



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

Bericht vom 19. November 2022

Einordnung von Massnahmen gegen hohe Gas- und Strompreise

Schlussbericht



Datum: 19. November 2022

Ort: Zürich

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Autor/in:

Dr. Urs Trinkner, Swiss Economics, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Dr. Nicolas Eschenbaum, Swiss Economics, nicolas.eschenbaum@swiss-economics.ch
Romain de Luze, Swiss Economics, romain.de.luze@swiss-economics.ch
Luca Apreda, Swiss Economics, luca.apreda@swiss-economics.ch
Nicolas Greber, Swiss Economics, nicolas.greber@swiss-economics.ch

BFE-Projektleitung: Dr. Wolfgang Elsenbast, wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch
Dr. Yuliya Blondiau, yuliya.blondiau@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/200404-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Einordnung von Massnahmen gegen hohe Gas- und Strompreise

Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner

Dr. Nicolas Eschenbaum

Romain de Luze

Luca Apreda

Nicolas Greber

Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)

18.11.2022

ISSN 2235-1868



Metainformationen

Titel:	Einordnung von Massnahmen gegen hohe Gas- und Strompreise
Referenz:	Studie
Status:	Schlussbericht
Version:	V3
Datum:	18.11.2022
Autoren:	Romain de Luze, Urs Trinkner, Nicolas Eschenbaum, Luca Apreda, Nicolas Greber
Kontakt:	Urs Trinkner, +41 79 830 14 32, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Keywords:	Marktdesign, Strommarkt, Gasmarkt, hohe Preise, EU Massnahmen

Projektbegleitung BFE/EICom

BFE: Yuliya Blondiau, Wolfgang Elsenbast; EICom: Chantal Cavazzana

Übersicht Inhalt

Zusammenfassung.....	5
Résumé.....	13
Inhaltsverzeichnis	22
1 Einleitung.....	27
2 Grundlagen: Preisbildungsmechanismus in Energiemärkten.....	29
3 Diskutierte Einzelmassnahmen	37
4 Besonders relevante EU-Massnahmen	44
5 Mögliche Massnahmen für die Schweiz.....	81
A Anhang: Beschlüsse und hängige Vorschläge der EU	98
B Anhang: Allgemeine Bewertung der Einzelmassnahmen	105

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) erstellt. Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

Ausgangslage

Die Preise an den europäischen Energiemärkten sind aufgrund diverser, teils ausserordentlicher Faktoren stark gestiegen. Entsprechend sind auf Ebene EU und Mitgliedsstaaten wie auch Bund und Kantone zur Senkung oder Abfederung von hohen Energiepreisen mögliche Massnahmen eingebracht, diskutiert oder bereits beschlossen worden. Insbesondere in der EU sind verschiedenste, teils weitgehende Massnahmen bereits in Kraft, in Umsetzung oder aktuell in Diskussion.

Auftrag und Vorgehen

Das BFE hat bei Swiss Economics eine Studie in Auftrag geben, um eine ökonomische Einordnung der aktuell in der EU und den Mitgliedstaaten reflektierten Massnahmen zu erhalten. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Vorgehen in Anlehnung an den Auftrag.



Quelle: Eigene Darstellung

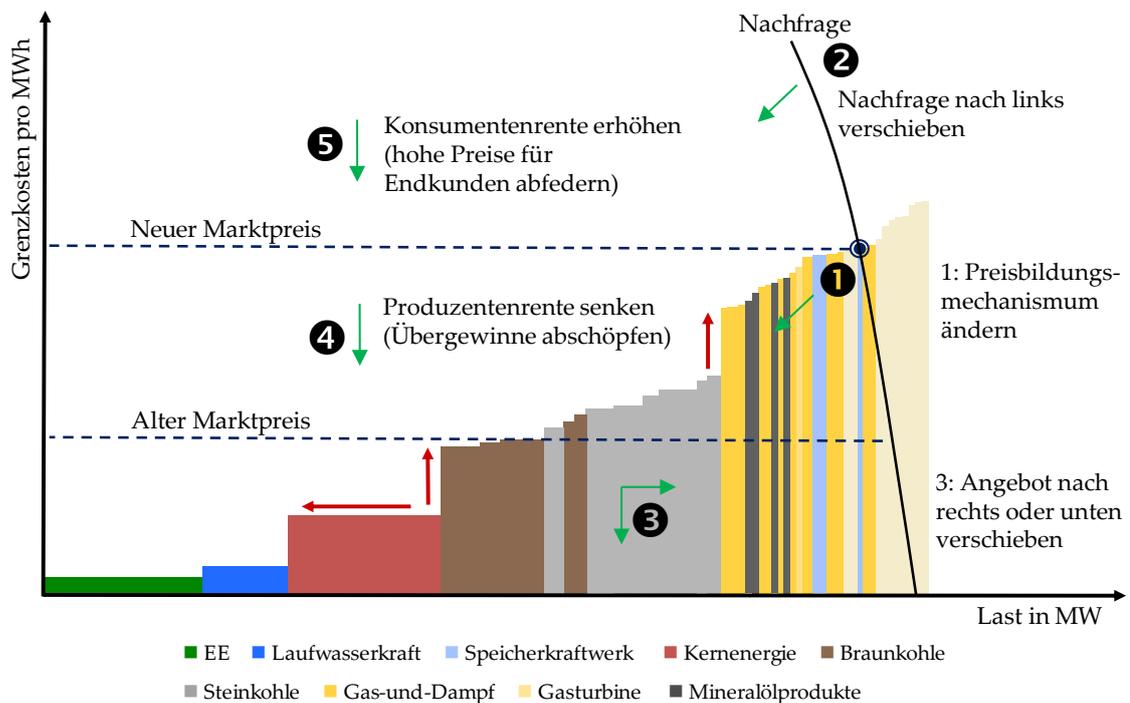
Grundlagen: Preisbildung am Schweizer Strommarkt und aktuelle Verwerfungen

Die Preisbildung im Strommarkt erfolgt an Grosshandelsmärkten auf standardisierten Börsenplätzen. Im wichtigen «Day-Ahead» Markt werden ausgehend vom günstigsten Kraftwerk alle Kraftwerke abgerufen, bis die Stromnachfrage vollständig gedeckt ist («Merit Order»). Die Schweiz ist in der Regel Preisnehmerin und übernimmt das Preisniveau aus Deutschland oder Italien.

Die Strompreise sind jüngst stark gestiegen und – obwohl nicht mehr so ausgeprägt wie im August – an den Terminmärkten weiterhin hoch. Die nachfolgende Abbildung zeigt anhand **roter Pfeile** schematisch die Gründe hierfür: Ganz erheblich gestiegene Inputpreise bei Gaskraftwerken durch den Ukrainekrieg, steigende Inputpreise auch bei

Kohlekraftwerken sowie eine geringere Produktion und Produktionsunsicherheiten im Winter bei Kernkraftwerken (v.a. in Frankreich). Die hohen Preise signalisieren somit die deutliche Knappheit von Ressourcen. Der Marktmechanismus macht diese transparent.

Verschiedenste politische Massnahmen versuchen, das Marktgleichgewicht zu einem tieferen Marktpreis zu verschieben oder sogenannte Übergewinne abzuschöpfen bzw. Endkunden zu entlasten. Insgesamt lassen sich fünf Kategorien von Massnahmen ausmachen, deren grundlegende Wirkung in der Abbildung mit **grünen Pfeilen** dargestellt ist.



Quelle: Eigene Darstellung

Massnahmenüberblick: Einordnung, allgemeine Wünschbarkeit und Umsetzungsstand

Die nachfolgende Liste von Massnahmen zeigt deren Einordnung entlang der genannten fünf Kategorien (vertikale Gliederung, vgl. Nummerierung). Die allgemeine Beurteilung ist Resultat einer eingehenderen Evaluation nach den Kriterien Marktpreise, Umgehungsmöglichkeiten, Marktliquidität, Subventionen, Erzeugungsmix, Effizienz, Versorgungssicherheit, wirksame Umverteilung und Inflation. Der Umsetzungsstand zeigt, wo die entsprechenden Massnahmen schon eingeführt wurden.

Bei der Bewertung zeigt sich bei den **kurzfristigen Massnahmen** folgendes Bild:

- **Generell gute Eigenschaften** haben Massnahmen, welche die **Nachfrage reduzieren** oder das **Angebot erhöhen**. Soweit sie insbesondere in Deutschland und Italien eine senkende Wirkung an den Grosshandelsmärkten haben, wirken sie sich i.d.R. direkt und gleichgerichtet in der Schweiz aus.

- Bei den **Eingriffen in die Preisbildung** – generell kritisch zu beurteilen – sehen wir die EU-Einkaufsgemeinschaft auf Gas sowie, in der Schweiz, die Einführung eines nationalen Stromversorgungspools für Marktkunden, der langfristig stabile Preise bietet, positiv.
- Bei den **umverteilenden Eingriffen** – soweit erwünscht zur Minderung der finanziellen Belastung der öffentlichen Hand – sollten Massnahmen gewählt werden, welche die Signalwirkung der Preise nicht verfälschen, d.h. sowohl eine befristete Gewinnbesteuerung bei Marktparteien mit erheblichen Zusatzgewinnen wie auch Entlastungen der betroffenen Verbraucher sollten möglichst auf pauschalisierter Basis erfolgen.

Bei den **grundlegenden Massnahmen** sehen wir die Priorität beim **Ausbau der Erzeugung** in der Schweiz und bei Massnahmen, die **ergänzende Möglichkeiten zu den Terminmärkten** schaffen – insbesondere für Erzeuger.

