

VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020

Dr.-Ing. Ireneusz Pyc, Siemens Energy Sector

VDE-Studie



**Erneuerbare Energie
braucht flexible Kraftwerke
– Szenarien bis 2020**

Autoren**ETG-Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks**

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner, TU Wien (Leitung)

Dipl.-Ing. Wolfgang Glaunsinger, VDE ETG

Dipl.-Ing. Stefan Bofinger, IWES-Fraunhofer

Dipl.-Ing. Markus John, ABB AG, Division Energietechnik-Systeme

Dipl.-Ing. Wendelin Magin, ABB AG, Division Energietechnik-Systeme

Dr.-Ing. Ireneusz Pyc, Siemens, Energy Sector, Technology und Innovation

Dipl.-Ing. Steffen Schüler, Vattenfall Europe

Dipl.-Ing. Stephan Schulz, 50Hertz Transmission GmbH

Dr.-Ing. Ulrich Schwing, EnBW Kraftwerke AG

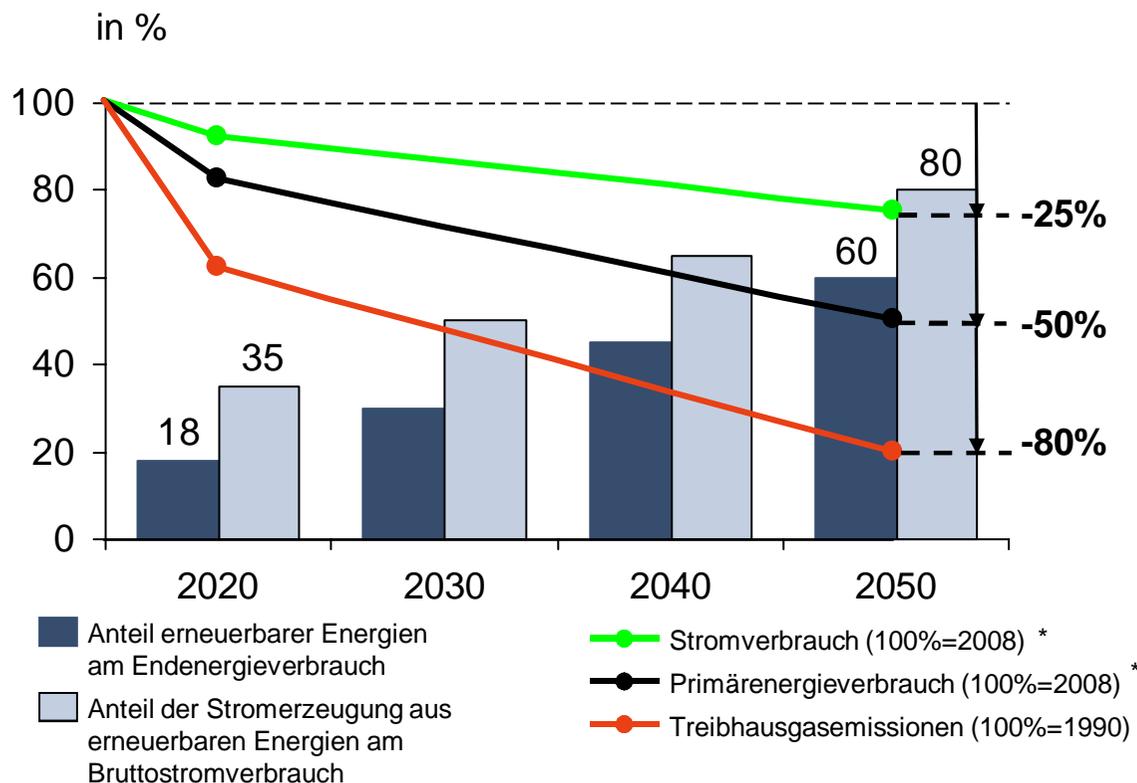
Dr. sc. Philipp Seydel, EnBW Trading GmbH

Dr. Florian Steinke, Siemens Corporate Technology

Inhalte

- Einführung
- Systemanalyse
- Wirtschaftlichkeit/Geschäftsmodelle
- Betriebliche Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke

Erinnern wir uns: Vision des Energiekonzepts 2050 Mehr Erneuerbare, weniger Emissionen



- Vorrangiges Ziel ~80% CO₂ Reduktion bis 2050
- Der Weg zu regenerativer und CO₂-freier Zukunft wird bestätigt. Die entscheidenden Erfolgsfaktoren dafür:
 - Effizienzmaßnahmen
 - radikale Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft
- Energieerzeugung erfolgt 2050 überwiegend aus EE
- Umformen der Verteilungsnetze in "intelligente" Netze („Smart Grid“)
- Ausbau der Speicherkapazitäten (z.B. Druckluft- und Wasserstoffspeicher)
- Stromimporte von 20 - 30% in 2050

* Es sind nur konkrete Zahlen für die Jahre 2020 und 2050 im Energiekonzept enthalten.

Quelle: Bundesregierung, Booz & Company Analysis

VDE-Task-Force „Flexibilisierung der thermischen Erzeugungskapazitäten“

- Arbeits-Zeitraum 2010 – 2012
- Interdisziplinäre, unparteiische Plattform
- Ziel:
 - Risiken der Energiewende durch Expertenforum mindern
 - Bestehendes Energiesystem als Ausgangspunkt
 - Möglichst viel EE integrieren bei geringen Aufwand und Abhängigkeiten von anderen neuen Technologien
 - Einbindung aller relevanten Parteien: Wind, PV, Netzbetrieb, Kraftwerksbetrieb, Netzregelung, Stromhandel, Industrie

Fragestellungen:

- Im Netz muss jederzeit die Leistung aller Erzeugung der Leistung aller Verbraucher entsprechen.
- Wie sieht ein sicherer und stabiler Netzbetrieb bei überwiegend fluktuierenden Einspeisungen aus Wind und PV aus ?
- Können alle thermischen Kraftwerke abgeschaltet werden und nur mit Wind und PV das Netz geregelt werden ?
- Wie viel Energie kann wie lange gespeichert werden – sind die Speicherkapazitäten nach Leistung und Energie ausreichend ?
- Welche neuen Aufgaben kommen auf die thermischen Kraftwerke zu und wie können diese erfüllt werden ?

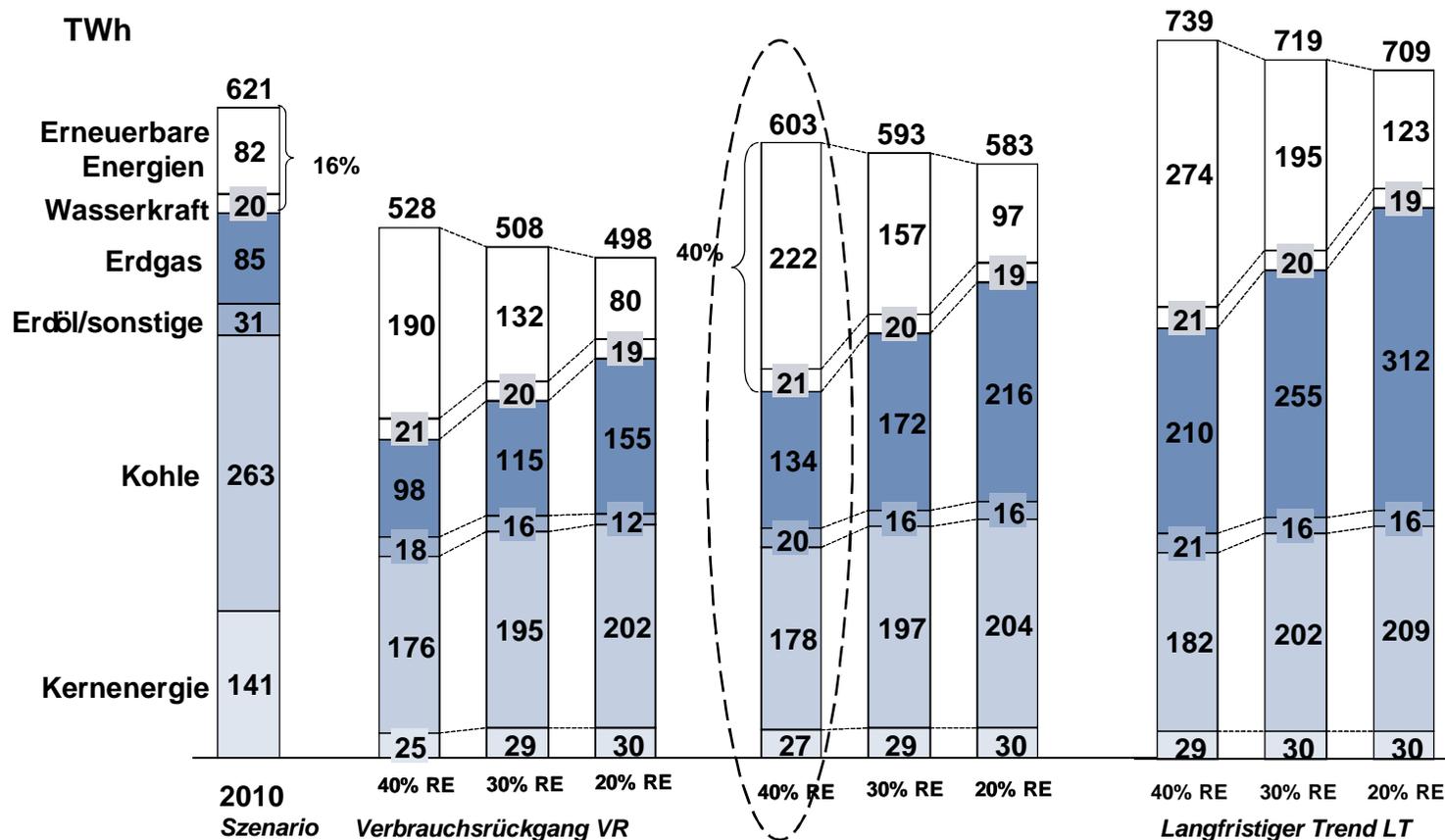
Systemanalyse

Szenarien/Modellrechnung

Für den Erfolg der 2050 - Vision ist die Entwicklung der nächsten 10 Jahre maßgeblich. Unter neun VDE - Szenarien ist das „VDE AT40“ als Referenz ausgewählt.

