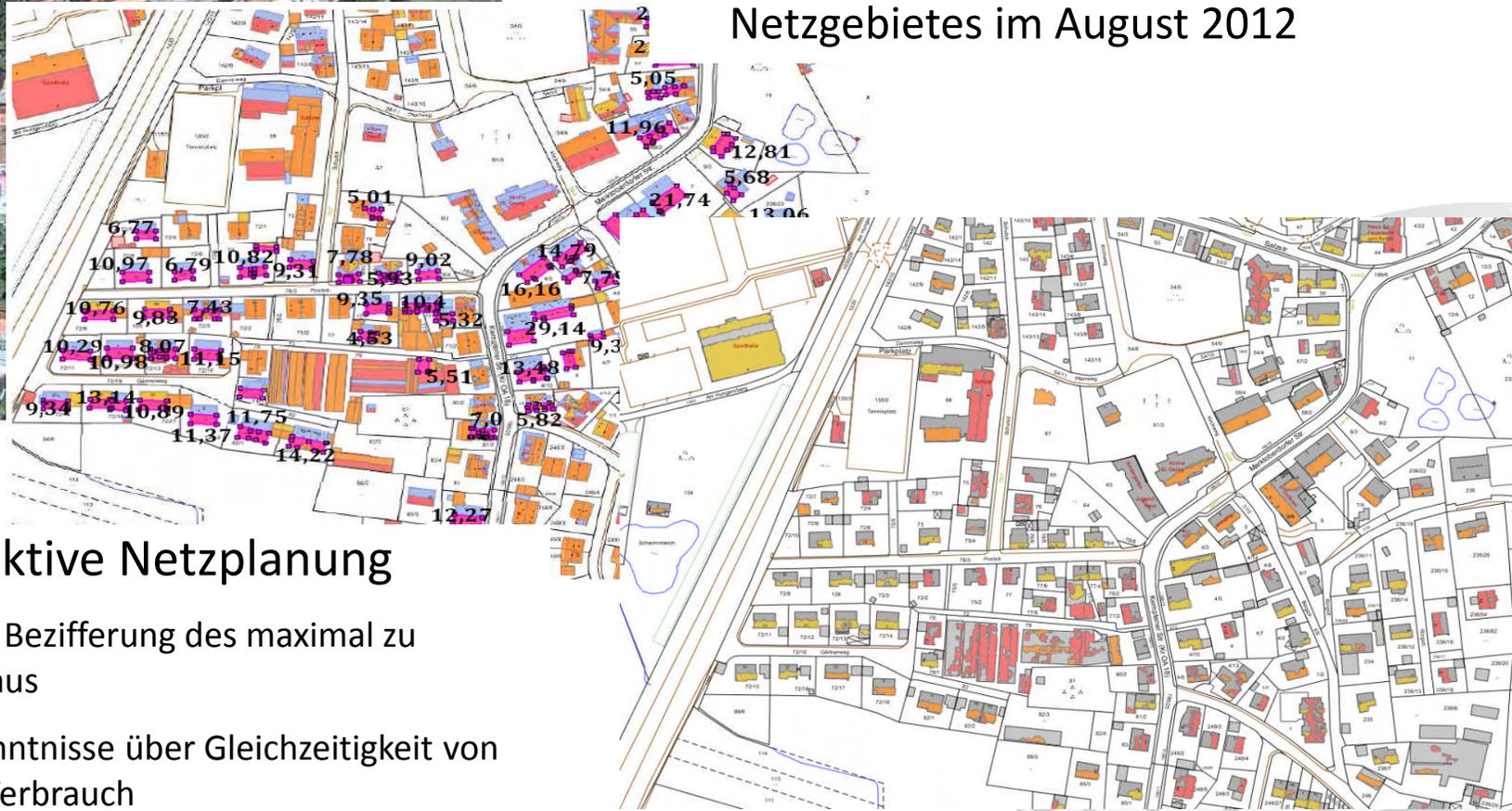
- 87 Ortsnetzstationen
- 32 Elektrofahrzeuge
- 3 MW Spitzen- und 0,6 MW Minimalverbrauch
- 6 MW PV, 2 MW Wind, 1 MW Biogas



Gegenüberstellung gemessener und gerechneter Lastfluss

Unser Weg zum Smart Grid

„Solarpotentialanalyse zeigt das Maximum“



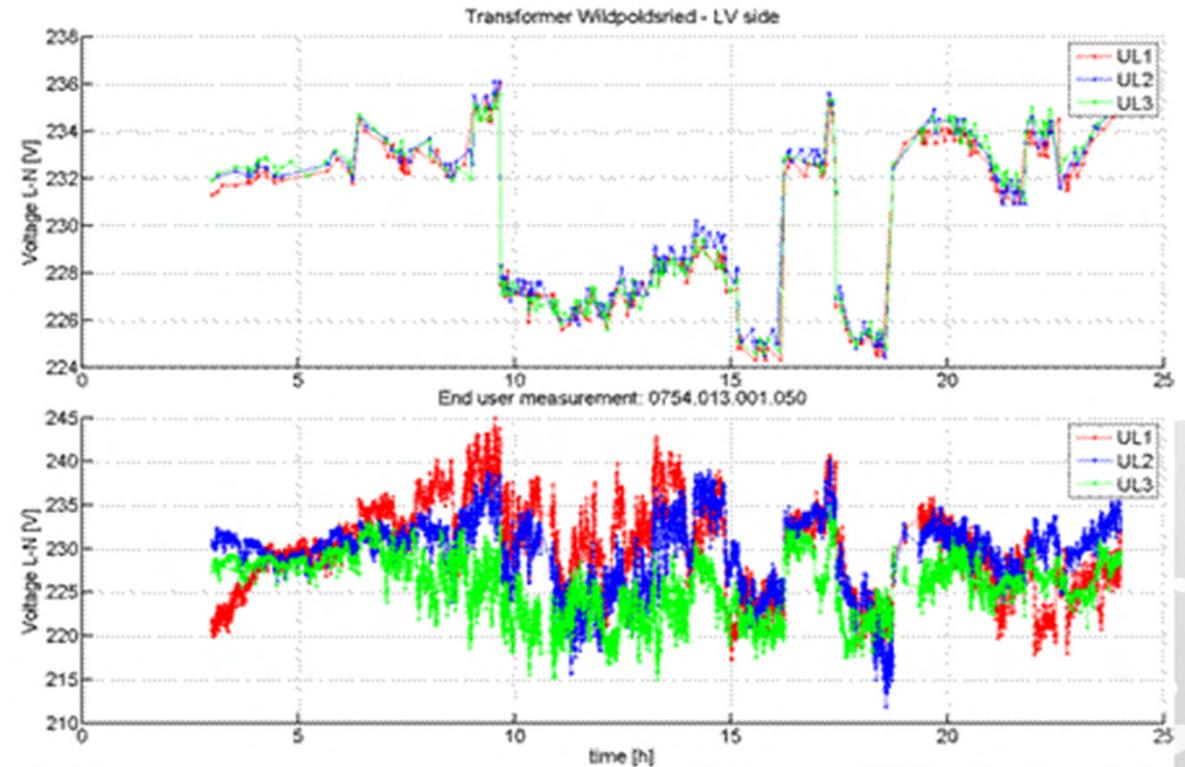
➔ Vorteile für die aktive Netzplanung

- Ermöglicht exakte Bezifferung des maximal zu erwartenden Zubaus
- Verbessert die Kenntnisse über Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Verbrauch

Unser Weg zum Smart Grid

„Regelbare Ortsnetztransformatoren gleichen ursachennah aus“

Regelung mit unterschiedlichen Regelstrategien



- Lokale Regelung
- Übergeordnete Regelung
- Einbezug des übergeordneten Trafos möglich
- Kombination der Strategien