		In der Schweiz bereits umgesetzt				
		In EU-Mitgliedstaaten beschlossen		EU wahrscheinlich		
		Wünschbarkeit				
Kurzfristige Eingriffe	1 Preisbildung	EU - Preisobergrenze für alle Gasimporte	Mittel	x (✓)	x	x
		EU - Preisobergrenze auf russischen Gasimporten	Mittel	x	x	x
		EU - Gemeinsamer Gaseinkauf	Mittel-Gut	x	✓	x
		EU - Anpassung der Börsenregeln	Mittel-Gut	✓	✓	x
		MS - Preisschockdämpfer (RAP)	Mittel	x	x	x
		MS - Preisobergrenze Endkundertarife	Mittel	(✓)	x	✓
		CH - Regulierte Endkundertarife - Stromversorgungspool für Marktkunden	Mittel-Gut	(✓)	(✓)	(✓)
	2 Nachfrage	EU - Pflicht zur Senkung des Energiekonsums	Mittel-Gut	✓	✓	x
		EU - Reduktion der Nachfrage durch Informationskampagnen	Mittel-Gut	✓	✓	✓
		EU - Rationierung von Gas oder Strom	Mittel-Gut	✓	✓	x
		CH - Handelbare Nutzungsrechte	Mittel-Gut	x	x	✓
	3 Angebot	MS - Reduktion Inputkosten fossiler Kraftwerke	Mittel	x	(✓)	✓
		EU - Strategische Reserven öffnen oder erweitern	Mittel-Gut	x	x	✓
		CH - Wasserkraftreserve	Mittel-Gut	x	x	✓
	4 Gewinnabschöpfung	EU - Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger	Mittel	✓	(✓)	x
		MS - Steuer auf Übergewinnen / Windfall Profits	Mittel	(✓)	x	✓
		MS - Zölle auf russischen Importen	Mittel	x	x	x
	5 Unterstützung Endkunden	EU - Bürgschaften und Kredite	Mittel-Gut	(✓)	x	✓
EU - Vorübergehende Senkung der Energiebesteuerung		Mittel-Gut	x	x	✓	
MS - Pauschalzahlungen für vulnerable Kundengruppen		Mittel-Gut	(✓)	x	✓	
4→5 Umverteilung	EU - Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden	Mittel	✓	(✓)	x	
	CH - Lump-sum Abfederungsfonds für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch	Mittel-Gut	x	x	x	
Langfristige Eingriffe	1 Preisbildung	EU - Ersatz Grenzkosten Pricing	Mittel	x	x	x
		MS - Markttrennung zwischen Erzeugern tiefer und hoher Grenzkosten	Mittel	x	x	✓
		MS - Two-way CfDs	Mittel-Gut	x	x	✓
		MS - Stromhandel auf physischen Handel beschränken	Mittel	x	x	x
		MS - Französischer ARENH-Mechanismus	Mittel	x	x	✓
		MS - Langfristige Absicherungsoptionen (Affordability options)	Mittel-Gut	x	x	x
		MS - Langfristige Absicherungsoptionen (Affordability options)	Mittel-Gut	x	x	x
	3 Angebot	EU - Verstärkte Förderung Erneuerbarer	Mittel-Gut	✓	x	✓
		CH - Pflicht zum Bau von Solarpanels auf Altbauten	Mittel-Gut	x	x	x

■ Nicht bewertet
 ■ Schlecht
 ■ Mittel-Schlecht
 ■ Mittel
 ■ Mittel-Gut
 ■ Gut
 ■ Besonders relevante Massnahmen der EU bzw. in Mitgliedstaaten

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Schweiz relevante EU-Massnahmen

Die in der Abbildung in den letzten Spalten blau hervorgehobenen Massnahmen werden aktuell als **besonders relevant eingestuft**. Sie werden daher mit Blick auf eine mögliche schweizerische Umsetzung vertieft. Es handelt sich um folgende Massnahmen:

- Einführung einer **Preisobergrenze auf alle Gasimporte**;
- **Gemeinsamer Gaseinkauf** mindestens im Umfang von 15% der europäischen Einspeichungsziele;
- Technische **Anpassungen der Börsenregeln**, damit weniger hohe Preise möglich sind bzw. der Handel unter gewissen Umständen ausgesetzt wird;
- Teilweise **Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke** durch Unterstützungszahlungen, damit diese günstiger in die Merit Order bieten (iberische Massnahme);
- **Pflicht der Mitgliedstaaten zur Senkung des Energiekonsums** um mindestens 5% während Spitzenzeiten und Senkung des Gesamtverbrauchs um mindestens 10% bis zum 31. März 2023;
- **Vergabe von Bürgschaften und Krediten** an Unternehmen, um diese gezielt zu entlasten;
- Gewährung von **Pauschalzahlungen** insbesondere an Haushalte, um die Folgen der hohen Preise abzufedern;
- Einführung einer **Erlösbergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger**, d.h. insbesondere für Kernkraft, Laufwasserkraft und Erneuerbare;
- **Solidaritätsabgabe von fossilen Tätigkeiten** in Form einer Besteuerung von Übergewinnen auf dem Abbau von Rohstoffen und Verwendung für vulnerable Haushalte, energieintensive Unternehmen und den Ausbau der Erzeugung.

Bewertung mit Blick auf eine mögliche Umsetzung in der Schweiz

	Zusätzliche Wirkung wenn auch CH umsetzt	Direkte Auswirkung EU-Massnahme in CH	Techn./rechtl. Notwendigkeit für CH?	Allgemeine Bewertung
Preisobergrenze für alle Gasimporte	x	●	●	●
Gemeinsamer Gaseinkauf	x	●	●	●
Anpassung der Börsenregeln	(✓)	●	●	●
Reduktion Inputkosten fossiler Kraftwerke	x	●	●	●
Pflicht zur Senkung des Energiekonsums	x	●	●	●
Bürgschaften und Kredite	x	●	●	●
Pauschalzahlungen für vulnerable Kundengruppen	x	●	●	●
Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger	x	●	●	●
Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden	x	●	●	●

Wünschbarkeit: ■ Nicht bewertet ■ Schlecht ■ Mittel-Schlecht ■ Mittel ■ Mittel-Gut ■ Gut
 Wirkung auf die Schweiz (wenn nur EU, wenn auch CH): ● Keine ● Negativ ● Eher negativ ● Mittel ● Eher positiv ● Positiv
 Umsetzungsaufwand in der Schweiz: ● Keine ● Hoch ● Mittel

Quelle: Eigene Darstellung

Die obige Übersicht zeigt die gewonnenen Erkenntnisse zu diesen Massnahmen. Zusammenfassend lässt sich folgendes feststellen:

- Es besteht bei **keiner Massnahme eine direkte (technische oder rechtliche)** Verpflichtung einer Umsetzung in der Schweiz (viertletzte Spalte). Davon unberührt ist, ob man aus wirtschaftlichen oder politischen Gründen ein ähnliches Vorgehen erwägt.
- Viele Massnahmen entfalten eine **direkte Wirkung** in der Schweiz (drittletzte Spalte):
 - Die **grün umkreisten** Massnahmen wirken über die Strom-Grosshandelsmärkte **direkt positiv** in der Schweiz, ohne dass sie etwas unternehmen muss. Besonders positiv sehen wir den gemeinsamen Gaseinkauf, eine Vergünstigung der Inputkosten fossiler Kraftwerke sowie gezielte Nachfragesenkungen.
 - **Eher negativ** beurteilen wir die **rot umkreisten** umverteilenden Massnahmen dahingehend, dass in der EU energieintensive Unternehmen entlastet werden, was Unternehmen am Produktionsstandort Schweiz im internationalen Wettbewerb schwächt. Eine Analyse zur Nutzung dieser Möglichkeit auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten zeigt, dass diese rege hiervon Gebrauch machen und Unternehmen massiv unterstützt werden insbesondere auch in Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich (Übersicht vgl. Box 1).
 - **Eher neutral** sehen wir demgegenüber die Erlösobergrenze für inframarginale Erzeuger. Die Einnahmen müssen nicht zwingend zur Umverteilung genutzt werden, während die Preissignale unverändert bleiben. Gleichzeitig erscheint der

Stromerzeugungsstandort Schweiz kurzfristig attraktiver, indem Erzeuger hier keiner Erlösobergrenze ausgesetzt werden. Die genaue Umsetzung in den Mitgliedstaaten ist allerdings noch unklar.

- Eine **zusätzliche Umsetzung der Massnahmen durch die Schweiz** kann dort erfolgen, wo eine zusätzlich positive Wirkung entsteht (zweitletzte Spalte):
 - Positiv sehen wir die **blau umkreisten** Massnahmen, namentlich eine **Senkung der Nachfrage** sowie Massnahmen, welche die von der Energiekrise erheblich betroffenen (energieintensiven) Betriebe und vulnerablen Endkunden sehr gezielt entlasten. Dabei stufen wir den Handlungsdruck bei **(energieintensiven) Betrieben** als dringlicher ein, da vulnerable Endkunden durch die bestehende Grundversorgung i.d.R. schon ausreichend geschützt sind.
 - Bei zielgerichteten Massnahmen für beide Gruppen stellt sich die Finanzierungsfrage, die, so nicht über allgemeine Steuermittel, durch eine Erlösobergrenze auf inframarginalen Erzeugern oder einen Solidaritätsbeitrag gelöst werden könnte, wobei Ersteres gezielter auf die Gewinner im Strommarkt wirkt.
- Den operativen **Umsetzungsaufwand** beurteilen wir, so überhaupt vorhanden, überall als verhältnismässig, d.h. dieses Kriterium sollte nicht entscheidend sein, ob eine Massnahme in der Schweiz umgesetzt werden soll (letzte Spalte). In zeitlicher Hinsicht dürfte eine zeitnahe Einführung ab 1.1.2023 allerdings anspruchsvoll wenn nicht unrealistisch sein.

Mögliche neue kurzfristig umsetzbare Massnahmen für die Schweiz

Mögliche neue Massnahmen in der Schweiz sind vor folgendem Hintergrund zu beurteilen:

- Mehrere EU-Massnahmen wirken bereits preissenkend in der Schweiz;
- Die Schweiz hat ihrerseits bereits mehrere Massnahmen eingeleitet oder umgesetzt, darunter die Wasserkraftreserve, ein Öl-Reservekraftwerk, Sicherung von Kapazitäten in Gasspeichern von Nachbarländern, Informationskampagnen sowie Rationierungspläne für den Fall einer Mangellage;
- Gleichzeitig haben die EU-Mitgliedstaaten, gerade auch die Nachbarländer der Schweiz, (energieintensiven) Unternehmen teils massiv unter die Arme gegriffen.

