

Die Zukunft der bayerischen Stromversorgung

Leonard Krampe und Frank Peter
Berlin,
13.06.2014



Wegfall von über 5.000 MW Kernkraftwerkskapazitäten bis 2022:

- Bis zum Jahr 2022 fallen in Bayern mit den KKW Isar 2, Grafenrheinfeld und Gundremmingen B/C mehr als 5 GW Stromerzeugungskapazität weg.
- Dies entspricht über 40 % der derzeit insgesamt installierten 12 GW konventionellen Erzeugungsleistung.
- Zusätzlich werden laut BNetzA bis 2016 weitere 1,2 GW an anderen konventionellen Erzeugungskapazitäten still gelegt.
- Somit halbiert sich der konventionelle Kraftwerksbestand in Bayern bis zum Jahr 2022.

Kaum Zubau geplant:

- Der laut BNetzA derzeit geplante Zubau konventioneller Erzeugungsleistung von 60 MW kann den Wegfall nicht kompensieren.
- Die Realisierung der geplanten Gaskraftwerke Leipheim und Haiming ist aufgrund der derzeitigen mangelnden Wirtschaftlichkeit sehr unwahrscheinlich.
- Aufgrund der Lage von Bayern käme aus Kostengründen nur der Bau von Erdgaskraftwerken in Frage. Der Transport von Steinkohle wäre nicht wirtschaftlich.

Dies führt zu einem hohen Stromimportbedarf:

- Durch ein weiter wachsendes Angebot erneuerbarer Energien könnte ein Teil des Wegfalls an Stromerzeugung in Bayern kompensiert werden.

Strukturelle Netzengpass-Situationen sind eine wahrscheinliche Folge:

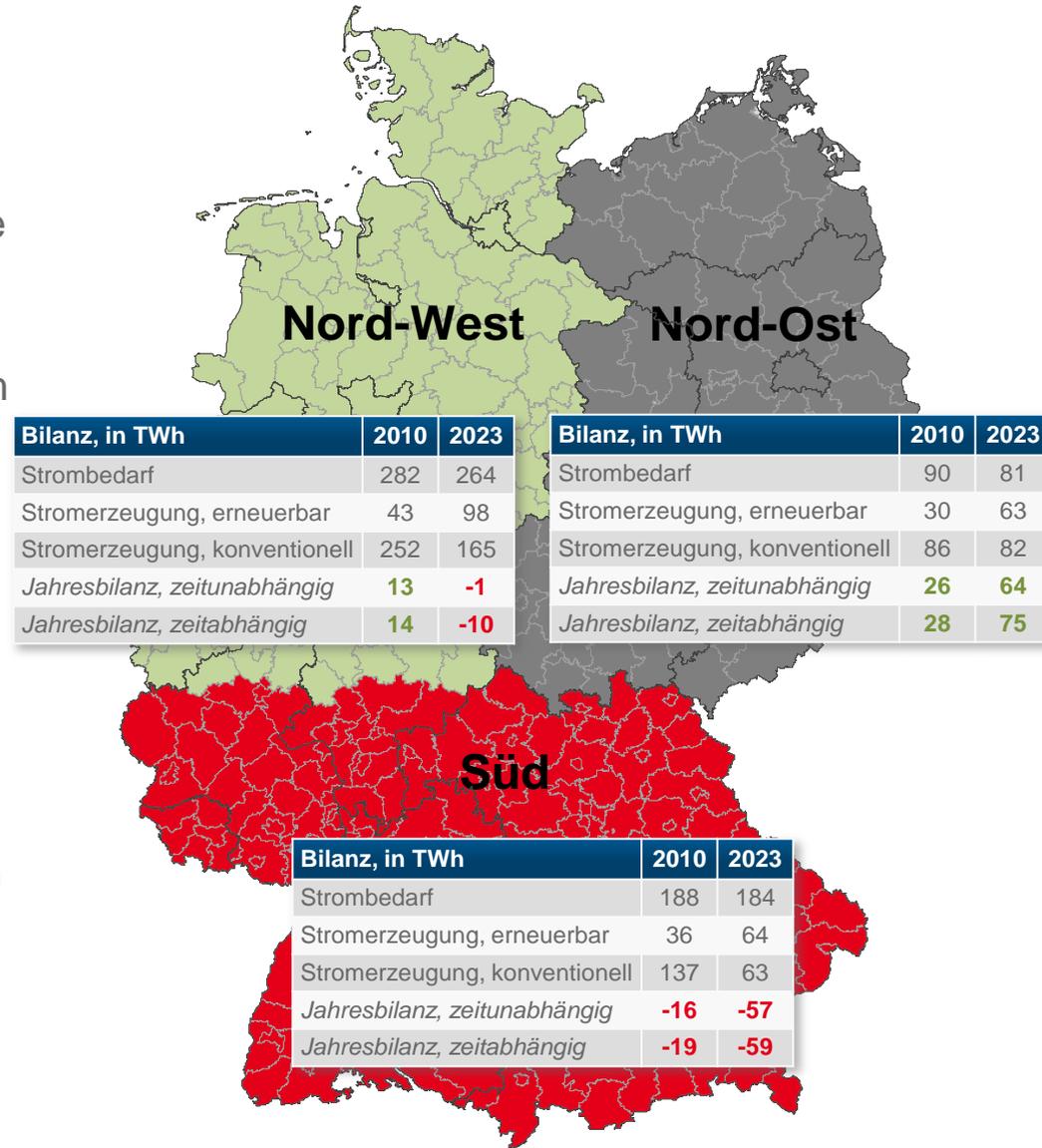
- Die Veränderung des EEGs im Jahr 2014 für die Vergütungssätze von Wind, PV und Bioenergien beschränkt jedoch den weiteren Zubau erneuerbarer Energien in Süddeutschland.
- Ein stärkerer Ausbau von Onshore-Wind in Bayern ist zudem auch fraglich, weil die Diskussion über eine veränderte Windabstandsregelung die Windpotentiale in Bayern einschränkt.
- Die erneuerbaren Energien können somit nicht zu einer substantziellen Senkung des Importbedarfs beitragen.
- Der geplante Netzausbau in Deutschland steht erheblichen Akzeptanzproblemen und Kostenfaktoren gegenüber.
- Eine Verschlechterung der bereits heute temporär angespannten Netzsituation hin zu strukturellen Netzengpässen zwischen Süd-, Nord-, und Ostdeutschland wäre die Folge.

