

Erneuerbare Energien und die Zukunft der deutschen Energieversorgung

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner, Dipl.-Ing. O. Brückl
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik
an der TU München

*Vortrag auf dem VRE-Symposium
„Erneuerbare Energien zwischen Anspruch und Machbarkeit“
Berlin, 16. Oktober 2003*

1 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung in Deutschland liegt derzeit bei ca. 7 %, mit stetig steigender Tendenz. Bild 1 zeigt die Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2002. Jahrzehntlang hat die Wasserkraft dabei die weitaus dominierende Rolle gespielt, in den vergangenen 10 Jahren gab es eine stürmische Entwicklung beim Zubau an Windkraft mit einer Jahreserzeugung, die bereits bei zwei Dritteln des Wasserkraftanteils liegt. Weitere Potenziale für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien können sich bei entsprechender technischer Weiterentwicklung für die Biomasse ergeben. Eine Erweiterung der Wasserkraftkapazitäten ist nur bedingt möglich und scheitert häufig an Auflagen des Umweltschutzes. Solare Stromerzeugung ist in Deutschland nur in kleinen Dosen finanzierbar, Geothermie ermöglicht aus physikalischen Gründen nur höchst bescheidene Nutzungsgrade für die Stromerzeugung.

Somit verbleibt als kurzfristige Handlungsmöglichkeit zur Erhöhung regenerativ erzeugten Stroms nur der Ausbau der Windenergie. Deutschland hat bei der Windenergie international die Vorreiterrolle übernommen. Bild 2 zeigt die bemerkenswerte Entwicklung der Windstromerzeugung in Deutschland. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung im Jahr 2002 betrug 3%, die installierte Leistung hat im August 2002 die 10 GW-Schwelle überschritten. Dies entspricht in etwa 10 % der gesamten in Deutschland vorhandenen Netto-Kraftwerkskapazität.

Durch die Erschließung von Offshore-Standorten ist weiteres Wachstum der Windenergie in Leistung und Stromanteil vorgezeichnet. Unter dem Aspekt einer nachhaltigen Entwicklung wird von der Bundesregierung ein weiterhin massiver Ausbau der Windenergie angestrebt. Als Zielsetzung werden hierfür rund 20 bis 25 GW alleine im Offshore-Bereich genannt. Zusammen mit der Windstromerzeugung auf Land ließe sich damit ein Anteil am Strombedarf von etwa 20 bis 25 % abdecken.

Grundlage für die Forcierung des Ausbaus der Windenergie ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), mit dem die betriebswirtschaftliche Effizienz der Windstromerzeugung aus Betreibersicht geschaffen wird. Die Bewertung der volkswirtschaftlichen Effizienz kommt dabei allerdings zu kurz. Exemplarisch werden im Folgenden die Kosten für den Stromverbraucher und die CO₂-Vermeidungskosten aus betriebs- bzw. volkswirtschaftlicher Sicht diskutiert.

2 Ersatzbedarf an Kraftwerken

Der ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Planung einer großtechnischen Umsetzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung muss eine Analyse des Ersatzbedarfs an Kraftwerken vorausgehen.

Das Baualter des derzeitigen deutschen Kraftwerksparks zeigt Bild 3. Deutlich erkennbar ist der hohe Anteil der installierten Kraftwerksleistung aus der Mitte der 70er Jahre. Insgesamt ist über die Hälfte des Kraftwerksparks älter als 25 Jahre, wobei die mittlere Lebensdauer eines Kraftwerks etwa 40 Jahre beträgt. Steinkohlekraftwerke haben ein besonders hohes Durchschnittsalter. Rund 45 % der installierten Leistung von Steinkohle-Blöcken ist älter als 30 Jahre, ein Zubau in der jüngsten Vergangenheit hat kaum stattgefunden. Auch für die nahe Zukunft sind keine größeren Neuerrichtungen vorgesehen. Dagegen sind etwa 22 % der installierten Braunkohlekraftwerksleistung nicht älter als fünf Jahre, knapp 30 % nicht älter als 10 Jahre. Dahinter stehen die Neuerrichtungen in den neuen Bundesländern an den Standorten Schkopau, Boxberg, Schwarze Pumpe und Lippendorf. Besonders ungleichmäßig sind die Baualtersklassen bei den erdgasbefeuerten Erzeugungsanlagen verteilt. Hier stammt über die Hälfte der installierten Leistung aus den frühen 70er Jahren. Auch in diesem Sektor stehen keine relevanten Ersatzplanungen an.

Mit Blick auf die Baualtersstruktur wird deutlich, dass in Zukunft erhebliche Anteile der Kraftwerksleistung erneuert werden müssen, wenn am Anspruch einer weitgehend nationalen Autarkie der Stromerzeugung festgehalten werden soll. Dabei ist zu beachten, dass die Vorlaufzeit für Planung und Errichtung etwa 5 bis 7 Jahre in Anspruch nimmt.

Bild 4 zeigt das Ergebnis einer Berechnung der Zubauleistung von GuD-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken. In den nächsten Jahren ist demnach kaum Kraftwerksleistung zu ersetzen. Ab 2007 erhöht sich der notwendige altersbedingte Kraftwerksersatz mit einer durchschnittlichen Zubauleistung von gut 2000 MW pro Jahr. Nach 2015 werden Kraftwerksneubauten in erheblichem Umfang erforderlich. Insgesamt werden im Betrachtungszeitraum ca. 33 GW neu errichtet. In der Realität wird natürlich ein etwas gleichmäßigerer Zubau an Kraftwerksleistung stattfinden. Betrachtet man die resultierende Energieträgerstruktur der Stromerzeugung zur allgemeinen Versorgung, so wird die Substitution der Kernenergie (KE) von allen Energieträgern getragen.

3 Kosten der Windstromeinspeisung

Rahmenbedingungen

Bei allen Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung werden die Stromgestehungs-kosten von der Technik und dem jeweiligen Standort maßgeblich bestimmt; in Tabelle 1 sind entsprechende Wertebereiche von Stromgestehungskosten und gesetzlicher Einspeisevergütung dezentraler Erzeugungsanlagen angegeben.

Tabelle 1: Stromgestehungskosten dezentraler Erzeugungsanlagen und jeweilige Einspeisevergütung im Zeitraum bis 2020.