Sollte die Schweiz eines oder mehrere der folgenden Ziele verfolgen, sehen wir die Massnahmen in der zweiten Spalte als gute Möglichkeiten, die eingehend geprüft und ggf. rasch umzusetzen wären:

Mögliches Ziel	Massnahmen hierzu
«Grosshandelspreise senken»	Keine der Massnahmen geeignet, da Schweiz Price Taker (EU-Massnahmen wirken bereits; ggf. neue CH-spezifische Massnahmen prüfen)
«Härtefälle angehen, um die Folgen hoher Preise gezielt lindern zu können»	Pauschalisierte Zahlungen für ausgewählte Haushalte auf Antrag
«Unternehmen zielgerichtet und zeitgerecht unterstützen und ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit sichern»	Bürgschaften und Kredite für Unternehmen auf Antrag, unter gewissen Umständen nicht zurückzuzahlen
«Nachfragespitzen brechen, um überproportional von tieferen Preisen zu profitieren»	Pflicht zur Senkung der Höchstlasten
«Es soll für Strommarktkunden auch mittel- und langfristig eine nachhaltige Lösung für preiswerten Strom geschaffen werden»	Nationaler Stromversorgungspool (EU-Massnahme regulierte Endkundenpreise)
«Die Unterstützungsleistungen finanzieren»	EU-Massnahme inframarginale Erzeuger, ev. Solidaritätsabgabe, besser freiwillige Bereitstellung von Dividenden der öffentlichen Eigner

Quelle: Eigene Darstellung

Mögliche konkrete Eckwerte der Massnahmen werden in Abschnitt 5.2.2 aufgezeigt. Beim nationalen Stromversorgungspool handelt es sich um einen Pool, dem Marktkunden freiwillig beitreten können, wobei eine lange Kündigungsfrist von mehreren Jahren gilt. Er soll stabile, günstige Preise ermöglichen und kann in der Ausgestaltung durch Gestehungskostenlieferungen der Erzeuger gefördert werden.

Die rechtliche Umsetzung dürfte bei allen Massnahmen über **dringliches Bundesrecht** erfolgen müssen.

Die genannten Massnahmen, auch wenn alle umgesetzt, sind weit weniger weitgehend als diejenigen in der EU und würden folgende **Vorteile** mit sich bringen:

- Das Marktdesign und die Preisbildung bleiben im Wesentlichen unverändert, die preisdämpfende Wirkung der EU-Massnahmen kann sich entfalten;
- Die Unterstützungen sind zielgerichtet auf kurzfristig eintretende Härtefälle ausgerichtet und bieten eine Lösung auch bei einem Kostenproblem von Unternehmen;
- Gezielte Nachfragesenkungen dämpfen die grössten Preisspitzen, kommen den Bestrebungen der EU entgegen und tragen zu tieferen Preisen bei;
- Ein etwaiger Stromversorgungspool bietet eine nachhaltige Lösung für Marktkunden, die an stabilen Preisen interessiert sind, und ebnet allen Erzeugern im Markt die Möglichkeit, einen Teil der Produktion zu Gestehungskosten zu verkaufen – diese Möglichkeit besteht heute aufgrund der Teilliberalisierung des Marktes nur für EVU mit eigenem Verteilnetz. Zudem wird der Zubau Erneuerbarer gestärkt und, je nach Ausgestaltung, wird auch EVU ohne eigene Stromproduktion ein Zugang für Produktion zu Gestehungskosten ermöglicht.
- Eine etwaige Erlösobergrenze auf inframarginalen Erzeugern schöpft implizit allzu hohe Windfall Profits von Erzeugern ab, greift jedoch in die Eigentumsrechte ein. Ein

Solidaritätsbeitrag wirkt sich weniger gezielt auf die Gewinner auf dem Strommarkt aus, bei EU-getreuer Umsetzung dürfte v.a. die Erdölraffinerie in Cressier betroffen sein. Eine pragmatischere Lösung wäre die freiwillige Bereitstellung von Sonderdividenden von öffentlichen Eignern, die aufgrund der stark öffentlichen Besitzstruktur im Strommarkt grundsätzlich möglich wäre und z.B. an einem «runden Tisch» mit den Eignervertretern beschlossen werden könnte.

Damit die Massnahmen rechtzeitig wirken, sind diese rasch zu entscheiden.

Grundlegende, langfristig wirkende Massnahmen

Die vorgestellten kurzfristig wirkenden Massnahmen verbessern die Vollständigkeit der Märkte am mittleren und langenden Ende mit Ausnahme des Stromversorgungspools nicht. Längerfristig steht das Anliegen im Vordergrund, **die langfristigen Möglichkeiten zum Verkauf und Kauf von Strom auf Termin zu verbessern.**

Geeignet hierfür sind zwei eingebrachte Vorschläge, die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt sind:

Mögliches Ziel	Massnahmen hierzu
«Terminmärkte am mittleren und langen Ende liquider machen»	Two-sided Contracts for Differences; Affordability Options, (Kapazitätsmärkte), dazu nationaler Stromversorgungspool von oben

Quelle: Eigene Darstellung

Die zwei Massnahmen sind komplementär zueinander, schliessen einander also nicht aus:

- **Erzeugerseitig – «Two-way Contracts for Differences»:** Eine Beschaffungsagentur (bspw. die ElCom) würde den Bedarf neuer Erzeugung periodisch ermitteln und eine Auktion durchführen, bei der diejenigen Investoren den Zuschlag erhalten, welche im definierten Zeitraum den geringsten abgesicherten Preis verlangen. Sobald gebaut, vermarkten diese Erzeuger ihren Absatz am Markt und erhalten die Differenz zum Referenzpreis zurückerstattet oder führen umgekehrt höher ausgefallene Erträge ab. Die Massnahme ist vergleichbar mit der aktuell diskutierten gleitenden Marktprämie, würde aber nur für neue, noch nicht beschlossene Investitionen in Erzeugungsanlagen gelten.
- **Nachfrageseitig – Absicherungsoptionen («Affordability options»):** Eine zentrale Beschaffungsagentur würde am Markt Strombezugsrechte für eine bestimmte monatliche Strommenge für einen längeren Zeitraum per Auktion emittieren (im Namen von Endverbrauchern, die als nicht in der Lage erachtet werden, Zeiten anhaltend hoher Preise zu überstehen). Erzeuger garantieren gegen das in der Auktion ermittelte Entgelt, diese Strommenge im Falle von anhaltend hohen Marktpreisen der Beschaffungsagentur zu einem vereinbarten, niedrigeren Fixpreis zu verkaufen.

Diese beiden Optionen wären insbesondere vor dem Hintergrund möglicher Kapazitätsmechanismen zu beurteilen, die in verschiedenen EU-Mitgliedstaaten auf unterschiedliche Weise bereits eingeführt wurden. Die Diskussion über solche komplementierenden Massnahmen, die erst mittel- bis langfristig wirken, sollte zeitnah geführt werden.

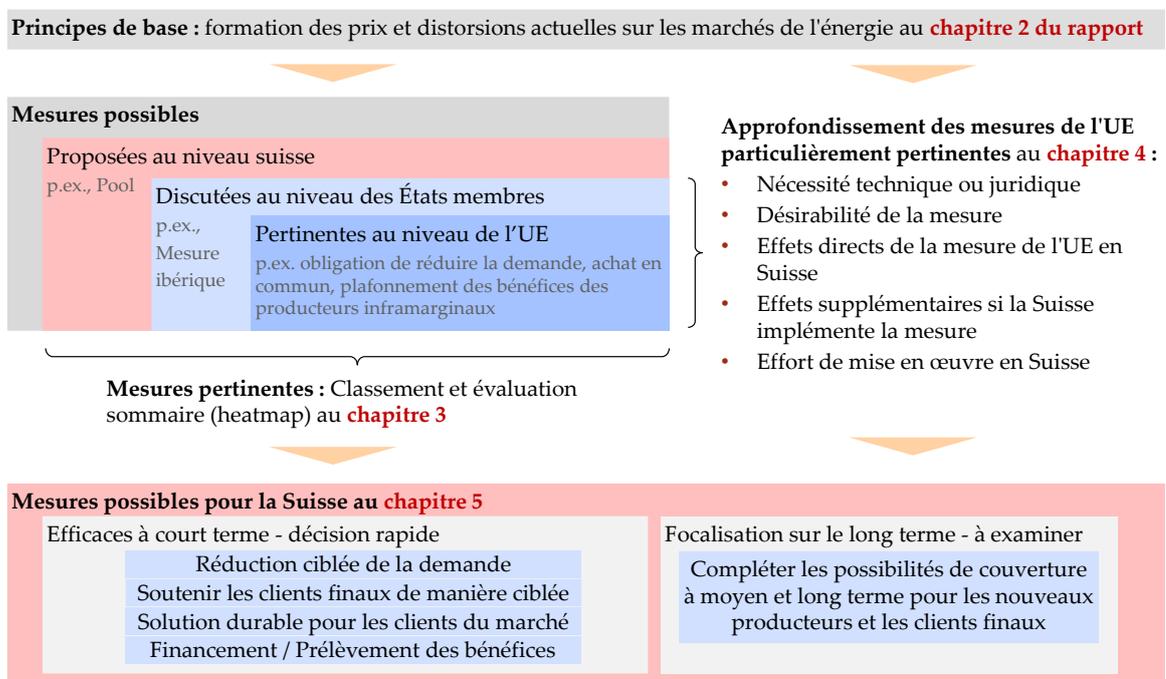
Résumé

Situation de départ

Les prix sur les marchés européens de l'énergie ont fortement augmenté en raison de divers facteurs, dont certains sont exceptionnels. En conséquence, des mesures ont été proposées, discutées ou déjà adoptées au niveau de l'UE et des Etats membres, ainsi qu'au niveau fédéral et cantonal, afin de réduire ou d'atténuer les prix élevés de l'énergie. Dans l'UE en particulier, diverses mesures, dont certaines importantes, sont déjà en vigueur, en cours de mise en œuvre ou actuellement en discussion.