Verbrauchsrückgang (VR)	Aktueller Trend (AT)	Langfristiger Trend (LT)
...zurückgehender Verbrauch -1,6%/a	...stagnierender Verbrauch 0 %/a	...Übergang zu einem "electrical age" 1,8 %/a
Anteile regenerativer Energieträger in 2020		
regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%	regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%	regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%
PV Neubau		
Niedrig bis moderat	Moderat bis stark	Stark bis sehr stark
Wind Neubau		
Niedrig bis moderat	Moderat bis stark	Stark bis sehr stark
Kohle Neubau		
backlog + 1 CCS Demo Anlage	backlog + 1 - 2 CCS Demo Anlagen	backlog + 3 - 4 CCS Demo Anlagen
Erdgas Neubau		
Niedriger bis moderater Gas-Ausbau.	Moderater bis starker Gas- Ausbau.	Starker Gas- Ausbau.

Erzeugungspark 2020: konventionell & EE

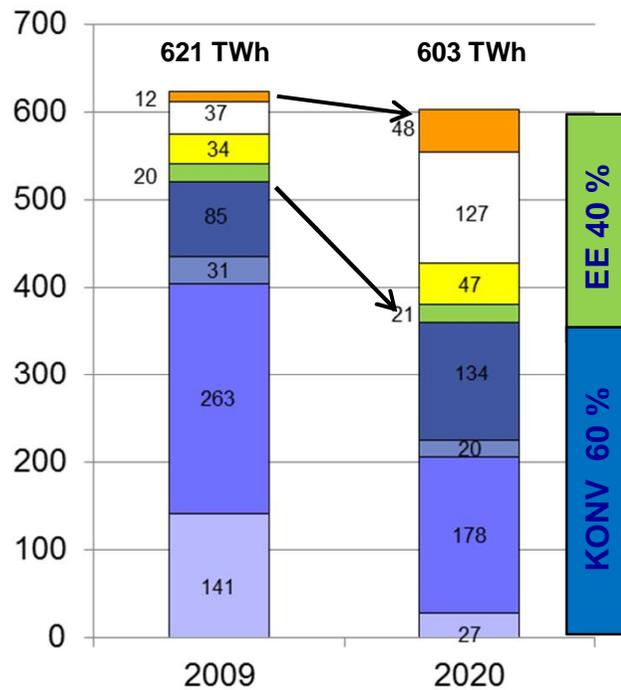


Aktueller Trend AT Szenario „AT40“

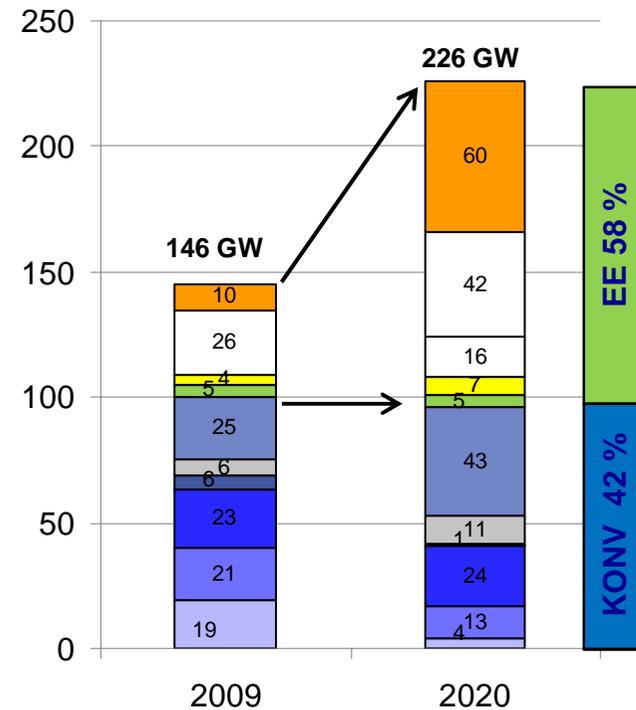
Kapazitäten und Erzeugung 2009 – 2020

VDE AT 40 Szenario

■ Erzeugung (TWh)



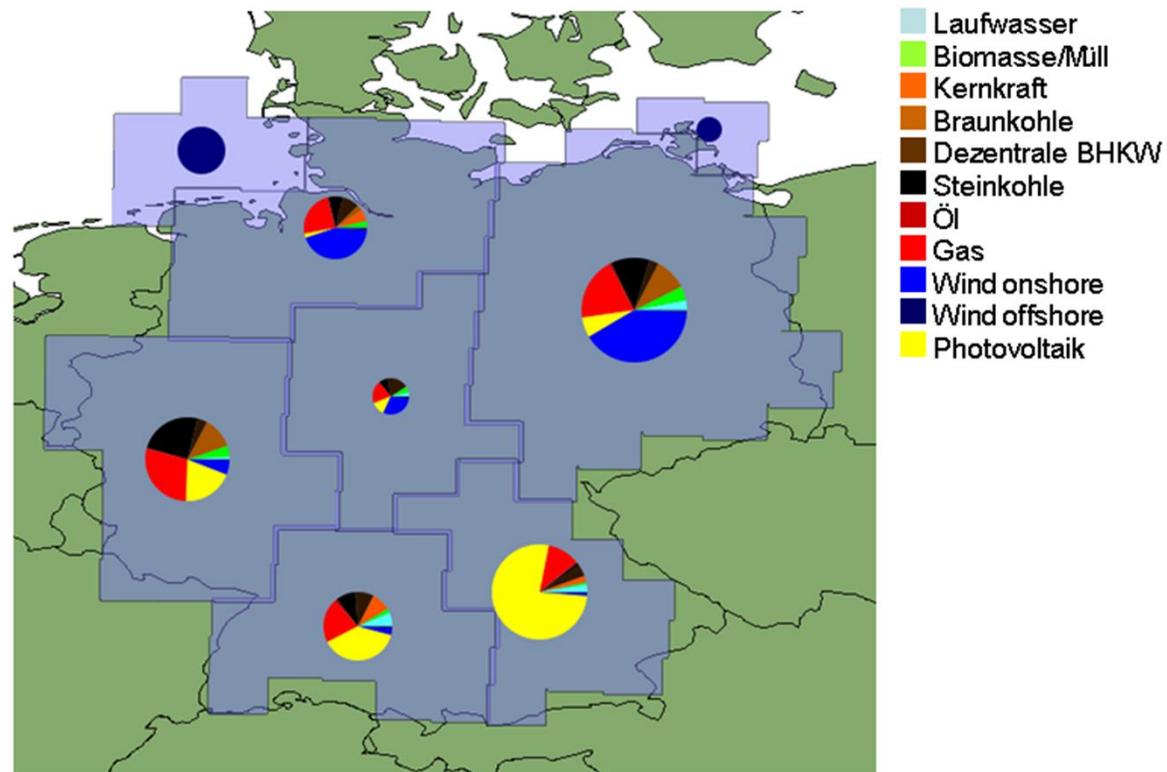
■ Erzeugungskapazitäten (GW)



■ Kernkraft
 ■ Kohle
 ■ Öl
 ■ Gas
 ■ Wasserkraft
 ■ Biomasse
 ■ Wind
 ■ Solar

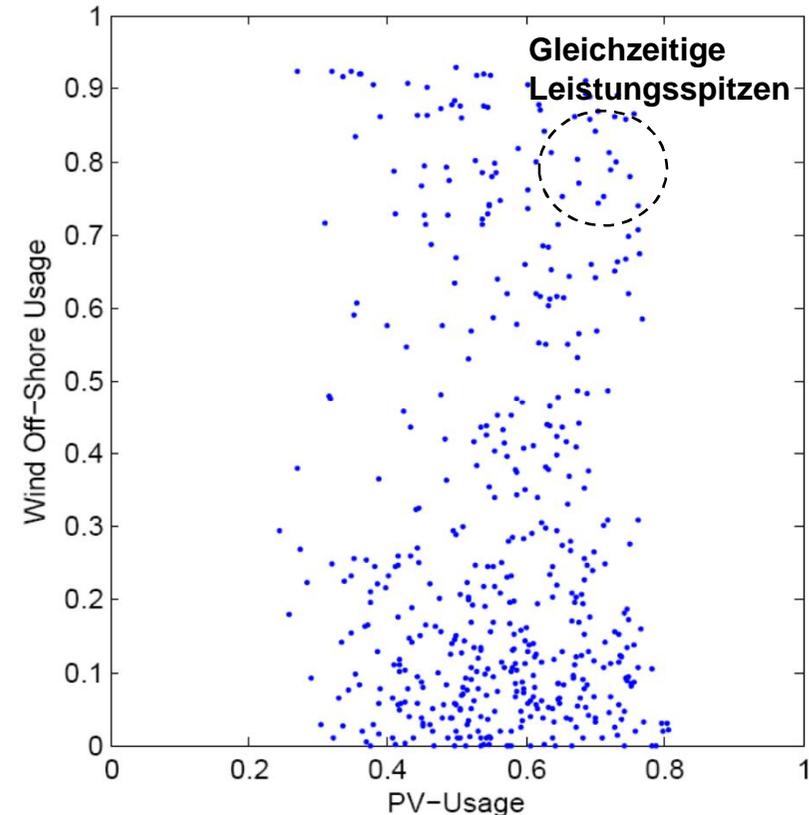
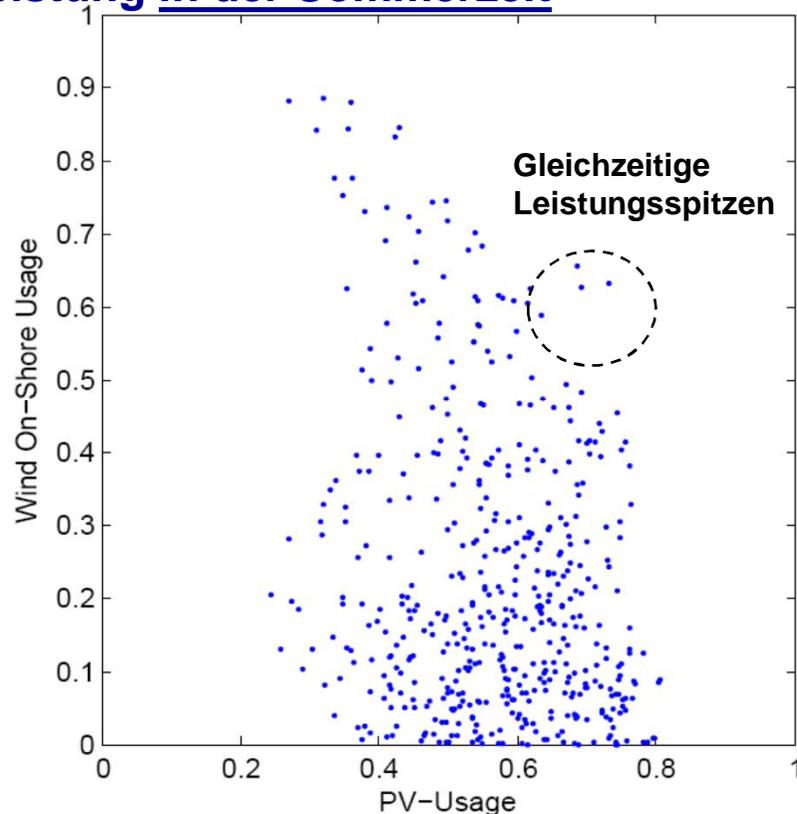
■ Kernkraft
 ■ Braunkohle
 ■ Steinkohle
 ■ Öl
 ■ Dezentral
 ■ Gas
 ■ Wasserkraft
 ■ Biomasse
 ■ Wind offshore
 ■ Wind onshore
 ■ Solar

