

15. Symposium Energieinnovationen:
„Neue Energie für unser bewegtes Europa“
14. – 16. Februar 2018
TU Graz, Österreich

Langfristige Energieszenarien auf Basis von regenerativen Potenzialen und Kosten

Günther Brauner, TU Wien

Die Energiewende

Elektrizität ersetzt fossile Energie und bringt Effizienz

Fragen der Zukunft:

- Erneuerbare Energie: zentral vs. dezentral?
- Netzausbau vs. Erzeugungscharakteristik: Wer so soll sich an wen anpassen?
- zentrale Pumpspeicher vs. dezentrale Batteriespeicher?
- Leistbarkeit für Alle: Anschubfinanzierung & Contracting
- Langfriststrategien für Energiedienstleister, Energiepolitik Industrie und Energieforschung

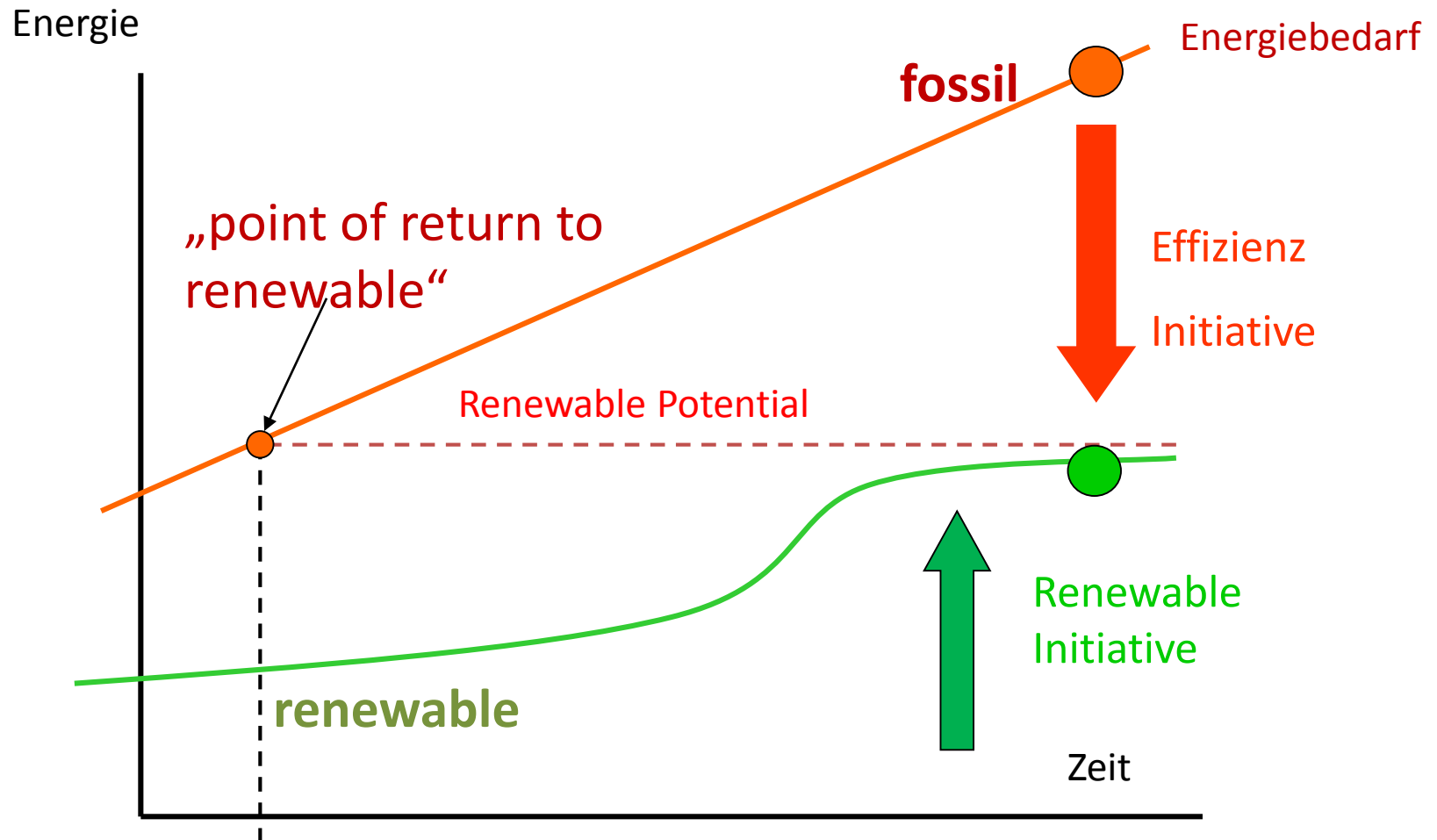
Paradigmen Wechsel

- Die Energiewende stellt einen längerfristigen Evolutionsprozess dar, der nur bedingt zu prognostizieren ist. Wegen des hohen Kapitalbedarfs ist die Änderungsrate nur 1 %/a = viel Zeit für neue Strategien.
- Das Energie-System aus Erzeugung, Infrastruktur und Endenergiebedarf muss gesamtheitlich optimiert werden nach wirtschaftlichen und umweltrelevanten Standards.
- Förderungsmodelle werden durch Marktmodelle ersetzt, geförderte Einspeisetarife durch Anschubfinanzierung.
- Erneuerbare Erzeugungstechnologie hat vorwiegend Fixkosten und nahezu keine variablen Kosten. Überproduktion führt daher zu niedrigen Marktpreisen. Dies wird dezentrale Contracting-Modelle fördern.

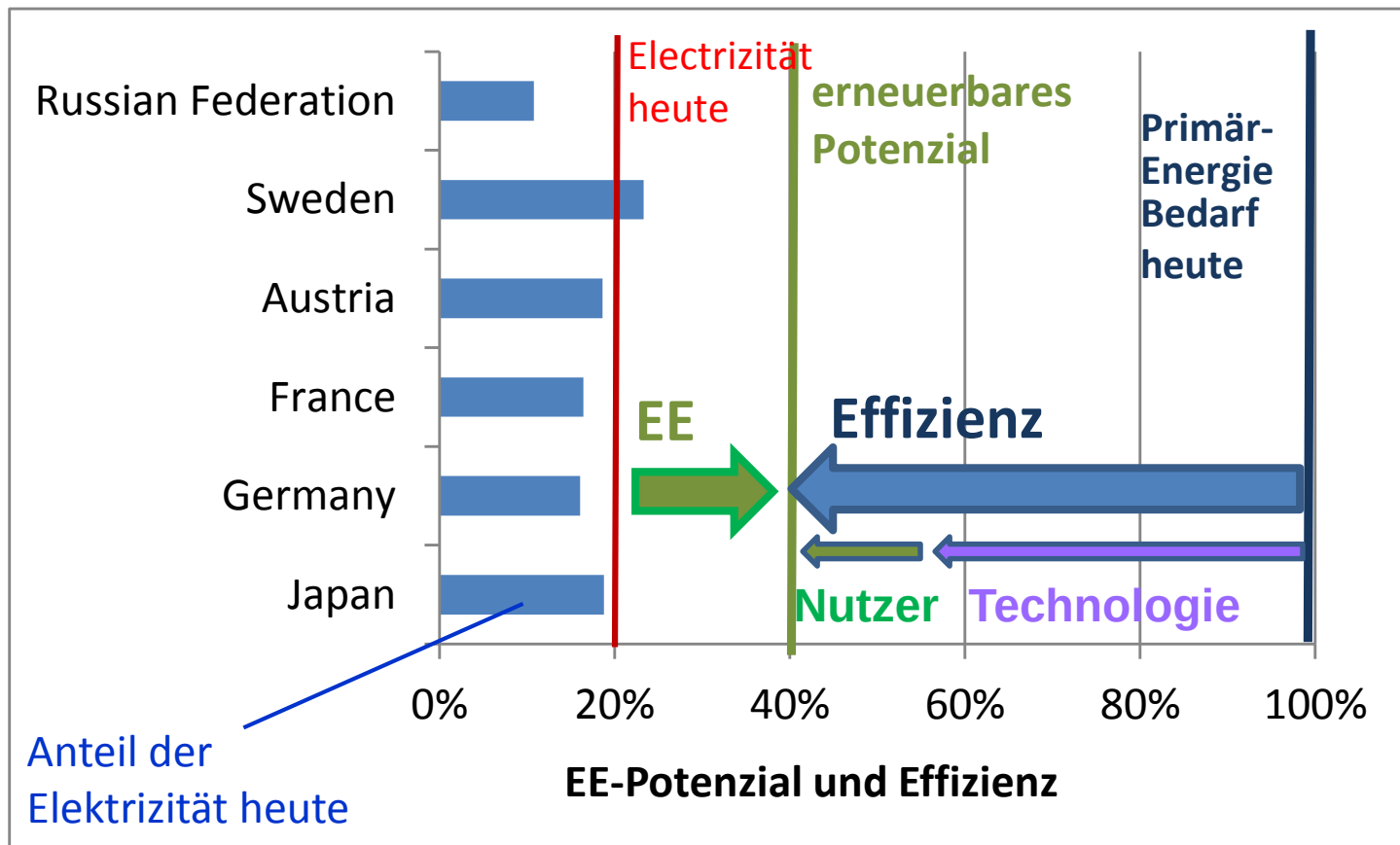
Robuste Langfriststrategien der Erneuerbaren Energien: REWUS

- **R**enewable: fossile Energie wird durch nachhaltige Elektrizität ersetzt
- **E**ffizienz: Endenergiebedarf wird an das verfügbare Potenzial angepaßt
- **W**irtschaftlich: wirtschaftliche EE, Infrastruktur und Endenergie = Energiewende für Alle
- **U**mwelt: umweltfreundliche Energie-Infrastruktur
- **S**icherheit: Versorgungssicherheit
 - geringe Abhängigkeit von fossilen Energien
 - dezentrale regenerative Energiezellen
 - Speicherung
 - Fossile Backup-Versorgung

Das erneuerbare Potenzial ist zukünftig die Grenze Point of return to renewable energy

