

POLICY BRIEF

AUF EINEN BLICK

Die Monopolkommission empfiehlt, eine Reaktion auf die Preissteigerungen am Strommarkt zielgenau und marktkonform auszugestalten:

- Das Strommarktdesign sollte beibehalten, jedoch mittelfristig weiterentwickelt werden.
- Die Abschöpfung von Mehrerlösen (Zufallsgewinnen) sollte bei konventionellen Stromerzeugern – soweit möglich – einheitlich und unter Berücksichtigung von Terminkontrakten erfolgen.
- Die oberste Priorität bei der Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher muss darin liegen, Anreize zum Energiesparen nicht abzuschwächen. Zugleich sollte die Bedürftigkeit der zu entlastenden Haushalte berücksichtigt werden.

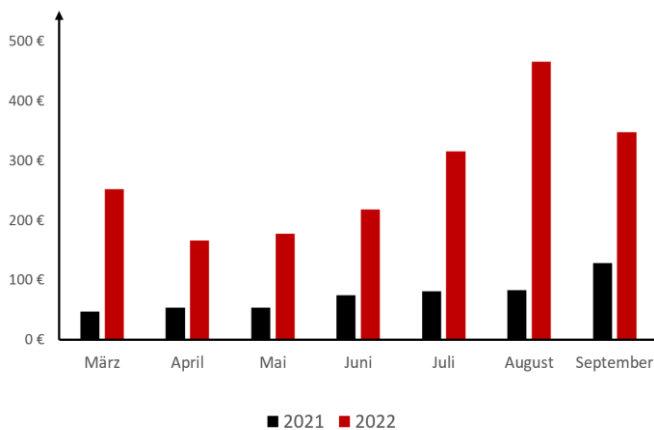
Strommärkte weiterentwickeln, Preisbremse wettbewerbskonform ausgestalten

Durch den Krieg in der Ukraine sind die Preise für Primärenergie, insbesondere für Erdgas, erheblich gestiegen. Das hat nun auch drastische Auswirkungen auf die Strompreise für Unternehmen sowie für Verbraucherinnen und Verbraucher. Deshalb will die Bundesregierung jetzt neben der Gaspreisbremse auch eine Strompreisbremse umsetzen, für die ähnliche Grundprinzipien gelten sollten.

Beachtet man die ökonomischen Hintergründe des Preisanstiegs, zeigt sich, dass wettbewerbskonforme Eingriffe in die Umsatzerzielung der Stromversorger und eine kluge Entlastung der Unternehmen und Haushalte die richtigen Reaktionen sind. Demgegenüber funktioniert das Strommarktdesign; es muss jedoch mittelfristig weiterentwickelt werden.

Im August 2022 betrug der durchschnittliche Börsenpreis für Strom im stündlichen Handel 465 Euro je MWh und lag damit mehr als fünf Mal höher als im Vorjahresmonat. In sämtlichen Monaten des laufenden Jahres sind die Strompreise im Großhandel erheblich angestiegen (Abbildung 1) und erreichen im Viertelstundenhandel erstmals auch wieder vierstellige Werte. Die hohen Großhandelspreise schlagen nun mit Verzögerung auch auf Betriebe und private Verbraucherinnen und Verbraucher durch, wenn deren laufenden Kontrakte enden.

Abbildung 1: Durchschnittlicher Vortagespreis im Stromgroßhandel seit Ausbruch des Ukrainekrieges im Vergleich zum Vorjahresmonat



Quelle: ENTSO-E Transparency Plattform.

Die sehr hohen Preise im Stromgroßhandel sind eine direkte Folge der gestiegenen Preise für Primärenergie. Eine besondere Rolle spielen die im Rahmen des Ukraine Konfliktes überproportional stark gestiegenen Gaspreise. Kraftwerke, die mit Gas Strom erzeugen, sind sog. Spitzenlastkraftwerke. Sie sind in der als Merit Order bezeichneten Abrufreihenfolge der Kraftwerke solche, die tendenziell erst spät (oder bei besonderem Bedarf zur Netzregelung) zugeschaltet werden, um Strom zu erzeugen. Können Grund- und Mittellastkraftwerke den Strombedarf nicht decken, müssen Gaskraftwerke mindestens zu den Marktpreisen für die genutzten Brennstoffe entschädigt werden, um rentabel arbeiten zu können. Der Strompreis ist allerdings im bestehenden Marktdesign für alle Kraftwerke einheitlich – man spricht hier von Einheitspreisauktionen. Er steigt deshalb zu Spitzenlastzeiten entsprechend mit den Gaspreisen. Konventionelle und erneuerbare Anlagen zur Strom-

erzeugung, die nicht mit Gas betrieben werden und geringeren Kostensteigerungen unterliegen, erzielen ebenfalls den stark gestiegenen Preis.