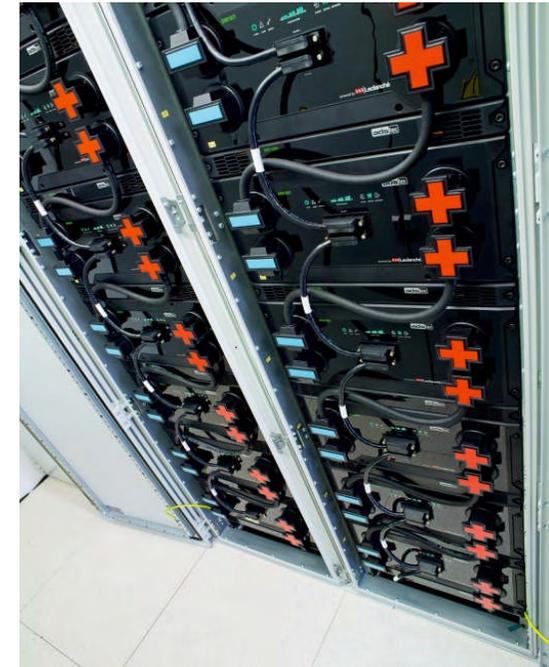
Unser Weg zum Smart Grid

Energiespeicher zur Glättung und Rückspeisungsreduktion

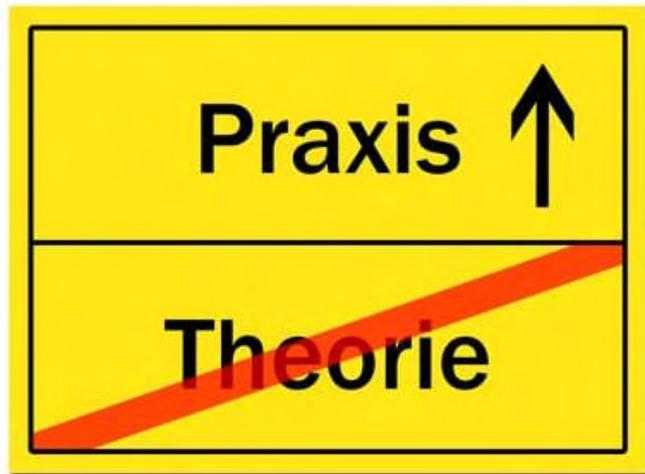
Nutzbare Kapazität des Lithium-Ionen
Batteriespeichers 138 kWh,
Maximalleistung 300 kW

→ Speicher dient zur

- Lastspitzenglättung
- Vermeidung von Rückspeisung in die Mittelspannung
- Spannungsregelung durch Blindleistung
- Belastungsversuche im Niederspannungsnetz



- Einsparung von mehr als 20% der Netzausbaukosten (Gesamt 3,2 Mio.€/a) durch Optimierung der Auslegungskriterien in der Netzplanung
- 10.000 E-Fahrzeuge im Allgäu (Szenario 2020) lassen sich ohne Probleme in das bestehende Verteilnetz integrieren
- Erprobung neuer Geschäftsideen (Direktvermarktung Biogas, Einsatz neuer Technologien, Entwicklung von Dienstleistungen)
- Unterstützung anderer Verteilnetzbetreiber durch Knowhow Transfer



1. Ausgangssituation und Motivation
2. Unser Weg zum Smart Grid
3. egrid - Intelligenter Netzausbau - Eine Dienstleistung der Allgäuer Überlandwerk GmbH
4. Kundenprojekte
5. Diskussion

Drei Säulen zeigen die unterschiedlichen Beratungstiefen

Unser Dienstleistungsangebot in drei Ausbaustufen

Beratungsdienstleistung, Projektleitung und Betrieb

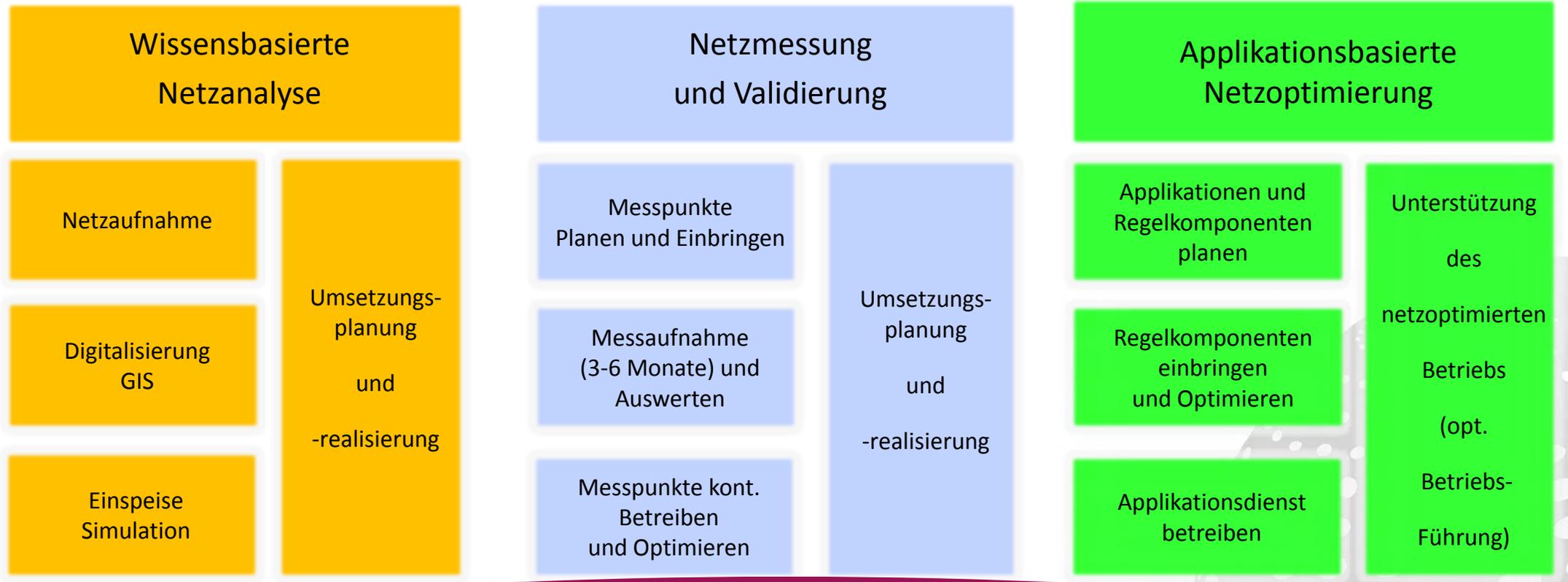


Analyse, Optimierung und Monitoring der CAPEX & OPEX (unter regulativen Bedingungen)