Mandat et procédure

L'OFEN a mandaté Swiss Economics en vue de réaliser une évaluation économique des mesures actuellement en vigueur dans l'UE et les Etats membres. Le graphique ci-dessous illustre la procédure suivie pour ce mandat :



Source : Illustration de Swiss Economics

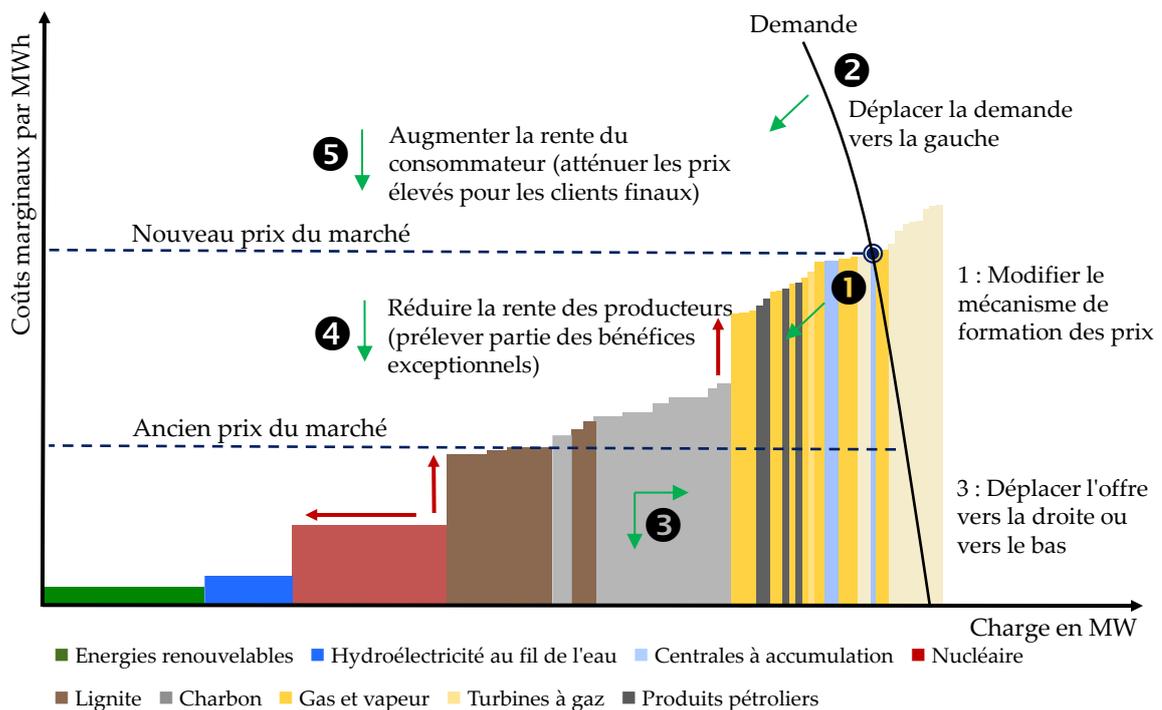
Principes de base : formation des prix sur le marché suisse de l'électricité et distorsions actuelles

La formation des prix sur le marché de l'électricité se fait sur des marchés de gros sur des places boursières standardisées. Sur l'important marché « day-ahead », toutes les centrales sont sollicitées à partir de la centrale la moins chère jusqu'à ce que la demande en électricité soit entièrement couverte (« merit order »). En règle générale, la Suisse est preneuse de prix (« Price taker ») et reprend le niveau de prix de l'Allemagne ou de l'Italie.

Les prix de l'électricité ont récemment connu une forte hausse et, bien que moins prononcée qu'en août, ils restent élevés sur les marchés à terme. Les **flèches rouges** de l'illustration ci-dessous en montrent de manière schématique les raisons : une hausse considérable des prix

des intrants pour les centrales à gaz en raison de la guerre en Ukraine, une hausse des prix des intrants pour les centrales à charbon ainsi qu'une baisse de la production et des incertitudes de production en hiver pour les centrales nucléaires (surtout en France). Les prix élevés signalent donc une nette pénurie de ressources, ce que le mécanisme de marché rend transparent.

Diverses mesures politiques tentent de déplacer l'équilibre du marché vers un prix de marché plus bas ou de prélever une partie des bénéfices exceptionnels de certains producteurs afin de soulager les clients finaux. Au total, on peut distinguer cinq catégories de mesures, dont les effets fondamentaux sont représentés par des **flèches vertes** dans le graphique.



Source : Illustration de Swiss Economics

Aperçu des mesures : Classification, désirabilité générale et état de la mise en œuvre

La liste des mesures ci-dessous montre leur classement selon les cinq catégories mentionnées (structure verticale). L'évaluation générale est le résultat d'une évaluation plus approfondie selon les critères suivants : prix du marché, possibilités de contournement, liquidité du marché, subventions, mix de production, efficacité, sécurité d'approvisionnement, redistribution efficace et inflation. L'état de la mise en œuvre montre où les mesures correspondantes ont déjà été introduites.

Les **mesures à court terme** font l'objet de l'évaluation suivante :

- Les mesures qui **réduisent la demande ou augmentent l'offre** ont **globalement de bonnes propriétés**. Dans la mesure où elles ont un effet de réduction sur les marchés de gros, notamment en Allemagne et en Italie, elles ont en général un impact direct et équivalent en Suisse.

- En ce qui concerne **les interventions dans la formation des prix** - qui sont de manière générale perçues de manière critique - nous voyons positivement l'achat commun de gaz de l'UE ainsi que, en Suisse, l'introduction d'un pool national d'approvisionnement en électricité pour les clients du marché libre, qui offre des prix stables à long terme.
- En ce qui concerne les interventions **ayant un but de redistribution** - dans la mesure où elles sont souhaitées pour réduire la charge financière des pouvoirs publics -, il convient de choisir des mesures qui ne faussent pas l'effet de signal des prix, c'est-à-dire qu'une imposition temporaire des bénéfices des acteurs du marché réalisant des gains supplémentaires considérables ainsi que des allègements pour les consommateurs concernés devraient, dans la mesure du possible, se faire sur une base forfaitaire.

En ce qui concerne les **mesures à long terme**, nous considérons que la priorité doit être donnée au **développement de la production** en Suisse et aux mesures qui créent des **possibilités complémentaires aux marchés à terme**, en particulier pour les producteurs.

		Décidée dans les États membres de l'UE				Déjà mis en œuvre en Suisse						
		Désirabilité				Probable dans l'UE						
		Décidée dans l'UE				Désirabilité						
Interventions à court terme	● Formation des prix	UE - Plafonnement des prix pour toutes les importations de gaz	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	(✓)	x	x
		UE - Plafonnement des prix sur les importations de gaz russe	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		UE - Achats de gaz en commun	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	✓	x	x
		UE - Adaptation des règles boursières	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		✓	x
		EM - Amortisseur de chocs de prix (RAP)	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		EM - Plafonnement des prix des tarifs aux consommateurs finaux	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	(✓)	x	✓	x
	● Demande	CH - Tarifs réglementés pour les clients finaux - Pool d'électricité pour les clients du marché	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	(✓)		(✓)	(✓)
		UE - Obligation de réduire la consommation d'énergie	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		✓	x
		UE - Réduction de la demande par des campagnes d'information	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		✓	✓
	● Offre	UE - Rationnement du gaz ou de l'électricité	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		✓	x
		CH - Droits d'utilisation échangeables	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	✓
		EM - Réduction des coûts des intrants des centrales électriques fossiles	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	(✓)	✓	x
	● Bénéfices	UE - Ouvrir ou élargir les réserves stratégiques	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	✓	✓
		CH - Réserve hydroélectrique	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	✓
		UE - Plafonnement des recettes pour les producteurs d'électricité inframarginaux	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		(✓)	x
	● Clients finaux	EM - Impôt sur les bénéfices exceptionnels (Windfall Profits)	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	(✓)	x	✓	x
		EM - Droits de douane sur les importations russes	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		UE - Garanties et crédits	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	(✓)	x	✓	x
● → ● Redistribution	UE - Réduction temporaire de la taxation de l'énergie	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	✓	x	
	EM - Paiements forfaitaires pour les groupes de clients vulnérables	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	(✓)	x	✓	x	
	UE - Contribution de solidarité sur les activités fossiles en faveur des clients finaux	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓		(✓)	x	
Interventions à long terme	● Formation des prix	CH - Lump-sum Fonds d'atténuation pour les entreprises grosses consommatrices d'électricité	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		UE - Remplacement de la tarification au coût marginal	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		EM - Séparation du marché entre les producteurs à coûts marginaux bas et élevés	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	✓	x
		EM - Two-way CfDs	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	✓	x
		EM - Limiter le commerce de l'électricité au commerce physique	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		EM - Mécanisme français ARENH	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	✓
	● Offre	EM - Options de couverture à long terme (Affordability options)	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
		UE - Renforcement de la promotion des énergies renouvelables	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	✓	x	✓	✓
		CH - Obligation de construire des panneaux solaires sur les anciens bâtiments	Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne	x	x	x	x
			Non évaluée	Mauvaise	Moyenne-mauvaise	Moyenne	Moyenne-bonne	Bonne				

■ Non évaluée
 ■ Mauvaise
 ■ Moyenne-mauvaise
 ■ Moyenne
 ■ Moyenne-bonne
 ■ Bonne
■ Mesures particulièrement pertinentes de l'UE ou des États membres

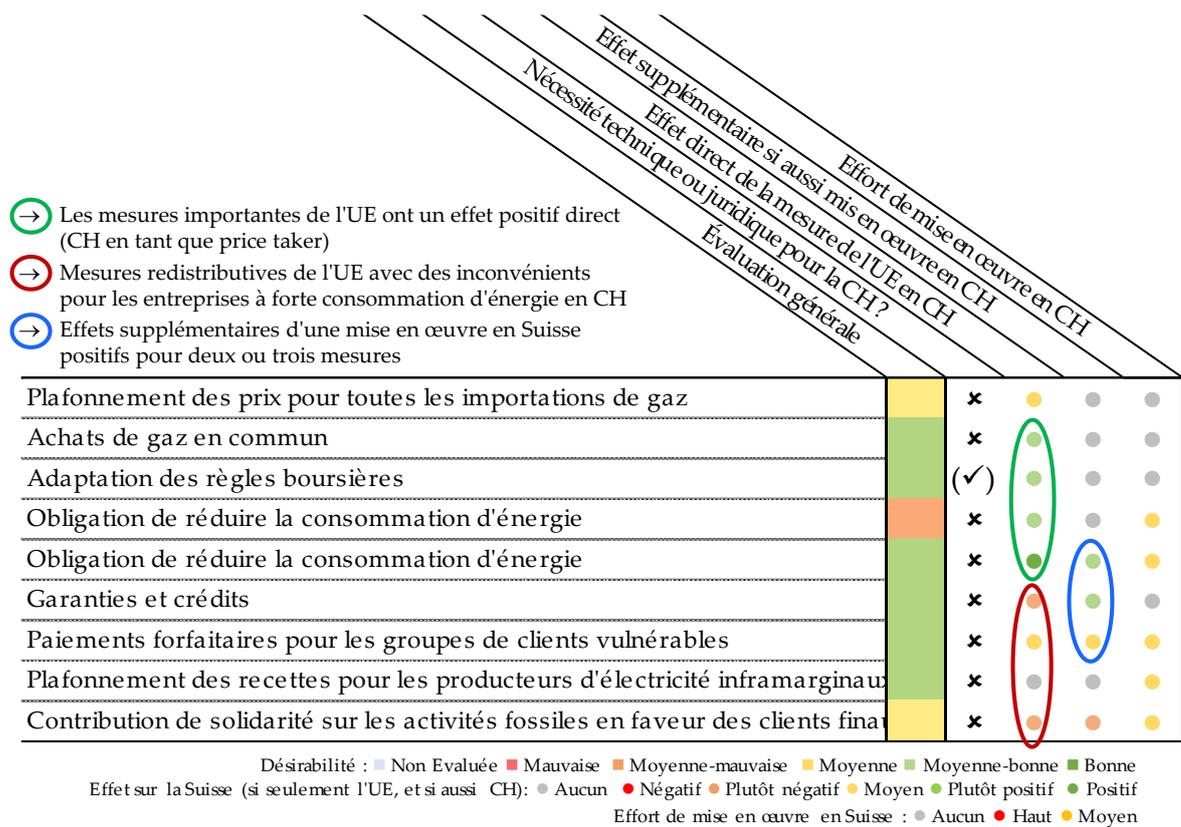
Source : Illustration de Swiss Economics

