

---

# Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

---

ZUSAMMENFASSUNG DER ZWISCHENERGEBNISSE  
EINER STUDIE DER CONSENTEC GMBH IN  
ZUSAMMENARBEIT MIT DEM FRAUNHOFER IWES

---

März 2013

---

Agora  
Energiewende



---

# Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

---

## IMPRESSUM

---

### ZUSAMMENFASSUNG DER ZWISCHENERGEBNISSE EINER STUDIE DER CONSENTEC GMBH IN ZUSAMMENARBEIT MIT DEM FRAUNHOFER IWES

erstellt von Agora Energiewende  
Daniel Fürstenwerth

Consentec GmbH	Fraunhofer IWES   Kassel
Grüner Weg 1	Königstor 59
52070 Aachen	34119 Kassel

---

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin  
T +49. (0)30. 284 49 01-00  
F +49. (0)30. 284 49 01-29  
agora-energiewende.de  
info@agora-energiewende.de

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Input. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten. Im Begleitkreis waren vertreten:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,  
Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit,  
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg,  
Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk Nordrhein-Westfalen,  
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein.

Redaktion:  
Christoph Podewils

Satz und Korrektorat:  
Infotext GbR  
www.infotext-berlin.de

---

**011/01-S-2013/DE**

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.

---

# Inhalt

---

---

I. Gegenstand und Aufbau der Studie	3
II. Ergebnisse der Untersuchung	5
III. Schlussfolgerungen	12
Anhang I: Methodik und Annahmen	13
Anhang II: Detaillierte Ergebnisse von Consentec	14

---



# I. Gegenstand und Aufbau der Studie

## Sollten Wind- und Solaranlagen in Zukunft eher an den Standorten mit den besten Wind- bzw. Sonnenverhältnissen oder eher bei den Verbrauchszentren gebaut werden?

Diese Frage wird in der aktuellen Diskussion um den weiteren Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland kontrovers diskutiert. Es gibt zwei unterschiedliche Sichtweisen: Die eine Seite argumentiert, der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen sollte an den jeweils besten Standorten geschehen, das heißt Windkraftanlagen in Norddeutschland und Solaranlagen im Süden, da dort Strom zu den geringsten Kosten produziert werden könne. Die andere Seite hält dagegen, der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen sollte verteilt in ganz Deutschland erfolgen mit Schwerpunkt in der Nähe der Verbrauchszentren, da dies zu Einsparungen bei den Netzen und Speichern führe. Eine fundierte, gesamthafte Betrachtung wurde bislang nicht getätigt.

## Entscheidend sind die Kosten des gesamten Stromsystems, also die Kosten der Erneuerbaren Energien, die Kosten der Stromnetze und die Effekte auf das restliche Stromsystem

Um die eingangs gestellte Frage beantworten zu können, hat Agora Energiewende die Auswirkungen unterschiedlicher Optimierungsstrategien auf die Kosten des Stromsystems untersuchen lassen. Neben den Kosten für die Stromerzeugung wurden die Kosten für Übertragungs- und Verteilnetze sowie die indirekten Effekte auf den residualen Kraftwerkspark betrachtet. Die Untersuchungen wurden von dem Beratungsunternehmen Consentec durchgeführt. Betrachtet wurden das Stromsystem in Deutschland sowie der marktgetriebene Austausch mit dem benachbarten Ausland. Die zeitlich und räumlich detaillierte Stromerzeugung aus Wind und Sonne wurde vom Fraunhofer IWES auf Basis historischer Wetterdaten modelliert.

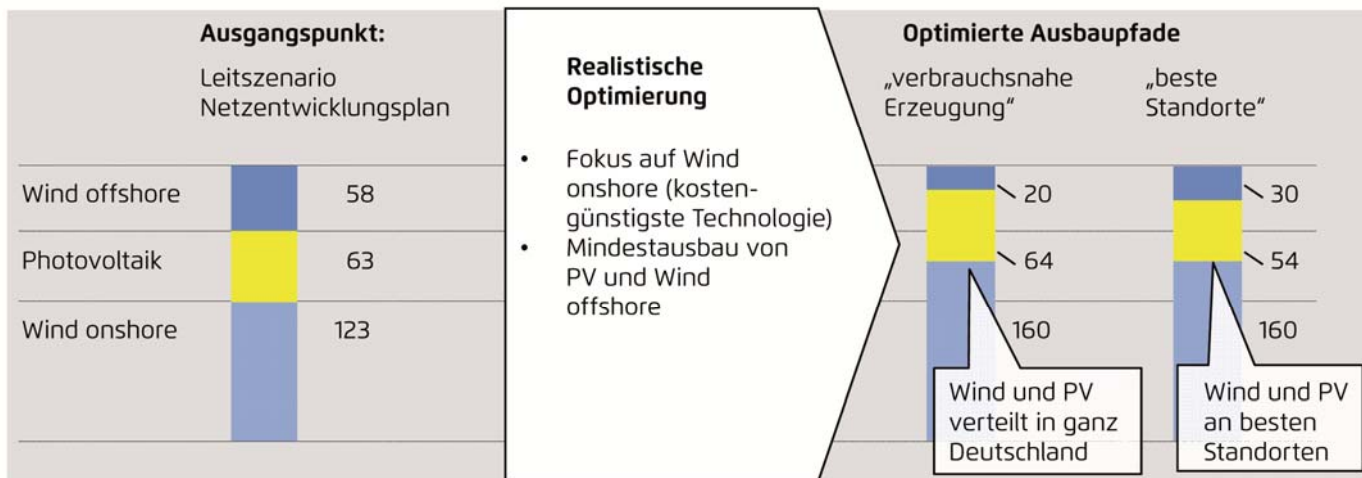
## Ausgangspunkt der Untersuchung war das Leitszenario der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2013, das mit alternativen Szenarien verglichen wurde

Der Ausgangspunkt der Untersuchungen war der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013. Das Basisszenario enthält insofern die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu dem Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen in den Jahren 2023 und 2033 aus dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans. Davon ausgehend wurden zwei alternative Szenarien betrachtet: eine eher „verbrauchsnahe Erzeugung“ und ein stärker an den „besten Standorten“ orientierter Ausbau. Die Summe des aus Erneuerbaren Energien produzierten Stroms in Terawattstunden (TWh, vor Abregelungen) ist dabei in allen betrachteten Szenarien gleich, wozu je nach Technologie und Standort in den Szenarien unterschiedliche Leistungen (in Gigawatt, GW) erforderlich sind. Um realistische Optimierungsszenarien und nicht theoretische Extremszenarien zu berechnen, wurde sowohl bei Photovoltaik als auch bei Offshore-Windkraft ein Mindestausbau angenommen<sup>1</sup>.

Das Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ hat im Vergleich zum Basisszenario deutlich weniger Strom aus Offshore-Windkraft, da dieser fern von den Verbrauchszentren produziert wird. Dieser Strom wird durch Onshore-Windkraftanlagen ersetzt. Zudem findet der Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen stärker verteilt in ganz Deutschland statt, während das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende Szenario eine Konzentration von Windkraft im Norden und Photovoltaik im Süden enthält.

<sup>1</sup> Für Photovoltaik mindestens 52 GW in den Jahren 2023 und 2033, für Offshore-Windkraft 5 GW im Jahr 2023, 9 GW im Jahr 2033

### Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in TWh, 2023



Das Szenario „beste Standorte“ fokussiert auf die günstigste erzeugbare Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien. Dementsprechend wird die erzeugte Strommenge aus Offshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Vergleich zum Basisszenario reduziert und durch die günstigste Technologie, also Onshore-Windkraft, ersetzt. Der Zubau von zusätzlichen Windkraftanlagen konzentriert sich dabei auf die besten Standorte, das heißt vor allem Wind im Norden.

### Muss der Ausbau der Erneuerbaren auf den Ausbau der Netze warten?

In Zeiten von viel Wind werden in manchen Gegenden Norddeutschlands bereits heute Windkraftanlagen abgeregelt, weil nicht genug Netzkapazitäten zur Verfügung stehen. Ob und gegebenenfalls in welcher Höhe Verzögerungen beim Netzausbau Auswirkungen auf die Kosten der Stromerzeugung insgesamt haben, wurde bislang nicht systematisch untersucht. Die vorliegende Studie geht dieser Frage nach, insbesondere um herauszufinden, ob eine Verzögerung beim Netzausbau einen Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit des einen oder anderen optimierten Ausbaupfades hat. Dazu wurden Kosten des Stromsystems in den optimierten Ausbaupfaden in jeweils zwei Varianten berechnet: Einerseits unter der Annahme eines um etwa zehn Jahre verzögerten Netzausbaus<sup>2</sup>, andererseits unter der Annahme eines an den jeweiligen Erneuerbare-Energien-Ausbau

<sup>2</sup> Dabei wurde angenommen, dass das Startnetz aus dem Netzentwicklungsplan (das heißt im Wesentlichen die Trassen des geltenden Energieleitungsausbaugesetzes) erst bis 2023 und die Maßnahmen, die im aktuell in der Beratung befindlichen Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes bis 2022 vorgesehen sind, erst 2033 realisiert werden.

angepassten, schnellen und vollständigen Netzausbaus. Verglichen werden diese Szenarien jeweils mit dem Basis-szenario, dem die Festlegungen der Bundesnetzagentur zugrunde liegen und bei dem angenommen wird, dass sich der Netzausbau um etwa zehn Jahre verzögert.<sup>3</sup>

### Ausblick auf das PV-Breakthrough-Szenario

Neben den hier dargestellten Zwischenergebnissen wird noch ein weiteres Szenario betrachtet, in dem ein sehr starker Ausbau von Photovoltaik- und Batteriesystemen angenommen wird, bis zu 150 GW im Jahr 2033. Der Fokus dieser zusätzlichen Untersuchung liegt nicht in der Analyse der Gesamtkosten des Stromsystems, die in einem solchen Breakthrough-Szenario reine Spekulation wären. Vielmehr soll hier zum einen betrachtet werden, wie viel Speicher maximal kosten dürfen, wenn dieses Szenario die gleichen Kosten wie das Basisszenario verursacht. Zum anderen wird mit diesem Szenario der Robustheit der Ergebnisse anderer Szenarien nachgegangen, insbesondere mit Blick auf den Netzausbau. Die Ergebnisse dieses Szenarios sowie der Endbericht der Untersuchung werden im April 2013 vorliegen.

<sup>3</sup> Ein Szenario „Ausbau Erneuerbare Energien und Netze gemäß Leitszenario der Bundesnetzagentur“ wurde nicht untersucht, da dies derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt wird und insofern eine unnötige Dopplung dargestellt hätte.

## II. Ergebnisse der Untersuchung

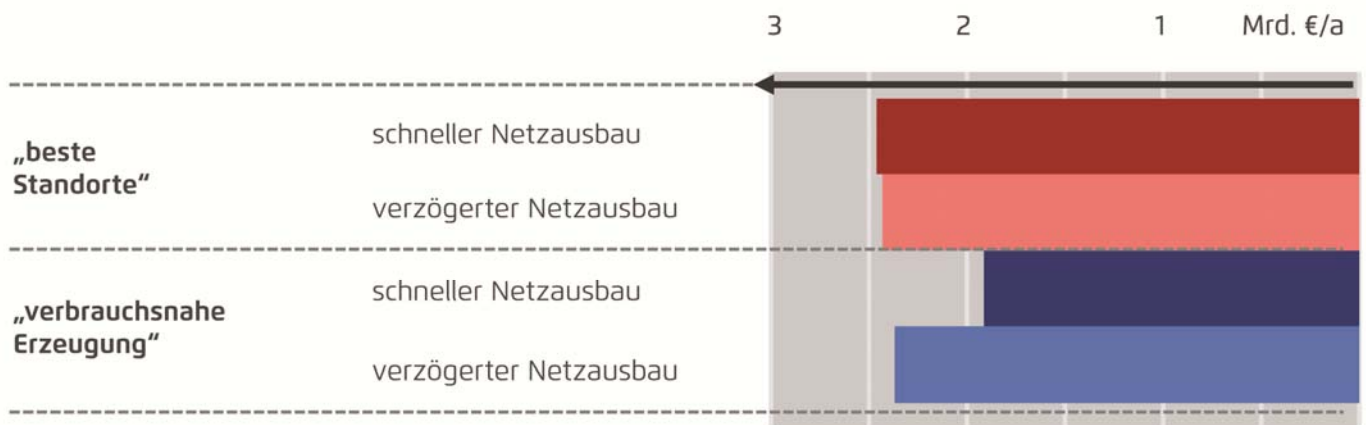
### 1. Im Jahr 2023 können durch einen optimierten Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland rund zwei Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden

Die Untersuchung der gesamten Kosten der Stromerzeugung in den optimierten Ausbaupfaden zeigt, dass es bei allen betrachteten Szenarien zu erheblichen Einsparungen gegenüber dem Basisszenario kommt<sup>4</sup>. Die jährlichen Einsparungen im Jahr 2023 variieren je nach Szenario zwischen 1,9 und 2,5 Milliarden Euro. Darin sind die Unterschiede in den Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Übertragungs- und Verteilnetze sowie dem unterschiedlichen Einsatz der residualen Kraftwerke enthalten.<sup>5</sup>