Es kommt somit bedingt durch die aktuelle Situation gleichzeitig zu hohen Strompreisen und hohen Erlösen bei Stromerzeugern, denen jedoch nur bedingt Kostensteigerungen entgegenstehen. Dies hat in Deutschland eine Diskussion über politische Eingriffe, aber auch über die Funktion des wettbewerblichen Energiemarktes als solcher entfacht. Die Politik sieht sich vor allem wegen der stark steigenden Belastung von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie von Unternehmen gezwungen, den steigenden Preisen schnell zu begegnen. Im Raum stehen dabei neben Maßnahmen zur Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Maßnahmen zur Abschöpfung sogenannter Zufallsgewinne auch grundsätzliche Änderungen am Marktdesign. Kritisiert wird vor allem, dass es am liberalisierten Strommarkt möglich ist, dass alle Erzeuger zu den Preisen der besonders teuren Gasstromerzeugung vergütet werden. Dies führt derzeit zu hohen Profiten vor allem bei Erzeugern erneuerbarer Energien, aber z. B. auch bei Erzeugern, die Strom aus Grundlastkraftwerken mit Uran oder Braunkohle gewinnen.

Strommarktdesign mittelfristig weiterentwickeln

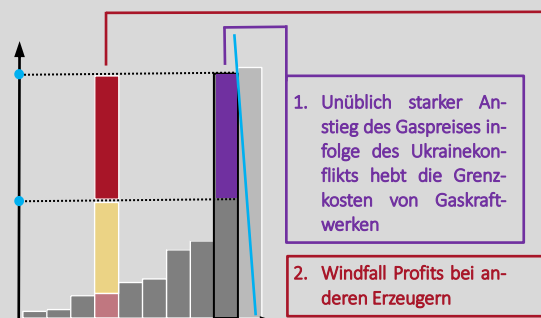
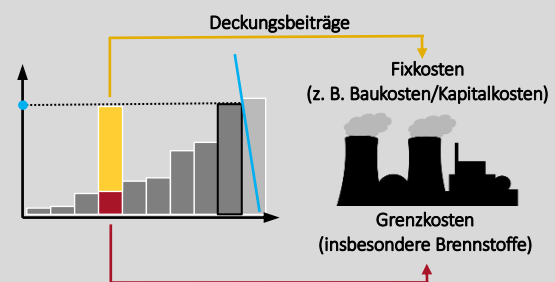
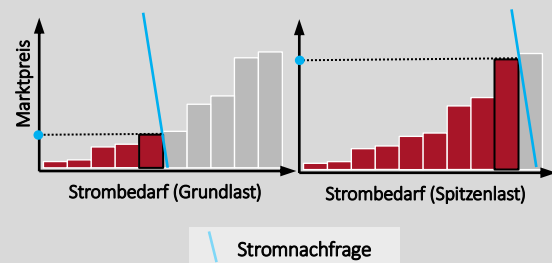
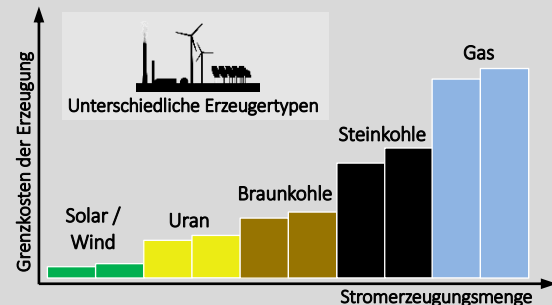
Der einheitliche Strompreis ist ein Kennzeichen des derzeitigen Marktdesigns am kurzfristigen Strommarkt. Die Funktion eines einheitlichen Preises für alle Kraftwerke lässt sich jedoch leicht missinterpretieren. So wird am wettbewerblichen Strommarkt heute der Preis nicht durch das „teuerste noch benötigte Kraftwerk“ festgelegt, sondern durch dasjenige Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten (siehe Info-Kasten). Dieser Unterschied ist von Belang.

Die Festlegung eines einheitlichen Strompreises durch eine Auktion hat zur Folge, dass kurzfristig immer diejenigen Anlagen zur Stromerzeugung genutzt werden, deren hierbei unmittelbar entstehende Kosten am niedrigsten sind. Des Weiteren steuert der einheitliche Preis aber auch die Investitionen in den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung. Ein effizienter Bestand an Anlagen zur Energieerzeugung besteht aus verschiedenen Technologien. Liegen deren unmittelbare Kosten für Rohstoffverbrauch unter dem Marktpreis, dann erzielen



FÜHRT DAS EINHEITSPREISSYSTEM IM STROMGROßHANDEL ZU ÜBERGEWINNEN?