Analyse, Optimierung und Monitoring der Kosten

Transparenz in der Asset Planung

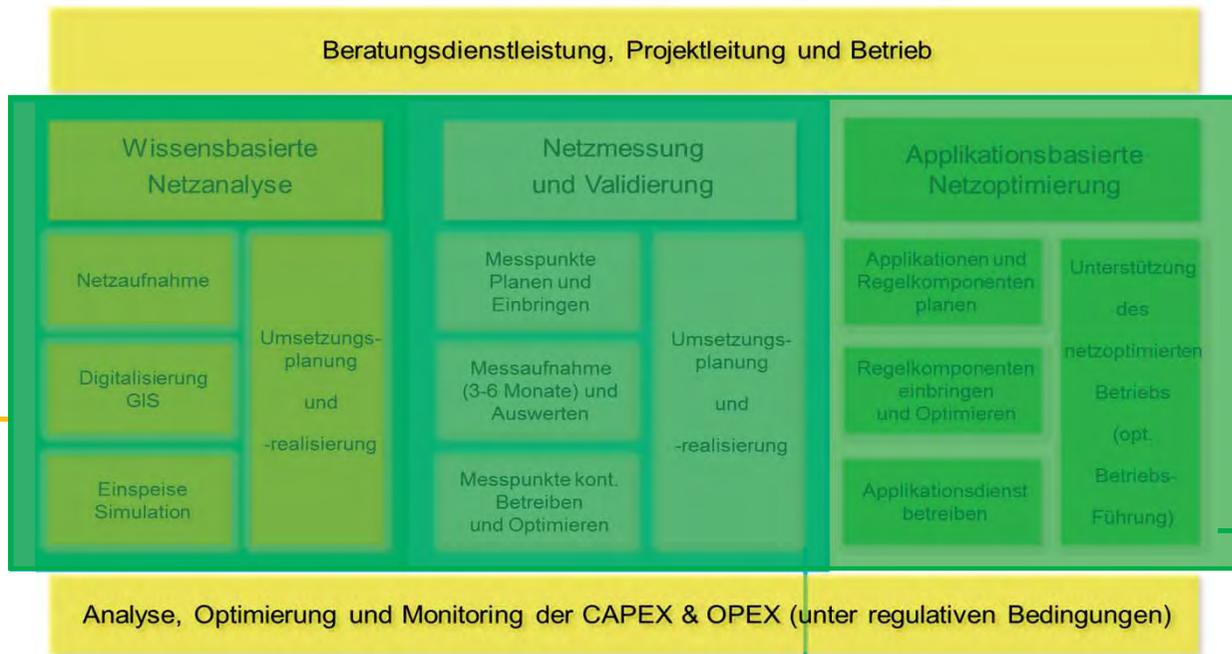
Beratungsdienstleistung, Projektleitung und Betrieb



Analyse, Optimierung und Monitoring der CAPEX & OPEX (unter regulativen Bedingungen)

Analyse, Optimierung und Monitoring der Kosten

Transparenz in der Asset Planung



25 - 40% Einsparung gegenüber Planausbau

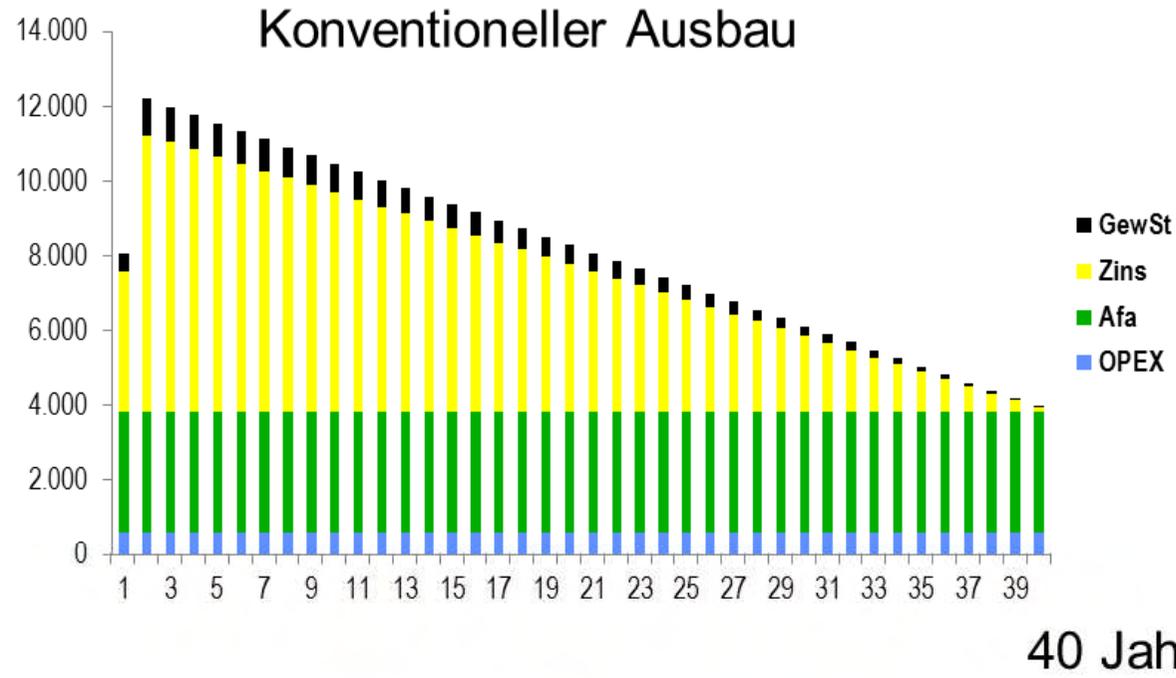
15 - 30% Einsparung gegenüber Planausbau

15- 20% Einsparung gegenüber Planausbau

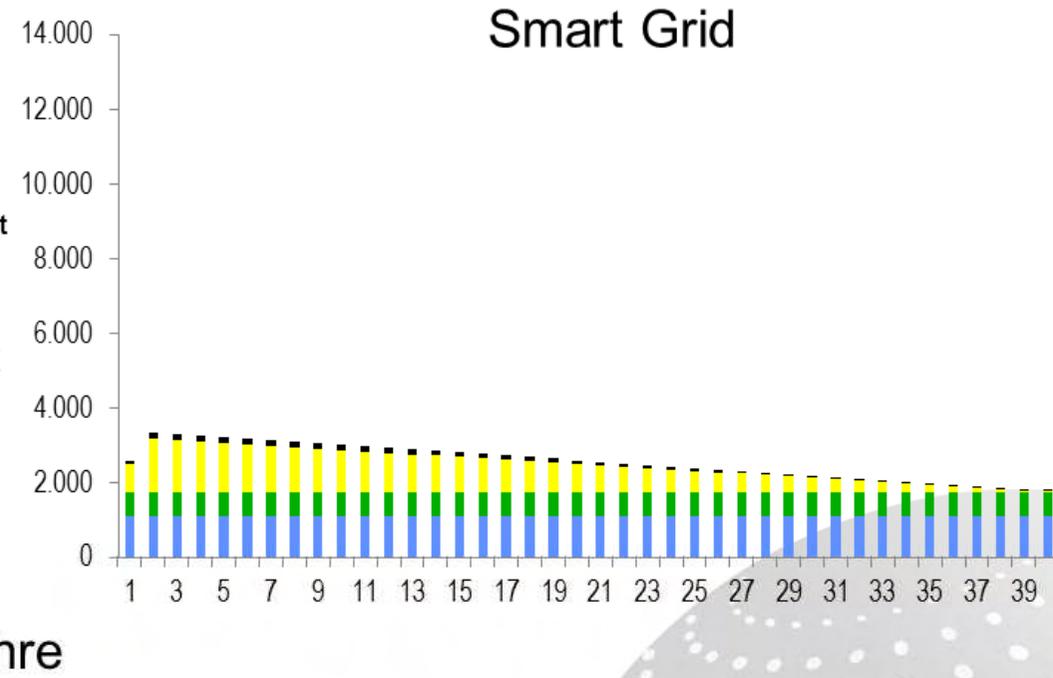
Kumulierte Einsparungen gegenüber Netzausbau nach branchenüblichen Planungsrichtlinien, validiert durch die RWTH Aachen