### Insbesondere die Verlagerung des Ausbaus von Windkraftanlagen auf dem Meer hin zu Windkraftanlagen an Land spart Kosten

Der wesentliche Effekt bei der Kostenreduktion in den optimierten Ausbaupfaden sind die geringeren Investitionskosten der erneuerbaren Technologien (minus 1,9 bis minus 2,5 Milliarden Euro, in der Grafik auf der nächsten Seite mit „A“ gekennzeichnet). Aufgrund der hohen Annahmen für die installierte Leistung bei der Offshore-Windkraft im Leit-szenario des Netzentwicklungsplans (14 GW gegenüber heute 0,3 GW) gibt es hier erhebliche Optimierungspotenziale. In den beiden optimierten Ausbaupfaden werden wesentliche Anteile der Stromproduktion aus Offshore-Windkraft durch Onshore-Windkraft ersetzt. Dazu müssen zwar aufgrund der geringeren Strommenge je installierter

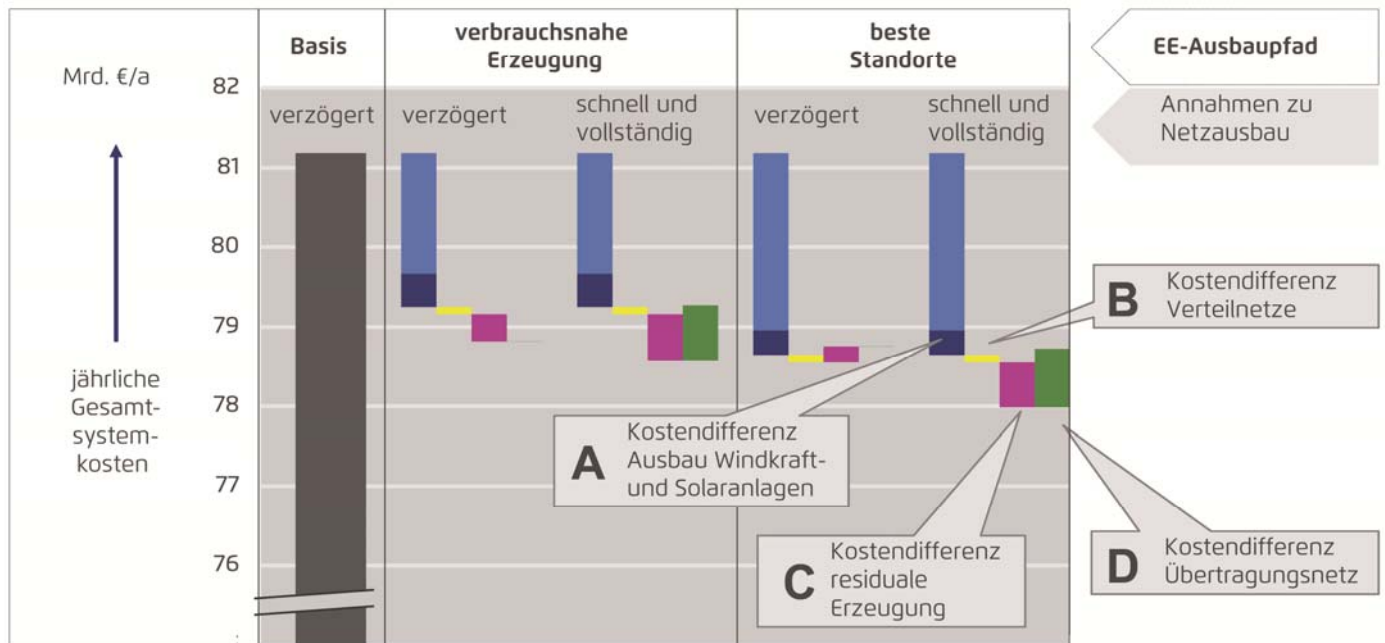
### Kosteneinsparungen gegenüber dem Basisszenario, 2023



<sup>4</sup> Als Basisszenario wurde hier der Ausbau der Erneuerbaren gemäß dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans unter Annahme eines verzögerten Netzausbaus angenommen.

<sup>5</sup> Bezogen auf die gesamten Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2023 entspricht dies einer Einsparung von zwei bis drei Prozent. Die gesamten Kosten der Stromerzeugung im Basisszenario im Jahr 2023 werden auf etwa 81 Milliarden Euro pro Jahr geschätzt, inklusive annuitätische Kapitalkosten der bestehenden konventionellen Kapazitäten und vorhandenen Netze, der erneuerbaren Kapazitäten im Leitszenario sowie der variablen Kosten und Brennstoffkosten für fossile und erneuerbare Erzeugung.

## Kostenvergleich aller Differenzkosten der Szenarien, 2023



Leistung (Volllaststunden) mengenmäßig mehr Windkraftanlagen an Land gebaut werden, durch die hohen Unterschiede bei den Investitionskosten (je GW) ergibt sich jedoch in Summe eine erhebliche Kostenersparnis<sup>6</sup>. Der Unterschied in den Ausbaukosten bei Ersatz durch Windkraftanlagen im Norden gegenüber dem Binnenland (mehr installierte Leistung für gleiche Stromproduktion erforderlich) ist dabei im Vergleich zu dem Unterschied der Ausbaukosten zwischen Offshore-Windkraft und Onshore-Windkraft gering.

### Die indirekten Effekte auf das restliche Stromsystem haben 2023 einen relativ geringen Einfluss auf die Ergebnisse der Optimierung

Der Einfluss der indirekten Effekte von verschiedenen Ausbaupfaden der Erneuerbaren auf die Kosten des restlichen Stromsystems ist in Summe im Verhältnis zu den Unterschieden in den Ausbaukosten der Erneuerbaren gering. Die drei wesentlichen indirekten Effekte wurden im Detail untersucht:

- Durch den Anschluss an unterschiedlichen Netzebenen ändern sich die Ausbaukosten im Verteilnetz (circa minus 0,1 Milliarden Euro, in untenstehender Grafik mit „B“ gekennzeichnet).
- Durch die Unterschiede in der zeitlichen Einspeisung in Abhängigkeit von Technologie und Standort (gleichmäßigere Einspeisung von Offshore-Windenergie, lastprofilnähere Einspeisung von Strom aus Photovoltaik, zeitlich versetzte Einspeisung von Windenergie im Süden) sowie durch den unterschiedlichen Ausbau der Übertragungsnetze ergeben sich unterschiedliche Kosten der residualen Stromerzeugung, inklusive dem Ersatz von abgeregelten Strommengen (circa minus 0,6 bis plus 0,2 Milliarden Euro, in der Grafik mit „C“ gekennzeichnet).
- In den Szenarien mit schnellem und vollständigem Netzausbau kommen gegenüber den Szenarien mit verzögertem Netzausbau Kosten für die Übertragungsnetze hinzu (circa plus 0,7 Milliarden Euro, in der Grafik mit „D“ gekennzeichnet).

<sup>6</sup> Die Ergebnisse legen nahe, dass ein ähnliches Ergebnis bei dem Ersatz von Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen durch Onshore-Windkraft zu erwarten wäre. Aufgrund der relativ geringen Differenz zwischen den Annahmen zum Ausbau von Photovoltaik im Leitszenario (61 GW gegenüber circa 32 GW heute) gegenüber dem angenommenen Mindestausbau von 52 GW ergeben sich hier jedoch kaum Optimierungspotenziale.



## 2. Eine Optimierung hin zu einer eher „verbrauchsnahe Erzeugung“ führt in etwa zu den gleichen Einsparungen wie eine Optimierung hin zu den „besten Standorten“

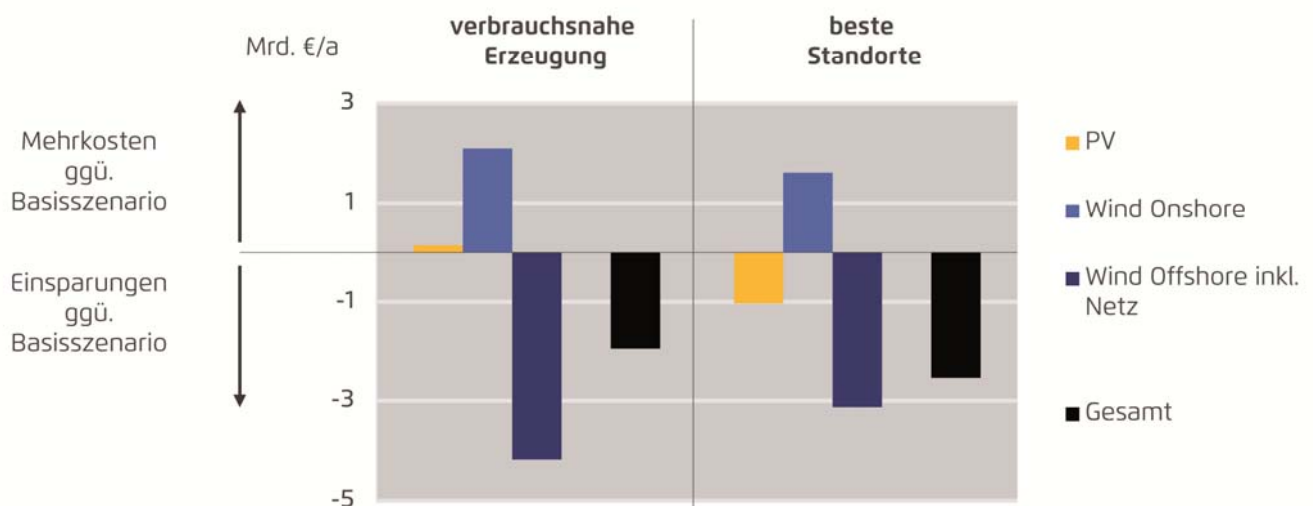
Die beiden untersuchten Optimierungsstrategien führen in Summe zu etwa identischen Kostenreduktionen gegenüber dem Basisszenario. Bei einer Optimierung hin zu den „besten Standorten“ können dabei etwa 0,1 Milliarden Euro pro Jahr mehr gespart werden als bei einer eher „verbrauchsnahe Erzeugung“. Dabei gleichen sich zwei gegenläufige Effekte in etwa aus. Der Ausbau der Erneuerbaren ist in dem Ausbaupfad „beste Standorte“ um etwa 0,6 Milliarden Euro pro Jahr günstiger als im Ausbaupfad „verbrauchsnahe Erzeugung“; die Kosten der indirekten Effekte bei der „verbrauchsnahe Erzeugung“ sind hingegen in Summe um etwa 0,5 Milliarden Euro vorteilhafter als im Ausbaupfad „beste Standorte“.

Die höheren Kosteneinsparungen beim Ausbau der Erneuerbaren in dem Ausbaupfad „beste Standorte“ liegen

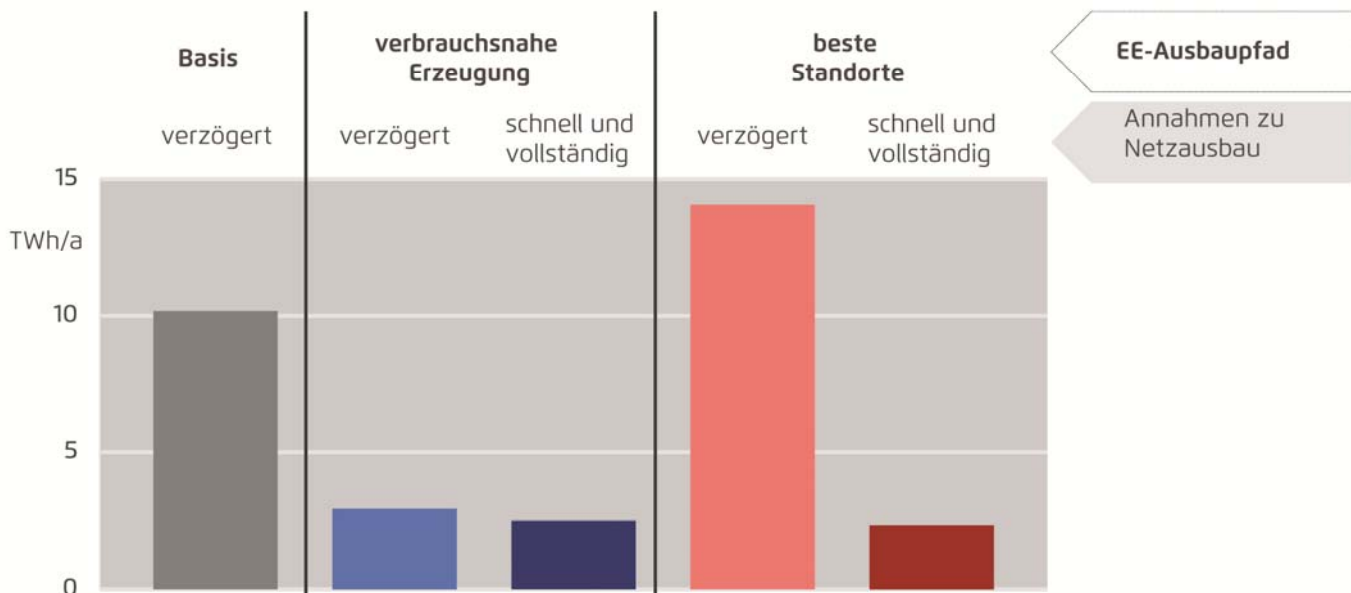
im Wesentlichen in den geringeren Ausbaurkosten für Onshore-Windkraft. Entsprechend der Annahmen der Optimierungsstrategie werden zusätzliche Windkraftanlagen an guten Standorten (im Norden) gebaut. Um die gleiche Menge an Strom aus Onshore-Windkraft zu erzielen, müssen im Ausbaupfad „verbrauchsnahe Erzeugung“ mehr und teurere Windkraftanlagen im Binnenland zugebaut werden (circa 20 Prozent höhere zusätzlich installierte Leistung). Darüber hinaus kommt es zwischen den Ausbaupfaden zu einer Verlagerung der Ausbaurkosten zwischen Photovoltaik (11 GW mehr bei „verbrauchsnahe Erzeugung“) und Offshore-Windkraft (2,3 GW mehr bei „beste Standorte“), was aufgrund der ähnlichen Stromerzeugungskosten von Photovoltaik und Offshore-Windkraft jedoch keine wesentlichen Auswirkungen auf die direkten Ausbaurkosten hat.