Bildung mehrerer Preiszonen in Deutschland:

- Eine Möglichkeit, strukturelle Netzengpässe zu beheben und die Eingriffe in den Netzbetrieb (Redispatch, Reservekraftwerksverordnung) zu reduzieren, wäre die Bildung von Preiszonen in Deutschland. Italien, Norwegen und Schweden haben bereits umfangreiche Erfahrungen mit dem Mechanismus des Market-Splitting gesammelt.
- Der durch die starke Wirtschaftsleistung in Süddeutschland verursachte hohe Strombedarf würde dann bei einem niedrigen Angebot zu hohen Strompreisen in dieser Region führen.

Bei einem Market-Splitting würden die Preise in Süddeutschland steigen

- Traditionell versorgen die nördlichen Bundesgebiete über bestehende Stromtrassen den Süden.
- Südlich der Maingrenze bestehen heute schon temporäre Netzengpässe.
- Süddeutschland ist derzeit bereits eine Stromimportregion. Dies wird sich durch den Rückgang der konventionellen Kraftwerkserzeugung verstärken.
- Bis zum Jahr 2023 steigt der Stromimportbedarf von rund 20 TWh im Jahr 2010 auf fast 60 TWh.
- Auf Bayern entfallen davon langfristig bis zu 20 TWh.
- Bei einem Market-Splitting hätte dieser erhöhte Importbedarf einen steigenden Einfluss auf die Strompreise.
- Die Strompreise in einer süddeutschen Preiszone wären sehr wahrscheinlich höher als im Norden und Westen. Wettbewerbsnachteile wären die Folge.



Ein verstärkter Zubau von Freiflächen-Solarkraftwerken führt zu einem günstigen Strommix:

- Bereits heute gehören Freiflächen-Solarkraftwerke zu der günstigsten erneuerbaren Erzeugungsart in Deutschland. In Süddeutschland gibt es mittelfristig keine günstigere Form neugebauter erneuerbarer Energieerzeugung.
- Vergleicht man die Stromgestehungskosten neuer konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke über einen typischen Lebenszeitraum von 40 Jahren, sind Freiflächen-Solarkraftwerke in Süddeutschland günstiger als jede Form von konventionellen Kraftwerken.
- In Anbetracht der zu erwartenden Entwicklung für die Gas- und CO₂-Preise sowie der Kostenentwicklung von Freiflächen-Solarkraftwerken, ist es aus heutiger Sicht wahrscheinlich, dass mittelfristig die Vollkosten von Freiflächen-Solarkraftwerken die Grenzkosten von neuen GUD-Kraftwerken unterschreiten. Somit ist eine Ergänzung von geplanten GUD-Kraftwerken durch Freiflächen-Solarkraftwerke eine volks- und betriebswirtschaftlich günstigere Lösung. Gleichzeitig wird somit das notwendige Kapazitäts-Backup für erneuerbare Energien gewährleistet und die Importabhängigkeit von Gaslieferungen reduziert.