Mesures de l'UE pertinentes pour la Suisse

Les mesures mises en évidence en bleu dans les dernières colonnes de l'illustration sont actuellement considérées comme particulièrement pertinentes. Elles sont donc approfondies dans l'optique d'une éventuelle mise en œuvre en Suisse. Il s'agit des mesures suivantes :

- Introduction d'un **plafonnement des prix sur toutes les importations de gaz** ;
- **Achat commun de gaz** à hauteur d'au moins 15% des objectifs européens de stockage ;
- **Adaptation technique des règles boursières** afin de permettre des prix moins élevés ou de suspendre les échanges dans certaines circonstances ;
- **Réduction partielle des coûts des intrants des centrales électriques** fossiles par le biais de paiements de soutien, afin qu'elles puissent déposer des offres qui se situent plus bas dans le « merit order » (mesure ibérique) ;
- **Obligation pour les États membres de réduire la consommation d'énergie** d'au moins 5% pendant les périodes de pic et de réduire la consommation totale d'au moins 10% d'ici au 31 mars 2023 ;
- Octroi de **garanties et de crédits** aux entreprises afin de les soutenir de manière ciblée ;
- Octroi de **paiements forfaitaires**, notamment aux ménages, afin d'atténuer les conséquences des prix élevés ;
- Introduction d'un **plafonnement des recettes pour les producteurs d'électricité « inframarginaux** », c'est-à-dire en particulier le nucléaire, l'énergie hydraulique et les énergies renouvelables ;
- **Contribution de solidarité sur les activités fossiles** sous la forme d'une taxation des profits exceptionnels réalisés sur l'extraction des matières premières et de son utilisation pour les ménages vulnérables, les entreprises à forte consommation d'énergie et le développement de la production.

Évaluation en vue d'une éventuelle mise en œuvre en Suisse



Source : Illustration de Swiss Economics

L'aperçu ci-dessus présente les constatations faites sur ces mesures. En résumé, les points suivants peuvent être relevés :

- Il n'existe **pas d'obligation directe (technique ou juridique) de mise en œuvre en Suisse pour aucune mesure** (quatrième avant-dernière colonne). Le fait d'envisager une démarche similaire pour des raisons économiques ou politiques n'est pas affecté.
- Plusieurs mesures ont un **impact direct** en Suisse (troisième avant-dernière colonne) :
 - Les mesures **entourées en vert** ont un effet **positif direct** sur la Suisse par le biais des marchés de gros de l'électricité, sans que la Suisse n'ait à entreprendre quoi que ce soit. Nous considérons comme particulièrement positifs l'achat commun de gaz, une réduction des coûts d'intrants des centrales électriques fossiles ainsi que des réductions ciblées de la demande.
 - Nous considérons les mesures ayant pour but une redistribution **entourées en rouge** comme **plutôt négatives** dans la mesure où elles allègent la charge des entreprises à forte consommation d'énergie dans l'UE, ce qui affaiblit les entreprises basées en Suisse au niveau de la concurrence internationale. Une analyse de l'utilisation de ce type de mesures au niveau des États membres de l'UE montre que ceux-ci en font largement usage et que les entreprises sont massivement soutenues, notamment en Allemagne, en France, en Italie et en Autriche (voir aperçu dans l'Box 1).

- En revanche, nous avons un avis **plutôt neutre** concernant le plafonnement des recettes des producteurs inframarginaux. Les recettes ne doivent pas nécessairement être utilisées pour la redistribution, tandis que les signaux de prix restent inchangés. Parallèlement, le site de production d'électricité suisse semble plus attrayant à court terme, car les producteurs ne sont pas soumis à un plafonnement des recettes. La mise en œuvre exacte dans les États membres n'est pas encore claire.
- Une **mise en œuvre supplémentaire des mesures par la Suisse** peut se faire lorsqu'il en résulte un effet positif supplémentaire (avant-dernière colonne) :
 - Nous considérons les mesures **entourées en bleu** comme positives, notamment une réduction de la demande ainsi que des mesures qui soulagent de manière très ciblée les entreprises (à forte consommation d'énergie) et les clients finaux vulnérables fortement touchés par la crise énergétique. Nous estimons qu'il est plus urgent d'agir pour les entreprises (à forte consommation d'énergie), car les clients finaux vulnérables sont en général déjà suffisamment protégés par l'approvisionnement de base existant.
 - Les mesures ciblées pour les deux groupes soulèvent la question du financement, qui pourrait être résolue, si ce n'est au moyen de ressources fiscales, par un plafonnement des recettes des producteurs inframarginaux ou par une contribution de solidarité, la première solution ayant un effet plus ciblé sur ceux qui bénéficient du marché de l'électricité.
- Nous considérons que les **efforts de mise en œuvre** opérationnelle, s'ils existent, sont partout proportionnels, c'est-à-dire que ce critère ne devrait pas être déterminant pour savoir si une mesure doit être mise en œuvre en Suisse (dernière colonne). D'un point de vue temporel, une introduction rapide à partir du 1.1.2023 devrait toutefois être difficile, voire irréaliste.

Possibles nouvelles mesures pouvant être mises en œuvre à court terme pour la Suisse

De nouvelles mesures possibles en Suisse doivent être évaluées dans le contexte suivant :

- Plusieurs mesures de l'UE ont déjà pour effet de faire baisser les prix en Suisse ;
- La Suisse, pour sa part, a déjà initié ou mis en œuvre plusieurs mesures, dont la réserve hydroélectrique, une centrale de réserve au pétrole, la sécurisation de capacités dans les stockages de gaz des pays voisins, des campagnes d'information et des plans de rationnement en cas de pénurie ;
- Dans le même temps, les États membres de l'UE, et notamment les pays voisins de la Suisse, ont aidé parfois massivement les entreprises (à forte consommation d'énergie).

Si la Suisse poursuit un ou plusieurs des objectifs suivants, nous considérons les mesures présentées dans la deuxième colonne comme de bonnes possibilités qui devraient être examinées de manière approfondie et, le cas échéant, mises en œuvre rapidement :

Objectif visé	Mesures pour y parvenir
« Réduire le prix du marché de gros »	Aucune des mesures ne convient, car la Suisse est un « price taker » (les mesures de l'UE ont déjà un effet ; le cas échéant, examiner de nouvelles mesures spécifiques pour la Suisse)
« Se pencher sur les cas de rigueur afin de pouvoir atténuer de manière ciblée les conséquences des prix élevés »	Paiements forfaitaires sur demande pour des ménages sélectionnés
« Soutenir les entreprises de manière ciblée et opportune et assurer leur compétitivité internationale »	Garanties et prêts aux entreprises sur demande, à ne pas rembourser dans certaines circonstances
« Briser les pics de la demande pour profiter plus que proportionnellement de prix plus bas »	Obligation de réduire les charges maximales
« Une solution durable pour une électricité bon marché doit être mise en place pour les clients du marché libre de l'électricité, également à moyen et long terme »	Pool national d'approvisionnement en électricité (mesure de l'UE de régulation des prix des clients finaux)
« Financer les mesures de soutien »	Mesure de l'UE sur les producteurs inframarginaux, éventuellement une contribution de solidarité, meilleure mise à disposition volontaire des dividendes des propriétaires publics

Source : Illustration de Swiss Economics

Certains points importants des mesures sont présentés à la section 5.2.2. Le pool national d'approvisionnement en électricité est un pool auquel les clients du marché peuvent adhérer volontairement, moyennant un long délai de résiliation de plusieurs années. Il doit permettre d'obtenir des prix stables et avantageux et peut être favorisé, dans sa conception, par la fourniture au prix de revient par les producteurs.

La mise en œuvre juridique de toutes les mesures devrait se faire par le biais d'une **loi fédérale urgente**.

Les mesures mentionnées, même si elles sont toutes mises en œuvre, sont beaucoup moins étendues que celles de l'UE et présenteraient les **avantages** suivants :

- Le design du marché et la formation des prix restent pour l'essentiel inchangés, l'effet de réduction des prix des mesures de l'UE peut se réaliser ;
- Les aides sont ciblées sur les cas de rigueur à court terme et offrent également une solution à un problème de coûts des entreprises ;
- Des réductions ciblées de la demande atténuent les pics de prix les plus importants, correspondent aux objectifs de l'UE et contribuent à faire baisser les prix ;
- Un éventuel pool d'approvisionnement en électricité offre une solution durable aux clients du marché libre intéressés par des prix stables et ouvre à tous les producteurs du marché la possibilité de vendre une partie de leur production au prix de revient - cette possibilité n'existe aujourd'hui, en raison de la libéralisation partielle du marché, que pour les entreprises d'approvisionnement en énergie disposant de leur propre réseau de distribution. En outre, le développement des énergies renouvelables est renforcé et, selon les modalités, les entreprises d'approvisionnement en énergie sans production propre d'électricité ont également accès à la production au prix de revient.
- Un éventuel plafonnement des recettes des producteurs « inframarginaux » élimine implicitement les recettes exceptionnels (windfall profits) trop élevés des producteurs, mais porte atteinte aux droits de propriété. Une contribution de solidarité a un effet moins ciblé sur les entreprises bénéficiant actuellement sur le marché libre de l'électricité ; si elle est mise en œuvre conformément à l'UE, elle devrait surtout toucher la raffinerie de pétrole de Cressier. Une solution plus pragmatique serait la mise à disposition volontaire de dividendes spéciaux par les propriétaires publics, ce qui serait en principe possible en raison de la structure de propriété fortement publique du marché de l'électricité et pourrait par exemple être décidé lors d'une « table ronde » avec les représentants des propriétaires.