	Stromgestehungskosten in Ct/kWh	Einspeisevergütung in Ct/kWh
Photovoltaik	45 ... 140	50,6 ... 19,1
Wind	4,5 ... 10	9,1 ... 4,6
BHKW	4,5 ... 8	5,11 ... 0

Daraus ist ersichtlich, dass dem EEG ein Technologieförderkonzept zugrunde liegt, nicht etwa die kostengünstigste Minimierung der CO₂-Emissionen. Besonders deutlich wird dies im Falle der Stromerzeugung aus Wasserkraft, wo das EEG ökologisch nicht nachvollziehbare Grenzleistungen definiert.

Szenarienrechnungen

Zur Untersuchung des Einflusses der Windstromerzeugung auf die künftige Entwicklung der Stromerzeugungskosten wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München ein Simulationsprogramm entwickelt, mit dem zwei Szenarien berechnet wurden. Beiden Szenarien liegt ein Kernenergieausstieg mit einer durchschnittlichen Gesamtlaufzeit der Kernkraftwerke von etwa 33 Jahren zu Grunde. Die zukünftigen Brennstoffpreise und alle anderen Kostenfaktoren sowie der Gesamtstrom- und Leistungsbedarf werden über den Betrachtungszeitraum als real konstant angenommen. Kraftwerksnachrüstungen im Sinne einer Lebensdauererlängerung oder Wirkungsgraderhöhung (Retrofitting) werden nicht berücksichtigt. Bei altersbedingter Stilllegung werden zuerst bestehende Kraftwerke herangezogen, um die bisherige Einsatzcharakteristik der wegfallenden Anlage zu übernehmen, solange dies wirtschaftlich günstiger ist, als der Ersatz durch einen Neubau mit derselben Ausnutzungsdauer. Damit wird erreicht, dass effizientere Neuanlagen im unteren Mittel- oder Grundlastbereich eingesetzt und mit höherer Ausnutzungsdauer betrieben werden können. Diese Optimierung erfolgt unternehmensübergreifend im Sinne einer volkswirtschaftlichen Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks. Zwar ist dies in der Realität noch nicht gegeben, aber mit dem börslichen Stromhandel steht ein Instrument zur Verfügung, das einen solchen Trend favorisiert.

Das erste Szenario berücksichtigt keine Windstromeinspeisung. Es dient als Referenz zum zweiten Szenario, dem eine Windstromeinspeisung ausgehend von heute 2 % bis 15 % im Jahr 2020 unterstellt wird. Als durch Wind substituierbare, d.h. langfristig ersetzbare konventionelle thermische Kraftwerksleistung werden 5% der gesamten installierten Windkonverterleistung angerechnet. Bei einer abnehmenden Durchschnittsvergütung pro erzeugter Kilowattstunde Windstrom von 8,5 Cent für Windkraftanlagen mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2003 auf 6,5 Cent für im Jahr 2020 installierte Windkonverter, ergibt sich aus den Simulationsläufen die Entwicklung der Stromerzeugungskosten nach Bild 5. Da in den nächsten Jahren die restliche Hälfte der Kernkraftwerke abgeschrieben sind und

dementsprechend kostengünstig Strom erzeugen, ergeben sich zunächst fallende, dann aber wieder stetig steigende Stromerzeugungskosten im konventionellen Kraftwerkspark. Mit zunehmendem Ausstieg aus der Kernenergie steigen die Stromerzeugungskosten wieder an. Des Weiteren nehmen diese infolge der Reservehaltung für die Windstromeinspeisung zu. Den entsprechenden Anteil bezeichnet man auch als Absicherungs- oder Backup-Kosten. Schließlich ist noch die Nettosubventionierung aufgrund der Einspeisevergütung vom Stromverbraucher zu tragen. Gegenüber den Stromerzeugungskosten des Jahres 2003 für Szenario 1 steigen diese im Jahr 2020 für Szenario 2 um ca. 1,65 Ct/kWh. Insgesamt bedeutet dies eine volkswirtschaftliche Mehrbelastung von 6,8 Mrd. € pro Jahr. Die Windstromerzeugung wird für zwei Drittel davon, also 4,5 Mrd. € pro Jahr, verantwortlich sein.

Integration der Windenergie in das Verbundnetz

Neben den Reservehaltungs- bzw. Absicherungskosten, in denen die Einsparungen durch substituierbare Kraftwerksleistung, aber auch der höhere spezifische Brennstoffverbrauch durch vermehrten Teillastbetrieb der Kraftwerke enthalten sind, führt die Windstromeinspeisung zu Folgeeffekten mit weiteren Kostensteigerungen.

Ein Folgeeffekt umfasst dabei den erhöhten Verschleiß im Kraftwerkspark. Aufgrund der Ausregelung der fluktuierenden Windstromeinspeisung sind die Kraftwerke häufigeren Leistungsänderungen mit größeren Leistungsgradienten und zahlreicheren An- und Abfahrvorgängen ausgesetzt. Als Folge reduziert sich die Anlagenlebensdauer, die kapitalgebundenen Kosten erhöhen sich entsprechend.

Eine weitere Auswirkung sind die höheren spezifischen Brennstoffkosten beim konventionellen thermischen Kraftwerkspark, sofern sie nicht in den Absicherungskosten bereits berücksichtigt sind. Die hohe Konzentration von Windenergieanlagen an der Küste erfordert hinsichtlich der zulässigen Netzbelastungen zusätzliche Eingriffe in das Lastmanagement küstennaher Kraftwerke. Es kommt dort zu einer verstärkten Verdrängung an Erzeugungsbetrieb thermischer Kraftwerke, obwohl sie aufgrund des kürzeren Transportweges günstige Brennstoffkosten aufweisen. Infolgedessen steigen die mittleren spezifischen Brennstoffkosten im Kraftwerksmix.

Von großer Bedeutung sind vor allem die zusätzlichen Kosten durch erhöhten Regelleistungs- und Regelenergiebedarf. Die nur in begrenztem Umfang prognostizierbare Windstromeinspeisung erfordert eine ausreichende Bereitstellung von inkrementeller sowie dekrementeller Reserveleistung mit hohen Leistungsgradienten. Bei Abweichung des tatsächlichen vom prognostizierten Leistungsangebot der Windenergie muss zum Ausgleich Regelleistung in Anspruch genommen werden. Es entstehen somit durch die zu entrichtenden Leistungs- und Arbeitspreise für die Bereitstellung an Reserveleistung und Inanspruchnahme von Regelleistung weitere, der Windstromerzeugung anzurechnende Kosten. Nach Schätzungen betragen diese 0,7 Ct pro kWh Windstrom. Daraus ergäbe sich eine weitere Erhöhung der Stromerzeugungskosten um 0,14 Ct/kWh für das Jahr 2020. Dies entspricht einer zusätzlichen Mehrbelastung der Stromkunden von über 570 Mio. € pro Jahr.