Simulationsmodell Deutschland 2020 (Regionenmodell)



Zeiten mit EE- Überschuss...

Verfügbarkeitsfaktoren der PV - Anlagen gegenüber der Wind onshore-/offshore- Leistung in der Sommerzeit



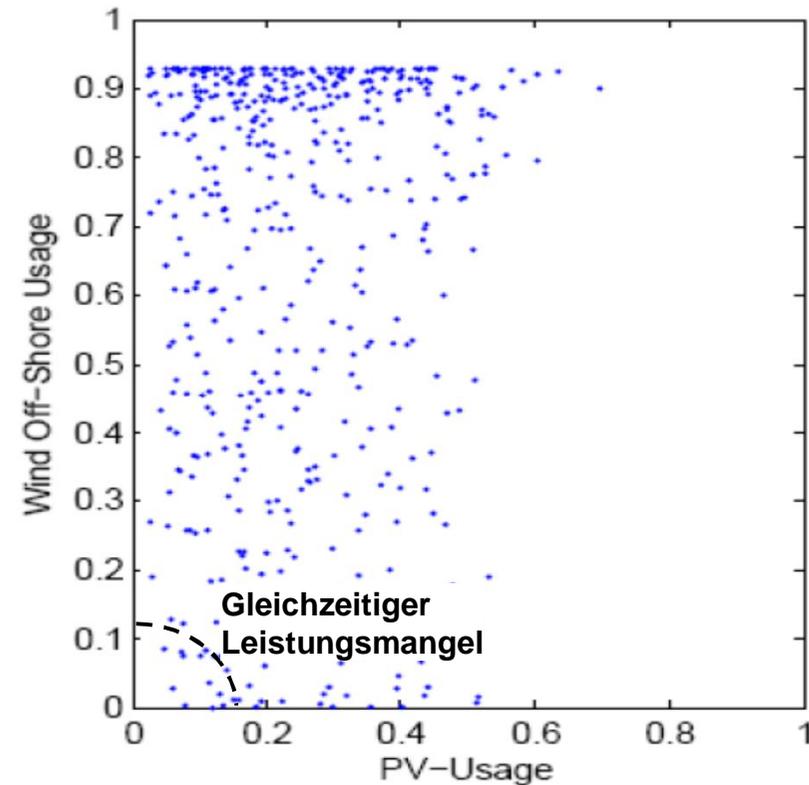
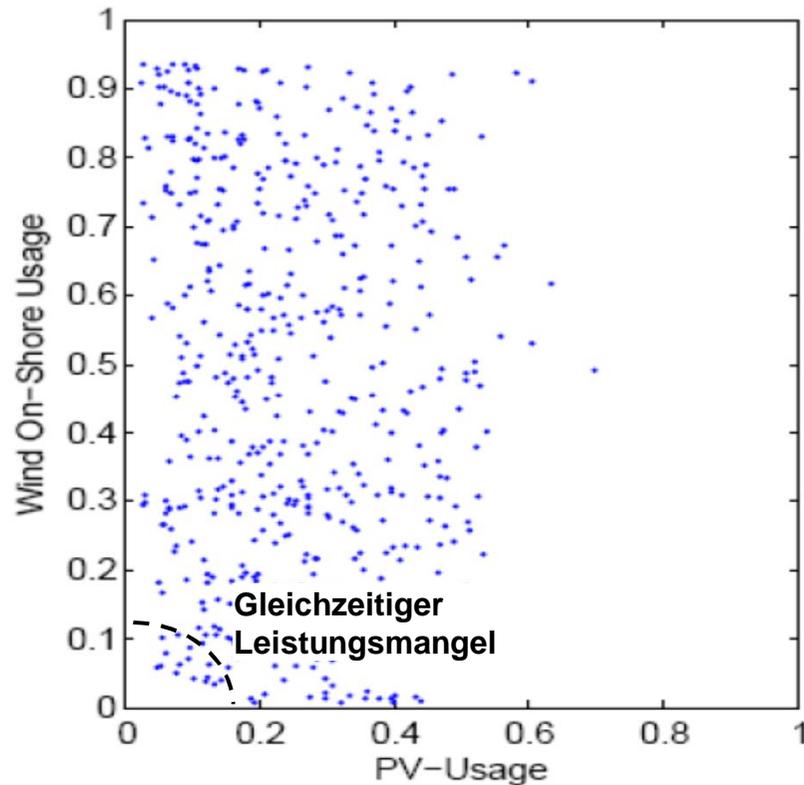
Quelle: Siemens CT T IAT ISC, IWES

Die Daten liegen für alle 50x50km Zellen als stündlich aufgelöste Zeitreihen für 2000-2008 vor. Sie wurden anhand von kommerziellen Wetterdaten und angenommenen PV-/Turbinkennlinien zusammen mit dem Fraunhofer IWES errechnet.

- Die einzelnen Ortszeitreihen gewichtet und gemittelt. Als Gewichtung wurden die 2020 Ausbauziele der EE der Bundesregierung angenommen.
- Aus den resultierenden einzelnen Zeitreihen für Wind On-/Offshore und PV sind für die Mittagstunden (11-14h) der Monate Mai-August dargestellt.

...und Zeiten mit EE-Mangel sind zu erwarten...

Verfügbarkeitsfaktoren der PV - Anlagen gegenüber der Wind onshore-/offshore- Leistung in der Winterzeit



Quelle: Siemens CT T IAT ISC, IWES

Die Daten liegen für alle 50x50km Zellen als stündlich aufgelöste Zeitreihen für 2000-2008 vor. Sie wurden anhand von kommerziellen Wetterdaten und angenommenen PV-/Turbinenkennlinien zusammen mit dem Fraunhofer IWES errechnet.

- Die einzelnen Ortszeitreihen gewichtet und gemittelt. Als Gewichtung wurden die 2020 Ausbauziele der EE der Bundesregierung angenommen.
- Aus den resultierenden einzelnen Zeitreihen für Wind On-/Offshore und PV sind für die Mittagstunden (11-14h) der Monate Dezember/Januar dargestellt.

Regionenmodell 2020

- Berücksichtigen aller (großen) Kraftwerke
- Neueste Stilllegungsszenarien
- Pumpspeicherkapazitäten (Leistung und Volumen)
- Leitungskapazitäten zwischen den Regionen (summarisch)

Simulation der Solarstrahlung und des Winddargebots anhand von regionalen Wetterzeitreihen (Wetterdienste)

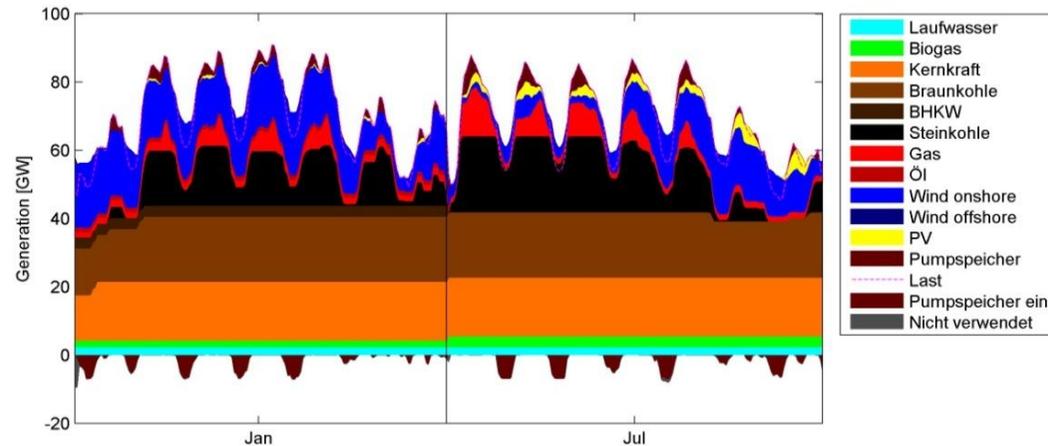
Ergebnis:

- **Bestimmung des Verlaufs der Residuallast**
- **Ableitung Gradienten, Leistungen, Flautezeiten...**
- **Kraftwerkseinsatz**

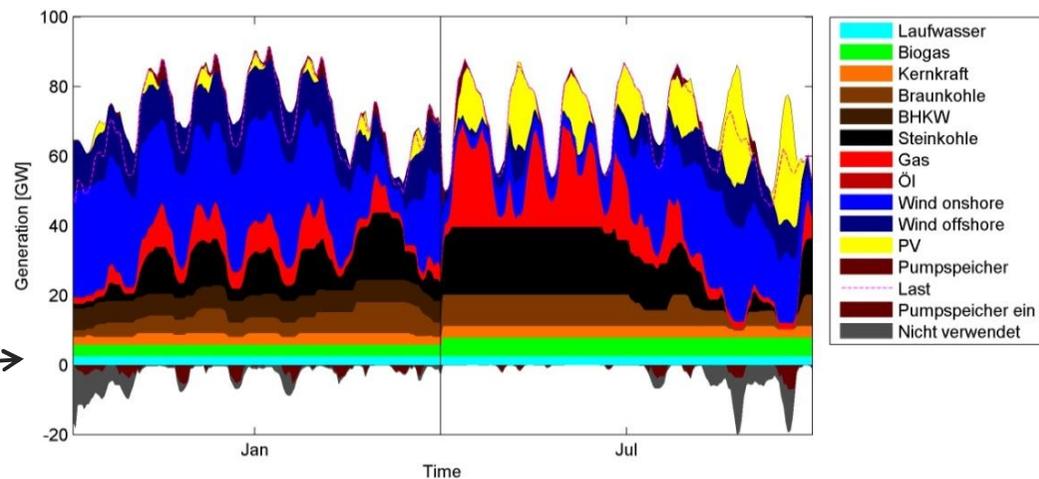
Kraftwerkseinsatz 2009 und 2020 (Simulation)

(Beispielwochen im Januar und Juli für das Jahr 2020)

2009
Hoher Anteil
an Grundlast



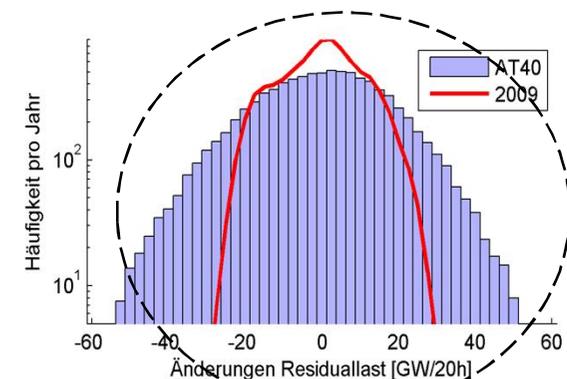
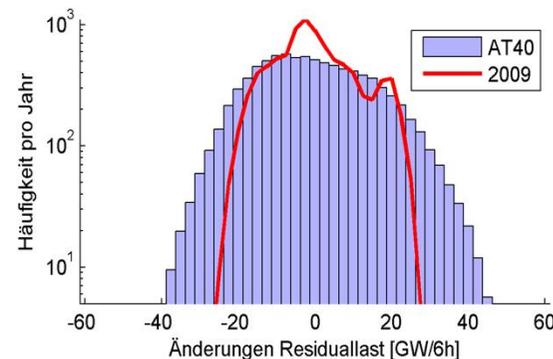
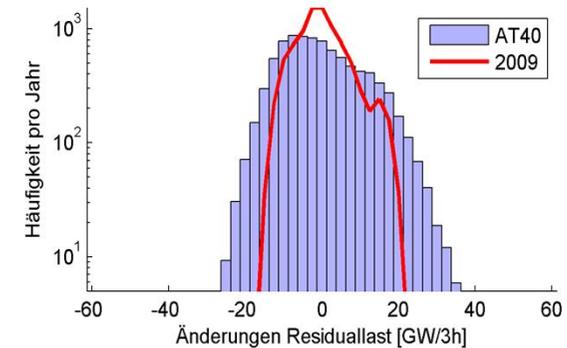
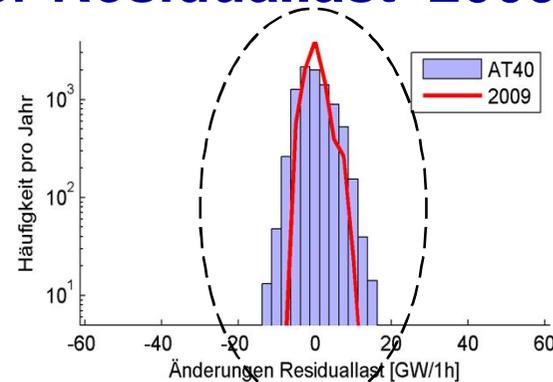
2020
Grundlast wird
verdrängt, dafür
flexible Kraftwerke



Nicht verwendete Überschussenergie:
zu geringe Speicherkapazitäten im Netz !

Gradienten der Residuallast 2009-2020

- Die stündlichen Gradienten haben heute bekannten Zuschnitt. Maximale 1h Gradienten steigen



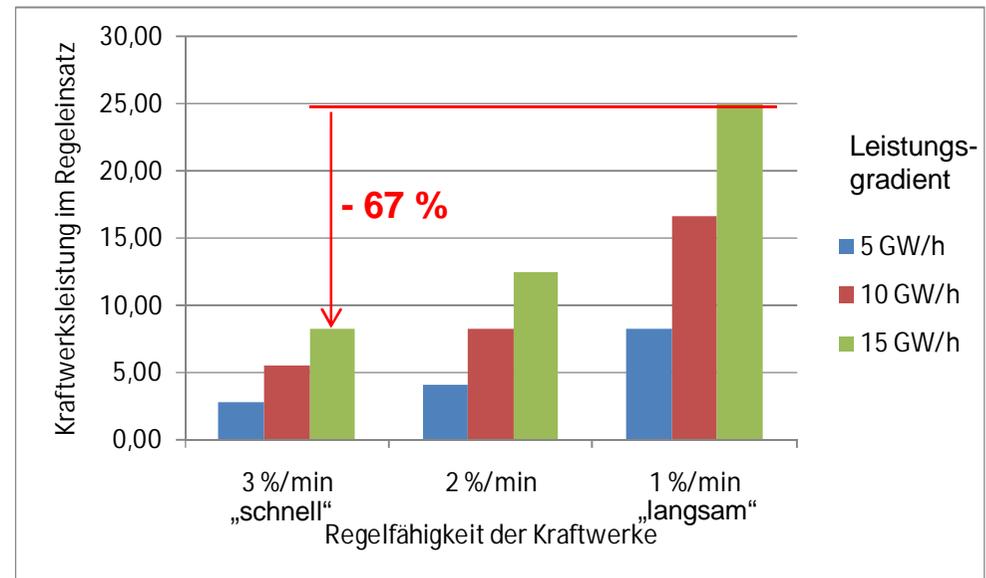
- Erwartete tägliche Laständerungen erfordern eine disponierbare Kraftwerksleistung von 60 GW

Erzeugungsgradienten von Wind und PV in Deutschland (Ergebnis VDE AT 40 Szenario)

	installierte Leistung	1h-Gradient	3h-Gradient
Onshore Wind	42 GW	4 GW/h	2,5 GW/h
Offshore Wind	16 GW	3 GW/h	2 GW/h
Photovoltaik	60 GW	12 GW/h	8 GW/h
Planerischer Maximalgradient		15 GW/h	10 GW/h

Konsequenzen für den Einsatz der thermischen Kraftwerke, VDE AT40RE Szenario Lastwechselfähigkeit 2020

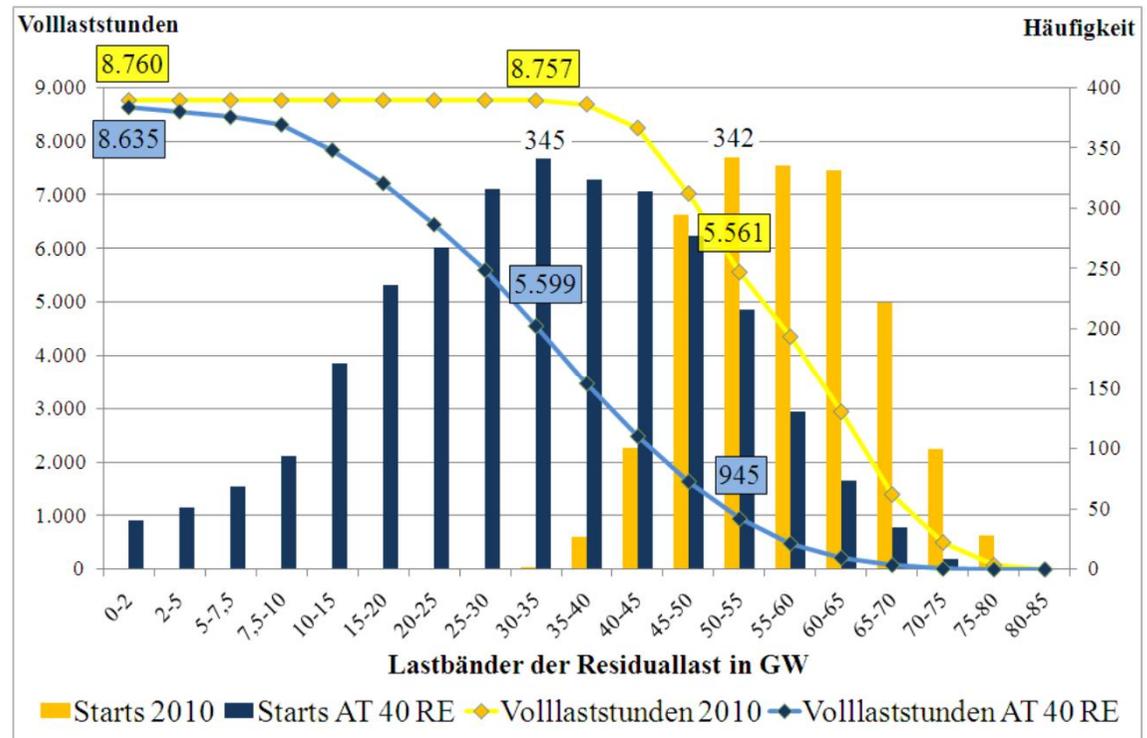
- Alle thermischen Kraftwerke sind grundsätzlich geeignet zur Lösung der zukünftigen Aufgaben beizutragen
- Um gleiche Leistungsgradienten abzufahren, werden wenige schnelle oder viele langsame Kraftwerke benötigt
- Nachteile langsamer Kraftwerke: mehr stand-by-Energie in Bereitschaft
- Lebensdauerverbrauch für Bestandsanlagen wird sich durch Reduktion der Volllaststunden reduzieren (DKW ~200.000 h), aber durch höhere und häufigere Gradienten erhöhen
- Neue Bewertung der Bauteilerschöpfung nötig