Analyse, Optimierung und Monitoring der CAPEX & OPEX Gesamteinsparung

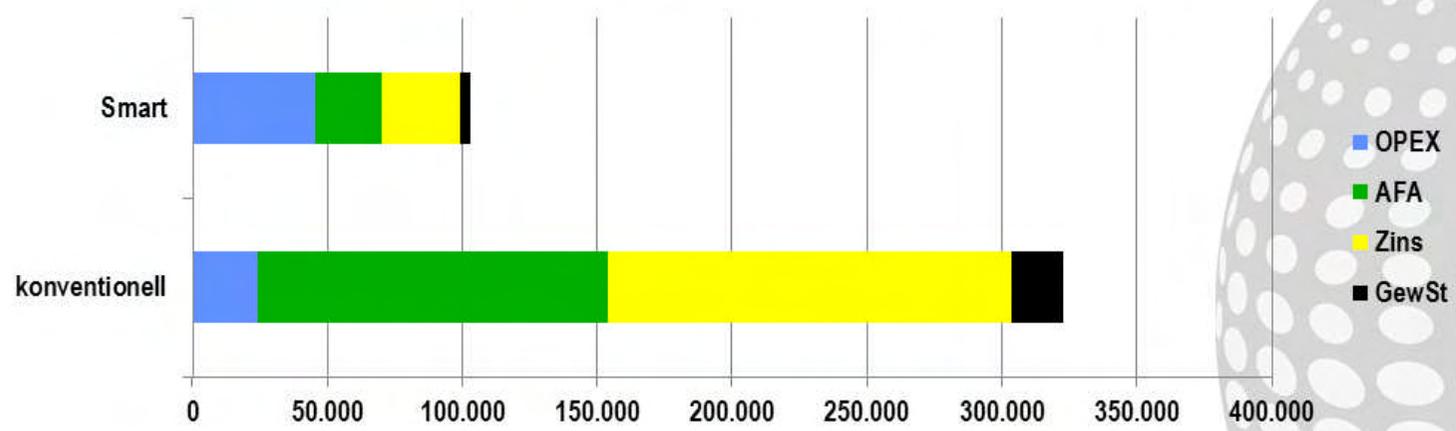
Konventioneller Ausbau



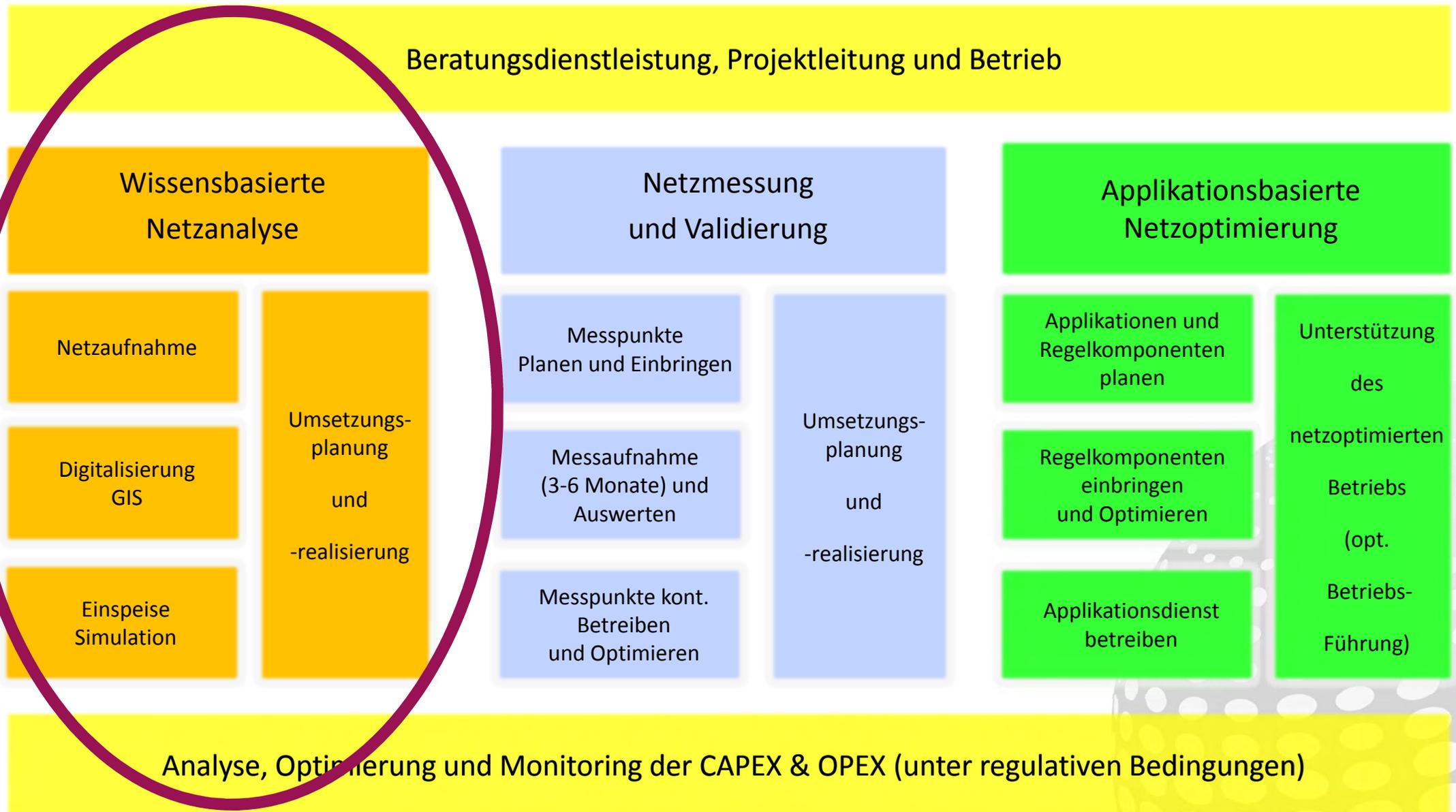
Smart Grid



Kumulierte Kosten



Säule 1 - Netzmessung und Validierung



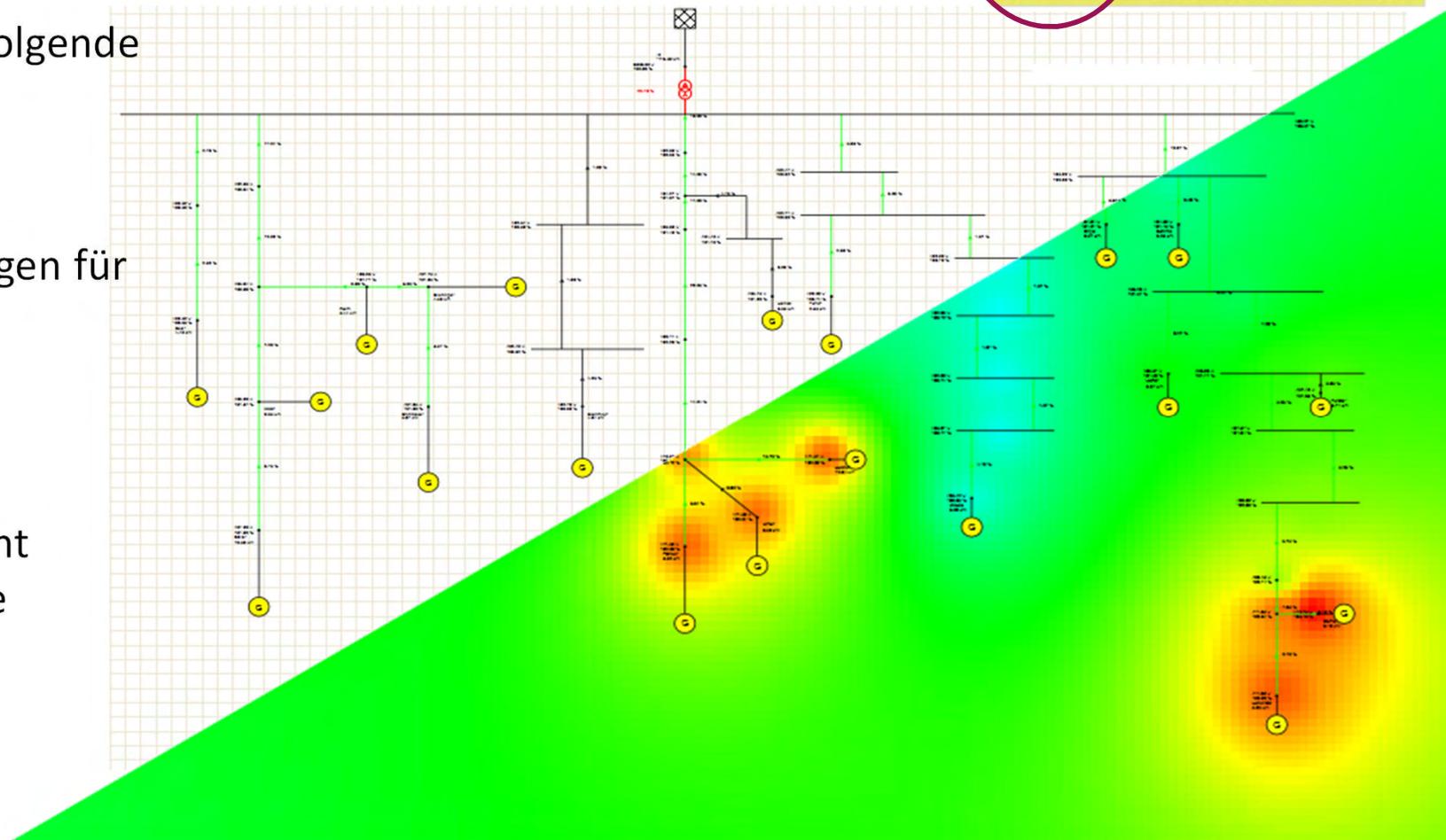
Grundmodell zur Netzberechnung im Nieder- und Mittelspannungsnetz