1. Jedes Kraftwerk/Erzeuger produziert Strom zu bestimmten **unmittelbar durch die Produktion anfallenden Kosten**, die als Grenzkosten bezeichnet werden. Dies sind vor allem Kosten für die Brennstoffe konventioneller Kraftwerke. Bei erneuerbaren Anlagen fallen oft keine oder kaum Grenzkosten an. Die aufsteigende (Aburuf-)Reihenfolge der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten ist die sog. **Merit Order**.
2. Der **Strombedarf schwankt kontinuierlich** und reagiert kurzfristig nur wenig auf den Preis. Kraftwerke mit geringen Grenzkosten (Grundlast) werden tendenziell häufig benötigt, um den Bedarf zu decken, die teuersten Kraftwerke dagegen nur bei hohem Strombedarf (Spitzenlast). Das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das gerade noch gebraucht wird, um den Bedarf in einem Moment zu decken, bestimmt den Marktpreis.
3. Die Anlagen zur Stromerzeugung unterscheiden sich aber auch in weiteren Eigenschaften, z.B. ihren **Fixkosten**. Beispielsweise verursacht die Stromproduktion bei einem Windrad kaum unmittelbare Kosten, aber relevante Investitionen in Planungs-, Bau- und Wartungskosten. Erzeuger, deren Grenzkosten unterhalb des Einheitspreises liegen, erwirtschaften damit zunächst **keinen (Über-)Gewinn, sondern sog. Deckungsbeiträge**, die zur Fixkostendeckung erforderlich sind.
4. Erwartete **Deckungsbeiträge steuern die Investitionen in Erzeugungsanlagen**. Anlagen mit niedrigen Grenzkosten haben oft höhere fixe Investitionskosten. Hierzu zählen auch die zu tragenden Risiken, z.B. bedingt durch lange Bauzeiten von Grundlastkraftwerken von vier Jahren und mehr. Der Bau rentiert sich für Investoren, wenn sie erwarten, dass die Kraftwerke später auch tatsächlich in der Merit Order zum Zug kommen.
5. Versorger investieren in Kraftwerke, indem sie die zukünftigen Marktbedingungen einschätzen. Im Wettbewerb erwirtschaften Kraftwerke durch Deckungsbeiträge ihre erwarteten Fixkosten. Der kurzfristige Eintritt unerwarteter Ereignisse, wie der durch den Ukraine-Krieg bedingte Gaspreisanstieg, **können aber zu sog. „Windfall Profits“** führen, weil Anlagen im Wettbewerb nur mit großer Verzögerung zugebaut werden können.



sie bei der Stromproduktion Deckungsbeiträge. Diese dienen der Finanzierung fixer Kosten, z. B. zur Errichtung der Anlagen sowie für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten besitzen oft besonders hohe Fixkosten. Die Einheitspreise sind daher auch kein Zeichen dafür, dass einzelne Kraftwerke hohe Gewinne erzielen müssen.

Der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung benötigt Zeit. Ein kurzfristiger Zubau ist nicht möglich. Investoren, die am Strommarkt in konventionelle Kraftwerke investieren, müssen deshalb die in Zukunft zu erwartenden Marktverhältnisse prognostizieren. Zwar werden am Markt alle verfügbaren Informationen für die Planung genutzt. Dennoch kann es durch unerwartete Ereignisse zu unerwarteten Marktergebnissen kommen. Der aktuelle Anstieg des Gaspreises ist so ein Fall, in dem durch die Steigerung der relevanten Kosten bei den preissetzten Gaskraftwerken unerwartete Umsätze erzielt werden. Die daraus resultierenden „Windfall Profits“ – in Deutschland als „Zufallsgewinne“ bezeichnet – fallen nun sowohl bei Erzeugern erneuerbarer Energien als auch bei solchen konventionellen Stromerzeugungsanlagen an, deren Grenzkosten nicht ebenso drastisch gestiegen sind wie die der Gaskraftwerke.

Zwar ist ein Zubau von Erzeugungsanlagen mit geringeren Grenzkosten in kurzer Zeit nicht realisierbar. Allerdings ließe sich zumindest durch die Ausschöpfung aller bestehenden Reserven zur Stromerzeugung der Bedarf an knapper und hochpreisiger gasgetriebener Stromerzeugung reduzieren. Weil hiermit einem konkreten Versorgungssicherheitsproblem beim Gas (Gasmangellage) entgegengewirkt werden kann, hält es die Monopolkommission für sachgerecht, die energierechtlich gebildeten und nicht-gasbetriebenen Kraftwerksreserven vorübergehend aufzulösen und deren Erzeugung am Markt anzubieten. Außerdem sprechen gute Gründe für den vorübergehenden und unmittelbaren Weiterbetrieb der Atomkraftwerke.

Auch wenn die aktuelle Situation zeigt, dass das Wettbewerbsdesign der Strommärkte nicht robust gegen jedwede äußeren Einflüsse ist, spricht aus Sicht der Monopolkommission doch vieles dafür, dass die Steuerung über den Markt im Grundsatz besser funktioniert als ihre Alternativen. Die in Europa gerade vielerorts diskutierte Verstaatlichung von Energieversorgern brächte demgegenüber vor allem langfristige Nachteile mit sich. Durch die Verstaatlichung von Versorgern wird der

Strommarkt oder ein Teil davon den wettbewerblichen Effizienzreizen entzogen. Wirtschaftliche Risiken würden auf den Bundeshaushalt und damit auf die Bürgerinnen und Bürger verlagert.

Ebenfalls ist die kurzfristige Abschaffung des Systems eines einheitlichen Stromgroßhandelspreises für alle Kraftwerkstypen aus Effizienzgründen weder zu empfehlen noch ohne Weiteres umzusetzen. Der in der öffentlichen Debatte diskutierte Übergang von der Einheitspreisauktion zur sogenannten Gebotspreisauktion, bei der jeder Bieter nur einen Preis in Höhe seines Gebotes erhält, würde dazu führen, dass die Gebote zukünftig ähnlicher ausfallen und die Bieter versuchen, den späteren Marktpreis zu treffen. Eine Senkung des Preisniveaus wäre deshalb nicht zu erwarten.