Schließlich sind noch die Zusatzkosten für die notwendige Erweiterung der Übertragungs- und Netzkapazität von den Erzeugungs- zu den Verbrauchsschwerpunkten zu nennen. Hierfür können etwa 0,2 Ct/kWh Windstrom angesetzt werden.

Die resultierenden hohen volkswirtschaftlichen Mehrbelastungen, wobei hier nicht auf die Effekte auf dem Arbeitsmarkt und konjunkturelle Auswirkungen eingegangen wird, führen zwangsläufig auch zu der Frage, ob die direkte Netzeinbindung der Windstromeinspeisung die kostengünstigste Variante darstellt, oder ob es wirtschaftlichere Alternativen dazu gibt.

Alternativ könnte die fluktuierende Windstromeinspeisung mit Pumpspeicherkraftwerken gekoppelt und somit indirekt in die Stromversorgung eingebunden werden. Für eine überschlägige Kostenabschätzung wurden folgende Annahmen zugrundegelegt:

- gesicherte Leistung von 5 % ,
- Gleichzeitigkeitsgrad von 90 % der installierten Windkraft-Leistung,
- Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke 75 % ,
- rund 40 % der erzeugten Energie muss in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert werden.

Daraus resultieren Mehrkosten von ca. 0,44 Ct/kWh, das sind 0,14 Ct/kWh mehr als bei direkter Einbindung.

4 CO₂-Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten der Windstromeinspeisung im Vergleich zu anderen Vermeidungsmaßnahmen sind in Bild 6 aufgetragen. Dabei wurde die Annuitätenmethode angewendet und ein Kapitalmarktzinssatz von 8% angesetzt. Die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie basiert auf einem verdrängten Brennstoffmix aus 50 % Steinkohle, 30 % Braunkohle und 20 % Erdgas. Bei den anderen Vermeidungsmaßnahmen ist als Basis der Strommix der BRD unterstellt.

Es zeigt sich, dass die Vermeidungskosten von PV-Anlagen im Vergleich zur Windstromerzeugung deutlich höher liegen. Bei einem Blockheizkraftwerk (BHKW) können die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten je nach Anlagengröße und Rahmenbedingungen höher oder niedriger liegen. Hierbei können sich auch negative Vermeidungskosten, d.h. Kosteneinsparungen ergeben. Dagegen weisen Energiesparlampen stets negative Vermeidungskosten auf und bringen dem Anwender einen wirtschaftlichen Vorteil. Als eine weitere Option ist die Wärmedämmung von Keller und Außenwänden dargestellt, bei der sich die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten – berechnet nur auf Basis der Mehrkosten der Dämmung – über einen noch größeren Bereich erstrecken.

5 CO₂-Vermeidungspotenziale

5.1 Windstromerzeugung

Die Windstromeinspeisung verdrängt Erzeugungsbearbeitung vor allem in thermischen Kraftwerken. Abgesehen von der weitgehend CO₂-freien Erzeugung in Kernkraftwerken werden dadurch die CO₂-Emissionen verringert. Im Falle der vorherigen Szenarien, mit einem erreichten Deckungsanteil des Windstromes von 0 bzw. 15 % am Bruttostrombedarf der Bundesrepublik Deutschland, ergibt sich eine CO₂-Reduktion wie in Bild 7 dargestellt. Demnach bedeutet dies eine Einsparung von über 60 Mio. t CO₂ im Jahr 2020. Dass im Szenario 1 trotz der verbesserten Wirkungsgrade neuer Kraftwerke und konstantem Gesamtstrombedarf der CO₂-Ausstoß steigt, liegt am Ausstieg aus der Kernenergie.

5.2 Vorgezogene Kraftwerksmodernisierung

Im Hinblick auf die CO₂-Vermeidung ist auch ein Effizienzvergleich zwischen Windstromerzeugung und vorgezogener Kraftwerkssanierung interessant. Würden Mittel in Höhe der gesamten EEG-Ausgaben für das o.g. Windstromszenario zur Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks durch vorgezogene Modernisierung von weniger effizienten Anlagen bereitgestellt werden, könnte der Strompreis mindestens um den Betrag für Reservehaltung verringert und eine Einsparung an fossilen Brennstoffen von etwa derselben Menge, die durch die Windstromeinspeisung vermieden wird, erreicht werden. Aufgrund der besseren Nutzungsgrade durch die höhere Auslastung der Kraftwerke ergibt sich für die nächsten 12 Jahre ein sogar noch deutlicherer Vorteil der Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks hinsichtlich der Reduzierung von CO₂-Emissionen als bei Förderung des regenerativen Anteils in der heutigen Form.

Bild 8 zeigt das Ergebnis der Simulation für die alleinige Modernisierung von Kohlekraftwerken im Vergleich zum Referenzfall (ohne Windstromeinspeisung) und dem Szenario mit Windstromausbau. Hierbei wurden gegenüber den EEG-Ausgaben durchschnittlich gut 1,5 Mrd. € pro Jahr weniger Mittel benötigt. Vor allem gegen Ende des Betrachtungszeitraumes betragen die Einsparungen bis zu 6 Mrd. €a. Dafür konnte aufgrund des nahezu ausgeschöpften Modernisierungspotenzials von Kohlekraftwerken gegenüber der Windstromerzeugung auch kein Vorteil in der CO₂-Reduzierung mehr erreicht werden. Die im Jahr 2020 resultierenden gesamten Stromerzeugungskosten liegen dabei 0,7 Ct/kWh unter denen des Szenarios mit der Windstromeinspeisung, was eine volkswirtschaftliche Minderbelastung von etwa 3 Mrd. €a ergibt. Im Mittel reduzieren sie sich um knapp 0,3 Ct/kWh bei einer durchschnittlichen CO₂-Reduzierung um gut 3 Mio. t pro Jahr. Hier resultieren nach der Kapitalwertmethode mit einem angenommenen Zinssatz von 5% Kosten in Höhe von 27,5 € pro vermiedene tCO₂. Im Falle der CO₂-Vermeidung durch die Windstromeinspeisung betragen diese 47 € pro vermiedene t CO₂ (ohne vorgelagerte Emissionen).