Ein günstiger regionaler Strommix führt im Market-Splitting zu günstigen Strompreisen:

- Sollte Deutschland in mehrere Preiszonen zerfallen, so könnte sich Bayern mit einem Ausbau von Freiflächen-Solarkraftwerken zukünftig einen – im Vergleich zu einer Entwicklung ohne einen starken Zubau von Freiflächen-Solarkraftwerken – günstigeren Strompreis sichern.
- Durch die niedrigen Strompreise wäre der Industrie- und Produktionsstandort Bayern auch langfristig gesichert.

Mittlere Stromgestehungskosten (LCOE) der erneuerbaren Energien nach Regionen (ohne Netzkosten) für 20 Jahre

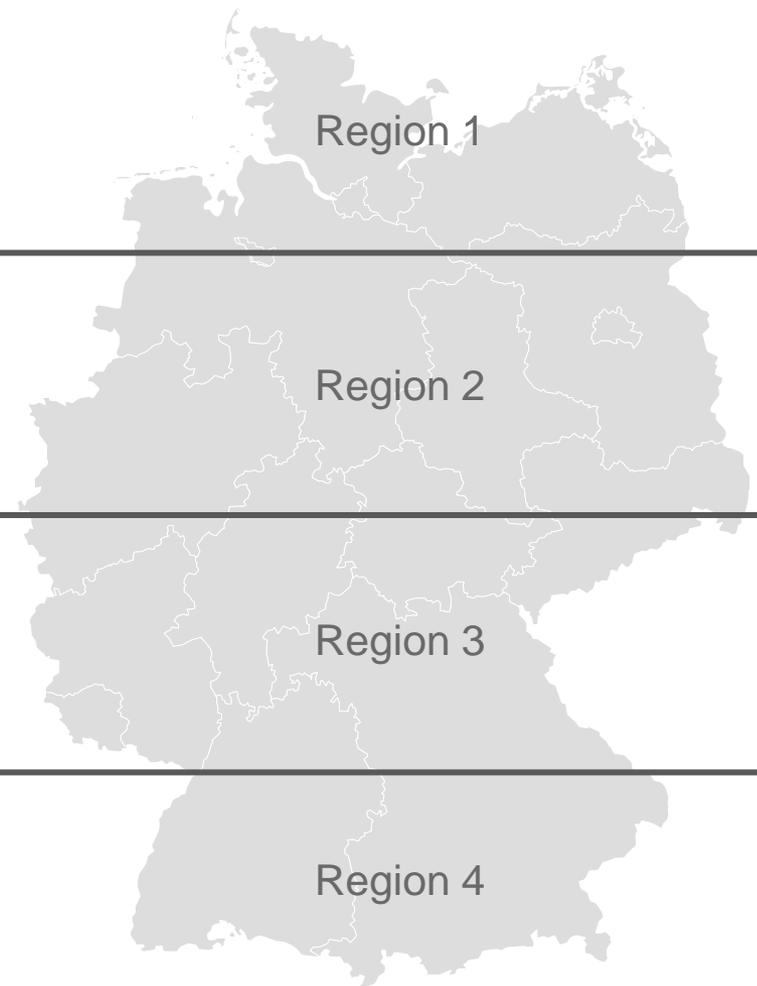
Angaben in Cent₂₀₁₂/kWh, Inbetriebnahme im Jahr 2015

PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
14,2	10,7	6,6	12,0	11,2	14,7

PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
13,4	9,9	7,4	-	11,2	14,7

PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
12,7	9,4	8,8	-	11,2	14,7

PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
12,1	8,7	9,6	-	11,2	14,7



Mittlere Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsarten nach Regionen (ohne Netzkosten) für 40 Jahre

Angaben in Cent₂₀₁₂/kWh, Inbetriebnahme im Jahr 2015 und 2035 (nur EE)

Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas GUD	Erdgas GT	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
-	8,2	9,3	15,6	13,0	9,2	5,9	11,0	11,3	14,7

Region 1

Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas GUD	Erdgas GT	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
5,6	8,2	9,3	15,6	12,3	8,5	6,6	-	11,3	14,7

Region 2

Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas GUD	Erdgas GT	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
5,6	8,4	9,3	15,6	11,6	8,1	7,7	-	11,3	14,7

Region 3

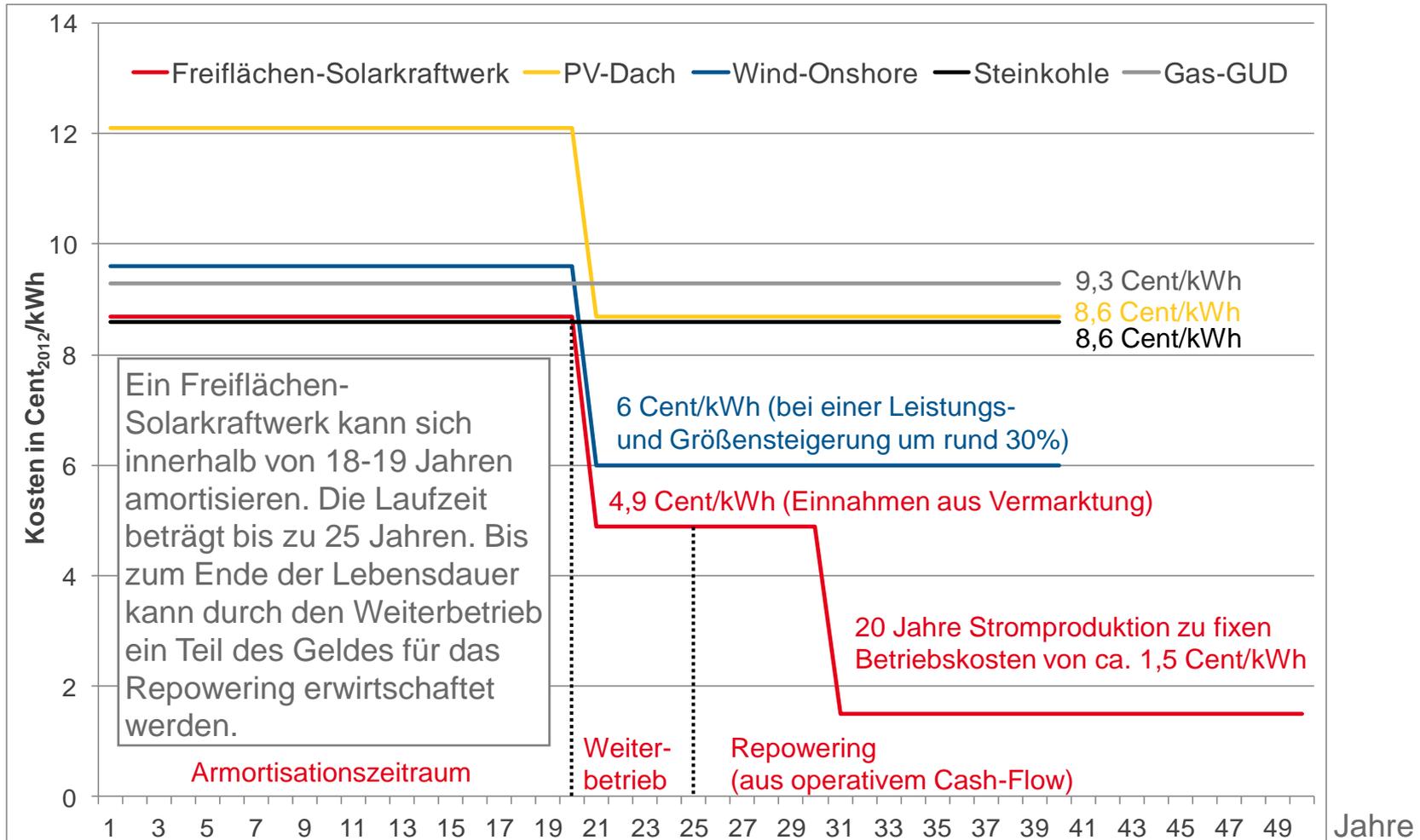
Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas GUD	Erdgas GT	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind-Onshore	Wind-Offshore	Bio-masse	Bio-gas
-	8,6	9,3	15,6	11,1	7,5	8,7	-	11,3	14,7