Demgegenüber sind Änderungen am Marktdesign in den Blick zu nehmen, die darauf zielen, dessen Resilienz gegenüber schon zu beobachtenden, aber auch neuen Situationen zu verbessern. In der Diskussion steht hier etwa das Fördersystem für erneuerbare Energien, das derzeit auf Marktprämien und nicht auf sog. Differenzkontrakte aufbaut. Solche Kontrakte, wie sie z.B. im Vereinigten Königreich existieren, garantieren den Erzeugern nicht nur einen bestimmten Preis (als Subvention), sondern verpflichten sie auch zur Abgabe von Mehrerlösen, wenn der garantierte Preis überschritten werden sollte. Damit können sie nicht von unerwartet starken Steigerungen des allgemeinen Marktpreisniveaus zu profitieren. Dies hat jedoch Vor- und Nachteile, die nun nochmals miteinander abgewogen werden sollen. Ein weiterer Aspekt betrifft die in der Vergangenheit geführte Debatte um die Schaffung von Kapazitätsmärkten. Zwar ist ein Marktdesign mit Kapazitätsmärkten nicht per se widerstandsfähiger gegenüber preislichen Verwerfungen am Spotmarkt. Kapazitätsmärkte bieten jedoch Möglichkeiten, mittels sog. Call-Optionen Preisrisiken von den Spotmärkten in den besser planbaren Kapazitätsmarkt zu verlagern.¹ Schließlich sollten in der Frage der Weiterentwicklung des Marktdesigns die perspektivisch zu erwartenden Herausforderungen des zunehmenden Anteils erneuerbarer Erzeuger an der Stromproduktion näher untersucht werden. Die Monopolkommission wird diese Fragen im Rahmen ihrer Energie-sektorgutachten zukünftig prüfen.

Gezielte Abschöpfung von Zufallsgewinnen

Vor einigen Jahren hat die Politik in der Diskussion um mögliche Preisspitzen am Strommarkt das Vertrauen in das gegenwärtige Marktdesign gestärkt und erklärt, bei hohen Marktpreisen nicht intervenieren zu wollen.² Allerdings zielte dies nicht auf die nun eingetretenen Umstände. So sind bestimmte Preisspitzen ein erwarteter Ausdruck funktionierender Strommärkte, z. B. wenn in einzelnen Situationen sehr hohen Strombedarfs und begrenzter Kapazität die Nachfrager am Markt sich gegenseitig überbieten und dadurch den Preis setzen.³ Demgegenüber handelt es sich bei der jetzt aufgetretenen Situation allgemein stark gestiegener Stromgroßhandelspreise um ein Marktversagen. Die hohen Preise resultieren aus einem Ereignis, das von den Versorgern nach aller Plausibilität in ihren Investitionsentscheidungen nie berücksichtigt worden ist. Eine kurzfristige Reaktion auf die nicht erwartete Situation stark gestiegener Gaspreise, z. B. durch hinreichenden Zubau anderer Kraftwerkstypen oder erneuerbarer Energien, ist zugleich nur bedingt möglich. Die deutlich erhöhten Umsätze von Stromerzeugern und die damit zugleich verbundene Belastung der Energieverbraucher rechtfertigt in dieser Situation aus Sicht der Monopolkommission einen punktuellen Markteingriff. Hierbei könnten die durch die drastische Erhöhung der Gaspreise ausgelösten Mehrumsätze abgeschöpft und zur Senkung der Strompreise eingesetzt werden.

Interventionen zur Bekämpfung der Auswirkungen des Energiepreisanstiegs werden derzeit in vielen EU-Mitgliedstaaten geprüft. Eine prominente Lösung ist der seit Sommer in Spanien und Portugal umgesetzte Eingriff in die Bildung der Großhandelspreise. Dazu wird die Preisbildung im Stromgroßhandel direkt auf Basis der gestiegenen Gaspreise korrigiert, die zum Strompreisanstieg geführt haben. Im iberischen System werden täglich der Unterschied des Gaspreises zu einem vorgegebenen Höchstwert berechnet und die Gebote am Strommarkt um diesen Betrag korrigiert. Dadurch verhält sich der Strompreis im Großhandel stets so, als wäre der Gaspreis nicht gestiegen. Daraufhin werden die konventionellen Erzeuger um den gekürzten Betrag entschädigt, nicht jedoch die Erzeuger aus EE-Anlagen, deren Grenzkosten nicht gestiegen sind. Die Entschädigung wird im iberischen System danach auf die Stromkundinnen und -kunden umgelegt. Der effektive Strompreis wird so um Zufallsgewinne entlastet, die der Gaspreisanstieg bei EE-Anlagen ausgelöst hätte. Die Zufallsgewinne sol-

cher konventionellen Kraftwerke, die nicht mit Gas produzieren, bleiben allerdings unberührt. Dies ist im iberischen Ansatz notwendig, um die Merit Order durch den Eingriff nicht zu verfälschen und keine Fehlanreize zur stärkeren Gasverstromung zu setzen.