**Einsparungen in der residualen Stromerzeugung (inklusive Ersatz für abgeregelte EE-Erzeugung) wiegen bei einer „verbrauchsnahe Erzeugung“ die höheren Kosten für den EE-Ausbau fast auf**

### Kostendifferenz Ausbau Windkraft- und Solaranlagen, 2023



## Notwendige Abregelungen, 2023



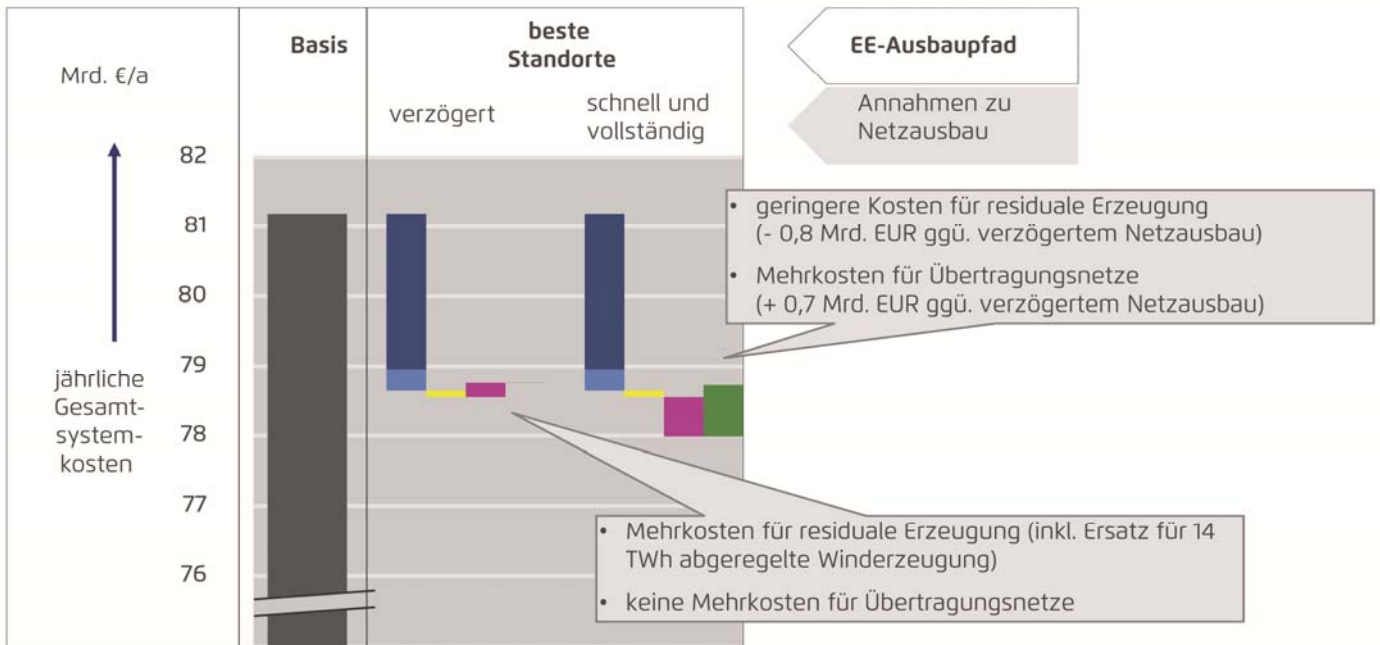
In dem Ausbaupfad „beste Standorte“ wird im Wesentlichen die teure Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf dem Meer (minus 28 TWh) und aus Photovoltaik (minus 9 TWh) durch Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland ersetzt. Dadurch wird der Strom zwar erheblich billiger produziert, allerdings mit einem etwas weniger stetigen Erzeugungsprofil (circa 2.600 bis 2.900 Volllaststunden versus circa 4.100) und weitgehend gleichzeitig mit der im Basisszenario bereits angenommenen erheblichen installierten Leistung an Windkraftanlagen im Norden. Bei einem verzögerten Netzausbau führt dies zu Abregelungen in der Höhe von circa 14 TWh und im Vergleich zum Basisszenario zu Mehrkosten in der residualen Stromerzeugung in Höhe von 0,2 Milliarden Euro pro Jahr (bedingt durch unterschiedlichen Einsatz der Kraftwerke und Ersatz für abgeregelte Strommengen). Sowohl die Abregelungen als auch die Mehrkosten der residualen Stromerzeugung können durch schnellen und vollständigen Netzausbau vermieden werden, was in dem hier betrachteten Szenario allerdings mit Kosten für den Netzausbau in etwa gleicher Höhe ersetzt wird.

Im Ausbaupfad „verbrauchsnahe Erzeugung“ wird hingegen die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf dem Meer im Wesentlichen durch Stromerzeugung aus Windkraftanlagen im Binnenland ersetzt und durch einen größeren Anteil Photovoltaik ergänzt (im Vergleich zu dem Ausbaupfad „beste Standorte“ werden zehn TWh mehr Photovoltaik und zehn TWh weniger Offshore-Windenergie erzeugt). Durch

die räumliche Verteilung der Windkraftanlagen in ganz Deutschland sowie den höheren Anteil an Photovoltaik ist die Einspeisung sowohl zeitlich als auch räumlich diversifizierter als in den anderen Szenarien. Durch diesen „Portfolioeffekt“ wird die Einspeisung aus der Gesamtheit der Windkraft- und Solaranlagen weit stetiger und die Kosten für die residuale Erzeugung sinken gegenüber dem Basisszenario um 0,35 Milliarden Euro pro Jahr (bei verzögertem Netzausbau) bis zu 0,6 Milliarden Euro pro Jahr (bei schnellem und vollständigem Netzausbau). Die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen liegt in diesem Ausbaupfad bei lediglich zwei bis drei TWh und ist größtenteils durch eine Abregelung auf Verteilnetzebene bedingt<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Bei der Modellierung der Verteilnetze wurde eine Auslegung unterstellt, welche einen Ausbau auf „die letzte kWh“ aus Gründen der Kosteneffizienz vermeidet und daher ein gewisses Maß an Abregelung verursacht.

### Kostenvergleich aller Differenzkosten der Szenarien, 2023



### 3. Während der Ausbau der Netze langfristig wichtig ist, ist ein verzögerter Netzausbau bei alleiniger Betrachtung der Kosten bis 2023 nicht kritisch

Der Vergleich der detaillierten Differenzkosten der gesamten Stromerzeugung in dem Ausbaupfad „beste Standorte“ zeigt deutlich die gegenläufigen Effekte bei dem unterstellten verzögerten versus schnellen und vollständigen Netzausbau. Bei einer Verzögerung des Ausbaus der Übertragungsnetze um etwa zehn Jahre (für 2023 wird lediglich das Startnetz des Netzentwicklungsplans als realisiert angenommen) kommt es in diesem Ausbaupfad zu erheblicher Abregelung vor allem von Windkraftanlagen im Norden, in Summe circa 14 TWh. Insbesondere das Ersetzen dieser abgeregelten Strommengen durch das residuale Stromerzeugungssystem verursacht Mehrkosten, in der Grafik dargestellt als Differenzkosten im Vergleich zu dem Basisszenario mit verzögertem Netzausbau (in dem eine Abregelung von zehn TWh auftritt). Bei einem schnellen und vollständigen Netzausbau, der angepasst an den angenommenen Ausbaupfad der Erneuerbaren ist, wird das Ausmaß der Abregelung auf etwa zwei TWh reduziert, die Kosten im residualen Erzeugungssystem sinken um 0,8 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber denen im Fall des verzögerten Netzausbaus. Erkauft wird diese Reduktion der Kosten jedoch durch den Ausbau des Übertragungsnetzes über die

Maßnahmen des Startnetzes des Netzentwicklungsplans hinaus, der etwa 0,7 Milliarden Euro pro Jahr an Mehrkosten verursacht.<sup>8</sup>

#### Je verteilter der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland, desto später treten erhebliche Abregelungs-Strommengen auf und entsprechend später wird ein voll ausgebautes Netz benötigt

Bei einem eher an der „verbrauchsnahen Erzeugung“ orientierten Ausbau der Erneuerbaren führen die hier getroffenen Annahmen zum verzögerten Netzausbau sogar zu geringeren Gesamtkosten als in dem Fall des schnellen und vollständigen Netzausbaus. Der in ganz Deutschland verteilte Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen sowie die auch im „verzögerten“ Netzausbauszenario unterstellte Realisierung der Maßnahmen des Startnetzes des Netzentwicklungsplans bis 2023 reichen aus, um größere Mengen an Abregelung zu vermeiden. Bei der Annahme eines schnellen und vollständigen Netzausbaus kommt es zwar durch einen kosteneffizienteren Einsatz des residualen Kraftwerksparks zu geringeren residualen Erzeugungskosten (minus 0,25 Milliarden Euro pro Jahr), gleichzeitig fallen

<sup>8</sup> In diesem Vergleich der „harten“ Kosten nicht betrachtet sind Aspekte, die sich in ihrem monetären Wert kaum quantifizieren lassen, wie Maßnahmen zur Änderung der Betriebsführung und Einsatzsteuerung, um das Stromsystem trotz unvollständigem Netzausbau sicher betreiben zu können.

aber die Kosten für den Netzausbau an (plus 0,7 Milliarden Euro pro Jahr).<sup>9</sup>

#### 4. Die wesentlichen Ergebnisse haben auch im Jahr 2033 Bestand

##### Ausgehend von dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans wurden für 2033 mit der gleichen Logik wie die für das Jahr 2023 optimierten Erneuerbare-Energien-Ausbaupfade untersucht

Neben den Untersuchungen für 2023 wurde auch das Jahr 2033 betrachtet. Die Gestaltung der Szenarien folgt der gleichen Logik wie der für 2023. Entsprechend der Annahmen aus dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans für 2033 sind die Mengen des aus Windkraft- und Solaranlagen erzeugten Stroms jedoch höher.

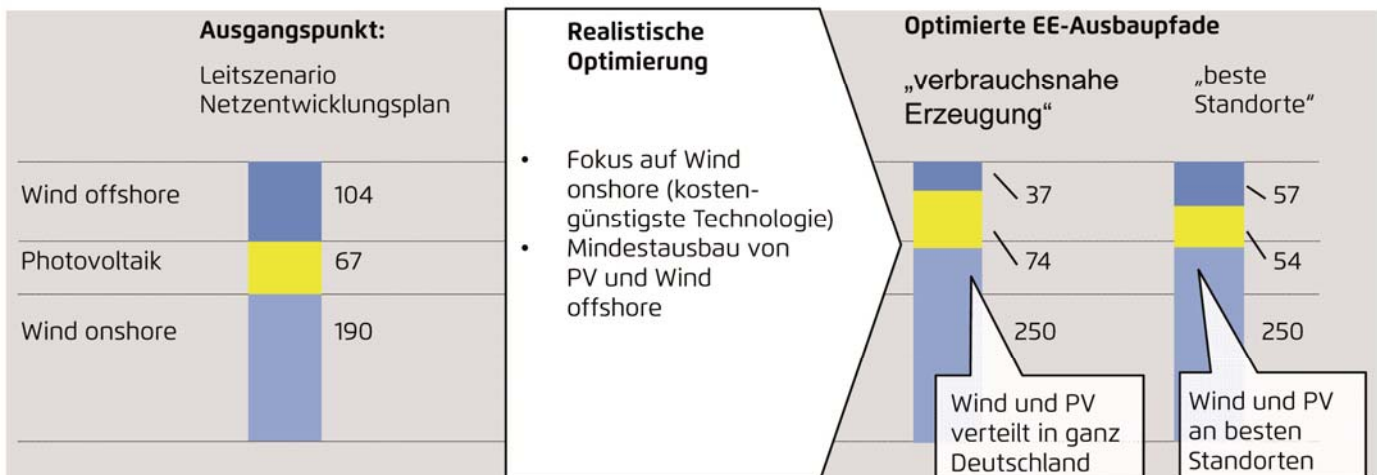
In den Szenarien mit „verzögertem Netzausbau“ wird angenommen, dass die Netzausbauprojekte, die im aktuellen Entwurf des Bundesbedarfsplans enthalten (und zur Realisierung vor 2022 vorgesehen) sind, zwar verzögert, aber bis 2033 vollständig realisiert werden. Damit ist für diese Szenarien ein verzögerter, aber dennoch signifikanter Netzausbau unterstellt, der – wie die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen – bereits wichtige Anpassung der Netze auf

die neue Erzeugungssituation darstellt. In den Szenarien mit „schnellem und vollständigem“ Netzausbau wurde in den optimierten Ausbaupfaden jeweils ein weiterer, angepasster Netzausbau unterstellt.

