

Systemkonflikte und –lösungen auf dem Weg in das regenerative Zeitalter – heute bis 2050

Dr.-Ing. Michael Sterner, Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid



Laufzeit-
Verlängerung

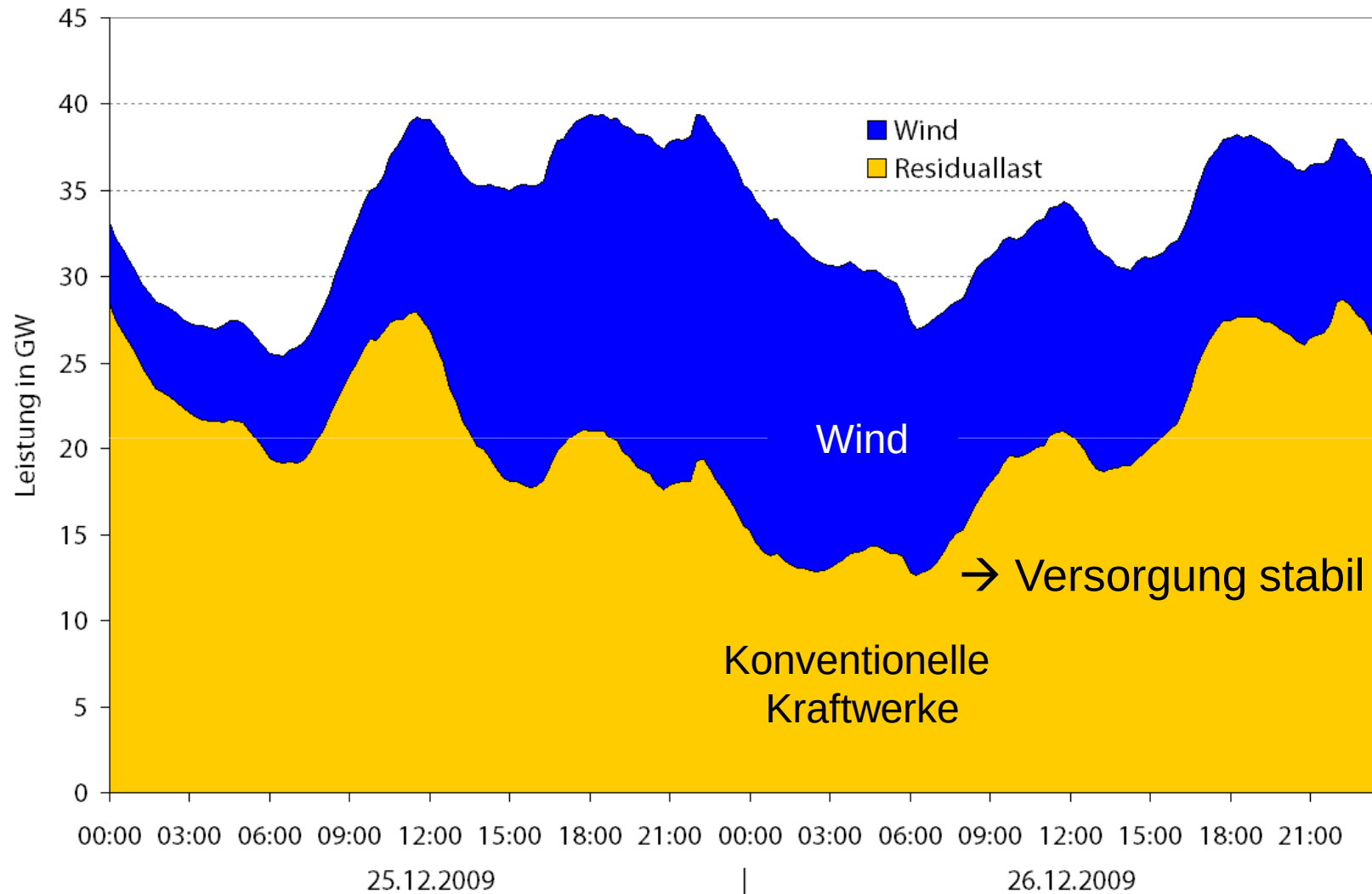
PV-Boom

2010

Energie-
konzept

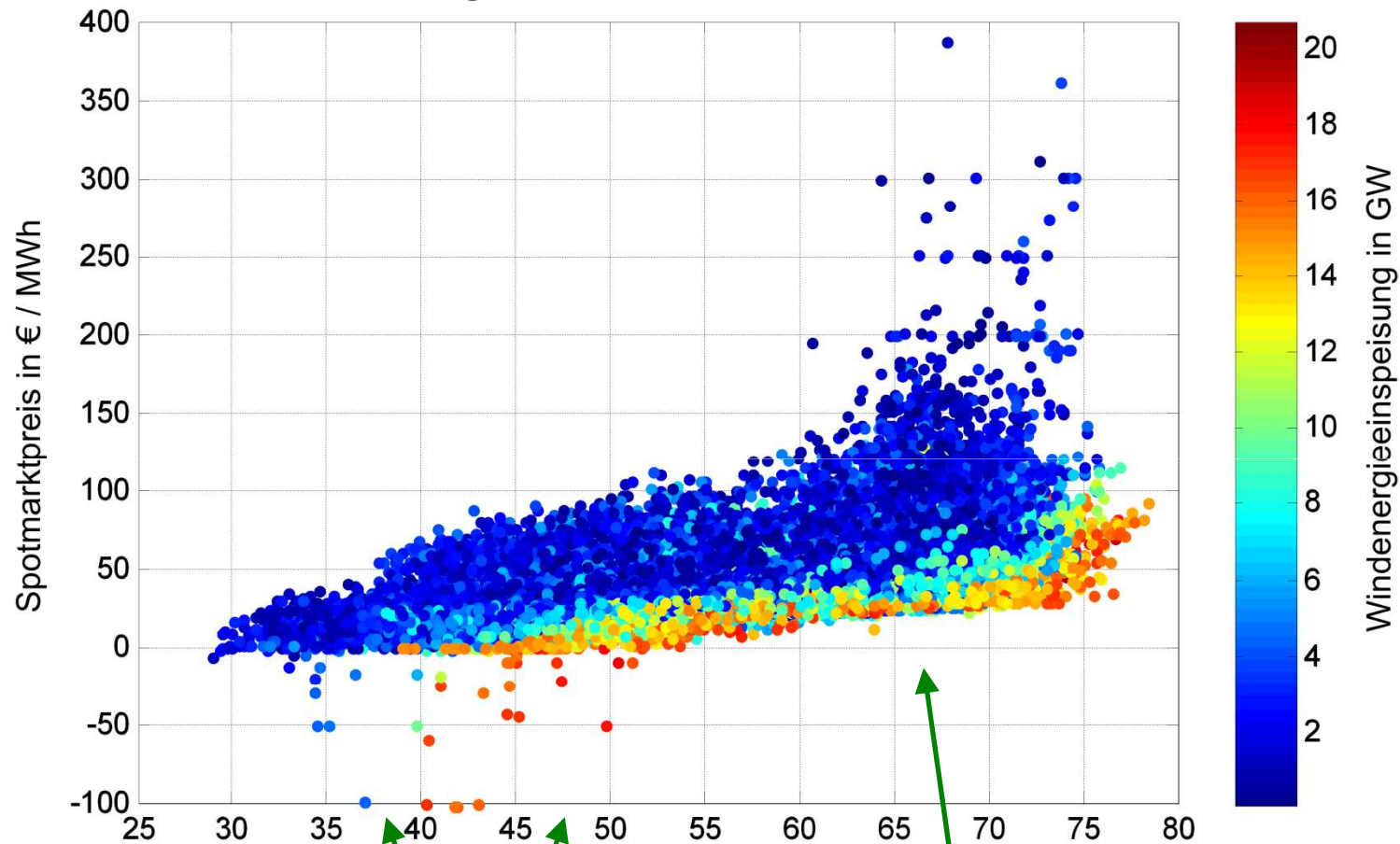
Negative
Strompreise

Die Situation heute – Einspeisung Weihnachten 2009



Korrelation Wind & Last & EEX – deutliche Zusammenhänge

stündliche aufgelöste Daten für 2007 und 2008



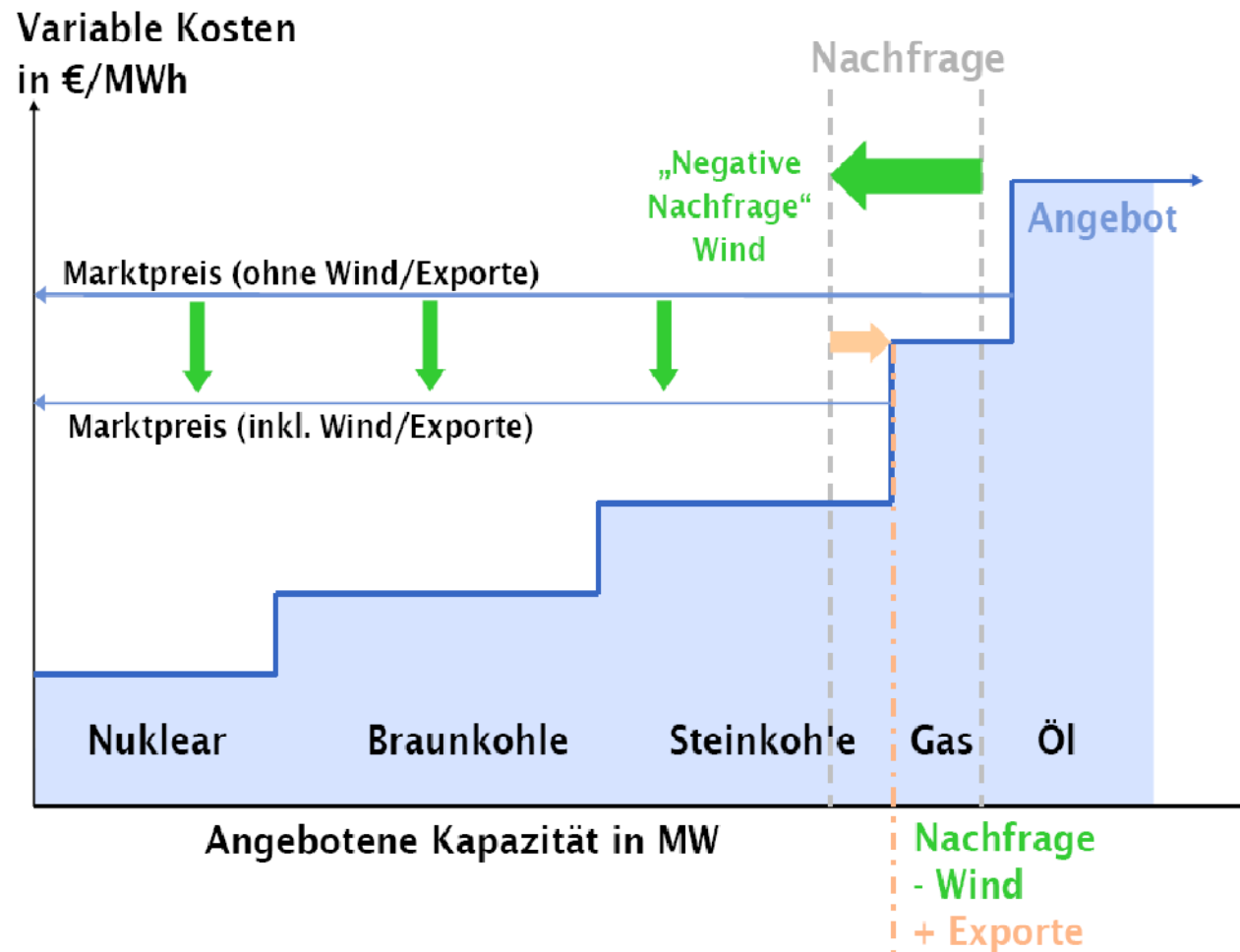
Negative Strompreise
zu Schwachlastzeiten bei wenig / viel Wind

Last in GW

Wind senkt den Spotmarktpreis

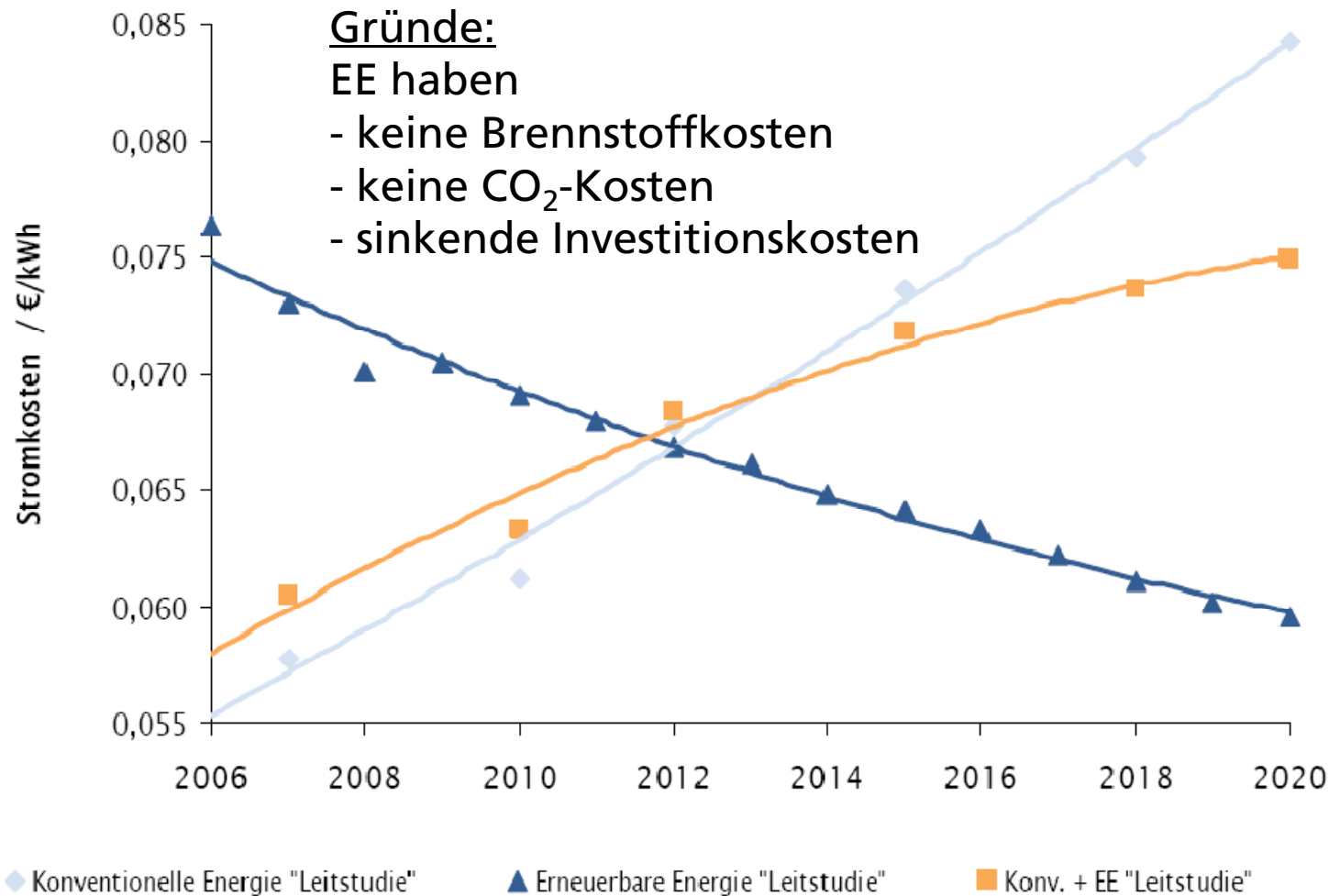
Quelle: IWES - work in progress, 2010

Auswirkungen von EE auf die Merit-Order



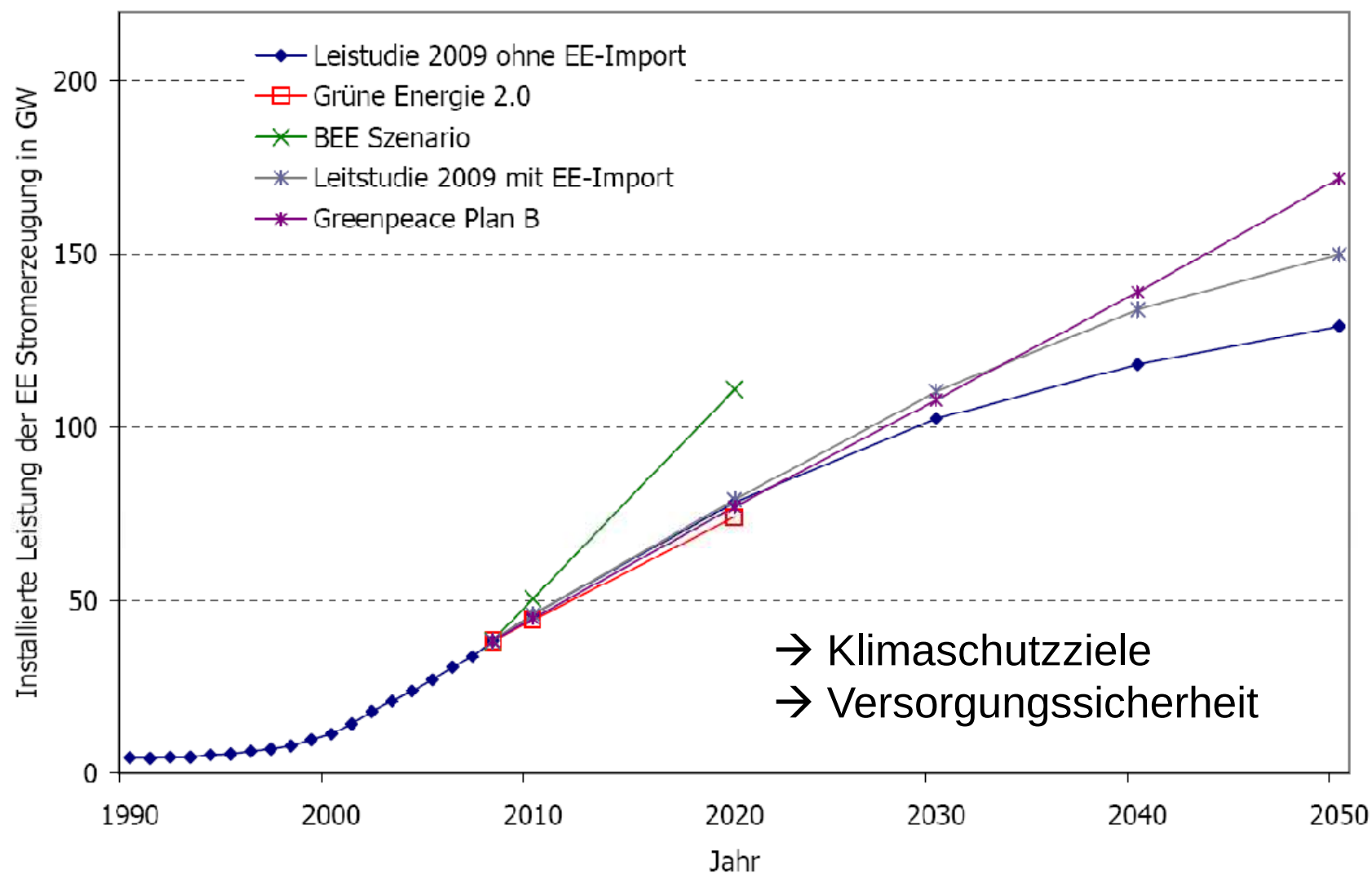
Quelle: RWE, LBBW Research., 2010

EE haben einen Strompreis-dämpfenden Effekt

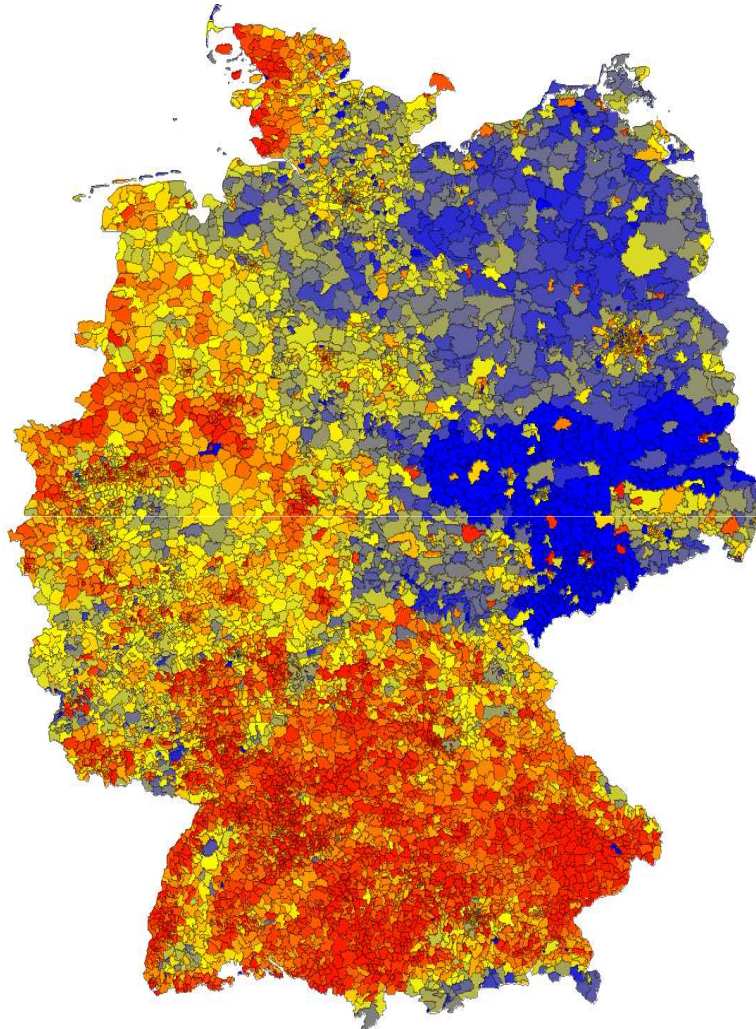


Quelle: LBBW Research., 2010

Die Situation in Zukunft? - Szenarienvergleich



Dynamische Modellierung - Regionale Verteilung - Beispiel PV



Räumliche Verteilung der installierten
PV-Leistung in Deutschland
in kWp/km²

Starke Abhängigkeit vom Wetter
→ Untersuchungszeitraum
über mehrerer Jahre erforderlich

EWI/Prognos Energieszenarien

Annahmen:

- Kosten (Rohstoffe, CO₂-Zertifikate) quasi konstant → EE teuer
- kein EEG mehr ab 2020
→ Vorrang für EE fraglich

Strom

- Kein Preisunterschied für Endkunden bei unterschiedl. LZV
- CCS Marktreif 2025
- Wind wird 2050 massiv abgeregelt
→ Vorrang für CCS

Wärme

- Effizienz OK, viel fossile Energie

Verkehr

- Effizienz OK, viel Biomasse-Import, wenig Alternativen (E-KFZ)

≠ Energiekonzept

- Höhere EE-Ausbauziele als EWI

Strom

- Netzausbau
- Speicherförderung
- Öffnung des Regelenergiemarktes
- Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie
- Kapazitätsmärkte für Back-up Kraftwerke
- Pferdefuß: Laufzeitverlängerung (LZV)