Kombiniert man die kurzfristige vorzeitige Kraftwerksmodernisierung mit einem späteren Ausbau der Windenergie, so ergibt sich ein optimales Minderungspotenzial hinsichtlich Mengen und Zeitraum, wie in Bild 9 gezeigt.

5.3 Rücknahme der Laufzeitverkürzung bei Kernkraftwerken

Schließlich wird noch ein Vergleich der CO₂-Reduktion durch Windstromeinspeisung und durch Aufhebung der Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke vorgenommen. Werden die Kernkraftwerke mit Laufzeiten von durchschnittlich 40 Jahren statt den vereinbarten 33 Jahren betrieben, so ließen sich alleine bis zum Jahr 2020 zusätzlich über 500 Mio. t CO₂ vermeiden. Darüber hinaus könnten für

den Zeitraum von 2003 bis 2020 die Verbraucher um etwa 17 Mrd. € entlastet werden. Die Vermeidungskosten sind in diesem Fall negativ, was bedeutet, dass mit dieser Vermeidungsmaßnahme ein wirtschaftlicher Vorteil verbunden ist. Sie betragen $-18,5$ € pro vermiedene t CO₂. Diese Vermeidungsoption kann allerdings erst ab dem Jahr 2007 greifen, nämlich dann, wenn es nicht zu den ersten Stilllegungen von Kernkraftwerken kommt (Bild 10).

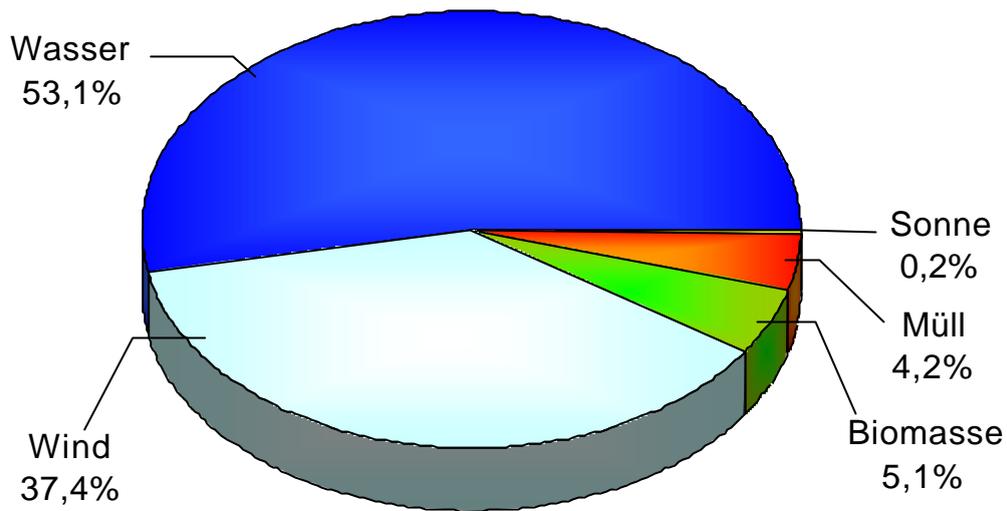
6 Zusammenfassung und Fazit

Die o.g. Zahlen und Fakten werden in Bild 11 für alle betrachteten Varianten gegen-übergestellt. Dabei ergibt sich eine Spannweite der Absolutkosten im Zeitbereich bis 2020 in Höhe von 50 Mrd. € für das reine „Windszenario“ bis zu Einsparungen in Höhe von 18 Mrd. € bei einem Verzicht auf die vorgesehene Laufzeitverkürzung von Kernkraftwerken. Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten rangieren entsprechend im Bereich von 47 bis $-18,5$ €/tCO₂. Die kombinierte Vorgehensweise von kurzfristiger vorgezogener Kraftwerksmodernisierung und mittelfristigem Ausbau der Windenergie erschließt die größten Einsparpotenziale zu den günstigsten Kosten.

Der besondere Vorteil der Nutzung der Windenergie liegt, genau wie bei der Kernenergie, in der nahezu CO₂-freien Erzeugung elektrischer Energie. Die CO₂-Vermeidungskosten der Windstromerzeugung weisen im Vergleich zu den meisten anderen Vermeidungsmaßnahmen eine nur schmale Bandbreite auf. Stromerzeugung aus Windenergie ist deutlich günstiger als die PV-Stromerzeugung, in einigen Fällen auch günstiger als der Einsatz von BHKW.

Insgesamt jedoch stellt die heutige Förderung erneuerbarer Energien nicht die effektivste Form des Umweltschutzes dar. Würde beispielsweise in die Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks genauso viel investiert werden wie in die Förderung von Windstromerzeugung, ließen sich annähernd dieselben Mengen an Brennstoff, aber größere Mengen an Emissionen einsparen. Erst wenn sich im Bereich der Kraftwerkstechnik keine signifikanten Wirkungsgradsteigerungen mehr erzielen lassen und der Kraftwerkspark keine große Streuung in der Effizienz der Energieumwandlung mehr aufweist, kommen die möglichen energiewirtschaftlichen Vorteile der regenerativen Stromerzeugung zur Ressourcenschonung und Emissionsminderung voll zum Tragen.

Im Sinne einer nachhaltigen Planung der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland müssen daher neben einer angemessenen Förderung der Windenergie (und der energiewirtschaftlich noch bedeutenderen Grundlastdeckung aus der Wasserkraft) auch die vorgezogene Kraftwerkserneuerung verfolgt werden, mit der sich in den nächsten 20 Jahren eine noch effizientere CO₂-Minderung erzielen lässt. Auch sollte über die Nutzung der Kernenergie, zumindest aber über die Art und Weise des Ausstiegs, neu diskutiert und entschieden werden.



Datenquelle: VDEW

Bild 1 Anteile der Energieträger an der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2002.