Die Art des Eingriffs im iberischen Markt hat den Vorteil, dass hierbei der Marktpreis gezielt um den Gaspreisschock korrigiert und die Kosten der Gaspreissteigerung in eine Umlage ausgelagert werden. Gleichwohl führt die isolierte Senkung des Großhandelspreises in einem Gebiet zu einer Zunahme von Stromexporten in anliegende Staaten. Hier profitiert der iberische Raum von der geringen Eingebundenheit des Stromnetzes in den europäischen Strombinnenmarkt, sodass im Wesentlichen nur Exporte nach Frankreich und Marokko geringfügig zunehmen. Die iberische Lösung liefert ein gutes Beispiel für einen Mechanismus zur Preisbegrenzung. Aus Sicht der Monopolkommission wäre es vorzugswürdig, einen vergleichbaren Ansatz in einem einheitlichen europäischen Regulierungskontext zu prüfen.

Eine isolierte Übertragung des iberischen Modells auf den europäisch stark verflochtenen deutschen Strommarkt hätte hingegen hohe Nettoexporte zur Folge, die den preissenkenden Effekt im Inland konterkarieren. Derzeit arbeiten die Mitgliedstaaten an nationalen Lösungen, um den Preisanstieg zu bremsen, die im Ministerrat koordiniert werden. Im Rahmen einer solchen zweitbesten Lösung unterstützt die Monopolkommission die Planungen der Bundesregierung, nicht direkt in die Preisbildung einzugreifen und stattdessen die entstandenen Zufallsgewinne nachgelagert abzuschöpfen. Zu diesem Zweck wurden ursprünglich einerseits eine Gewinnsteuer und andererseits eine Erlösabgabe diskutiert. Aus dem EU-Ministerrat wurde eine zuletzt am 30. September 2022 abgestimmte Rahmengesetzgebung (EU-Rahmengesetzgebung) vorgelegt.⁴ Sowohl die Rahmengesetzgebung als auch die Planungen der Bundesregierung sehen nun eine Erlösabgabe vor. Die Erlösabgabe setzt an den infolge der Gaspreissteigerung entstandenen Mehrerlösen an. Eine Gewinnsteuer könnte demgegenüber nicht danach unterscheiden, wodurch der Zusatzgewinn entstanden ist. Die Monopolkommission sieht die Konzentration auf die Erlöse daher im Grundsatz als ordnungspolitisch vorzugswürdig an. Die Erlösabschöpfung geht allerdings mit Umsetzungsproblemen einher.

Erlösabschöpfung wettbewerbskonform gestalten

Das Bundeswirtschaftsministerium arbeitet an einem Gesetzentwurf, der sowohl die Abschöpfung von Erlösen als auch die Entlastung von Haushalten und Unternehmen regeln soll. Im Bereich der Erlösabschöpfung sind nach Auffassung der Monopolkommission drei Kriterien besonders relevant.



WO BEGINNT DER MEHRERLÖS?

Die Festlegung eines Interventionspreises, über dem der Staat Erlöse der Stromerzeuger abschöpft, ist schwierig und kann nur grob kalkuliert werden. Auf EU-Ebene wird ein maximaler Interventionspreis von 180 Euro vorgeschlagen.

Zur Kalkulation des Interventionspreises könnten die Grenzkosten von Gaskraftwerken unter Berücksichtigung der Brennstoffpreise vor Ausbruch des Ukrainekonfliktes herangezogen werden. Fraglich ist allerdings, auf welchen Zeitpunkt abzustellen ist, weil die Gaspreise bereits Mitte 2021 anzogen. Im Frühjahr 2021 lag der Großhandelspreis für 1 MWh Erdgas noch bei ca. 20 Euro. Ein Gasturbinenkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 40 Prozent käme daher in einer groben Rechnung auf Brennstoffkosten von 50 Euro zuzüglich ungefähr 30 Euro für CO₂-Zertifikate.

Sollen Steinkohlekraftwerke von der Abschöpfung betroffen sein, ist es notwendig, dass der Interventionspreis deren aktuelle Produktionskosten jederzeit deckt. Die Importpreise für Steinkohle stiegen im Sommer auf ca. 400 Euro/Tonne und liegen dadurch mehr als viermal so hoch wie im Frühjahr 2021. Die Produktion von 1 MWh Strom in einem Steinkohlekraftwerk kostet dadurch ohne Berücksichtigung der Transportkosten und bei einem Wirkungsgrad von 40 Prozent ca. 120 Euro. Hinzu kommen Kosten für CO₂-Zertifikate in Höhe von mehr als 60 Euro.

Erstens betrifft dies die Frage, bei welchen Erzeugungsformen Mehrerlöse abgeschöpft werden sollten. Zu erwarten ist, dass die Mehrerlöse durch Gaskraftwerke bei den nicht-gasbetriebenen Erzeugungstechnologien nicht gleich hoch sind. Die geplante Rahmengesetzgebung des EU-Ministerrates sieht in Ar-

tikel 7 Abs. 1 bestimmte konkret benannte Erzeugungstechnologien vor. Sie nimmt dabei etwa Pumpspeicher/Speicherwasserkraftwerke aus. Der Einbezug dieser Kraftwerke wäre deshalb problematisch, weil sie in Knappheitssituationen Strom liefern. Die Mehrerlösabschöpfung könnte bei Speicherkraftwerken dazu führen, dass Knappheitssituationen aus finanzieller Sicht nicht mehr unterscheidbar sind. Würden die Speicherkraftwerke davon erfasst, könnte ihr Einsatz zukünftig weniger effizient erfolgen.