##### Im Jahr 2033 können durch einen optimierten Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden

Die Ergebnisse der Untersuchungen für das Jahr 2033 spiegeln die oben dargestellten Ergebnisse für 2023. Aufgrund des steigenden Beitrags der Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung (in allen Ausbaupfaden in Summe 361 TWh im Jahr 2033 gegenüber 244 TWh im Jahr 2023) steigen jedoch die Differenzbeträge. Die mögliche Kostenersparnis durch optimierte Ausbaupfade beträgt im Jahr 2033 zwischen drei und vier Milliarden Euro pro Jahr. Der wesentliche Treiber dieser Kostenersparnis liegt weiterhin in den Ausbaukosten der Erneuerbaren (2,8 bis 3,7 Milliarden Euro pro Jahr), insbesondere der Verlagerung des Zubaus von Windkraftanlagen auf dem Meer hin zu Windkraftanlagen an Land (im Norden oder im Binnenland).

#### Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in TWh, 2033



<sup>9</sup> Dabei ist jedoch zu betonen, dass in der Untersuchung nicht ein kostenoptimales Maß an Netzausbau bestimmt werden konnte (welches vermutlich zwischen den hier betrachteten Szenarien „verzögerter Netzausbau“ und „schneller und vollständiger Netzausbau“ liegt). Außerdem ist zu beachten, dass der Netzausbau stets „diskret“ erfolgen muss, das heißt bei einer

---

### **Auch im Jahr 2033 führt eine Optimierung hin zu „verbrauchsnaher Erzeugung“ zu vergleichbaren Einsparungen wie eine Optimierung hin zu den „besten Standorten“**

Wie im Jahr 2023 führen die beiden untersuchten Optimierungsstrategien zu ähnlichen Kostenreduktionen. Die Einsparungen in dem Ausbaupfad „beste Standorte“ sind dabei mit 3,5 bis 4 Milliarden Euro pro Jahr etwas höher als die Einsparungen in dem Ausbaupfad „verbrauchsnahe Erzeugung“ (2,9 bis 3,2 Milliarden Euro pro Jahr). Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Ausbaupfaden liegt wie im Jahr 2023 in der Differenz in den Ausbaukosten (0,9 Milliarden Euro pro Jahr Mehrkosten bei „verbrauchsnahe Erzeugung“ gegenüber „besten Standorten“). Dem wirkt weiterhin der Effekt der räumlich und zeitlich stärker verteilten Einspeisung entgegen, insbesondere im Fall eines verzögerten Netzausbaus (0,6 Milliarden Euro pro Jahr Einsparungen bei den residualen Erzeugungskosten bei „verbrauchsnahe Erzeugung“ gegenüber „besten Standorten“). Anders als im Jahr 2023 ergeben sich jedoch im Vergleich zu dem Ausbaupfad „beste Standorte“ um 0,2 Milliarden Euro pro Jahr höhere Kosten für die Verteilnetze, da die Menge an installierter Leistung höher ist.

### **Netzausbau führt in allen Szenarien im Jahr 2033 zu geringeren Kosten**

Durch den höheren Anteil an Stromerzeugung aus Wind und Sonne steigen die Auswirkungen auf das restliche Stromsystem in Deutschland und die Menge an Abregelung steigt in allen Szenarien. Der Ausbau der Übertragungsnetze über die im „verzögerten“ Netzausbau für 2033 bereits angenommenen Ausbaumaßnahmen (entsprechend dem aktuellen Entwurf des Bundesbedarfsplans) hinaus reduziert diese Abregelung in den beiden Ausbaupfaden erheblich: im Ausbaupfad „verbrauchsnahe Erzeugung“ von 35 auf 25 TWh, im Ausbaupfad „beste Standorte“ von 47 auf 27 TWh. In Summe können durch den zusätzlichen Netzausbau 0,2 bis 0,5 Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden.

## III. Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse des auf die Gesamtsystemkosten fokussierten Vergleichs verschiedener regional differenzierter Ausbaupfade im Bereich der Erneuerbaren Energien lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

### 1. Die Politik hat einen großen Handlungsspielraum bei der Frage des regionalen Ausbaus von Onshore-Windkraft und Photovoltaik.

Die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen regionalen Ausbaupfaden von Onshore-Windkraft und Photovoltaik sind sehr gering (circa 0,1 Milliarden Euro jährlich im Jahr 2023), sodass aus wissenschaftlicher Sicht weder dem Pfad „beste Standorte“ noch dem Pfad „verbrauchsnahe Erzeugung“ ein Kostenvorteil zugebilligt werden kann. Im Vergleich zu dem Basisszenario, dem die Annahmen des Netzentwicklungsplans zugrunde liegen, führen beide Ausbaupfade zu jährlichen Einsparungen von circa zwei Milliarden Euro. Diese resultieren vor allem aus einem langsameren Zubau von Offshore-Windkraft und einem stattdessen schnelleren Zubau von Onshore-Windkraft.

### 2. Um einen kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien zu realisieren und gleichzeitig Lerneffekte zu ermöglichen, sollte der Ausbau der Offshore-Windenergie weitergeführt werden, allerdings auf einem im Vergleich zu den Zielen der Bundesregierung niedrigeren Niveau.

Durch eine Verlagerung des Zubaus von Windkraftanlagen auf dem Meer hin zu Windkraftanlagen an Land (im Norden oder Süden) können erhebliche Kosten eingespart werden (gut zwei Milliarden Euro jährlich im Jahr 2023). Gleichzeitig gilt es, das noch erhebliche Potenzial an Technologie-Innovationen und Kostensenkungen bei der Offshore-Windenergie zu realisieren. Ohne weiteren Ausbau ist dies nicht möglich. Hier gilt es, die richtige Balance zu finden.

### 3. Netzausbau ist eine wichtige Voraussetzung für die Energiewende. Das sogenannte Startnetz des Bundesbedarfsplans (Trassen des EnLAG) wird dringend gebraucht. Unter reinen Kostengesichtspunkten ist ein um wenige Jahre verzögerter Bau der weiteren Trassen des Bundesbedarfsplangesetzes aber nicht kritisch.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht darauf warten, bis die (über das Startnetz hinausgehenden) Trassen des Bundesbedarfsplangesetzes realisiert sind. Denn ein verzögerter Netzausbau führt in den betrachteten Szenarien zwar zu höheren Abregelungen, die aber durch vermiedene Investitionskosten in Netze bis 2023 in etwa aufgewogen werden. Die Optimierung der gesamten Systemkosten muss bei der zukünftigen Netzplanung stärker berücksichtigt werden. Der Ausblick auf 2033 zeigt, dass ein vollständiger und rechtzeitiger Netzausbau langfristig bis zu 0,5 Milliarden Euro pro Jahr einsparen kann. Zudem ist zu beachten, dass das Szenario „verzögerter Netzausbau“ durch die angenommene Realisierung der 24 Vorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes („Startnetz“) bis 2023 bereits einen beträchtlichen Netzausbau beinhaltet. Insofern gilt: Die Energiewende braucht den Netzausbau; es geht nicht um das Ob, sondern um das Wann.

# Anhang I: Methodik und Annahmen

## Betrachtung der gesamten Kosten des Stromsystems durch Consentec

In der Untersuchung wurden alle Kosten der Stromerzeugung betrachtet und von Consentec detailliert modelliert: Kosten für die Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen (im Wesentlichen Investitionskosten), Kosten für die restliche Stromerzeugung (andere Erneuerbare und residuale Kraftwerke in Deutschland und Europa) sowie Kosten für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze.

Die Kosten des Ausbaus der Übertragungsnetze wurden in Abhängigkeit des jeweiligen Ausbaus der Erneuerbaren ermittelt beziehungsweise in den Szenarios mit unterstelltem verzögertem Netzausbau gemäß den fixen Annahmen angesetzt. Die Kosten des Ausbaus der Verteilnetze wurden in Abhängigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren auf Basis eines vereinfachten Modells bewertet. Die Kosten der residualen Stromerzeugung in Deutschland und Europa wurden in einem kraftwerksblockscharfen Modell des gesamten Europäischen Strommarktes in stundengenaue Auflösung modelliert.

## Hochaufgelöste Einspeisezeitreihen für Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland von Fraunhofer IWES

Die räumlich und zeitlich hochaufgelöste Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen wurde durch das Fraunhofer IWES erarbeitet. Basierend auf den realen historischen Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2011 (basierend auf Reanalyse-Daten des COSMO-EU-Modells unter Berücksichtigung von Windmessungen an über 200 Stationen in Deutschland) und Annahmen zu der zukünftigen technischen Auslegung von Windkraft- und Solaranlagen in den Jahren 2023 und 2033 wurden Einspeisezeitreihen erstellt. Für die unterschiedlichen Ausbaupfade wurden die installierten Leistungen je Technologie auf die etwa 360 Netzknoten in Deutschland entsprechend der jeweiligen Szenariologik verteilt und stundenscharfe Einspeisezeitreihen je Netzknoten erstellt. Entsprechend den aktuellen Entwicklungen beim Zubau von Windkraftanlagen wurden für den Ausbau an Schwachwindstandorten (Standorte, an denen auf Nabenhöhe eine

mittlere Windgeschwindigkeit von 8,5 m/s nicht erreicht wird) unterschiedliche Windkraftanlagenkonfigurationen im Binnenland angenommen, die Mehrkosten gegenüber Windkraftanlagen an Starkwindstandorten wurden berücksichtigt.

## Der Netzentwicklungsplan als Ausgangspunkt aller Annahmen

Ausgangspunkt der Untersuchung und aller wesentlichen Parameter waren die im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2013 von der Bundesnetzagentur benannten beziehungsweise, wo dort nicht festgelegt, von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2012 veröffentlichten Annahmen. Wo keine Annahmen vorhanden waren oder wesentliche Herausforderungen in der Plausibilität der Annahmen bestanden, wurden von Consentec und Agora gemeinsame realistische Annahmen getroffen (zum Beispiel bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in den Nachbarländern). Alle relevanten Annahmen werden im Endbericht detailliert veröffentlicht.

## Investitionskosten von Windkraft- und Solaranlagen auf Basis der BMU-Leitstudie

Die Kosten für den Ausbau von Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft und Photovoltaik im Zeitraum bis 2033 basieren auf den Annahmen der BMU-Leitstudie Erneuerbare Energien (2012). Zur Aktualisierung wurden diese Annahmen mit aktuellen Marktpreisen verglichen und diese neueren Erkenntnisse insofern einbezogen, als dass die erwartete Degression der Kosten je Technologie entsprechend vorgezogen (um fünf Jahre bei der Photovoltaik) beziehungsweise verzögert (um drei Jahre bei der Offshore-Windkraft) angesetzt wurde. Die Mehrkosten für Schwachwindanlagen gegenüber Starkwindanlagen sowie Photovoltaik-Aufdachanlagen gegenüber Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurden entsprechend berücksichtigt.

---

## Anhang II: Detaillierte Ergebnisse von Consentec

---





## Bewertung von Optimierungsstrategien beim Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland

Ergebnisdiskussion

Berlin | 01.03.2013

consentec

consentec

### Aufgabenstellung

#### Zentrale Fragestellung

> Wie wirken sich verschiedene Strategien / Varianten des EE-Ausbaus in Deutschland auf die Kosten des Stromversorgungssystems aus?

