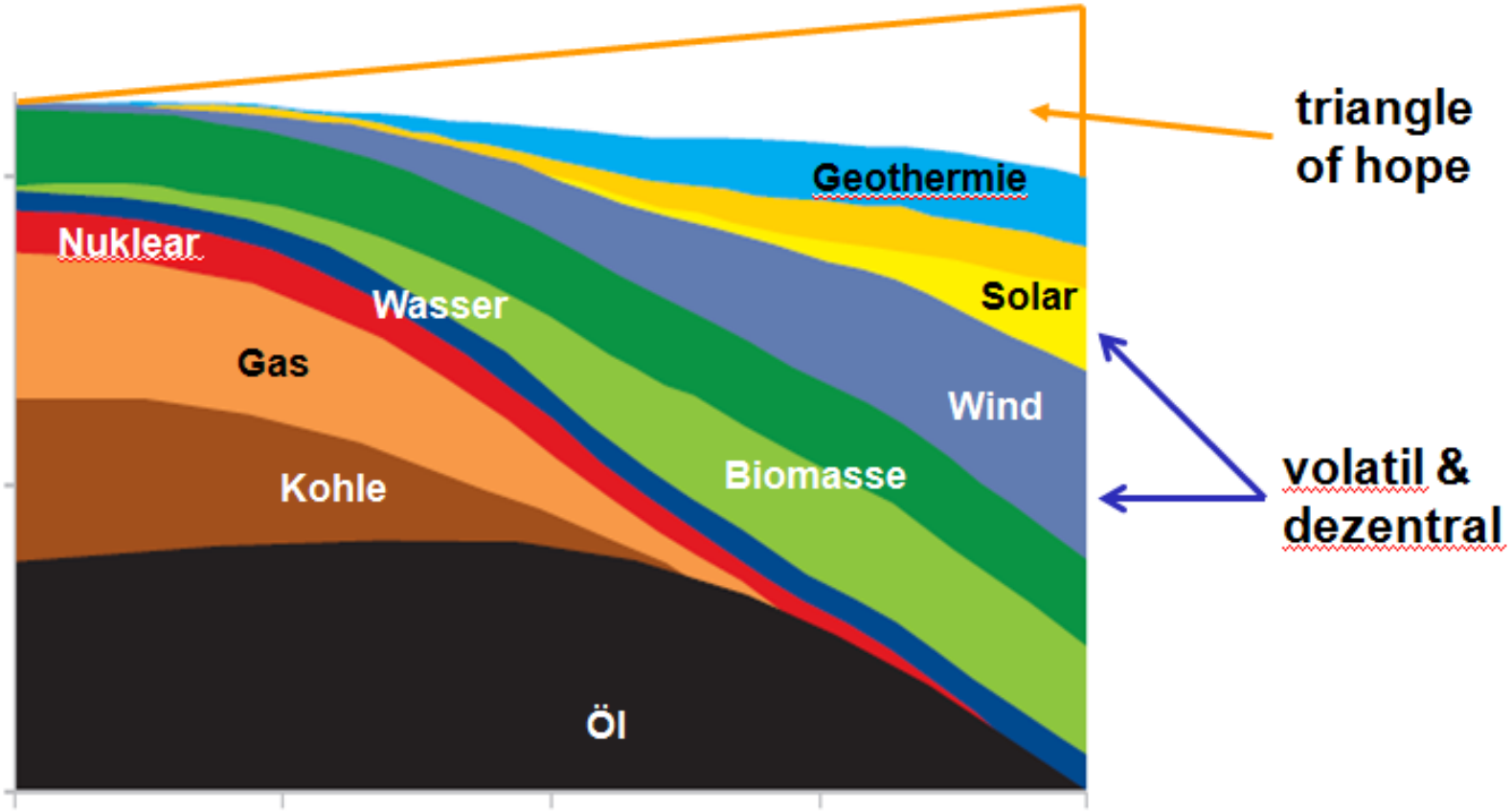
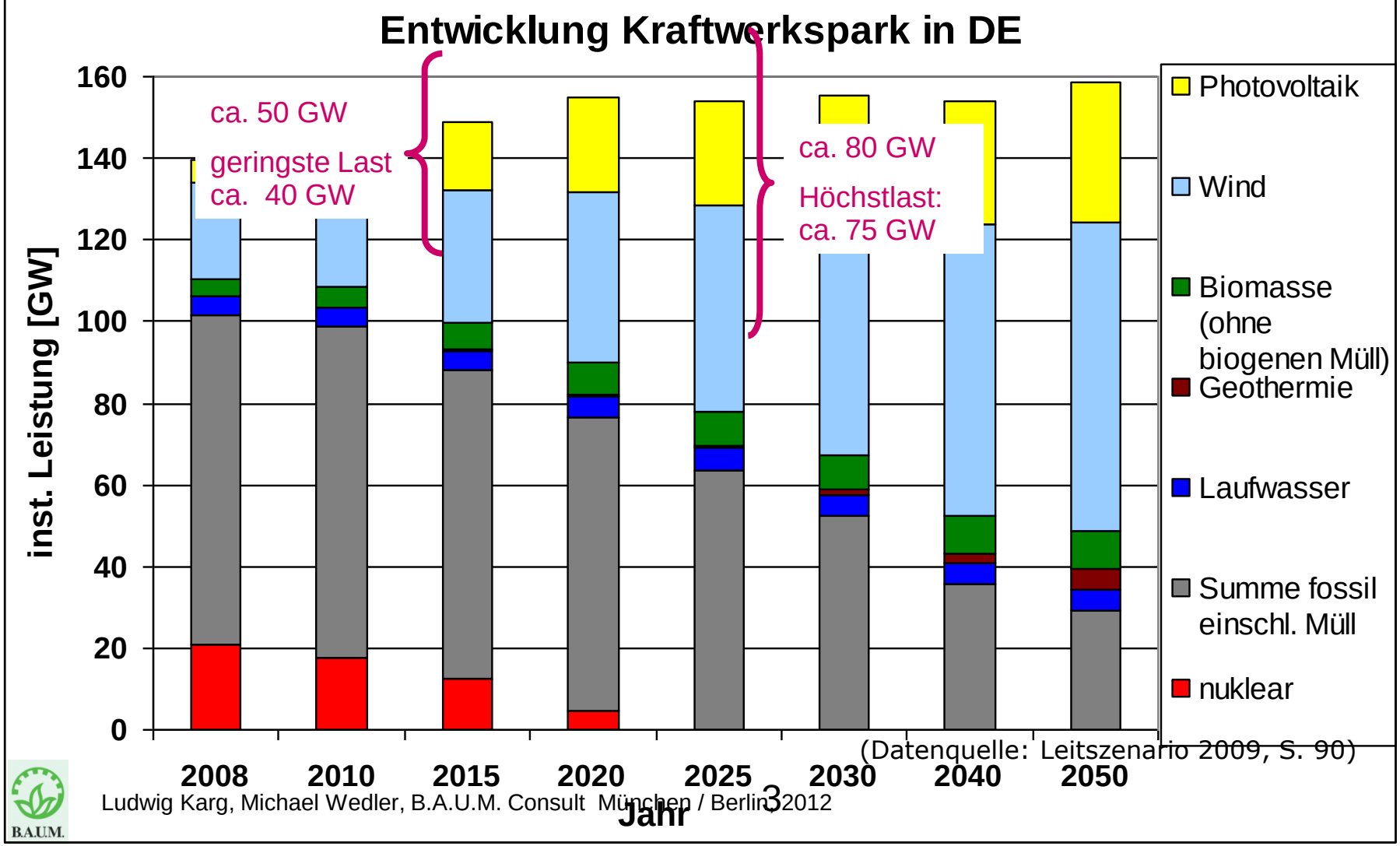
Versorgungssicherheit im Zuge der Energiewende

Ein Blick auf die Ergebnisse der E-Energy Modellregionen.

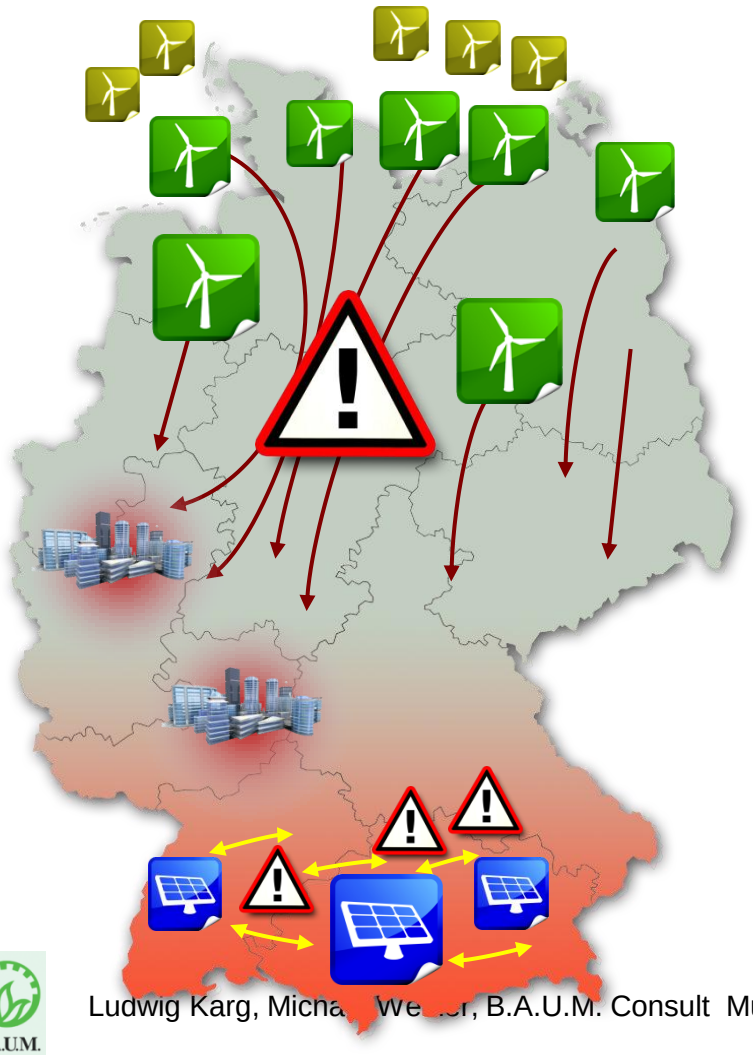
Michael Wedler, B.A.U.M. Consult,
E-Energy Begleitforschung

Zukünftige Energiequellen (global)




Entwicklung Kraftwerkspark in DE
ca. 50 GW
geringste Last
ca. 40 GW
ca. 80 GW
Höchstlast:
ca. 75 GW
inst. Leistung [GW]
160
140
120
100
80
60
40
20
0
2008
2010
2015
2020
2025
2030
2040
2050
Jahr
Photovoltaik
Wind
Biomasse (ohne biogenen Müll)
Geothermie
Laufwasser
Summe fossil einschl. Müll
nuklear
(Datenquelle: Leitszenario 2009, S. 90)

Dezentraler Abgleich – und Netzausbau

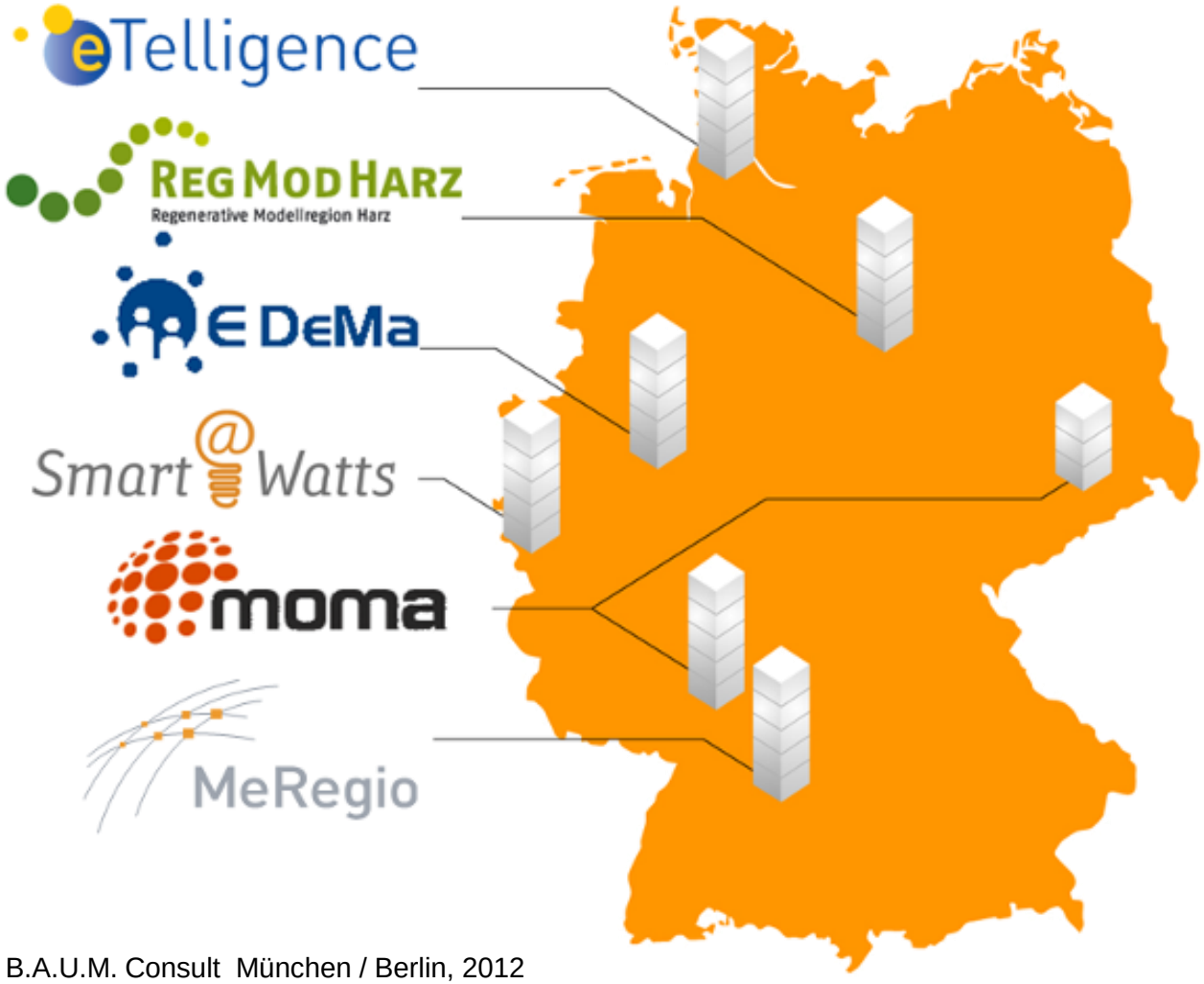


- Windenergie
- Windenergie in Planung
- Photovoltaik- / Bioenergieanlagen
- Engpass
- Übertragungsnetz
- Verteilungsnetz
- Ballungszentrum

Dena I: 850 km – Umgesetzt 80 km
Consentec + Dena nach EnLAG:
Zusätzlich 1150 km (insg. 2000 km)

Ludwig Karg, Micha[illegible]We[illegible]r, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Die Modellprojekte

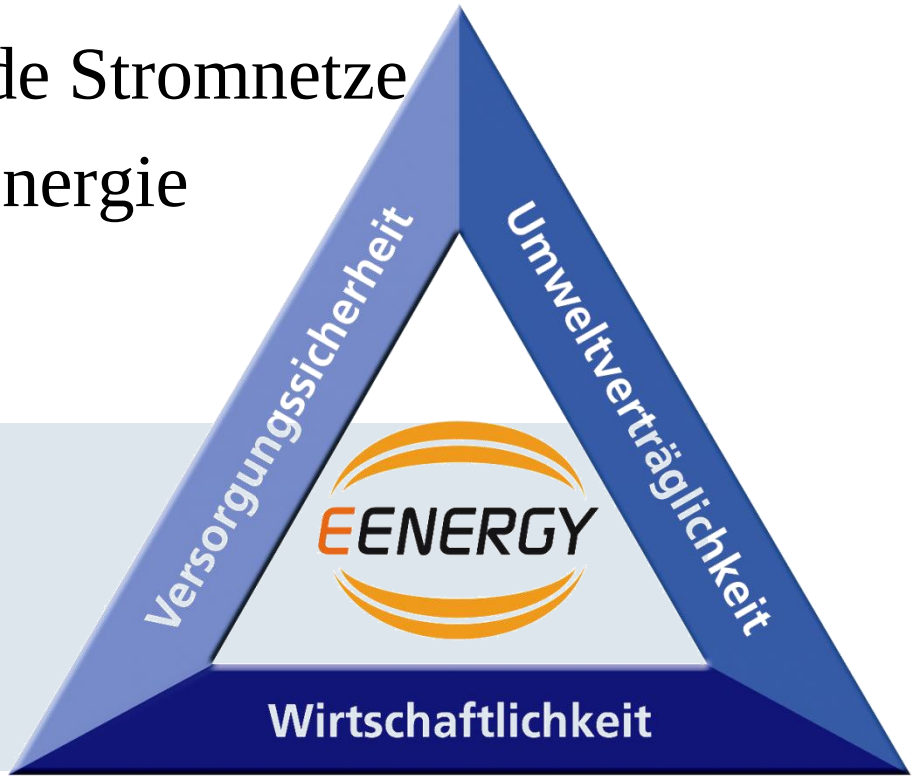


Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Energiewende und energiepolitisches Zieldreieck

- Einspar- und Effizienzpotentiale
- zuverlässig funktionierende Stromnetze
- zunehmend erneuerbare Energie

