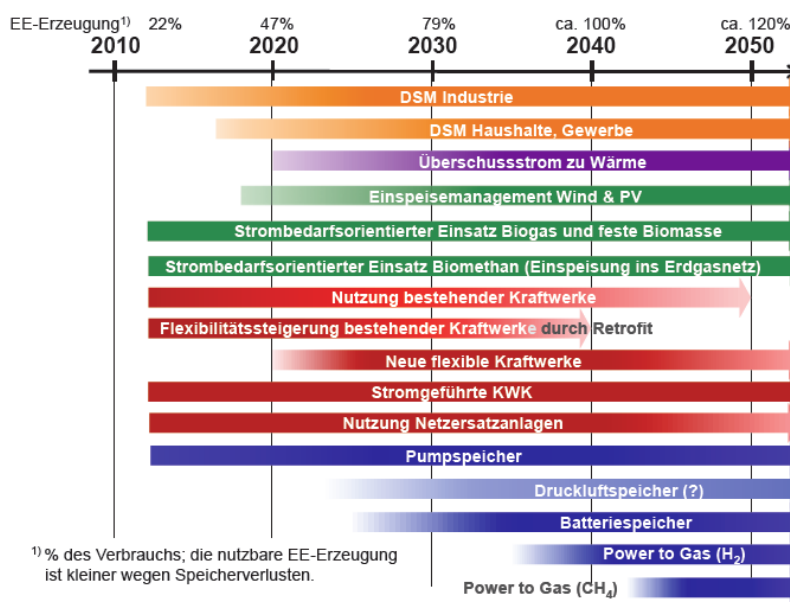


## Zusammenfassung der Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ (Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, Siggie Achner, Stefan Brühl)

### Ergebnisse der Studie

- Darstellung und Bewertung der Möglichkeiten zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus EE hinsichtlich ihrer Bedeutung und zeitlichen Einordnung
- Grundsätzlich festzuhalten ist, dass das ambitionierte BEE-Szenario umsetzbar ist und auch bei sehr hohen Anteilen EE ausreichende Flexibilitäten mobilisiert werden können, um die Systemstabilität zu gewährleisten
- Ohne Ausgleichsmaßnahmen bis 2020 geringe, ab 2030 immer häufigere und über längere Zeiträume auftretende EE-Überschüsse
- Problematisch sind die fehlenden wirtschaftlichen Anreize im Marktdesign (day ahead, Regelenergiemarkt)
- Einige Maßnahmen sollten wegen der Umsetzungsdauer trotzdem heute kostengünstig eingeleitet werden

### Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)



### Fazit und Handlungsempfehlung der Studie

- Die stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen und Biomasseanlagen sollte stärker gefördert werden, so dass die erforderlichen Zusatzinvestitionen refinanziert werden können, z. B. durch die Erhöhung der Flexibilitätsprämie oder durch eine strombörsenpreisabhängig differenzierte KWK- bzw. EEG-Förderung
- Die Erschließung der Lastmanagementpotenziale in der Industrie sollte unterstützt werden, damit diese im Bedarfsfall bei entsprechenden Preissignalen schnell einsetzbar sind
- Smart Meter Rollout nur für Haushalte mit hohem Stromverbrauch und elektrischen Wärmepumpen
- Wegen der langen Vorlaufzeiten bei Planung und Errichtung von Kraftwerken und Stromspeichern sollten Mechanismen entwickelt werden, um mit dem entsprechenden zeitlichen Vorlauf Investitionsanreize für die Bereitstellung von Leistung zu setzen
- Die Umweltauflagen in den wasserrechtlichen Vorschriften sollten im Hinblick auf die Nutzung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale und die tatsächlichen ökologischen Folgen eingeschränkt wechselnder Wasserstände überprüft werden
- Regelungen, die in besonderem Maße die Umsetzung der Maßnahmen behindern, sollten hinsichtlich ihrer Sinnhaftigkeit überprüft werden. Dies sind z. B.:
  - Befreiung von Netzentgelten bei hohem Verbrauch und hohen Vollbenutzungsstunden (§19 NEV)
  - Belastung von Überschussstromnutzung mit Netzentgelten und Umlagen
  - Mangelnde Zugangsmöglichkeiten für EE und DSM zum Regelenergiemarkt (Reduktion Must Run)

## Zusammenfassung der Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ (Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, Siggie Achner, Stefan Brühl)

### Übersicht der Flexibilitätsoptionen und ihrer Potentiale

	Geschätztes Potenzial <sup>1)</sup>	Dauer	Schnelligkeit in % / min.	Bemerkungen
<b>Demand Side Management (DSM)</b>				
DSM Industrie	+2 / -0,7 GW [DENA]; +0,5 / -4,4 GW [VDE]; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
DSM Haushalte	ca. +0,6 GW / -2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
DSM Haushalte – elektrische Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Quelle: ecofys, prognos, 2011; Dauer mit Wärmespeicher auch länger
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	20-100%	nur negative Leistung, abh. vom Wärmebedarf
<b>Erneuerbare Energien</b>				
Einspeisemanagement Wind & PV	„unbegrenzt“	unbegrenzt	100%	nur negative Leistung; bei gedrosselter Fahrweise auch positive Regelleistung möglich
Strombedarfsorientierter Einsatz Biogas und feste Biomasse	max. +/- 16 GW bis 2030	4 bis 12 Stunden	5-20%	bei Einspeisung ins Erdgasnetz
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan		Wochen bis Monate		
<b>Kraftwerke und KWK</b>				
Stromgeführter Einsatz KWK	max. +/- 25 GW bis 2020	4 bis 12 Stunden	5-20%	auf Basis 20%-Ziel der Bundesregierung; davon ca. +9/-4,5 GW bereits flexibel eingesetzt
Nutzung bestehender Kraftwerke	heute ca. 80 GW	unbegrenzt	1-2%	Leistung abnehmend gemäß „Sterbelinie“
Retrofit bestehender Kraftwerke	ca. +3 GW Delta zw. Pmin und Pmax bis 2020	unbegrenzt	4-8%	Entscheidung für Retrofit nur wenn wirtschaftlich
Neubau flexibler Kraftwerke	unbegrenzt	unbegrenzt	4-10%	abh. von Technik, Gasturbinen auch schneller
Nutzung Netzersatzanlagen	geschätzt 5-8 GW bis 2020	einige Stunden	20-100%	nur positive Leistung
<b>Stromspeicher</b>				
Pumpspeicher (Deutschland)	ca. 10 GW und 78 GWh bis 2020; langfristig bis zu 2 TWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie, technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, aber kein ausreichendes Potenzial
Druckluftspeicher („CAES“)	beliebig groß, ca. 0,8 – 2,5 TWh Bis 2030	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher
Batteriespeicher	unbegrenzt	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
Power to Gas	unbegrenzt	Wochen bis Monate	Nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr

<sup>1)</sup> Potenzial positiv = Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. Abschaltung von Lasten  
 Potenzial negativ = Abschalten von Erzeugungsleistung bzw. Zuschaltung von Lasten

Die detaillierte Analyse können Sie der vollständigen auf unserer Homepage [www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de) entnehmen.