Im Grundmodell werden folgende Größen berücksichtigt

- Leitungslängen
- Leitungstypen
- Standardisierte Leistungen für Erzeuger/Verbraucher

Die softwarebasierte Netzberechnung ermöglicht grafische und tabellarische Auswertungen



Säule 2 - Netzmessung und Validierung

Beratungsdienstleistung, Projektplanung und Betrieb

Wissensbasierte
Netzanalyse

Netzmessung
und Validierung

Applikationsbasierte
Netzoptimierung

Netzaufnahme

Messpunkte
Planen und Einbringen

Applikationen und
Regelkomponenten
planen

Unterstützung
des

Digitalisierung
GIS

Umsetzungs-
planung
und
-realisierung

Messaufnahme
(3-6 Monate) und
Auswerten

Umsetzungs-
planung
und
-realisierung

Regelkomponenten
einbringen
und Optimieren

Betriebs
(opt.

Einspeise
Simulation

Messpunkte kont.
Betreiben
und Optimieren

Applikationsdienst
betreiben

Betriebs-
Führung)

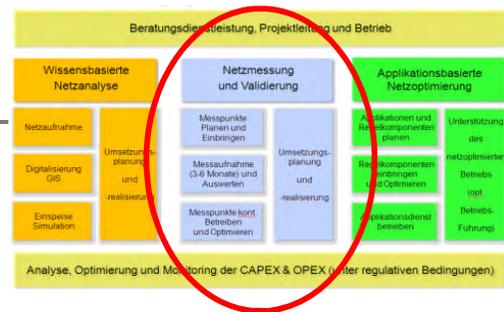
Analyse, Optimierung und Monitoring der CAPEX & OPEX (unter regulativen Bedingungen)