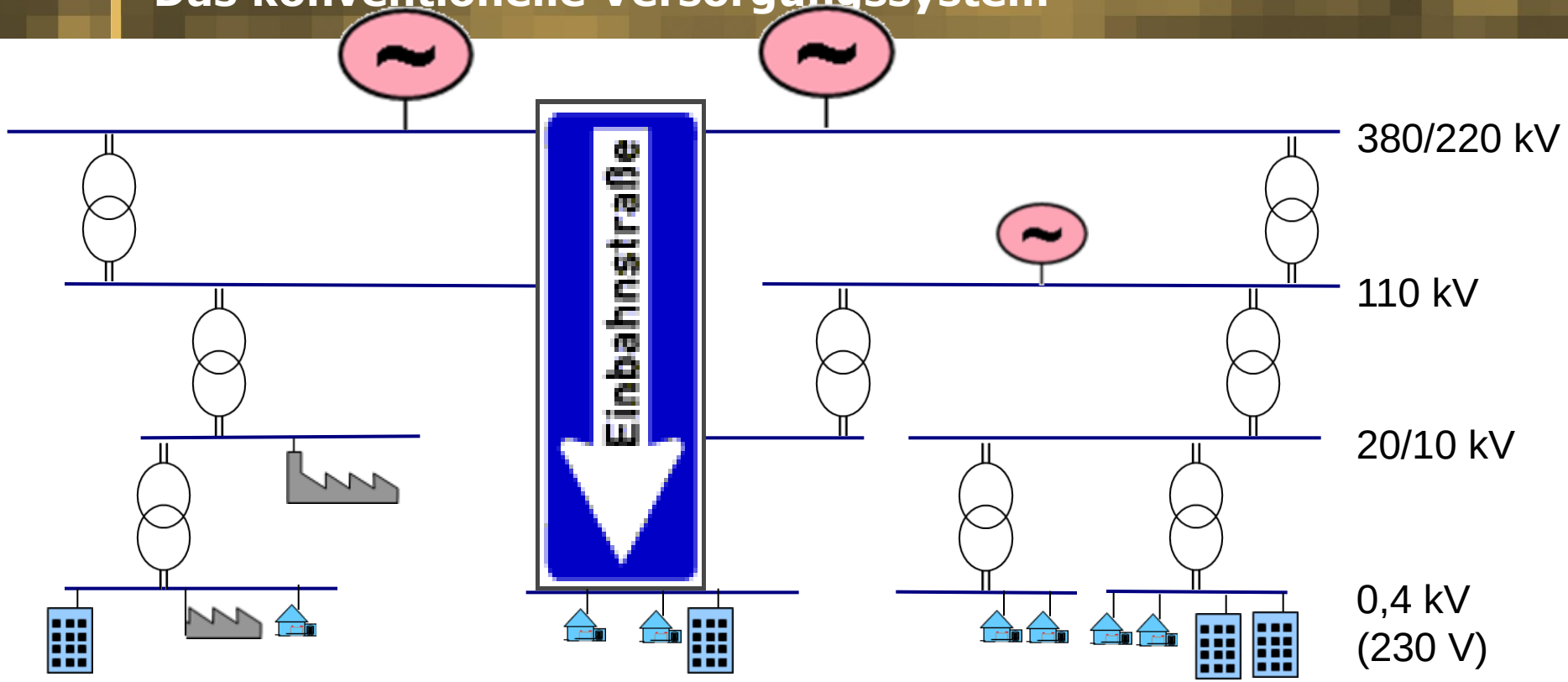
- sauber
- bezahlbar
- sicher



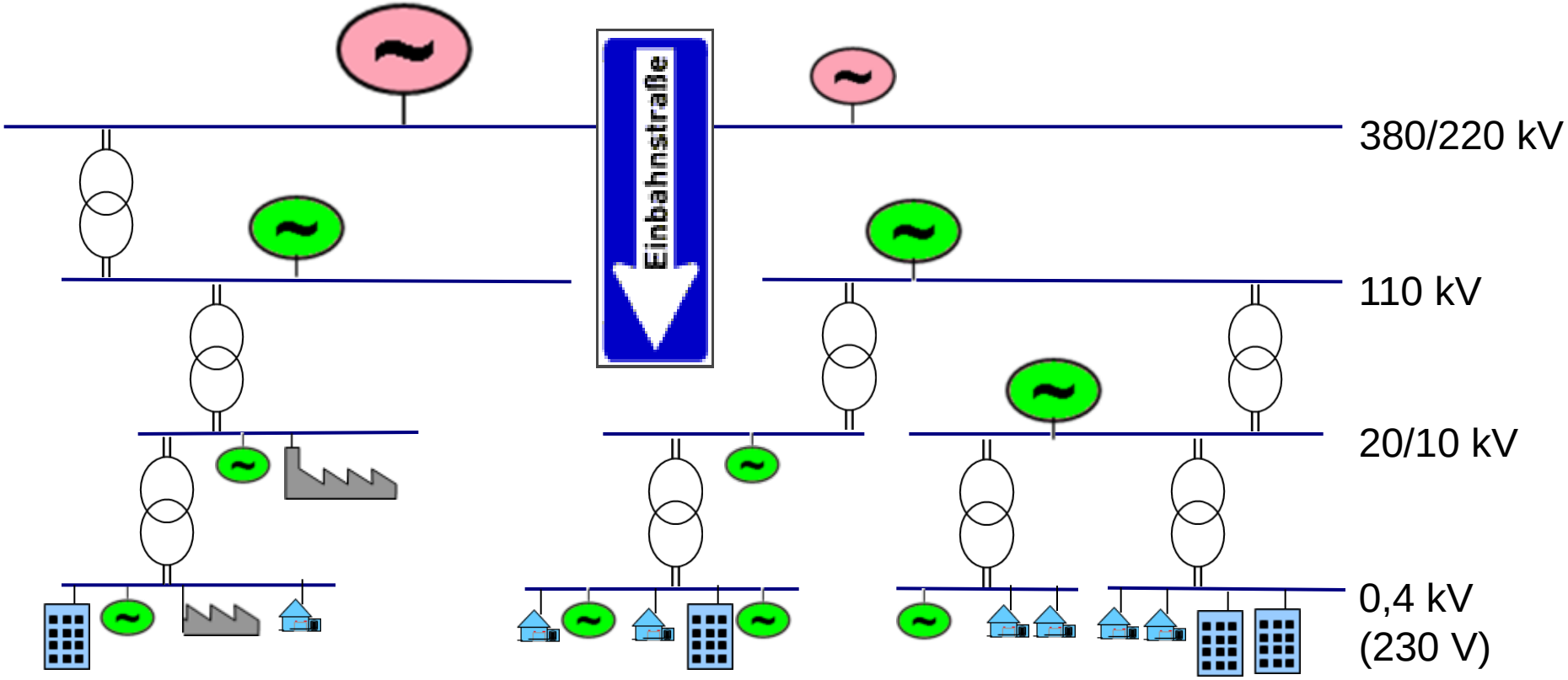
Sich den Herausforderungen stellen

- Volatil ⟸ Flexibel
- Dezentral ⟸ Subsidiär
- Liberal ⟸ Partizipativ

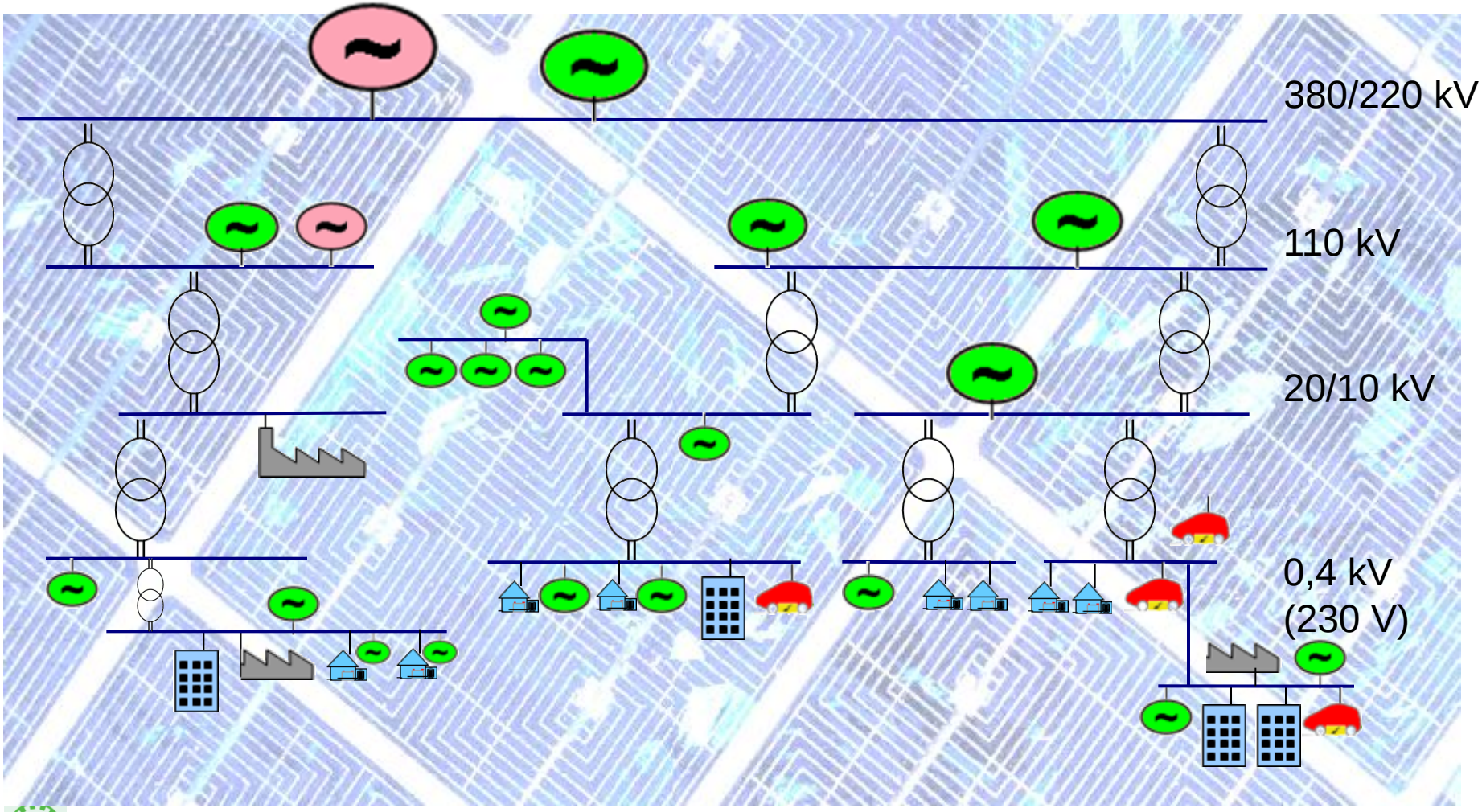
Das konventionelle Versorgungssystem



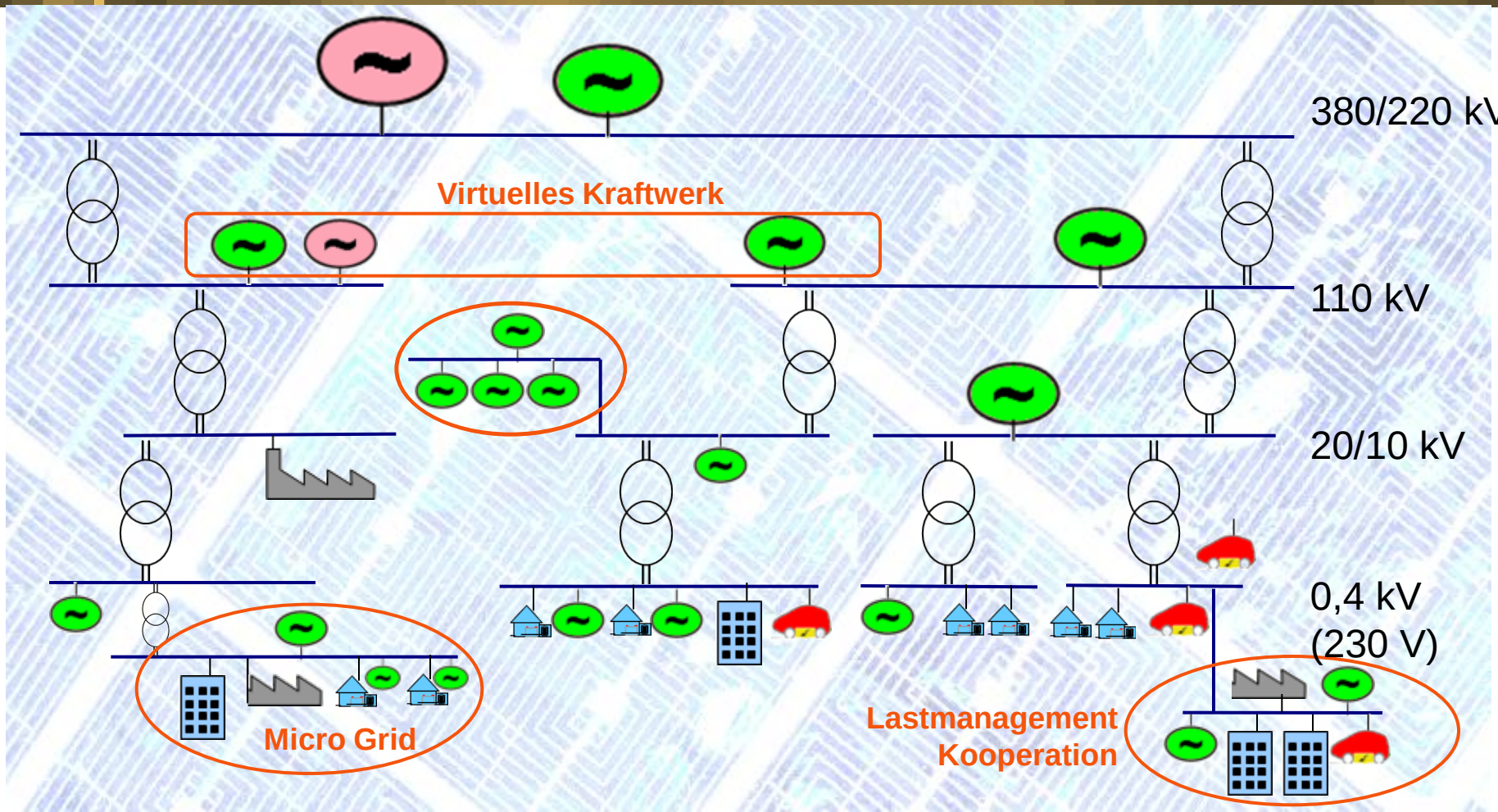
Tendenzen in der Energieversorgung



Das zukünftige, intelligente Versorgungssystem

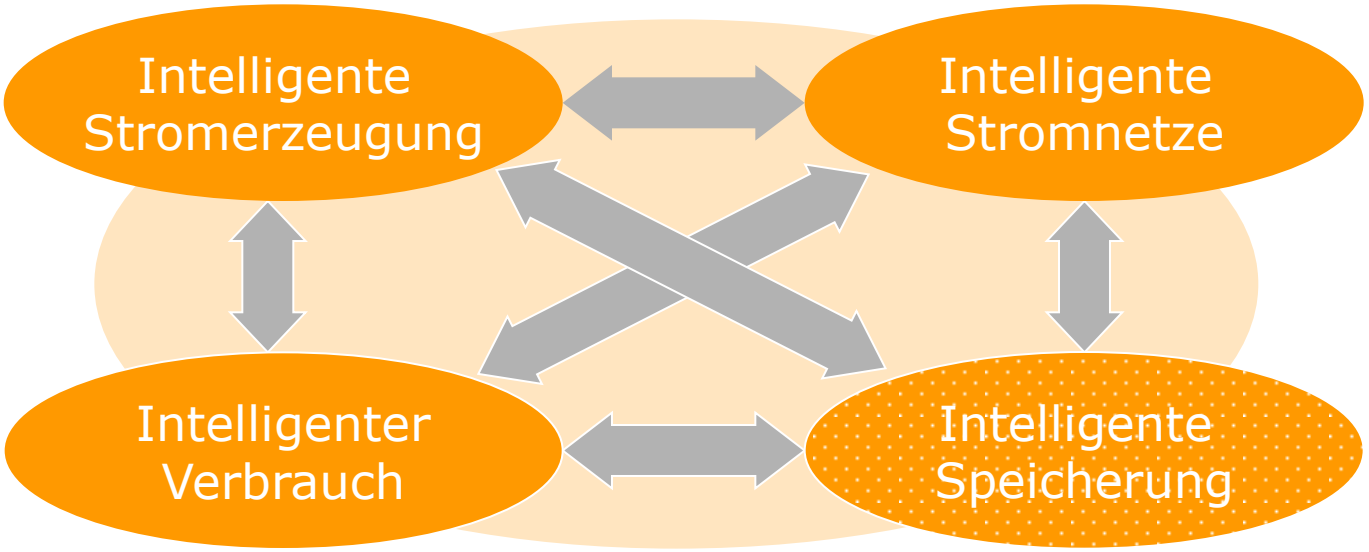


Das zukünftige, intelligente Versorgungssystem



Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Echtzeitvernetzung aller Systemkomponenten



E-DeMa wird ein Teil von Smart Grids

Marktplatz
der Zukunft

E-DeMa

Erzeugung

Smart Meter

Virtuelles
Kraftwerk

MUC

Smart Grids

Übertragungsnetze
Verteilungsnetze
Wärmenetze

Transit

Handel

IKT

Smart Home

Speicher

e-Mobility

Verbrauch

MUC = Multi Utility Communication
IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

verbrauchsorientierte Erzeugung

plus

erzeugungsorientierter Verbrauch

Erneuerbare schwankende Erzeugung braucht Flexibilität im System

Flexible Erzeugung	Speicher	Nachfrage-steuerung	Import-/ Export	Sparten-verbund
Zentral (Regelbare Gaskraftwerke) **Dezentral** (Eigennutzungs-steuerung)	**Langzeitspeicher** (Tage bis saisonal) **Kurzzeitspeicher** (Sekunden bis Stunden)	**Anreizsteuerung** (Variable Tarife) **Direktsteuerung** (Virt. Kraftwerk, Netzsteuerung)	**Zellulare Netze** (Europaverbund bis Microgrids) **Regionalmärkte** (lokaler Ausgleich, Kapazitäten)	**Power to gas** (Kombikraftwerke, Gasnetze) **Wärmesteuerung** (KWK, Wärmenetze)

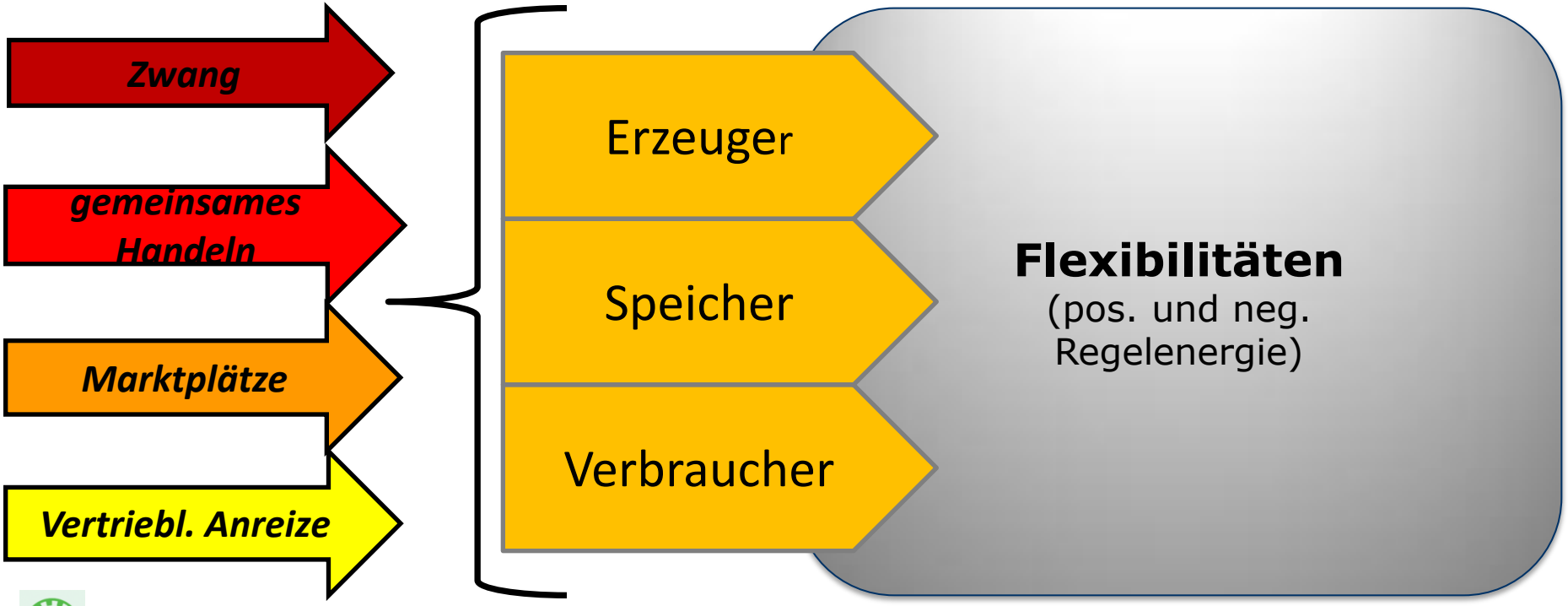
Nur mittels IKT können alle notwendigen Flexibilitätsoptionen erschlossen werden, die für eine stabile Strom- bzw. Energieversorgung notwendig sind.