Wärme

- hohe Sanierungsraten → Effizienz etwas Wärmepumpen

Verkehr

- viele Biokraftstoffe, mehr E-KFZ

2010

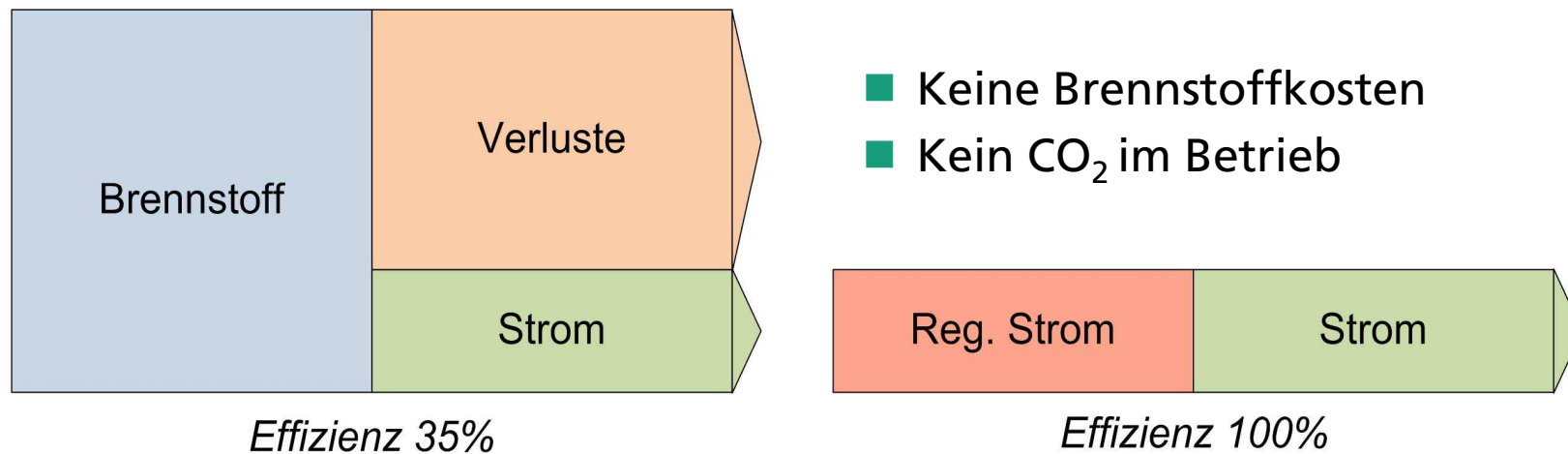
System-
konflikt

2020

Erzeugungs-
management

Last-
management

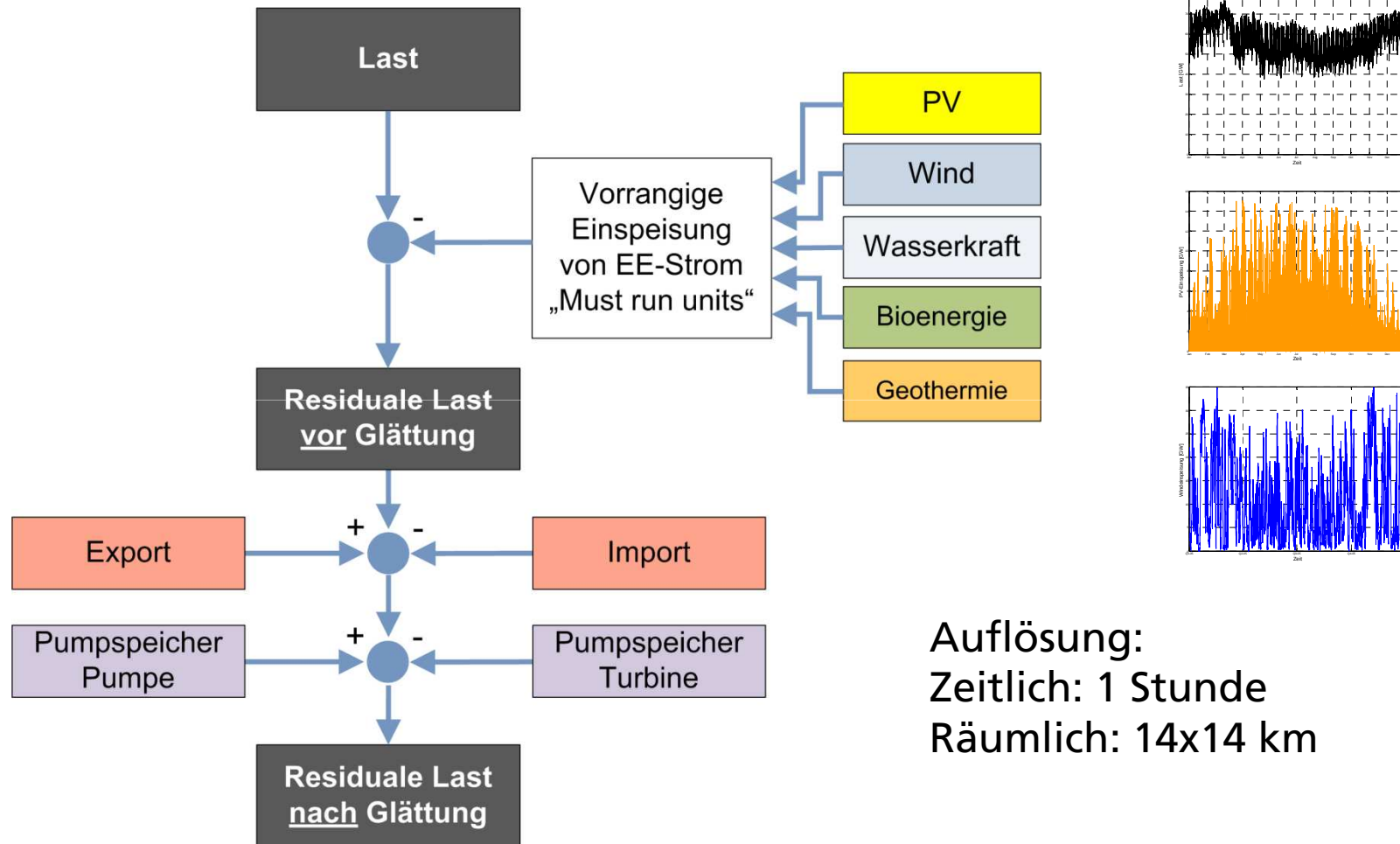
Effizienzsprung direkt erzeugter Strom aus Wind, Solar und Wasserkraft



Quelle: Sterner, Schmid, Wickert, BWK 06/08, 2008; WBGU, 2008

Dynamische Modellierung der erneuerbaren Einspeisung

Aufbau des Modells SimEE



Auflösung:
Zeitlich: 1 Stunde
Räumlich: 14x14 km

Quelle: Saint-Drenan et al., 2009

2020: 47% EE - Untersuchungshorizont BEE-Studie

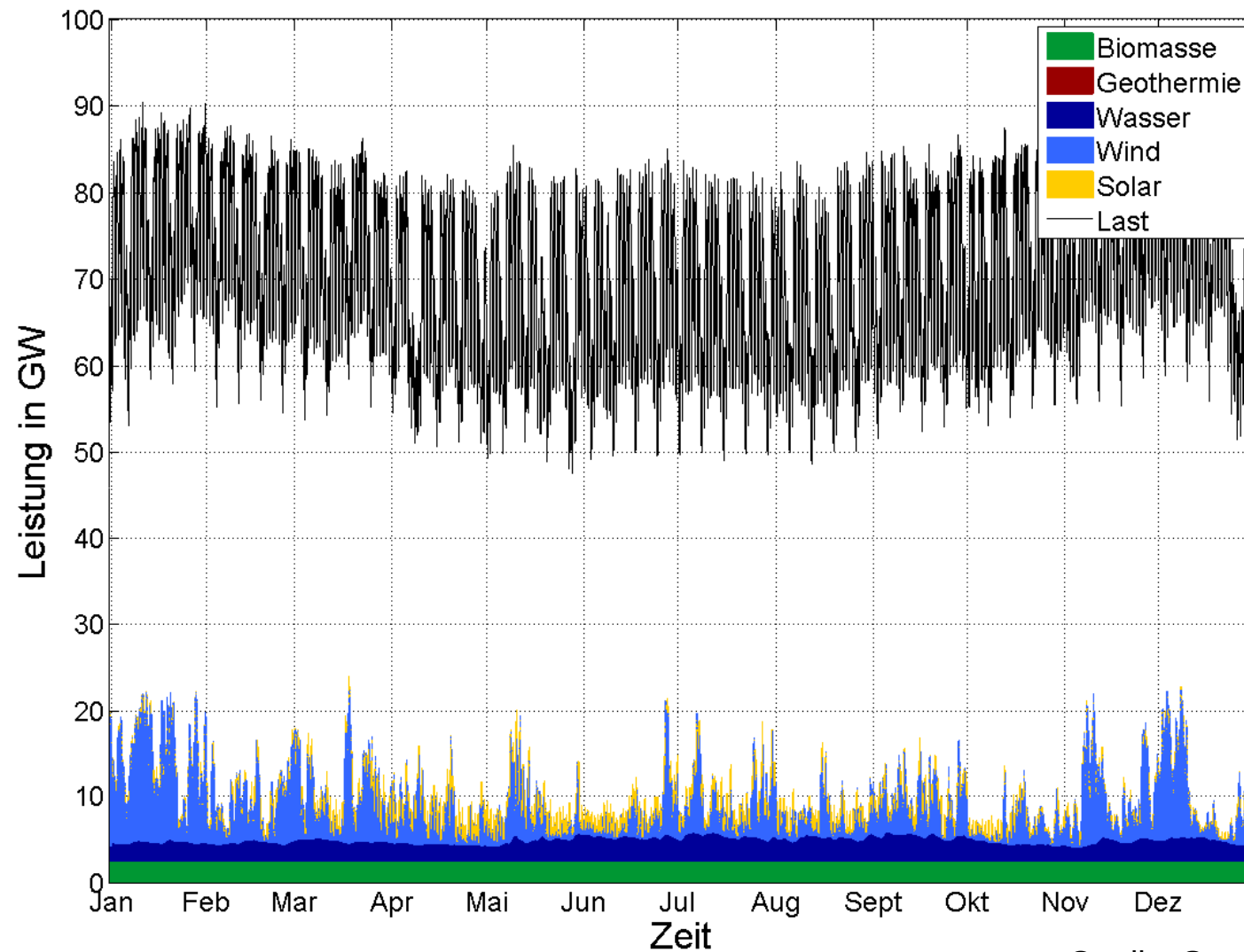
Was wurde untersucht?

- EE-Einspeisung des BEE-Szenarios für 2020 auf Basis des Wetterjahres 2007
- Fluktuationen in der Stromversorgung
- 2 Ausgleichsoptionen: Transport & Speicher
- Lastprofil (Residuale Last),
welches vom konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist

Was wurde nicht untersucht?

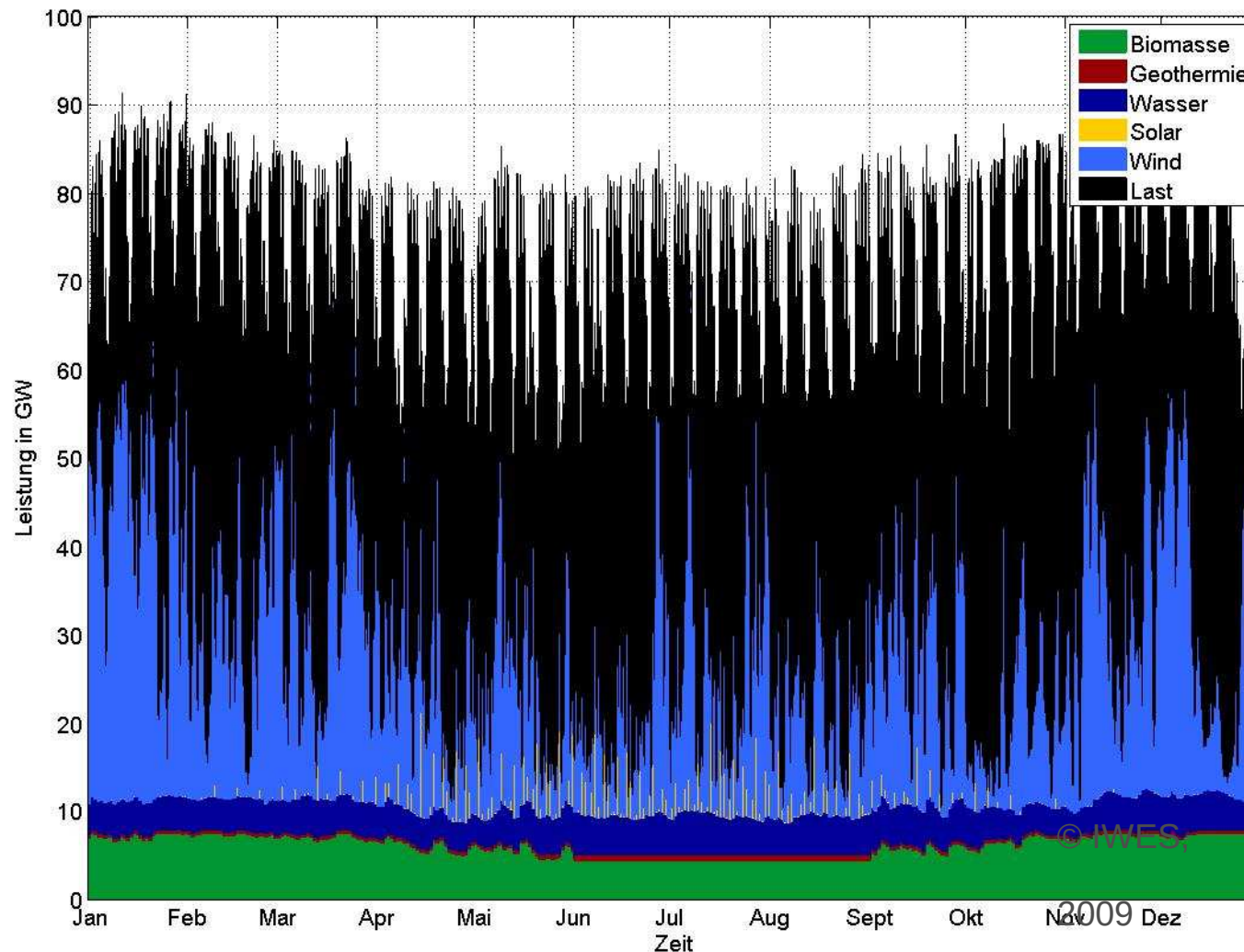
- Kraftwerkseinsatzplanung der konventionellen Kraftwerke
- Netzaspekte: Netzausbau – Netzengpässe
- Technische Versorgungssicherheit: gesicherte Leistung – Regelleistung
- Bewertung des BEE-Szenarios für 2020 → kein Fraunhofer Szenario