#### > Dimensionen verschiedener EE-Ausbaustrategien

- » Technologiemix (Wind Onshore vs. Wind Offshore vs. PV)
- » Großräumige/ regionale Verteilung (z. B. Wind im Norden vs. Wind im Süden)
- » Kleinräumige/ lokale Verteilung (z. B. mehr PV-Dachanlagen statt Freiflächen)
- » Explizit kein Bestandteil einer Ausbaustrategie: gesamte Menge an EE-Erzeugung in TWh
- » Umsetzungsgeschwindigkeit des Netzausbaus stellt erhebliche Unsicherheit dar → mögliche Rückwirkungen sind geeignet zu berücksichtigen

#### > Durch Wahl der Ausbaustrategie beeinflusste Kosten

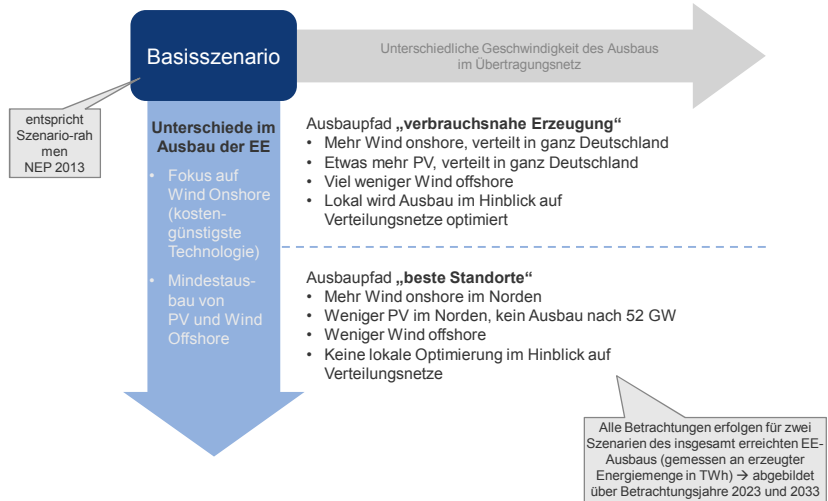
- » Variable Kosten der konventionellen Erzeugung durch veränderten Kraftwerksinsatz
- » Investitionskosten in zusätzliche EE-Anlagen durch andere inst. Kapazitäten
- » Kosten des erforderlichen Netzausbaus im Übertragungsnetz bzw. Kosten nicht integrierbarer EE-Erzeugung, falls sich Netzausbau verzögert
- » Kosten des erforderlichen Netzausbaus im Verteilnetz

> Ziel ist eine vergleichende Kostenbewertung verschiedener Ausbaustrategien als Basis für Empfehlungen zu einem zukünftig optimierten EE-Ausbau

### Szenariendefinition

Ableitung und Umsetzung der Szenarien

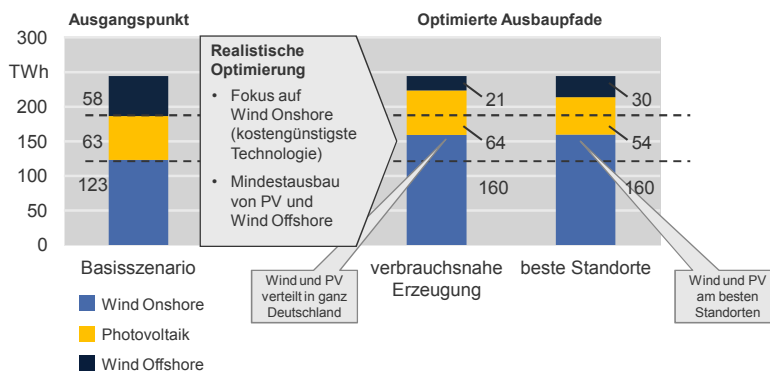
#### Dimensionen betrachteter Szenarien (1/2)



### Szenariendefinition

Ableitung und Umsetzung der Szenarien

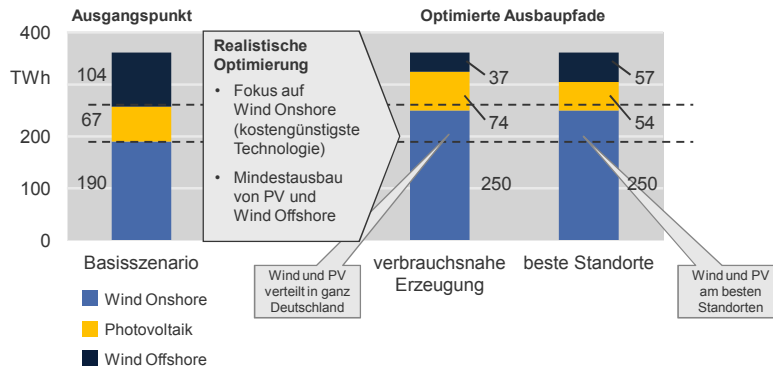
#### Konkrete Umsetzung der Ausbaupfade (2023)



Szenariendefinition

Ableitung und Umsetzung der Szenarien

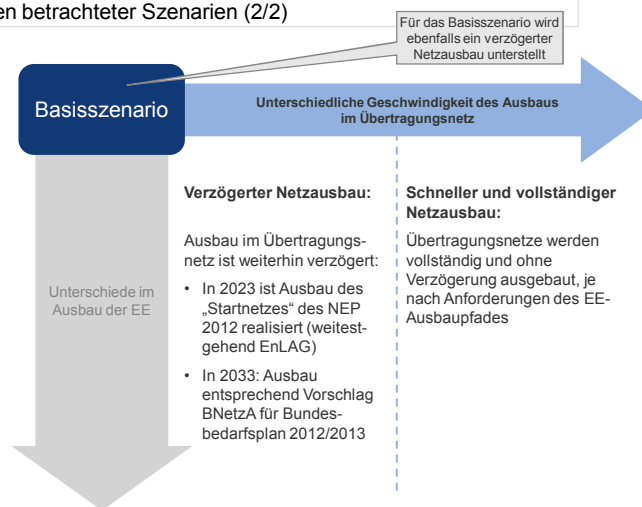
Konkrete Umsetzung der Ausbaupfade (2033)



Szenariendefinition

Ableitung und Umsetzung der Szenarien

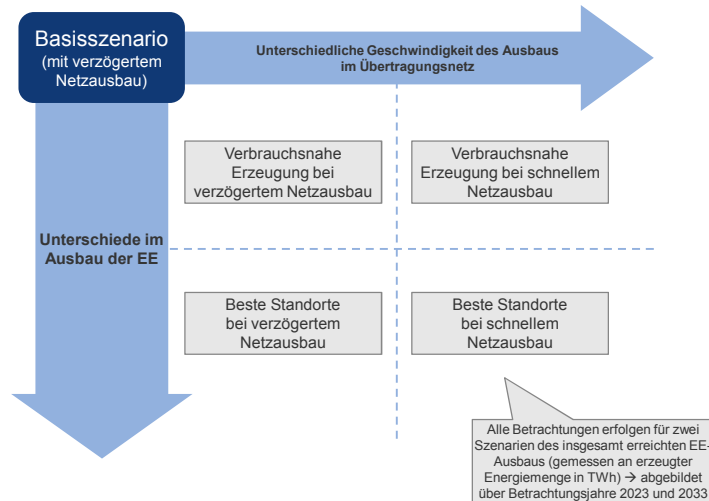
Dimensionen betrachteter Szenarien (2/2)



## Szenariendefinition

Ableitung und Umsetzung der Szenarien

### Dimensionen betrachteter Szenarien (2/2)



## Szenariendefinition

Grundsätzliche Annahme für alle Szenarien

### Konventioneller Kraftwerkpark

- > Installierte Kapazitäten je Primärenergieträger in konventionellen Kraftwerken entsprechen den Annahmen des NEP
  - » Dies betrifft auch einsatzrelevante Größen Brennstoffpreise, etc.
- > Einsatz der Kraftwerke ist Ergebnis der Berechnungen und Abhängigkeit von Szenariodefinition (→ Einfluss des EE-Ausbaus auf zu deckende Residuallast)
  - » Konventioneller Kraftwerkspark selbst bleibt über die Szenarien unverändert

### Europäischer Netzausbau

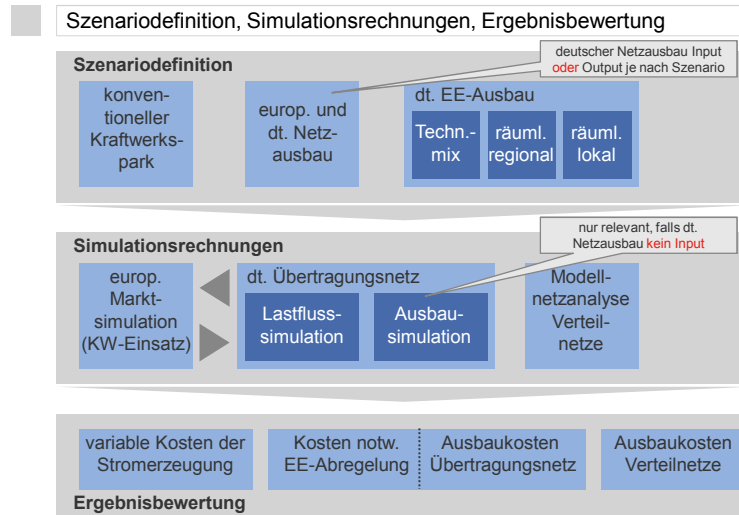
- > Analog zum NEP werden Annahmen der europ. ÜNB (ENTSO-E) zum Ausbau des europ. Übertragungsnetzes angenommen („TYNDP“)
- > Annahmen zu deutschen Import- und Exportkapazitäten sind in den Szenarien mit schnellem und vollständigen Netzausbau höher als bei verzögertem Netzausbau (inkl. entsprechender Annahmen zum Ausbau in Nachbarländern)

### Europäischer EE-Ausbau

- > Analog zum NEP werden Annahmen aus den ENTSO-E Prognosen bzgl. des EE-Ausbaus im Ausland übernommen (z. T. angepasst)

## Methodisches Vorgehen

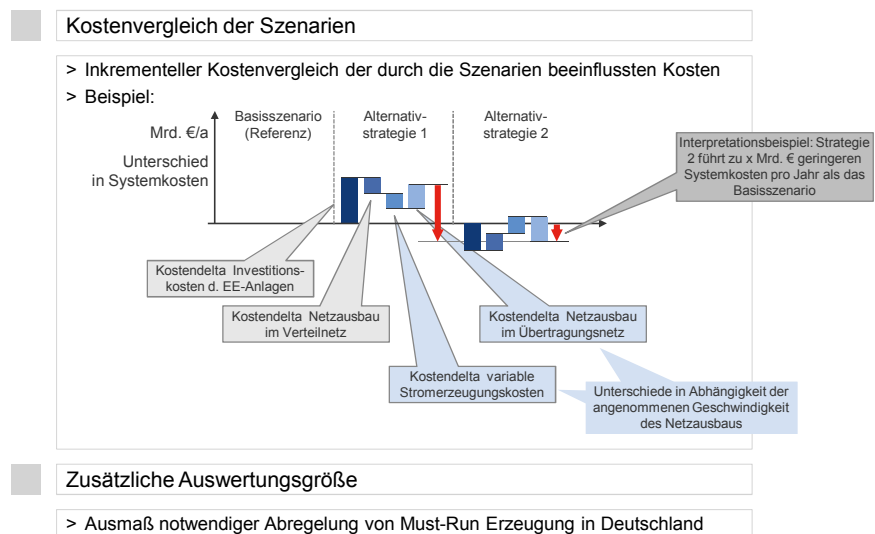
Überblick



SEITE 8 | 01.03.2013

## Methodisches Vorgehen

Ergebnisbewertung



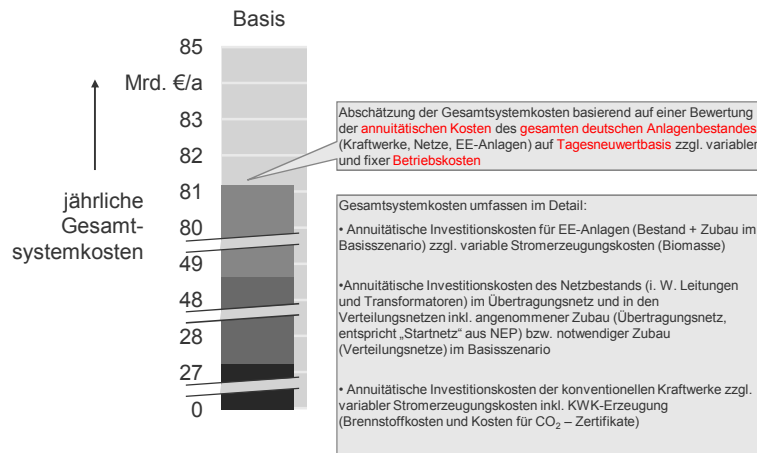
SEITE 9 | 01.03.2013



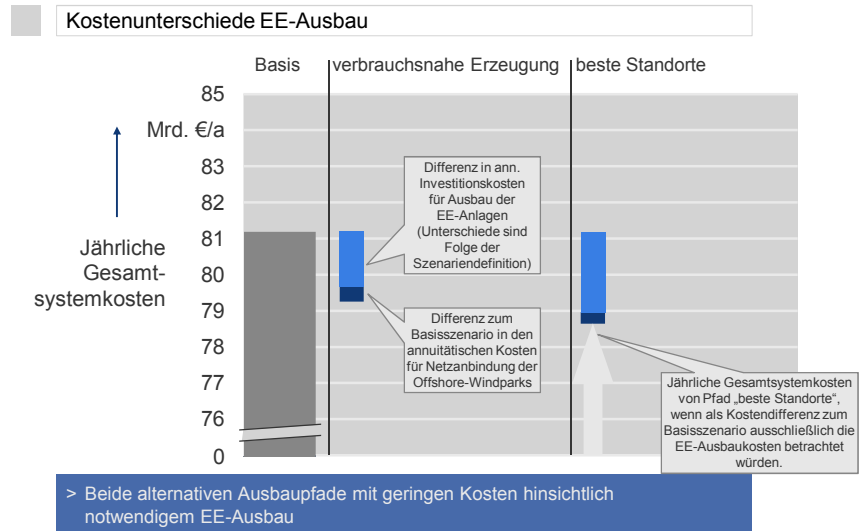
Ergebnisse 2023

Kostenvergleich Szenarien 2023

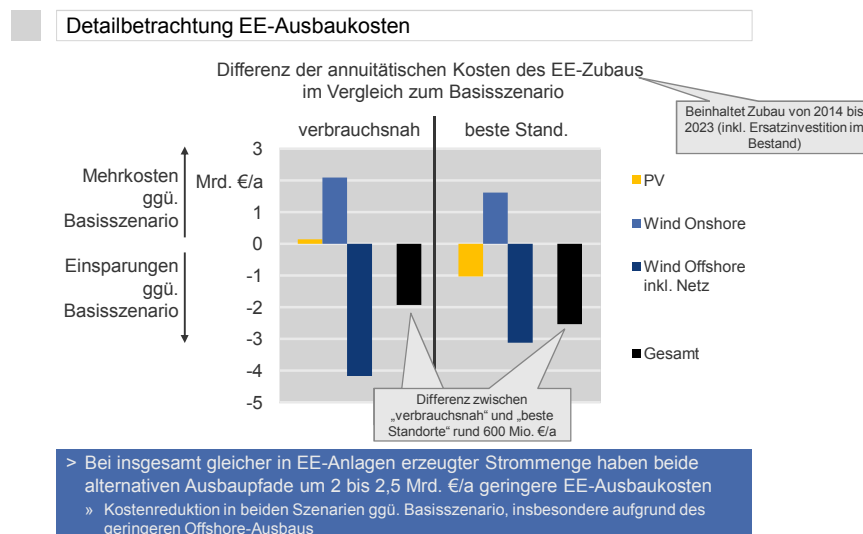
Ausgangspunkt: jährliche Gesamtsystemkosten im Basisszenario