Quelle: moma

Verschiedene Lösungsansätze in E-Energy

Die E-Energy Modellregionen untersuchen verschiedenste Ansätze zur Mobilisierung von Flexibilitäten.

Vereinfacht kristallisieren sich ***4 übergreifende Ansätze*** heraus.



Transparenz zu den Verbrauchsdaten

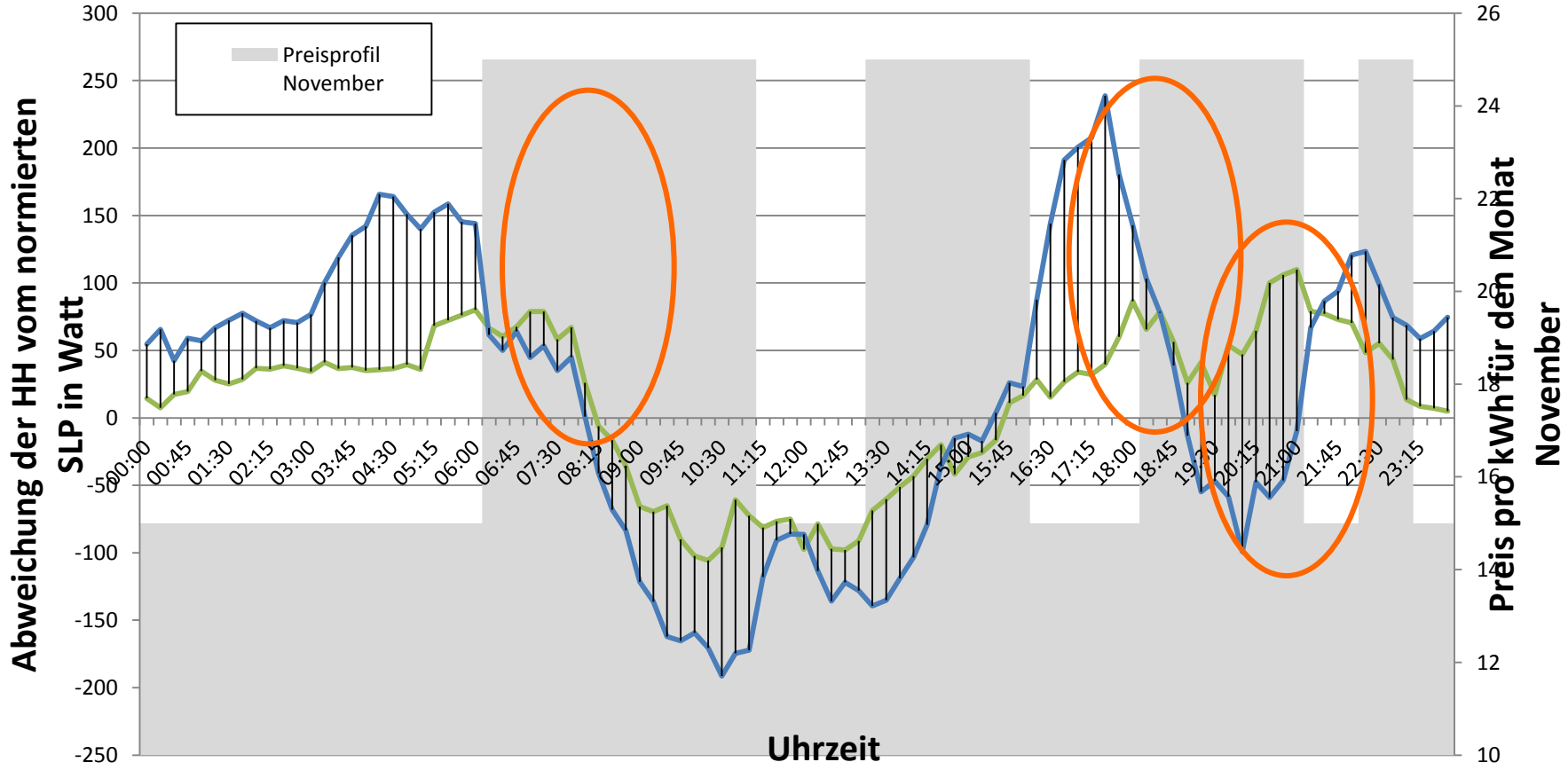
Quelle: EWE

Feldtests in Mannheim und Dresden

→ Ergebnisses aus Feldtest 2 in Mannheim

Feldtestteilnehmer reagieren auf Preissignale:

Lastverschiebung ca. 6 % - 8 % (manuell im Feldtest 2)



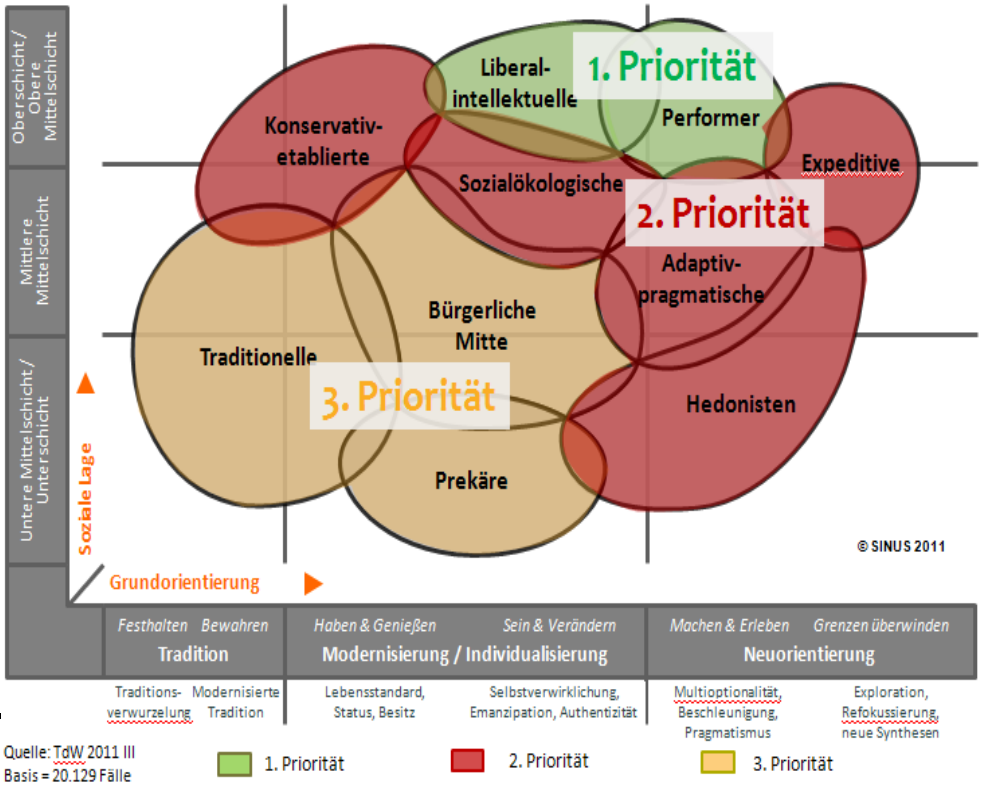
Quelle: IFEU Institute, Heidelberg

Verschiebepotential im Endkundensegment gering

- **Verschiebbare Energiemengen** in 2010

… Geräte der Weißen Ware:	3,6 %
… Wärmepumpen[2] :	0,1 %
… Nachtspeicherheizungen[2]:	2,2 %
… Elektrofahrzeuge[3]:	0,0 %
… Kühl- und Gefriergeräte[4]:	1,8 %
Summe	7,7 %

Milieupriorisierung



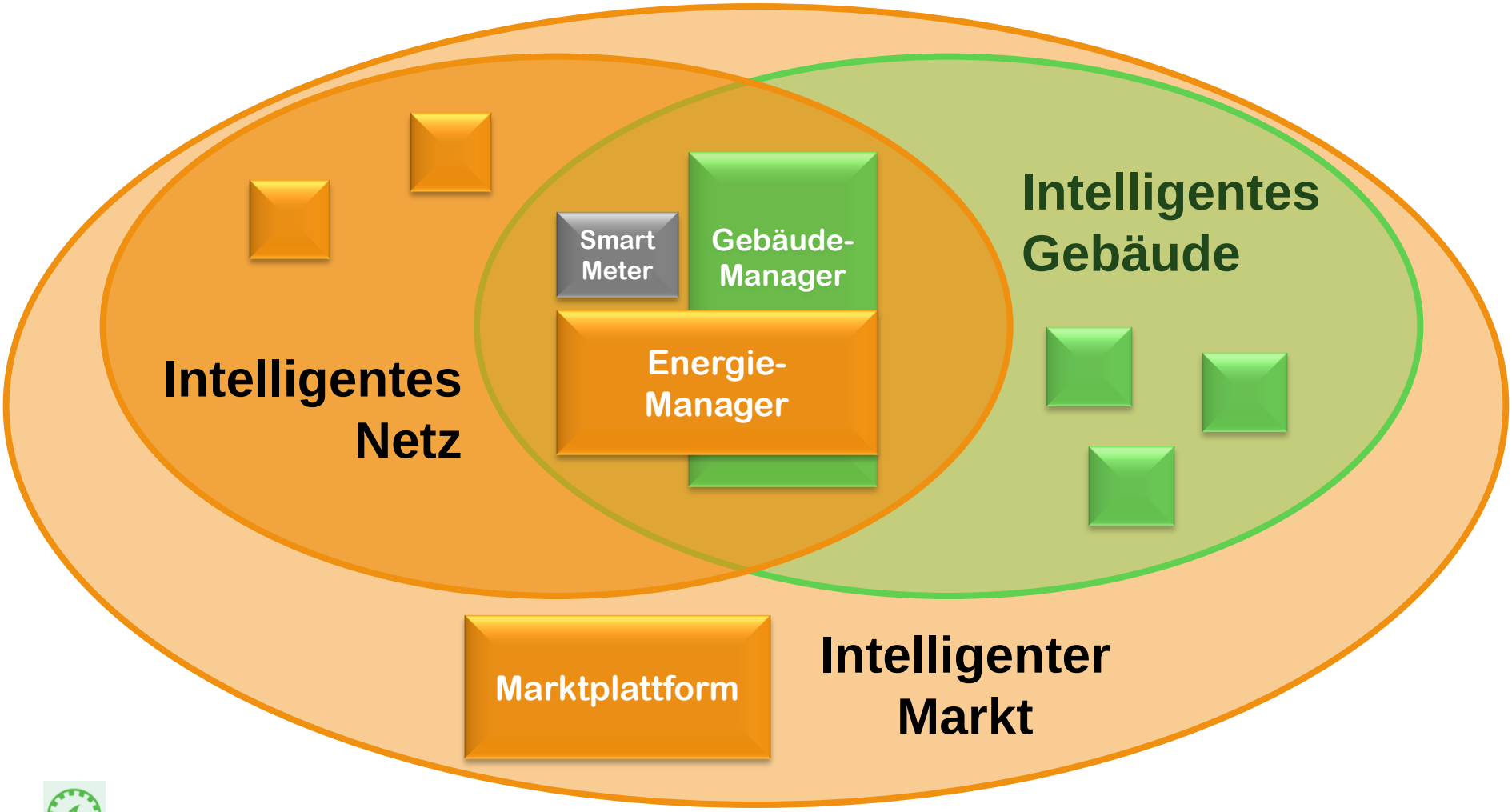
1) bezogen auf Netto-Verbrauch von 2009 lt. BDEW (512 Mrd. kWh), Basis (40,2 Mio. Haushalte) und Ausstattung laut Statistischem Bundesamt
2) Annahme Heizsysteme: Energie nur verschiebbar in Winter- und Übergangszeit
3) Aktueller Bestand Elektrofahrzeuge: 2.000
4) Annahmen laut dena II Netzstudie

Leben im intelligenten Haus

- PV-Anlage und Mikro-BHKW
- Elektrofahrzeug als Puffer
- Steuerung des gesamten Haushalts
- bei Bedarf Betrieb

  als autarke Zelle

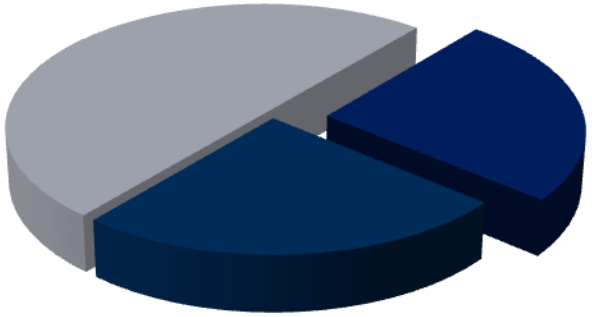
Intelligente Netze und Liegenschaften



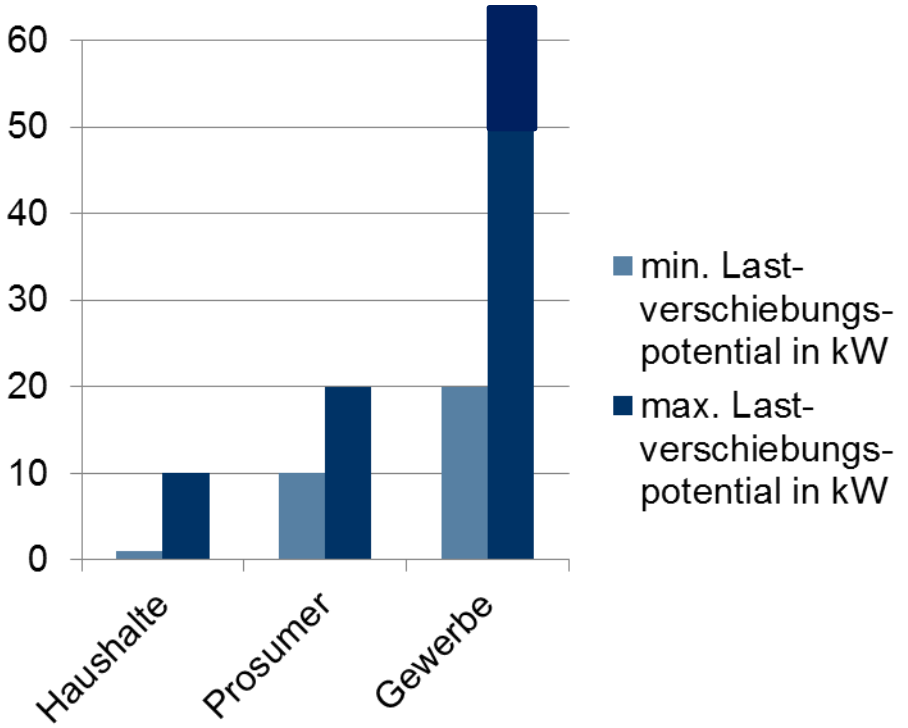
Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Gewerbekunden sind „tiefer hängende Frucht“ als Haushaltskunden.