Simulation von 2007: 15% EE - ein Jahr – stündliche Auflösung



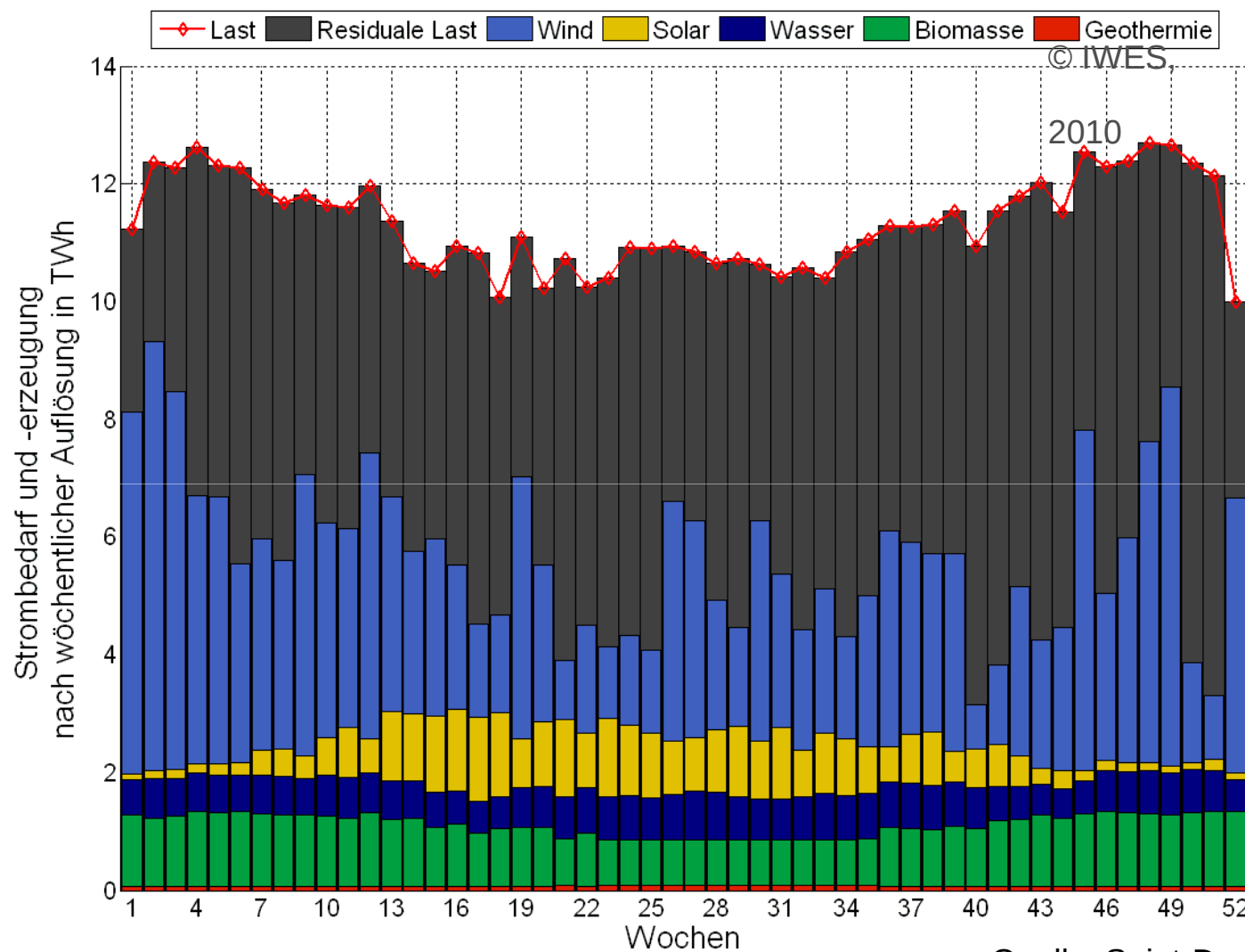
Quelle: Sterner et al., 2010

BEE-Szenario 2020: 47% EE - ein Jahr – stündliche Auflösung

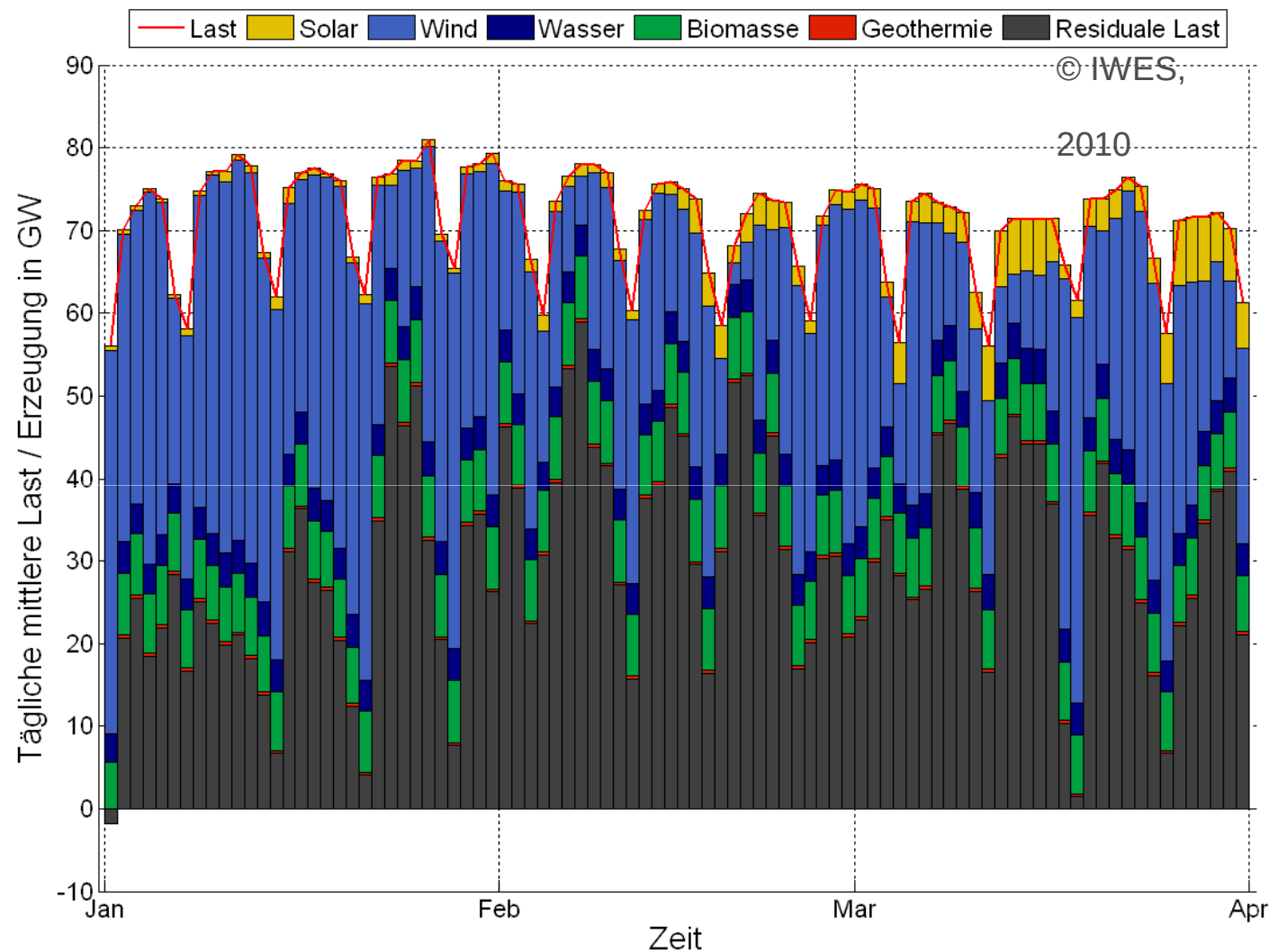


Quelle: Saint-Drenan et al., 2009

BEE-Szenario 2020: 47% EE - ein Jahr – wöchentliche Auflösung

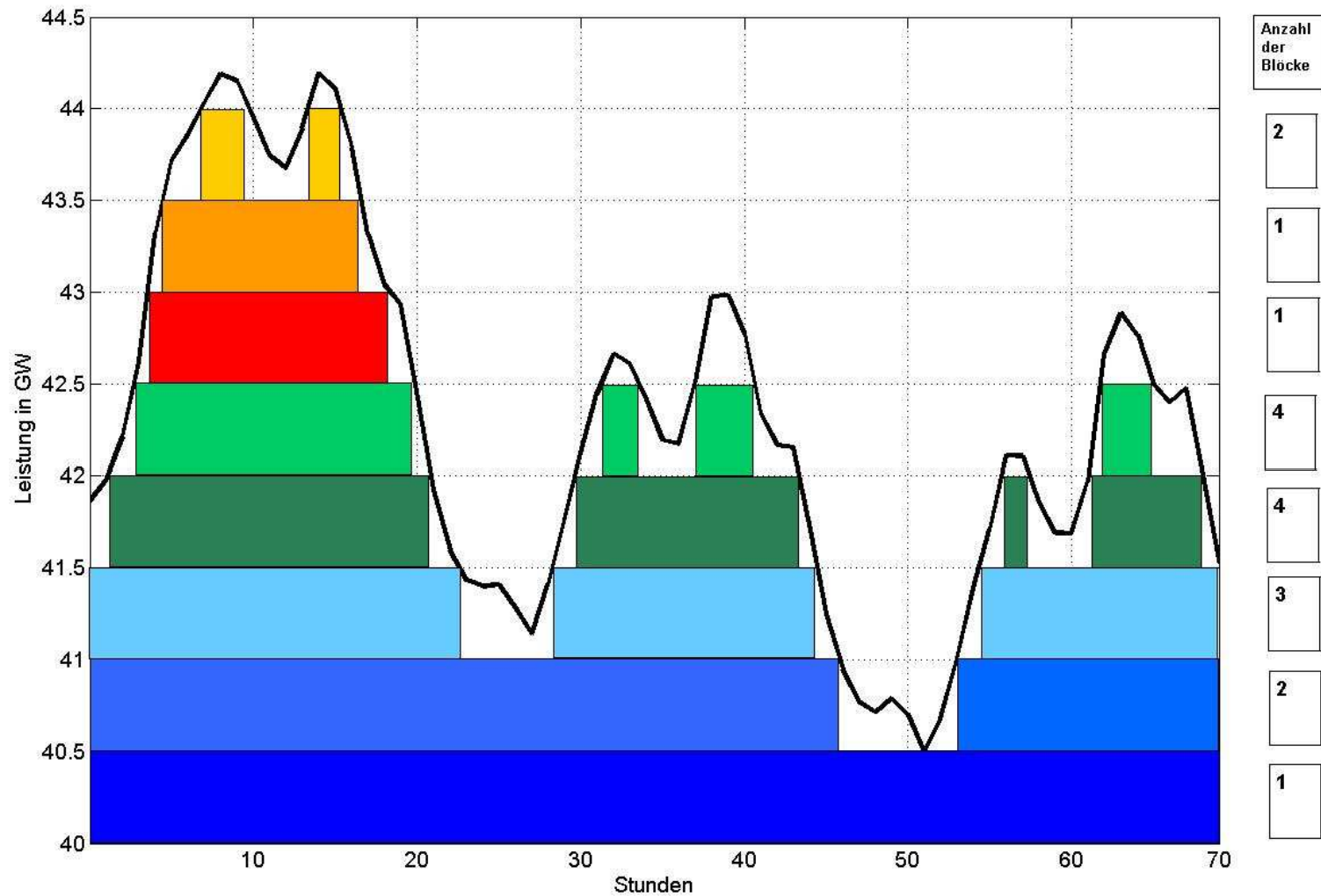


BEE-Szenario 2020: 47% EE - ein Quartal – tägliche Auflösung



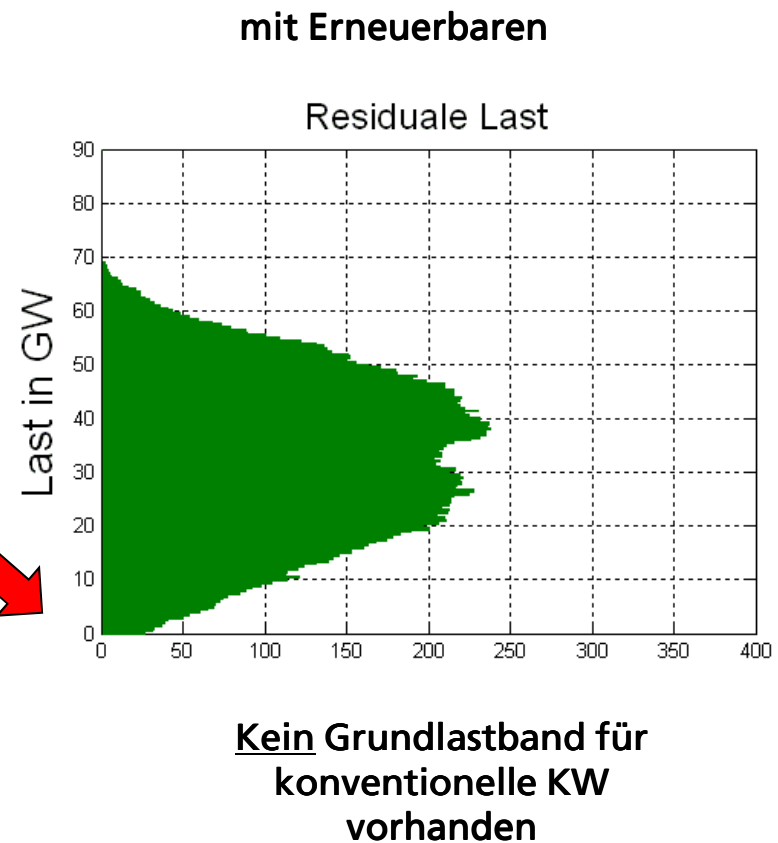
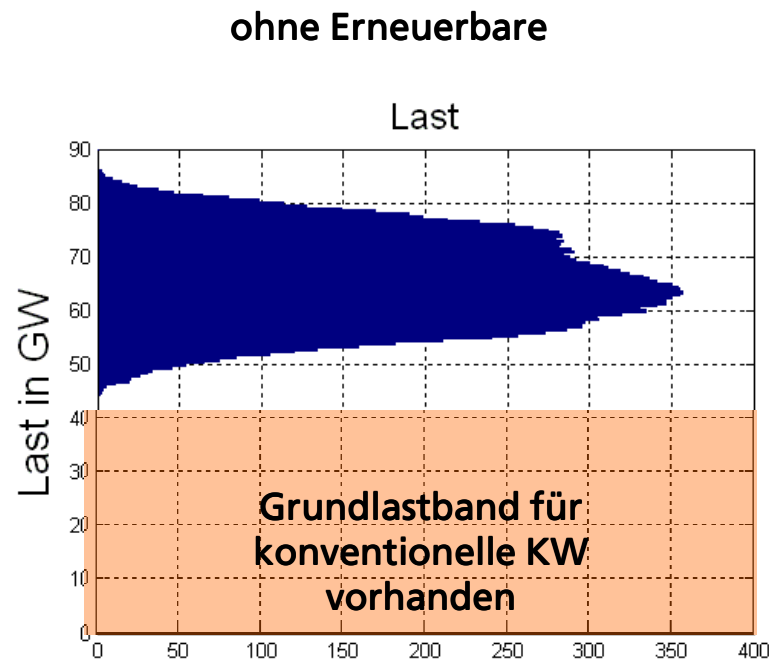
Quelle: Saint-Drenan et al., 2009

47% EE - Häufigkeit der An- und Abfahrvorgänge - Beispiel



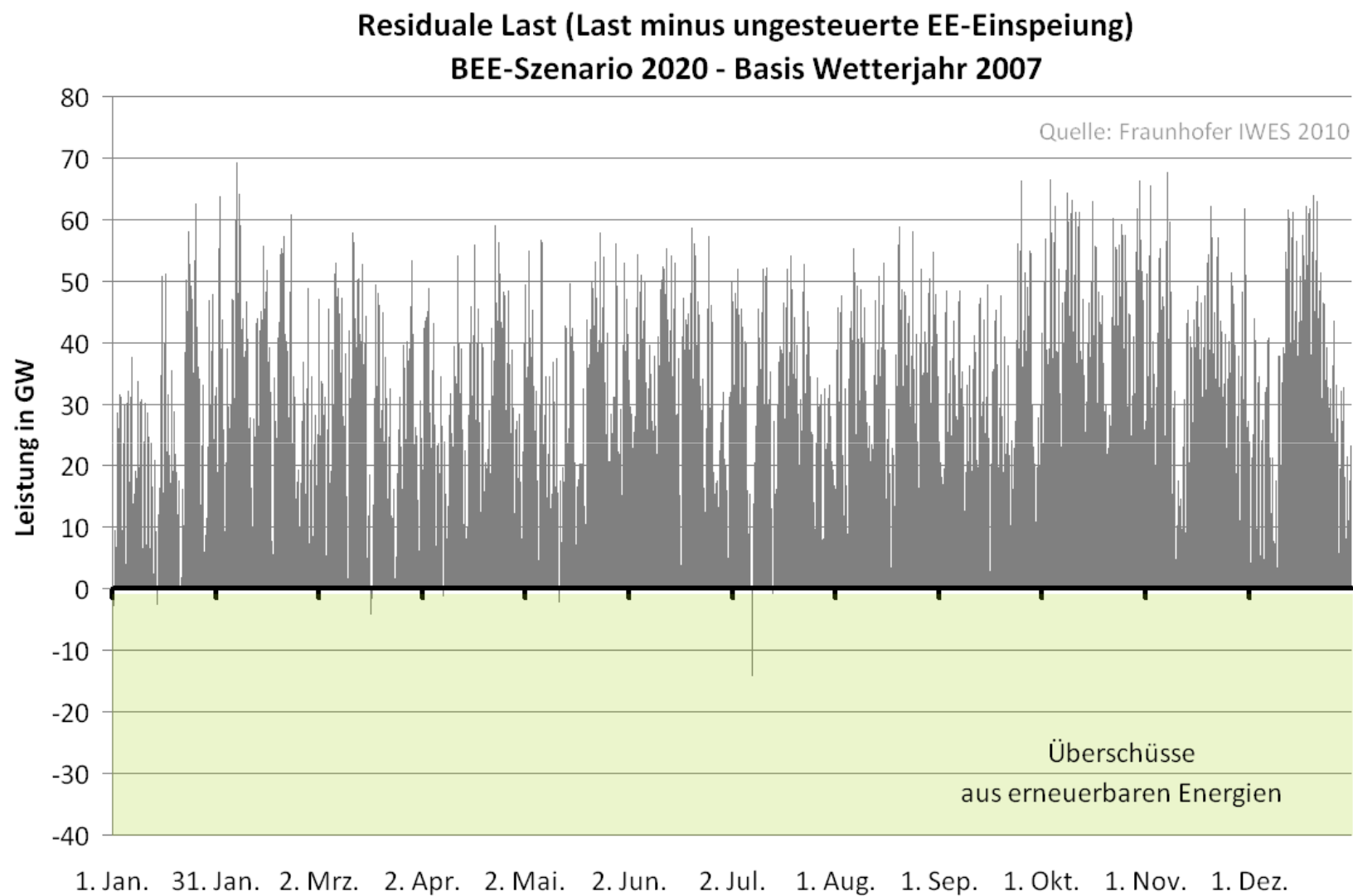
Quelle: Saint-Drenan et al., 2009

Anzahl der notwendigen "Abregelungen" in 500 MW Blöcken Häufigkeit der An- und Abschaltungen im jeweiligen Leistungsbereich

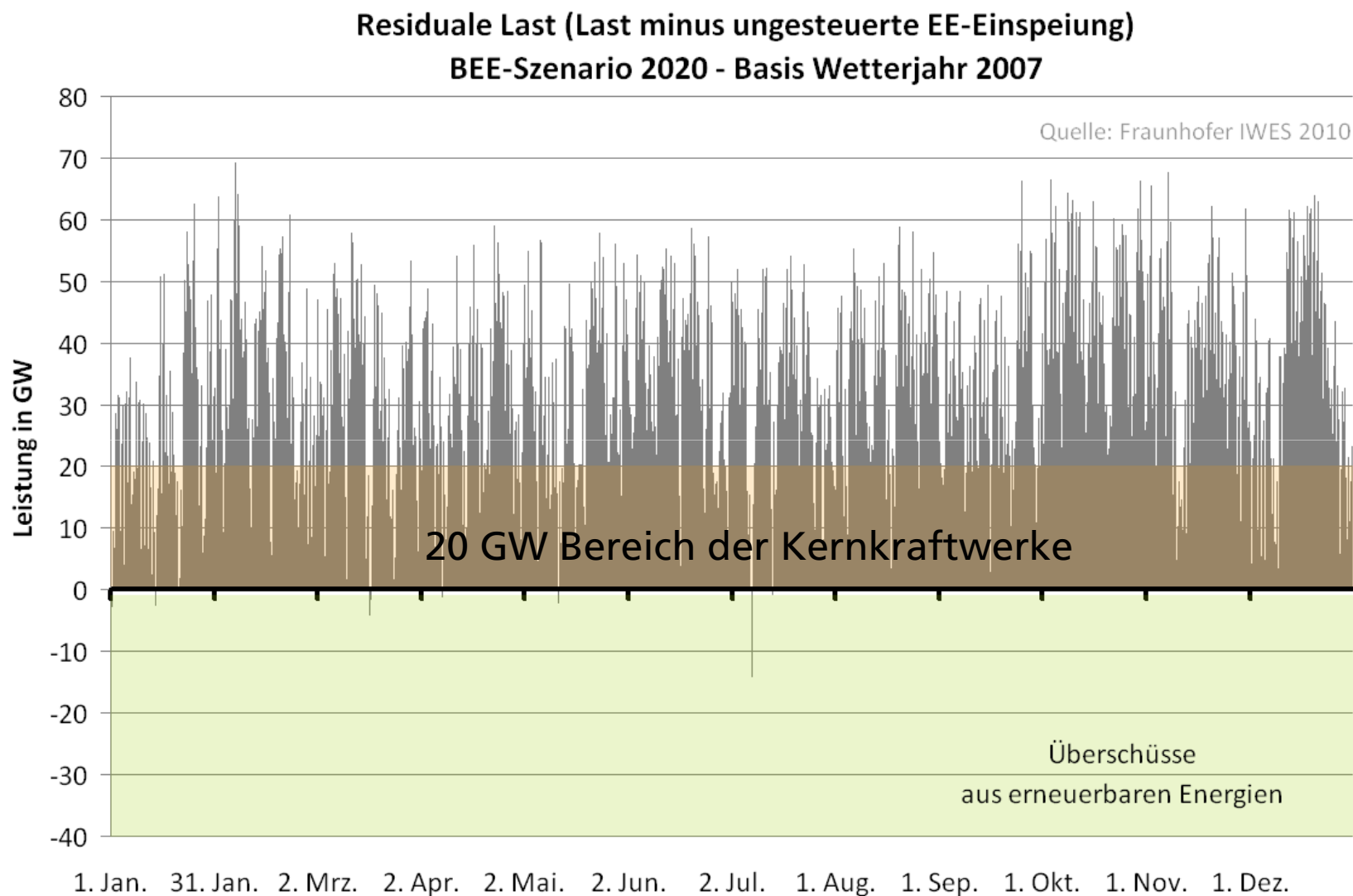


Quelle: Saint-Drenan et al., 2009

BEE-Szenario: Residuale Last für 2020 – EE-Anteil: 47%



BEE-Szenario: Residuale Last für 2020 – EE-Anteil: 47%



Ergebnisse zur fluktuierenden EE-Einspeisung von 47% (BEE)

- EE-Einspeisung immer vorhanden (15% - 110% Lastdeckung)
- Gute Korrelation auf jährlicher Basis, starke Flukt. auf wöchentl. Basis
- Dauerbetrieb von konventionellen Kraftwerken nimmt ab
 - „klassischer Grundlastbereich“ löst sich auf - Überkapazitäten
 - höherer Mittel- und Spitzenlastbedarf – Unterkapazitäten
- Konventionelle Kraftwerke müssen flexibler werden
 - häufiger Teillastbetrieb
 - häufige An- und Abfahrvorgänge notwendig
 - Wirtschaftlichkeit unsicher, v.a. für Zubau

Wie flexibel sind die Kraftwerke? Eine vereinfachte Darstellung



Gas-KW
0 auf 100%: 30 min
"sehr schnell"



Steinkohle-KW
25 auf 100%: 60 min
"auf Bereitschaft"



Kernkraft-KW
neue Braunkohle-KW
60 auf 100%: 30 min
"gleitend" – aber
entworfen für Grundlast

AKW unter 50% bzw. 20%:
Abschaltung




Kaltstart:
0 auf 100%: 2-3 Tage
"träge und langsam"



Quelle: Darstellung nach (RWE, 2009) angepasst, Bilder: Google.

Konsequenzen für konventionelle Kraftwerke

- Lastfolgebetrieb wird zum Normalbetrieb
- Alle KW müssen zur Systemstabilität (Regelenergie) beitragen
- Retrofit → bestehende fossile Kraftwerke flexibler machen
- Technische Regelbarkeit (0-100%) und EE-Integrationsfähigkeit von Kernkraftwerken ist noch zu verifizieren → Demo
- Neue Betreibermodelle aufgrund absehbar geringer Betriebsstunden erforderlich (z.B. Kapazitätsmarkt:
Leistungspreis für das Vorhalten einer gewissen Leistung)
- (RWWE, 2009): „Nur flexible Kohle- und Gas-Kraftwerke sind
den veränderten Marktanforderungen gewachsen“

Generelle Tendenzen

Erneuerbare Energien reduzieren den Grundlastbedarf drastisch
Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

- Technologische Herausforderungen
 - hohe Flexibilität, hohe Robustheit
 - hohe Regelbarkeit, dafür entscheidend:
(1) Mindest-Stillstandzeiten, (2) Anfahrdauer, (3) Mindest-Betriebszeiten
- Wirtschaftlichkeit unsicher
 - geringere Auslastung
 - nur Back-up für gesicherte Leistung für wenige Stunden

Potentieller Systemkonflikt ab ca. 50% EE-Anteil

- technisch: (1) Abregelung von konvention. vs. erneuerbare Energien
(2) Ausbau von allen Erzeugungsarten (Überkapazitäten)
- wirtschaftlich: z.B. viel Wind → geringere Großhandelspreise (EEX)
→ geringere Einnahmen mit Grundlast-KW

Nationaler Aktionsplan NREAP 2020 – Erneuerbare Energien

	...	2020	
	...	MW	GWh
Wasserkraft⁶⁶:	...	4.309	20.000
< 1MW	...	564	2.550
1 MW -10 MW	...	1.043	4.500
> 10MW	...	2.702	12.950
davon Pumpspeicherkraftwerk ⁶⁷	...	7.900	8.395
Geothermie	...	298	1.654
Solarenergie	...	51.753	41.389
Photovoltaik	...	51.753	41.389
konzentrierte Sonnenenergie	...	0	0
Gezeiten, Wellen, sonstige Meeresenergie	...	0	0
Windenergie⁶⁸:	...	45.750	104.435
landgestützt	...	35.750	72.664
offshore	...	10.000	31.771
Biomasse:	...	8.825	49.457
fest	...	4.792	24.569
Biogas	...	3.796	23.438
flüssige Biobrennstoffe (1)	...	237	1.450
Insgesamt⁶⁹	...	110.934	216.935
davon Kraft-Wärme-Kopplung	...	3.765	20.791

Nationaler Aktionsplan NREAP 2020 – EE-Einspeisung

→ Gesteuerte KWK, E-KFZ, Wärmepumpen, Klimatisierung
tragen deutlich zum Fluktuationsausgleich bei

Grafiken werden im November 2010 nachgereicht

2020

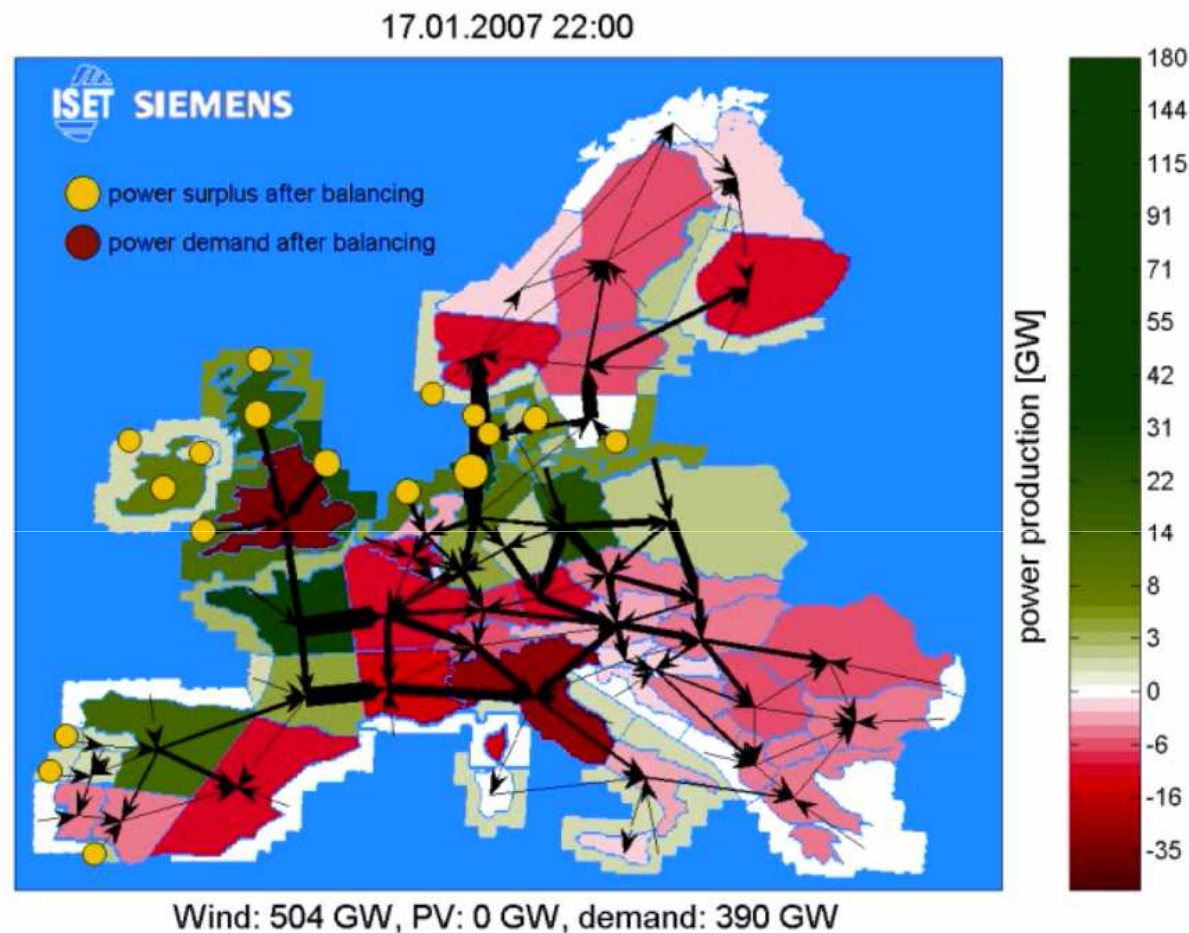
Europäischer
Netzverbund

2030

Netzausbau

Speicher

Europäischer Netzausbau – Beispiel 100% Wind + PV

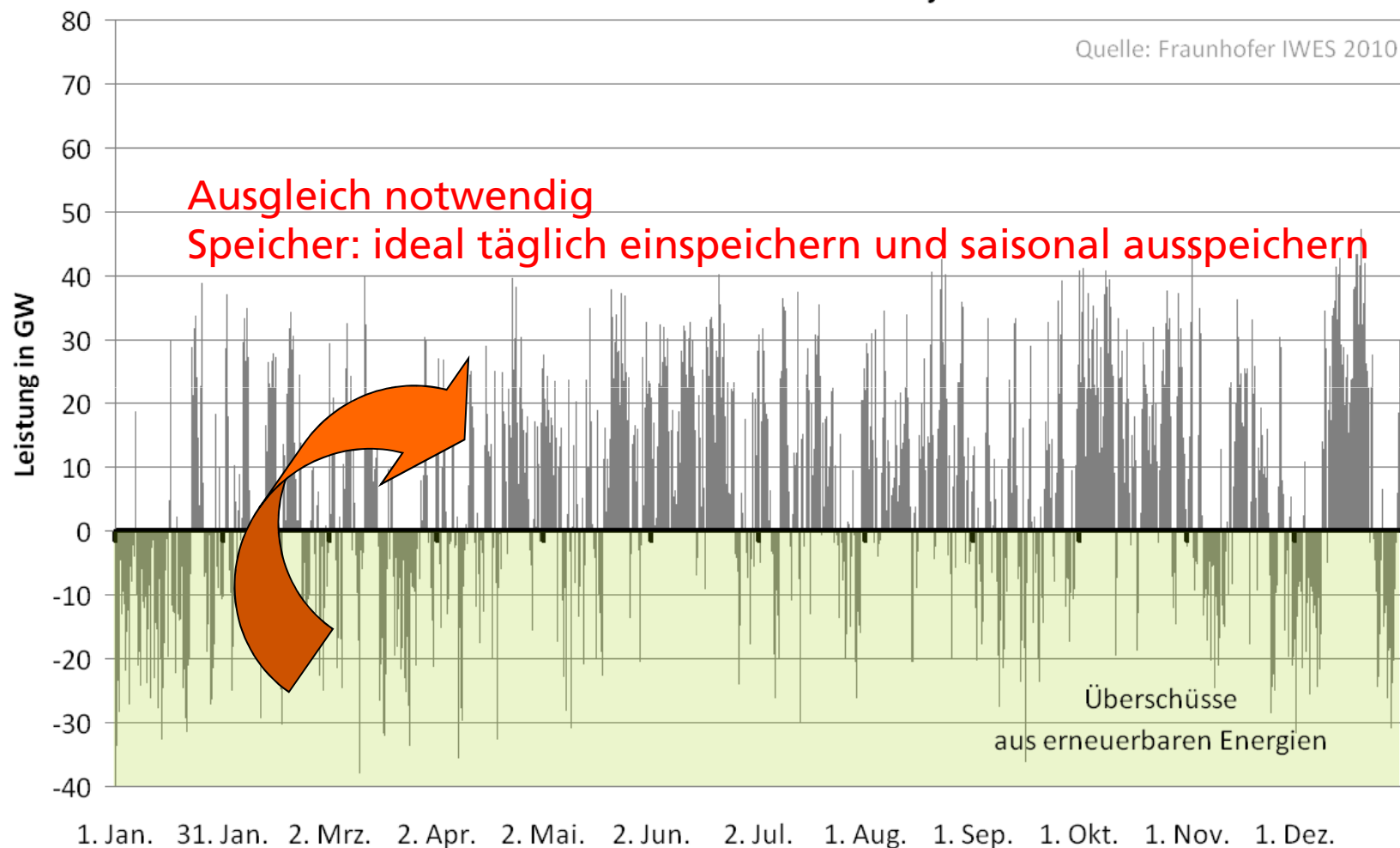


→ Trotz idealem Netzausbau
und optimalem Erzeugungs- und Lastmanagement brauchen wir Speicher