Anzahl der Messstellen

Durch Erfahrung optimiert

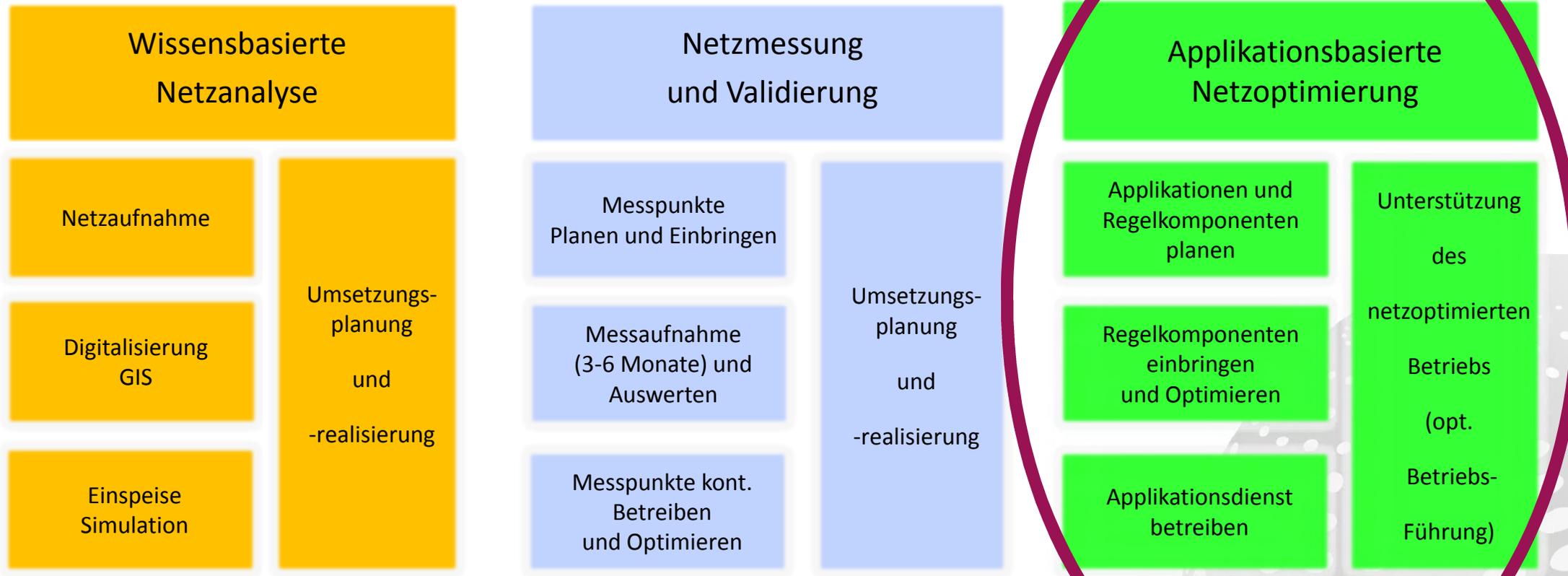
Reduktion der Messstellen durch

- fundierte Erfahrungswerte
- entwickelte Algorithmen

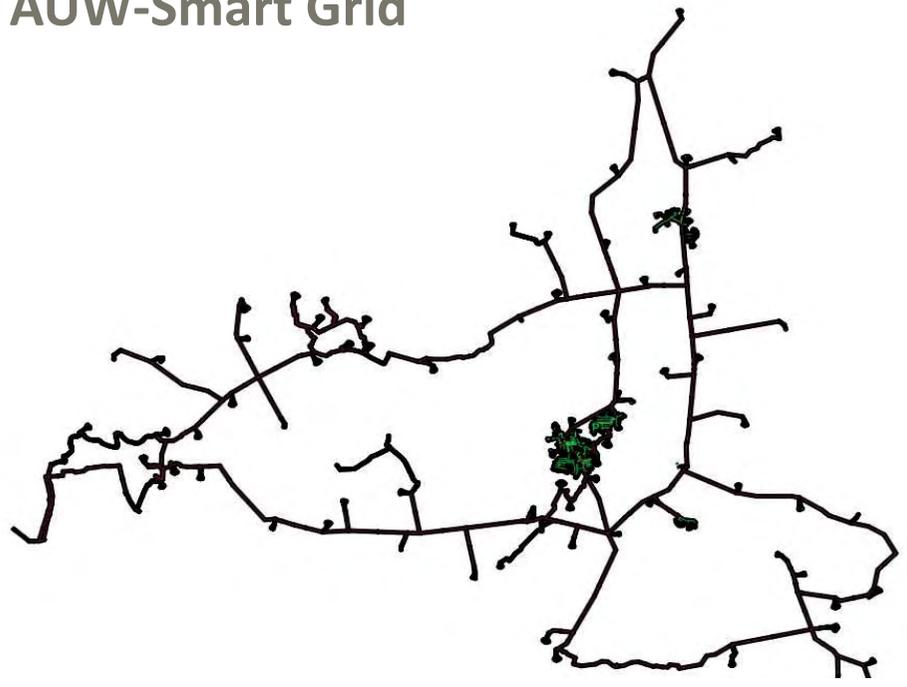


Säule 3 - Applikationsbasierte Netzoptimierung

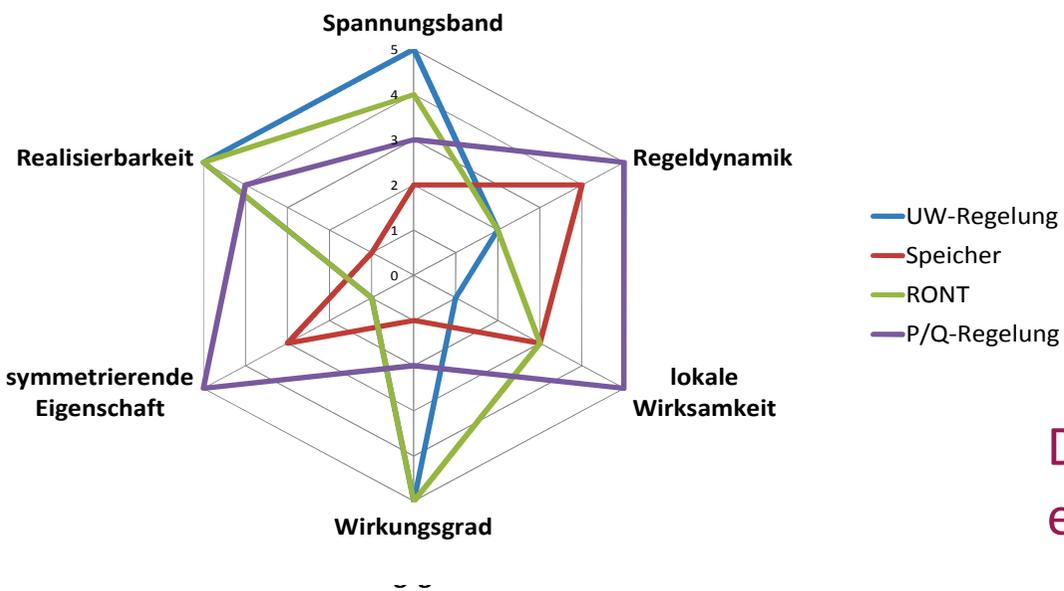
Beratungsdienstleistung, Projektleitung und Betrieb



Analyse, Optimierung und Monitoring der CAPEX & OPEX (unter regulatorischen Bedingungen)



Eigenschaften der Smart Grid Komponenten



40 Messstellen

- Stationen, Verbraucher und Einspeiser
- Mittel- und Niederspannungsebene

Regelung

- Regelung Umspannwerk-Trafo HS-MS
- Batteriespeicher
- 2 RONT MS/NS
- P/Q-Regelung für 4 Wechselrichter

Die Kombination der Komponenten ergibt ein ganzheitliches Regelkonzept

1. Ausgangssituation und Motivation
2. Unser Weg zum Smart Grid
3. egrid - Intelligenter Netzausbau - Eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerks
- 4. Kundenprojekte**
5. Diskussion

- a) Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil
- b) Netzplanung eines urbanen Neubaugebietes
- c) Spannungsqualitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes
- d) Fazit und nächste Schritte

Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil

- Die bestehende Verteilnetzstruktur eines Dorfgebietes war zu analysieren
- Auf Grundlage des Netzbestandes aus dem Jahr 2000 (also vor jeglicher EEG-Förderung) sollten mit dem Wissen von egrid die existierenden EEG-Anlagen optimal integriert werden

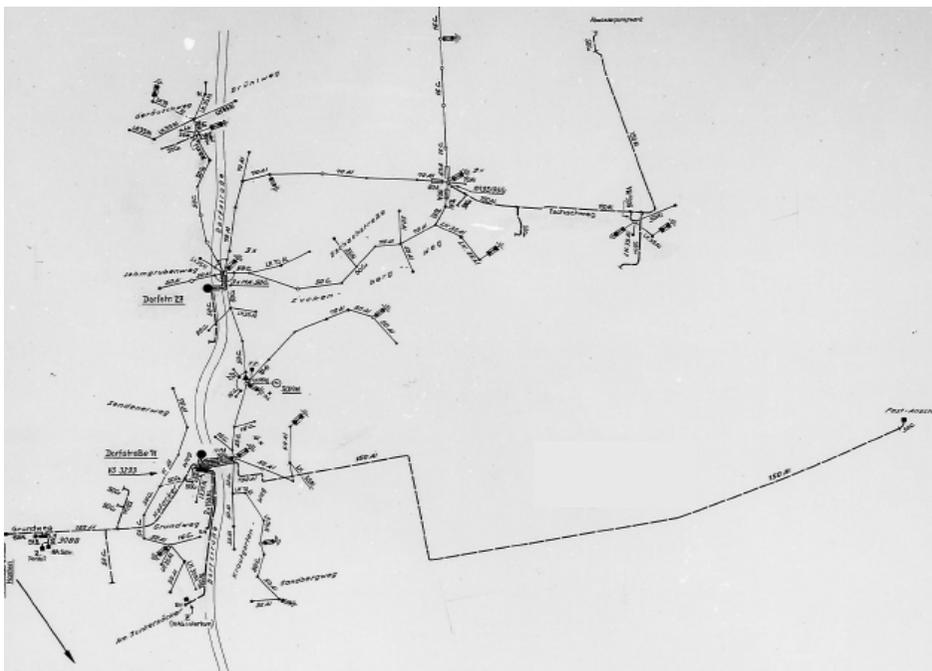


egrid – eine Dienstleistung des Allgäuer Überlandwerk

Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil

Schrittweises Vorgehen ist zielführend

- Ein nicht digitaler Netzplan aus dem Jahr 2000 wurde in ein digitales Netzmodell gewandelt
- Die heute bestehenden Einspeiseanlagen wurden nach heutigen Gesichtspunkten integriert