Konsequenzen für den Einsatz der thermischen Kraftwerke, VDE AT40RE Szenario Auslastung, Anzahl von Starts

Die Auswertung nach Lastbändern ergibt:

- Auch nach „Merit - Order“ günstigste Kraftwerke müssen sich am Lastfolgebetrieb beteiligen
- Steinkohle- und Gaskraftwerke müssen sich auf häufige An- und Abfahrten, starke Lastwechsel und sinkende Volllaststunden einstellen



Ergebnis Systemanalyse:

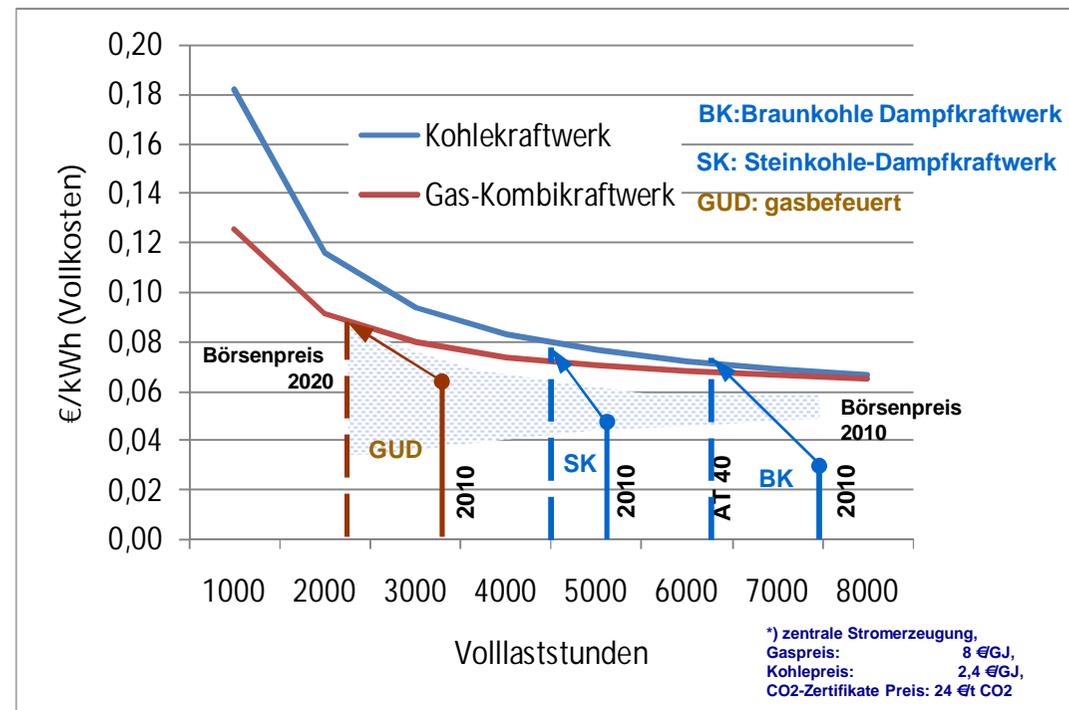
- Basierend auf einem integrierten Systemverständnis erfordert die Transformation des Versorgungssystems eine technologisch und zeitlich aufeinander abgestimmte Vorgehensweise beim Ausbau erneuerbarer Energien, der Netze und Speicher, sowie bei dem Lastmanagement
- Netze können nicht zeitgerecht entsprechend dem Ausbau der EE verstärkt und ausgebaut werden
- Speicher werden wahrscheinlich kurzfristig nicht ausreichend zur Verfügung stehen
- Eine großflächige Anwendung von smart grids und demand response - Maßnahmen ist kurzzeitig nicht zu erwarten
- Zwei parallel existierende Systeme (thermisch/erneuerbar) entstehen.
- Energieüberschuss wird immer größer und häufiger zu erwarten sein. Zeiten mit hohem Überschuss oder Mangel an erneuerbaren Energien ergeben sich aus den stochastischen Wettermustern und der Netzlast.
- Im Netz sind kombiniert aus Wind und PV Gradienten bis 15 GW/h (1 h) möglich
- **Thermische Kraftwerke sind bei Speichermangel unverzichtbar. Sie müssen am Netz verbleiben/bzw. durch neue thermische Anlagen ersetzt werden. Darüber hinaus müssen sie flexibel einsetzbar sein**

Wirtschaftlichkeit / Geschäftsmodelle

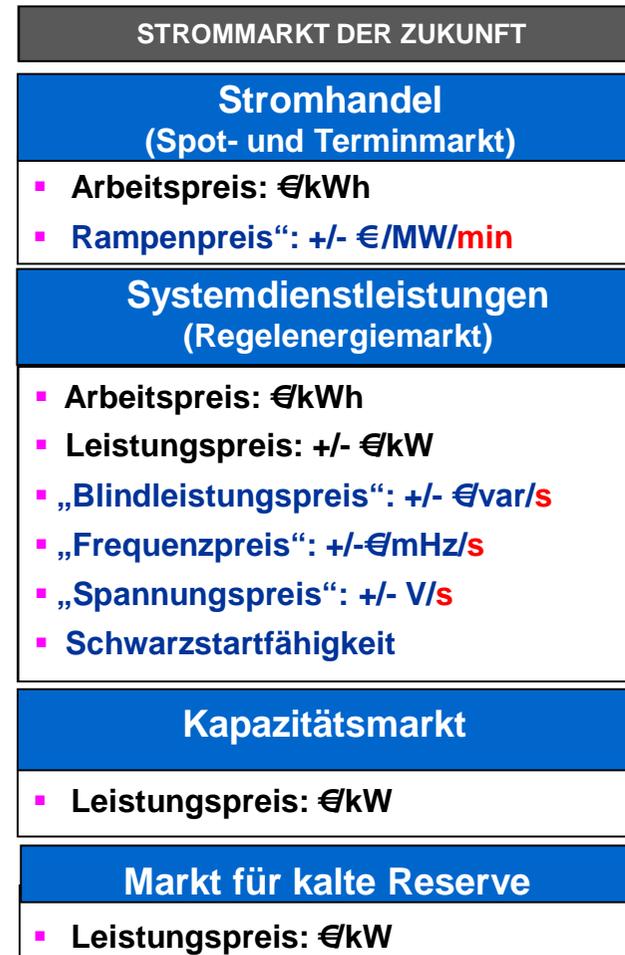
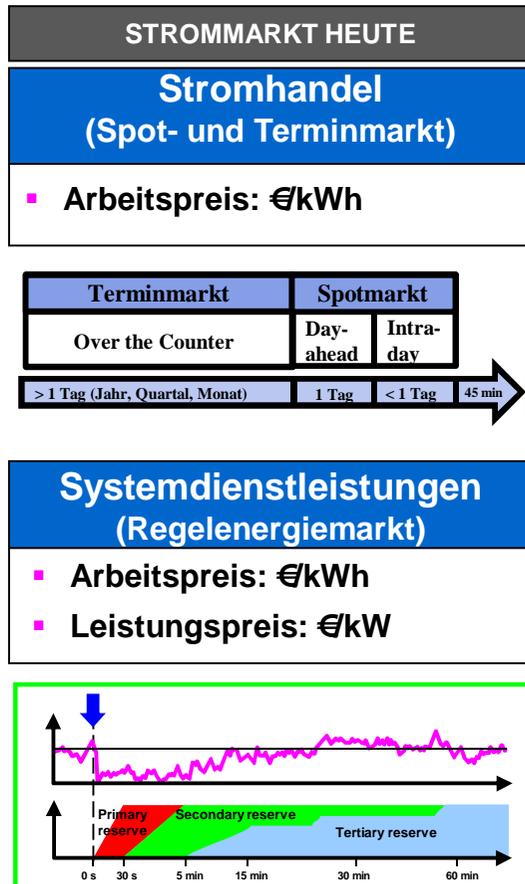
Der existierende Strommarkt benachteiligt Investitionen in thermische Kraftwerke

- Mit deutlich sinkender Auslastung können im existierenden Stromhandel-Markmodell die Vollkosten der Stromerzeugung nicht gedeckt und somit Investitionen nicht gerechtfertigt werden
- Abhilfe können geeignete Regulierungs- und Geschäftsmodelle verschaffen, um eine thermische Mindestkapazität auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich darstellen zu können.