BMU Leitstudie: Residuale Last für 2050 – EE-Anteil: 78%

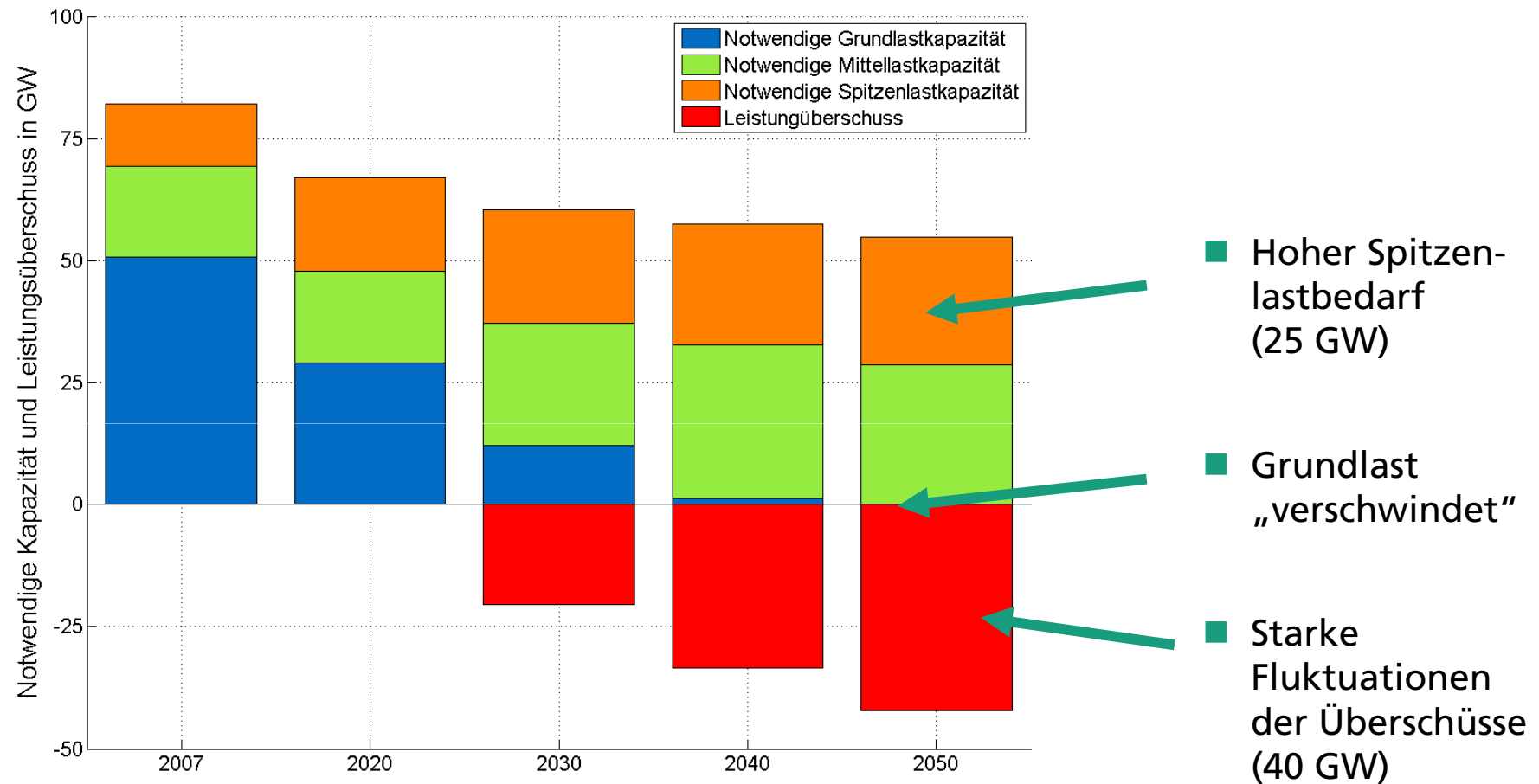
Residuale Last (Last minus ungesteuerte EE-Einspeisung minus KWK)

Leitszenario 2050 - Basis Wetterjahr 2007



Quelle: Sterner et al, 2010

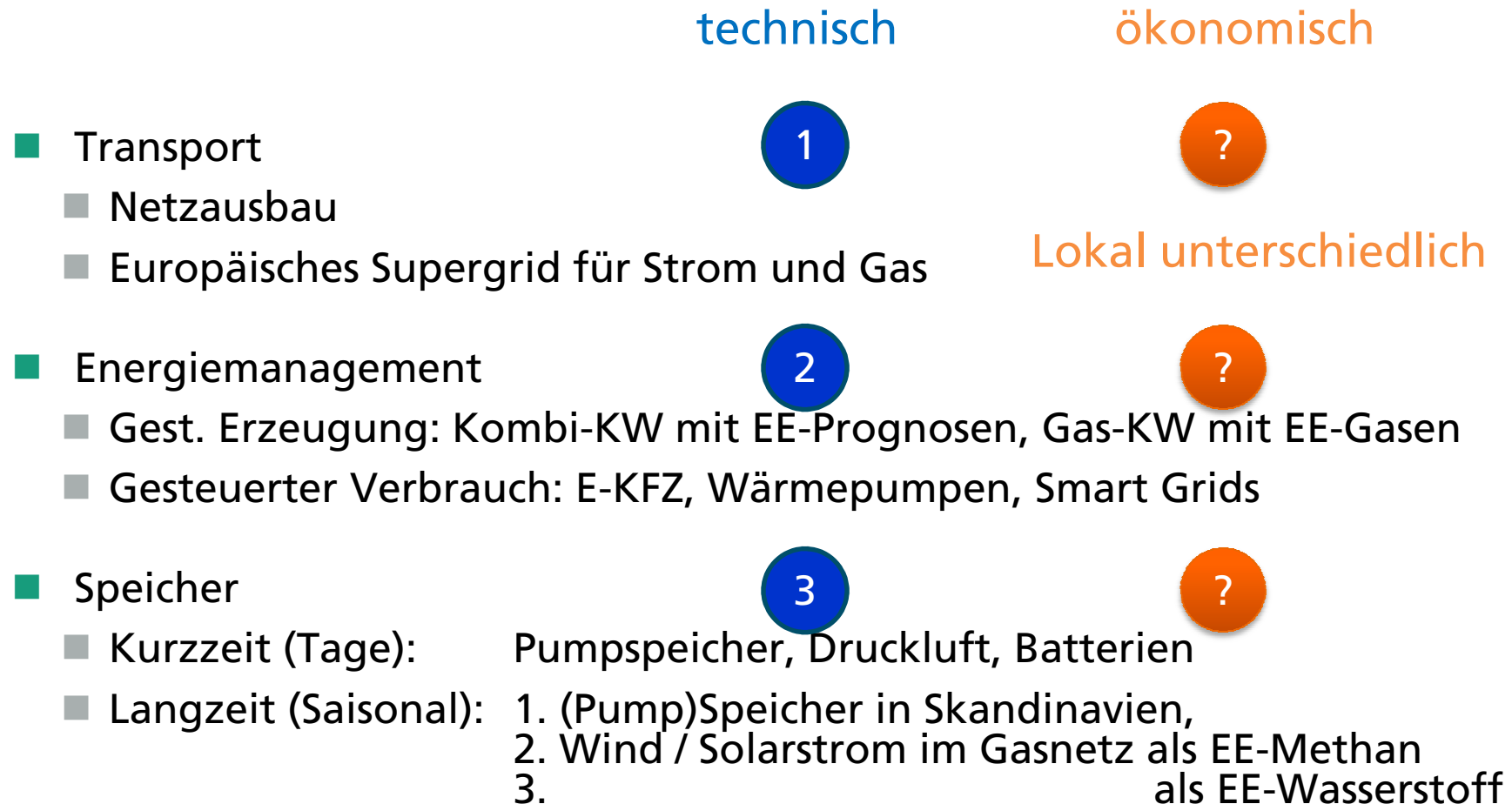
Benötigter Bedarf an konventioneller Leistung und EE-Überschüsse



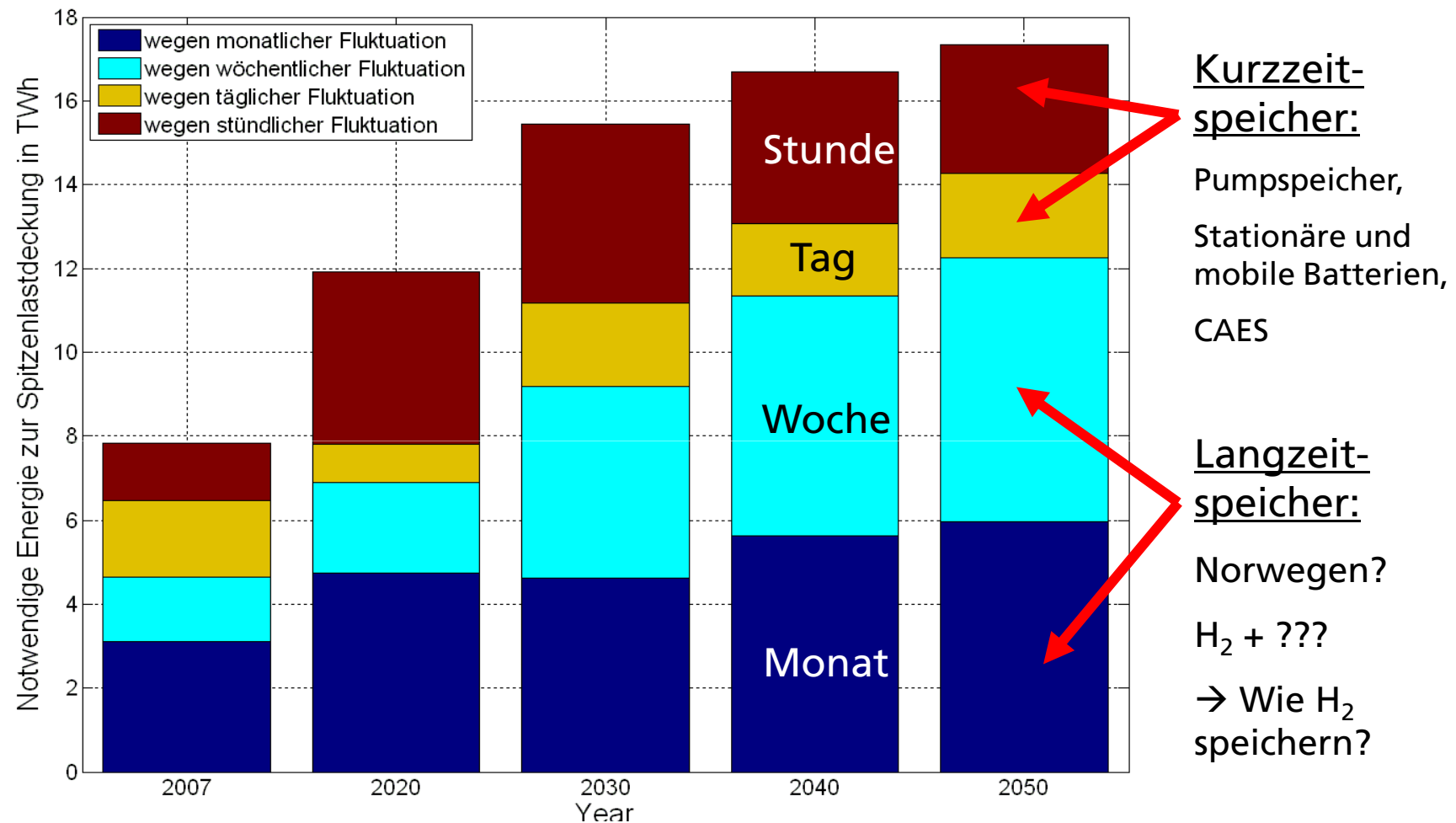
Herausforderung: Überschüsse mit Spitzenbedarf übereinbringen

Quelle: Sterner et al., 2010

Reihenfolge der Ausgleichsmaßnahmen für Fluktuationen



Verteilung der benötigten Spitzenlastenergie in TWh



Größte Herausforderung: Ausgleich von Langzeitfluktuationen

Quelle: Sterner et al., 2010

Pumpspeicherwerke: effizient, etabliert aber begrenzt

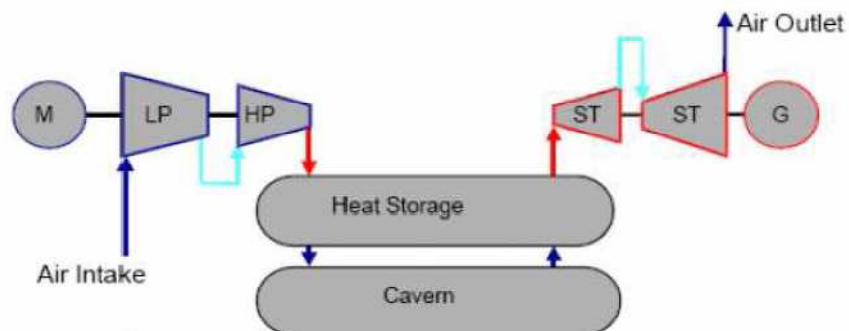
■ Kurzzeitspeicher

- Vorteile: hohe Effizienz, erprobte Technologie, heute verfügbar, wirtschaftlichster Kurzzeitspeicher
- Nachteile: geeignete Gebiete für PSW in Mitteleuropa begrenzt
- Kapazität: ca. 0,04 TWh_{el} – Reichweite: wenige Stunden
- Einsatz: gut geeignet für den Tagesausgleich von PV



Druckluftspeicher: relevant, aber teuer

- Kurzzeitspeicher
- Vorteile: relevante Kapazitäten realisierbar
- Nachteile: teuer (Wirtschaftlichkeit ↓), geringe Effizienz, durch Wärmespeicher regenerativ nur als Kurzzeitspeicher betreibbar
- Kapazität: ca. 0,0006 TWh_{el} – Reichweite: bisher nur Minuten
- Einsatz: geeignet für den Tagesausgleich von Wind im Norden



Batterien: effizient, vielversprechend, aber teuer und klein

■ Kurzzeitspeicher

■ Vorteil: hohe Effizienz

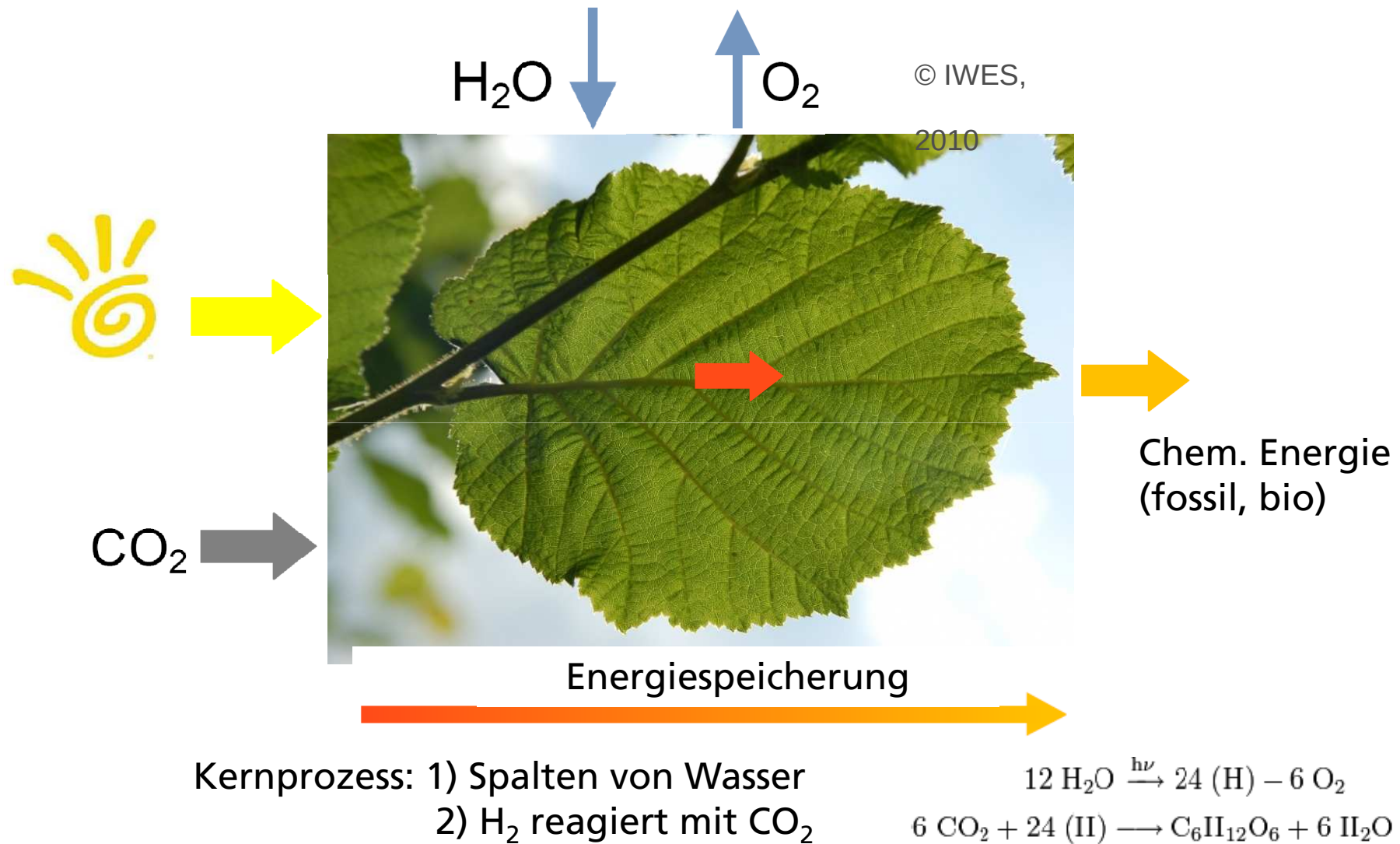
■ Nachteil: sehr teuer (Wirtschaftlichkeit ↓)

■ Kapazität: ca. 0,03 TWh_{el} (nur Backup) – Reichweite: wenige Std.
E-KFZ: max. 45 Mio. KFZ @ 10 kWh_{el} → 0,45 TWh_{el}
reicht 6 Stunden zur Stromversorgung Deutschlands (!)

■ Einsatz: Schwarzstart; perspektivisch in der Eigenstromversorgung
in Kombination mit PV und E-KFZ - Autarkie

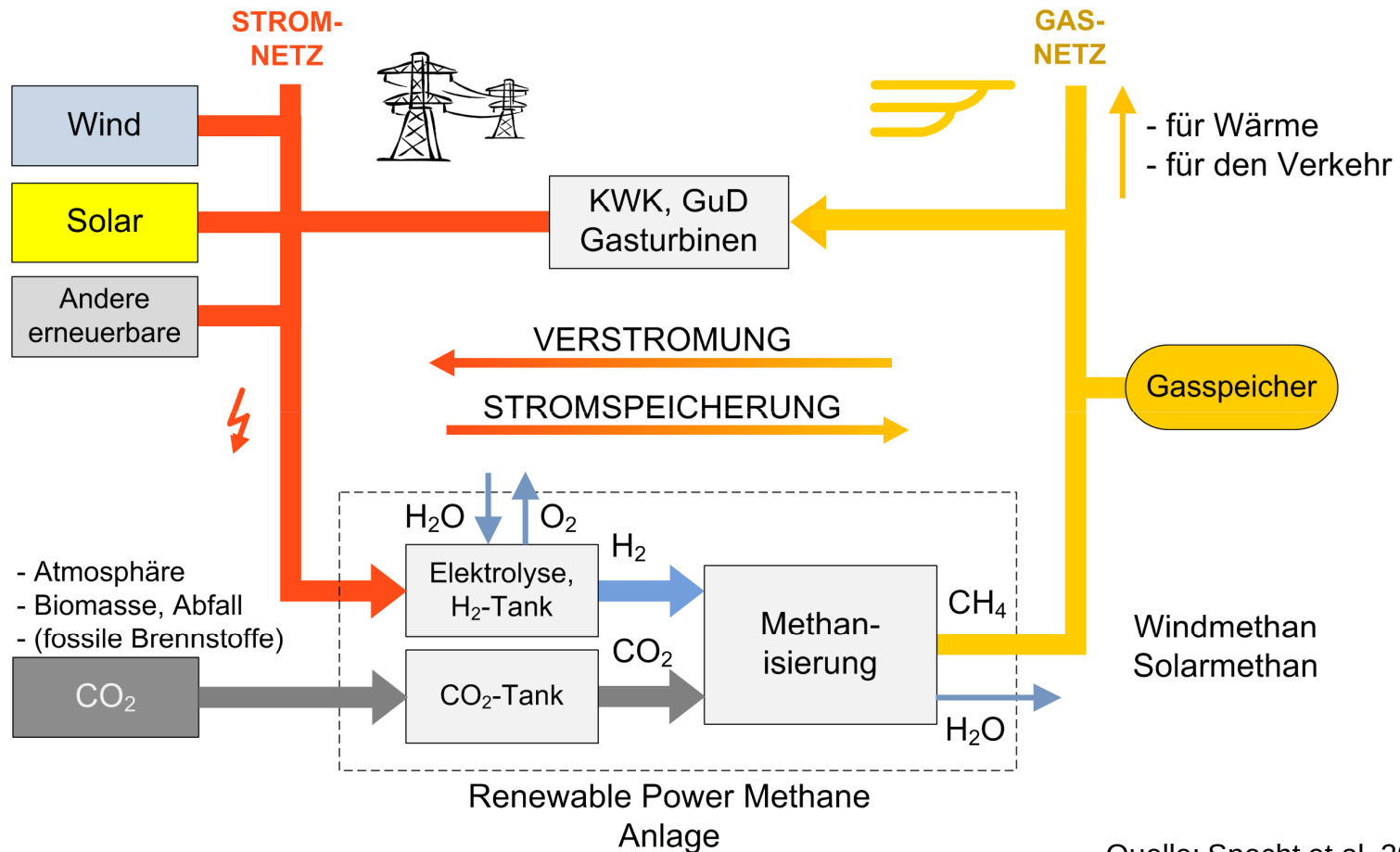


Wie speichert die Natur Energie über lange Zeiträume?