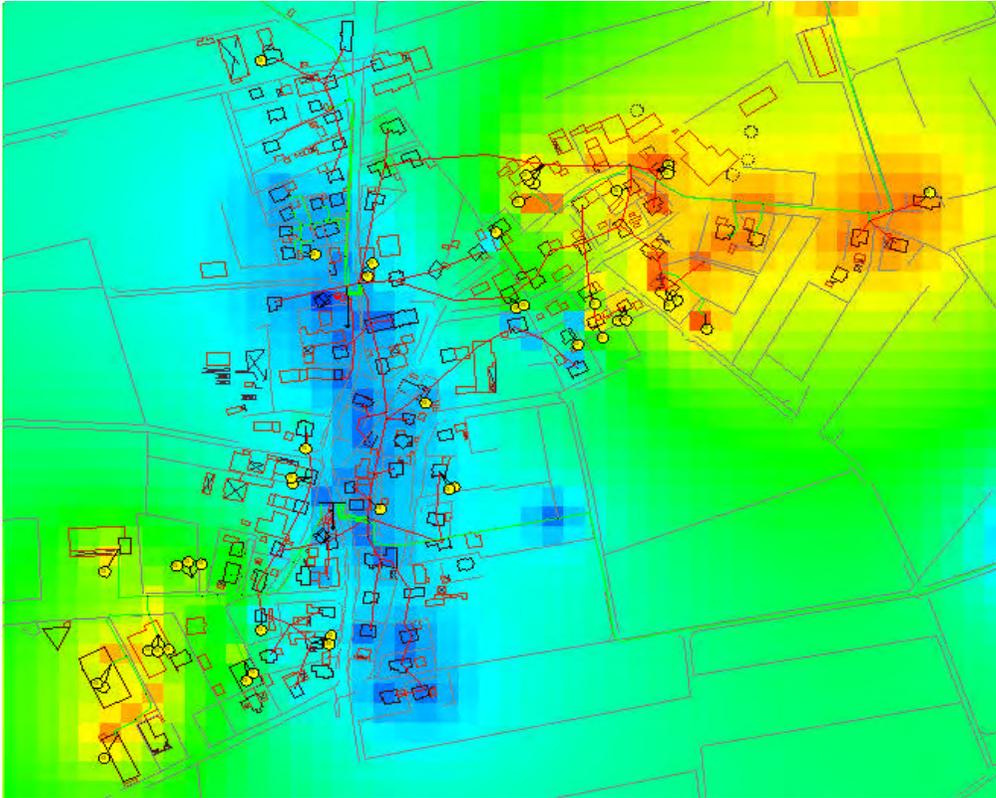
Basis: Netz 2000



Netz 2000 mit EEG-Anlagen

Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil

Spannungsniveau U/U_N auf Basis von wissensbasierten Gleichzeitigkeitsfaktoren



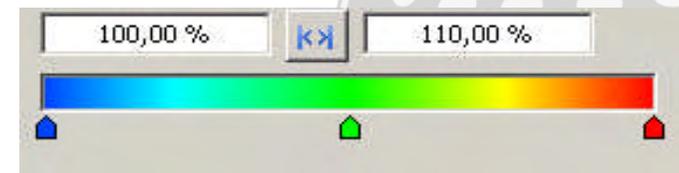
keine Last, $P_{PV} = P_{PV,peak} = 1001 \text{ kW}$:
Maximum U/U_N : 111,2%

keine Last, $P_{PV} = G_{th} * P_{PV,peak}$:
Maximum U/U_N : 109,7%

keine Last, $P_{PV} = G_{th} * G_{Sol} * P_{PV,peak}$:
Maximum U/U_N : 109,1%

Ersatzlast am Trafo, $P_{PV} = G_{th} * G_{Sol} * P_{PV,peak} - P_{L,min}$:
Maximum U/U_N : 109,0%

G_{th} : Thermische Einflüsse, Reduzierung Wirkungsgrad der PV-Anlage
 G_{Sol} : Einfluss der Dachausrichtung



Ergebnisvergleich

- egrid hätte den Ausbau durch eine zusätzliche Ortsnetzstation und die Nutzung von Blindleistungskompensation bei einer Solaranlage durchgeführt
- egrid Planausbau liegt um mehr als 20 % unter den Realausbaukosten und ist zukunftsorientierter

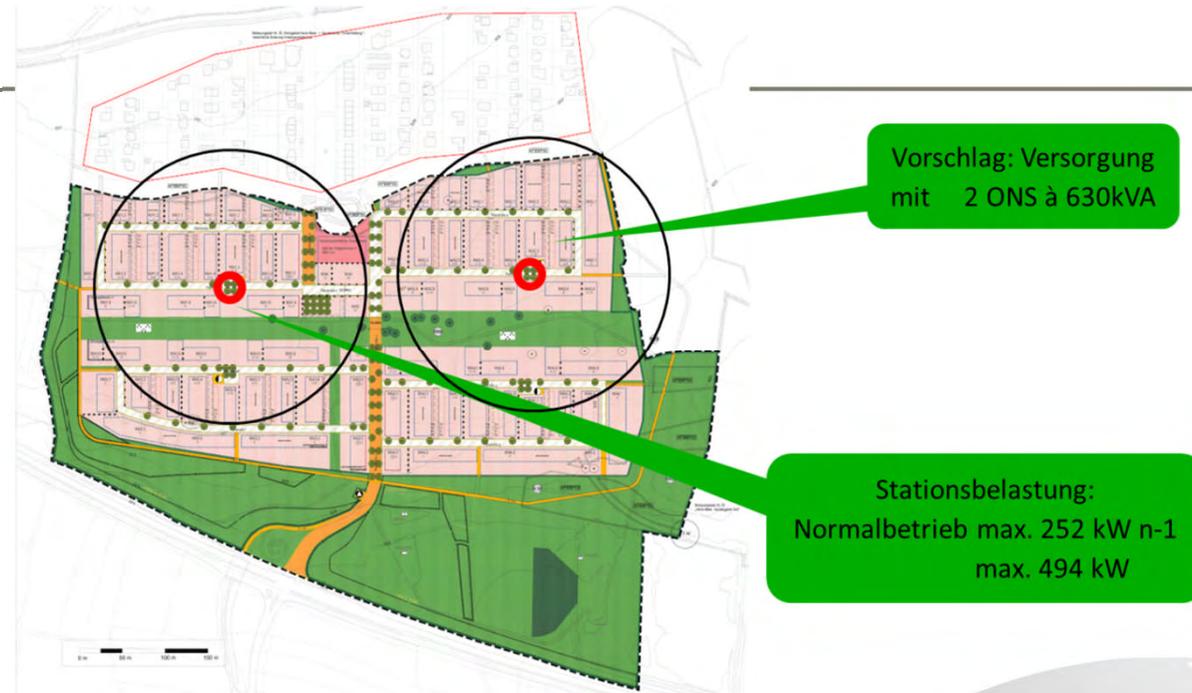
Grundweg	Kunde – real	egrid – Säule1
Lösung	210m Kabeltrasse keine ON Station	10m Kabeltrasse 1 ON Station
Zukunftsfähigkeit	-	++

Bergweg	Kunde – real	egrid – Säule1
Lösung	385m Kabeltrasse	198m Kabeltrasse cos phi Steuerung
Zukunftsfähigkeit	-	+

- a) Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil
- b) Netzplanung eines urbanen Neubaugebietes**
- c) Spannungsqualitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes
- d) Fazit und nächste Schritte



- Optimierung der Verteilnetzstruktur eines urbanen Baugebietes unter möglicher maximaler PV Flächennutzung
- Künftige Anforderungen z. B. e-Mobilität und dezentraler Speicher liegen bei der Dimensionierung zugrunde
- Basis war der Bebauungsplan mit Eckdaten wie z. B. Anzahl der Wohneinheiten, Bewohner, Flächenplan und Nutzungsarten der Siedlung



- Vorüberlegungen auf klassischen Netzplanungsmethoden und rein verbrauchsorientierten Ansätzen basierend sahen 4 Ortsnetzstationen vor
- Zur Einhaltung der Spannungsbänder kann die Versorgung aus einer zentralen 630 kVA Ortsnetzstation erfolgen
- Um den zeitlichen Ausbauszenarien und Redundanzsicherung zu folgen, berücksichtigt der finale Vorschlag zwei Ortsnetzstationen
- Die Kosteneinsparung gegenüber der ursprünglichen Vorüberlegung liegt bei über 40 %