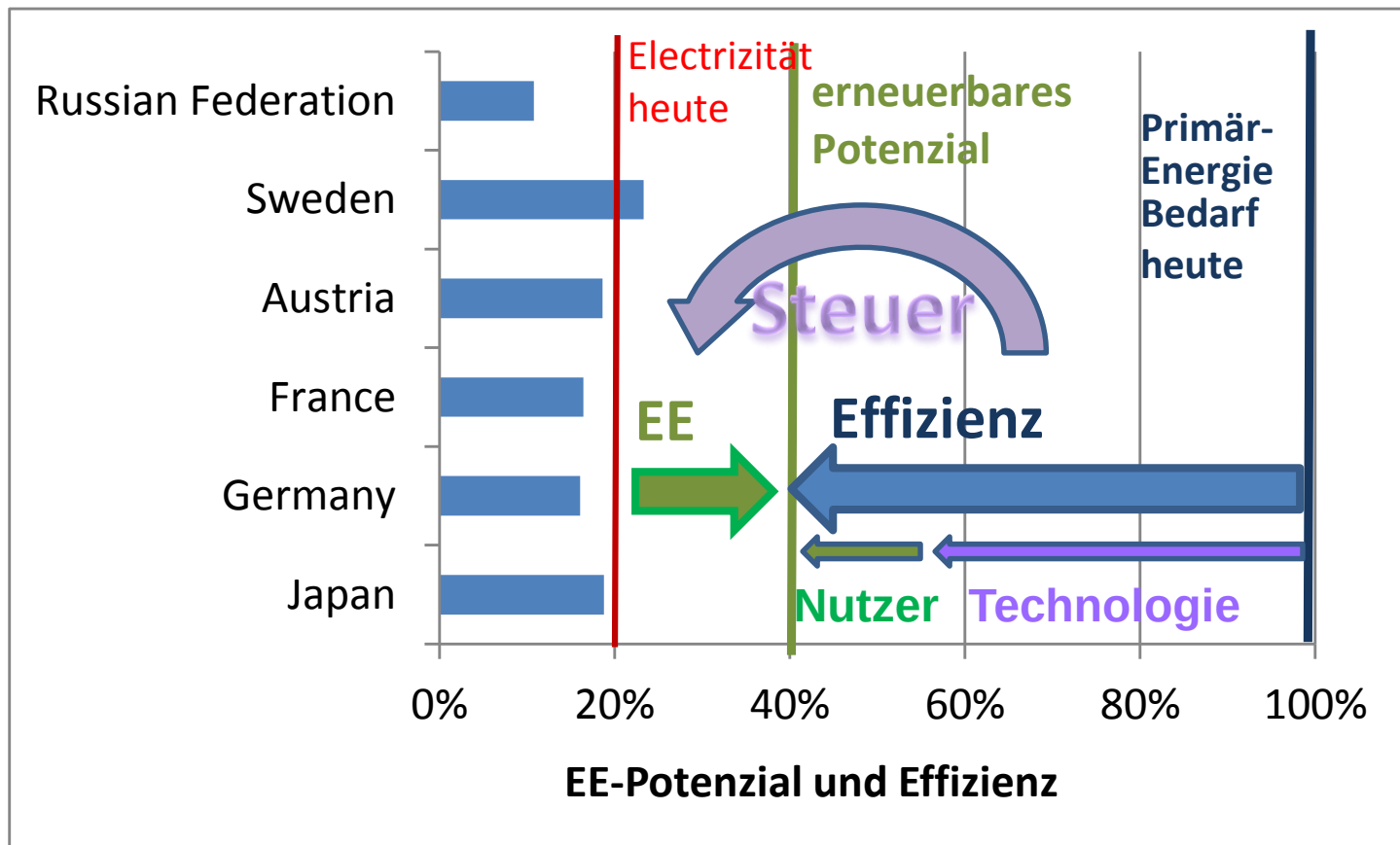


Erneuerbares Potenzial und Effizienzbedarf in Industrieländern



Erneuerbares Potenzial und Effizienzbedarf in Industrieländern

Staat: Energie-Steuereinnahmen fossil sinken
daher hohe Stromsteuern auf EE: Strompreis steigt
>> Contracting EE und Effizienz möglich

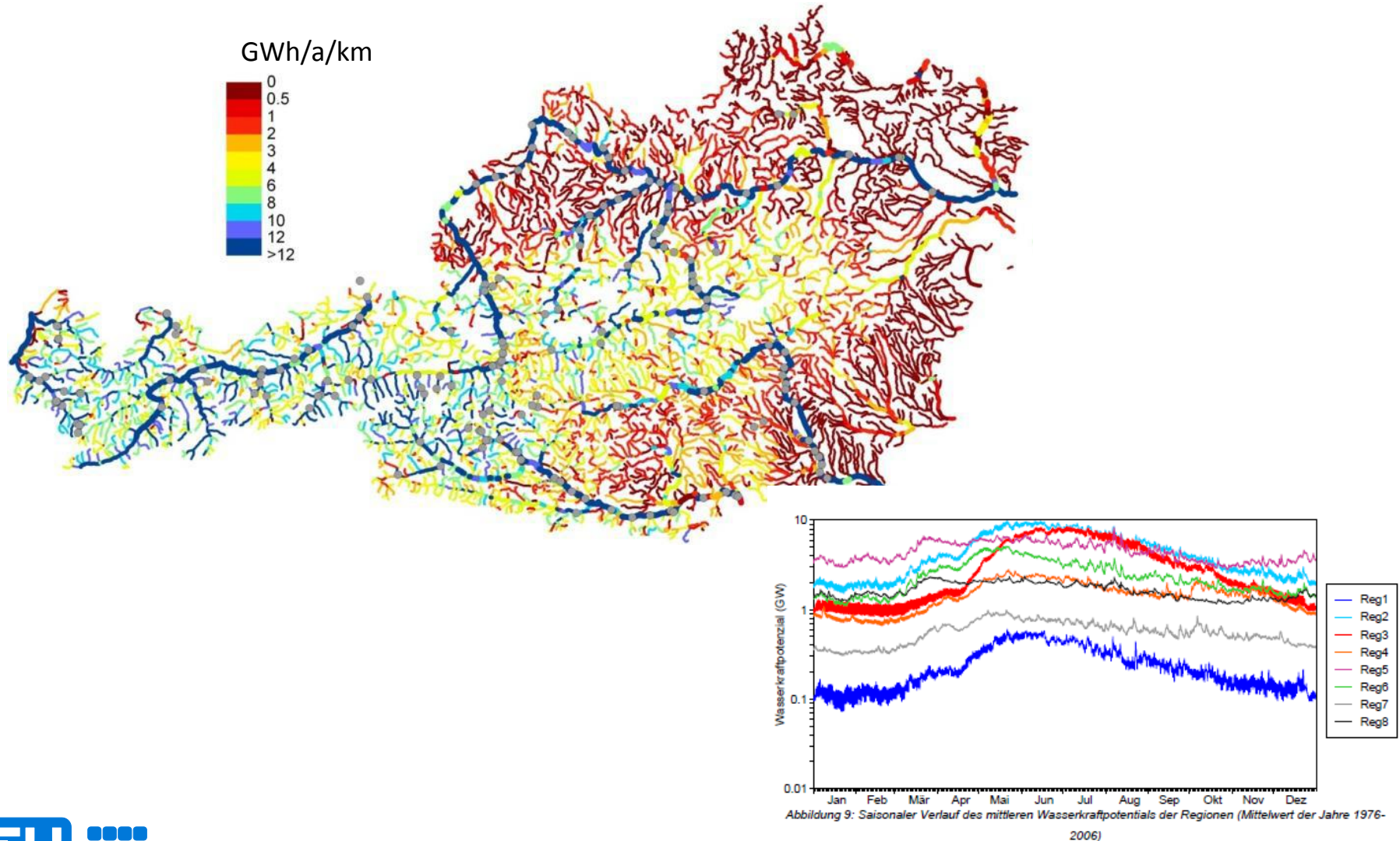


Hydro-Potenzialanalyse Österreich

Zeitreihen von 30 Jahren (1976 – 2006)

Räumliche Potenziale in GWh/a/km (super4microgrid)

TU Wien, Univ.-Prof. Dr. G. Blöschl, Inst. Für Wasserbau und Ingenieurhydrologie

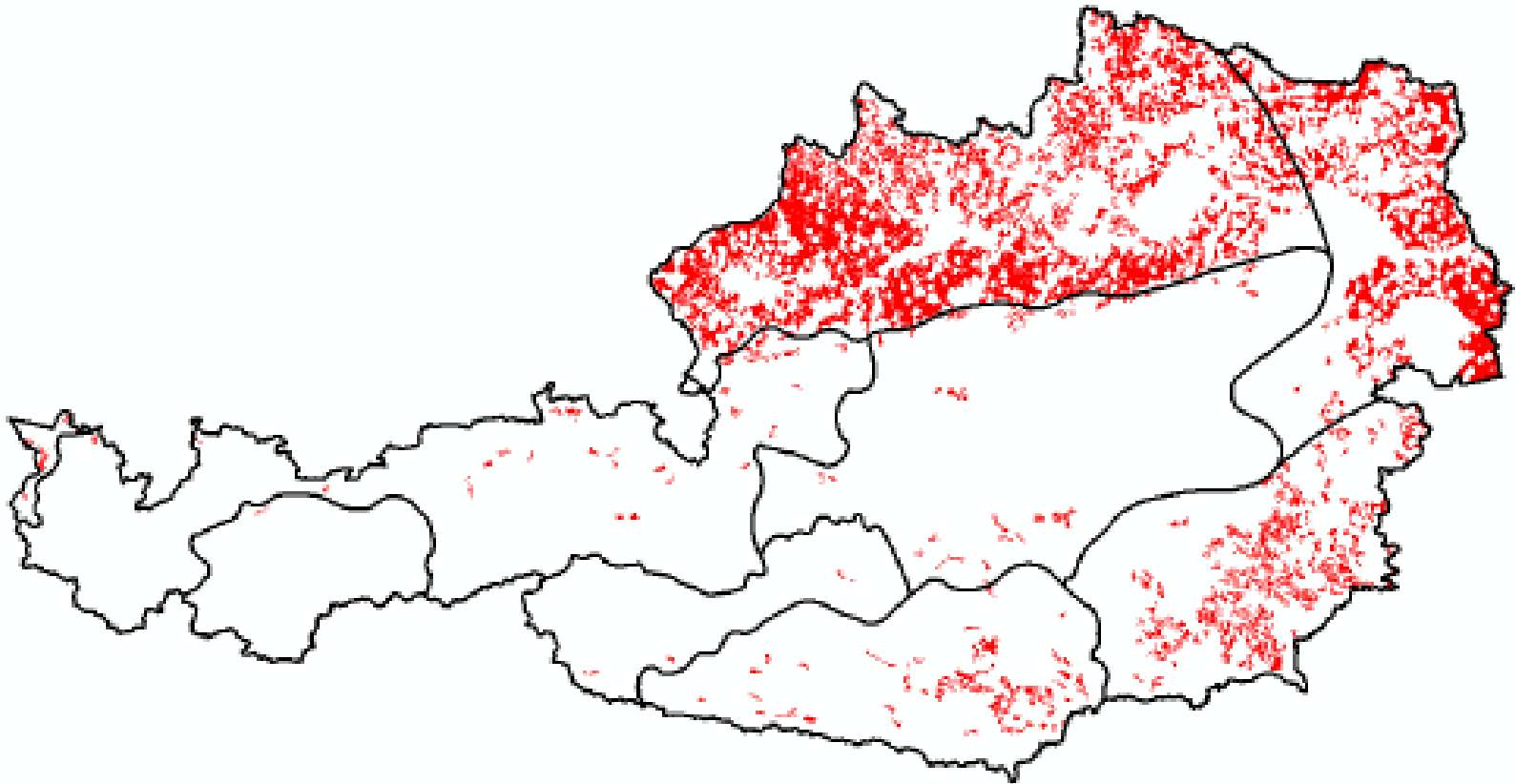


Wind-Flächenpotenziale in Österreich

Zeitreihen von 15 Jahren

10 % dieser Windpotenzialfläche kann genutzt werden,
entspricht 1000 km² bzw. 1,2 % der Fläche Österreichs