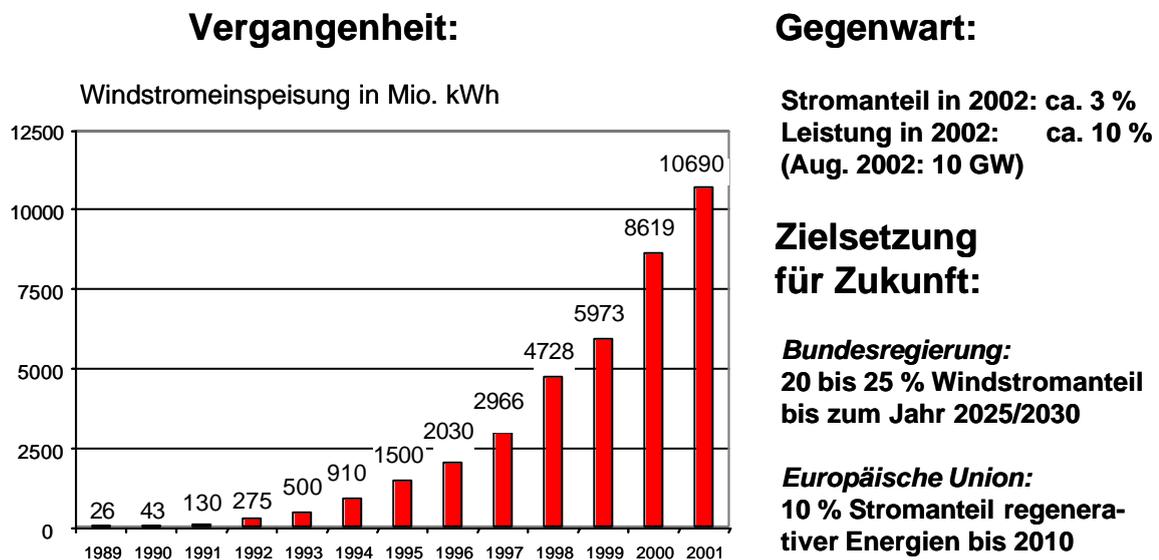


Bild 2 Entwicklung der Windstromerzeugung.

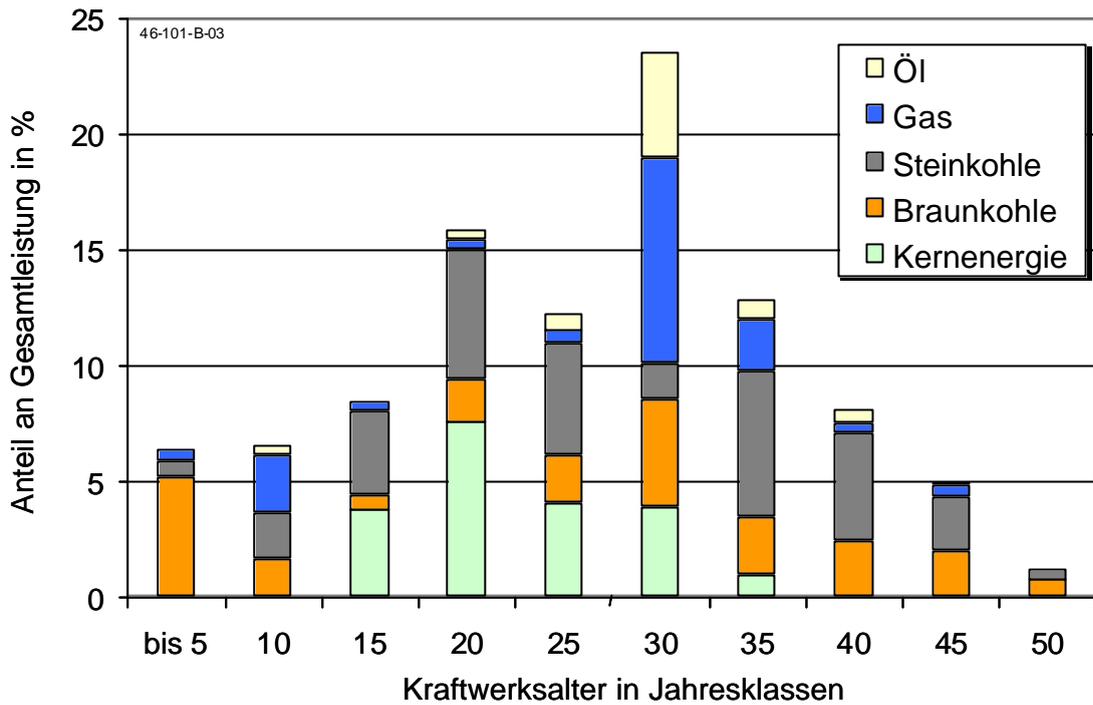


Bild 3 Baualtersstruktur des deutschen Kraftwerksparks 2002.