Afin que les mesures prennent effet à temps, elles doivent être décidées rapidement.

Mesures de base agissant sur le long terme

Les mesures à court terme présentées ne permettent pas de compléter les marchés à moyen et long terme, à l'exception du pool d'approvisionnement en électricité. A plus long terme, il s'agit d'**améliorer les possibilités de vente et d'achat d'électricité à terme**.

Les deux propositions présentées dans le tableau ci-dessous sont adaptées à cet effet :

Objectif visé	Mesures pour y parvenir
« Rendre les marchés à terme plus liquides à moyen et long terme »	Two-sided Contracts for Differences; Affordability Options, (marchés de capacité), de plus, le pool national d'approvisionnement en électricité décrit ci-dessus

Source : Illustration de Swiss Economics

Les deux mesures sont complémentaires et ne s'excluent donc pas mutuellement :

- **Du côté des producteurs – «Two-way Contracts for Differences»:** Une agence d'approvisionnement (p. ex. l'ElCom) déterminerait périodiquement les besoins en nouvelle production et organiserait une vente aux enchères dans laquelle les investisseurs qui demandent le prix garanti le plus bas pendant la période définie obtiendraient le marché. Puis, ces producteurs commercialisent leurs productions sur le marché et se voient rembourser la différence par rapport au prix de référence ou, à l'inverse, ils reversent les revenus supérieurs. Cette mesure est comparable aux primes de marché flottantes actuellement en discussion, mais ne s'appliquerait qu'aux nouveaux investissements dans des installations de production qui n'ont pas encore été décidés.
- **Du côté de la demande – Options de couverture («Affordability options»):** Une agence centrale d'approvisionnement émettrait sur le marché des droits d'achat d'électricité pour une certaine quantité mensuelle d'électricité pendant une période prolongée (au nom des consommateurs finaux qui ne sont pas considérés comme capables de faire face à des périodes de prix durablement élevés). Les producteurs garantissent, en échange de la rémunération déterminée lors de l'enchère, qu'ils vendront cette quantité d'électricité à l'agence d'approvisionnement à un prix fixe inférieur convenu, en cas de prix de marché durablement élevés.

Ces deux options devraient être évaluées en tenant compte d'éventuels mécanismes de capacité qui ont déjà été mis en place de différentes manières dans différents États membres de l'UE. La discussion sur ces mesures complémentaires, dont les effets ne se feraient sentir qu'à moyen ou long terme, devrait être menée en temps utile.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Résumé	13
Inhaltsverzeichnis	22
1 Einleitung	27
1.1 Ausgangslage.....	27
1.2 Zielsetzung oder Auftrag.....	27
1.3 Methodik und Struktur des Berichts.....	27
2 Grundlagen: Preisbildungsmechanismus in Energiemärkten	29
2.1 Stromgrosshandel: «Energy-only Märkte».....	29
2.2 Aktuelle Verwerfungen an den Energiemärkten.....	33
2.3 Fazit: Handlungsbedarf v.a. bei der langfristigen Preisbildung.....	35
3 Diskutierte Einzelmassnahmen	37
3.1 Kategorisierung der Massnahmen.....	37
3.1.1 Nach Wirkungsweise.....	37
3.1.2 Nach Herkunft des Vorschlags.....	39
3.2 Kriterien für die Bewertung der Wirkungen.....	39
3.3 Ergebnis der Bewertung.....	42
4 Besonders relevante EU-Massnahmen	44
4.1 Massnahmenüberblick auf Ebene EU.....	44
4.2 Ausgewählte Massnahmen.....	47
4.3 Bewertungsumfang und -kriterien.....	48
4.4 Technische oder rechtliche Notwendigkeit einer Umsetzung.....	49
4.5 Diskussion der Massnahmen.....	50
4.5.1 Preisobergrenze auf alle Gasimporte.....	50
4.5.2 Gemeinsamer Gaseinkauf.....	53
4.5.3 Anpassung der Börsenregeln.....	56
4.5.4 Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke («ES/PT measure»).....	58
4.5.5 Pflicht zur Senkung des Energiekonsums.....	62
4.5.6 Bürgschaften und Kredite.....	64
4.5.7 Pauschalzahlungen.....	67
4.5.8 Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger.....	70
4.5.9 Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden.....	75
4.6 Übersicht der Bewertung der relevanten EU-Massnahmen.....	78
5 Mögliche Massnahmen für die Schweiz	81

5.1	Ausgangspunkte.....	81
5.1.1	Ausgangspunkt 1: Wirkung der EU-Massnahmen in der Schweiz	81
5.1.2	Ausgangspunkt 2: Unterstützung von Unternehmen in den Mitgliedstaaten 81	
5.1.3	Ausgangspunkt 3: Bereits beschlossene Massnahmen in der Schweiz	84
5.2	Kurzfristige Massnahmen.....	84
5.2.1	Auswahl der Massnahmen	84
5.2.2	Mögliche Eckwerte der Massnahmen	86
5.2.3	Verteilungswirkungen bei einer Umsetzung.....	91
5.2.4	Anpassungsbedarf aus rechtlicher Sicht	92
5.2.5	Fazit zu kurzfristigen Massnahmen in der Schweiz	94
5.3	Langfristige Massnahmen.....	96
A	Anhang: Beschlüsse und hängige Vorschläge der EU	98
A.1	Tagung des Europäischen Rates – Schlussfolgerungen vom 21.10.22.....	98
A.2	Kommissionsvorschlag vom 18.10.2022.....	99
A.3	Verabschiedetes Massnahmenpaket vom 30.9.2022 (Notfallmassnahmenverordnung).....	101
A.4	Verabschiedete Massnahmenpakete vom Oktober 2021 und Frühjahr 2022	101
B	Anhang: Allgemeine Bewertung der Einzelmassnahmen	105
B.1	Kurzfristige Eingriffe in die Preisbildung	105
B.1.1	EU - Preisobergrenze auf russischen Gasimporten.....	105
B.1.2	EU – Preisobergrenze auf alle Gasimporte	106
B.1.3	EU – Gemeinsamer Gaseinkauf	106
B.1.4	EU – Anpassung der Börsenregeln.....	106
B.1.5	MS – Preisobergrenze für Endkumentarife	106
B.1.6	MS – Preisschockdämpfer («Price shock absorber»).....	109
B.1.7	CH – Kostenregulierung der Endkumentarife – Nationaler Stromversorgungspool für Marktkunden.....	111
B.2	Kurzfristige Massnahmen zur Nachfragesenkung	116
B.2.1	EU – Pflicht zur Senkung von Energiekonsum	116
B.2.2	EU – Energiekonsum durch Informationskampagnen senken	116
B.2.3	EU – Massnahmenplan zur Rationierung von Gas & Strom in Mangellage	116
B.2.4	CH – Handelbare Nutzungsrechte	119
B.3	Kurzfristige Massnahmen zur Angebotsanpassung.....	120
B.3.1	MS – Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke («ES/PT measure») ..	120
B.3.2	MS – Strategische Reserve öffnen oder erweitern	120

B.3.3 CH – Wasserkraftreserve.....	122
B.4 Kurzfristige Massnahmen zur Entlastung der Endkunden	122
B.4.1 EU – Bürgschaften und Kredite	122
B.4.2 MS – Vorübergehende Senkung der Energiebesteuerung.....	122
B.4.3 MS – Pauschalzahlungen.....	124
B.5 Kurzfristige Massnahmen zur Gewinnbesteuerung inkl. Zölle.....	124
B.5.1 EU – Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger	124
5.3.1 EU – Abschöpfung von Übererlösen auf Engpassrenten im Übertragungsnetz	124
B.5.2 MS – Steuer auf Übergewinnen («windfall profits tax»)	125
B.5.3 MS – Zölle auf russischen Importen.....	127
B.6 Kurzfristige umverteilende Massnahmen	127
B.6.1 EU – Solidaritätsabgabe von fossilen Tätigkeiten	127
B.6.2 CH – Lump-sum Abfederungsfonds für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch	127
B.7 Grundlegende Anpassung am Marktdesign – Änderungen in der Preisfindung.	129
B.7.1 EU – Ersatz Grenzkosten Pricing durch «Pay as Bid»	129
B.7.2 MS – Markt in fossiles und nicht-fossiles Segment unterteilen («Greek Proposal».).....	130
B.7.3 MS – Two-way contracts for difference (CfDs)	132
B.7.4 MS – Stromhandel auf physischen Handel beschränken	134
B.7.5 MS – Französischer ARENH-Mechanismus	134
B.7.6 MS – Langfristige Absicherungsoptionen («Affordability options»).....	134
B.8 Grundlegende Anpassung am Marktdesign – Eingriffe in die Erzeugungsstruktur	136
B.8.1 EU – Verstärkte Förderung Erneuerbarer.....	136
B.8.2 CH – Pflicht zum Bau von Solarpanels auf Altbauten.....	137

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der Beurteilung der Massnahmen	42
Tabelle 2:	Überblick über den Umsetzungsstand und Relevanz in der EU.....	47
Tabelle 3:	Einschätzung der in der Schweiz noch nicht eingeführten besonders relevanten EU-Massnahmen	79
Tabelle 4:	Massnahmen, die seit September 2021 in verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten diskutiert oder beschlossen wurden.....	82
Tabelle 5:	Grössenordnung Stromversorgungspool.....	90
Tabelle 6:	Einschätzung der Wirkungen einer zusätzlichen Umsetzung von EU-Massnahmen auf Akteure in der Schweiz.....	91

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Methodik und Struktur des Berichts	28
Abbildung 2:	Typische Preisbildung im Energie-Spotmarkt vor der Krise.....	32
Abbildung 3:	Preisbildung im Energie-Spotmarkt anhand der Merit Order heute.....	33
Abbildung 4:	Grundlegende Wirkungsweisen der Massnahmen.....	38
Abbildung 5:	Auswirkungen einer allgemeinen Preisobergrenze auf den Gasmarkt.....	51
Abbildung 6:	Auswirkungen einer Reduktion der Inputkosten von Gaskraftwerken («Spanish & Portuguese Proposal») auf den Spotmarkt	59
Abbildung 7:	Auswirkungen der Erlösobergrenze auf dem Strommarkt	71
Abbildung 8:	Auswirkungen des «Price Shock Absorber» auf dem Spotmarkt	110
Abbildung 9:	Auswirkungen des «Greek Proposals» auf den Spotmarkt.....	131

Abkürzungen

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
BFE	Bundesamt für Energie
CfD	Contract for differences
CHF	Schweizer Franken
d.h.	das heisst
EE	Erneuerbaren Energien

EEX	European Energy Exchange
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EOM	Energy-only-Märkte
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
ggf.	gegebenenfalls
HKN	Herkunftsnachweise
i.d.R.	in der Regel
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquefied natural gas
MS	Mitgliedstaaten der EU
MWh	Megawattstunde
OTC	Over-the-counter
PPA	Power Purchase Agreements
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Preise an den europäischen Energiemärkten sind aufgrund verschiedener Faktoren stark gestiegen. Entsprechend sind auf Ebene EU und Mitgliederstaaten wie auch Bund und Kantone verschiedene mögliche Massnahmen eingebracht, diskutiert oder bereits beschlossen worden.