ZAMG: J. Hiebl, C. Springer, TU Wien: C. Groß, M. Boxleitner



Photovoltaik-Potenzialflächen in Österreich

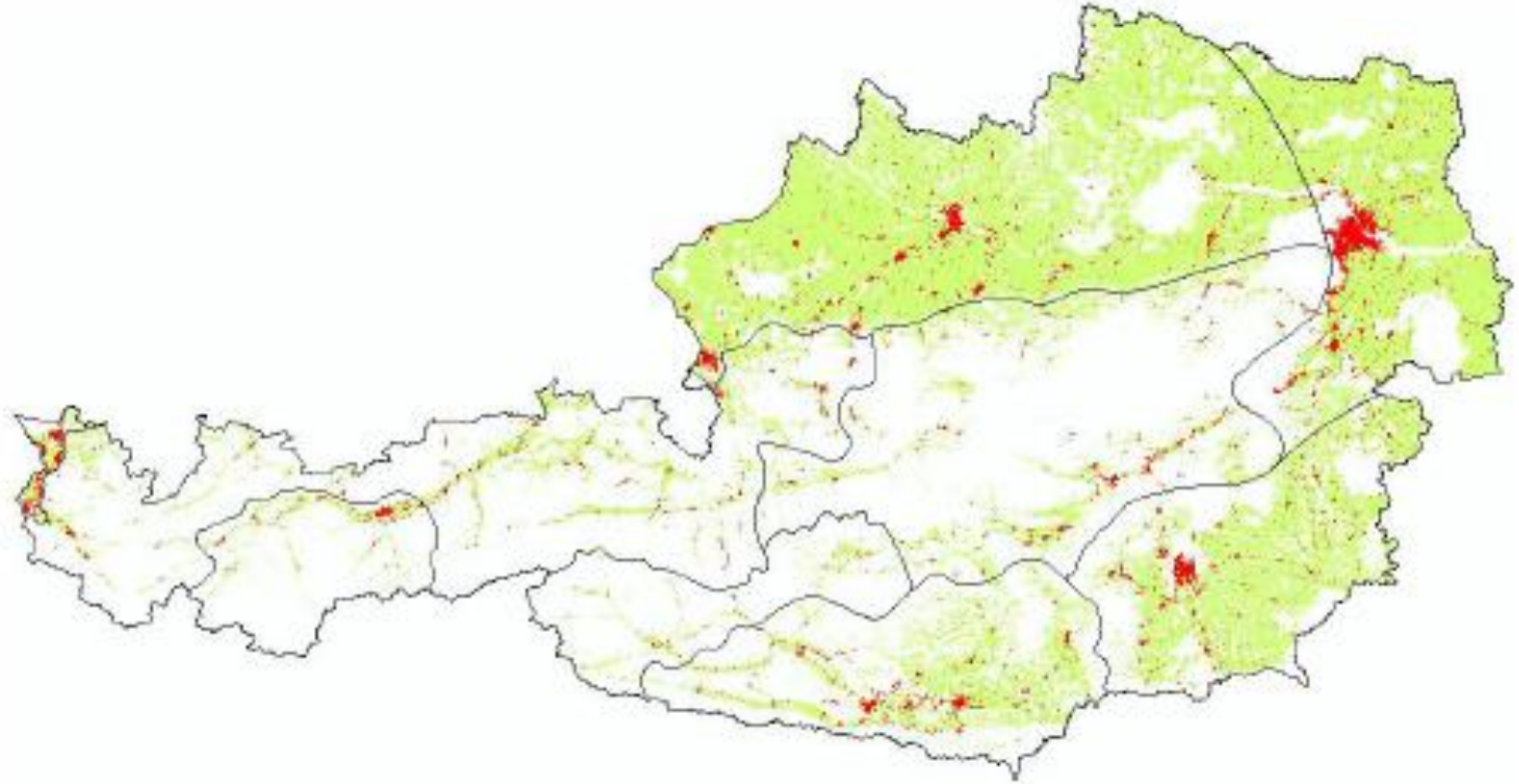
davon Beschränkung auf Gebäudeflächen:

Dachflächen $139 \text{ km}^2 = 26,4 \text{ TWh/a}$, Fassaden $52 \text{ km}^2 = 6,8 \text{ TWh/a}$

Dach: 950 kWh/kW

Fassade: 650 kWh/kW

ZAMG: J. Hiebl, C. Springer, TU Wien: C. Groß, M. Boxleitner



Erneuerbares Energie Potenzial in Österreich

Renewable	Potenzial 2050			Entwicklung bis 2050	
	GW	TWh/a	h/a	GW	TWh/a
Photovoltaik am Gebäude	31	30	970	15	15
Wind onshore	4-10	8-20	2.000	4	8
Biomasse	5	20	4.000	4	16
Hydropower	8	42	5.300	8	42
Summe	48-54	100-112	~2.000	31	81

Erforderliche Effizienz-Verbesserung bis 2050

Jahr	Szenario Österreich	Primär-Energie Bedarf	Effizienz Verbesserung
		TWh/a	
2014	Primärenergiebedarf heute	320	0 %
2050	Mittlere erneuerbare Entwicklung	81	-75 %
2050	Potenzialprognose heute	100	-69 %
2050	mit 10 GW Wind	112	-65 %

Österreich: Elektrizitätsbedarf ~65 TWh/a, EE-Potenzial: 112 TWh/a (1:2)
 EU-27 prim. Energie in 2010: 20 500 TWh/a; Ziel 2050: 4 000 TWh/a (-75 %)

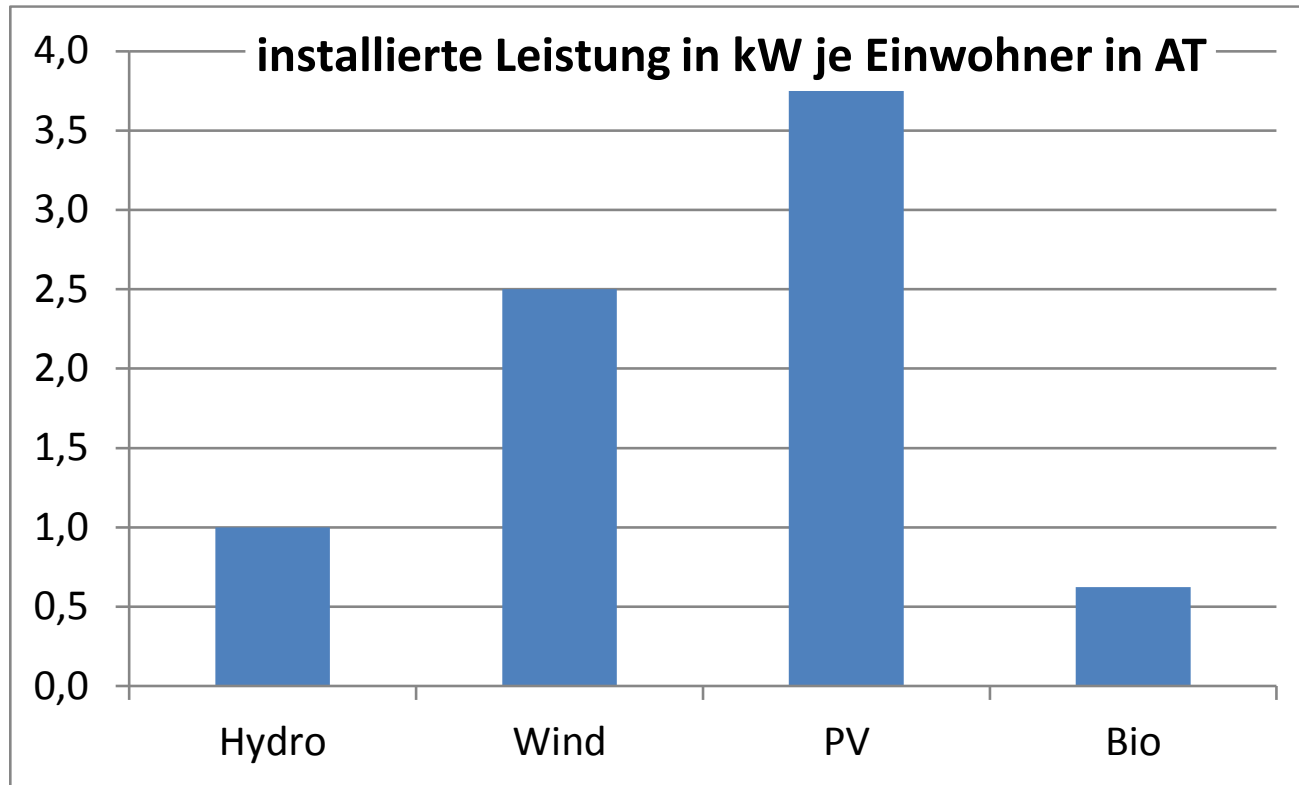
Energiebedarf nach Sektor und Anwendungsart

(Reduktionspotential für ausgewählte Anwendungsarten)

Werte in %	Anteil	Sektor des Endenergiebedarfs			
Anwendungsart	%	Industrie	GHD	Haushalt	Verkehr
mechanische Energie	43,4/20	6,6	4,2	2,6	30/10
Heizwärme	26,1/5	2,3	5,8/0,5	17,9/2	0,1
Prozesswärme	23,1/15	18,8/10	2,9	1,4	0,0
Warmwasser	5,0	0,3	1,5	3,2	0,0
Beleuchtung	2,4/2	0,5	1,3	0,5	0,1
Summe	100,0/42	28,5	15,7	25,6	30,2