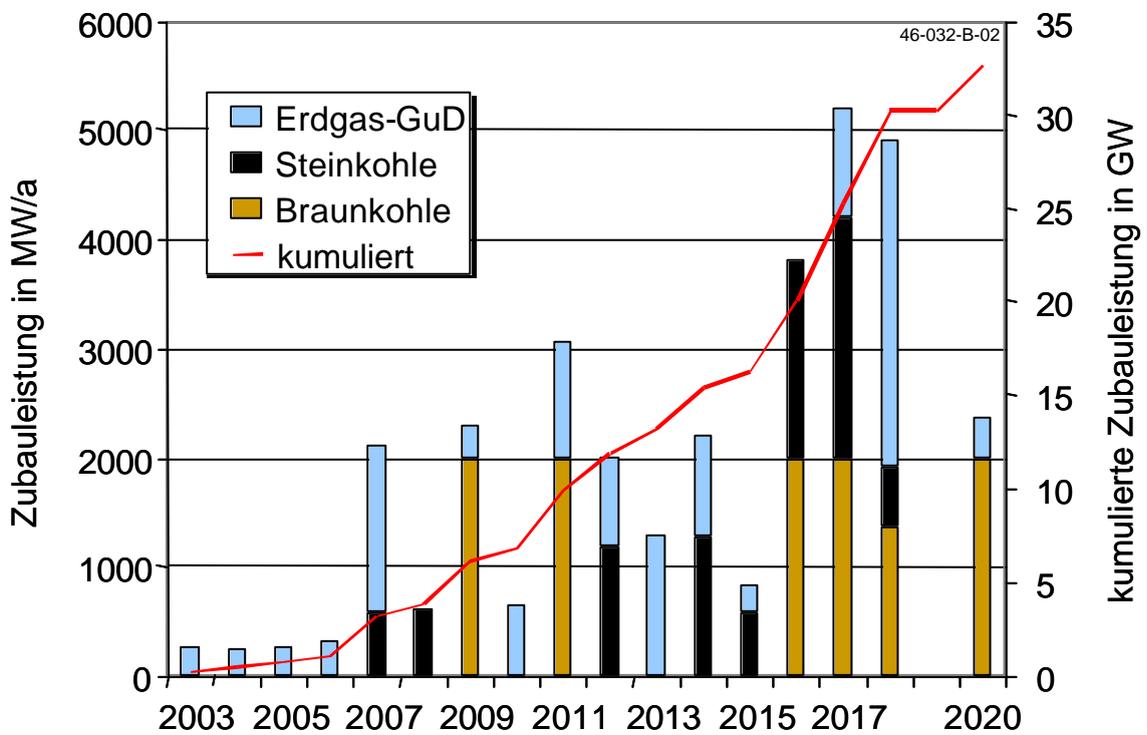


Bild 4 Zubau an Kraftwerksleistung bis 2004.

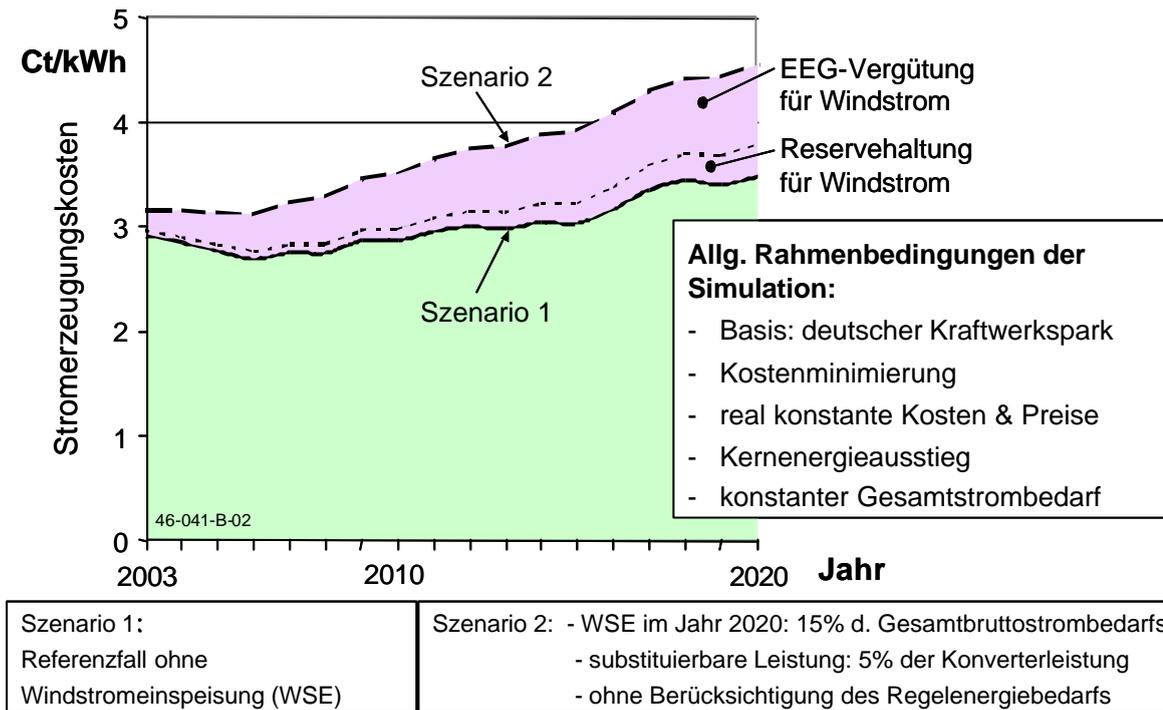


Bild 5 Auswirkungen der Windstromeinspeisung auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland.

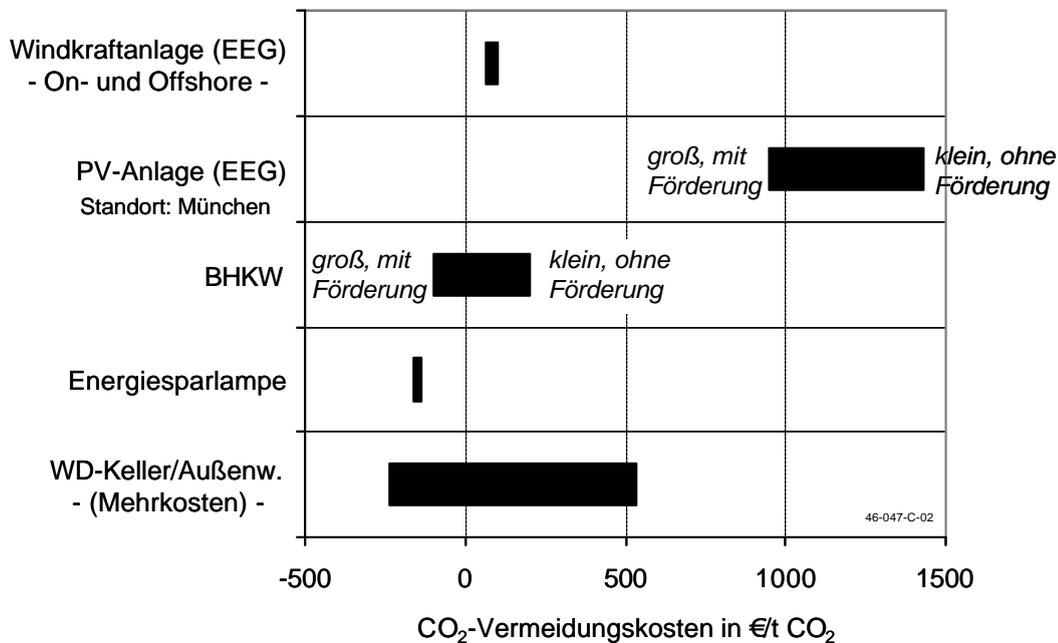


Bild 6 CO₂-Vermeidungskosten der Windstromeinspeisung im Vergleich.