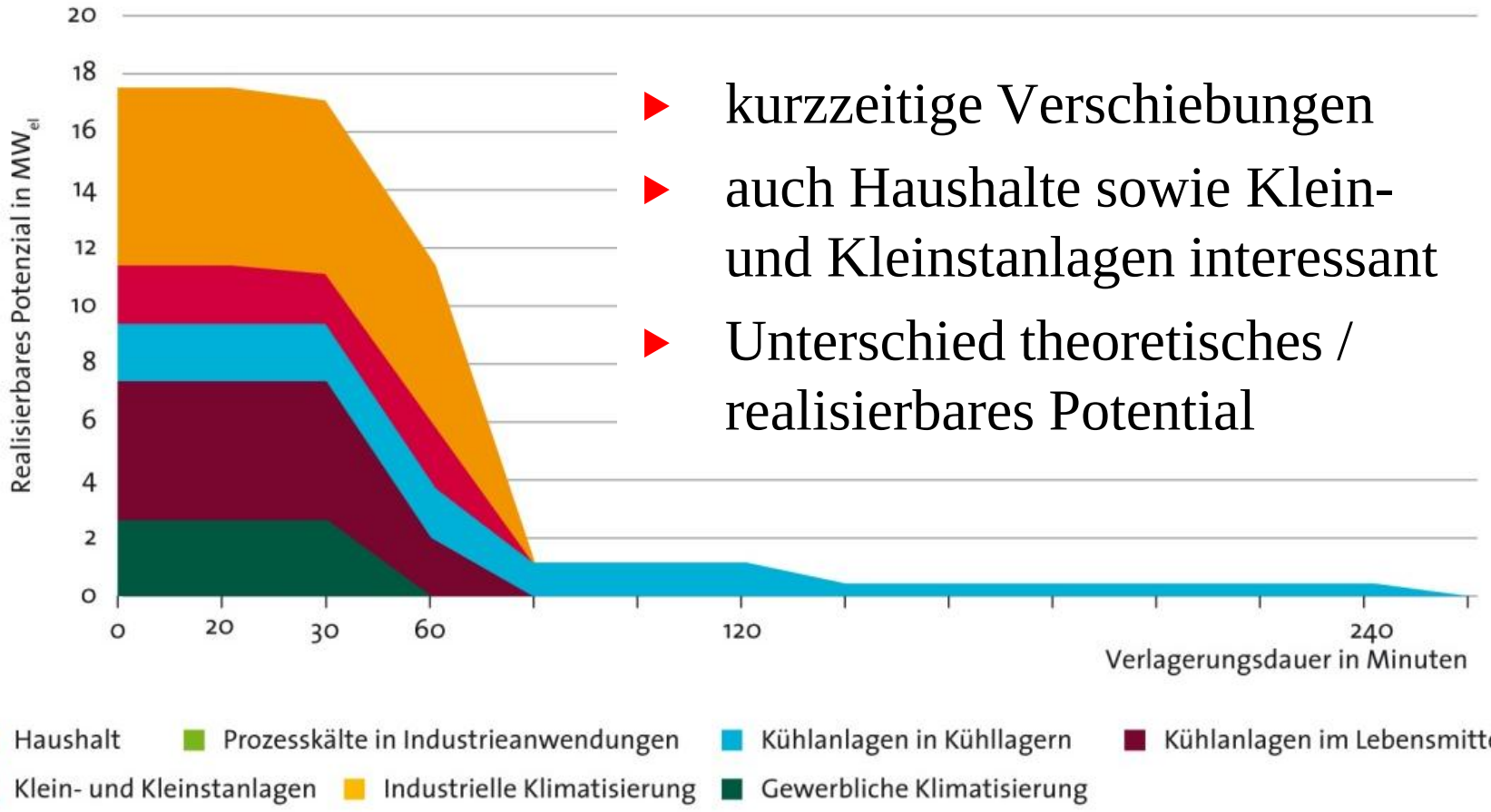
quantitativ: Stromverbrauch in Deutschland



- Haushalte, 25%
- Gewerbe, 25 %
- Industrie, 50%



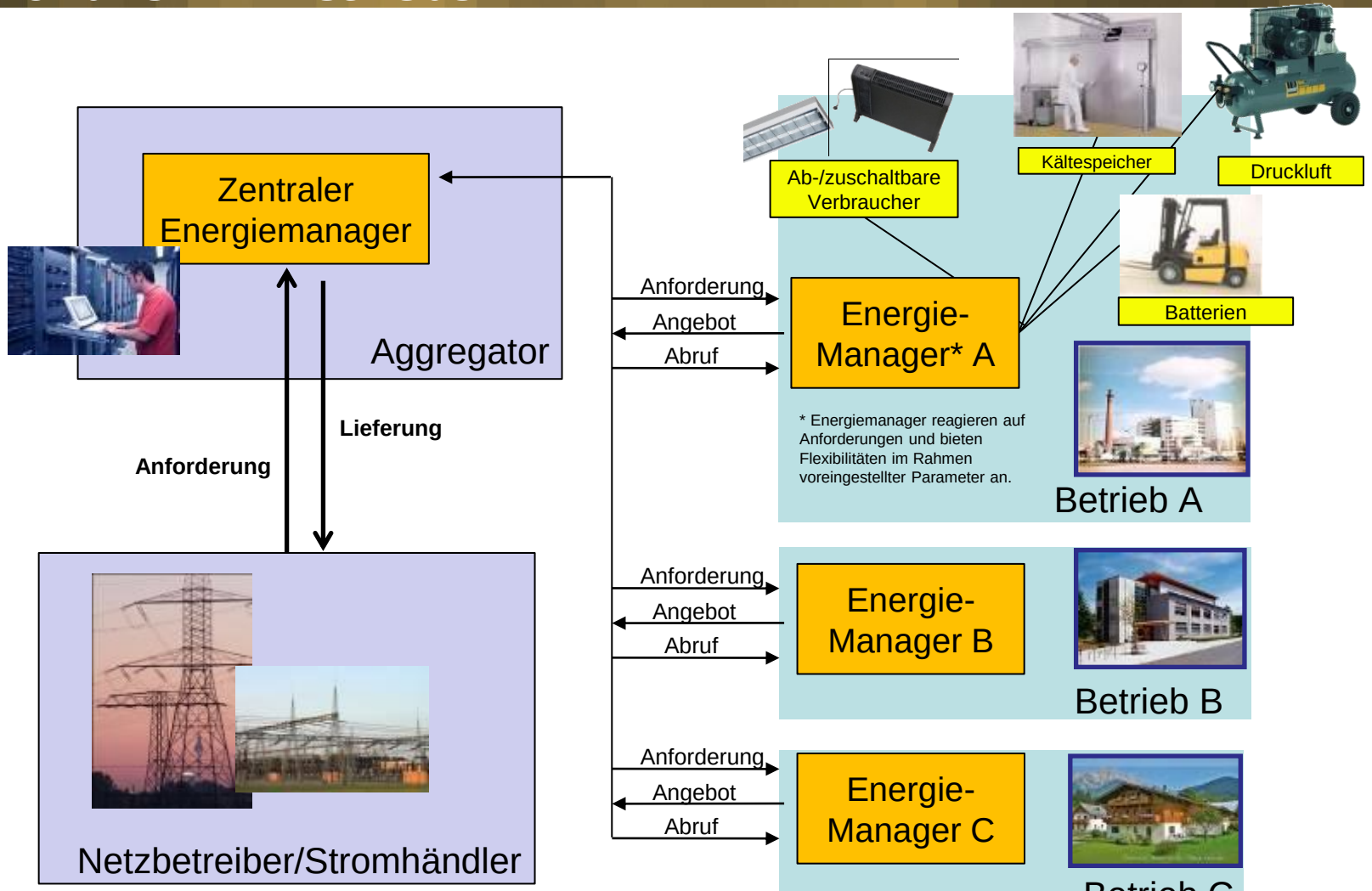
Positive Regelleistung durch Kühlanlagen



- kurzzeitige Verschiebungen
- auch Haushalte sowie Klein- und Kleinstanlagen interessant
- Unterschied theoretisches / realisierbares Potential

Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

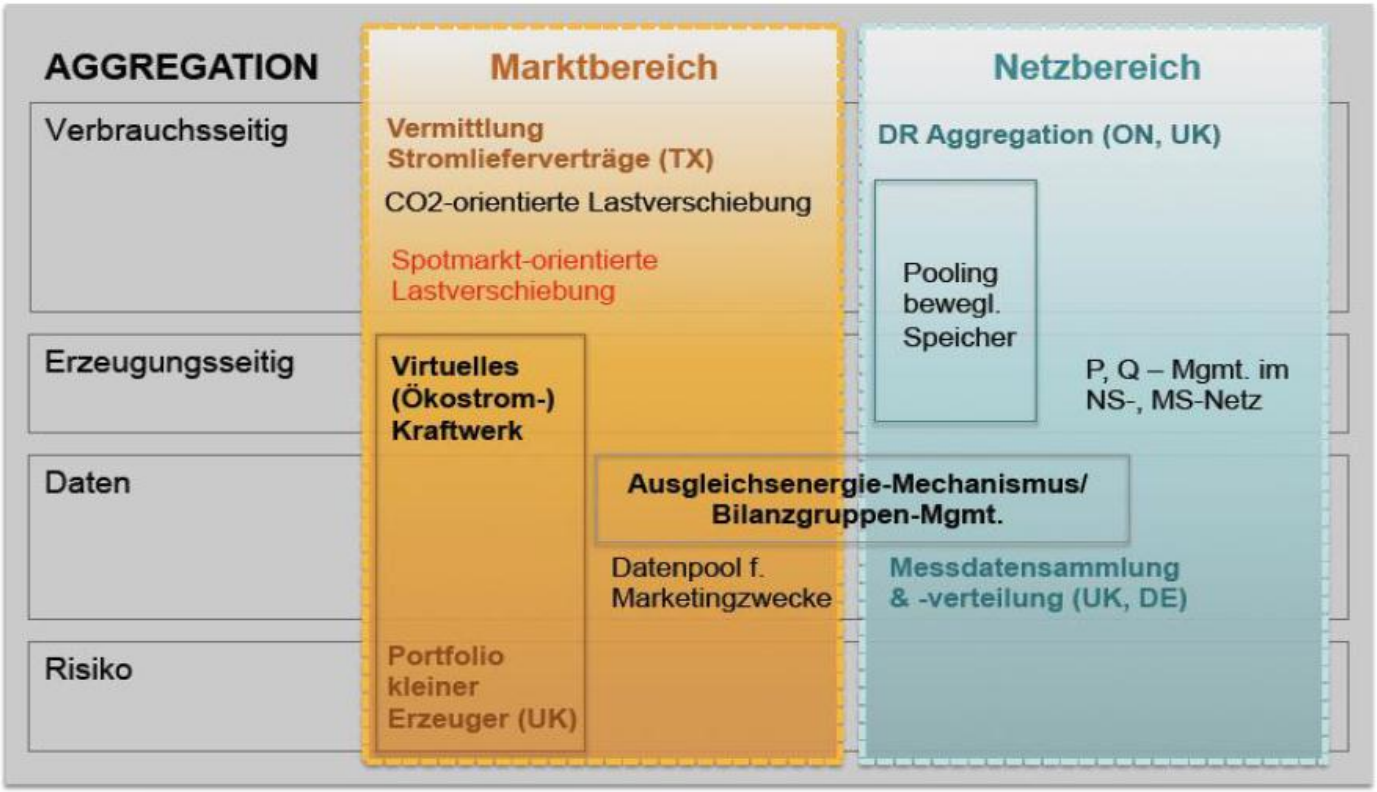
Flexibilität zahlt sich aus – vor allem in Betrieben



verschiedene Nutzen des Aggregators

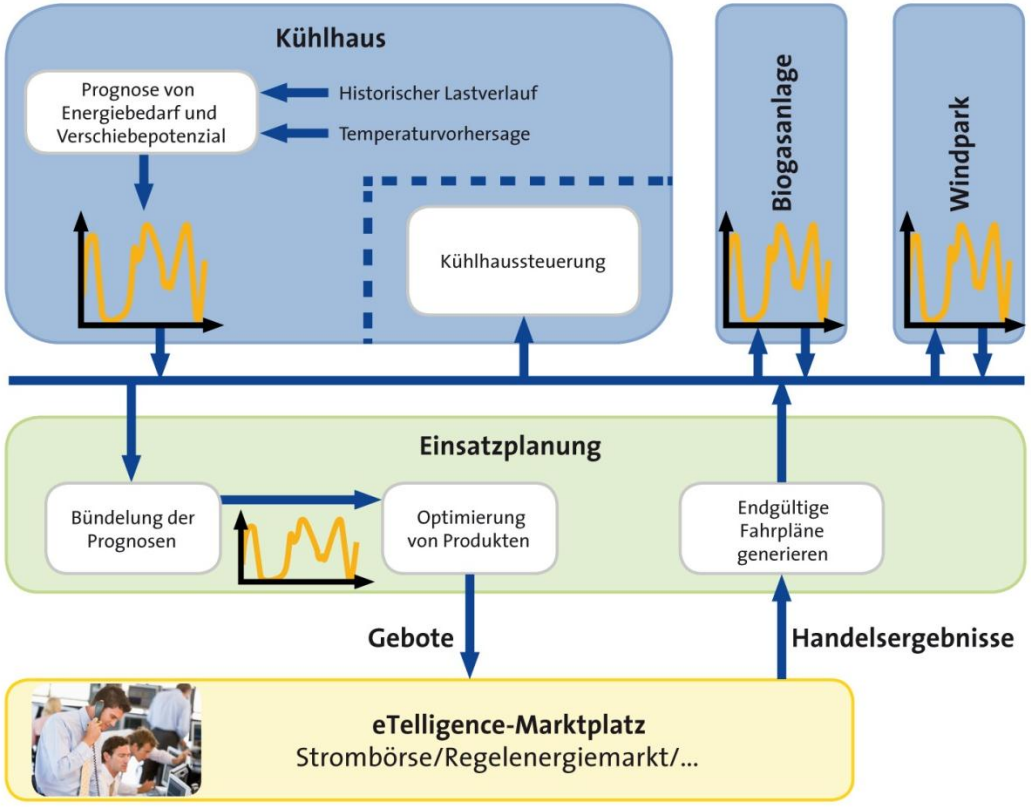
Bild des Aggregators

Welche Aggregatoren gibt es? Zukünftige Use Cases?



Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Das virtuelle Kraftwerk in Cuxhaven



- ortsnaher Abgleich von Windstromerzeugung mit Verbrauch in großen Kälteanlagen
- Vermarktung der Flexibilitäten auf dem lokalen Marktplatz

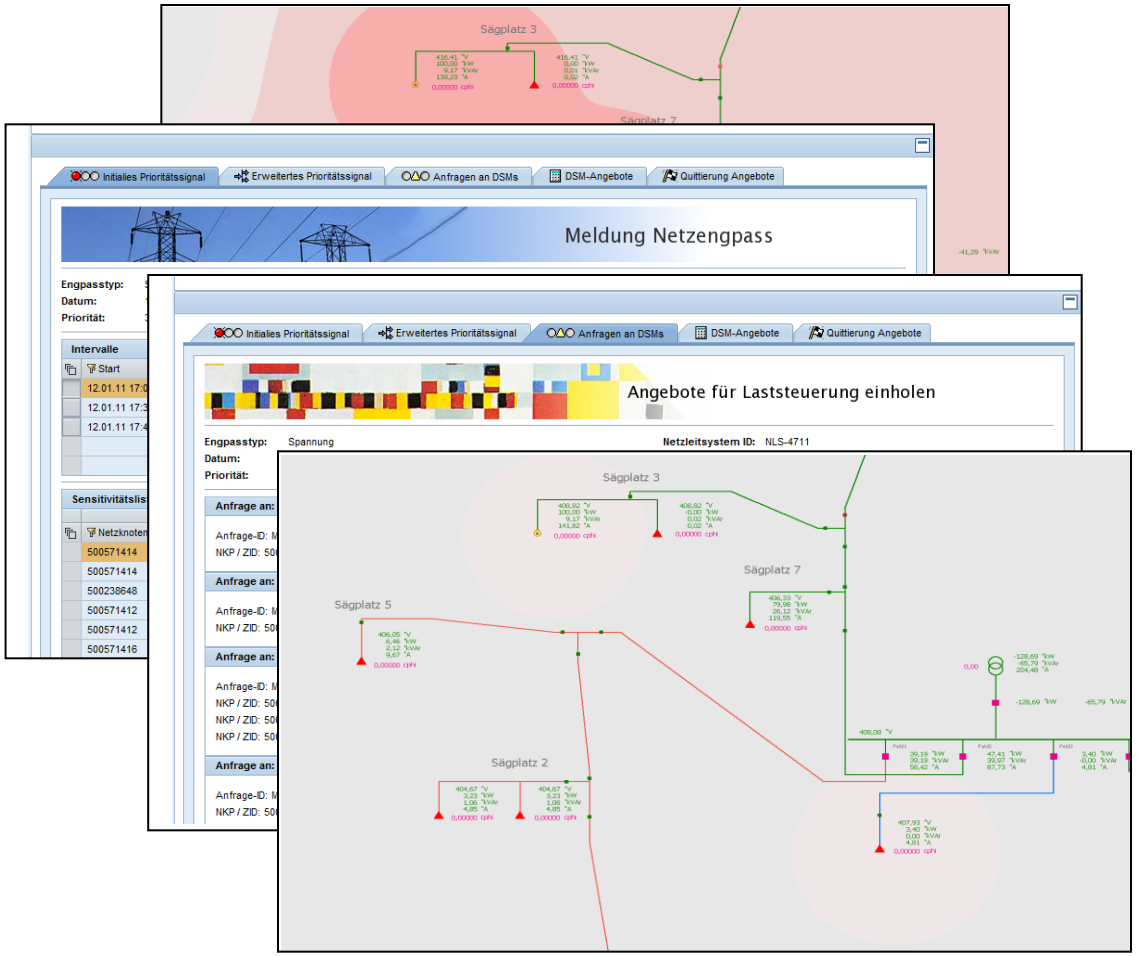
Netzführung mit Demand Side Management

Spannungsproblem wird erkannt

Verhandlungsprozess beginnt

Angebote werden eingeholt und angenommen

Spannungsproblem ist behoben

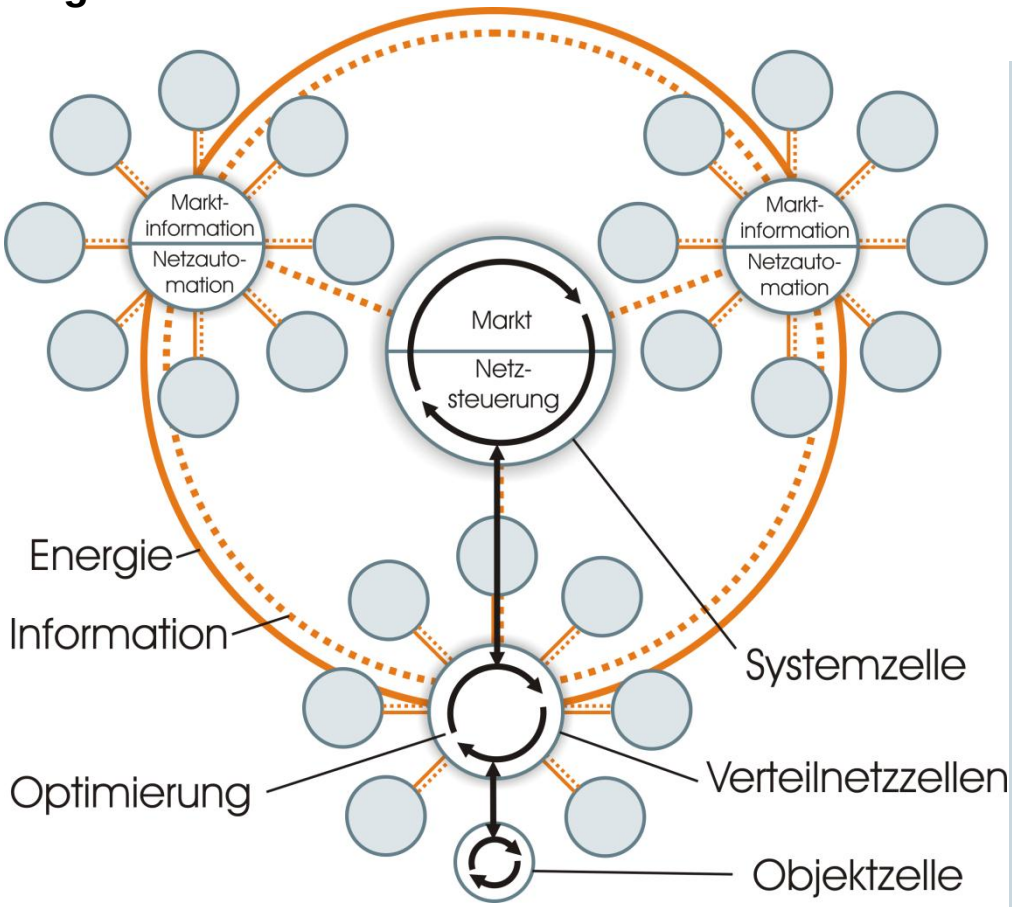


Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Versorgungs- und Informationssicherheit
→ Automatisierung in verbundenen Zellen