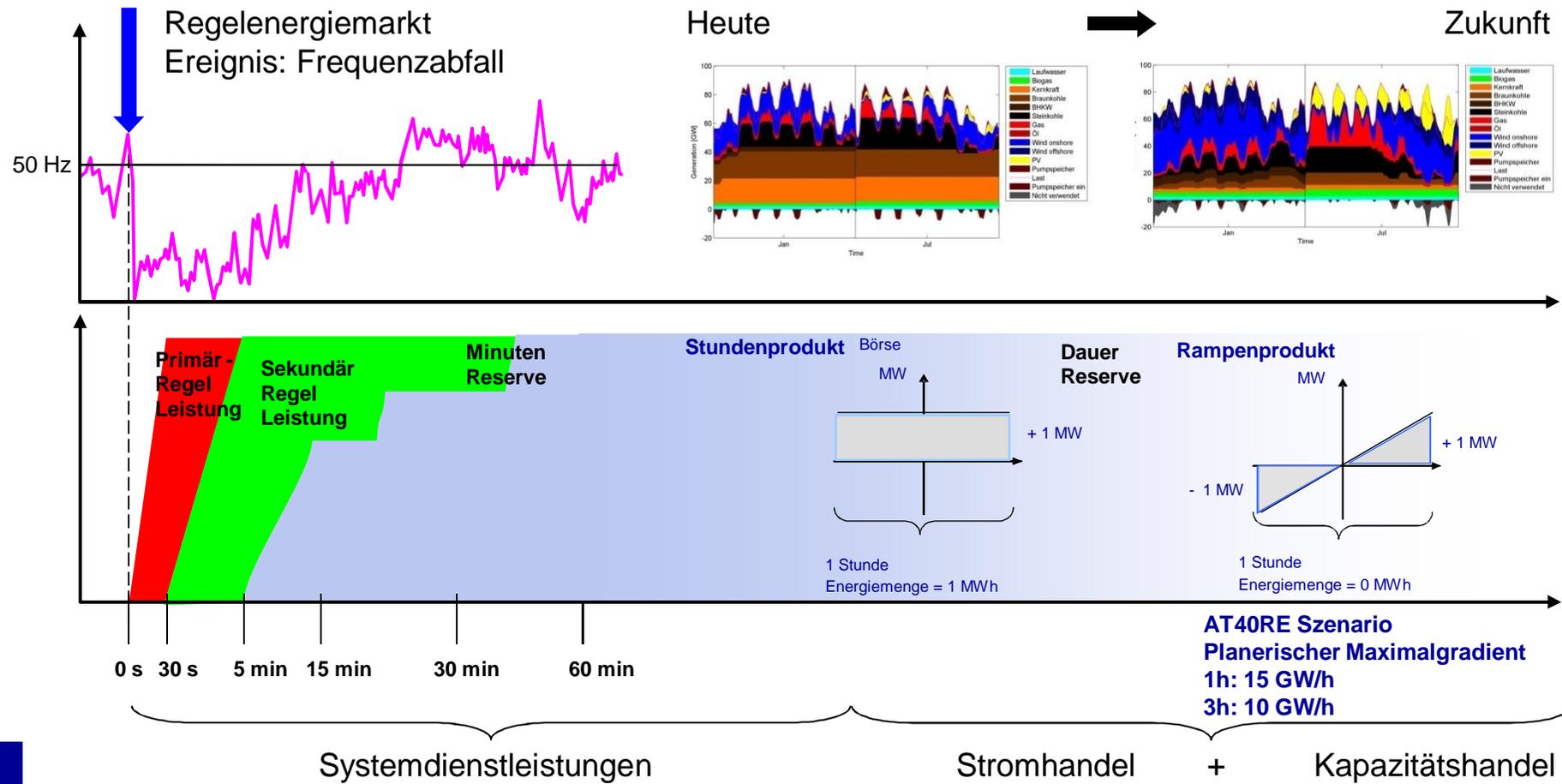
Erzeugungskosten 2020 *)



Die Transformation des Energiesystems bedingt neue Vermarktungs- und Vergütungsoptionen



Die Transformation des Energiesystems bedingt neue Vermarktungs- und Vergütungsoptionen

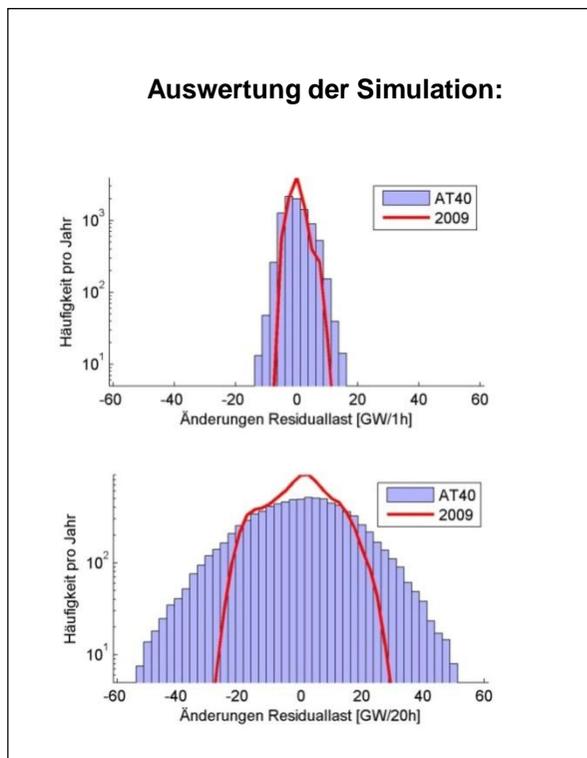


Betriebliche Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke

Bedeutung flexibler Kraftwerke bis 2020

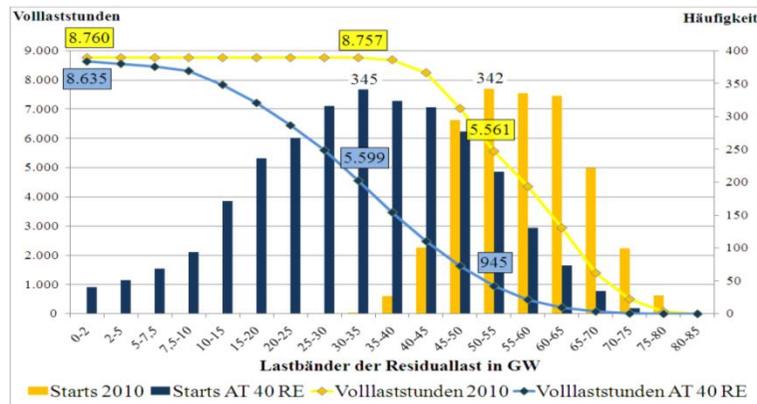
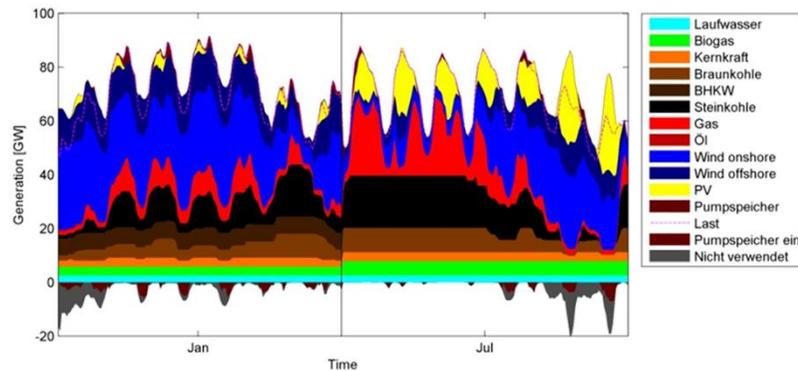
- Leitungsausbau bis 2020 voraussichtlich nicht ausreichend
- Speicherausbau zu gering in Leistung und Speicherenergie
- Thermische Kraftwerke müssen regional diese fehlenden Kapazitäten ausgleichen
- Vorrang der EE: thermische Kraftwerke fahren zurück oder werden abgestellt bei EE-Einspeisung
- Thermische Kraftwerke füllen längerer EE-Erzeugungslücken

Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit



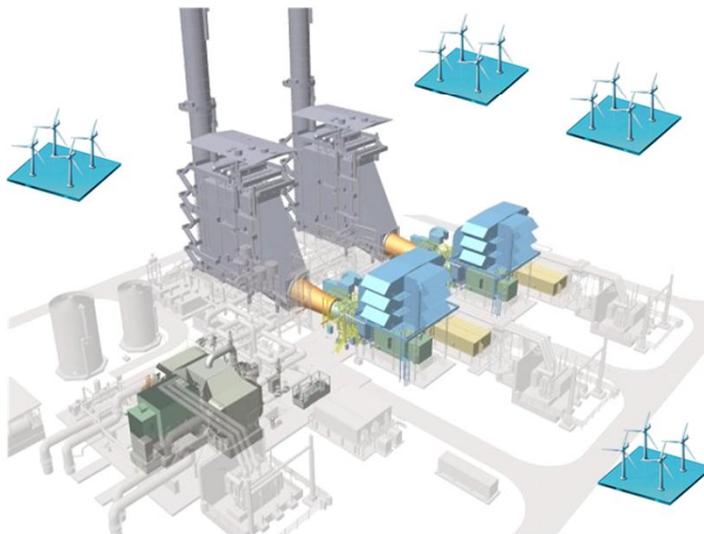
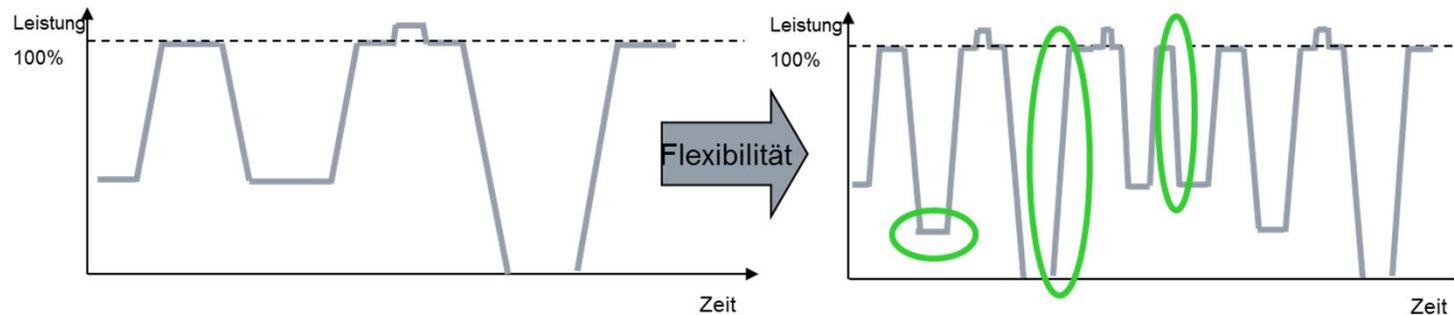
- Die stündlichen Gradienten haben heute bekannten Zuschnitt
- Tägliche Laständerungen erfordern eine disponierbare Kraftwerksleistung bis zu 60 GW