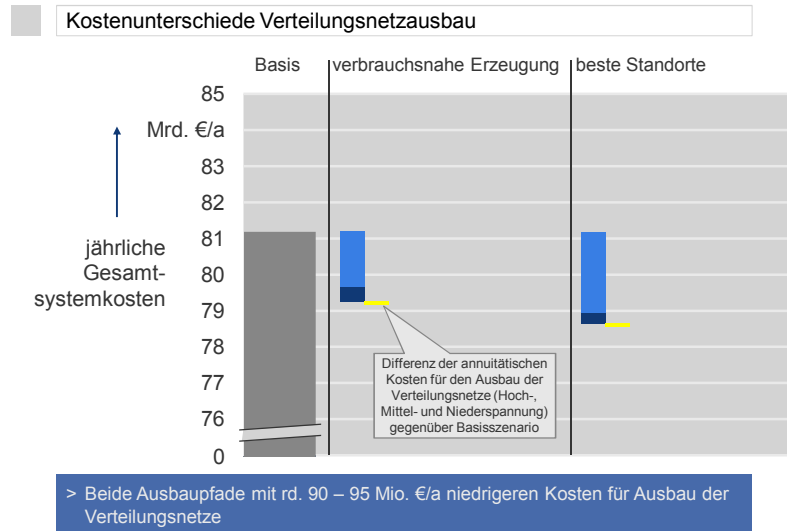
Kostenvergleich Szenarien 2023



Kostenvergleich Szenarien 2023



Kostenvergleich Szenarien 2023



SEITE 14 | 01.03.2013

Kostenvergleich Szenarien 2023

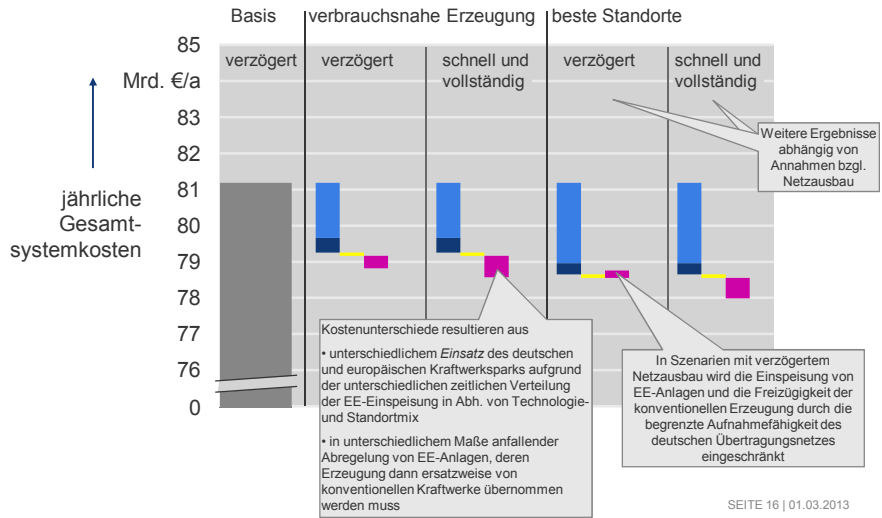
- Detailbewertung Verteilungsnetzausbau**
- > Vergleich von Basisszenario und Pfad „beste Standorte“
    - » Trotz nahezu gleicher installierter EE-Erzeugungsleistung in Verteilungsnetzen (→ PV und Wind Onshore) geringere Kosten im Szenario „beste Standorte“ als im Basisszenario
    - » Gesamtkostenwirkung ergibt sich als Resultat zweier, überlagernder Effekte
      - > Stärkerer Wind Onshore Ausbau führt zu höheren Kosten in HS-Ebene in Szenario „beste Standorte“
      - > Stärkerer PV Ausbau in Basisszenario zu höheren Kosten, insbesondere in NS-Ebene und z.T. in MS-Ebene
      - > Insgesamt überwirkt letztgenannter Effekt den erstgenannten Effekt
  - > Vergleich der alternativen Ausbaupfade
    - » Ausbaukosten nahezu identisch bei
      - > höheren Kosten in NS-Ebene in Pfad VE durch stärkeren PV-Ausbau (rd. 10 GW mehr als in Pfad „beste Standorte“) und
      - > niedrigeren Kosten in MS- und HS-Ebene in Pfad HE trotz höherer installierter Leistung auch in Wind Onshore (→ Effekt der verbrauchsnahe Verteilung von Wind Onshore)
    - » Verbrauchsnahe Erzeugung wirkt kostensenkend bzgl. der *spezifischen* Ausbaukosten (d. h. Kosten pro MW installierter EE-Anlagen)
    - » Effekt wird aufgewogen durch insgesamt höhere installierte EE-Leistung

SEITE 15 | 01.03.2013



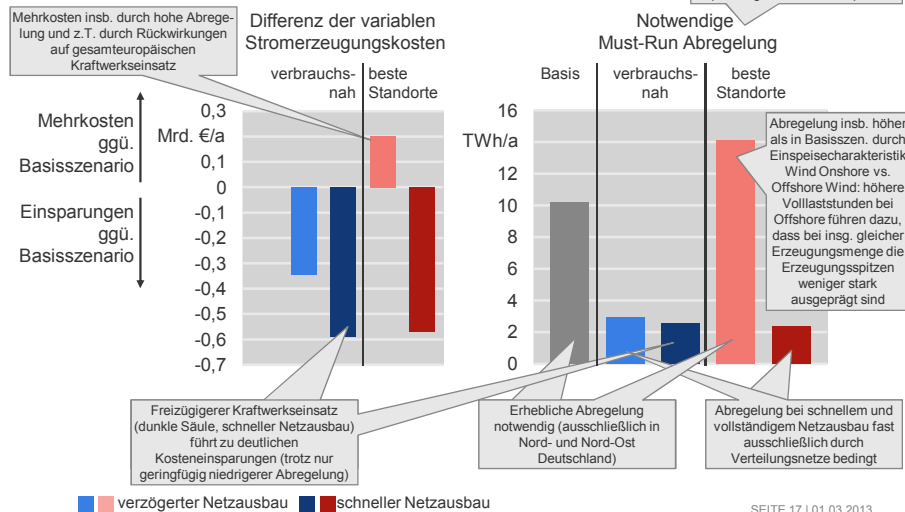
Kostenvergleich Szenarien 2023

Kostenunterschiede Erzeugungssystem

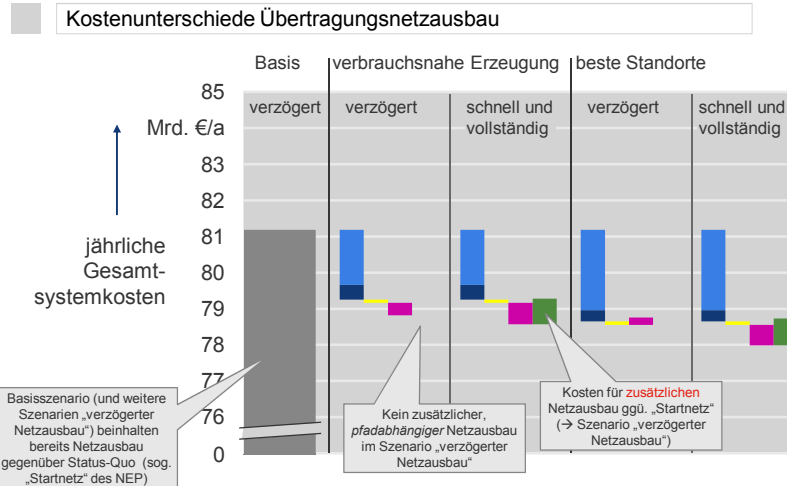


Kostenvergleich Szenarien 2023

Detailbetrachtung Erzeugungskosten und notwendige Abregelung



Kostenvergleich Szenarien 2023



Kostenvergleich Szenarien 2023

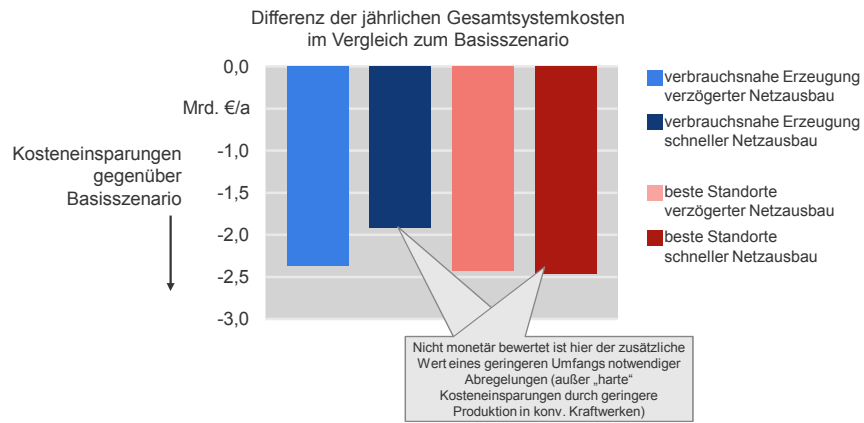
**Detailbetrachtung Übertragungsnetzausbau**

- > Gegenüber Status Quo findet mit dem sog. „Startnetz“ bereits nennenswerter Netzausbau auch schon in den Szenarien mit unterstellt verzögertem Netzausbau statt
- > Zusätzlicher Netzausbau besteht für Szenarien mit unterstellt „schnellem und vollständigem“ Netzausbau in unterschiedlichem Umfang
  - » Gegenüber dem Szenario „beste Standorte“ ist im Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ weniger Netzausbau im Norden, dafür etwas mehr im Südwesten erforderlich
  - » Im Szenario „beste Standorte“ entsteht Netzausbau insbesondere an der Küste und auf Nord-Süd-Achse
  - » Kostendelta zwischen beiden Szenarien mit Netzausbau liegt bei rd. 40 Mio €/a

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass der Netzausbau stets „diskret“ erfolgen muss, d.h. bei einer Leitungsüberlastung ist der gleiche Netzausbau erforderlich, unabhängig davon, ob die Leitung nur gelegentlich und moderat oder häufig und stark überlastet ist. Im ersteren Fall besitzt das Netz nach dem Ausbau mehr „Luft nach oben“ als im letzteren Fall.

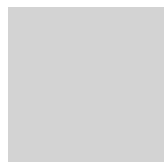
Kostenvergleich Szenarien 2023

Zusammenfassender Vergleich aller Kostenkomponenten



> Beide alternativen Ausbaupfade um rd. 2 bis 2,5 Mrd. €/a günstiger  
 » Kosteneinsparung dominiert durch Einsparungen bei Invest.kosten der EE-Anlagen (s.o.)