Ein zweiter kritischer Aspekt der Mehrerlösabschöpfung betrifft den Interventionspreis. Als Interventionspreis wird der Preis bezeichnet, ab dem ein Mehrerlös als solcher identifiziert und abgeschöpft werden könnte. Eine einfache Herangehensweise zur Bestimmung des Interventionspreises läge darin, die Grenzkosten der Stromerzeugung mit Gas vor dem Konflikt als Ausgangspunkt zu nehmen (siehe Kasten). Ein alleine darauf basierender Eingriffspreis ließe jedoch außer Acht, dass durch den Konflikt auch die Grenzkosten anderer Erzeugungstechnologien gestiegen sind. So hat sich insbesondere der Importpreis für Steinkohle zwischen Juni 2021 und Juni 2022 etwa vervierfacht. Daher wird derzeit diskutiert, ob ein Eingriffspreis technologiespezifisch festgelegt werden sollte.

Aus Sicht der Monopolkommission ist eine technologiespezifische Behandlung der Abschöpfung zumindest für konventionelle (nicht EEG-geförderte) Stromerzeugung grundsätzlich nicht angebracht. Würde sich die Abschöpfung an den jeweiligen Gestehungskosten der Energieerzeugung orientieren, müsste die Preishöhe faktisch reguliert werden. Dadurch würde das Investitionssignal, das von einem einheitlichen Marktpreis ausgeht, von einer Regulierungsentscheidung verdrängt. Die Monopolkommission hält es deshalb für vorzuzugs-würdig, ein einheitliches Marktpreisniveau zu simulieren. Hierzu sollte ein Interventionspreis angelegt werden, der oberhalb der Grenzkosten der Gasverstromung vor Beginn des Krieges liegt. Ein Problem besteht hierbei dadurch, dass der Interventionspreis auch oberhalb der aktuellen Grenzkosten der Steinkohleverstromung liegen müsste, um deren Produktion rentabel zu halten. Die Rahmengesetzgebung der Europäischen Union sieht allerdings einen maximalen Interventionspreis von 180 Euro je Megawattstunde vor (Artikel 6 Abs. 1), der den wirtschaftlichen Betrieb von Steinkohlekraftwerken in Frage stellen würde. Es ist daher notwendig und vorgesehen (Artikel 7a, Abs. 1, lit. d), den Interventionspreis für Stromerzeugung aus Steinkohle gesondert festzulegen. Ein Preis etwas

oberhalb der 180 Euro je Megawattstunde erscheint hier angebracht. Zu empfehlen wäre, dass die Bundesnetzagentur ermächtigt wird, den festgelegten Interventionspreis kurzfristig anzupassen, sollten sich z. B. die Preise für Steinkohle verändern und eine solche Anpassung erfordern.

Ein abweichender und niedrigerer Interventionspreis kann nach Auffassung der Monopolkommission dagegen für erneuerbare Stromerzeuger gerechtfertigt sein, wenn diese eine EEG-Förderung erhalten. Die Anlagen, die im Rahmen des sog. Marktprämienmodells staatlich gefördert werden, erhalten gewöhnlich einen Ausgleich für den Unterschiedsbetrag zwischen durchschnittlichem Marktpreis und einem garantierten Preis (sog. „anzulegender Wert“). Nicht der Marktpreis, sondern der garantierte Preis bestimmt bei diesen Anlagen entscheidend das Investitionsverhalten. Die hohen Marktpreise führen derzeit dazu, dass die EEG-Erzeuger Erlöse erzielen, die oberhalb des garantierten Preises liegen. Eine weitgehende Abschöpfung dieser Erlöse durch einen tieferen Interventionspreis wäre daher mit weniger problematischen Auswirkungen auf das Investitionsverhalten verbunden.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Monopolkommission einen einheitlichen Interventionspreis festzulegen und aus den dargestellten Gründen für Steinkohlekraftwerke und für EEG-geförderte Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien ggf. Abweichungen nach oben bzw. unten vorzusehen.

Schließlich besteht ein drittes Problem darin, mit der Abschöpfung diejenigen zu belegen, die von den gestiegenen Erzeugungskosten tatsächlich profitieren. Würde etwa alleine die Veräußerung von Strom durch Erzeuger am Spotmarkt besteuert, bliebe außer Acht, dass insbesondere Grundlasterzeuger ihren Erlös bereits Monate im Voraus durch Terminkontrakte abgesichert haben. Die Erzeuger können daher die aktuell hohen Preise selbst nicht (vollumfänglich) realisieren. Daher ist es aus Sicht der Monopolkommission nötig, Erlöse aus Terminkontrakten ebenfalls zu erfassen und parallel die Erlösausschöpfung der Erzeuger um entsprechende Terminverpflichtungen zu korrigieren.

Entlastungen ökonomisch wirksam umsetzen

Ein weiterer Fokus der derzeit diskutierten Maßnahmen liegt auf der Entlastung der privaten Haushalte und Unternehmen.