Region 4

Vorteile beim Repowering von Freiflächen-Solarkraftwerken:

- Die Vergütung für Freiflächen-Solarkraftwerke von 20 Jahren entspricht nicht zwangsläufig der Anlagenlebensdauer. Bei Freiflächen-Solarkraftwerken sind Lebensdauern von bis zu 25 Jahren entsprechend den Modulgarantien möglich.
- Bei der ersten Investition entfällt ein Teil der Investitionen bei Freiflächen-Solarkraftwerken auf Bauteile/Arbeiten, deren Lebensdauer auch deutlich über 25 Jahre hinausgeht (Flächenbereitstellung, Aufständering, Sicherheitsanlagen, Netzanschluss). Daher würde ein Repowering der Anlage deutlich kostengünstiger als die Investition einer Neuanlage. Es müssen lediglich die Module und Wechselrichter ausgetauscht werden.
- Geht man davon aus, dass man in 25 Jahren anstatt von PV-Modulen Folientechnik einsetzen kann, liegen die Kosten für den zweiten Investitionszyklus noch niedriger.
- Beim Betrieb eines Freiflächen-Solarkraftwerks über 25 Jahre kann sich das Kraftwerk in 18-19 Jahren amortisieren. In der verbleibenden Zeit kann mit den Einnahmen aus der Vermarktung (nach Ablauf des Vergütungszeitraums) ein Überschuss generiert werden, der einen Teil des Repowerings finanziert. Der übrige Kapitaldienst kann nach weiteren 4-6 Jahren der Vermarktung gedeckt werden.
- Somit fallen nach durchschnittlich 5 Jahren Betrieb der Repowering-Anlage nur noch die fixen Betriebskosten an. Diese liegen bei rund 1,5 Cent/kWh.
- Gleichzeitig fallen beim Repowering von Wind-Onshore höhere Kosten an, da in der Regel die gesamte Anlage erneuert werden muss.

Vergleich Stromgestehungskosten bei „Vorfinanzierung“ von Freiflächen-Solarkraftwerken



Vorteile einer stärkeren Nutzung von Freiflächen-Solarkraftwerken in Bayern:

- Freiflächen-Solarkraftwerke sind bereits heute eine der günstigsten Formen von erneuerbaren Energien in Süddeutschland, in Süd-Bayern die günstigste.
- Langfristig sind Freiflächen-Solarkraftwerke auch günstiger als alle konventionellen Energien in Süddeutschland.
- Sollte der Markt in Deutschland aufgrund struktureller Netzengpässe in Preiszonen zerfallen, würden weitere Solarkraftwerke das Angebot erhöhen und somit zu günstigeren Strompreisen führen.
- Eine strukturelle und volkswirtschaftlich wenig sinnvolle Übereinspeisung von Solarstrom in Süddeutschland ist in den kommenden 10 Jahren bei einer entsprechenden Anlagenauslegung nicht zu erwarten.
- Das neue energiewirtschaftliche Gesamtkonzept des vbw rechnet mit einem weiteren Ausbau der Photovoltaik von rund 10 GW. Selbst wenn dieser Ausbau alleine durch Freiflächen-Solarkraftwerke realisiert würde, gäbe es ausreichend Flächen. Ein 1 MW-Freiflächen-Solarkraftwerk benötigt ungefähr 1 ha Land. 10 GW benötigen somit 10.000 ha. Dies entspricht rund 0,3% der derzeitigen landwirtschaftlich genutzten Flächen in Bayern.
- Ein erhöhter Anteil von Freiflächen-Solarkraftwerke im süddeutschen Strommix kann zu günstigen Strompreisen am Tage führen und somit der Wirtschaft zugute kommen. Insgesamt verringern höhere Anteile von Freiflächen-Solarkraftwerken die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten in Bayern und Süddeutschland.



Frank Peter

Senior Projektleiter

prognos | Goethestr. 85 | D-10623 Berlin

Tel: +49 30 520059-237

E-Mail: frank.peter@prognos.com

Leonard Krampe

Berater

prognos | Goethestr. 85 | D-10623 Berlin

Tel: +49 30 520059-270

E-Mail: leonard.krampe@prognos.com



Wir geben Orientierung.

Prognos AG – Europäisches Zentrum für
Wirtschaftsforschung und Strategieberatung.