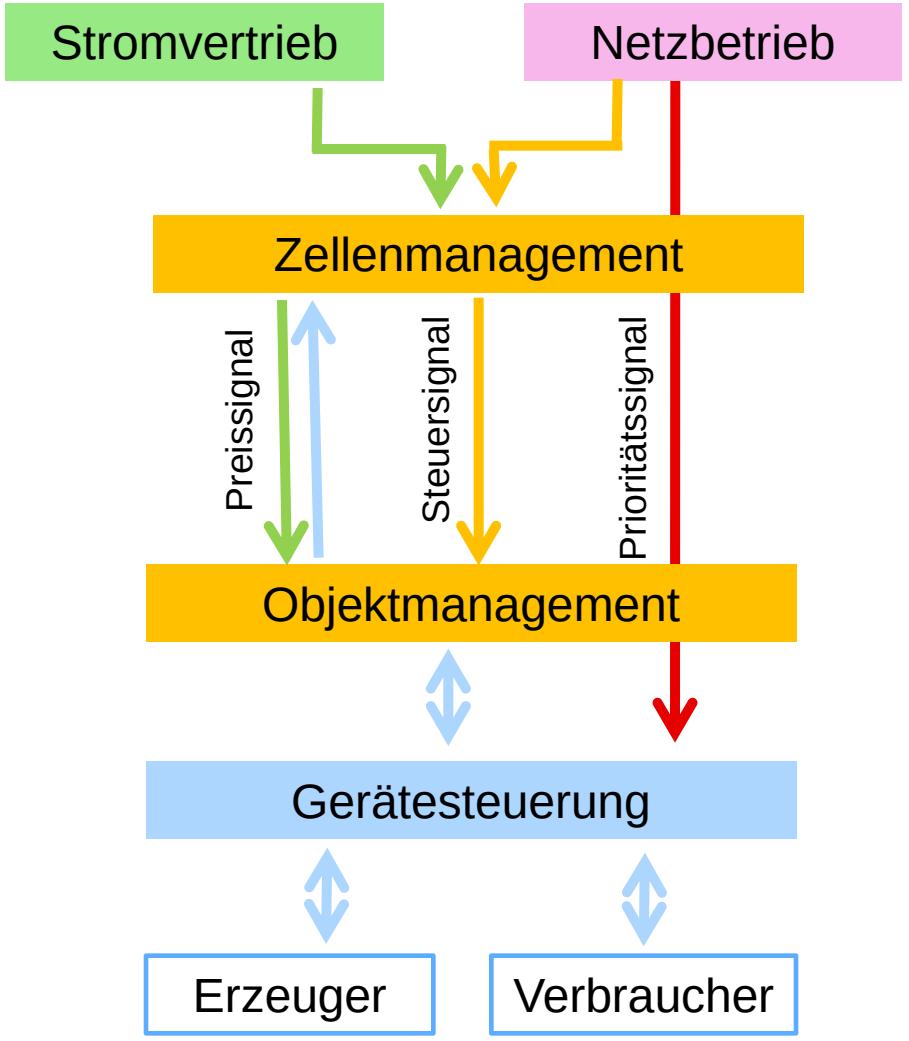
<u>Zellularer Ansatz</u> mit besten Voraussetzungen für eine effiziente Zielerfüllung

- **Netzführung**: Zellen mit verteilter Automation zur Netzführung
- **Komplexitätsreduktion:** Teilweise Verlagerung von zentralen Netzführungs- aufgaben hin zu dezentralen Automaten
  - Schnelle Lösung lokaler technischer Probleme (z.B. 50,2 Hz, Blindleistung, etc.)
  - Datenreduktion
- **Optimierungskaskade:** Energetische und monetäre Optimierung von unten nach oben unter Berücksichtigung der Anforderung der übergeordneten Ebene
  - Berücksichtigung regionaler marktlicher Aspekte
  - Einbindung aller Ebenen zur Erbringung von Systemdienstleistungen



Gefördert durch das
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Steuersignale für gute und schlechte Zeiten



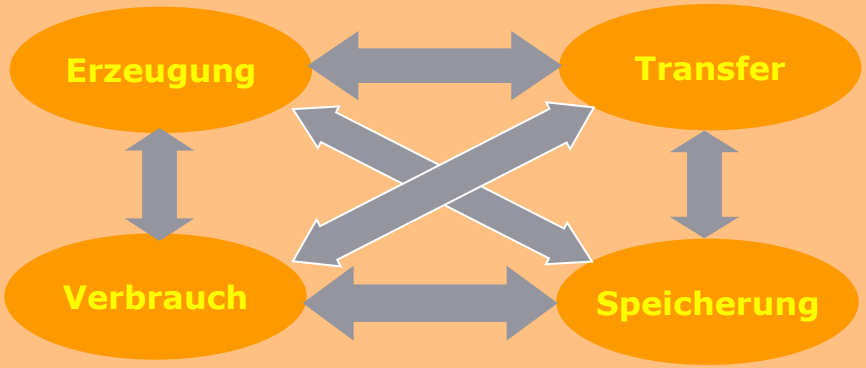
Ludwig Karg, Michael Wedler, B.

Beiträge von E-Energy zur Integration Erneuerbarer

Übermächtige Windlasten können begrenzt durch VPS-Management und Prognosen zu gesicherter Leistung werden

Trotz Smarter Verteilnetze verbleibende EE-Überschüsse müssen ferntransportiert werden

Übermächtige Windlasten können begrenzt durch DMS-Management ausgeglichen werden

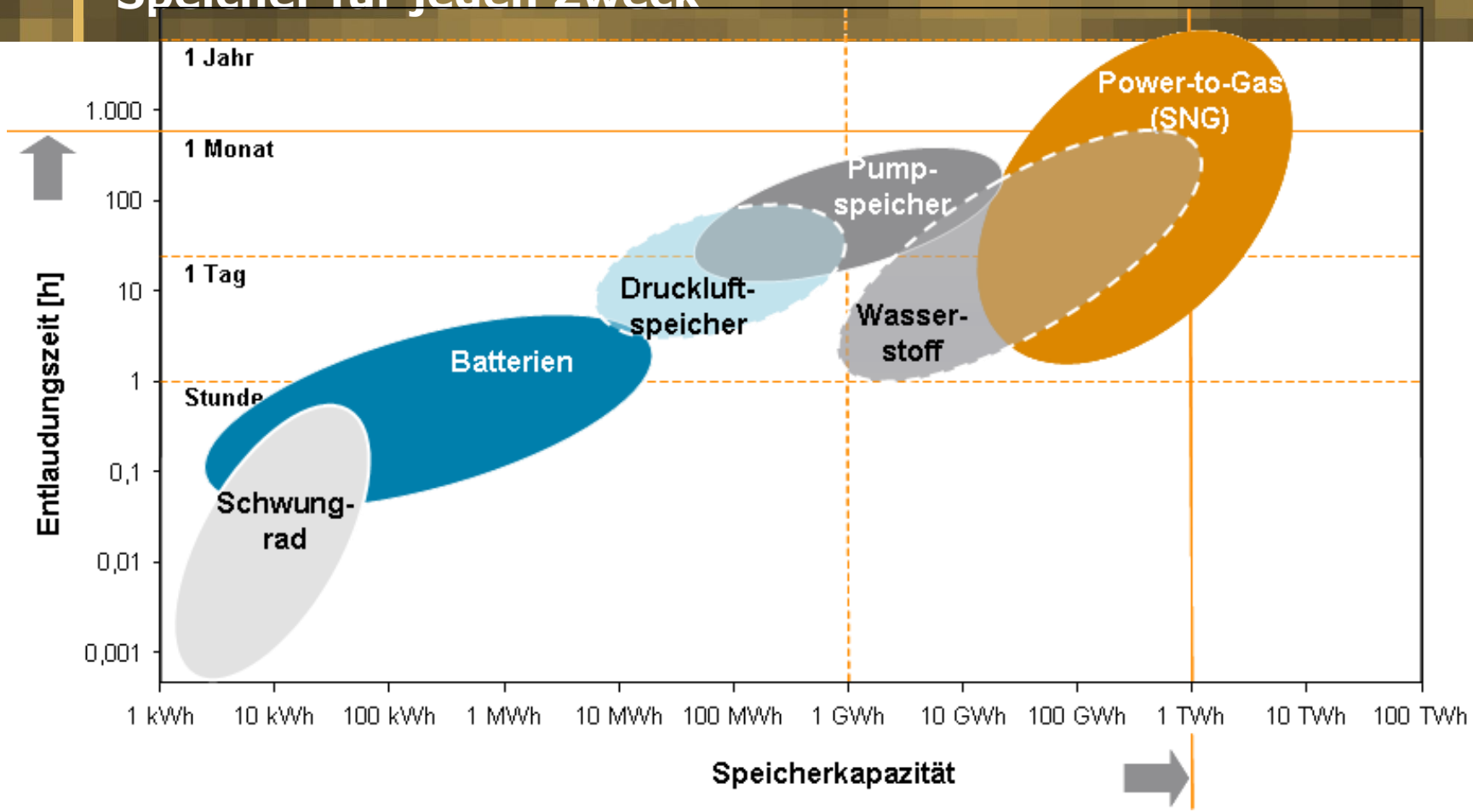


Speicherökonomie
Ggü. Transport auf allen Ebenen ungeklärt

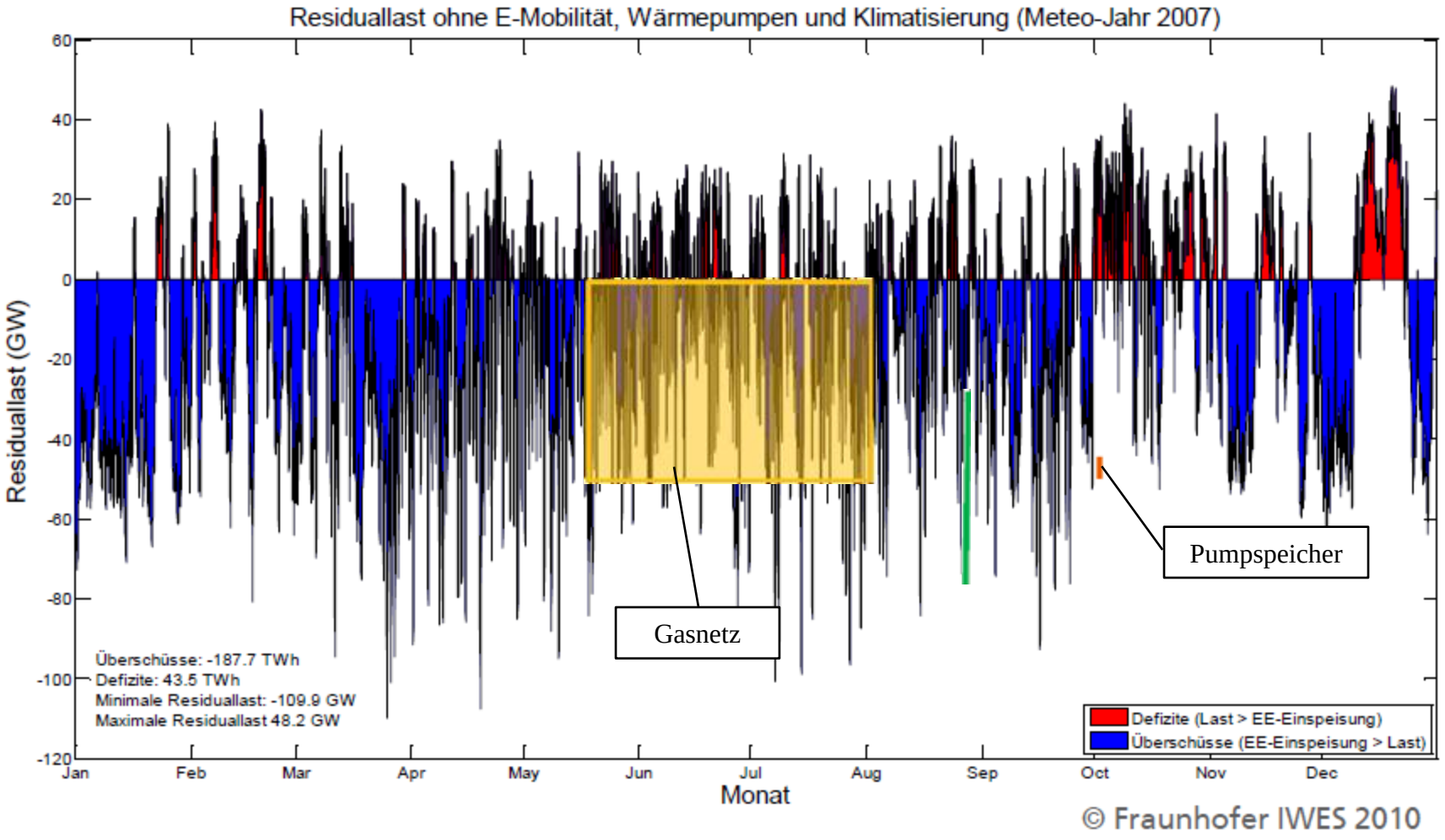
Smarte Flexibilitäten reichen von neartime bis zu day to day
Keine smarte Primärreserve?

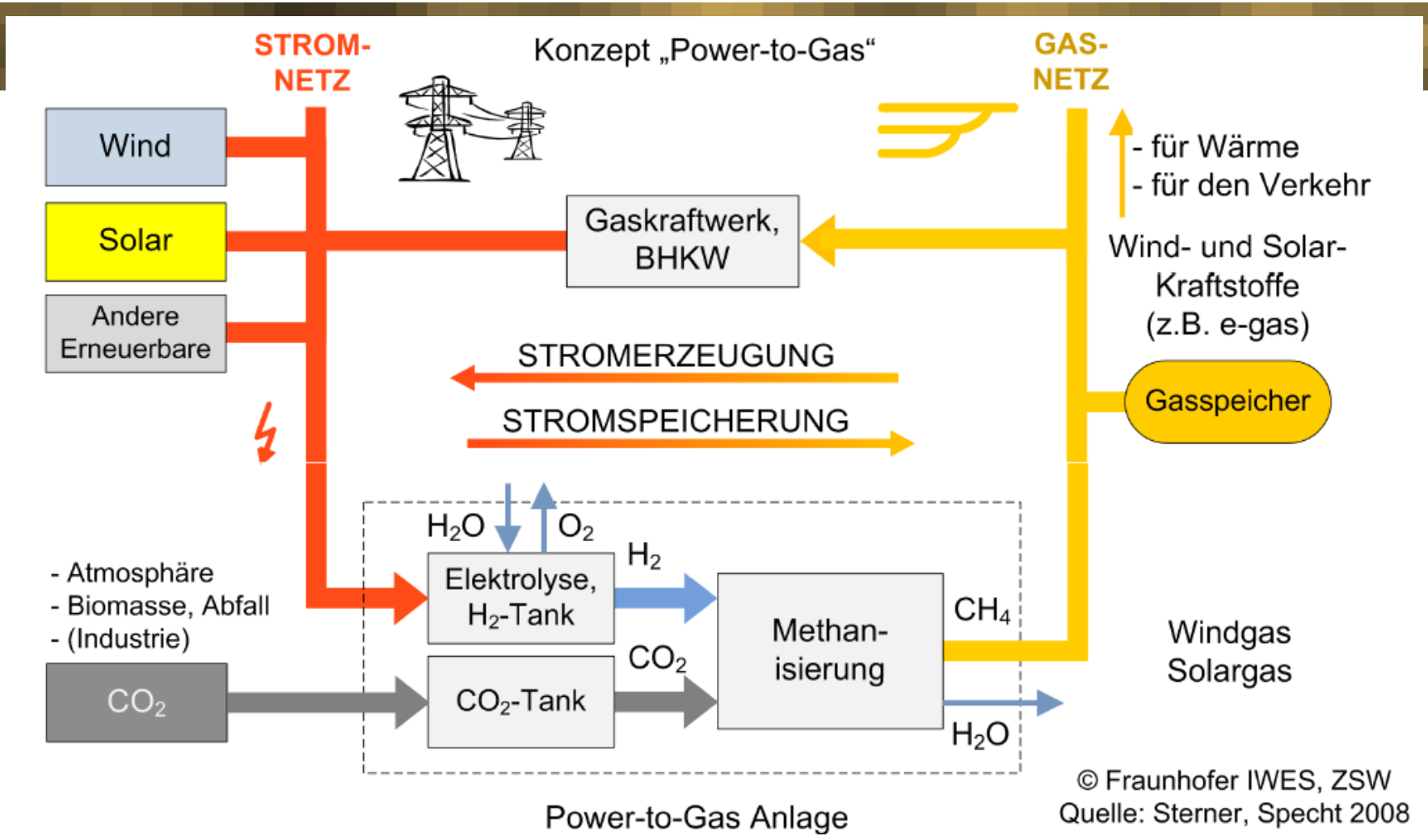
Speicherkapazitäten zu gering
Keine smarten Langzeitspeicher ?