Zukünftige Anforderungen an die thermischen Kraftwerke



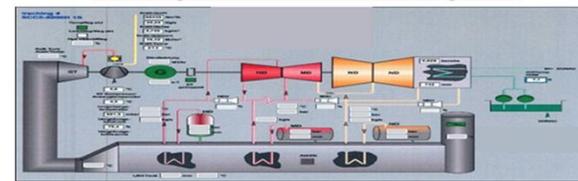
- Gradientenfähigkeit („Stop and Go“)
- Etwa doppelt so häufiges An- und Abfahren
- Hohe Wirkungsgrade im Teillastbereich
- Niedrige Mindestlast

Was verstehen wir unter Flexibilität?



**Hohe Flexibilität = Schnelle
Transienten & neue Betriebspunkte**

→ **Integrierte Lösungen**



Flex-Power Services™

Quelle
Dr. Andreas Feldmüller, Siemens Energy Sector, E S SF PLF

Das Potential der heutigen thermischen Kraftwerke

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%P _N /min	1,5 / <u>4</u> / 6	1 / <u>2,5</u> / 4	2 / <u>4</u> / 8	8 / <u>12</u> / 15
im Bereich	%P _N	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%P _N	40 / <u>25</u> / 20	60 / <u>50</u> / 40	50 / <u>40</u> / 30*)	50 / <u>40</u> / 20*)
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / <u>2,5</u> / 2	6 / <u>4</u> / 2	1,5 / <u>1</u> / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / <u>5</u> / 4	10 / <u>8</u> / 6	4 / <u>3</u> / 2	< 0,1

Anforderungen:

Hohe Lastgradienten

Niedrige Minimallast

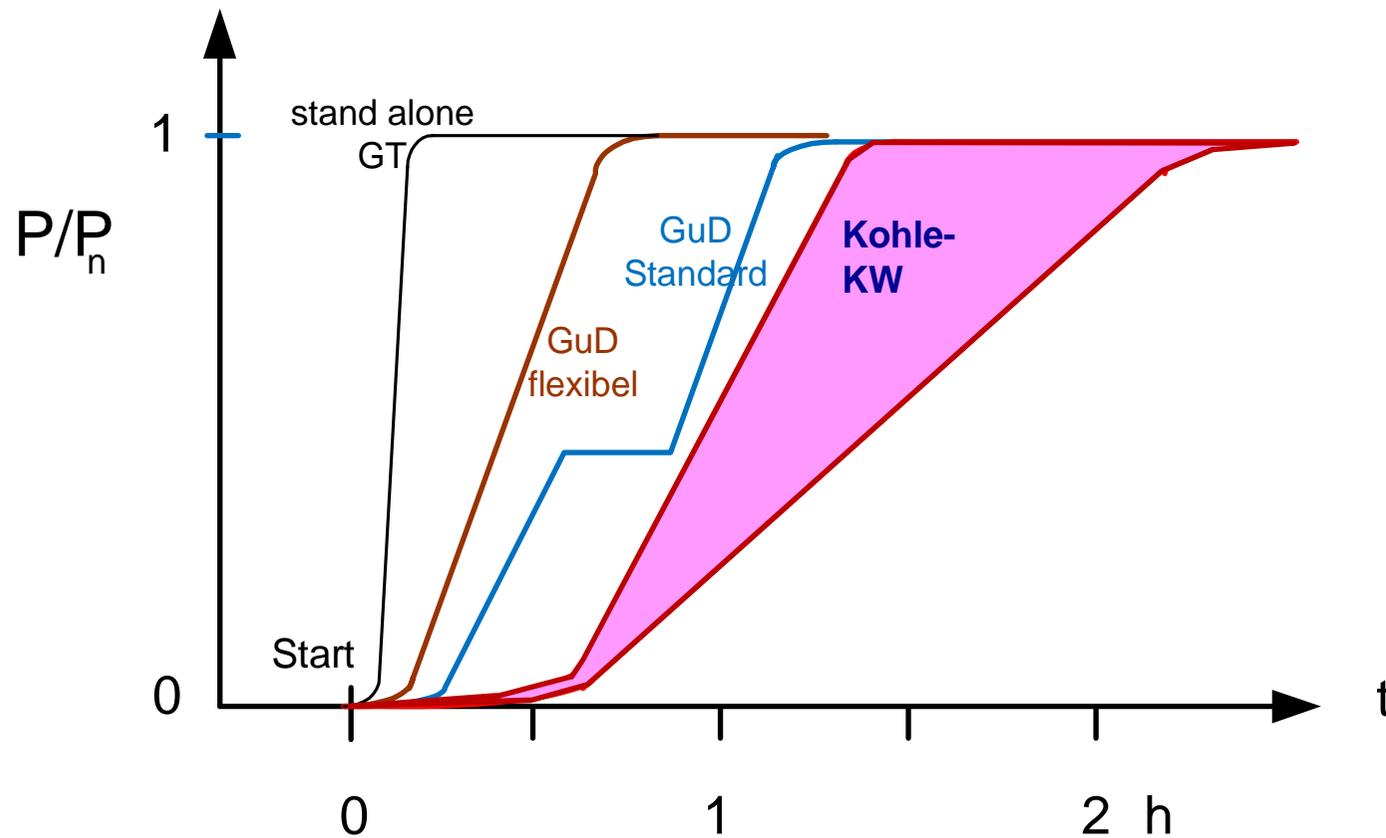
Kurze Anfahrzeiten

Lesehinweis: heute üblich / Stand der Technik / Optimierungspotential

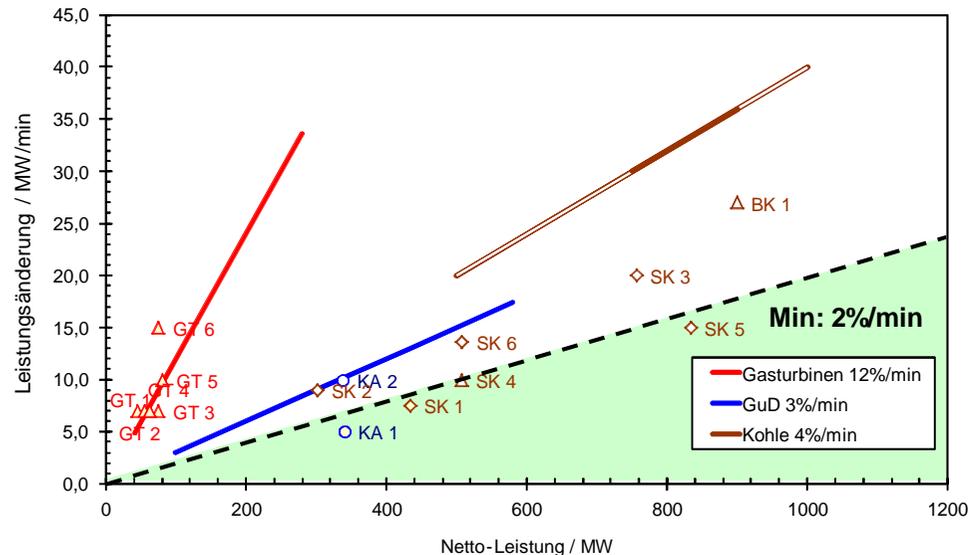
* bedingt durch die Emissionsgrenzwerte für NOX und CO bei Dauerbetrieb

- **Alle thermischen Kraftwerke sind grundsätzlich geeignet zur Lösung der zukünftigen Aufgaben beizutragen**

Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken



Stand der Technik konventioneller Anlagen Laständerungsgeschwindigkeiten



Der Stand der Technik

- 12%/min (Gas)
- 4%/min (Kohle)
- 3%/min (GuD)

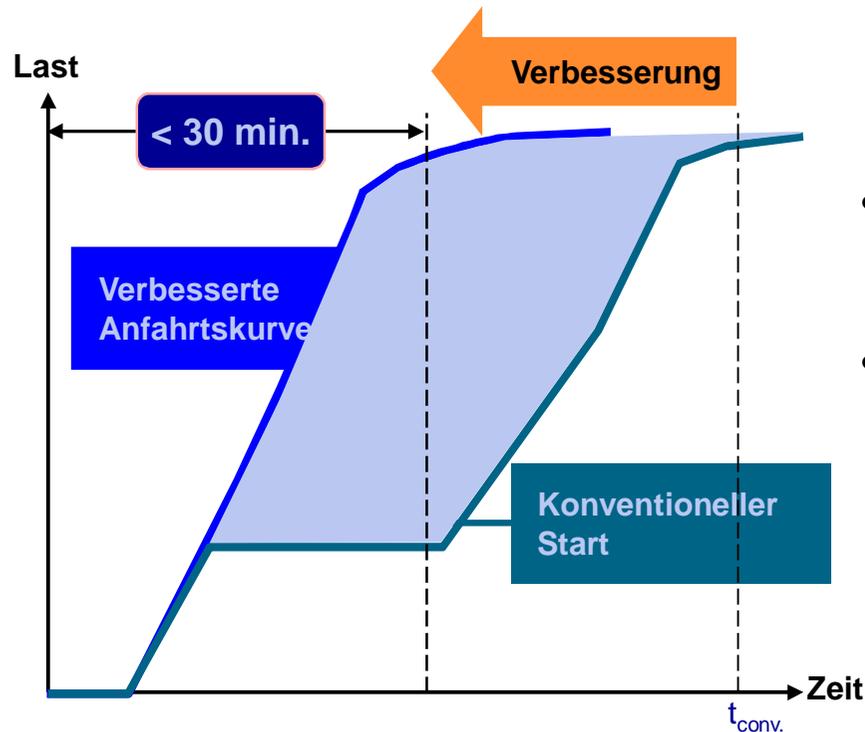
Anforderungen heute

- 2%/min (Primärregelung)

Aktuell erfüllen bei die Stein- und Braunkohleanlagen nicht alle Anlagen den Stand der Technik.