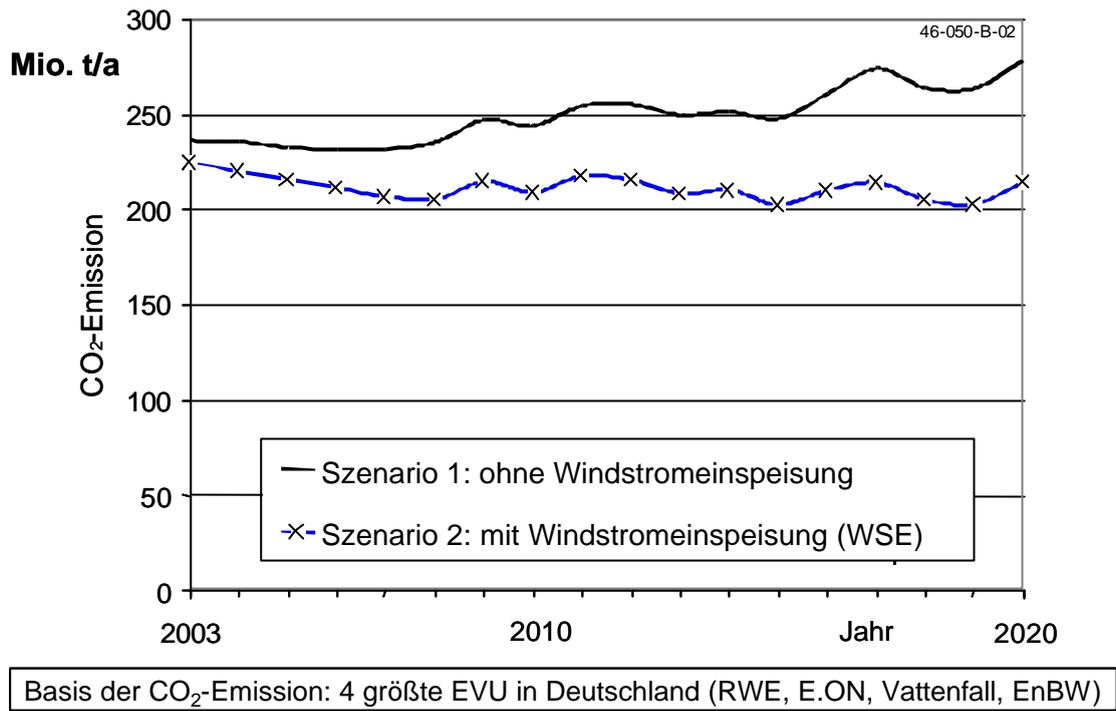


Bild 7 CO₂-Vermeidung durch Windstromerzeugung.

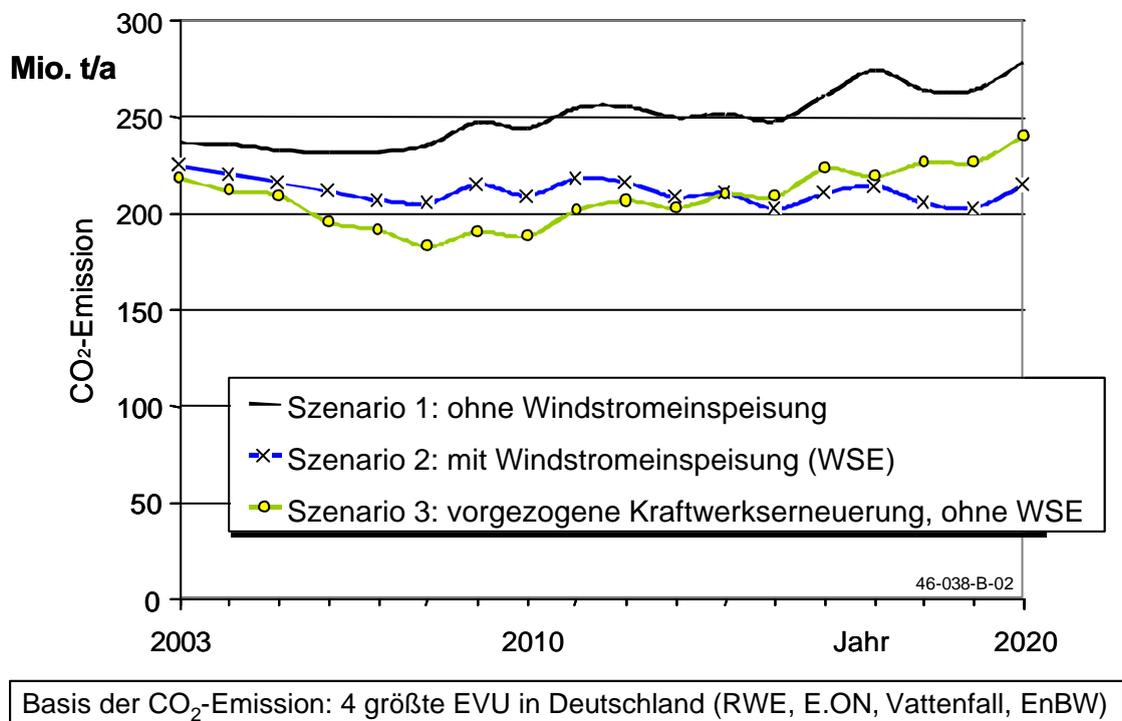
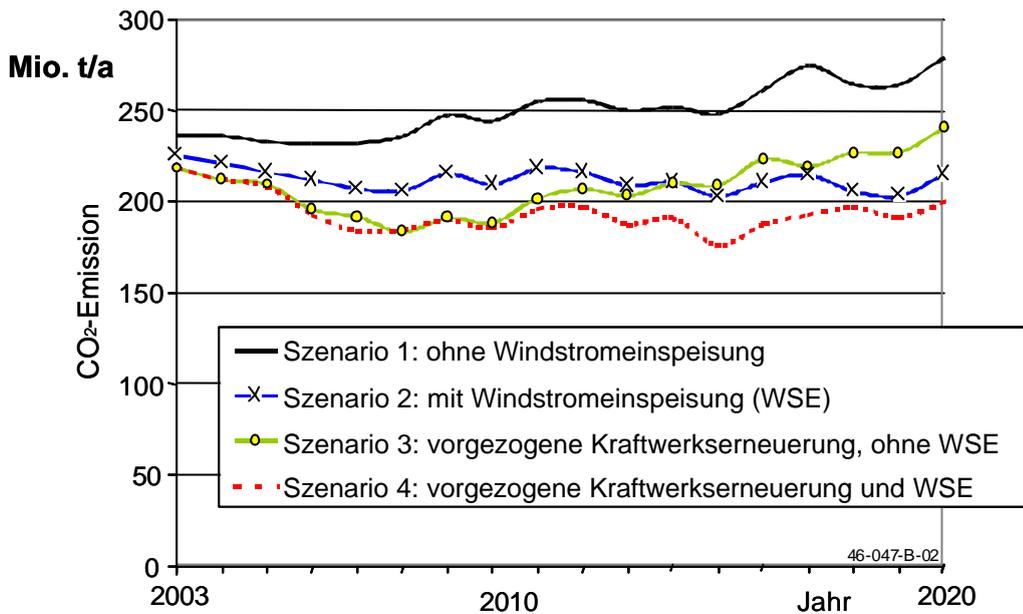
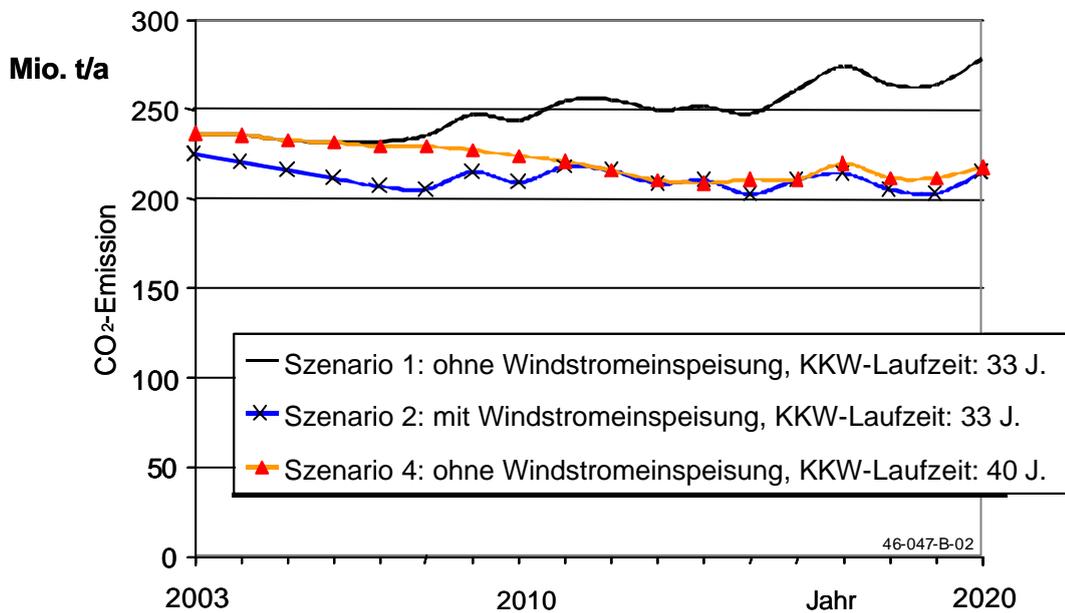