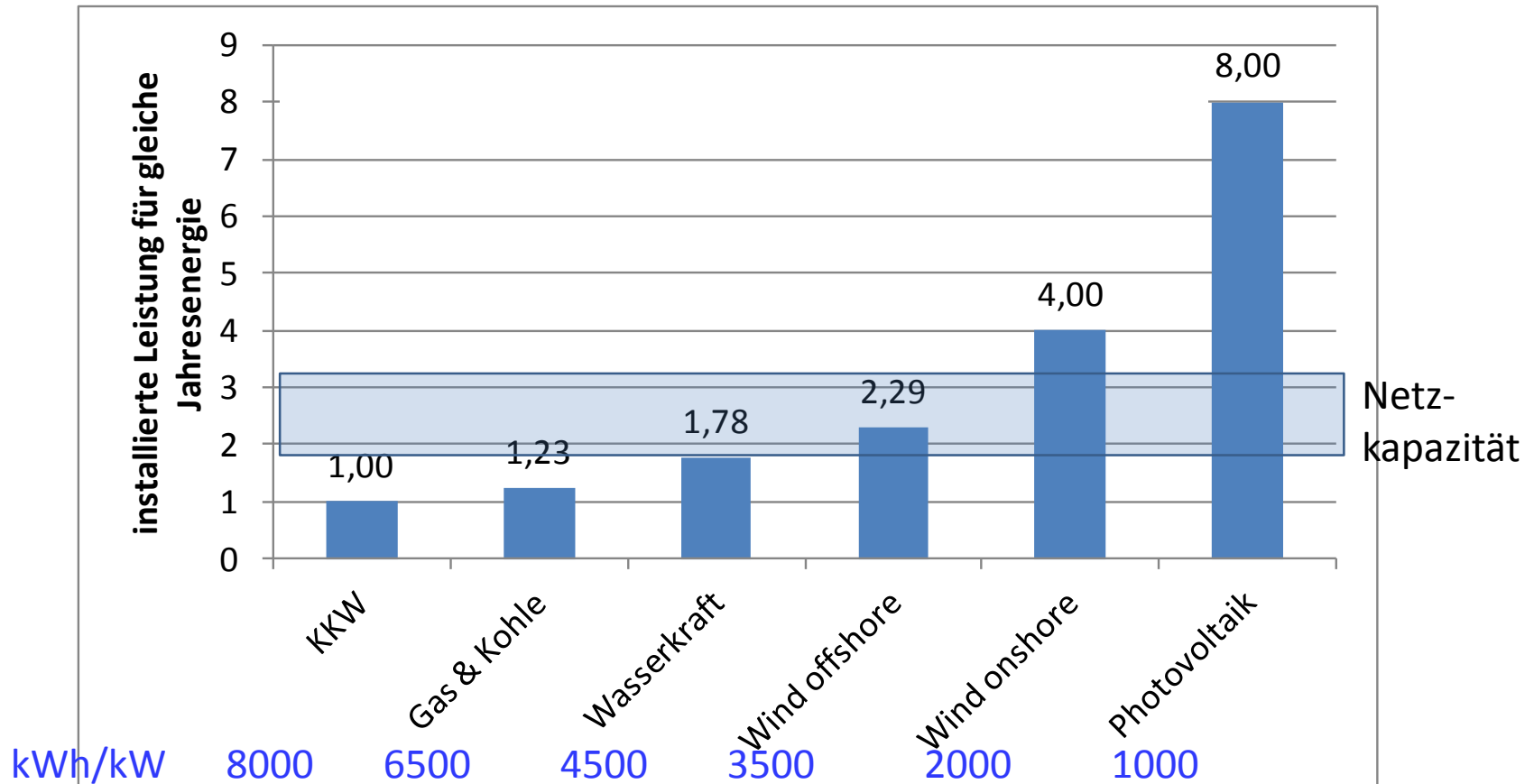
Installierte EE Leistungen in AT je EW in 2050

für alle Sektoren: Industrie, GHD, Haushalt, Verkehr



Je Person 5.000 kWh/a Elektrizität im Haushalt
für allgemeinen Elektrizitätsbedarf, Wärmepumpe & E-Mobil
Gesamtbedarf AT: 120 TWh/a, davon 40 TWh/a für Haushalte

Installationsleistungen für gleiche Jahresenergie

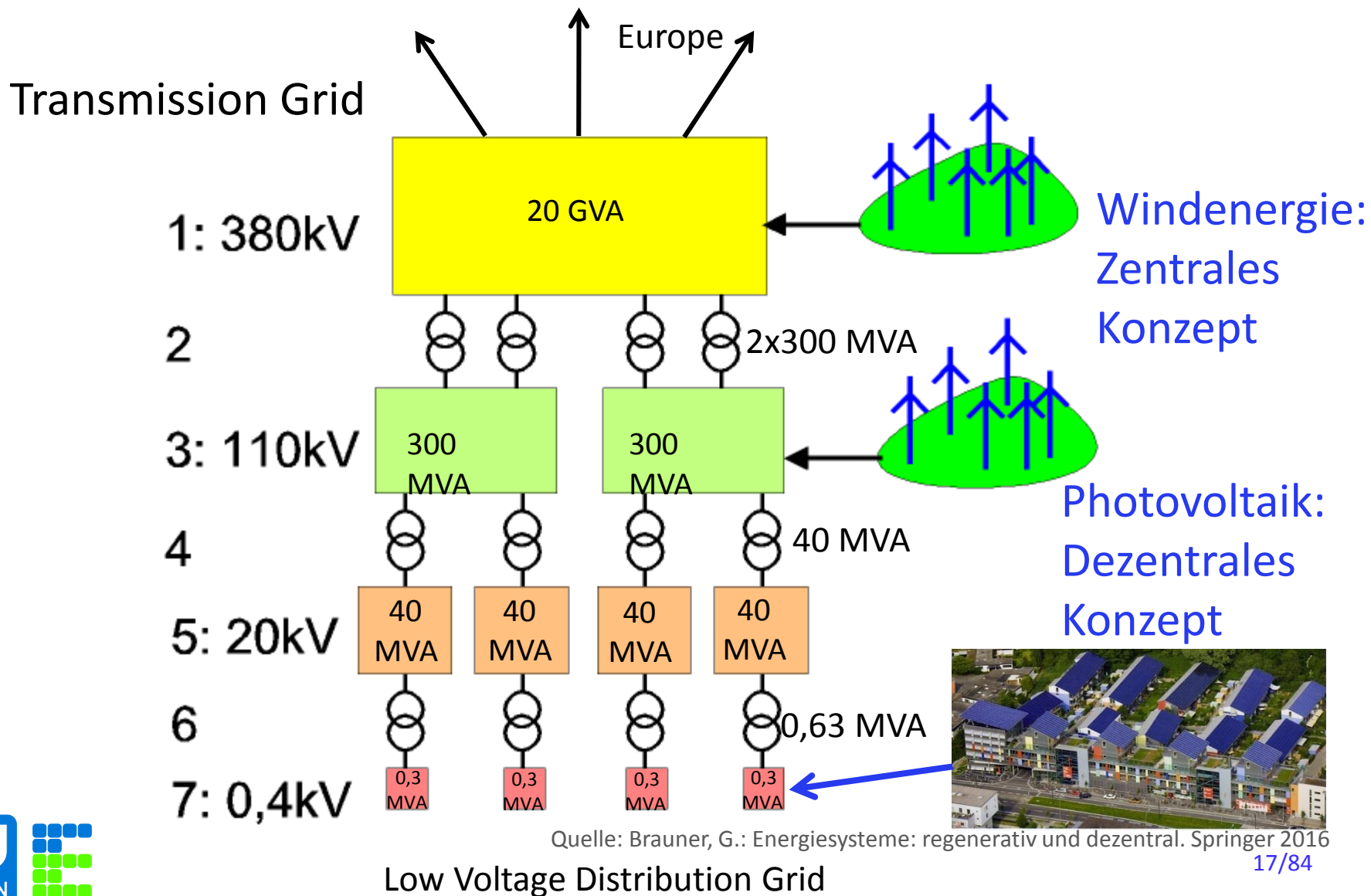


Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

Adäquater Netzausbau stellt größtes Akzeptanzproblem dar

- Netzausbau findet geringe Akzeptanz
- EU-Supergrid mit 1 MV ist in dichtbesiedelter EU kaum möglich (Daran ist DESERTEC gescheitert)
- Windintegration benötigt verstärktes 380 kV-Netz
- PV im Verteilungsnetz benötigt dezentrale Versorgungskonzepte

Netz-Integration der EE

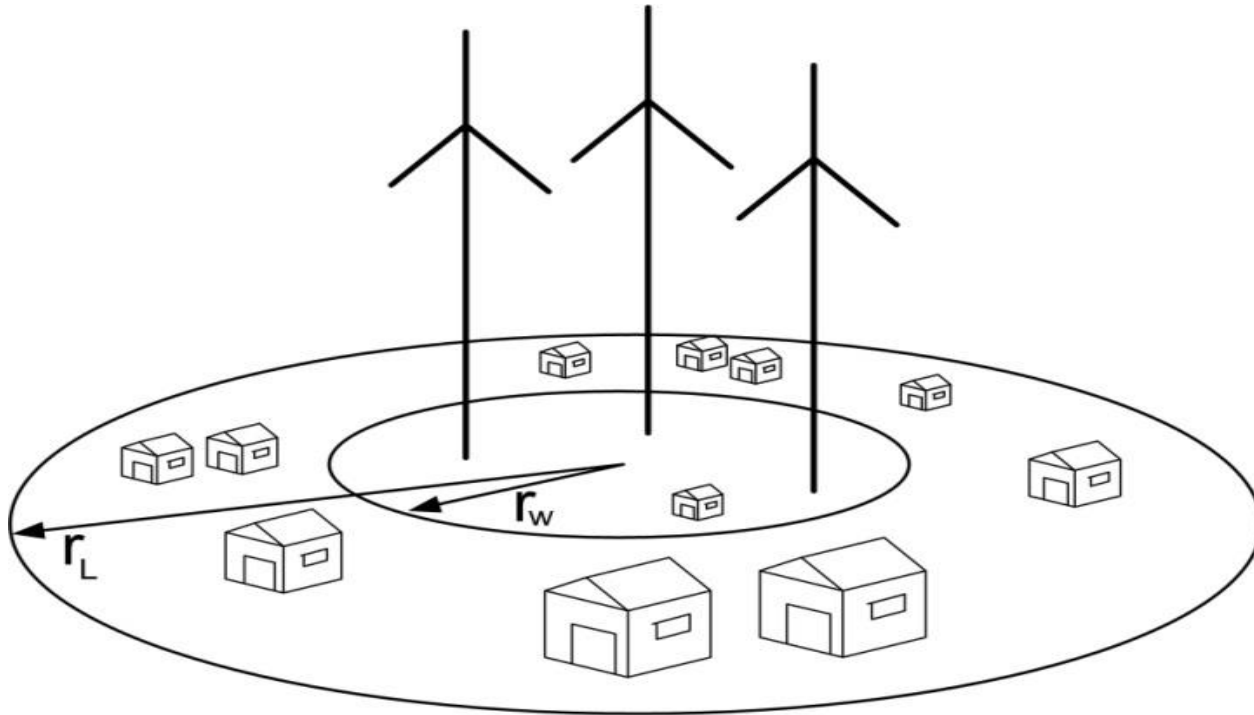


Netzintegration von Windenergieanlagen

Dezentrales Konzept:

- Energiezellen mit Vorbilanzierung von Erzeugung
- Winderzeugung nah an Verbrauchsschwerpunkten
- Geringe Netzreichweite
- Gesamtkosten-Optimum: Erzeugung & Netz

Das Flächengesetz der dezentralen Windenergie



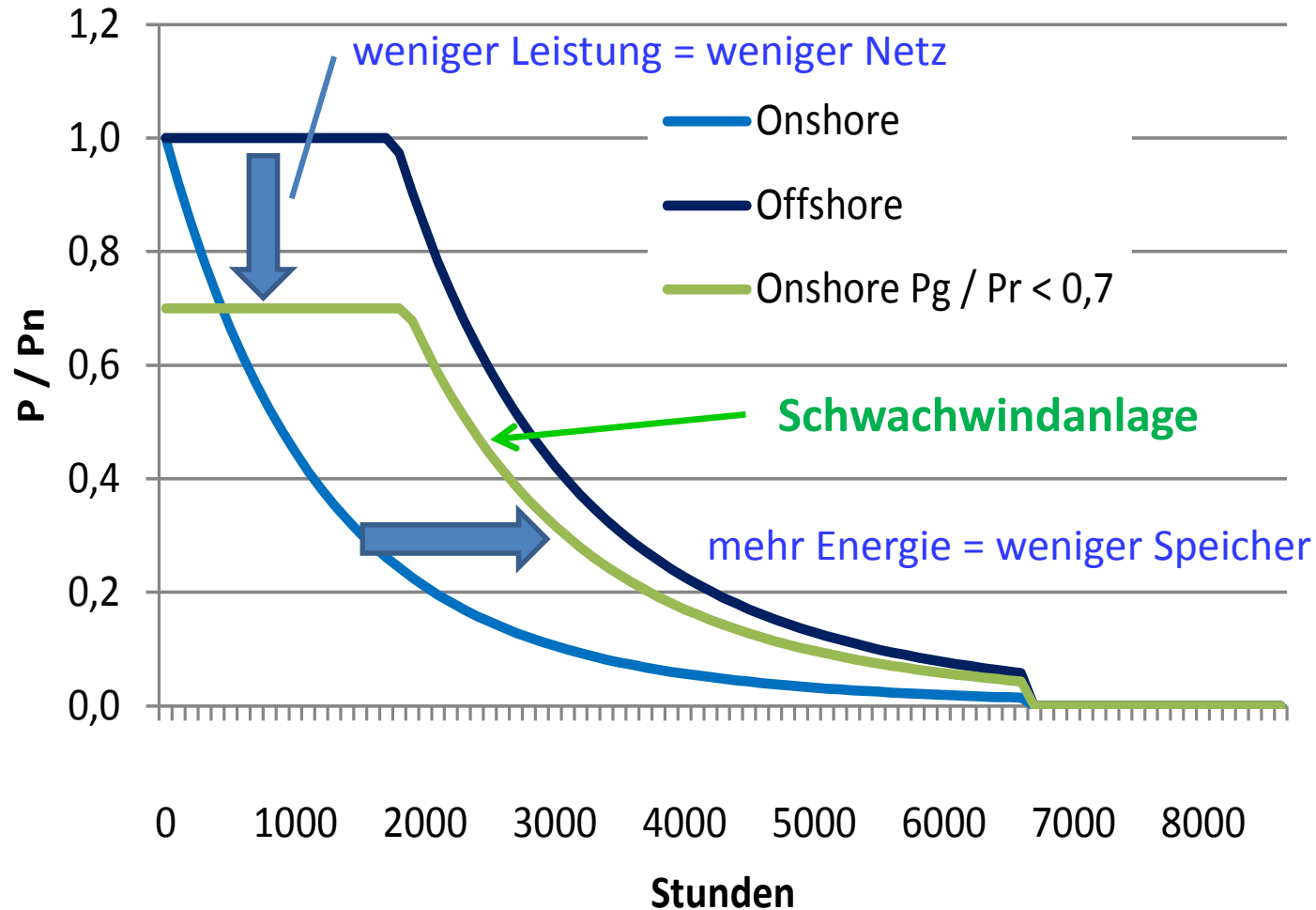
Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

Flächengesetz der dezentralen Windenergie

Modell

- Wind-Erzeugungsfläche mit Radius r_w und Erzeugungsdichte in MW/km²
- Lastfläche mit Radius r_L und Lastdichte in MW/km²
- max. Transportreichweite der Windleistung ohne Speicher bei max. Windleistung und minimaler Last.
- Netz n-1-Sicherheit wird wie bisher zu Integration von Windenergieanlagen genutzt.
- Bei Netzenspässen werden die Netze verstärkt.
- Die Netztarife richten sich nach der jährlichen Nutzungsstundenzahl der installierten Leistung.

Windenergie der Zukunft: große Rotoren - kleine Generatoren 3.000 Volllaststunden im Binnenland



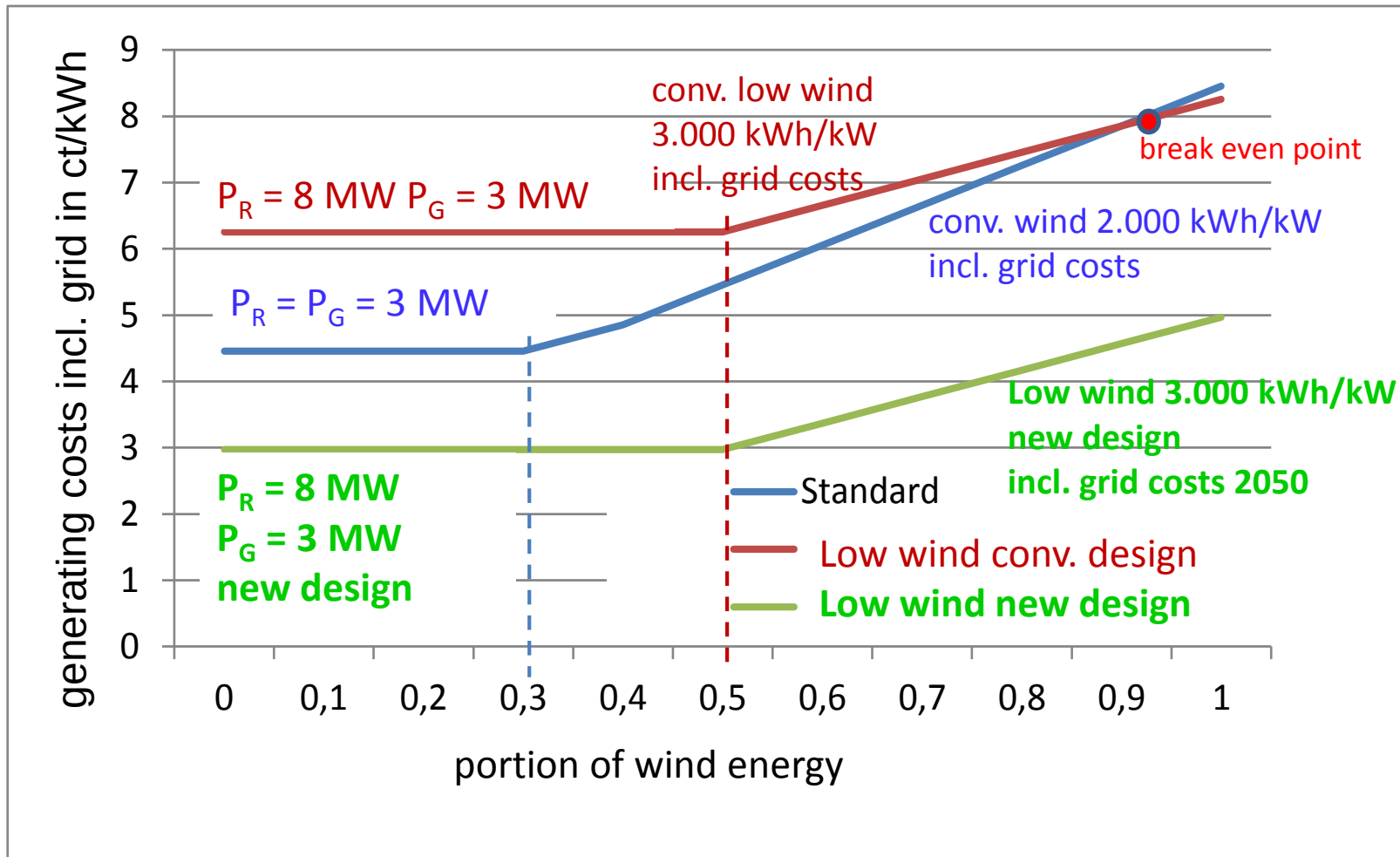
Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

Specific parameters of wind converters

	Dimension	Standard Wind conv. design	Low wind conv. design	Low wind new design
rotor power	kW	3.000	8.000	8.000
generator power	kW	3.000	3.000	3.000
hub heighth	m	100	135	135
main investments	€/kW _{el}	1.000	2.300	1.000
additional investments				
grid connection	€/kW _{el}	120	120	120
fundament	€/kW _{el}	55	140	55
infrastructure provision	€/kW _{el}	33	40	33
planning	€/kW _{el}	40	60	40
miscellaneous	€/kW _{el}	50	50	50
Sum additional investm.	€/kW _{el}	287	410	287
O & M / total invest.	p.u.	0,03	0,03	0,03
interest rate	%	3,0	3,0	3,0
service life	a	20	20	20
full load hours kWh/kW	h/a	2.000	3.000	3.000
total generating costs	€/kWh	0,0446	0,0625	0,0297

Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

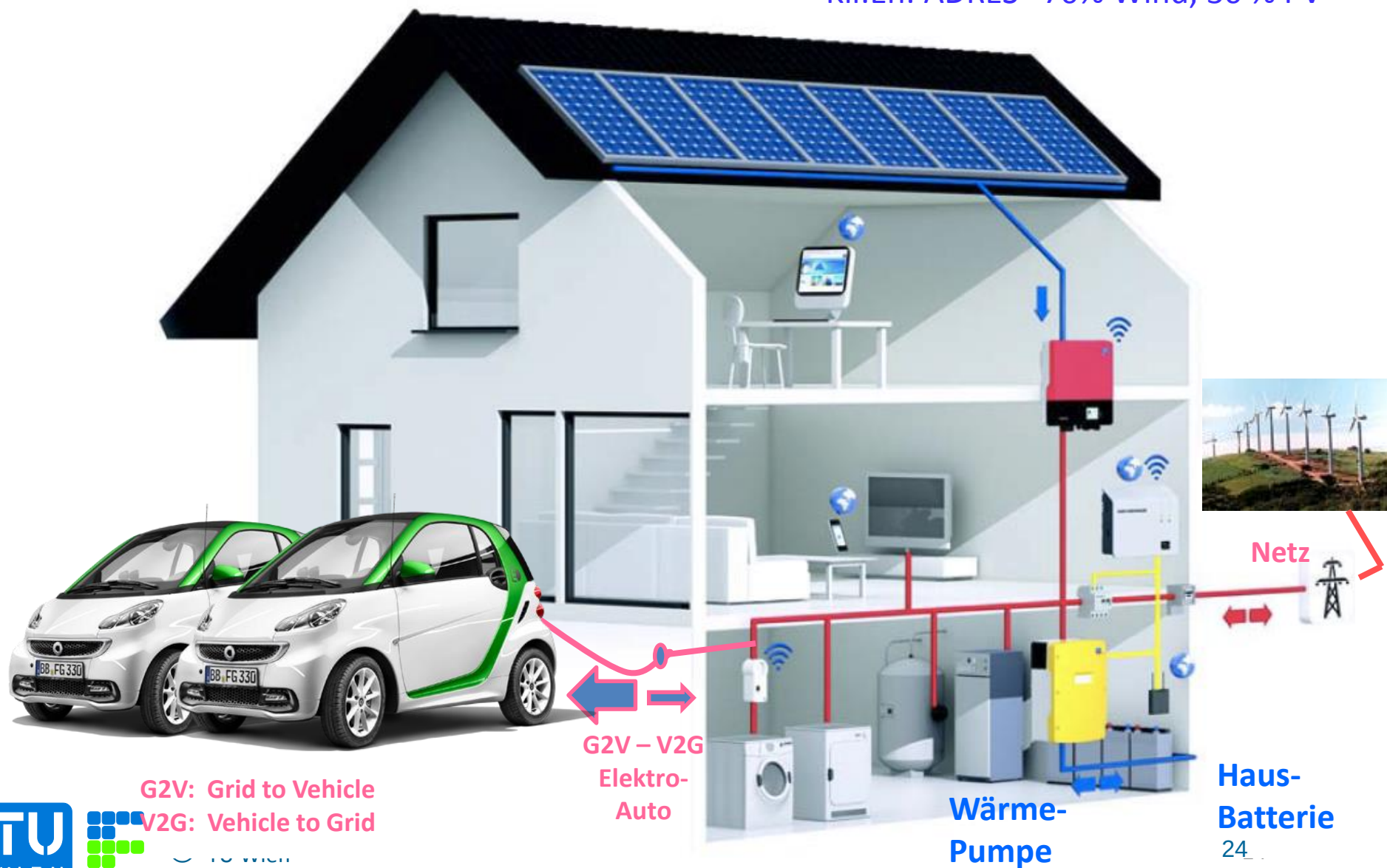
Development of total generation cost of wind converter and grid



Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

Energie-Aktives Gebäude mit Elektromobilität (SMA/smart)

Kli:En: ADRES 70% Wind, 30 % PV



Paradigmenwechsel PV

Neue Voraussetzungen

- PV nur noch in Gebäude integriert (Umweltschutz, Bauordnung)
- Keine Förderung (Marktmodell)

Strategie

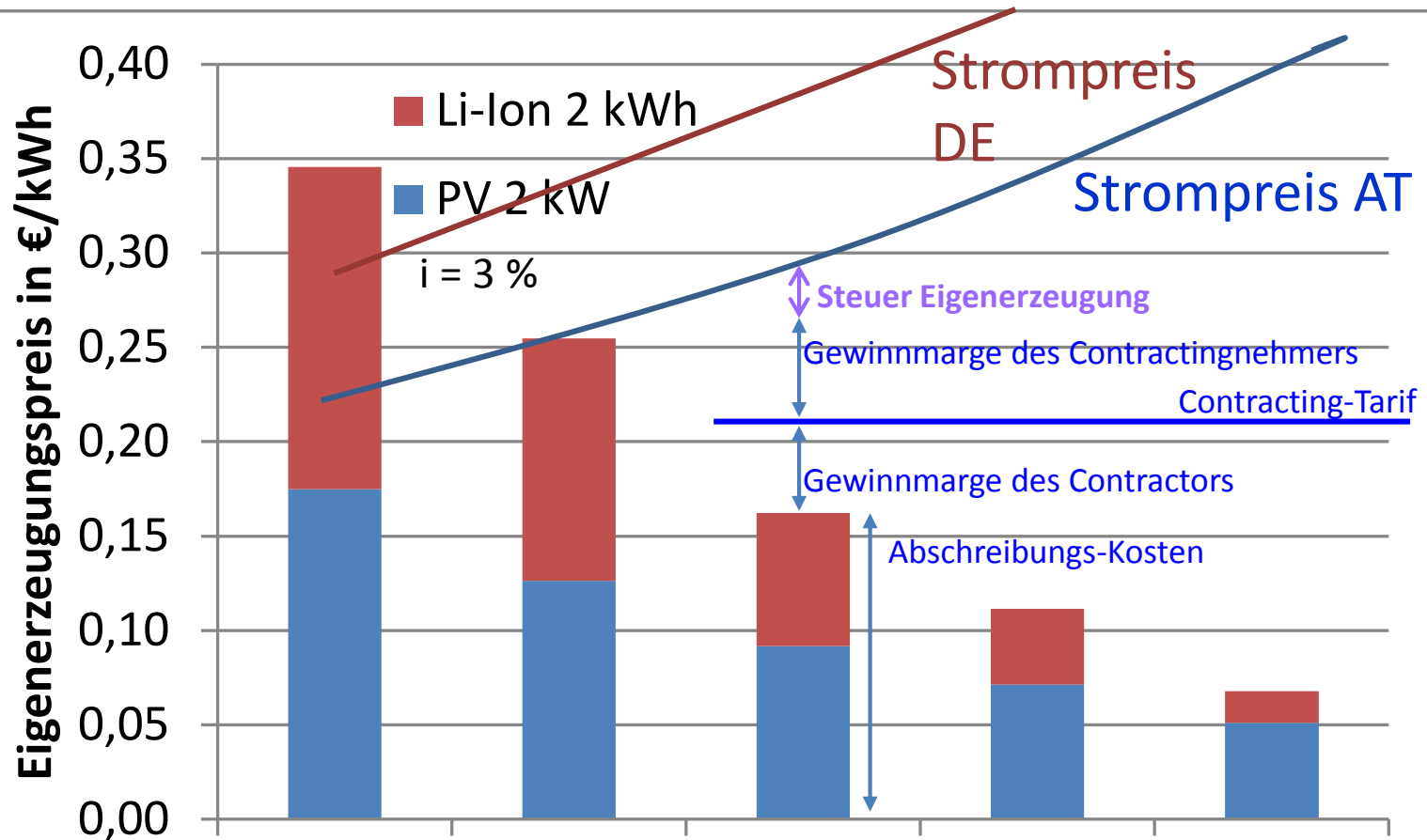
- PV-Eigentum beim Endanwender
- PV mit Speicherbatterie
- Begrenzung der PV-Leistung auf lokalen Bedarf
- Keine Netzüberlastungen, daher keine Netzverstärkung
- Erzeugungsrisiko trägt Endanwender
- Verteilungs-EVU: dezentral und digital
 - **Aggregator:** Energiehandel mit festen Handelsmargen
 - **Netzdienstleister:** Residualausgleich zu Vollkosten
 - **Contractor:** Contracting für Installation, Betrieb und Wartung
 - **Händler:** Automatische Handelssysteme (Micro-Bilanzgruppe)
 - **Treuhänder (Netz):** Programmierung, Wartung, Abrechnung mit automatischen Handelssystemen

Paradigmenwechsel

PV ist dezentrale Lastminderungstechnologie

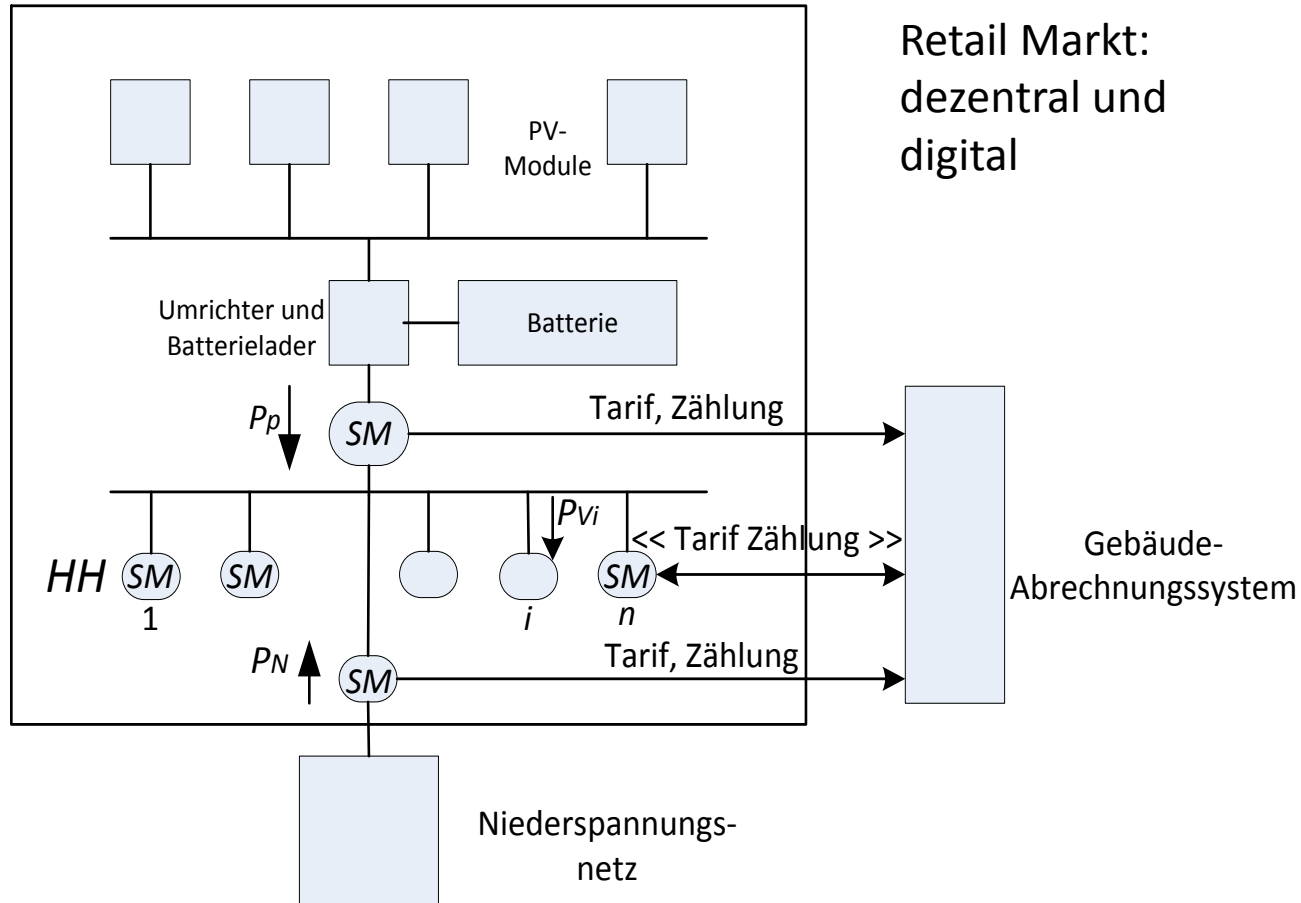
- PV ist zukünftig keine zentral genutzte Erzeugungstechnologie sondern eine dezentrale Lastminderungstechnologie
- Verteil-EVU konvertiert vom Erzeuger zum Contractor, Aggregator, Netzdienstleister, Finanzdienstleister
- EVU verliert im privaten Endkundenbereich bis zu 50% des Elektrizitätsabsatzes
- EVU gewinnt im Endkundenbereich etwa 100% durch Wärmepumpe (P2H) und Elektromobilität
- EVU müssen parallel zur PV-Installation in diesen neuen Segmenten aktiv werden.