Namentlich hat die Europäische Kommission am 14. September und am 20. Oktober 2022 verschiedene Notfallmassnahmen für die europäischen Energiemärkte vorgeschlagen, um «die Stromrechnungen der Europäer zu senken» (Details vgl. **Anhang A**).

1.2 Zielsetzung oder Auftrag

Vor diesem Hintergrund hat das BFE bei Swiss Economics eine Studie in Auftrag geben, um eine ökonomische Einordnung der aktuell in der EU und den Mitgliedstaaten reflektierten Massnahmen (soweit noch nicht von der CH in ähnlicher Weise vorgesehen) zu erhalten. Dabei soll herausgearbeitet werden, welche Wirkungen von ihnen zu erwarten sind (insbesondere bezüglich Marktpreise, Umgehungsmöglichkeiten, Marktliquidität, notwendige Subventionen, zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix, ökonomische Effizienz). Auf dieser Basis ist zu analysieren, in welchem Masse die Schweiz nachziehen müsste oder sollte. Sofern dies der Fall ist, sind erste Überlegungen zu einer Umsetzung wichtig.

1.3 Methodik und Struktur des Berichts

Abbildung 1 stellt das methodische Vorgehen dar.

- **Grundlagen Preisbildung (Kapitel 2):** In einem ersten Schritt fassen wir die Preisbildung an Strommärkten zusammen und zeigen die Wirkungen der aktuellen Verwerfungen auf. Das Kapitel dient als normative Grundlage für die späteren Bewertungen.
- **Screening relevanter Massnahmen inkl. Kurzbeurteilung (Kapitel 3 / Anhang B):**
 - Zunächst wird eine Liste von Massnahmen erstellt, die **derzeit auf europäischer und schweizerischer Ebene diskutiert** werden oder von relevanten Anspruchsgruppen und Wissenschaftlern vorgeschlagen wurden.
 - Jede dieser Massnahmen wird kurz beschrieben, nach grundlegender Wirkungsweise kategorisiert und beurteilt, ob sie **eines der folgenden Kriterien erfüllt**:
 - **«Politisch relevant»:** Massnahmen, die in der EU oder Schweiz bereits beschlossen, aktuell diskutiert oder voraussichtlich beschlossen werden, werden als relevant angesehen und im Detail analysiert.
 - **«Sinnvoll»:** Alle übrigen Massnahmen werden im Detail analysiert, wenn sie eine ausreichende potenzielle Eignung für die Schweiz haben.
 - Die **politisch relevanten** oder **sinnvollen Massnahmen** werden nach vordefinierten Kriterien bewertet, sofern sie nicht bereits in der Schweiz umgesetzt worden sind.

- Die Beschreibung und Bewertung der Wirkungen der Massnahmen sind in **Anhang B** dargestellt, die Kategorisierung, die Kriterien sowie die Liste der Massnahmen mit einem zusammenfassenden Überblick über die Wirkungen befinden sich in **Kapitel 3**.
- **Eingehendere Beurteilung der EU-politisch relevanten Massnahmen (Kapitel 4):** Es folgt eine weitergehende Einschätzung der EU-politisch besonders relevanten Massnahmen entlang der folgenden Fragestellungen:
 - Muss die Massnahme aus **technischer oder rechtlicher Sicht** umgesetzt werden?
 - Was sind die **direkten Auswirkungen** der EU-Massnahmen in der Schweiz ohne eigene Umsetzung in der Schweiz?
 - Welche **zusätzlichen Effekte** würden sich ergeben, wenn die Massnahme auch in der Schweiz umgesetzt würde?
 - Wie gross wäre der notwendige **operative Umsetzungsaufwand** in der Schweiz?
- **Mögliche Massnahmen für die Schweiz (Kapitel 5):** Ausgehend vom in der EU vorgesehenen Massnahmenpaket wird die mögliche Umsetzung von Massnahmen in der Schweiz diskutiert. Dabei wird unterschieden zwischen kurzfristig wirkenden Massnahmen und grundsätzlicheren Anpassungen am Marktdesign.

Abbildung 1: Methodik und Struktur des Berichts



Quelle: Eigene Darstellung

2 Grundlagen: Preisbildungsmechanismus in Energiemärkten

Strom ist keine Ware wie jede andere. Strom kann nicht effizient in grossen Mengen für längere Zeit gespeichert werden. Zudem muss die Frequenz im Stromnetz jederzeit stabil sein: Die Übertragungs- und Verteilnetze müssen in Echtzeit zwischen der Einspeisung des erzeugten Stroms und dem Verbrauch (der Nachfrage) desselben ausgeglichen werden. Deshalb ist das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt für die Stabilität des Stromsystems von entscheidender Bedeutung.

2.1 Stromgrosshandel: «Energy-only Märkte»

Der Grosshandel von Strom erfolgt grundsätzlich losgelöst vom Transport («Energy only») auf verschiedenen zeitlich differenzierten Märkten (Energy-only-Märkte, EOM), bei denen die Erzeugungstechnologie keine Rolle spielt («Graustrommärkte»)¹. Dazu zählen insbesondere

- der **Intraday Markt**, auf dem Strom in viertelstündlichen und stündlichen Intervallen gehandelt wird, und
- der **Day-Ahead Markt**, auf dem Strom in ein-stündigen Intervallen einen Tag im Voraus angeboten und gekauft wird,
- der **Futures Markt**, auf dem Strom gehandelt wird, welcher zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft geliefert werden muss (bis zu mehreren Jahren in der Zukunft).

Day-Ahead und Intraday Märkte werden auch **Spotmärkte** genannt, der Futures Markt wird zumeist als **Terminmarkt** bezeichnet. Während auf Spotmärkten der physische Strom gehandelt wird, werden auf den Terminmärkten Finanzderivate und Optionen gehandelt, die auf Day-Ahead-Preise indexiert sind. Terminmärkte ermöglichen es Marktteilnehmern, sich langfristig vor Preisschwankungen abzusichern («hedging»). Die Futures werden an der Börse EEX gehandelt mit täglichem Gewinn/Verlustausgleich, daneben werden auch **Forward-Kontrakte** «Over-The-Counter» (OTC) bilateral genutzt. Die Spotmärkte werden jeweils als Strombörsen zentral über die Pariser EPEX betrieben.

Der Preis im Strombörsenhandel der **Spotmärkte, insbesondere Day-Ahead, ist aufgrund von Arbitragemöglichkeiten von absolut zentraler Bedeutung** für die Preise in allen anderen Strommärkten (auf Terminmärkten, im OTC-Handel oder in Absatzverträgen mit Endverbrauchern). Wenn Käufer und Verkäufer beim Stromhandel als Alternative die Option besitzen, an der Strombörse zu handeln, dürfen sich bei bilateralen Verträgen ausserhalb der Strombörse die Händler auf beiden Marktseiten zumindest in ihrer Erwartung nicht schlechter stellen als bei entsprechenden Geschäften an der Strombörse; weder ein Stromkäufer noch ein Stromverkäufer wird einen Preis ausserhalb der Strombörse

¹ Die Stromherkunft wird im Herkunftsnachweis festgehalten, welche Lieferanten von Schweizer Endkunden im Umfang ihres Stromabsatzes an Schweizer Endkunden auf Jahresbasis beschaffen müssen. Dieser «Qualitätshandel» ist von untergeordneter Bedeutung und erfolgt wenig standardisiert auf dezentraler Basis.

akzeptieren, wenn er glaubt, an der Strombörse ein besseres Geschäft machen zu können. Folglich ist in einem wettbewerblichen Umfeld der Börsenpreis ökonomisch zwangsläufig der massgebliche Referenzpunkt auch für den Handel ausserhalb der Börse, sodass sich Probleme bei den börslichen Marktregeln bei der Preisfindung in anderen Märkten multiplizieren können.

Diese auf den Spotmärkten resultierenden **An- und Verkäufe von Strom** reflektieren die Anstrengungen von **Bilanzgruppen**, im Gleichgewicht zu sein, dass also Ein- und Ausspeisungen sich entsprechen. Jeder Verteilnetzbetreiber, Händler, Erzeuger, Lieferant und Endverbraucher muss sich einer Bilanzgruppe anschliessen, die dazu verpflichtet ist, sicherzustellen, dass die Stromflüsse innerhalb der Gruppe zu jedem Zeitpunkt möglichst ausgeglichen sind. Bilanzgruppen müssen zu diesem Zweck täglich ihre Prognosen der zukünftigen Energiemengen beim Netzbetreiber einreichen. Wann immer der Energiebezug und die Energieabgabe aus einer Bilanzgruppe in der Realität von der Prognose abweicht und nicht im Gleichgewicht ist, muss die Bilanzgruppe teure «Ausgleichsenergie» beziehen, für die sie aufkommen muss. Die Berechnungen der benötigten Ausgleichsenergie werden von Swissgrid durchgeführt und der Bilanzgruppe monatlich in Rechnung gestellt.² Bilanzgruppen stellen somit die Verbindung zwischen der virtuellen Welt des Stromhandels und der physischen Realität der Energielieferung und Netzstabilität her und sind die Hauptakteure an den Spot- und Terminmärkten.