Speicher für jeden Zweck

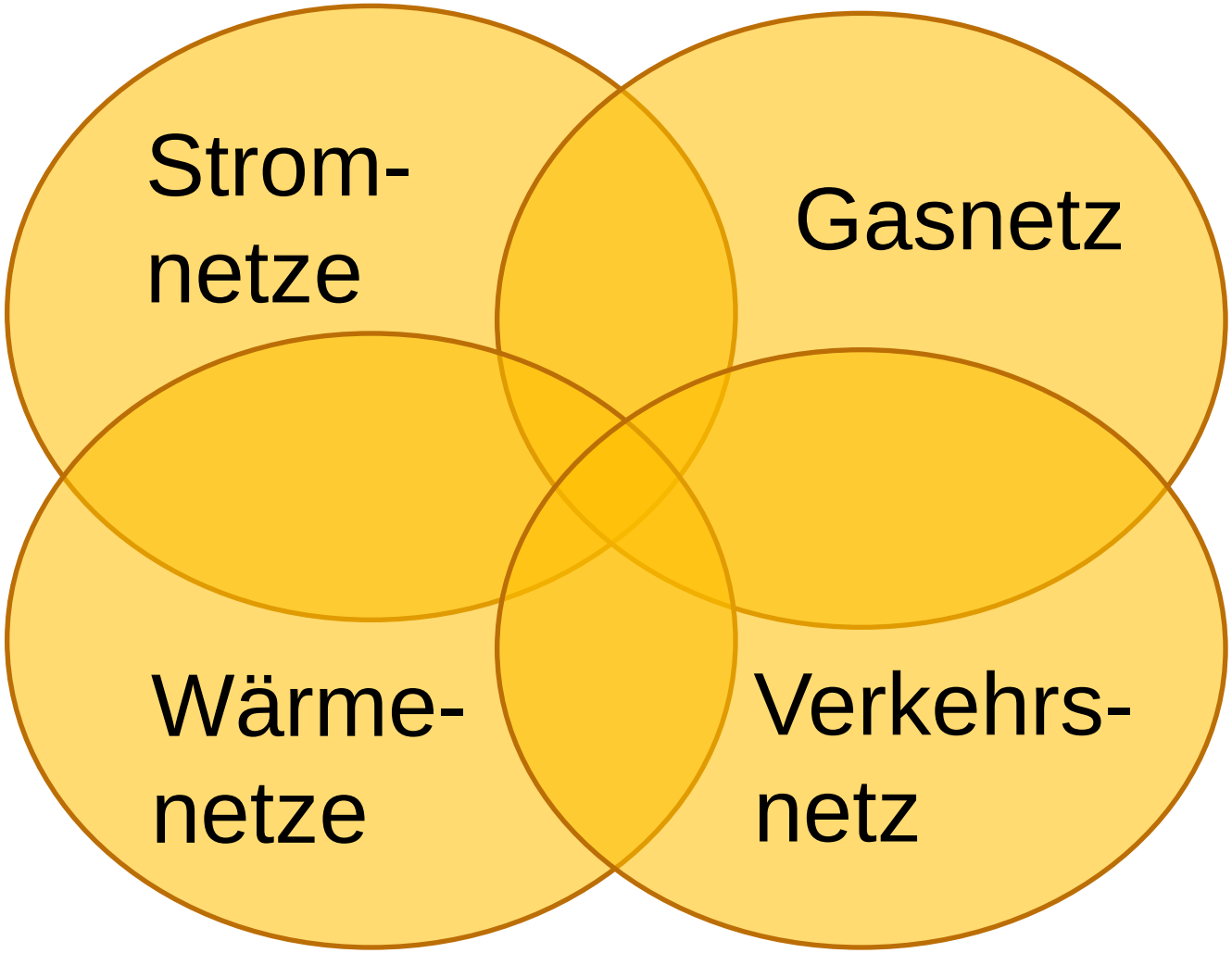


Quelle: Specht et al (Fraunhofer)


Residuallast ohne E-Mobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung (Meteo-Jahr 2007)
Residuallast (GW)
60
40
20
0
-20
-40
-60
-80
-100
-120
Jan
Feb
Mar
Apr
May
Jun
Jul
Aug
Sep
Oct
Nov
Dec
Monat
Gasnetz
Pumpspeicher
Überschüsse: -187.7 TWh
Defizite: 43.5 TWh
Minimale Residuallast: -109.9 GW
Maximale Residuallast 48.2 GW
Defizite (Last > EE-Einspeisung)
Überschüsse (EE-Einspeisung > Last)
© Fraunhofer IWES 2010


STROM-
NETZ
Konzept „Power-to-Gas“
GAS-
NETZ
Wind
Solar
Andere
Erneuerbare
Gaskraftwerk,
BHKW
- für Wärme
- für den Verkehr
Wind- und Solar-
Kraftstoffe
(z.B. e-gas)
STROMERZEUGUNG
STROMSPEICHERUNG
Gasspeicher
H2O
O2
H2
Elektrolyse,
H2-Tank
- Atmosphäre
- Biomasse, Abfall
- (Industrie)
CO2
CO2-Tank
CO2
Methan-
isierung
CH4
H2O
Windgas
Solargas
© Fraunhofer IWES, ZSW
Quelle: Sterner, Specht 2008
Power-to-Gas Anlage

Große Netze wachsen zusammen



Evolution im Netz trotz Revolution im Kraftwerkspark

- ***Nicht alles passt universell:***
  Nur die netzspezifische Kombination aus Netzaus- und –umbau dämpft Kosten der Energiewende (15% smart Meter reicht für Netzmanagement)
- ***Transparenz schafft Effizienz:***
  Die räumliche und zeitliche Integrierbarkeit Erneuerbarer auf VN-Ebene mittels ökonomischer Instrumente gelingt durch verbessertes Monitoring, Prognose und Fahrpläne
- ***Merit order der Flexibilitäten***
  Konkurrierende Flexibilitäten auf Verbauchs-, Erzeugungs- und Speicherseite werden entsprechend ihrer spezifischen Bereitstellungskosten erschlossen werden. (merit order zwischen Gaskraftwerken, Speichern, Transport und Demandsidemanagement)
- ***Gewerbeflexibilitäten sind low hanging fruits***
  Auf der Verbrauchsseite sind die industriellen und gewerblichen Potenziale wesentliche attraktiver als Haushaltskunden

Evolution im Netz trotz Revolution im Kraftwerkspark

- ***Gewerbeflexibilitäten sind low hanging fruits***
  Auf der Verbrauchsseite sind die industriellen und gewerblichen Potenziale wesentliche attraktiver als Haushaltskunden
- ***Erst smart home dann smart energy***
  Bei Haushaltskunden <6000 kWh ohne Wärmepumpen, Elektroautos oder eigener Stromerzeugung ist der Einzug von Strommanagement erst mit zunehmender Heimvernetzung zu erwarten
- ***Transportieren billiger als Speichern, thermische Speicher vor elektrischen***
  Thermische Speicher sind dezentral verfügbar, ihr strom-, bzw. netzgeführter Betrieb ist naheliegender als der weitflächige Aufbau von Batteriespeichern Power2Gas hat strategische Langzeitspeicher und Transportfunktion. Kein Lückenbüßer im Mikrogrid
- ***Erzeugungsseite muss systemverantwortlich handeln***
  Allokationssignale für Einspeisestandorte, 5% Abwurf -> Verdopplung der Netzkapazität

Für weitere Informationen

www.e-energie.info

Michael Wedler,

Bereichsleiter Regionalentwicklung
Begleitforschung E-Energy

Graz, Berlin, München

e-energy@baumgroup.de

Tel. +49 1752264654

Fazit

- Nicht alle Netze über einen Kamm scheren
  -> individuelle Wahl der effizientesten Anpassungsmaßnahmen
- Verteilnetze haben in der Peripherie ggf. PV-Integrationsprobleme (Spannung)
- DSM kann die Schwankungen allein nicht ausgleichen, Speicher nicht vorhanden
- Erzeugungsseite muss systemverantwortlich handeln
  Einspeisestandorte, 5% Abwurf -> Verdopplung der Netzkapazität
- Power2Gas hat strategische Langzeitspeicher und Transportfunktion.
  Kein Lückenbüßer im Mikrogrid

FG Recht „Regulierungspapier“ - Gliederung

Positionspapier zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens

I. Grundsätzliches
(„evolutionäre“ Entwicklung; Anpassungen in kurzer, mittlerer und längerer Frist)

II. Anpassungsnotwendigkeiten in kurzer Frist

a. Lösung des Zeitverzugsproblems bei Investitionen
b. Innovationsförderung
c. Kostenerstattung bei ges. Einbauverpflichtungen
d. Datenschutz grundlegend sichern
e. Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der direkten Steuerung; § 14a als 1. Anwendungsfall; mögl. Erweiterungen des § 14a EnWG

e) Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der direkten Steuerung

- Anreize für **dezentrale Einspeiser** (auch im Bereich der Kleinanlagen) – **Energienutzer zur Beteiligung an Steuerungsmechanismen** unter Beachtung des Einspeisevorrang

- **Verteilnetzbetreiber** zukünftig dem **Netznutzer** (Erzeuger, Energienutzer, Lieferanten) **Anreize bieten,** etwa **in Form** von **reduzierten Entgelten oder** von **Flexibilitätsprämien,** seine Anlagen **direkt durch den Netzbetreiber steuern zu lassen** sowie sich an **Mechanismen zur Erzeugungs- und Verbrauchsprognose** sowie **-beeinflussung** zu beteiligen.

- Diese Zusammenarbeit sollte über einen **Vertrag** zwischen dem Verteilnetzbetreiber und bestimmten Netznutzern (Verbraucher, Erzeuger, Speicher) oder deren Marktbevollmächtigten Vertretern (Lieferant, Zwischenhändler, Demand-Side-Manager etc.) geregelt werden (Flexibilisierungsvereinbarung in bestehenden Netznutzungsverträgen)

f) § 14a EnWG als erster Anwendungsfall der Steuerung durch den VNB

- Hinsichtlich der Durchführung der Abschaltung sollte dem Verteilnetzbetreiber in der noch zu erlassenden Verordnung bzgl. der **Länge, Häufigkeit und Umfang der Drosselung bzw. Abschaltung und auch Zuschaltung ein klar definierter Eingriffsraum** gesteckt werden, den er ohne weitere Prüfung kurzfristig nutzen kann.
- Um eine einfache Handhabung zu erreichen, sollte es künftig für den Nachweis erfolgter Lastverschiebung und Gewährung entsprechend verminderter Netznutzungsentgelte ausreichen, dass die **Einhaltung der vom Netzbetreiber vorgegebenen (vorläufig noch) statischen Sperrzeiten unabhängig vom Schaltenden gewährleistet** wird. Ein entsprechender **Nachweis kann beispielsweise über Messwerte bzw. Zeitreihen aus intelligenten Zählern** erfolgen.
- Grundsätzlich beachtet werden sollte, dass Anlagen, die einer potenziellen Steuerung unterfallen, hierzu **technisch geeignet** (Reaktion auf Steuerungssignal, ggf. Präqualifikation etc.) sein müssen.

g) Mögliche Erweiterungen des § 14a EnWG

- **§ 14a EnWG greift insofern zu kurz**, als die Flexibilisierung sich nur auf Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen erstreckt.
- Entsprechende Steuerungen sollten auch bei größeren Anlagen, die in der Regel in **höheren Spannungsebenen** angeschlossen sind, möglich sein.
- Zusätzlich sind grundsätzlich **auch dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher** zu umfassen, wobei im Fall von Erzeugern, die nach EEG gefördert werden, das Verhältnis etwaiger Steuerungen analog § 14a EnWG zu den Regelungen des EEG bezüglich des Einspeisemanagements zu klären ist.
- Für Erzeugung und Speicher wäre es notwendig, neben reduzierten Entgelten auch **direkte Zahlungen** des Verteilernetzbetreibers an den Betreiber der Erzeugungsanlage oder des Speichers zuzulassen.

Gliederung - II

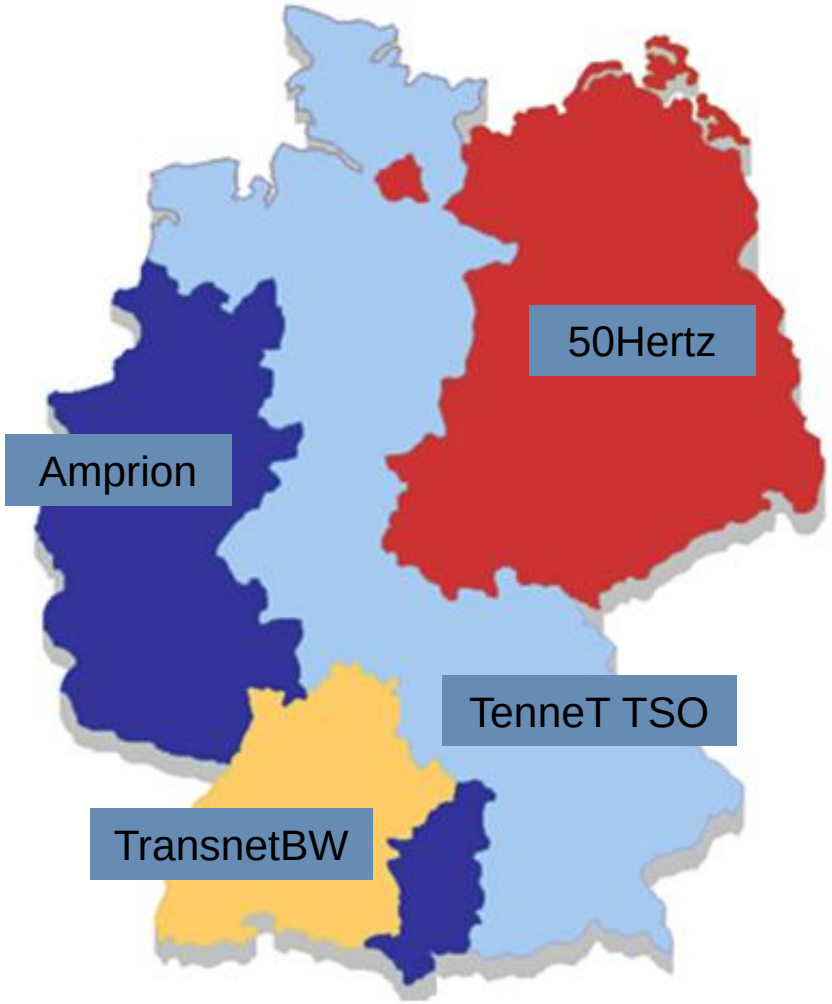
III. Anpassungsnotwendigkeiten in mittlerer Frist

a. Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der Vermeidung von Engpässen (Ampel)
b. Abkehr von der verpflichtenden Nutzung von Standardlastprofilen (Kosten)
c. Marktrollen/regionale Marktplätze/Datendrehscheibe/IKT-Plattform (Drehscheibe VNB)
d. Erneuerbare Energien (Entlastung analog zu Systembelastung oder Nutzen) ->Gestaltung von Netzentgelten mit Allokationswirkung
e. Stromkennzeichnungspflicht

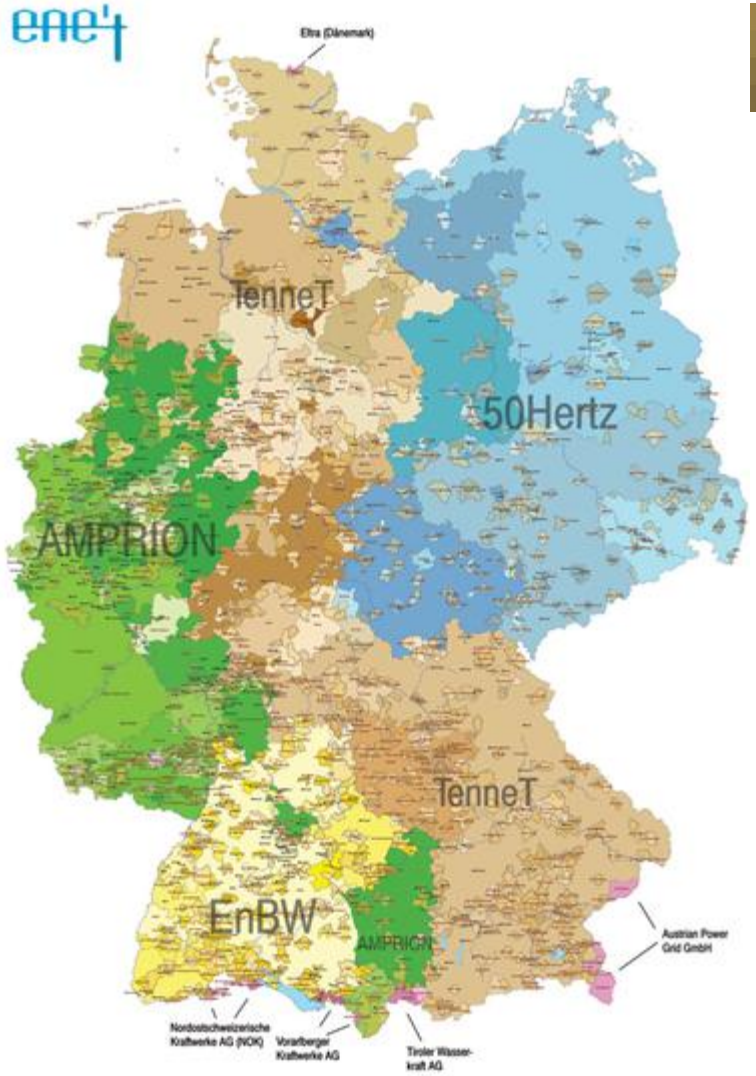
IV. Längerfristige Fragestellungen

a. Zelluläre Ansätze/Microgrids (Entgelte, Lieferantenwechsel)
b. Energiemanagement (Befreiung ISO50001)
c. Messtechnische Erfassung der Powerqualität im Niederspannungsbereich
d. Zeit- und lastabhängige Netznutzungsentgelte (Verbraucher&Erzeuger, Allokationssignal, verursachungsgerecht, dynamisch, diskrimisierungsfrei

V. Sichere Kommunikation als Basis für das Smart Grid



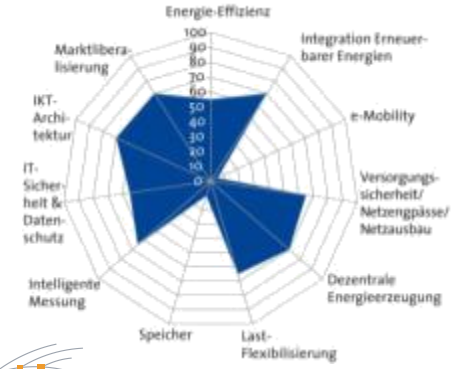
- 4 Regelzonen mit je 1 Netzbetreiber
- diskriminierungsfreier Zugang für Stromhändler/-lieferanten
- Beschaffung von Regelenergie zur Frequenzhaltung
- Möglichkeit, Lasten vom Netz zu trennen oder Kraftwerken Sollwerte zuweisen



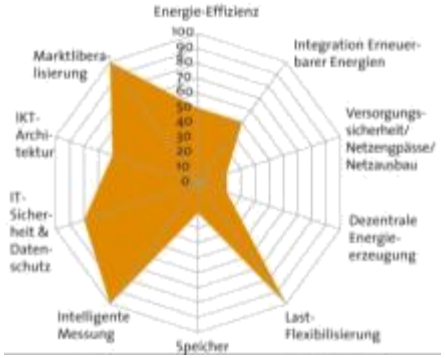
- Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze
- kommunale Zuständigkeit >>> Konzessionsverträge
- über 900 Netzbetreiber
- Verteilnetzbetreiber verantwortlich für regionale Netzstabilität, Lastbilanzierung und Verbindungen zum Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher)