PV-Contracting



	2015	2020	2030	2040	2050
PV €/kW	1.300	1.100	900	700	500
Lebensdauer a	20	25	30	30	30
Batterie €/kWh	600	500	300	200	100
Lebensdauer	8	9	10	12	15

PV-Aggregator und Trader mit automatischem Bilanzgruppen-Handel



Quelle: Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Springer 2016

Speicher

Kaprun: Limberg II

Pumpspeicher

2 x 80 Mio. m³

75.000 MWh

Pumpe/Turbine 2x240MW

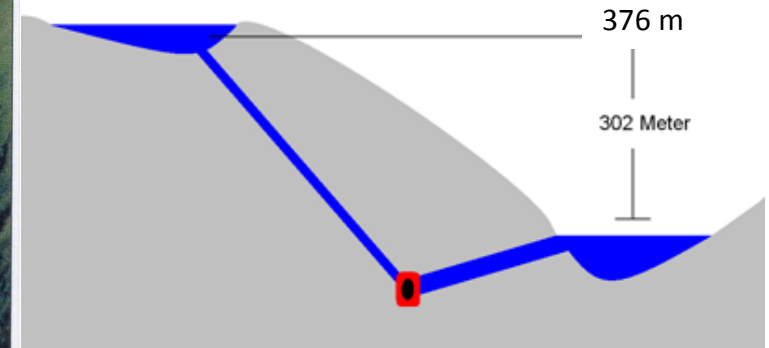
Pump-/ Turbinenbetrieb

150 Stunden

entspricht 3 Mio.

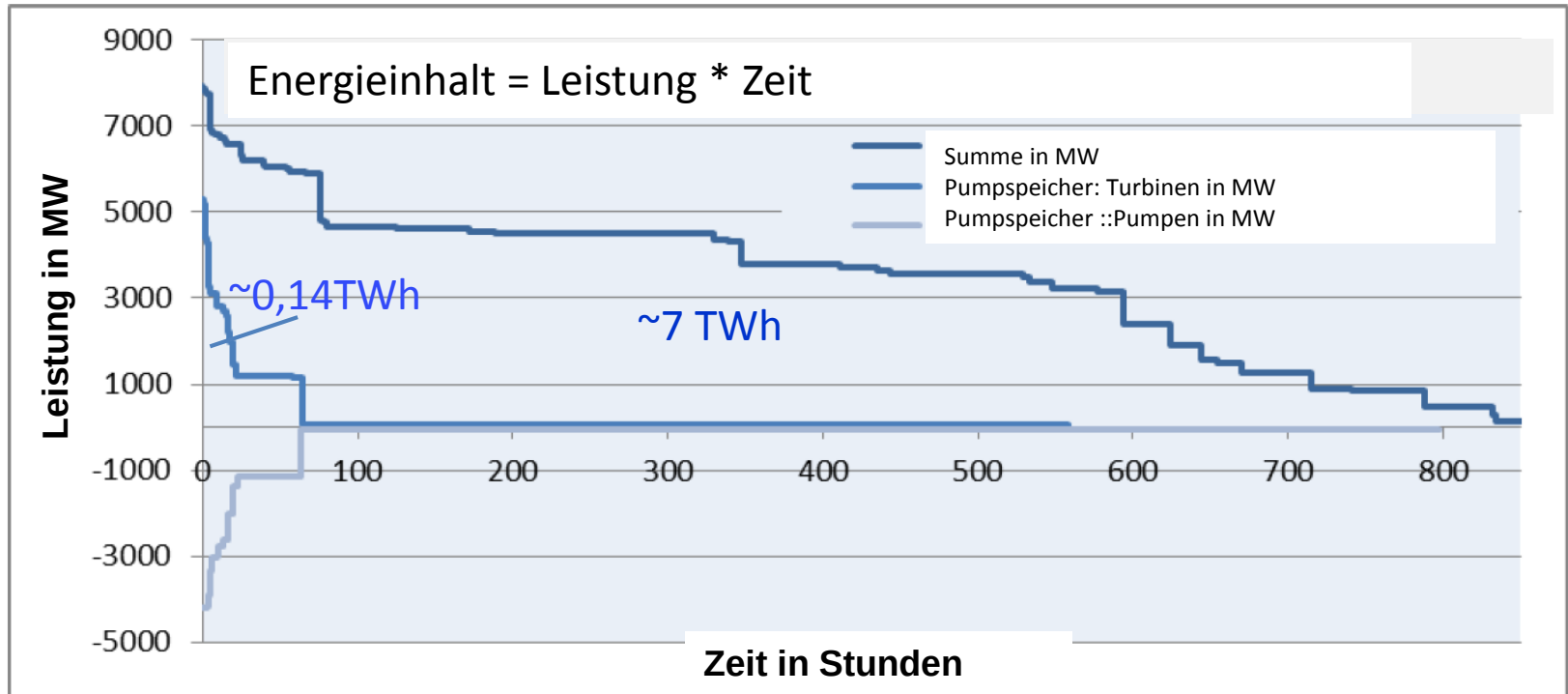
Haushaltsbatterien je 25 kWh

AT hat 3 Mio. Haushalte



Pumpspeicher AT: Leistungs-Zeit Diagramm

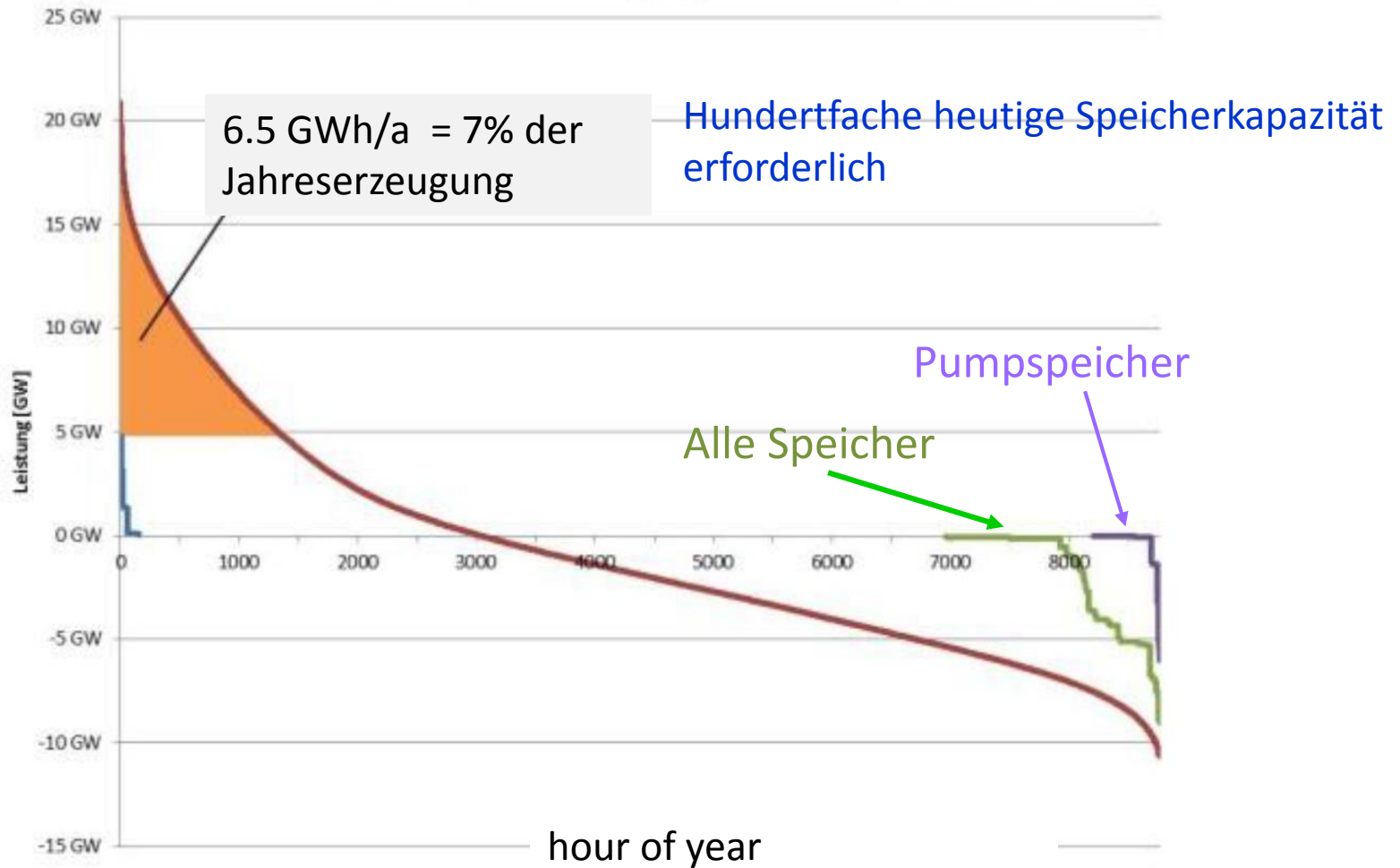
Kli:En: „Super-4-Microgrid – Regenerative Energieversorgung im Klimawandel“