Dabei sind die politischen Ziele und Entlastungsoptionen für Unternehmen bisher noch weitgehend unklar. Eine Schwierigkeit bei der Bemessung des Unterstützungsbedarfs stellt die hohe Heterogenität zwischen verschiedenen Branchen in Bezug auf Belastungen und Ausweichmöglichkeiten dar. Pauschale Entlastungen für alle Unternehmen erscheinen daher weder wettbewerbspolitisch noch ökonomisch sinnvoll. Stattdessen müssen differenzierte Mittel der Unterstützung gefunden werden. Die Monopolkommission weist vor allem darauf hin, dass spezifische Unterstützungsmaßnahmen der Unternehmen in Deutschland außerdem unbedenklich im Sinne des europäischen Beihilferechts sein müssen.

In Bezug auf Entlastungen bei den Haushalten steht eine möglichst nach sozialen Kriterien orientierte Kompensation der Preissteigerungen im Mittelpunkt. Um diese umzusetzen, werden zurzeit verschiedene Maßnahmen diskutiert. Diese Interventionen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Effektivität und Treffsicherheit. Zudem können je nach Maßnahme ungewollte Auswirkungen auf Marktprozesse resultieren. Im Konflikt steht hierbei, dass hohe Preise einerseits wichtige Knappheitssignale darstellen und starke Anreize zum Energiesparen setzen. Sie führen aber andererseits zu außergewöhnlichen Belastungen für Privathaushalte, insbesondere im unteren und mittleren Einkommenssegment. Ziel der Maßnahmen muss es daher sein, diesen Kostendruck abzumildern, ohne dabei die Anreize zu energiesparendem Verhalten zu sehr abzuschwächen. Signifikante Einsparungen im Stromverbrauch können zudem auch dabei helfen, die Gasknappheit abzumildern. Je weniger Strom verbraucht wird, desto weniger Gas wird tendenziell zur Stromerzeugung benötigt. Die folgenden drei Aspekte stehen daher im Vordergrund: a) die Anreize zum Stromsparen, b) die administrative Durchführbarkeit und c) die Verteilungsgerechtigkeit.

Die wichtigsten Entlastungsmaßnahmen, die derzeit zur Debatte stehen, sollen im Folgenden im Hinblick auf diese drei Aspekte hin kurz erläutert und bewertet werden.

1. Basisbedarf mit fixem Preis

Die Bundesregierung plant, dass die Stromkundinnen und -kunden ein festgelegtes Stromkontingent zu einem Preis beziehen können, der sich am Vorkrisenniveau orientiert. Geht der Stromverbrauch darüber hinaus, muss der reguläre Marktpreis gezahlt werden. Damit soll der Kostendruck gedämpft werden. Die Differenz zwischen vergünstigtem Preis und

Marktpreis soll über die Erlösabschöpfung sowie den Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) gegenfinanziert werden. Eine solche Maßnahme ist unter anderem in Österreich bereits in Kraft getreten.

Insbesondere für Haushalte mit unterdurchschnittlichem Verbrauch wird hiermit der Anreiz zu weiteren Einsparungen allerdings abgeschwächt. Von entscheidender Bedeutung ist daher, die Grenze für den Basisverbrauch sowie den dazugehörigen Preis richtig zu dimensionieren. Beide Größen müssen politisch festgelegt werden. Eine zu hohe Verbrauchsgrenze erhöht die Kosten für die Subvention und verringert die Anreizwirkung, eine niedrige Verbrauchsgrenze verringert dagegen die Entlastungswirkung.

Eine Differenzierung nach der Anzahl der Personen im Haushalt kann die Treffsicherheit erhöhen. Dies wäre aber mit erheblichem Kontrollaufwand verbunden, da diese Information den Stromversorgern nicht bekannt ist.

2. Fixe Preisobergrenze ohne Verbrauchsgrenze

Einige europäische Länder, darunter Frankreich und das Vereinigte Königreich, haben fixe Preisobergrenzen ohne Verbrauchsgrenze beschlossen bzw. bereits eingeführt. Dabei wird ein Höchstpreis pro kWh regulatorisch festgelegt und gilt für den gesamten Verbrauch eines Haushalts.

Bei einer fixen Preisobergrenze ist der Anreiz für Einsparungen noch stärker eingeschränkt als bei einem Basiskontingent. Gleichzeitig ist die Entlastungswirkung stärker. Dies erhöht jedoch auch die Kosten aus staatlicher Sicht. Zudem ist hier zu beachten, dass auch einkommensstärkere Haushalte vom Preisdeckel profitieren. Absolut gesehen profitieren diese Haushalte sogar am meisten, da ein höherer Verbrauch zu einer höheren absoluten Entlastung führt.

3. Direkte Transfers nur für einkommensschwache Haushalte

Bei direkten Transferzahlungen erhalten betroffene Haushalte eine Geldzahlung, die die Mehrbelastung durch die erhöhten Energiepreise teilweise oder vollständig auffangen soll. Der Strompreis selbst ändert sich bei dieser Form der Kompensation nicht.