Die 6 Modellprojekte: gemeinsam alle Felder abgedeckt

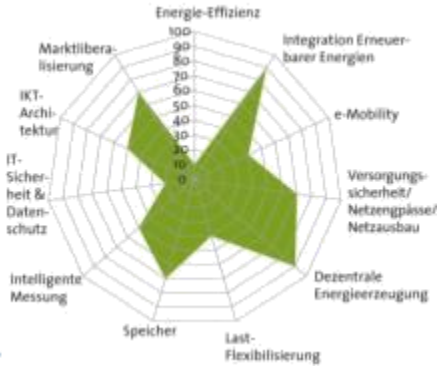
eTelligence



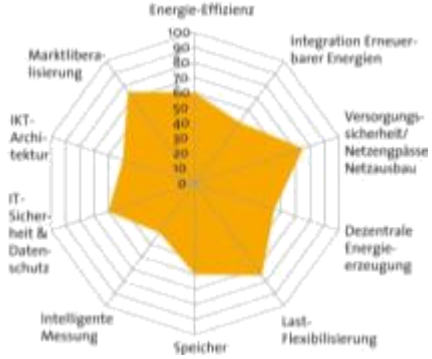
Smart Watts



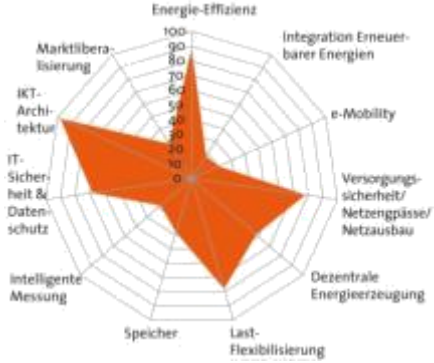
REGMODHARZ
Regenerative Modellregion Harz



MeRegio



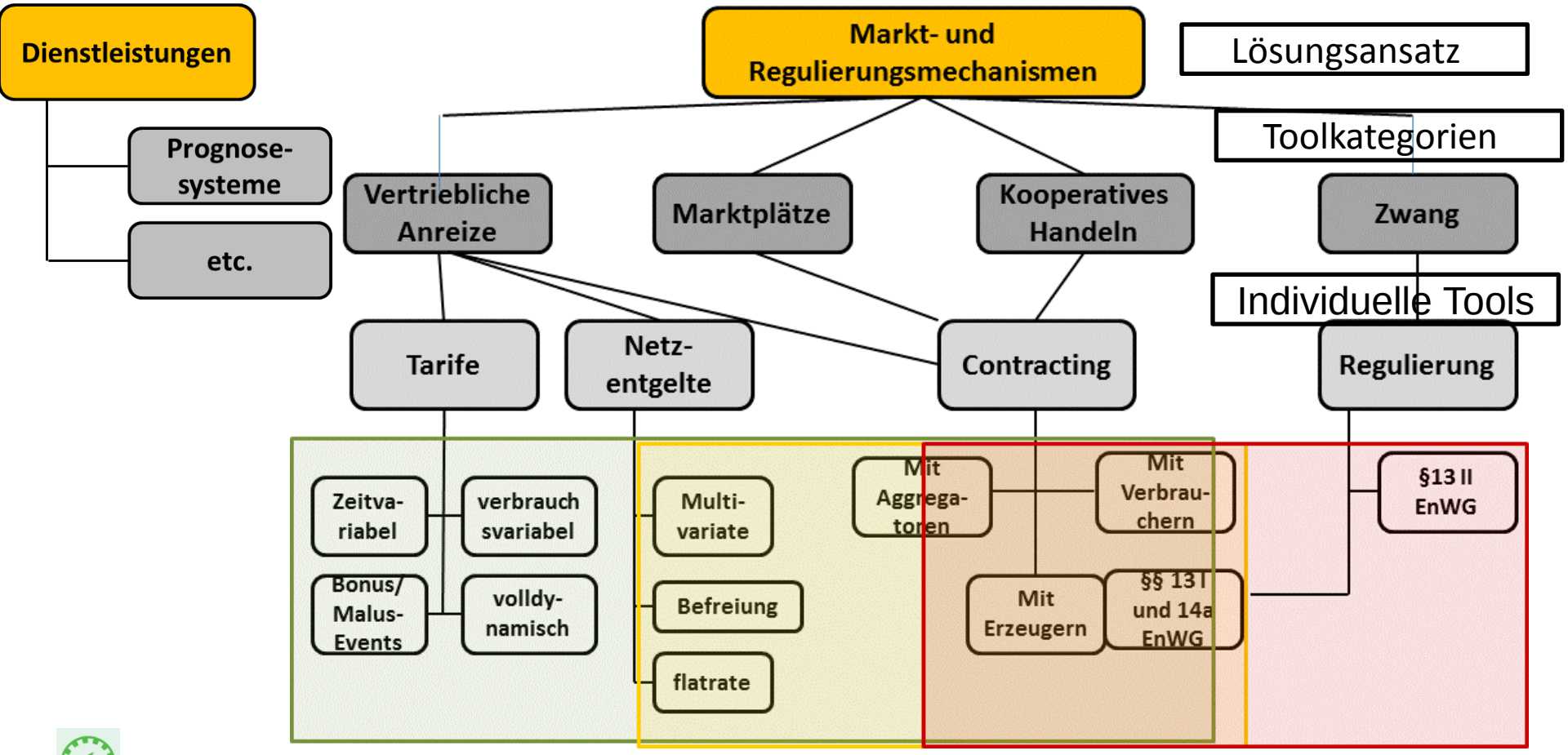
moma



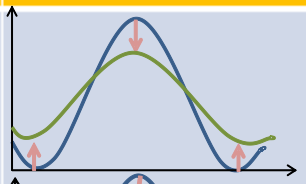
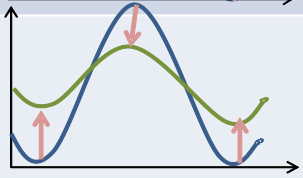
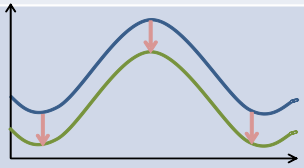
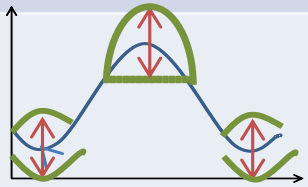
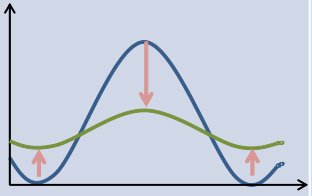
E DeMa

Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

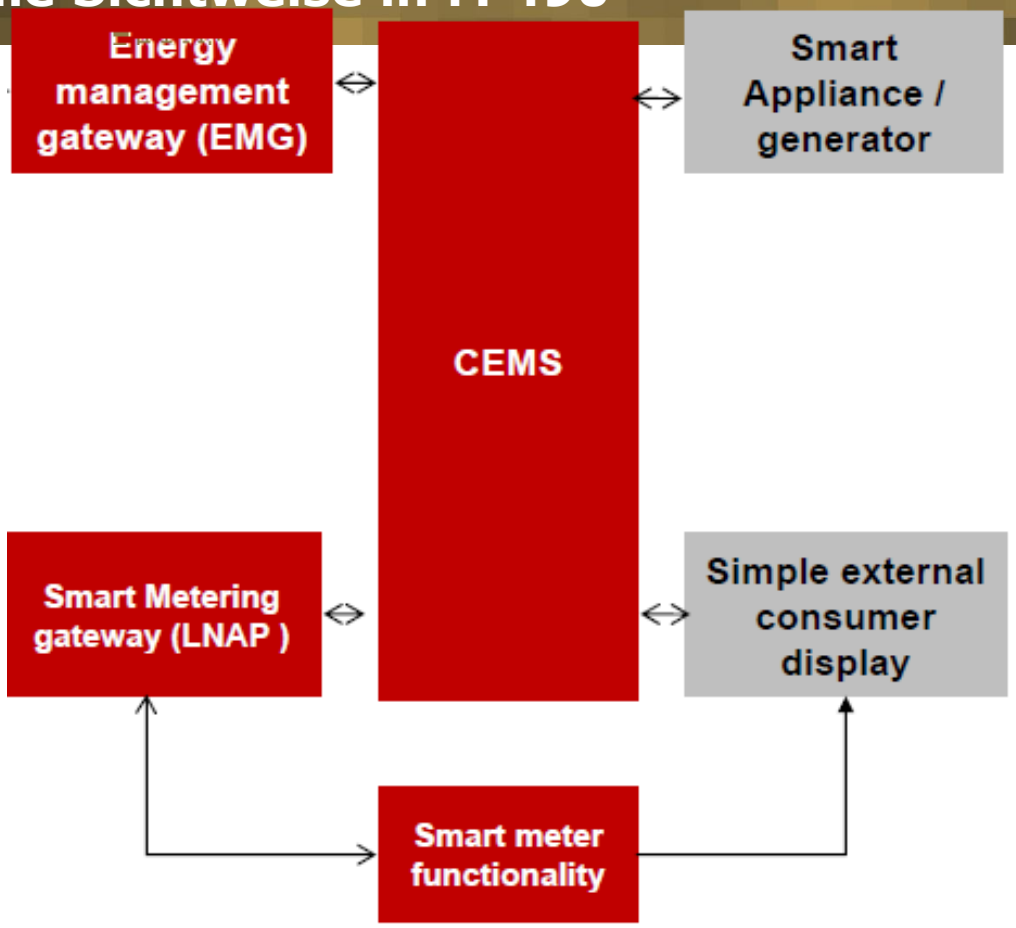
Zu 2- Toolbox – Beispiel Markttoolbox



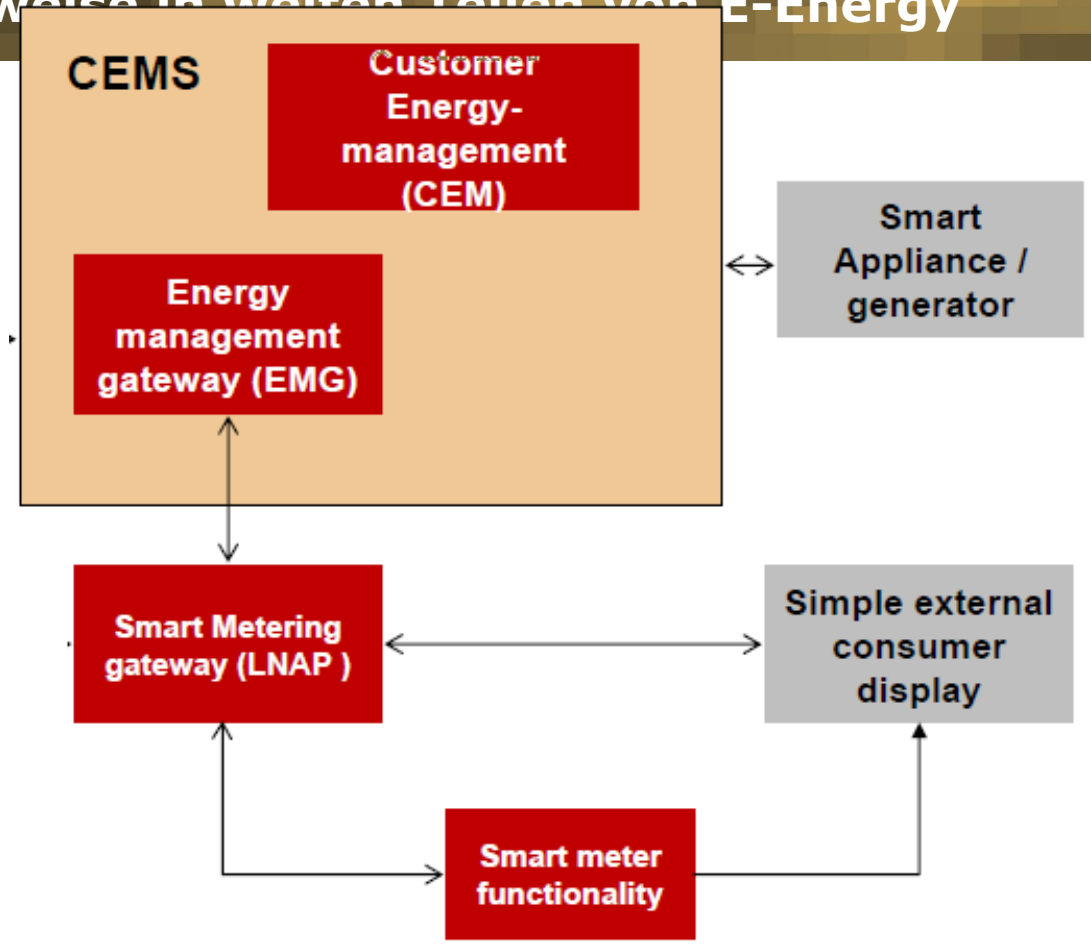
Tarife und ihre Wirkung

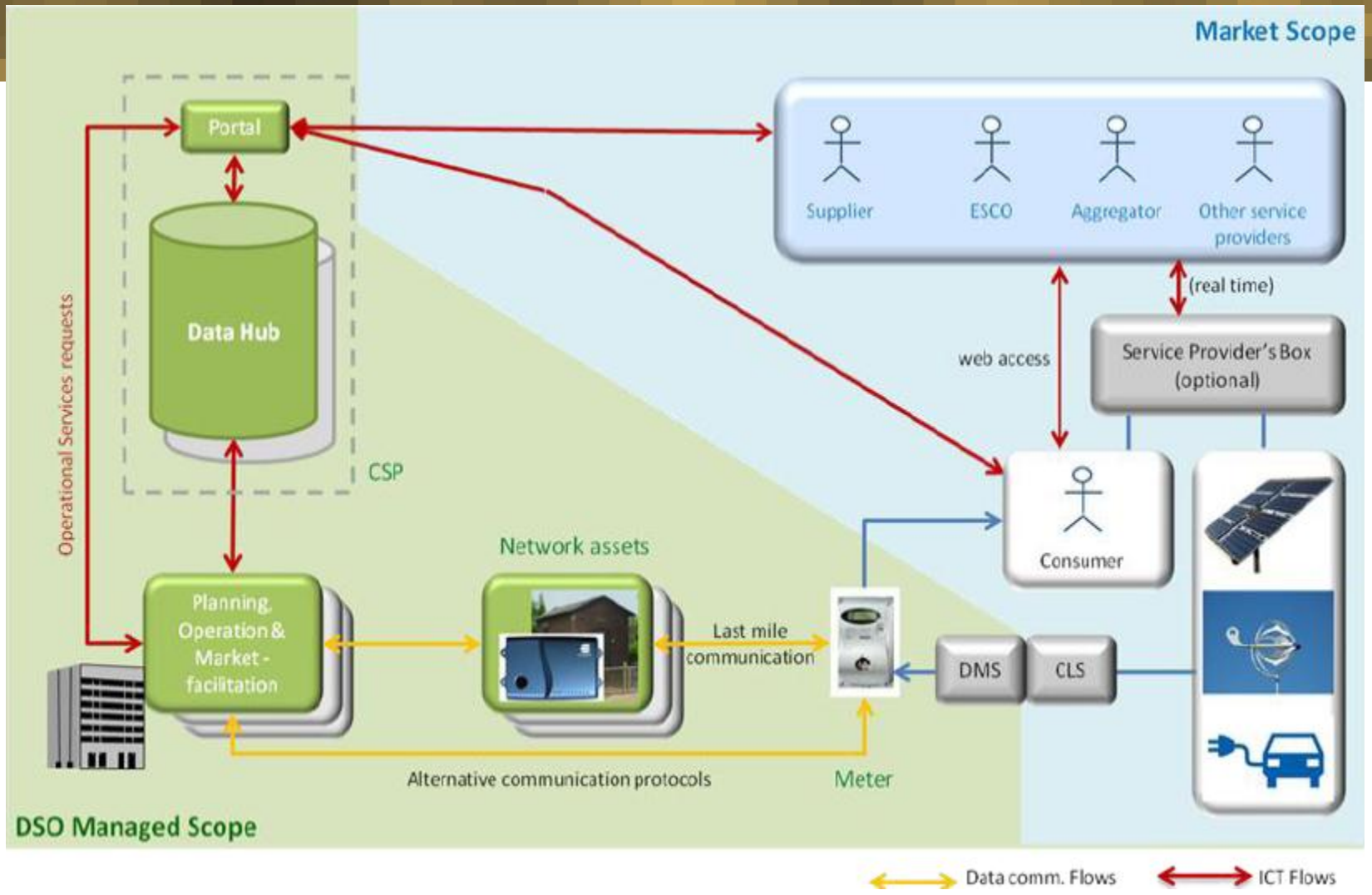
	Struktur	Ziel	Idealtypische Grafik	Praxis	Erste Ergebnisse
Einfacher zeitvariabler Tarif	**Energiepreis aus 2 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt,** und in einem **bestimmten Intervall** (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	**Zeitliche Verlagerung der Last**, die zur Anpassung der Lastkurve an die regionale Erzeugung beiträgt. Ggf. kann auch Vermeidung von Lastspitzen und Verbesserung der Grundlast angestrebt werden.		E-DeMa eTelligence moma	Zwischen **6-12% Lastverschiebung**
Komplexer zeitvariabler Tarif	**Energiepreis aus 3-5 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt,** und in einem **bestimmten Intervall** (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	**Noch stärkere, flexiblere zeitliche Verlagerung der Last**		E-DeMa MeRegio Smart Watts	
Verbrauchs variabler Tarif	**Energiepreis durch die Menge des Verbrauchs bestimmt:** je höher der Verbrauch desto höher der Energiepreis	**Energieeinsparung** durch Anreiz zur Lastbegrenzung und generelle Absenkung der Last		eTelligence E-DeMa	**-13% Verbrauch** beim eTelligence Mengentarif
Bonus- und Malus Events *(CPR bzw. CPP)*	Mischung aus zeitvariablem und dynamischem Tarif: **zu einem bestimmten Zeitpunkt kommt es auf Grund externer Größen zu einer extremen positiven oder negativen Preisspreizung**	**Vermeidung von Lastspitzen oder Lasttälern in kritischen Zeiten.**		eTelligence E-DeMa	**+6-7%** bei Bonus-Events, **--2%** bei Malus-Events
Volldynamischer Real-Time-Pricing-Tarif	**Energiepreis beruht auf externen Größen (Börsenpreis, Prognosen, Residuallast) und wird für bestimmte zeitliche Intervalle festgelegt.**	**Zeitnahe Verlagerung von Lasten auf Grund spezifischer Gegebenheiten,** trägt z.B. zur vereinfachten, effizienteren Einspeisung erneuerbarer Energien (Nachfrage- und Angebotsausgleich in bestimmten Wettersituationen) oder zur starken Vergleichmäßigung der Last bei		E-DeMa Moma RegModHarz SmartWatts	-