Erneuerbares Methan / Wasserstoff: Langzeitspeicher Erdgasnetz

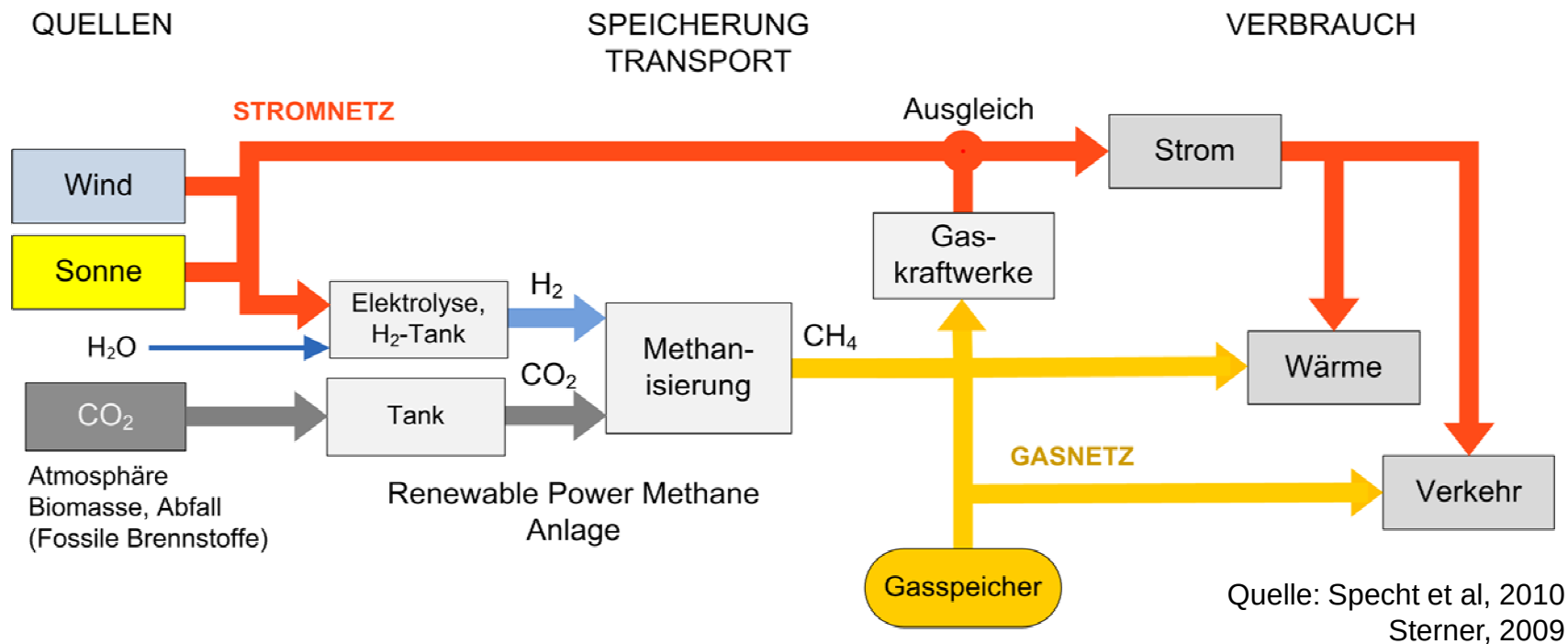
Kopplung von Strom- und Gasnetz



Quelle: Specht et al, 2010
Stern, 2009

Renewable Power (to) Methane – erneuerbares Methan

Energievektor für Wind und Solar in den Verkehrssektor

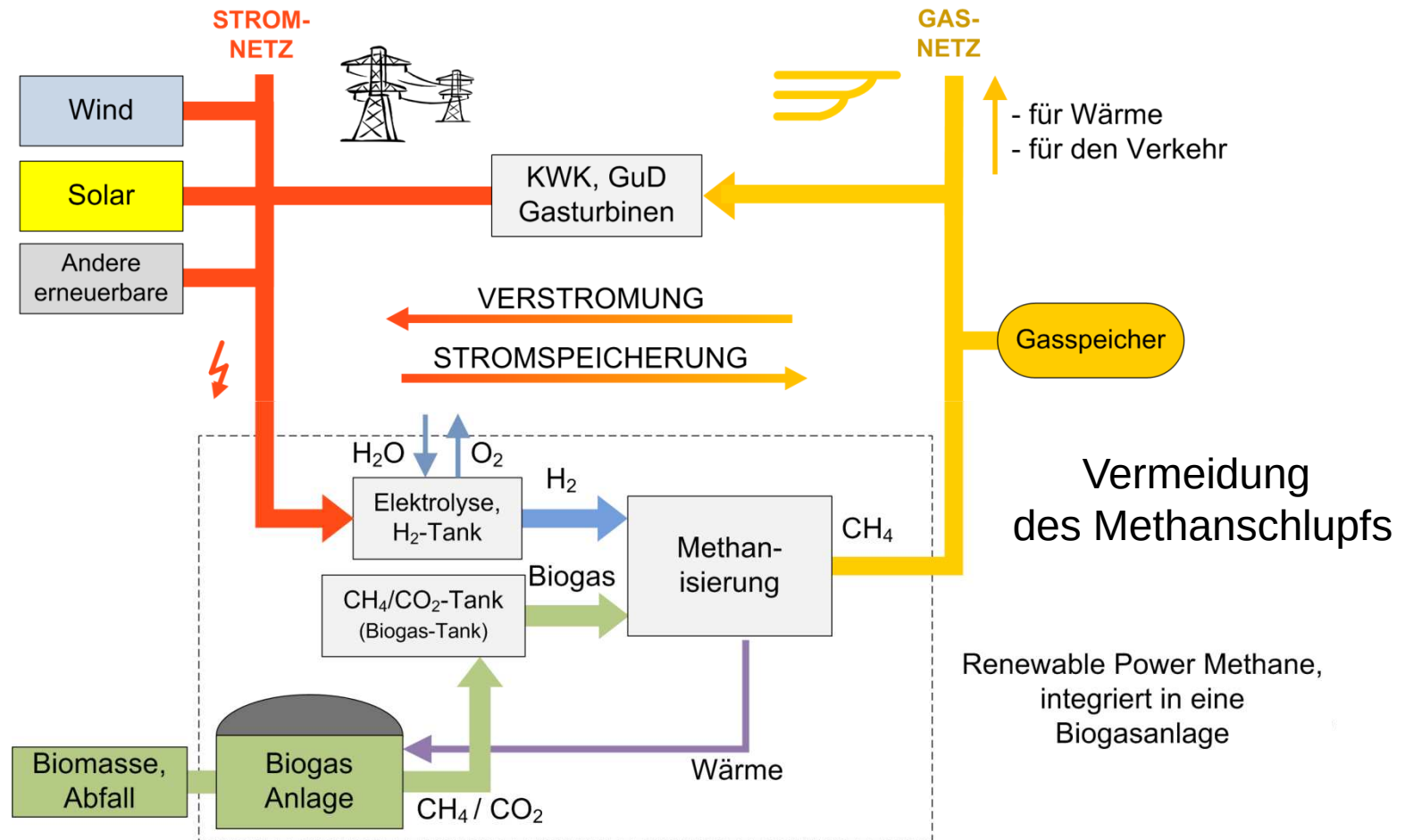


Vorteile:

- nationale Langzeitspeicherung mit vorhandener Infrastruktur (Speicher, Pipelines, Gas-Kraftwerke + BHKW)
- „Grundlast“ mit EE – stabile Stromversorgung möglich

Renewable Power (to) Methane – erneuerbares Methan

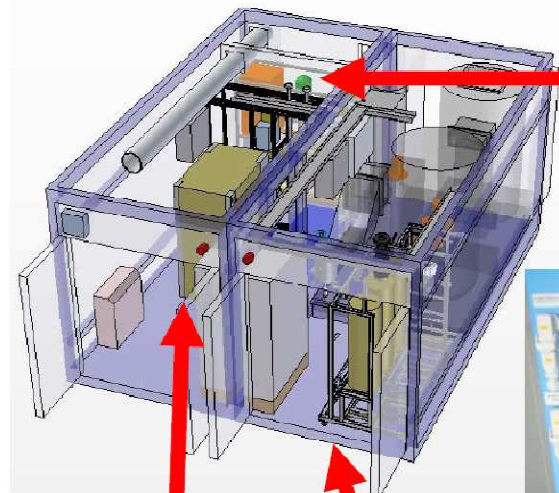
Kopplung mit einer Biogasanlage – Verdopplung des Ertrages



Quelle: Specht et al, 2009
Sternier, 2009

Renewable Power (to) Methane – Wind-to-SNG

Erste Pilotanlage am ZSW Stuttgart von Solar Fuel Technology GmbH



CH₄-Filling station
ca. 15 kg, 200 bar

CO₂-
Recovery

Electrolyser

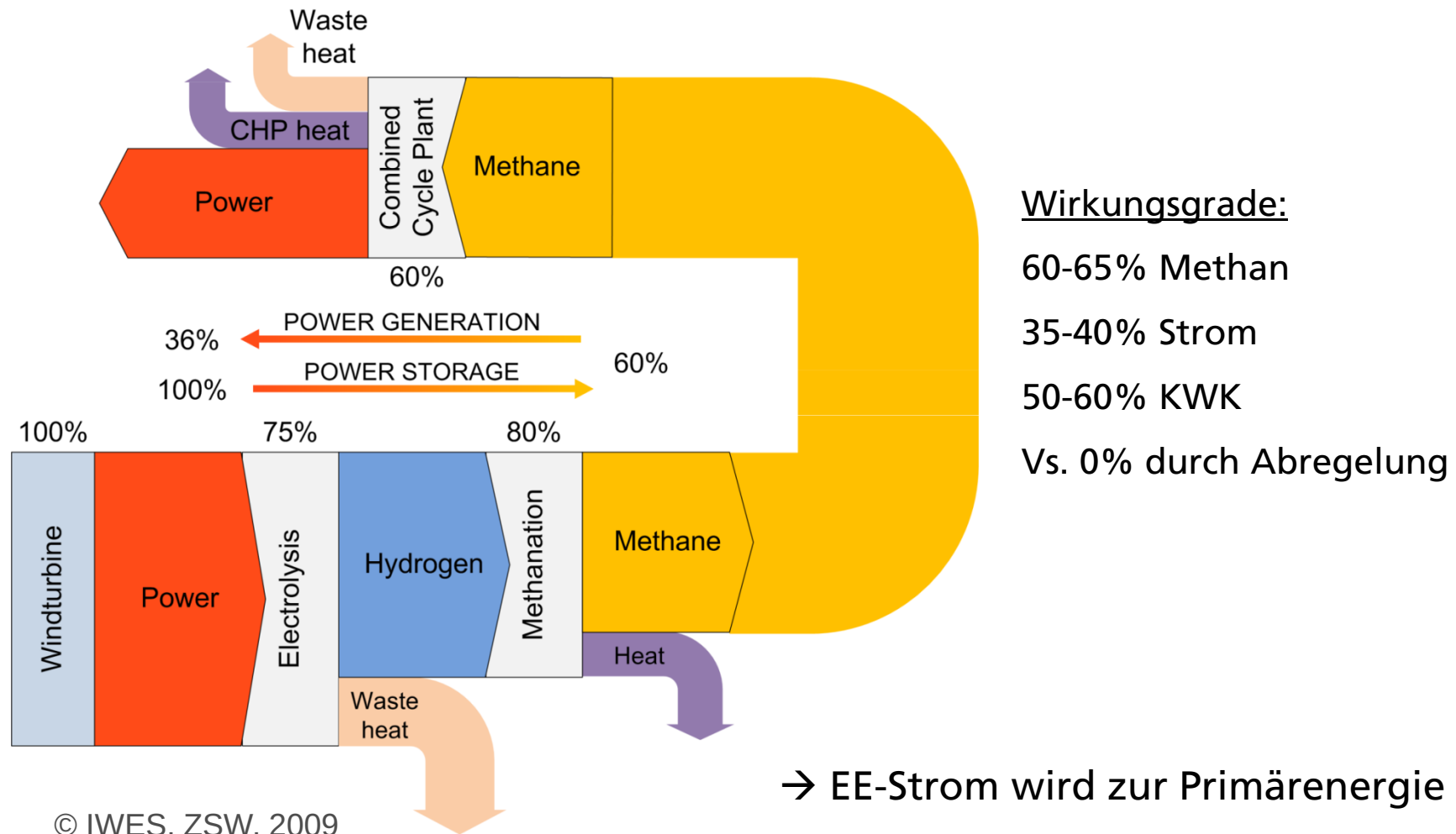
Quellen: Solar-fuel 2009,
Specht, Waldstein, Sterner et al., 2009



CO₂ Absorptionsleistung = 1,5 ha Mais / a

Renewable power (to) methane / erneuerbares Methan

Wirkungsgrade, Kapazitäten, Kosten (1)



Quelle: Sterner, 2009; Specht et al, 2010

Renewable power (to) methane - erneuerbares Methan

Wirkungsgrade, Kapazitäten, Kosten (2)

Deutscher Stromverbrauch: ca. 600 TWh_{el} - exemplarisch bei 70 GW_{el}

Deutsche Speicherkapazitäten

- Pumpspeicher, Batterien: ca. 0,07 TWh_{el} – Reichweite: wenige Stunden
- E-mobility: max. 45 Mio. Autos @ 10 kWh_{el} → 0,45 TWh_{el} – Reichweite: 6 Stunden
- Gasnetz: 200 TWh_{th} ~ ca. 100 TWh_{el} – Reichweite: 60 Tage bzw. 2 Monate

Übertragungskapazitäten der Leitungen

- Stromnetz: einstellige GW_{el}
- Gasnetz: zweistellige GW_{th} → eine Größenordnung mehr

Kosten

- Invest (Kompressor, Elektrolyser, Methanisierung, etc.) – ca. 1000-2000 EUR / kW_{el}
- Stromeinkauf für 2-4 EURcent / kWh_{el} für 8 EURCent / kWh_{th} Methan (abhängig von Betriebs- und Regelkonzept)

Quelle: Sterner, 2009; Specht et al, 2010

Langzeitspeicherung: Wasserstoff vs. Methan (H₂ vs. CH₄)

	H ₂	CH ₄
Wirkungsgrad - der Herstellung - der Verstromung	70-80% gleich	H ₂ *0,85 ~ 60-70% gleich
Infrastruktur - Strom - Wärme - Verkehr	(Zusatzgas) - nicht kompatibel - nicht kompatibel - nicht kompatibel	(Austauschgas) - kompatibel - kompatibel - kompatibel
Energiedichte = weniger Platzbedarf für Speicher	10 MJ / Nm ³	33 MJ / Nm ³
CO ₂ -Neutralität	Gegeben	Gegeben mit CO ₂ aus Biomasse, Atmosphäre und nicht-energet. CO ₂
Sicherheit	Im TWh Maßstab nicht erprobt	Im TWh Maßstab erprobt
Transformations-Kosten	Einspeicherung Strom-H ₂ Speicherung Ausspeicherung H ₂ -Strom Transport / Pipelines	Nur Einspeicherung

Quelle: BMU Leitszenarien, Herbst 2010

Energieverbrauch und -speicherkapazitäten in Deutschland (2008)

		Strom	Erdgas	Flüssig- kraftstoffe ¹⁾
Verbrauch	[TWh/a]	615	930	707
durchschnittliche Leistung	[GW]	70	106 ²⁾	81
Speicherkapazität	[TWh]	0,04 ³⁾	217 ⁴⁾	250 ⁵⁾
rechnerische Speicherreichweite ⁶⁾	[h]	0,6	2000	3100

1) Benzin, Diesel, Kerosin

2) jahreszeitlich stark schwankend

3) Pumpspeicherwerke

4) 47 Untertage-Gasspeicher (zzgl. 79 TWh in Bau / Planung)

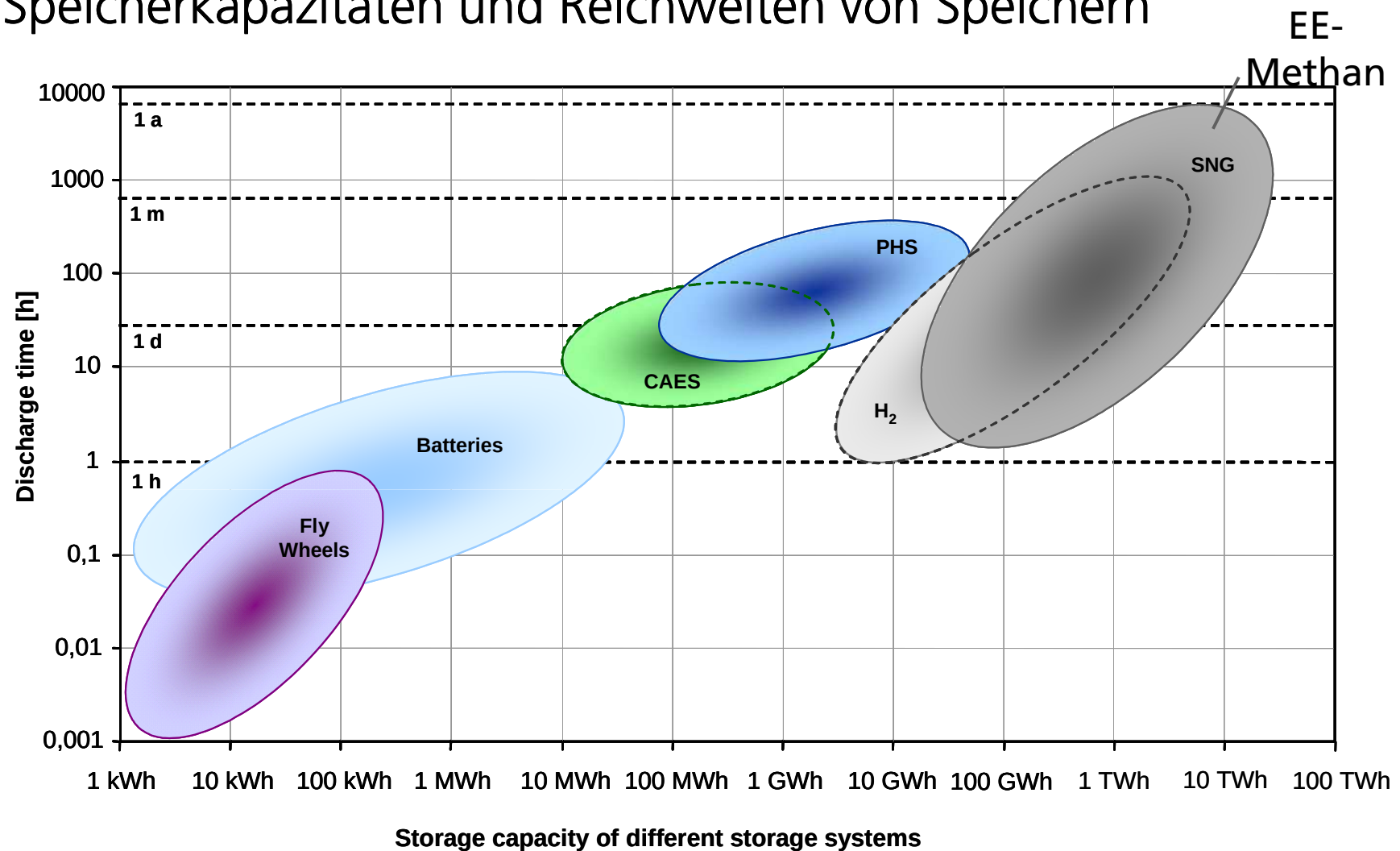
5) Bevorratung an Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl EL

6) bezogen auf die durchschnittliche Leistung

Quelle: Specht et al, 2010

→ der größte vorhandene nationale "Speichersee" ist das Erdgasnetz

Speicherkapazitäten und Reichweiten von Speichern



Quelle: Specht et al, 2010

Erneuerbares Methan – Power-to-Gas - Vorteile

- Nutzung der vorhandenen Infrastruktur
 - Pipelines, Speicher, Kraftwerke, BHKW, Herde, Heizungen, Fahrzeuge
 - Immense Kostenersparnis; Austauschgas statt Zusatzgas
- Langzeitspeicherung von EE im Erdgasnetz – „ohne“ Begrenzung
 - CH₄ (Erdgas) Langzeitspeicherung technisch erprobt und vorhanden
 - Vol. Energiedichte von CH₄ 3x höher als von H₂
 - Kombination mit Biogas / Bioethanol oder CO₂ recycling im Gaskraftwerk
- CO₂-neutraler kohlenstoff-basierter Energieträger für Verkehr (und Wärme)
 - hohe Energiedichte, keine Begrenzung der KFZ-Reichweite
 - weniger Konkurrenz zu Nahrung bzw. landwirtschaftlichen Nutzflächen
- Minderung der Importabhängigkeit von Erdgas und Transportstaus
 - Übertragungskapazität von Gas vs. Strom: eine Größenordnung höher
 - „Gas“ aus der Sahara – Pipeline zw. Algerien und Spanien vorhanden

2030

100%
EE-Strom

Regenerative
Mobilität

2040

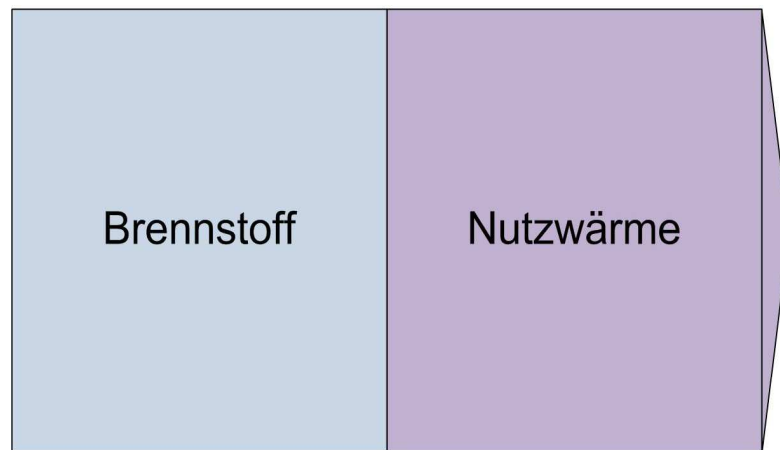
Wärme-
pumpen

E-KFZ

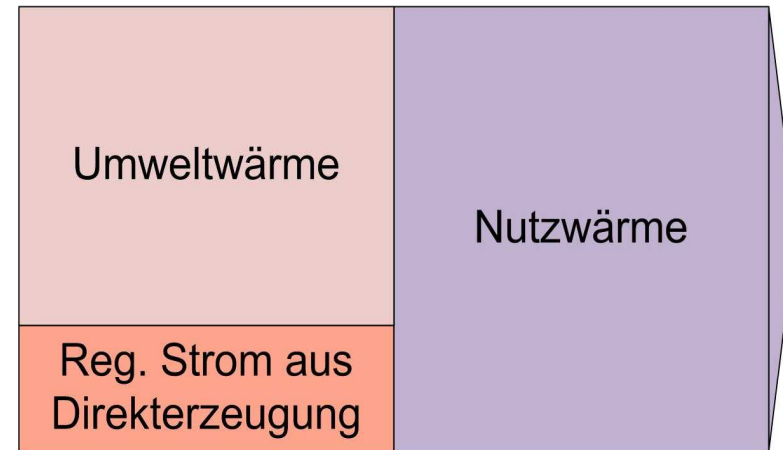
Effizienzsprung regenerative Wärmepumpen (Geothermie)

Wärmebereitstellung

- 4) Nutzung von Elektrowärmepumpen
- 2) Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung



Direkte Verbrennung



Elektr. Wärmepumpe

Quelle: Sterner, Schmid, Wickert, BWK 06/08, 2008; WBGU, 2008

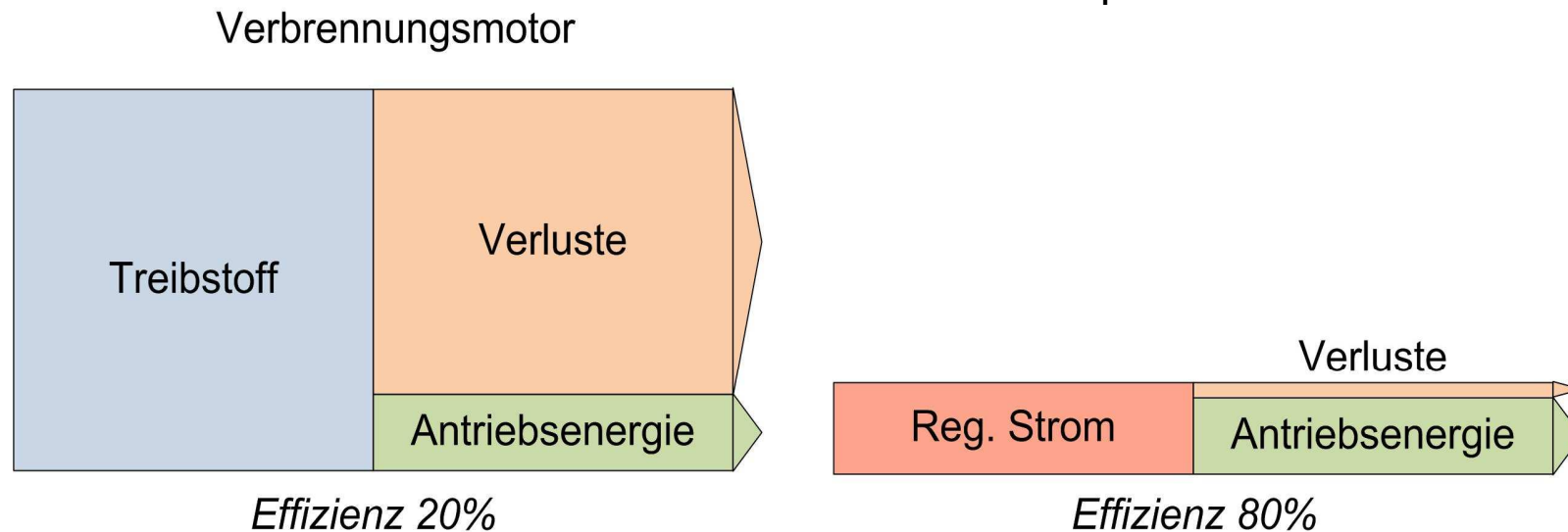
Effizienzsprung Elektromobilität: Faktor 3 - 4

Verkehr

Umstieg auf Elektromobilität

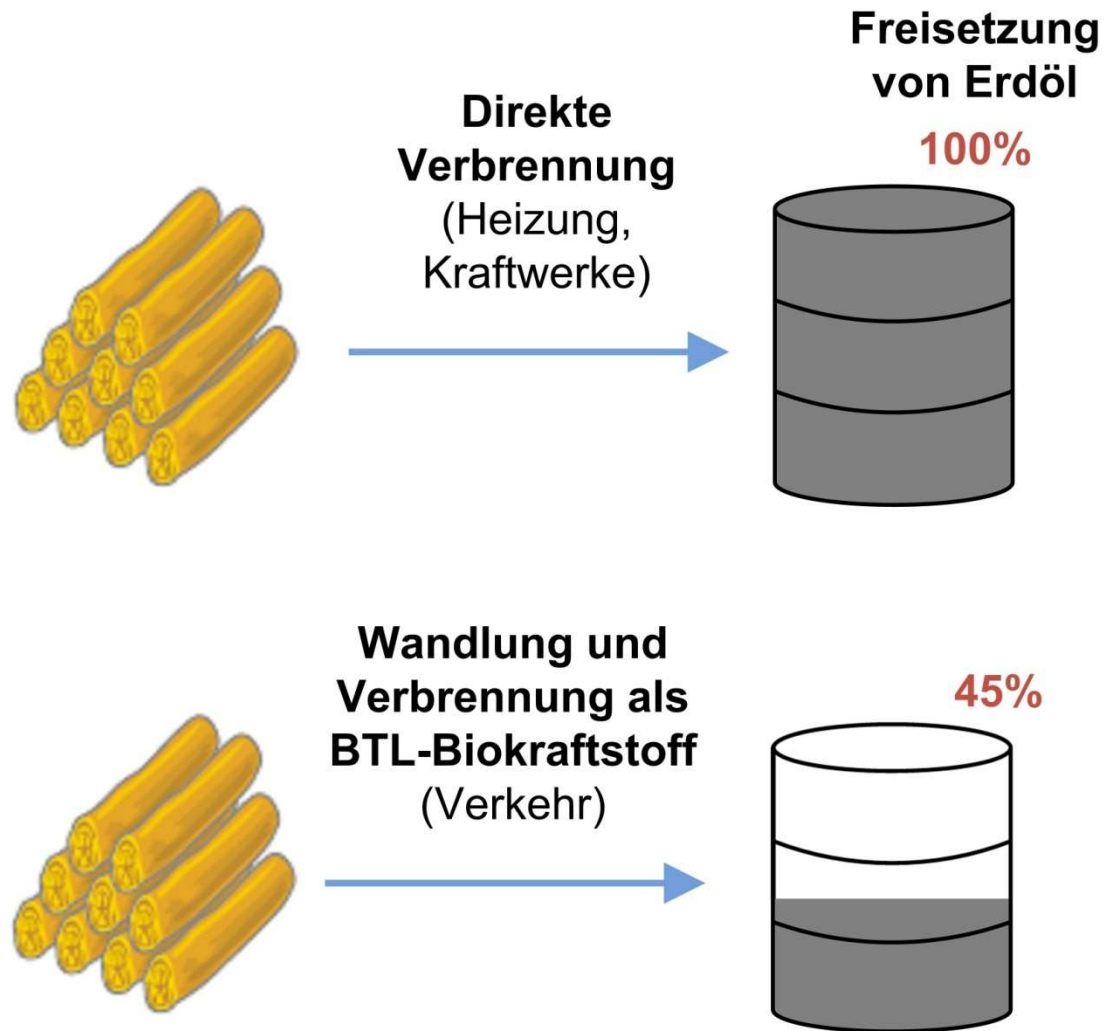
Vorteile der Elektromobilität:

- Abwärmenutzung möglich
- CO₂-Abtrennung möglich
- weniger Feinstaub in den Städten
- weniger Lärm
- Stromspeicher

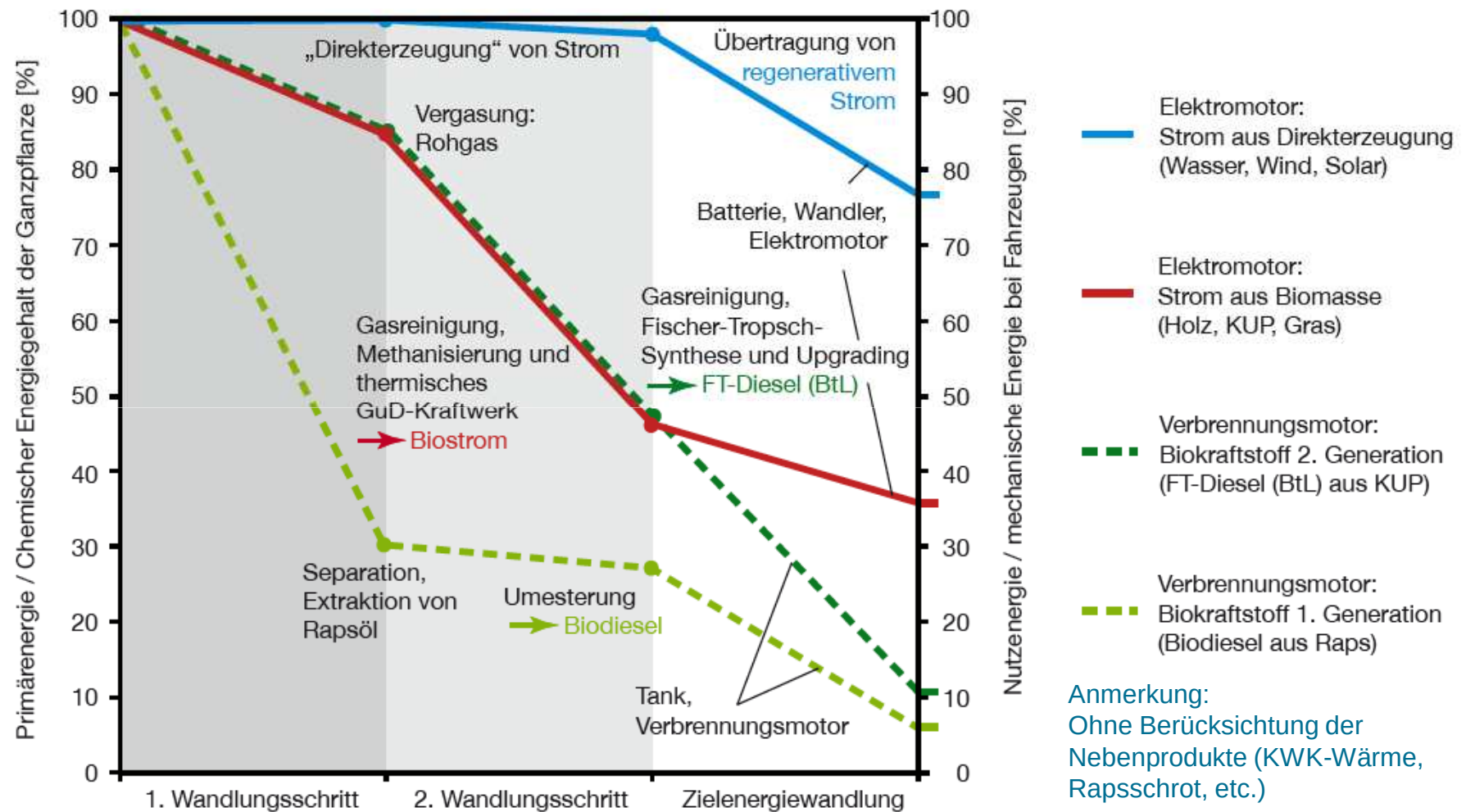


Quelle: Sterner, Schmid, Wickert, BWK 06/08, 2008; WBGU, 2008

Holzartige Biomasse als Erdölersatz



Bioenergie im Verkehr - Wirkungsgrade



Anmerkung:
Ohne Berücksichtigung der
Nebenprodukte (KWK-Wärme,
Rapsschrot, etc.)

Quelle: WBGU, 2008

Klimaschutzwirkung von Bioenergie

■ Die 3 wichtigsten Kriterien von Treibhausgas-Bilanzen

- Was wird ersetzt / verdrängt? (Kohle, Öl, Gas, EE) – Referenzsystem
- Welche Landnutzungsänderungen erfolgen? (direkt, indirekt) – nur NaWaRo
- Auf was wird bilanziert? (km , kWh_{th} , kWh_{el}) – funktionale Einheit

■ Beispiele

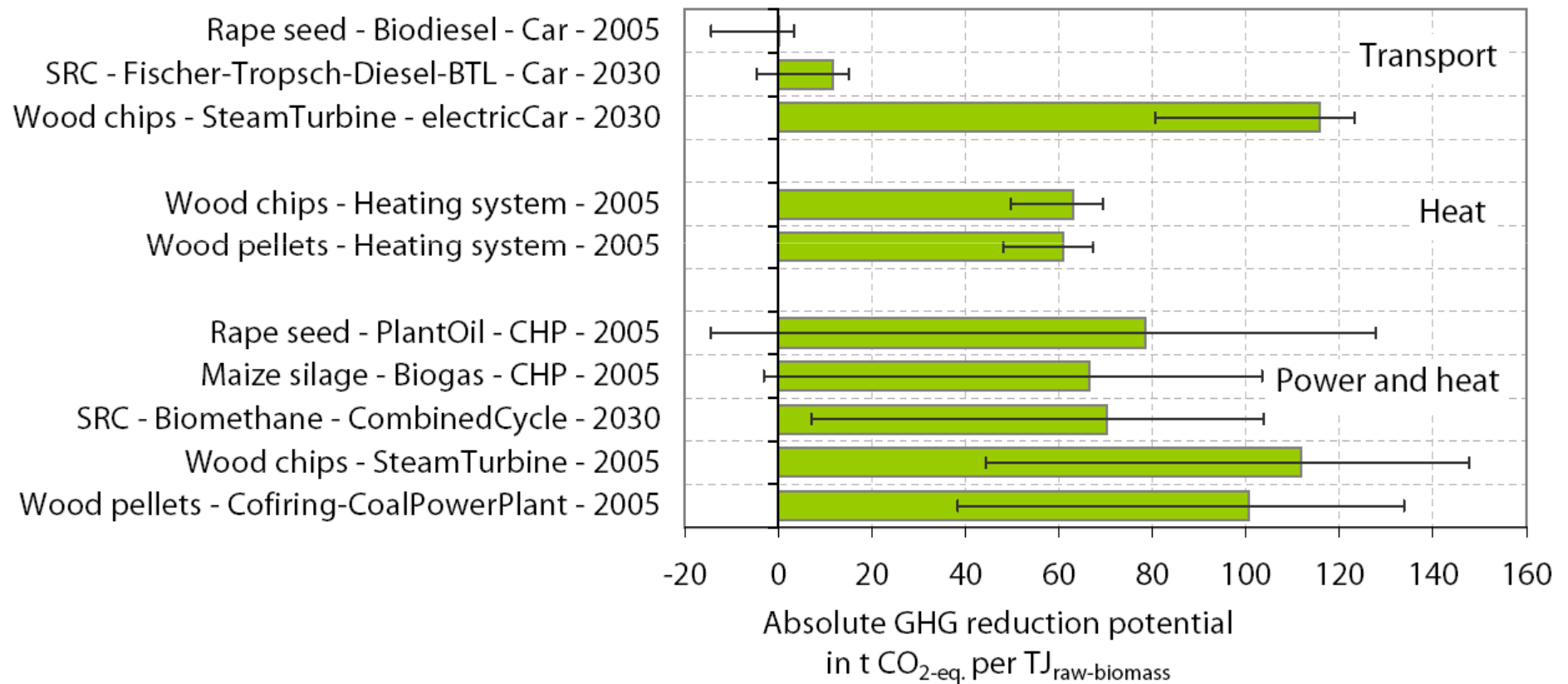
- KWK vs. GuD (2 x Öl vs. 1x Gas/Kohle ersetzen)
- KWK + E-mobilität = höchste Klimaschutzwirkung v. Bioenergie im Verkehr in Dtl.
(„Zukunftsmusik“, aber gültig solange wir Kohle verstromen und mit Öl/Gas heizen)

■ Strategische Verwendung

- „Goldene Regel“: Immer den CO_2 -intensivsten Energieträger ersetzen!
- Zeitachse hoch relevant: Kohle statt Öl – später Öl – Schieferöl kommt nicht n. Dtl.
- Biokraftstoffe sind nicht alternativlos

Treibhausgas-Vermeidungsleistung in t CO₂-äq. per TJ_{Trockenmasse}

Beispiele



Optionen für regenerative Mobilität im Vergleich

■ Biokraftstoffe

- + hohe Energiedichte → lange Reichweiten; + (meist) infrastrukturkompatibel
- - hohe Landnutzungskonkurrenzen; - „schwierige“ Treibhausgasbilanzen
- - begrenzte Potential

■ Elektromobilität

- + effizient; + Feinstaub, Lärm
- + „unbegrenzte“ nachhaltiges Energiepotential
- - Fahrzeugtechnologie noch zu entwickeln
- - begrenzte Reichweite

Erneuerbares Methan bzw. EE-Kraftstoffe aus EE-Strom + Wasser + CO₂

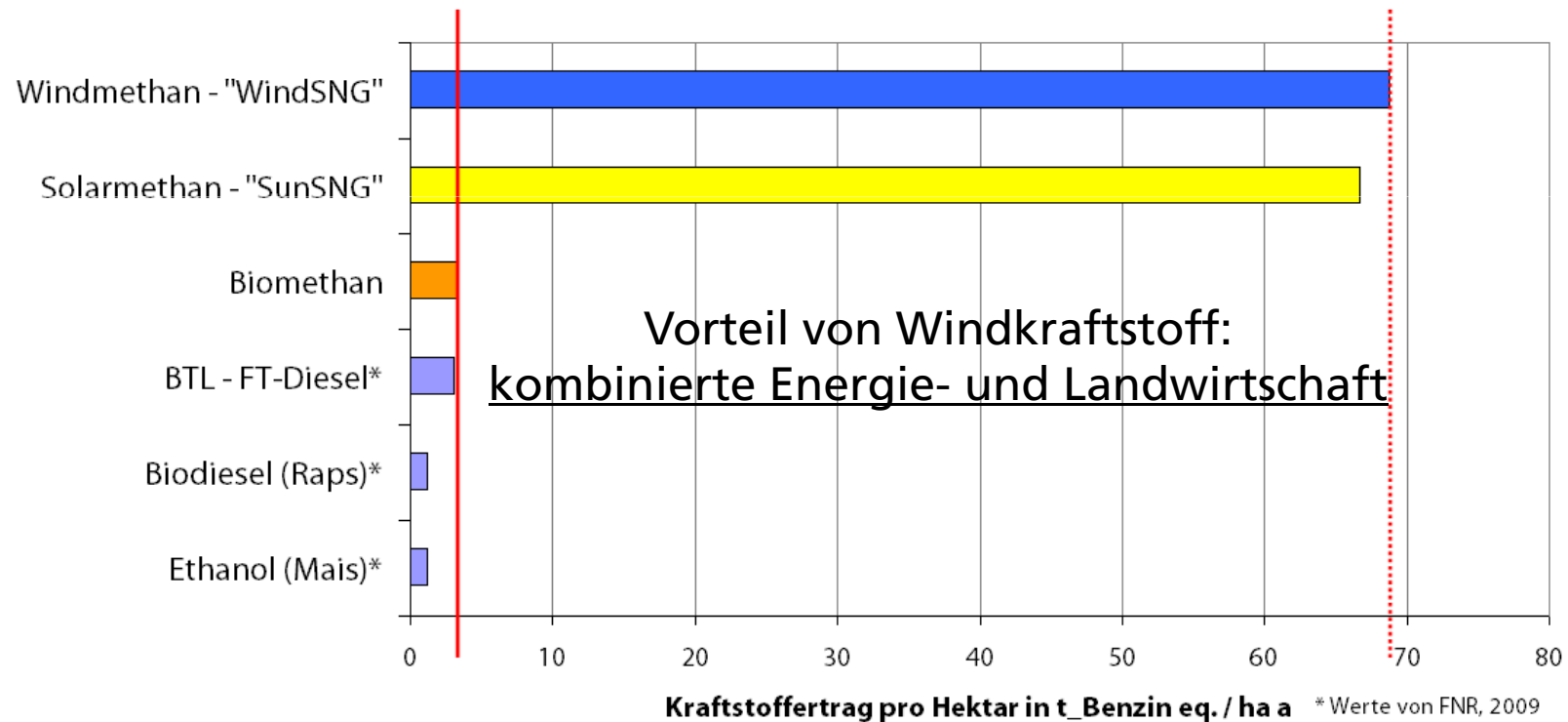
- + keine Begrenzung von Potential und Reichweite
- + infrastrukturkompatibel
- + Fahrzeugtechnologie / „Schwarmstrom“-KW vorhanden
- - noch am Anfang

Quelle: Sterner, 2009; WBGU, 2009

Optionen für regenerative Mobilität - erneuerbares Methan

Effiziente Landnutzung mit weniger Konkurrenz zu Nahrung

Pfad	Solare Einstrahlung	Wandlungseffizienz	Gespeicherte chemische Energie
Solar → Pflanze → Biokraftst.	100%	1%	0,5% (Biomethan)
Solar → PV → Solarkraftst.	100%	15%	10% (Solarmethan)