SEITE 20 | 01.03.2013

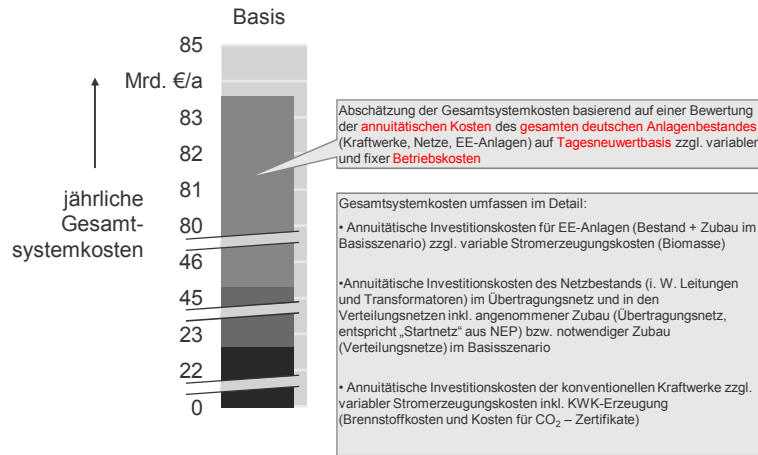


Ergebnisse 2033

SEITE 21 | 01.03.2013

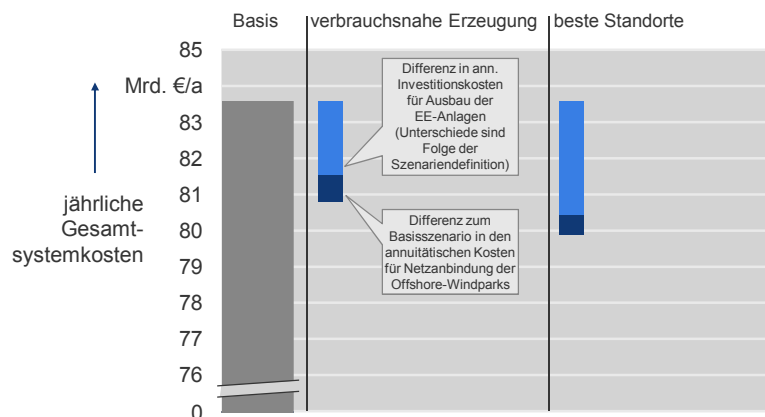
Kostenvergleich Szenarien 2033

Ausgangspunkt: jährliche Gesamtsystemkosten im Basisszenario



Kostenvergleich Szenarien 2033

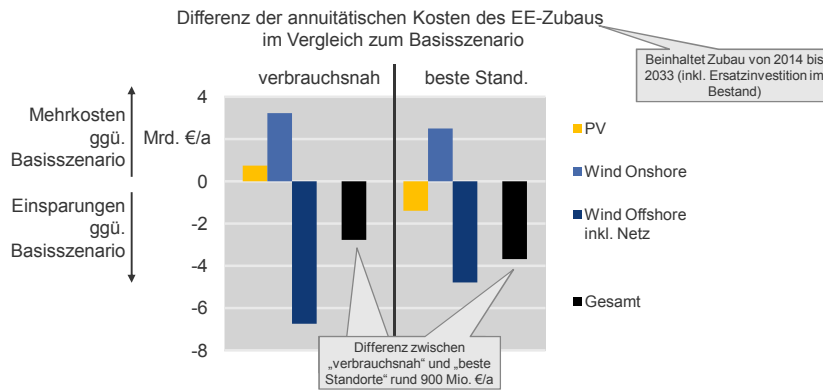
Kostenunterschiede EE-Ausbau



> Beide alternativen Ausbaupfade auch für Betrachtungsjahr 2033 mit geringen Kosten hinsichtlich des notwendigen EE-Ausbaus

Kostenvergleich Szenarien 2033

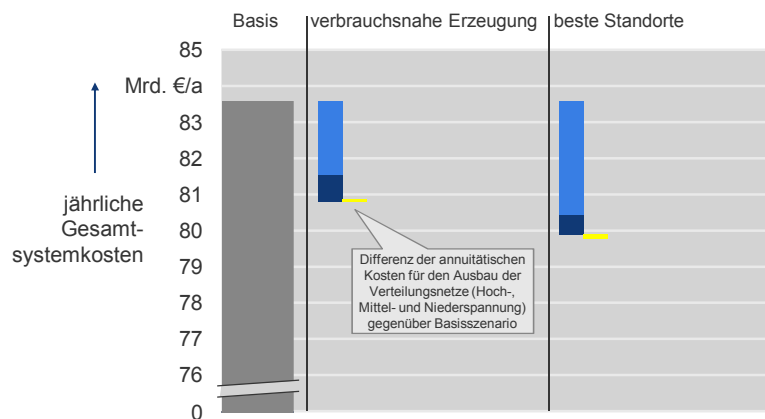
Detailbetrachtung EE-Ausbaukosten



> Effekte weitestgehend vergleichbar mit 2023  
 » Kostenreduktion in beiden Szenarien ggü. Basisszenario weiterhin dominiert durch geringeren Offshore-Ausbau

Kostenvergleich Szenarien 2033

Kostenunterschiede Verteilungsnetzausbau



> Kostendifferenz durch unterschiedlichen Ausbaubedarf grundsätzlich vergleichsweise gering, aber mit unterschiedlichem Vorzeichen  
 » Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ rd. 70 Mio €/a teurer als Basisszenario  
 » Szenario „beste Standorte“ rd. 130 Mio €/a günstiger als Basisszenario

Kostenvergleich Szenarien 2033

Detailbewertung Verteilungsnetzausbau

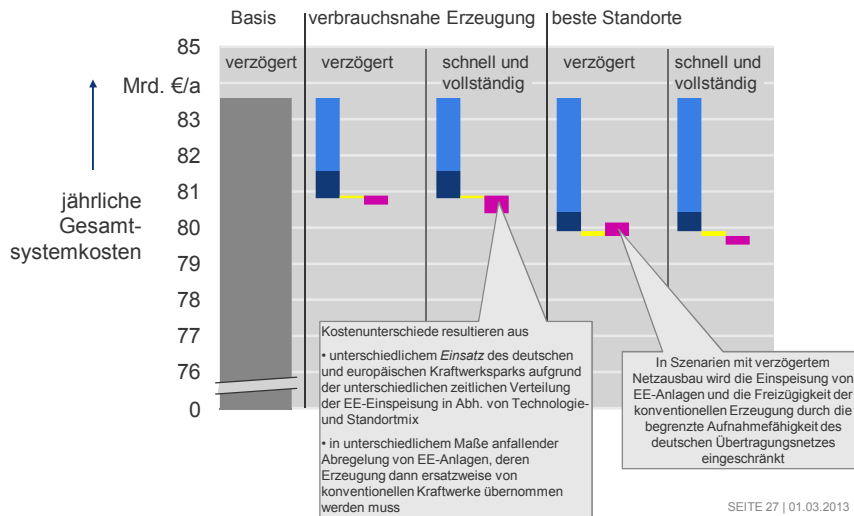
- > Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ trotz verbrauchsnaher Ausrichtung mit höchsten Ausbaukosten in Verteilungsnetzen
  - » Wesentlicher Grund: deutlicher höherer Zubau an installierter *Leistung* (25 bis 30 GW mehr als in den anderen Szenarien)
  - » Bei Betrachtung *spezifischer Ausbaubaukosten* zeigt sich jedoch Vorteil des verbrauchsnahe Zubaus
    - > Spezifische Ausbaubaukosten „verbrauchsnahe Erzeugung“ rd. 2 Mio. €/GW/a niedriger als im Szenario „beste Standorte“

- > Kosteneinsparungen im Szenario „beste Standorte“ gegenüber Basisszenario aufgrund des geringeren PV-Ausbaus (rd. 13 GW) und damit geringeren Kosten in Niederspannungsebene

Ann. Kosten des Ausbaus der Verteilungsnetze ggü. Status-Quo je installierter GW Leistung in den Verteilungsnetzen

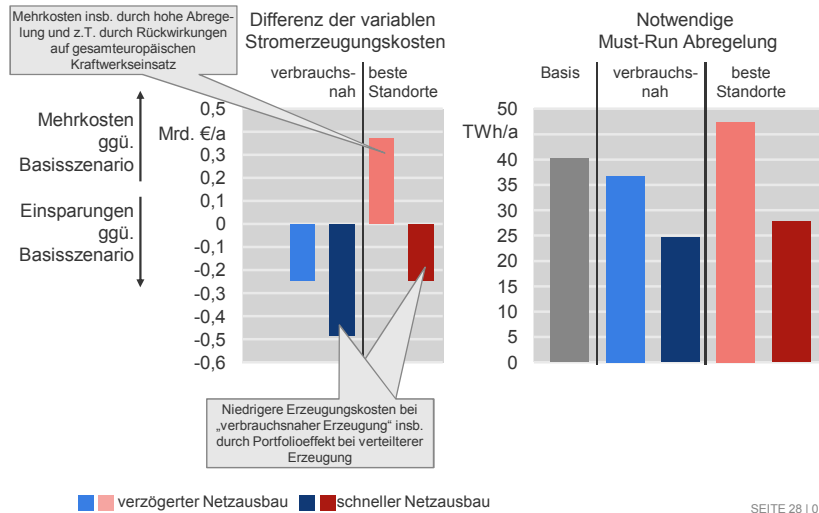
Kostenvergleich Szenarien 2033

Kostenunterschiede Erzeugungssystem



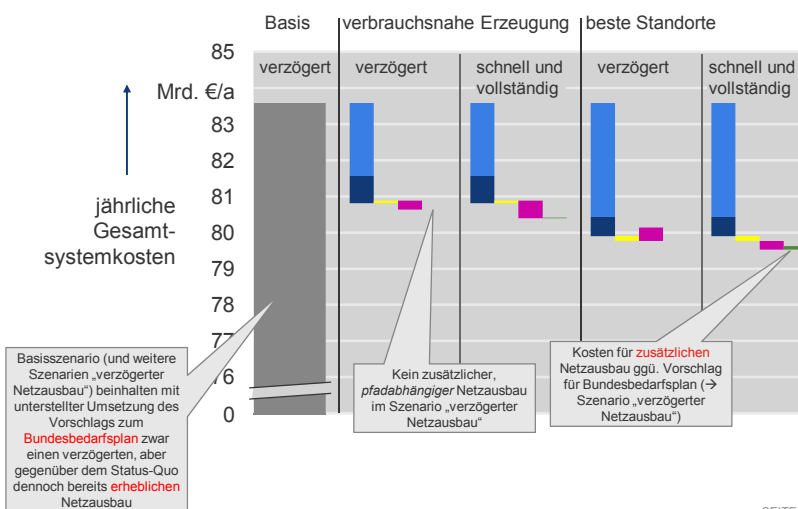
Szenarien 2033

Detailbetrachtung Erzeugungskosten und notwendige Abregelung



Kostenvergleich Szenarien 2033

Kostenunterschiede Übertragungsnetzausbau



Kostenvergleich Szenarien 2033

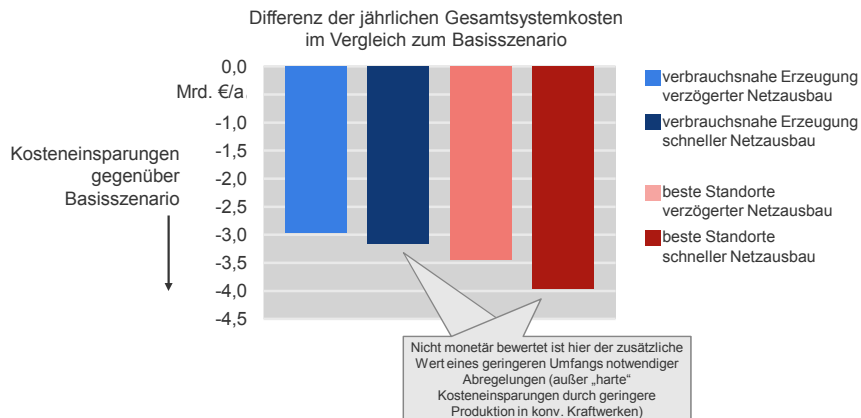
Detailbetrachtung Übertragungsnetzausbau

- > Nennenswerter Netzausbau auch in Szenarien mit verzögertem Netzausbau
  - » Unterstellte Umsetzung des Vorschlags zum Bundesbedarfsplan bedeutet bereits erheblichen Netzausbau ggü. Status-Quo und den Annahmen für Szenario „verzögerter Netzausbau“ im Betrachtungsjahr 2023 („Startnetz“)
- > Zusätzlicher Netzausbaubedarf ist insgesamt deutlich geringer als im Betrachtungsjahr 2023, da mit der Umsetzung des Vorschlags zum Bundesbedarfsplan bereits eine erhebliche Anpassung des Übertragungsnetzes auf grundsätzliche Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte erreicht wurde
- > Zusätzlicher Netzausbaubedarf besteht für Szenarien mit „schnellem und vollständigem“ Netzausbau in unterschiedlichem Umfang
  - » Im Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ besteht weiterer Ausbaubedarf in Nord-West-Deutschland und in den Lastzentren in Süd-West-Deutschland
  - » Im Szenario „beste Standorte“ besteht insgesamt mehr Ausbaubedarf
    - > Insb. in Küstennähe, in der Nähe der Lastzentren in West- und Süd-West-Deutschland sowie in der Mitte Deutschlands
  - » Kostendelta zwischen beiden Szenarien mit Netzausbau liegt bei rd. 80 Mio €/a

SEITE 30 | 01.03.2013

Kostenvergleich Szenarien 2033

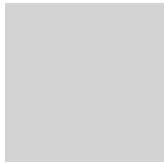
Zusammenfassender Vergleich aller Kostenkomponenten