- Der häufigste Grund liegt in der fehlenden Notwendigkeit hierfür.

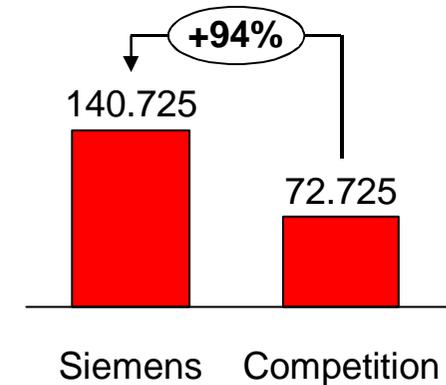
Beispiel: FACY™ verbessert die Effizienz während der heißen Startphase von Siemens GUD Anlagen um 14% PP



Verbesserung

- Fliegender Start der Dampfturbine
- Schafft sehr gute Voraussetzungen für optimieren Flotten-Fahrweise

Stromproduktion [MWh] während der Startphase einer täglich



Quelle Siemens Energy Sector

Startzeit	Siemens	Wettbewerb	Vorteil Wirkungsgrad	Konventioneller Heiß-Start	Heiß-Start mit FACY™
Heiß	~ 30 min	70 min	Durchschn. Wirkungsgrad ($t_{conv.}$)	~36%	~50%
Warm	~ 90 min	120 min	Brennstoffverbrauch	~514 MWh	~326 MWh
Kalt	~120 min	160 min			

- Für GuD Neuanlagen und als Nachrüstung verfügbar
- Konzept auf DKW übertragbar?



Optimierung und Weiterentwicklung von Kraftwerken - Referenzen für Anfahrtoptimierungen (Auswahl, DKWs)



Parish, USA
565 MW, Gas:
Anfahrkosten
um 66% reduziert



Bexbach, Deutschland
715 MW, Steinkohle:
Anfahrzeiten
um 20-45% reduziert



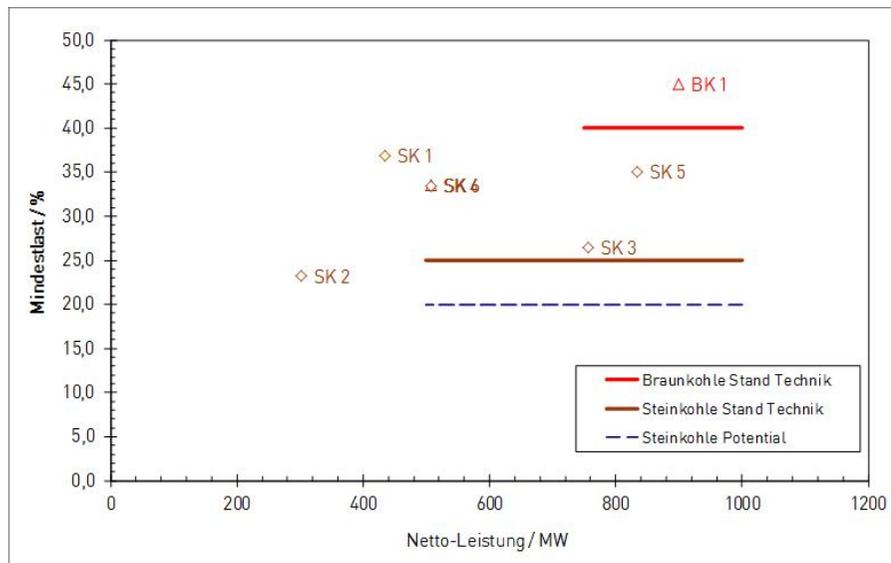
Mandalay, USA
215 MW, Gas:
Anfahrkosten
um 70% reduziert



Simmering, Österreich
382 MW, Öl oder Gas:
Anfahrkosten
um 30% reduziert

Quelle
Dr. Andreas Feldmüller, Siemens Energy Sector, E S SF PLF

Stand der Technik konventioneller Anlagen Mindestlast



■ Der Stand der Technik

- ca. 25% (Steinkohle)
- ca. 40% (Braunkohle)
- ca. 40%- 50% (Gas)

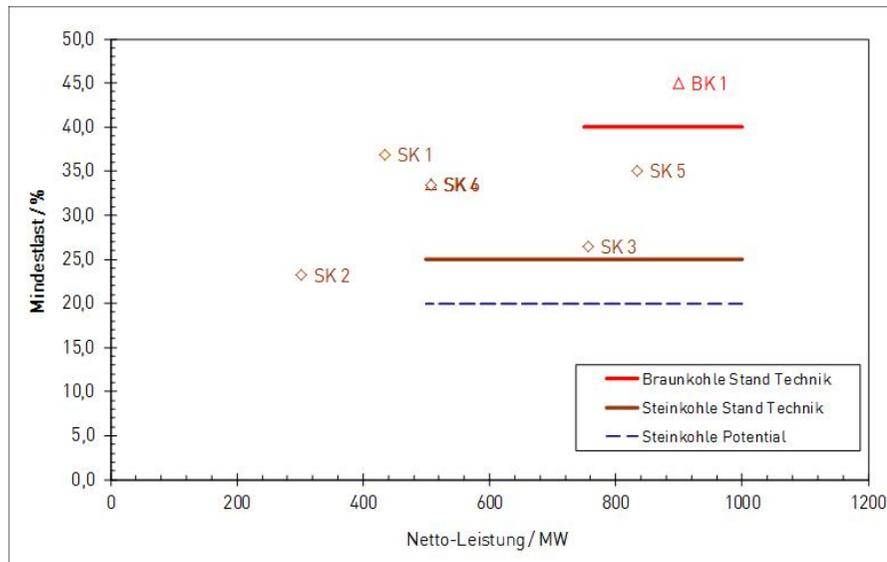
■ Aktuell erfüllen nicht alle Anlagen den Stand der Technik.

- Der häufigste Grund liegt in der fehlenden Notwendigkeit hierfür.

■ Heute optimiert auf

- Max Leistung
- Max Wirkungsgrad
- Max Lebensdauer
- Min Betriebskosten
- Min Emissionen

Potenzial und Grenzen der Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken Mindestlast



■ Potenzial:

- Größtes Potenzial liegt bei den Steinkohleanlagen
- 1 Mühlenbetrieb (20%)
- Feuerraumüberwachung
- Brennstoffoptimierung

■ Grenzen:

- Emissionswerte (Gas)
- Unterschreitung Taupunkttemperaturen im Rauchgas
- Reduzierte Katalysatoreffektivität in der DENOX
- Verdampfermindestmenge
- Absinken der Frischdampf- und ZÜ-Temperaturen

Betriebliche Konsequenzen flexibler Fahrweise - Längere Stillstände bergen Korrosionsgefahren



Extreme Korrosion nach fehlerhafter Konservierung einer Industrieturbine



Bedeutung von Konservierung wächst
- auch geringe **Korrosion**
kann **fatale Folgen**
haben

Quelle:
Dr. Andreas Feldmüller, Siemens Energy Sector, E S SF PLF

Ergebnis: Betriebliche Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke

- Transformation von Grund-, Mittel-, Spitzenlastkraftwerken zu flexiblen Erzeugungseinheiten
- Bestehende Anlagen haben noch Potential, den Anforderungen an flexible Erzeugung zu folgen:
 - Tiefere Mindestlasten
 - Höhere Laständerungsgeschwindigkeit
 - Optimierte Anfahren
- Optimierungsmöglichkeiten sind noch nicht ausgeschöpft:
 - Mechanische Anpassungen
 - Leittechnische Anpassungen
- Höhere Anforderungen an Laständerungsgeschwindigkeit hat direkte Auswirkung auf die Lebensdauer.
- Ideale Voraussetzungen bieten Gas- bzw. GUD-Anlagen, jedoch bei deutlich geringerer Betriebszeit

Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

- Die nachhaltige Energieversorgung erfordert eine stark leistungsorientierte Systemauslegung
- Zukünftig müssen daher erneuerbare Erzeugung und konventionelle, überwiegend thermische Erzeugung auf einander abgestimmt zusammenwirken mit Vorrang der EE und flexiblem Einsatz der thermischen Kraftwerke
- Für die thermischen Kraftwerke ergeben sich höhere Anforderungen durch steile Gradientenfahrweise, häufigere An- und Abfahrten sowie niedrigere Mindestlast und hierdurch erhöhten Verschleiß und Lebensdauererminderung
- Die Auslastung der thermischen Kraftwerke wird drastisch sinken und damit ist deren wirtschaftlicher Betrieb unter den heutigen Marktbedingungen gefährdet.
- Die Kraftwerke konvertieren vom Lieferanten von Grundlastenergie zum Bereitsteller von flexiblen und sicherheitsrelevanten Systemdienstleistungen.
- Es sind geeignete Regulierungs- und Geschäftsmodelle zu entwickeln, um eine thermische Mindestkapazität auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich darstellen zu können (Systemdienstleistungen, Kapazitätsmarkt).

Danke für Ihre Aufmerksamkeit !