Aktuelle Sichtweise in M 490

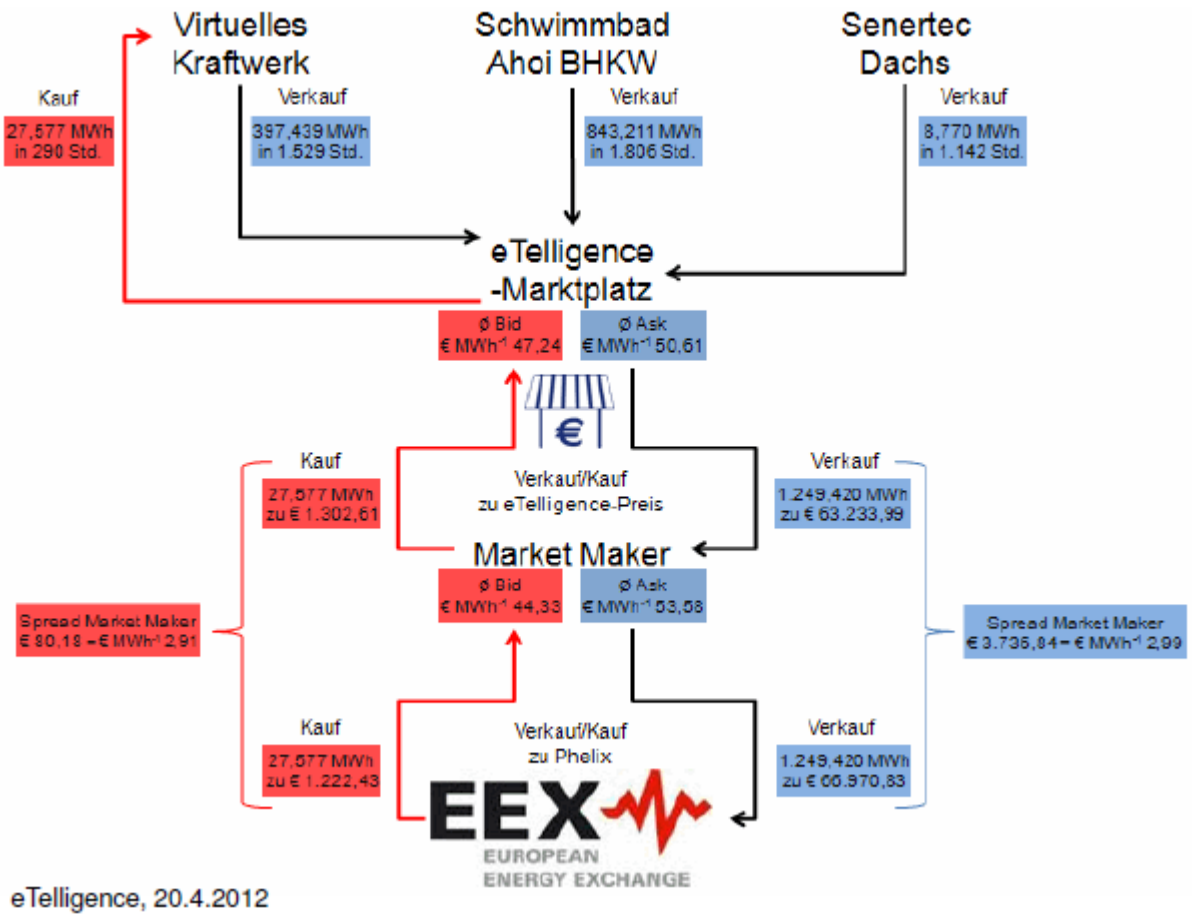


Sichtweise in weiten Teilen von E-Energy




Market Scope
Portal
Data Hub
CSP
Operational Services requests
Supplier
ESCO
Aggregator
Other service providers
(real time)
web access
Service Provider's Box (optional)
Consumer
Network assets
Planning, Operation & Market - facilitation
Last mile communication
DMS
CLS
Alternative communication protocols
Meter
DSO Managed Scope
Data comm. Flows
ICT Flows

C) Regionale Produkte auf Marktplätzen



Regionale Produkte wie Blind- oder Wirkleistung können auf Marktplätzen gehandelt werden.

Problem aus der Praxis:
Oft fehlte die Liquidität auf den Marktplätzen.
Market Maker unverzichtbar.

Eine ganze Region als Kraftwerk

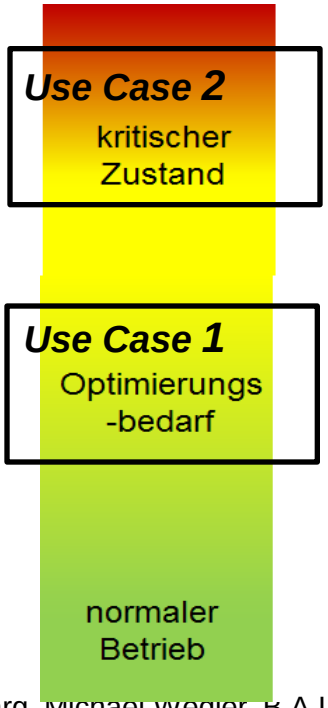
- Prognosesysteme
- Leitwarte
- Ausgleich und Wertschöpfung in der Region

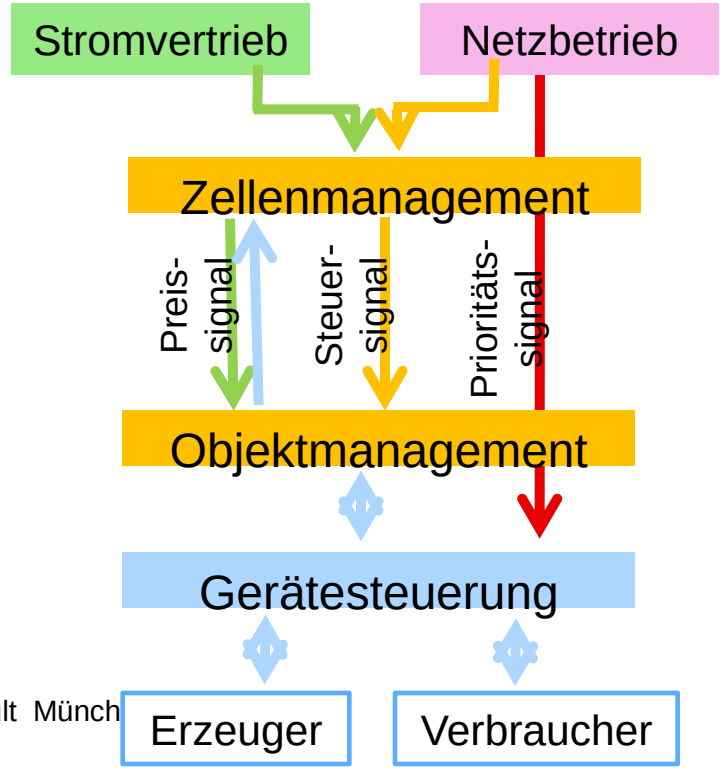
Können Marktmechanismen in der gelben Ampelphase wirken?

BDEW-Paper: *Anwendungsfälle im Smart Grid: Fokus Strom*, 16.04.2012.

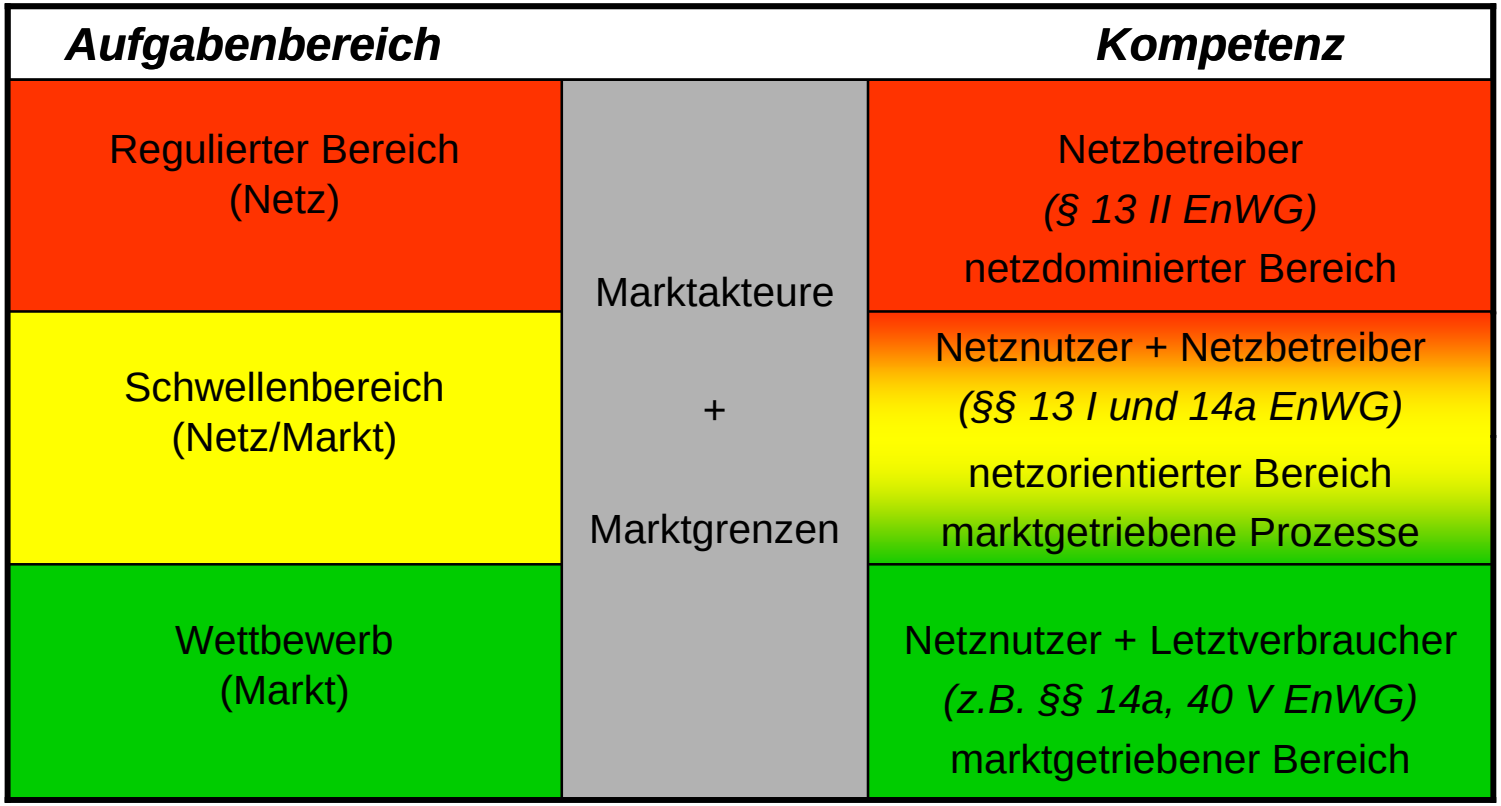
Use Case 1: Netzkapazitätsmanagement/Ampelkonzept - möglichst viele Handlungsoptionen marktbezogen lösen (VN-Ebene)

Use Case 2: Netzleistungsfähigkeit durch Einspeise-, Speicher- und Lastmanagement – Netznutzer temporär zur Entlastung der Netze einsetzen mit lokalem An/Abschalten (Knoten)





„Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens in Richtung auf Smart Grids“



Quelle: nationale Plattform intelligente Netze

Zusammenspiel zwischen Ausbau und Umbau

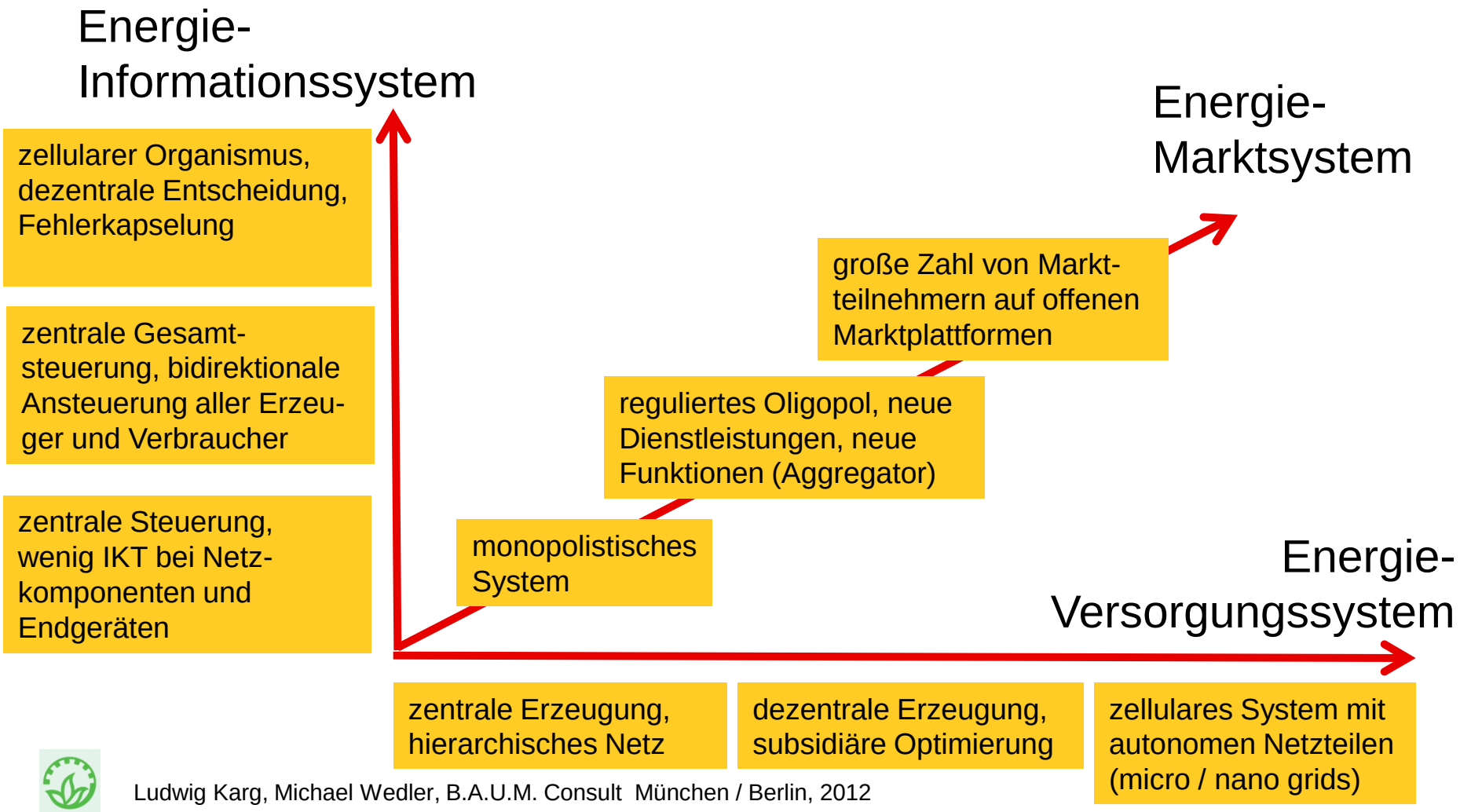
Umbau und Ausbau

Einflussfaktor **Anschlusskapazitäten**

Einflussfaktor **Flexibilitäten am Engpass verfügbar?**

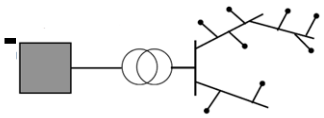
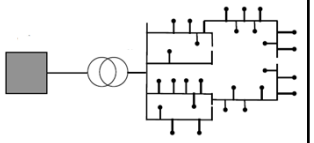
Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Energieversorgung als zellularer Organismus



Ludwig Karg, Michael Wedler, B.A.U.M. Consult München / Berlin, 2012

Zu 4.1: Ausgangssituationenmatrix – Netzsituation und Stressoren

	Gering vermaschtes Netz (ländl.) 	**Stark vermaschtes Netz (urban)** 
Photovoltaik-szenario	MeRegio?	
Windkraft-szenario	eTelligence?	
Grundlast-szenario (Bilanzoptimierung)		E-DeMa?, Smart Watts?
Speicher/Eigenverbrauch/ Elektromobilität		moma?

Thesen aus Beobachtungen der Ergebnisse in den Modellregionen

Arbeitshypothese 1: Die Tarifgestaltung ist stark durch die Kraftwerkskulisse geprägt.

Stressoren fürs Netz ?	urbane dichte, teils vermaschte Netze	ländliche weitläufige, „dünne“ Netze
hoher PV-Ausbau auf Einzeldächern	1. In der Regel unproblematisch, nur in Einzelsträngen bei hoher Dichte stressig (Spannung) bei Schönwetter mit wenig lokalem Verbrauch 2. Flexibilitäten sind nicht nötig zur Netzstabilisierung 3. Aggregatoren können sich marktorientiert verhalten (Wirkleistung) und Flexibilitäten, ggf. zur Minimierung Ausgleichsenergie anbieten. 4. Tarife richten sich nach Beschaffungssituation	1. Verteilnetz wird zum Einsammelnetz und steht vor der Aufgabe Lastflussumkehr regelmäßig über die Spanungsebenen zu organisieren 2. Flexibilitäten können wertvolle Systemdienstleistungen erbringen 3. Flexibility Operator können (per Ausschreibung des NB ?) Netzdienstleistungen im VN erbringen, insbesondere in der Sättigungsphase 4. Tarife richten sich nach Tagesfahrplänen bei PV-Dominierten Erzeugungsgängen
Hoher Ausbau von Windkraft	1. Windparkanschluss in der Regel auf höhere Ebene ohne Spannungsproblem 2. Flexibilitäten auf Verbrauchsseite sind wertvoll zum Ausgleich der Prognoseabweichungen (aber auch nicht mehr, denn die Windüberschüsse müssen abgeführt werden 3. Flexibilitäten auf Windseite (gedrosselte Erzeugung kann helfen den Netz-Ausbau zu optimieren (Systemdienstleistungen im Rahmen VPS) 4. Tarife bilateral mit Gewerbekunden	1. Hohe Hübe können kaum mit smart grid Instrumenten begegnet werden (maximal Prognoseabweichngen) und müssen durch Netzausbau gelöst werden mit Pareto-Prinzip (80/20-Regel) 2. Flexibilitäten und genaue Prognosen sind eingepsarte Speicherkapazitäten wert. 3. VPS kann versuchen Regionalstrom / Grünstrom als gesicherte Leistung zu produzieren mit hohen Windüberschüssen 4. Tarife werden von Residuallast bestimmt