Bild 8 CO₂-Vermeidung durch vorgezogene Kraftwerkserneuerung.



Basis der CO₂-Emission: 4 größte EVU in Deutschland (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW)

Bild 9 CO₂-Vermeidung durch vorgezogene Kraftwerkserneuerung und Windstromeinspeisung.



Basis der CO₂-Emission: 4 größte EVU in Deutschland (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW)

Bild 10 CO₂-Vermeidung durch Aufhebung der Laufzeitverkürzung bei Kernkraftwerken.

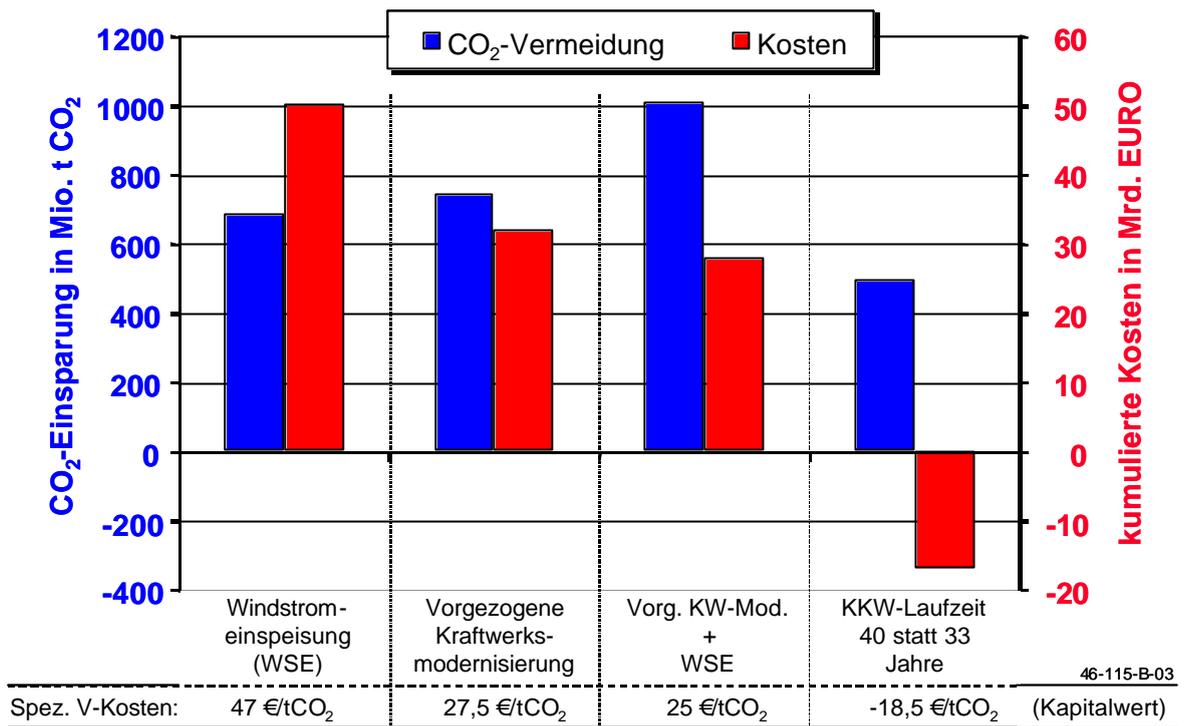


Bild 11 Menge und Kosten der CO₂-Vermeidung verschiedener Szenarien.