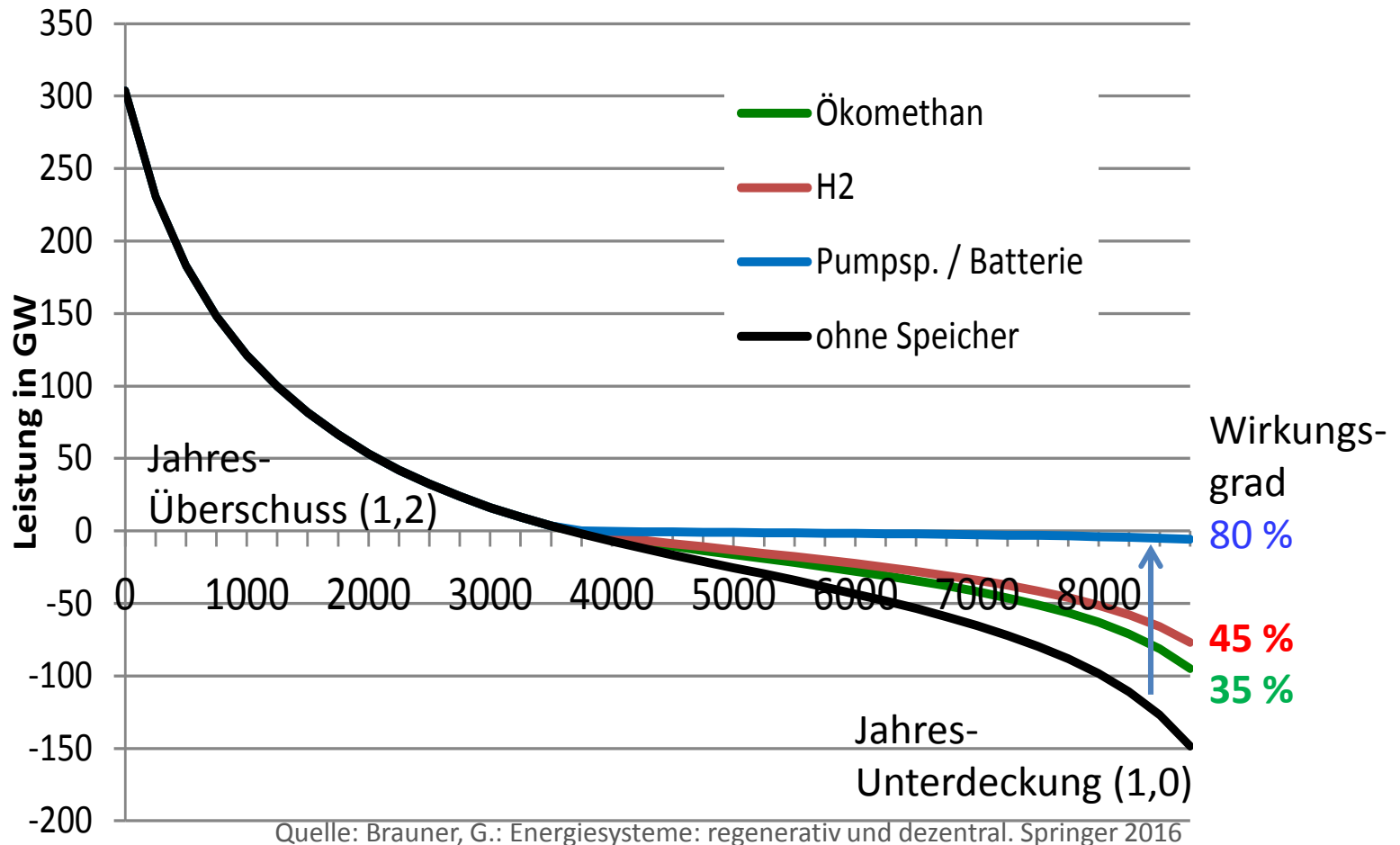
Voll regeneratives Österreich 2050

geordnete Jahresdifferenz Erzeugung und Last 2050

S4MG: Klima- und Energiefonds, Österreich, 2012



Effizienz von Speichertechnologien



Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien

Pumpspeicher

- Investment in €/kW
- 85 – 95%: Damm, Triebwasserkanal, Kaverne, Maschinenausrüstung, Netzanbindung
- 5 – 15 %: Speicher, Bodenverdichtung und Abdichtung
- Nutzungsdauer Bauwerke > 100 a, Nutzungsdauer Maschinen und Elektroinstallationen ~ 50 a

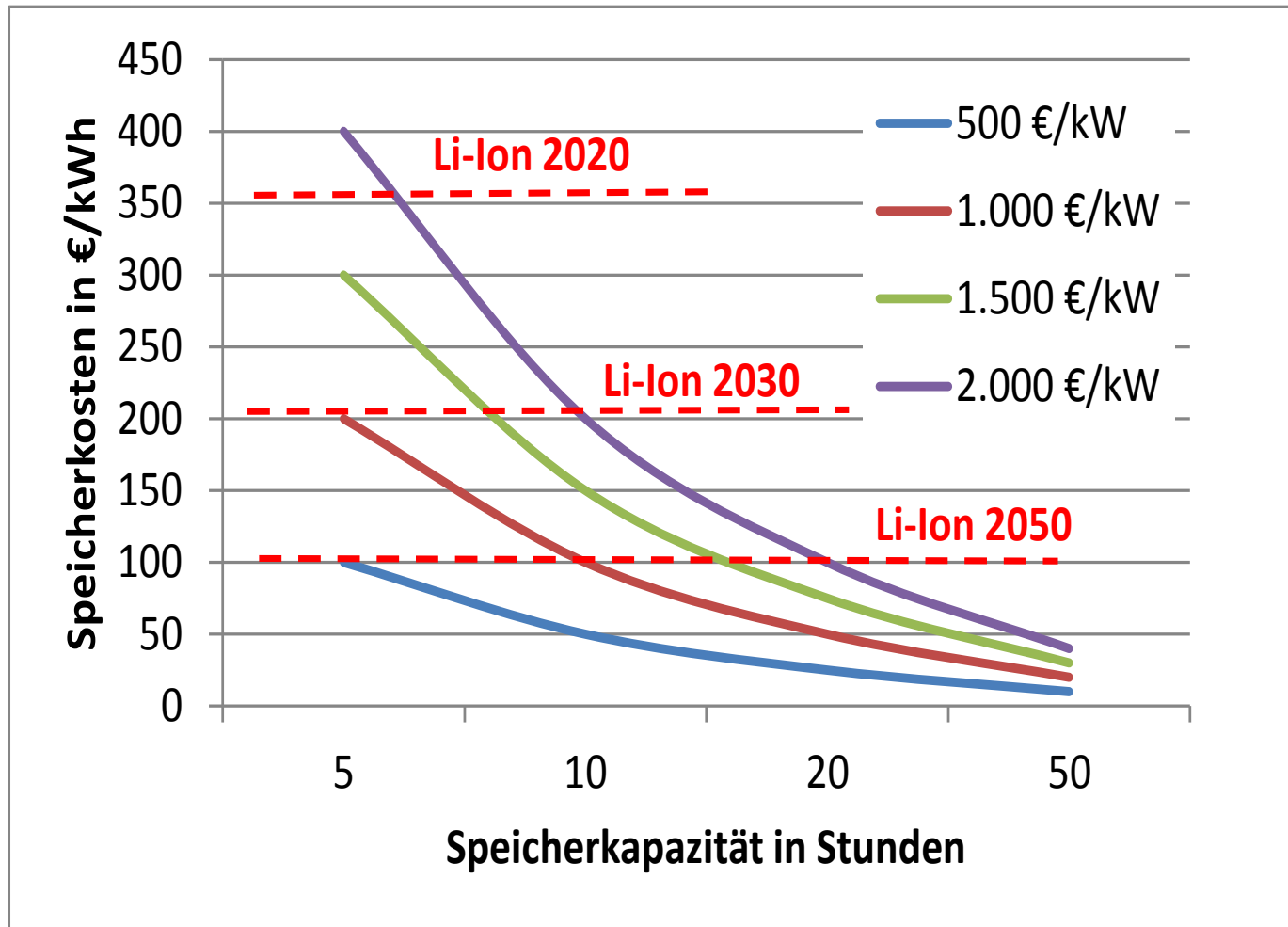
Batteriespeicher

- Investment in €/kWh
- 80 – 90 %: Batterie
- 10 – 20 %: Leistungselektronik, Netzanbindung
- Lebensdauer Batterie und Elektronik (Li-Ion): 6 – 15 a

Pumpspeicher vs. Batterie

Investitionskosten je kWh

PHS: $i=2\%$, $n=30a$; Lilon: $i=3\%$, $n=10a$.



Langfriststrategien

Zentrale Energiesysteme als Erzeuger und sicherheitsverantwortlicher Backup-Versorger:

- Wasserkraft, Windenergie & int. Austausch = Zentral
- Schwachwindanlagen beteiligen sich an Netzausbaukosten durch einmalige leistungsorientierte Zahlung
- Vereinfachte UVP bei Umstellung von 220 auf 380kV
- Internationale Übertragungsleitungen sparen Netzdienstleistungen
- Systemrelevante (thermische) KW und Pumpspeicher zu Vollkosten
- Energieintensive Industrie wird mit regenerativer Überschusselektrizität versorgt

Langfriststrategien

dezentrale und digitale Energiesysteme:

- Bauordnung für Nullenergiegebäude
- PV-Kredite bei hoher Eigennutzung > 70 %
- Energie-Contracting und Micro-Trading
- Regulierung für Micro-Bilanzgruppen
- Energiedienstleister als Contractor, Aggregator, Netzdienstleister
- E-Mobility & Wärmepumpen fördern

Langfriststrategien

Digitalisierung

- Automatisierte Stromhandelssysteme (Retail)
- Variable Energietarife
- Flexible Lasten für fluktuierende EE
- Energieeffizienz durch Home- und Building Automation
- Metering zur Bewusstseinsbildung beim Endenergie-Nutzer

Danke für Ihre Aufmerksamkeit !

em. Univ.-Prof. Dr. Günther Brauner

TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien

Tel.: +43 1 58801 37001

e-mail: guenther.brauner@tuwien.ac.at



Günther Brauner

Energiesysteme: regenerativ und dezentral

Strategien für die Energiewende

 Springer Vieweg