> Beide alternativen Ausbaupfade um rd. 3 bis 4 Mrd. €/a günstiger

SEITE 31 | 01.03.2013



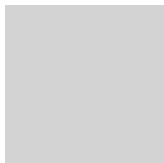


## consentec

Consentec GmbH  
Grüner Weg 1  
52070 Aachen  
Deutschland  
Tel. +49. 241. 93836-0  
Fax +49. 241. 93836-15  
info@consentec.de  
[www.consentec.de](http://www.consentec.de)

SEITE 32 | 01.03.2013

consentec



Hintergrundinformationen

Anhang

SEITE 33 | 01.03.2013

## Investitionskosten der Erneuerbaren Energien

### Annahmen und konkrete Zahlenwerte

> Annahmen zu Investitionskosten der Erneuerbaren Energien basieren auf der BMU Leitstudie und wurden an aktuelle Marktentwicklungen angepasst

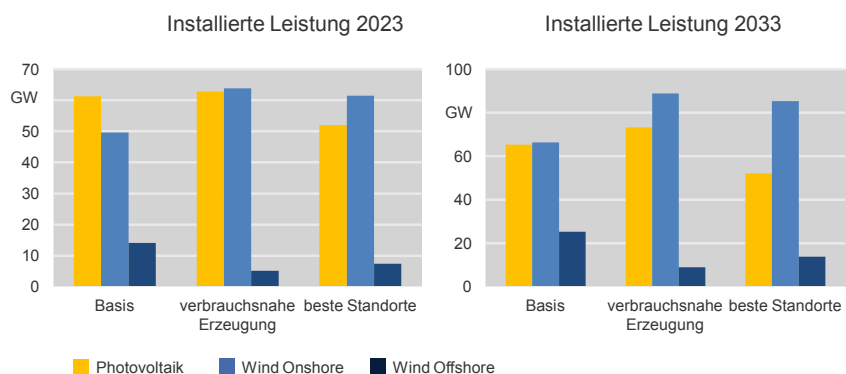
Investitionskosten, EUR/kWpeak	BMU Leitstudie	Anpassung der Kostendegression an aktuelle Marktentwicklung*	Verwendete Annahmen:		
			2013	2023	2033
<b>Jahr</b>	<b>2010</b>				
PV Aufdachanlagen	2600	5 Jahre früher	1409	1051	959
PV Freiflächen			1253	934	852
Wind onshore (Schwachwindstandorte)	1180	-	1168	1052	1032
Wind onshore (Starkwindstandorte)			957	931	853
Wind offshore (excl. Offshore-Netz)	3500	3 Jahre verzögert	3500	2200	1800

\*Anpassungen der Annahmen durch Agora Energiewende; wesentliche Quellen: PV: Photon Preismonitor Solaranlagen, Fraunhofer ISE Studie zu Stromgestehungskosten ([www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf)); Wind Offshore: Crown Estate Pathways Studie [www.thecrownestate.co.uk/media/305094/Offshore%20wind%20cost%20reduction%20pathways%20study.pdf](http://www.thecrownestate.co.uk/media/305094/Offshore%20wind%20cost%20reduction%20pathways%20study.pdf); Wind onshore: Expertendiskussionen, veröffentlichte Kosten von Windparks

## Annahmen bzgl. installierter Leistung in EE-Anlagen

Szenarienüberblick

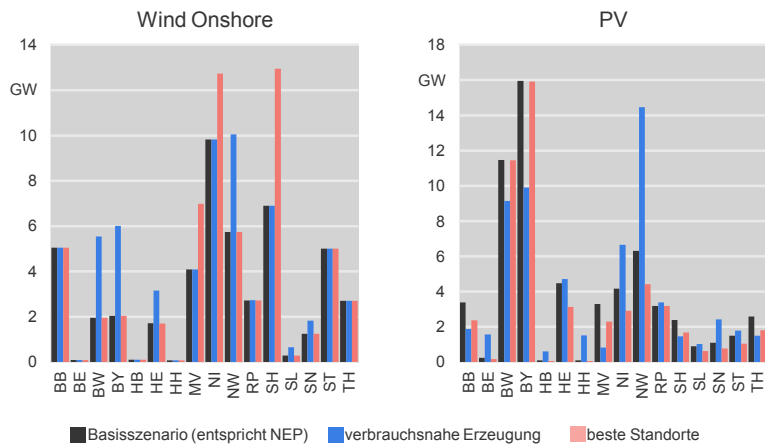
### Betrachtungszeitpunkte 2023 und 2033



Annahmen bzgl. installierter Leistung in EE-Anlagen

Auswertung nach Bundesländern

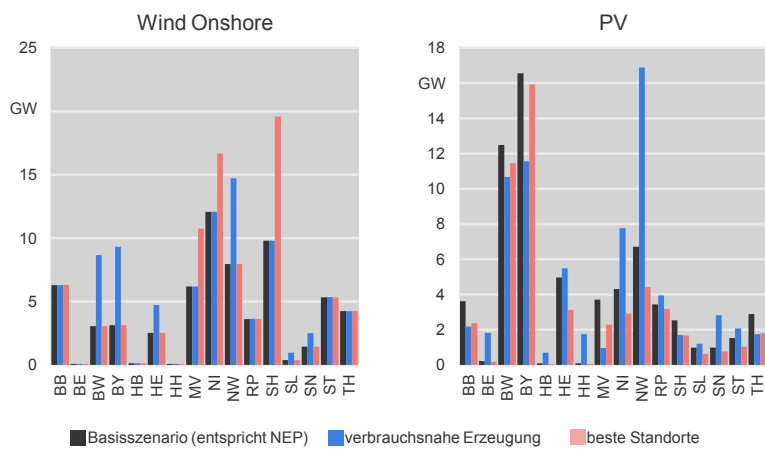
Betrachtungszeitpunkt 2023



Annahmen bzgl. installierter Leistung in EE-Anlagen

Auswertung nach Bundesländern

Betrachtungszeitpunkt 2023

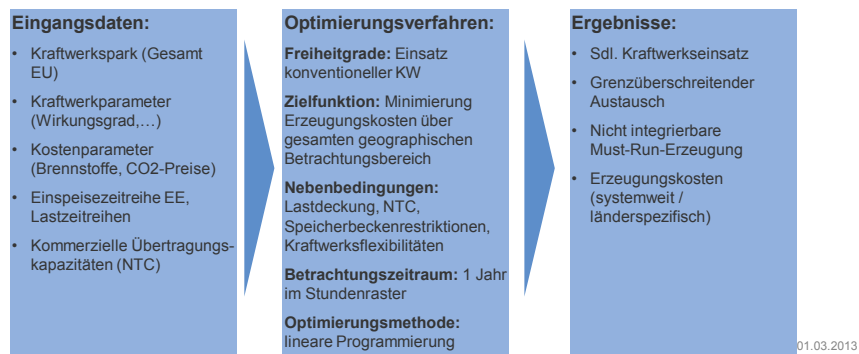


## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Marktsimulation / Erzeugung

### Ermittlung der Erzeugungskosten mittels Marktsimulation

- > Optimierungsvariable: Einsatz des gesamteuropäischen hydro-thermischen Kraftwerkspark
- > Zielfunktion: Minimierung der gesamten Erzeugungskosten (nur variable Erzeugungskosten)
- > Nebenbedingung: Residuallastdeckung, Austauschkapazitäten, technische Restriktionen, wirtschaftliche Parameter (Brennstoffkosten, etc.)



## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Netzsimulation (Übertragungsnetz)

### Netzmodell

- > Verwendung eines Näherungsdatensatz des europäischen Übertragungsnetzes
  - » Netzbetriebssimulation erfordert knoten- und zweiggenaue Modelle des europäischen Übertragungsnetzes
  - » Exakte Lastflussmodelle liegen nur den TSOs vor und sind nicht öffentlich verfügbar
  - » Näherungsdatensatz basiert ausschließlich auf frei verfügbaren Quellen (wie Netzkarten etc.) und unterliegt keinen Verwendungsbeschränkungen
  - » Anwendungen haben gute Übereinstimmungen mit Netzberechnungen auf Basis exakter Datensätze und eine sehr gute Eignung für Prinzipuntersuchungen gezeigt

## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Netzsimulation (Übertragungsnetz)

Szenariovariante:  
„schneller und  
vollständiger  
Netzausbau“

### Ablauf Netzbetriebssimulation

- > Ergebnisse Marktsimulation werden knotengenau in Netzmodell übertragen
- > Durchführung Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulationen für betrachtete Netznutzungsfälle und Auswertung der Leitungsbelastungen
- > Ergebnis der Netzbetriebssimulation:
  - » Im Prinzip: Auslastungsstatistik der einzelnen Leitungen im Übertragungsnetz
  - » In dieser Studie: Identifikation überlasteter Leitungen
  - » Nachbildung eines technisch/ökonomisch angemessenen Netzausbaus im Lastflussmodell und erneute Lastfluss-(n-1)-Netzsicherheitsanalyse
- > Netzbetriebssimulation liefert folgende wesentliche Ergebnisse
  - » Ermittlung des erforderlichen Netzausbaubedarfs
  - » Ermittlung der hieraus resultierenden Kosten

SEITE 40 | 01.03.2013

## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Netzsimulation (Übertragungsnetz)

Szenariovariante:  
„verzögerter  
Netzausbau“

### Ablauf Netzbetriebssimulation

- > Ergebnisse einer „Kalibrierungsrechnung“ der Marktsimulation werden knotengenau in Netzmodell übertragen
  - » Annahme: „Kupferplatte“ Deutschland
- > Durchführung Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulationen für betrachtete Netznutzungsfälle und Auswertung der Leitungsbelastungen
- > Ergebnis der Netzbetriebssimulation:
  - » Im Prinzip: Auslastungsstatistik der einzelnen Leitungen im Übertragungsnetz
  - » In dieser Studie: Identifikation überlasteter Leitungen
  - » Ermittlung notwendiger zusätzlicher netzbezogener Nebenbedingungen für eine Marktsimulation auf Basis eines deutschen Regionenmodells
- > Erneute Durchführung einer Marktsimulation unter Berücksichtigung zusätzlicher Netzrestriktionen
  - » Resultierender Kraftwerkseinsatz erlaubt sicheren Netzbetrieb ohne unzulässige Leitungsüberlastungen
  - » Allenfalls notwendiger residualer Redispatch über Szenarien vergleichbar

SEITE 41 | 01.03.2013

## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Abschätzung des optimalen Umfangs der Abregelung von EE-Anlagen aus Verteilungsnetztsicht

### Ansatz: Inkrementelle Kostengleichheit Abregelung / Netzausbau

- > Bestimmung spezifischer Netzausbaukosten
  - » Ermittlung des Zusammenhangs zwischen Netzausbaukosten und „Aufnahmefähigkeit“ je Netzebene anhand von Modellnetzüberlegungen und typischen „klassischen“ Netzausbaukonzepten
- > Bewertung der Kosten für Begrenzung der maximalen Einspeisung von EE-Anlagen
  - » Ermittlung typischer Zusammenhänge zwischen Leistungsgrenze und resultierender abgeregelter Energiemenge (Basis: IWES-Zeitreihen)
  - » Monetäre Bewertung der Energiemengen mit EE-Förderkosten
- > Bestimmung des Schnittpunkts aus Netzausbaukosten und Kosten der Abregelung
  - » Aus regionaler, technologiespezifischer EE-Verteilung (entsprechend Szenarioannahmen) ergibt sich je Verteilnetz erforderliche Aufnahmefähigkeit

SEITE 42 | 01.03.2013

## Vorgehen und eingesetzte Modelle und Verfahren

Ermittlung der Ausbaukosten der Verteilungsnetze

### Bestimmung der benötigten Netzmenge mittels Modellnetzanalyse

- > Dimensionierung von Modellnetzen (NE 3-7) unterhalb jedes HöS-Knotens
  - » HöS-Knoten entspricht dabei feinsten Auflösung von Annahmen der Szenariendefinition
  - » Berücksichtigung der jeweils individuellen Versorgungsaufgabe über
    - > Versorgte Flächen je Netzebene, Gebäudezahlen und Höchstlasten
    - > Anzahlen von EE-Anlagen je Netzebene (typische Größe aus Anlagenregister der ÜNB, installierte Leistungen je HöS-Knoten gem. Szenariendefinition)
    - > Individuelle Verdichtung / räumliche Verteilung der EE-Anlagen in Abhängigkeit der Zahl von EE-Anlagen und Lastanschlüssen
  - » Ermittlung der dimensionierungsrelevanten Belastung je Netzebene und je Szenario
  - » Ableiten der jeweils benötigten Netzmengen (NE 3-7)
    - > Je Szenario und je individueller Versorgungsaufgabe
  - » Bewertung der Netzmengen mit heutigen Durchschnittskostenansätzen zur Abschätzung der resultierenden Kostenunterschiede zwischen den Szenarien

SEITE 43 | 01.03.2013

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## [12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector (in English)

## [12 Thesen zur Energiewende](#)

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

## [Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

## [Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

## [Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022](#)

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland. Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

## [Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve?](#)

Ein Überblick über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der

## [Versorgungssicherheit in Deutschland: Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden](#)

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de).

---

---

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



011/01-S-2013/DE

### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49.(0)30. 284 49 01-00

F +49.(0)30. 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)



Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.