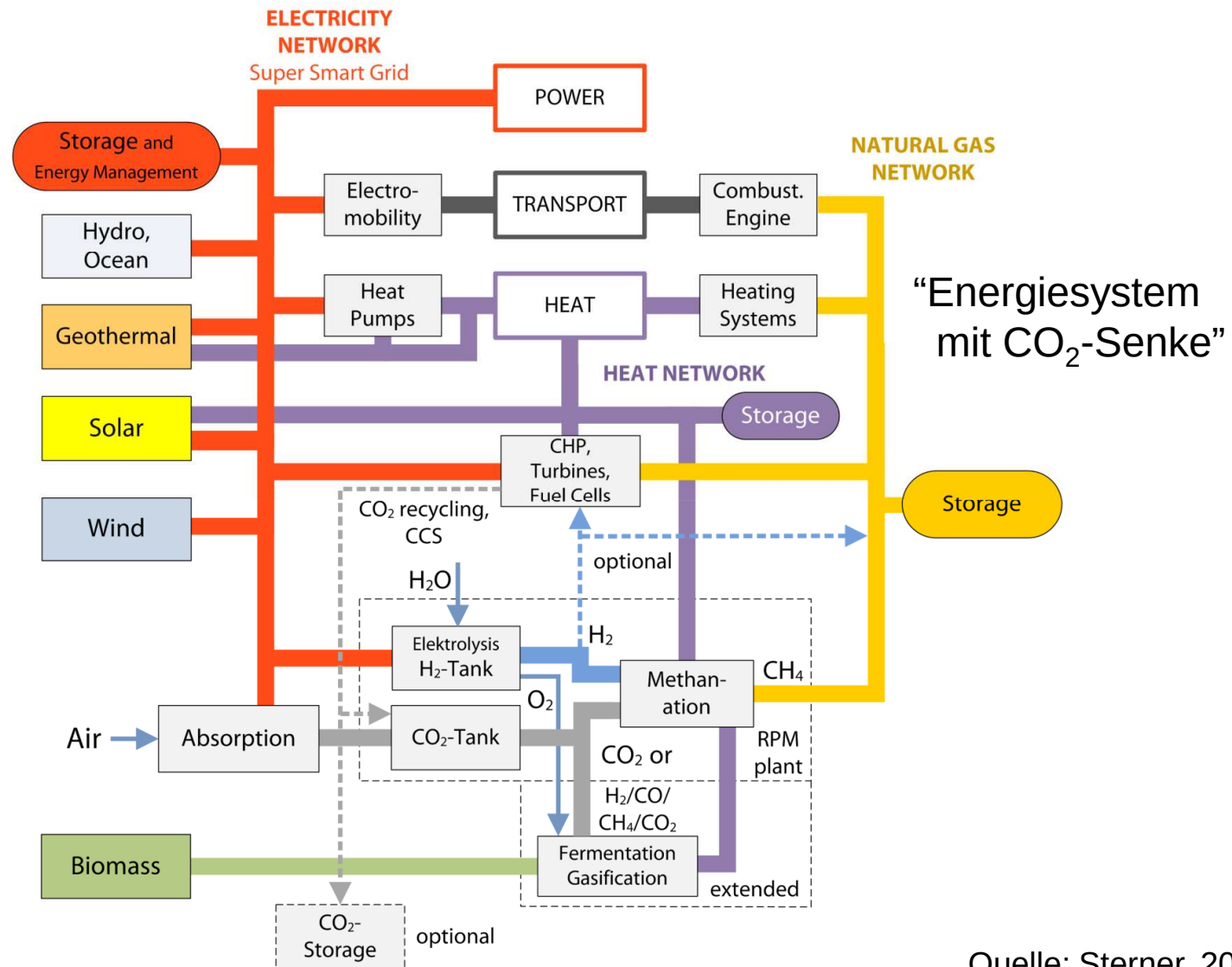
2040

Regenerative
Vollversorgung

2050

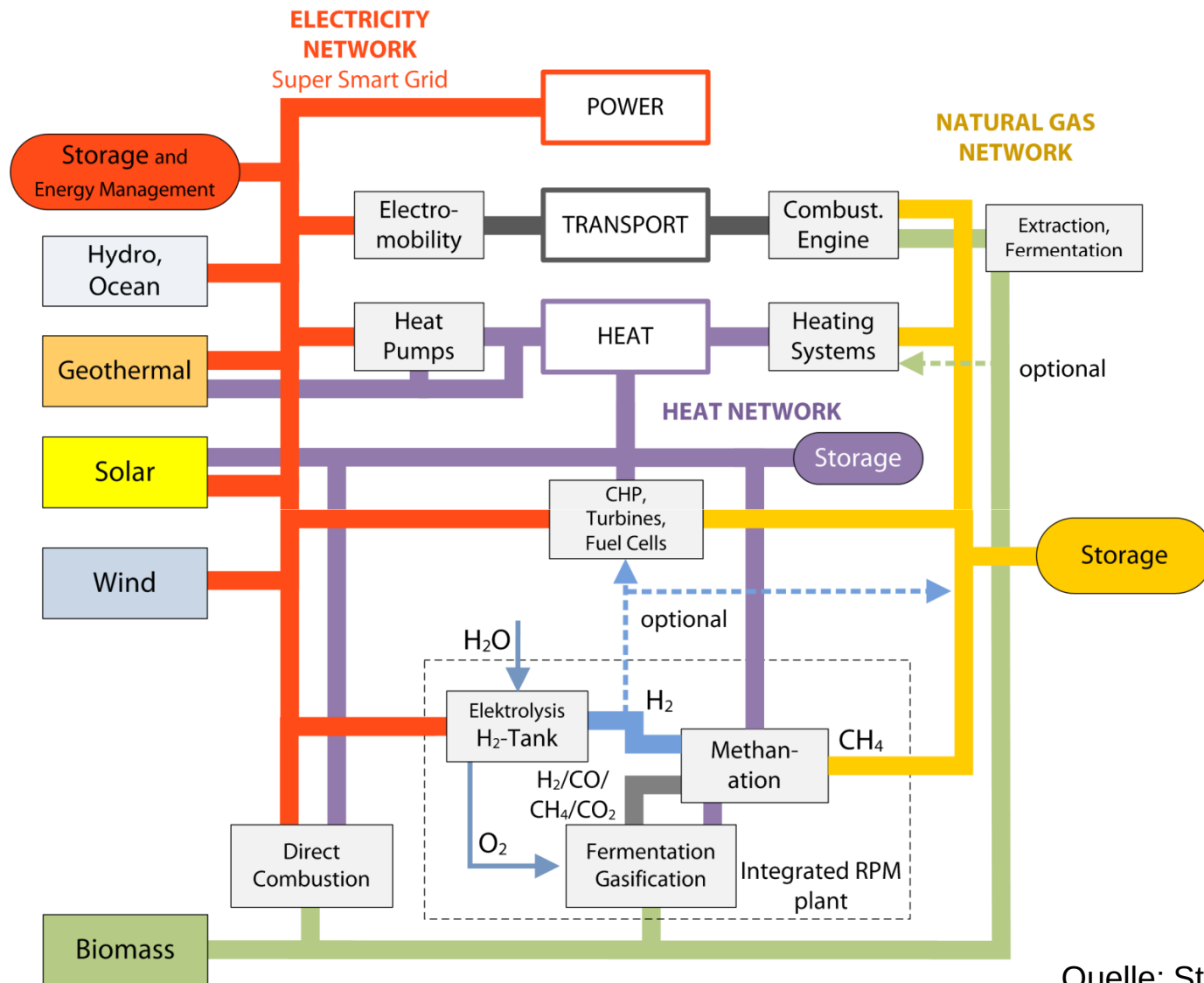
Kosten

100% EE-Struktur für Strom, Wärme, Verkehr – mit Bioenergie Reststoffen



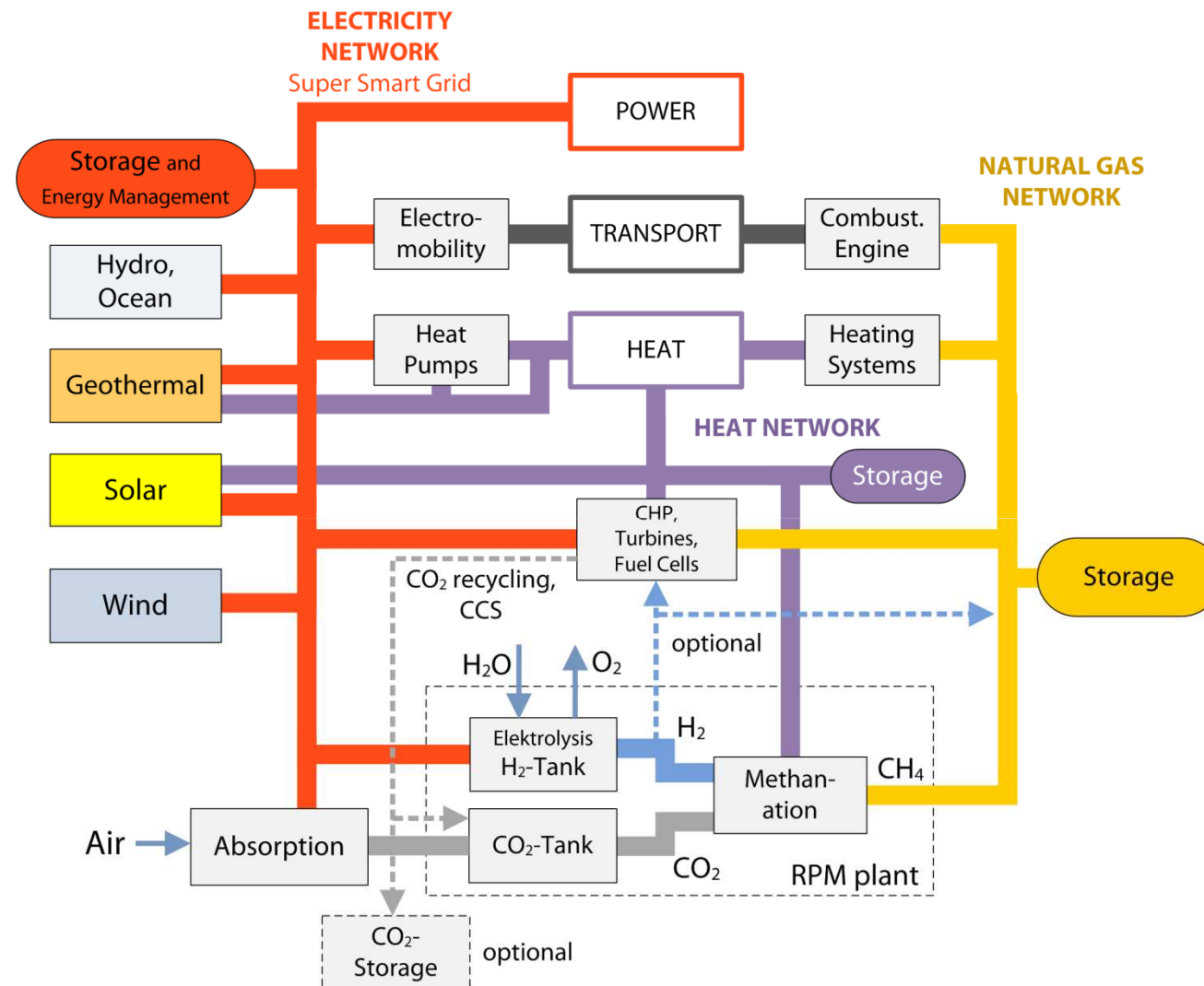
Quelle: Sterner, 2009

100% EE-Struktur für Strom, Wärme, Verkehr – mit Bioenergie überall



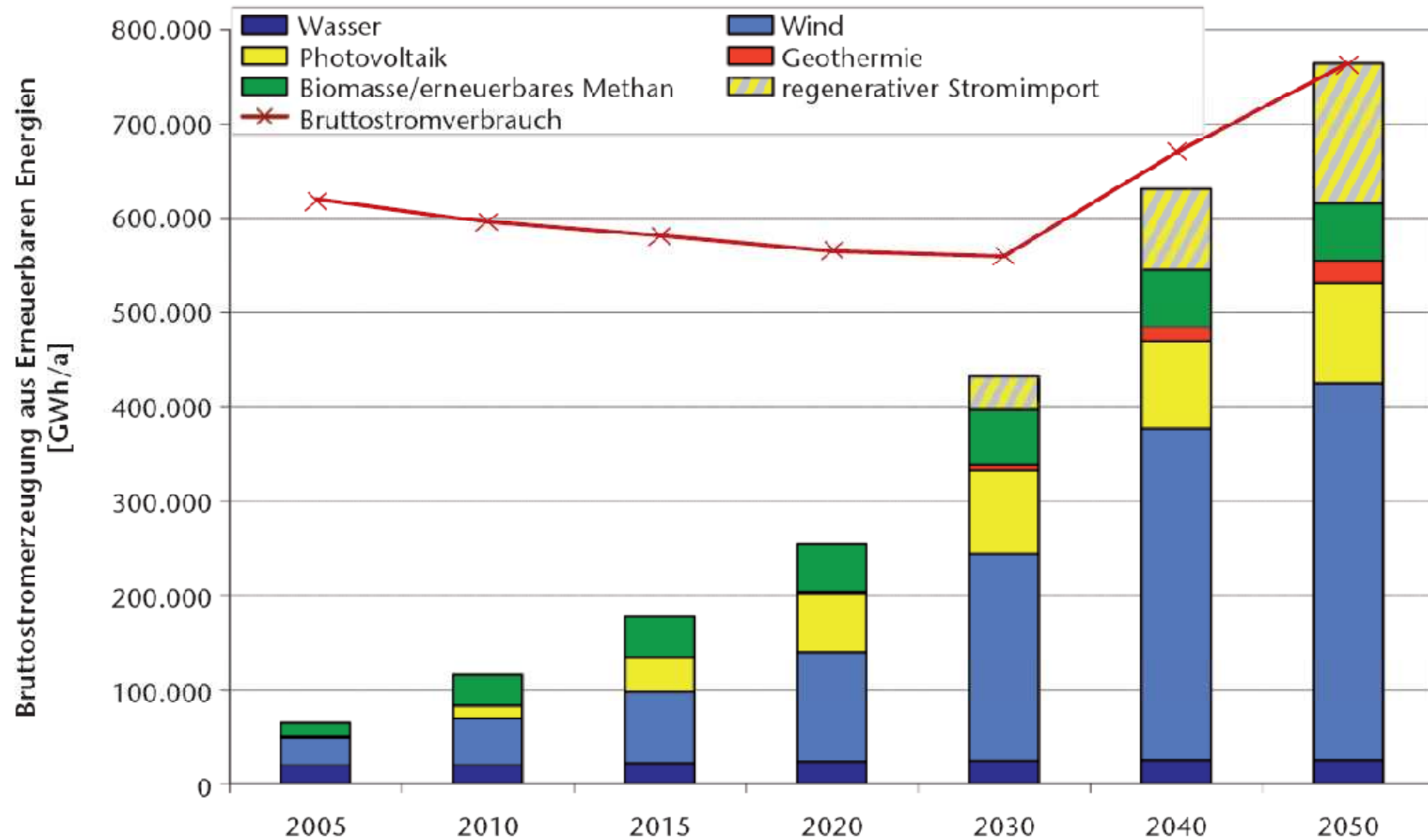
Quelle: Sterner, 2009

100% EE-Struktur für Strom, Wärme, Verkehr – ohne Bioenergie



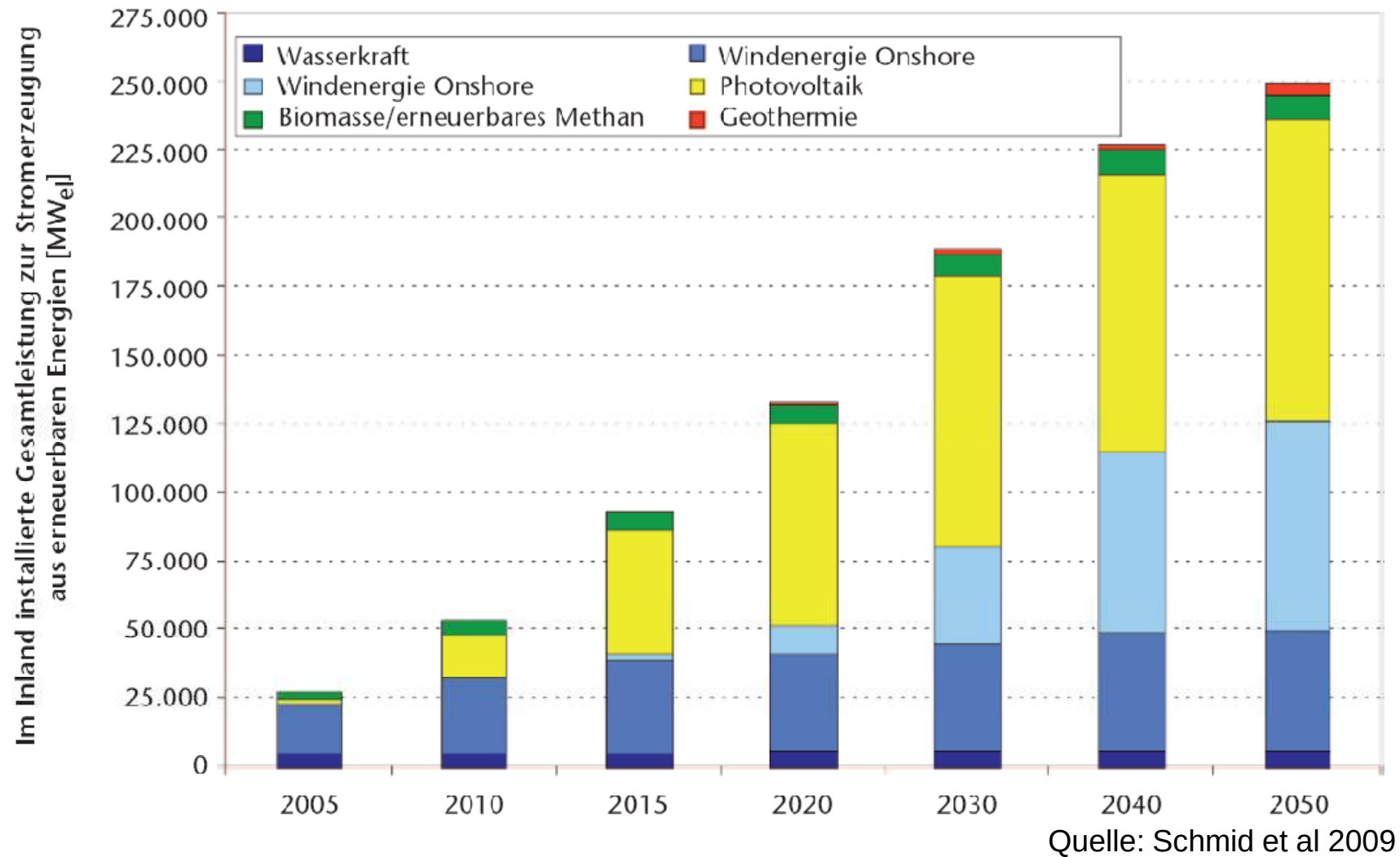
Quelle: Sterner, 2009

Das FVEE Szenario für 100% EE Deutschland: Stromerzeugung

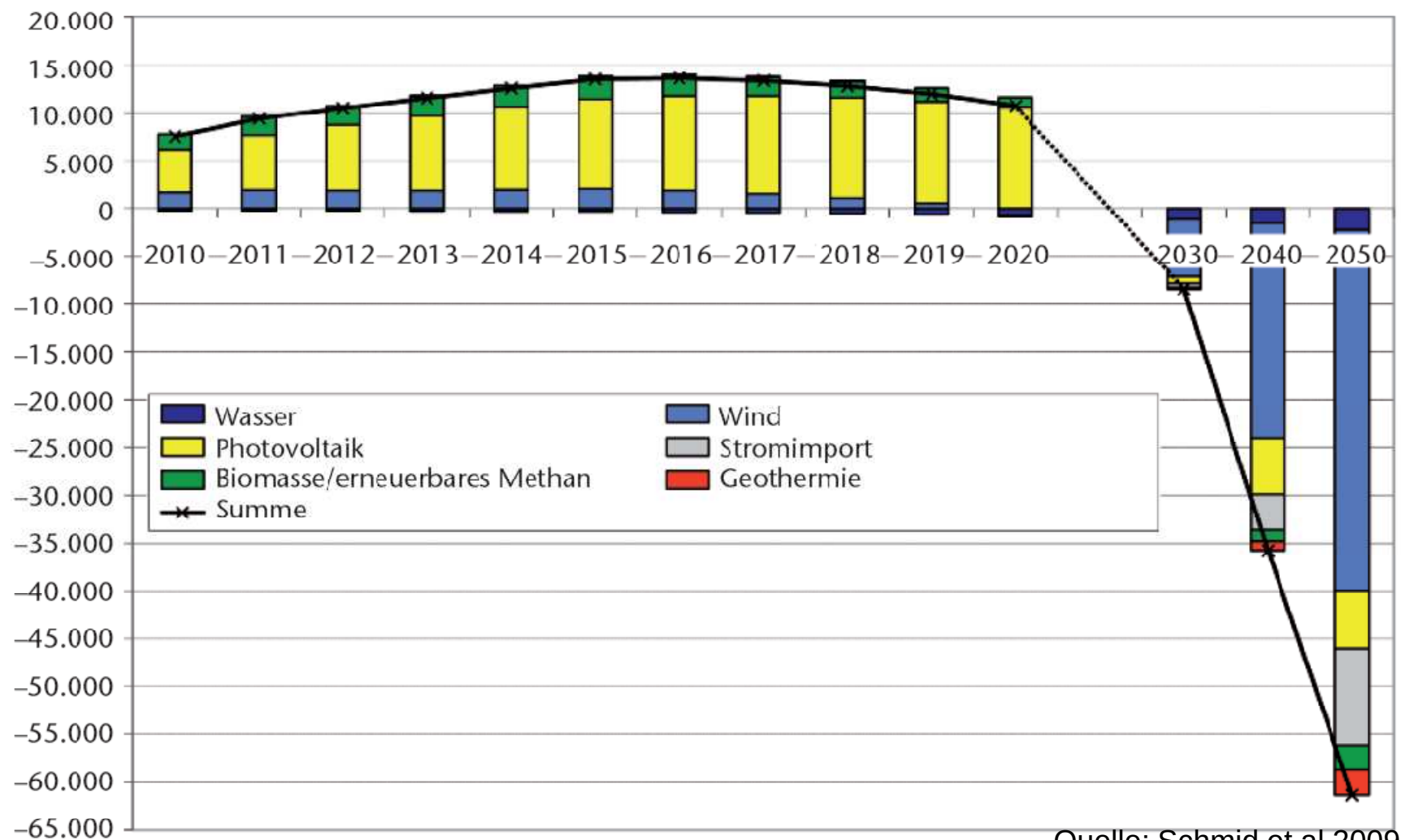


Quelle: Schmid et al 2009

Das FVEE Szenario für 100% EE Deutschland: Installierte Leistung

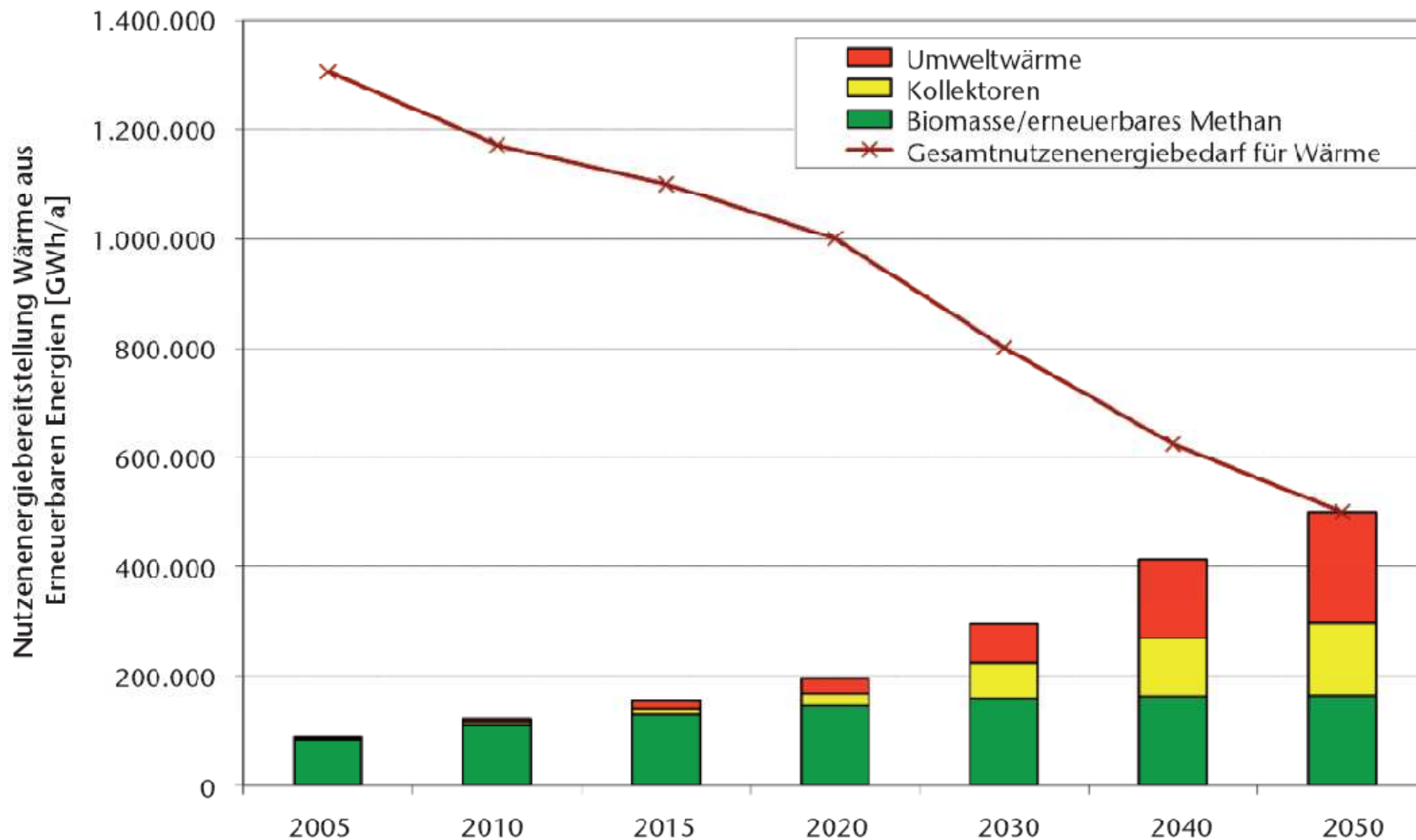


Differenzkosten der Stromerzeugung in Mio. EUR



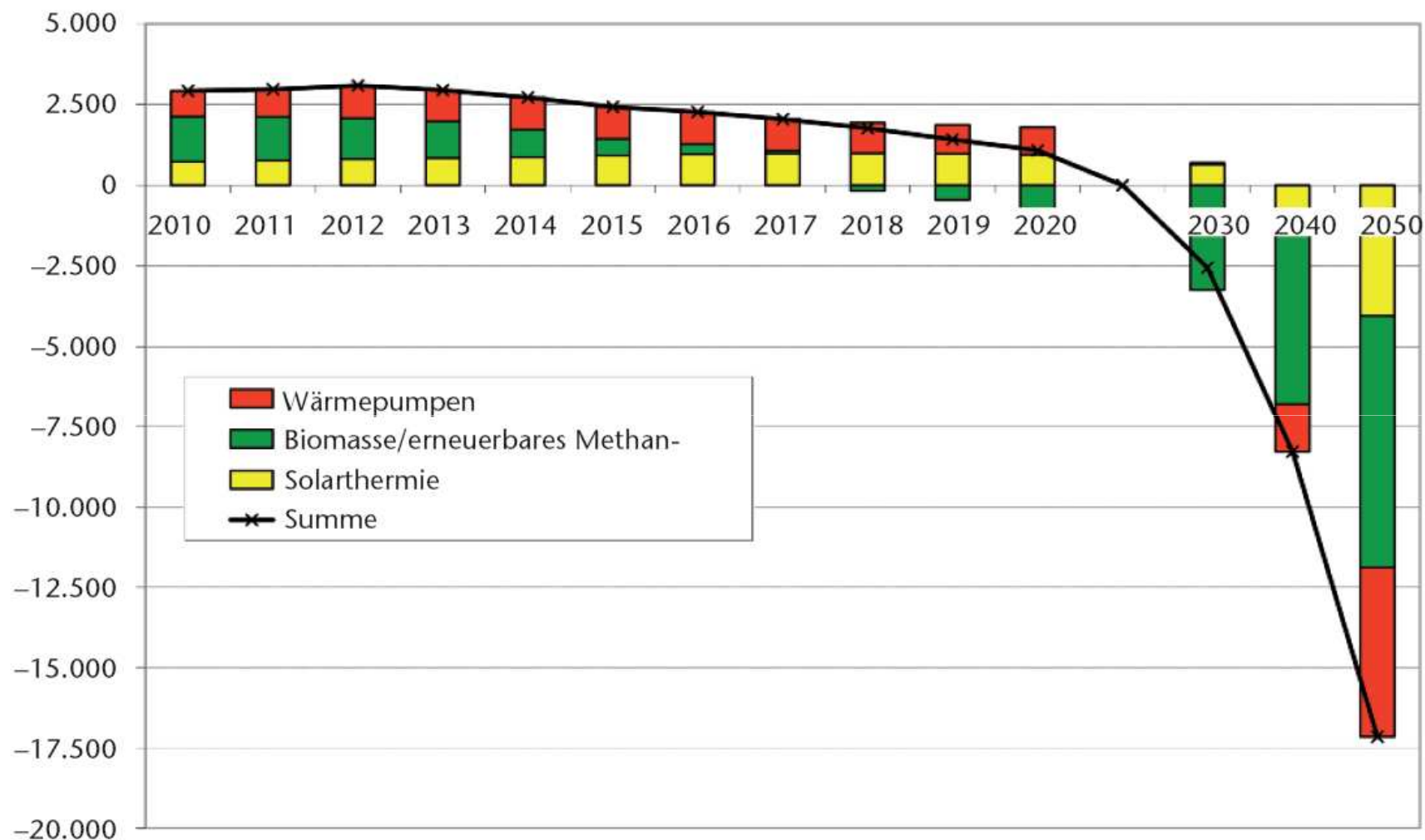
Quelle: Schmid et al 2009

Das FVEE Szenario für 100% EE Deutschland: Wärmesektor



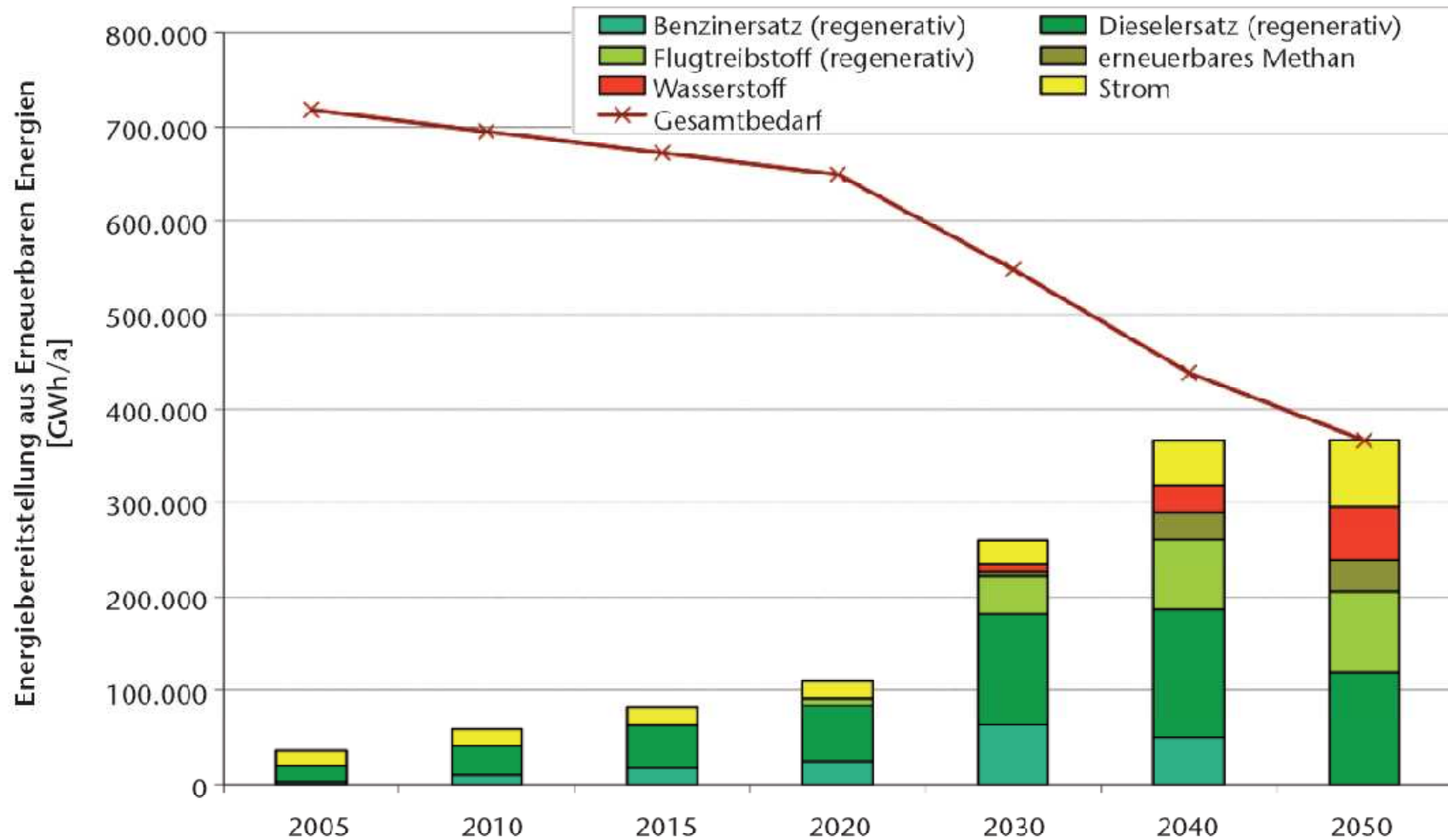
Quelle: Schmid et al 2009

Differenzkosten in Mio. EUR der Wärmebereitstellung



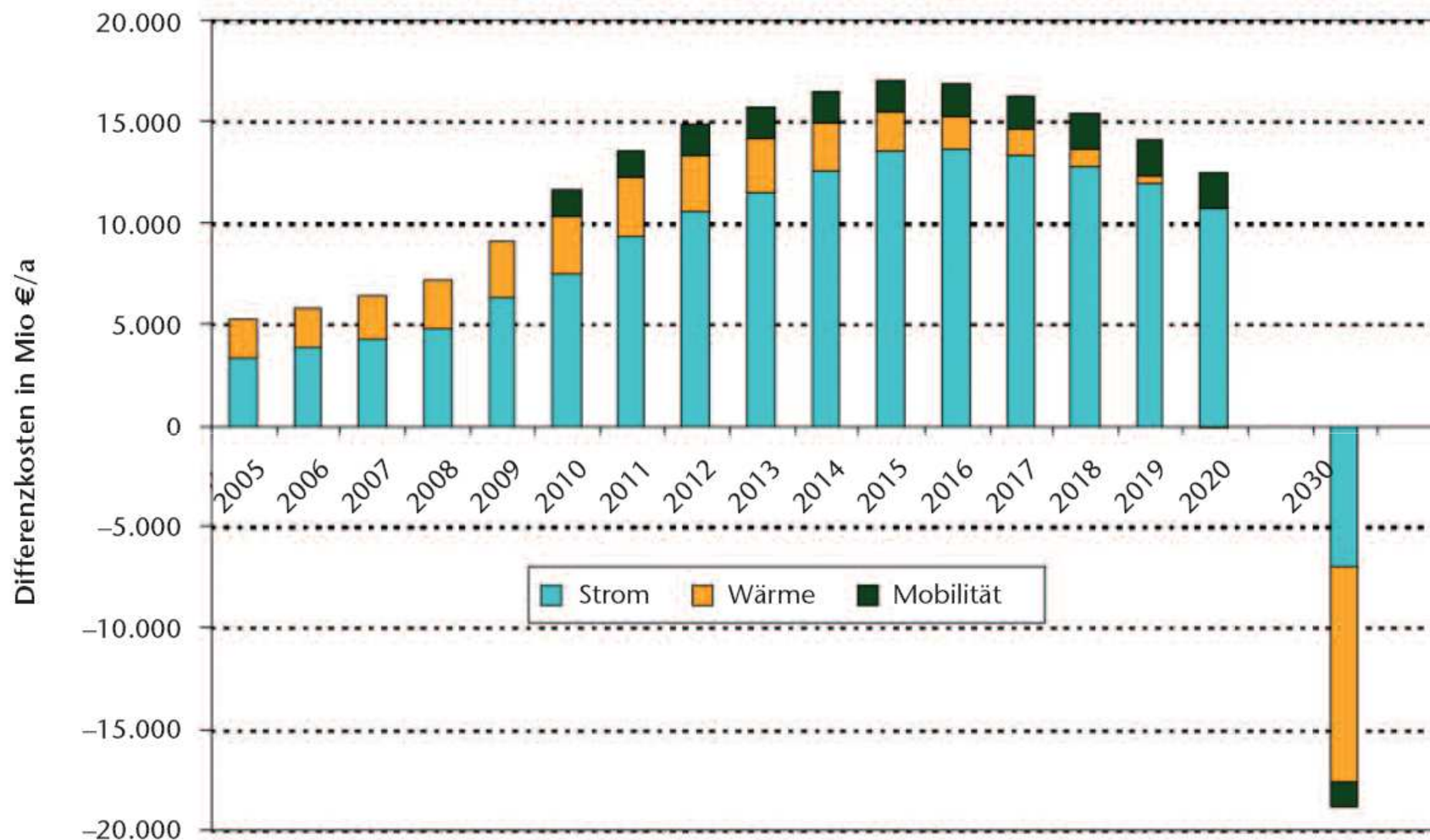
Quelle: Schmid et al 2009

Das FVEE Szenario für 100% EE Deutschland: Verkehrssektor



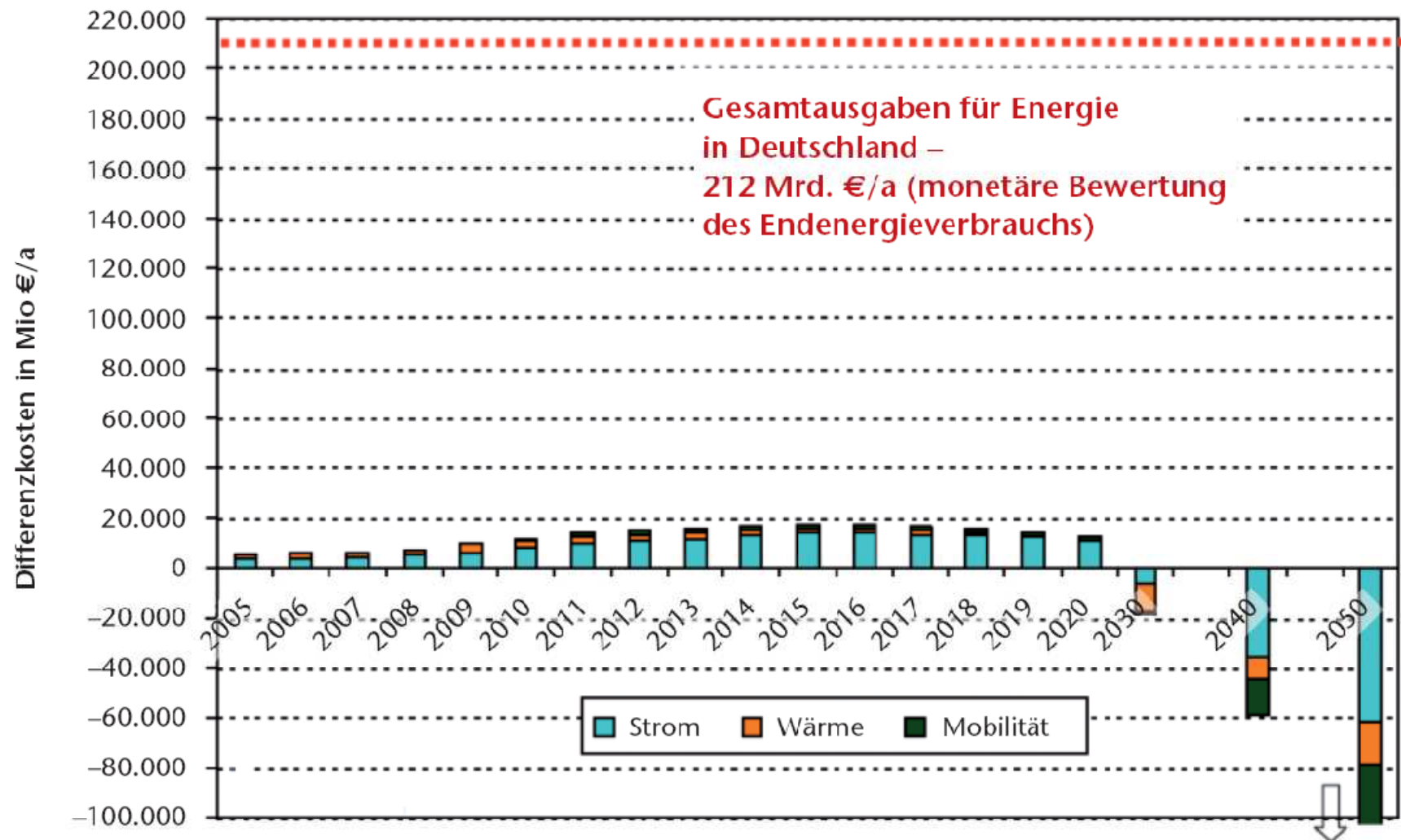
Quelle: Schmid et al 2009

Differenzkosten in Mio. EUR – all together



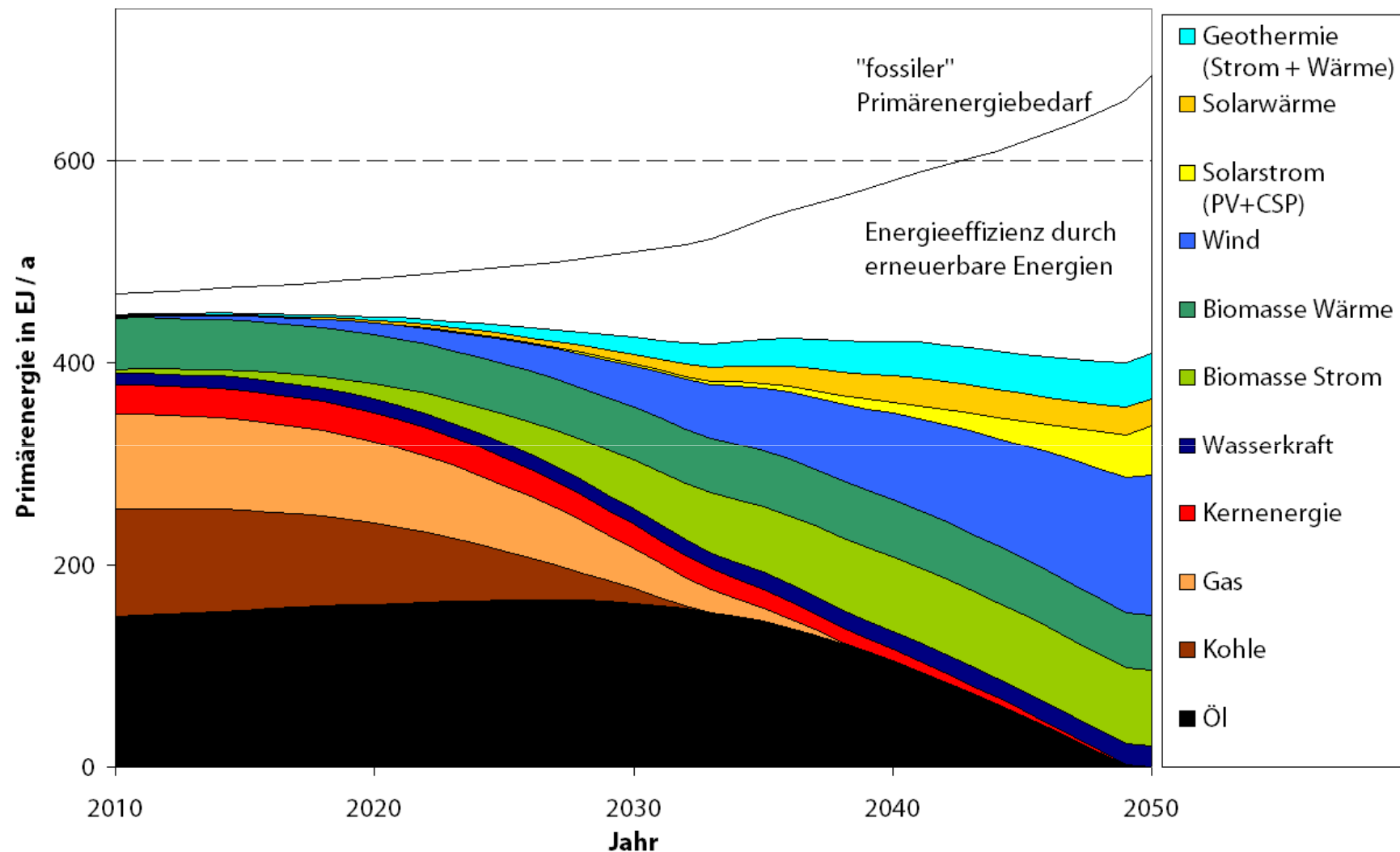
Quelle: Schmid et al 2009

Differenzkosten in Mio. EUR – all together – in Relation



Quelle: Schmid et al 2009

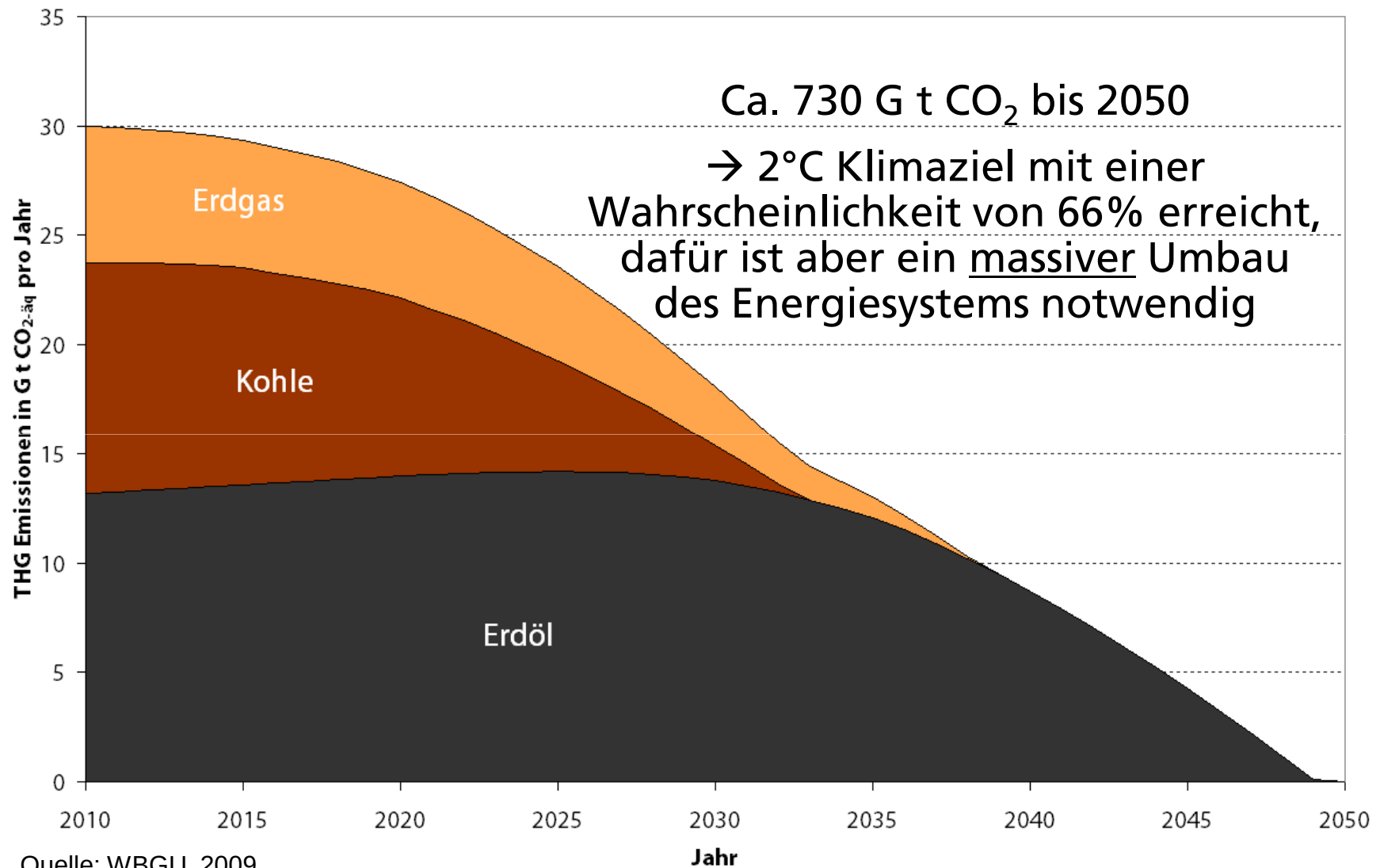
IWES Szenario 100% EE für WBGU: Primärenergiebedarf



Quelle: WBGU, 2009

Nach Wirkungsgradmethode

IWES Szenario 100% EE für WBGU: Energiebedingte Emissionen



Zusammenfassung

- Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist
 - technisch möglich
 - ökonomisch vorteilhaft auf lange Sicht
 - ökologisch / klimatechnisch not-wendig

- Herausforderungen
 - Umbau der Energieversorgungsstrukturen
 - Hoher Investitionsaufwand zu Beginn
 - Technologie- und Wissenstransfer
 - "Transformation" des Bewusstseins
(EE und konv. Energiewirtschaft zusammenbringen & Menschen mitnehmen)

- Entscheidend
 - politischer Wille und Bewusstseinswandel

2050

Vielen Dank

Quellen (1) zu Klima, Energie und erneuerbarem Methan und 100% EE-Systemen / Transformation