Hierbei ist zu beachten, dass eine Orientierung am Einkommen die Heterogenität im Stromverbrauch auch bei Haushalten mit ähnlichem Einkommen außer Acht lässt. Zur konkreten Durchführung der Auszahlung existieren mehrere Vorschläge. Das Fehlen eines umfassenden Auszahlungskanals, mit dem alle Betroffenen in Deutschland erreicht werden können, erschwert dabei die Umsetzung. Da die gegenwärtige Krise voraussichtlich noch mindestens bis 2023 anhalten wird, sollte eine Verstetigung der Energiekostenpauschale in Form einer monatlichen Zahlung erwogen werden. Zudem sollte schnellstmöglich ein Mechanismus entwickelt werden, der Zahlungen an alle bedürftigen Bürgerinnen und Bürger ermöglicht.⁵

4. Direkte Transfers für alle

Eine weitere Alternative ist eine pauschale Zahlung an alle Haushalte in Deutschland unabhängig vom Einkommen. Eine Pauschale für alle Haushalte würde aufgrund des wesentlich größeren Empfängerkreises voraussichtlich deutlich geringer ausfallen als ein Transfer nur an Bedürftige (vgl. 3.). Zudem würden auch einkommensstarke Haushalte profitieren. Somit kann die gewünschte Umverteilungswirkung möglicherweise nicht erreicht werden. Außerdem wäre die Entlastungswirkung geringer.

Vor dem Hintergrund der zu erwartenden ökonomischen Anreizwirkungen sind monatliche Pauschalzahlungen an bedürftige Haushalte ein vorzugswürdiges Instrument. Diese können bei entsprechender Ausgestaltung ähnliche Entlastungswirkungen erzielen wie eine Preisbegrenzung. Gleichzeitig wäre jedoch die allokative Verzerrung geringer, da das Preissignal und damit zugleich der Anreiz für Einsparungen bestehen bliebe. Aufgrund der unzureichenden Dateninfrastruktur und dem hohen zu erwartenden administrativen Aufwand bei gleichzeitig großem Zeitdruck könnte diese Lösung kurzfristig möglicherweise schwer umsetzbar sein. Vor diesem Hintergrund stellt ein subventionierter Basisbedarf eine weniger attraktive Lösung dar, die aber möglicherweise einfacher zu realisieren ist. Hierbei ist jedoch von großer Bedeutung, dass der subventionierte Bedarf sowie der dazugehörige Preis auf einem Niveau festgelegt werden, bei dem Anreize zum Energiesparen erhalten bleiben. Zudem sollte der Aufbau von geeigneten Auszahlungskanälen zur effektiven Umsetzung von direkten Transfers an die Bürgerinnen und Bürger beschleunigt werden, um den Optionsspielraum für die Politik in Zukunft zu vergrößern.

Fazit und Ausblick

Die gegenwärtige kritische Situation zwingt die Politik zu schnellem Handeln, um die enorme Belastung für die Bevölkerung und Unternehmen einzudämmen. Dabei sollte auf Maßnahmen verzichtet werden, die mittel- bis langfristig mehr Schaden als Nutzen hervorbringen. Radikale Maßnahmen wie etwa ein kurzfristiger Umbau des Strommarktdesigns hätten kaum absehbare Folgen auf zukünftige Entwicklungen. Stattdessen sollten minimalinvasive Eingriffe in das Marktdesign und die Aufrechterhaltung von Sparanreizen im Rahmen gezielter Entlastungen von besonders betroffenen Haushalten den Vorzug erhalten. Vor diesem Hintergrund erscheinen die von der Bundesregierung angekündigten Maßnahmen vom

Grundsatz her richtig. Allerdings ist dazu zugleich die Schaffung einer effektiven Dateninfrastruktur erforderlich, damit in zukünftigen Fällen gezielter Entlastungen die Verwirklichung direkter differenzierbarer Zahlungen an Privathaushalte vereinfacht wird.

Weiterhin ist es angebracht, mittelfristig Reformen im Strommarktdesign zu diskutieren. Dies gilt insbesondere, da langfristig der größte Teil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bestehen wird, welche sehr geringe Grenzkosten aufweisen. Spätestens ab diesem Zeitpunkt wird sich die Frage stellen, inwiefern das Prinzip der Merit Order reformiert werden sollte, insbesondere vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit

¹ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten (Sondergutachten 71), Energie 2015: Ein wettbewerbles Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 434.

² BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin.

³ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (Sondergutachten 77), Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Tz. 62 ff.

⁴ Rat der Europäischen Union, Vorschlag für eine Verordnung des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise, 12249/22 INIT, 30.09.2022.

⁵ Kalkuhl, M., Amberg, M., Bergmann, T., Knopf, B., Edenhofer, O., 2022, Gaspreisdeckel, Mehrwertsteuersenkung, Energiepauschale – Wie kann die Bevölkerung zielgenau und schnell entlastet werden? MCC-Arbeitspapier.

Die Monopolkommission ist ein ständiges, unabhängiges Expertengremium, das die Bundesregierung und die gesetzgebenden Körperschaften auf den Gebieten der Wettbewerbspolitik, des Wettbewerbsrechts und der Regulierung berät. Die Monopolkommission besteht aus fünf Mitgliedern, die auf Vorschlag der Bundesregierung durch den Bundespräsidenten berufen werden. Vorsitzender der Monopolkommission ist Prof. Dr. Jürgen Kühling, LL.M.

KONTAKT

Monopolkommission
Kurt-Schumacher-Str. 8 · 53113 Bonn
info@monopolkommission.bund.de
www.monopolkommission.de

➔ Abonnieren Sie den Policy Brief bequem über unseren Mail-Newsletter:
www.monopolkommission.de/newsletter