- a) Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil
- b) Netzplanung eines urbanen Neubaugebietes
- c) **Spannungsqualitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes**
- d) Fazit und nächste Schritte

Spannungsstabilitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes

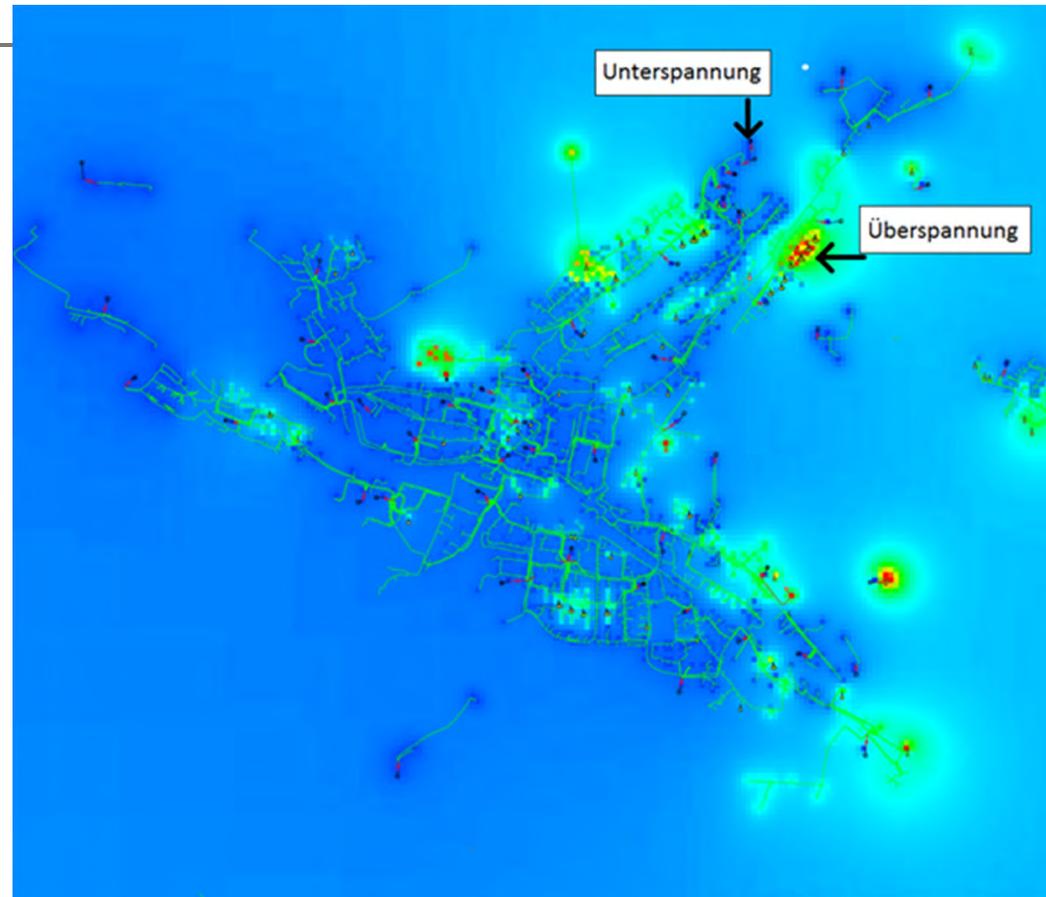
Wie viele Messpunkte sind notwendig?



- Digitales Netzmodell wurde übernommen und in ein Simulationswerkzeug transferiert
- Last- und Einspeiseanlagen wurden detektiert und unterschiedliche Extremwertbetrachtungen visualisiert

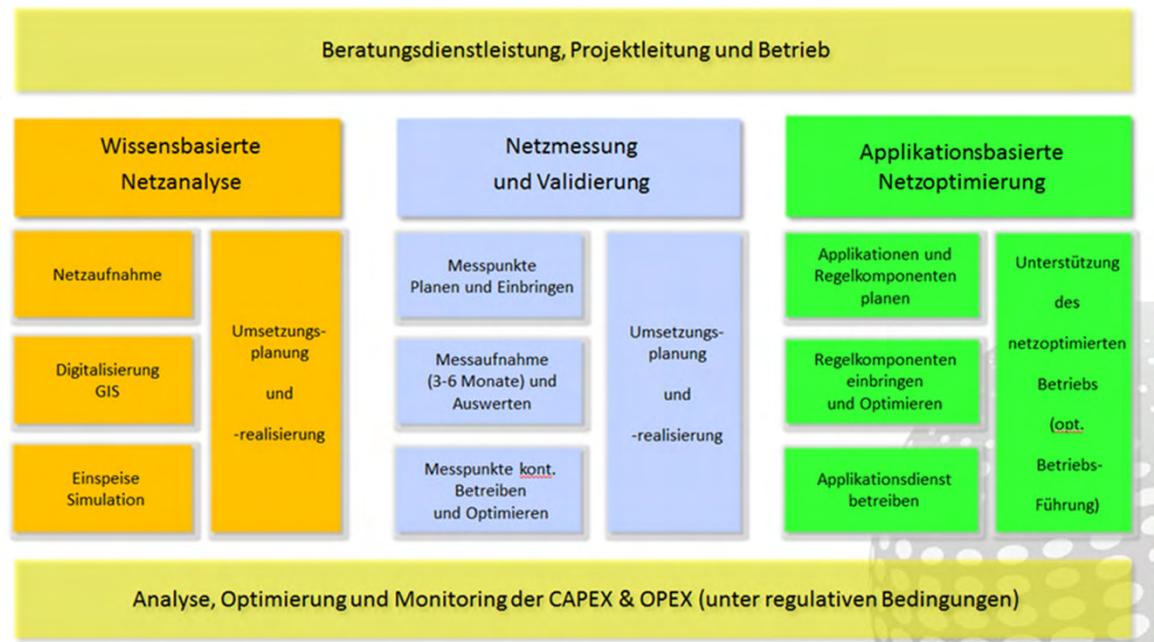
Spannungsstabilitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes

Wie viele Messpunkte sind notwendig?



- Hier Spannungsverhältnis U/U_N simuliert für einen starken Einspeisetag mit geringer Last
- Um das gesamte Stadtgebiet strukturiert messtechnisch zu erfassen, bedarf es gezielter Messungen an 10 der 51 Ortsnetzstationen
- Mittels dieser Erfassung und Simulationsrechnungen kann der Zustand des Gesamtnetzes genau nachgebildet werden

- a) Betrachtung eines Bestandsnetzes mit starkem regenerativen Erzeugungsanteil
- b) Netzplanung eines urbanen Neubaugebietes
- c) Spannungsqualitätssicherung im Mittelspannungsring eines Stadtgebietes
- d) **Fazit und nächste Schritte**



- Netzanalyse zeigt deutliche Einsparpotentiale auf
- Zukunftsorientiertes Handeln erfordert tieferes Wissen (Messung) der Netzzustände
- Ansteuerung von intelligenten Komponenten (rONT, Speicher, P2G, eMobilität) bedarf zeitgenauer Messzustände
- egrid projiziert gemeinsam mit AÜW weitere Smart Grid Zellen in 2014 um zusätzliche Erfahrung zu gewinnen
- IRENE geht in IREN2 und SNOOPI weiter, um praktische Erfahrung zu gewinnen

"Die größte Schwierigkeit der Welt besteht nicht darin, Leute zu bewegen, neue Ideen anzunehmen, sondern alte zu vergessen."

*John Maynard Keynes
(Englischer Ökonom)*

Interesse an mehr Information zum Thema Intelligenter Netzausbaus?

*Besuchen Sie unser Smart Grid in Wildpoldsried zum Beispiel am **27.Mai 2014**.*

→ www.egrid.de oder +49 831 960 754 0