WBGU (2009): Kassensturz zum Weltklimavertrag – Der Budgetansatz. Sondergutachten 2009. Berlin: WBGU – Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen. <http://www.wbgu.de>

WBGU (2008): Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008. Berlin: WBGU – Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen. <http://www.wbgu.de>

Schmid et al (2010): FVEE Vision für eine regenerative Vollversorgung (FVEE Energiekonzept). FVEE, Berlin. www.fvee.de

Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Universität Kassel, Dissertation.
<http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. FVEE Jahrestagung 2009. Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien. FVEE, Berlin.

Solar-fuel (2009): www.solar-fuel.com

Quellen (2) zum Systemkonflikt / Mix konv. und EE

BEE (2009): Branchenprognose Stromversorgung 2020. BEE, Berlin.

<http://www.bee-ev.de/Energieversorgung/Strom/Stromversorgung-2020.php>

LBBW Research (2010): Sector Report Energy & Power Technology, Institutional Equity Research, Landesbank Baden-Württemberg, Stuttgart.

Saint-Drenan, Y.M.; von Oehsen, A.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“. Fraunhofer IWES, Kassel.

[http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWES-Simulation Stromversorgung2020 Endbericht.pdf](http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf)

Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.M.; von Oehsen, A.; Hochloff, P.; Kocmajewski, M.; Lindner, P.; Jentsch, M.; Pape, K.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Studie für Schluchseewerke AG. Fraunhofer IWES, Kassel.

<http://www.schluchseewerk.de/105.0.html>

RWE (2009): The Need for Smart Megawatts Power Generation in Europe – Facts & Trends. December 2009. RWE, Essen.

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/355588/data/214416/55716/rwe/investor-relations/events-praesentationen/fakten-kompakt/power-generation-in-europe/The-Need-for-Smart-Megawatt-Power-Generation-in-Europe-Facts-Trends-Vollversion-PDF-Datei-.pdf>

Kontakt



Dr.-Ing. Michael Sterner

Fraunhofer Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik

Leiter Energiewirtschaft und Systemanalyse

+49 – 561 – 72 94 361

michael.sterner_at_iwes.fraunhofer.de

www.iwes.fraunhofer.de

www.wbgu.de (Gutachten frei verfügbar)