Aufgrund der Arbitragemöglichkeiten und nötigen Netzstabilität ist der Day-Ahead Markt das entscheidende Element des Strommarktes. Hier wird der physische Strom gehandelt, der die Netzstabilität bestimmen wird. Die europäische Strombörse EPEX SPOT betreibt Strom-Spot-Märkte in 13 Ländern, darunter auch die Schweiz. Basierend auf den von Marktteilnehmern abgegebenen anonymen Geboten für den Kauf oder Verkauf von bestimmten Strommengen ermittelt die EPEX SPOT den Referenzpreis für Strom für jede Stunde eines jeden Tages. Diese Referenzpreise sind ausschlaggebend für die Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen des gesamten Sektors. Die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion bestimmen massgeblich die Stromflüsse auf dem europäischen Kontinent.

Grenzüberschreitender Handel

Alle Strombörsen der 27 EU-Länder, die am sogenannten **Single Day-Ahead Coupling** beteiligt sind – die Schweiz zählt aus politischen Gründen nicht dazu – berechnen simultan durch einen gemeinsamen Algorithmus die Strompreise für Europa basierend auf Angebot und Nachfrage. Dieser Algorithmus berechnet die Angebots- und Nachfragekurven für jedes Land auf der Grundlage der Order-Bücher und ermittelt den Marktpreis an deren Schnittpunkt. Bei dieser Berechnung berücksichtigt der Algorithmus alle verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen den Ländern und sorgt so für eine optimale

² Die Preise für Ausgleichsenergie entsprechen den tatsächlichen Preisen der angefallenen Regelenergie. Für die Kalkulation werden pro viertelstündliche Abweichung der Bilanzgruppe die in dieser Viertelstunde durchschnittlichen Sekundär- und Tertiärregelenergiepreise sowie der Schweizer Day-Ahead Börsenpreis berücksichtigt.

Nutzung dieser Verbindungsleitungen. Strom fliesst von einem Gebiet mit niedrigerem Preis in ein Gebiet mit höherem Preis, solange grenzüberschreitende Kapazitäten verfügbar sind. Schätzungen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zufolge schafft dieser Mechanismus einen jährlichen Wohlfahrtsgewinn von rund EUR 34 Mrd.³

Die Schweiz ist nicht über den Marktkopplungsmechanismus mit ihren Nachbarländern verbunden. Stattdessen findet für die Schweiz täglich eine **isolierte lokale Day-Ahead-Auktion** statt, eine Stunde vor der gekoppelten europäischen Auktion. Um Strom zu importieren oder zu exportieren, müssen Marktteilnehmer grenzüberschreitende Kapazitäten (in die entsprechende Richtung) an den Grenzkoppelstellen gesondert kaufen, um den gehandelten Strom auch transportieren zu können. Dieser sogenannte explizite Stromhandel ist, wenngleich transparenter, deutlich weniger effizient als der implizite Handel der europäischen Day-Ahead-Auktion, bei dem Strom und Grenzkapazitäten simultan gehandelt werden.

Die hohen Grenzkapazitäten der Schweiz und ihr auf Wasser ausgerichteter Kraftwerkspark führend im europäischen Strommarkt dazu, dass **die Schweiz ein «price-taker»** ist. Die **ausländischen Grosshandels- sowie die Engpasspreise für die Grenzkapazität bestimmen den Schweizer Grosshandelspreis**. Historisch pendelte der Schweizer Strompreis zwischen dem niedrigeren deutschen Strompreis und dem höheren italienischen Strompreis. Wenn die Schweiz Netto-Importeur von Strom ist und also die Schweizer Merit Order die Schweizer Nachfrage nicht zu decken vermag – typischerweise im Winter – nähert sich der Schweizer Grosshandelspreis dem italienischen Grosshandelspreis an ggf. korrigiert um den Clearingpreis der Grenzkapazität CH-IT. Im Sommer, wenn die Schweiz ein Netto-Exporteur von Strom ist, wird der deutsche Grosshandelspreis massgeblich.⁴

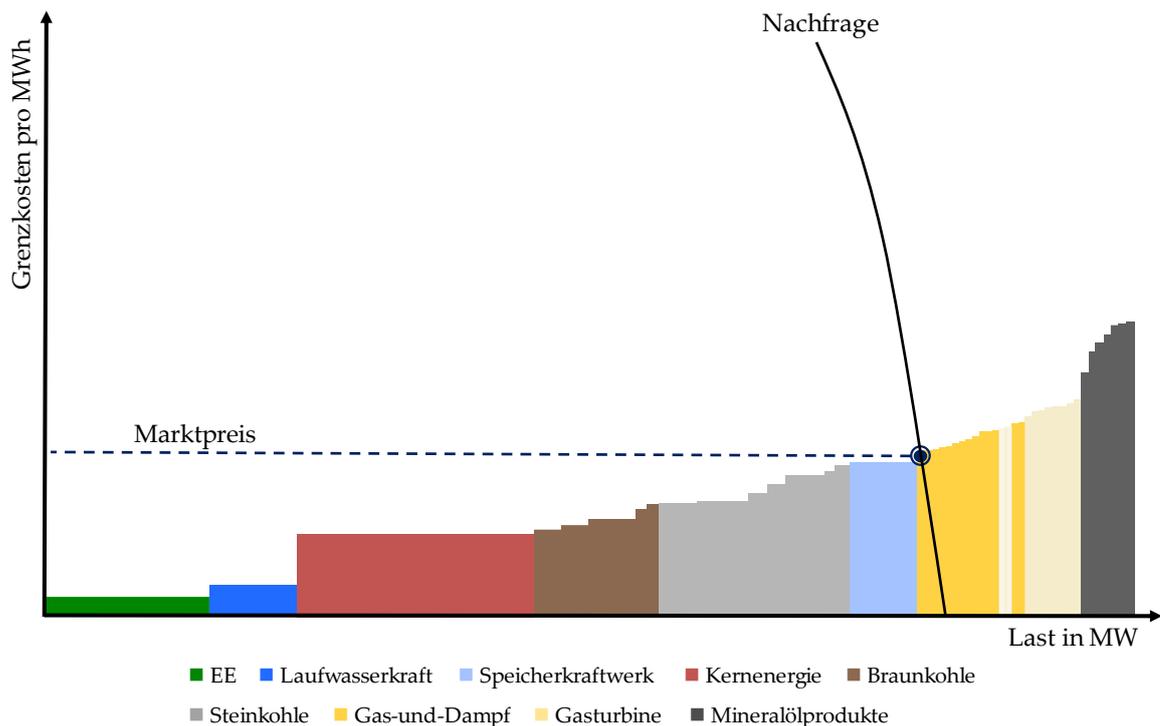
Preisermittlung im Day-Ahead Markt: Merit Order

Der Preisermittlung in der Day-Ahead Auktion liegt die sogenannte **Merit-Order** zugrunde. Die Stromerzeuger werden entsprechend der Höhe ihrer Grenzkosten aufgereiht (nach «Merit»), vom günstigsten Kraftwerk bis zum teuersten. Strom aus erneuerbaren Energien (EE) beispielsweise wird zu sehr tiefen Grenzkosten produziert und ist daher i.d.R. am günstigsten. Es werden ausgehend vom günstigsten Kraftwerk alle Kraftwerke abgerufen, bis die Stromnachfrage vollständig gedeckt ist. Sobald die gesamte Nachfrage befriedigt ist, erhält jedes abgerufene Kraftwerk **den Preis des letzten Erzeugers, von dem Strom gekauft wurde**. Aus ökonomischer Perspektive handelt es sich schlicht um den **Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion**. Die «typische» Merit Order vor der aktuellen Krise ist in **Abbildung 2** dargestellt.

³ Siehe ACER's [Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design](#).

⁴ In der aktuellen, volatilen Lage haben sich manche dieser Gewissheiten aber (temporär) geändert. Die Terminmarktpreise für Deutschland sind zurzeit beispielsweise höher als für Italien.

Abbildung 2: Typische Preisbildung im Energie-Spotmarkt vor der Krise



Quelle: Eigene Darstellung

Unterschiedliche Kraftwerkstypen erfüllen unterschiedliche Rollen im Strommarkt.

- **Fluktuierende erneuerbare Energien** wie Photovoltaik und Wind haben zwar sehr geringe Grenzkosten, produzieren aber abhängig vom Wetter unterschiedlich viel Strom.
- Das natürliche Komplement hierzu sind **steuerbare Kraftwerke**, die kurzfristig (teilweise innerhalb von Minuten) die Stromproduktion erhöhen oder reduzieren können, um das Stromnetz stabil zu halten. Dies gilt erzeugungsseitig insbesondere für Wasserspeicher sowie konventionelle thermische Kraftwerke, welche Erdgas, Braun- und Steinkohle oder Mineralöl verbrauchen. Letztere weisen relativ hohe Grenzkosten auf, denn sie müssen den Energieträger (Gas, Kohle, Öl) für die Produktion einkaufen. In der Schweiz gehören insbesondere Speicherkraftwerke und Pumpspeicher zu den flexiblen Kraftwerkstypen.⁵ Neben steuerbaren Kraftwerken erfolgt der Abgleich von Angebot und Nachfrage zudem über steuerbare Lasten und Speicher.
- Zuletzt gibt es noch Kraftwerkstypen, die sehr konstant zu relativ geringen Grenzkosten Strom produzieren können, aber nicht flexibel die Produktion anpassen können («**Bandenergie**»). Dazu zählt insbesondere die Laufwasserkraft sowie die Kernkraft. Diese werden für die Grundlast im Netz genutzt.

Aus diesen verschiedenen Rollen ergibt sich eine Sortierung der Kraftwerkstypen wie in Abbildung 2 dargestellt. Je nach Veränderung der Nachfrage (nachts beispielsweise ist die

⁵ Wasserkraftwerke mit Speicherkapazität sind besonders vorteilhaft, da sie geringe variable Produktionskosten haben und trotzdem hochgradig flexibel sind.

Nachfrage gering) oder des Angebotes (z.B. kann starker Wind zu höheren Kapazitäten der EE führen) ist das letzte benötigte oder «marginale» Kraftwerk ein jeweils anderes und somit ändert sich auch der Preis. **Im Allgemeinen gilt, dass die flexiblen Kraftwerke den Preis setzen (meist die Gaskraftwerke).**

2.2 Aktuelle Verwerfungen an den Energiemärkten

Verwerfungen

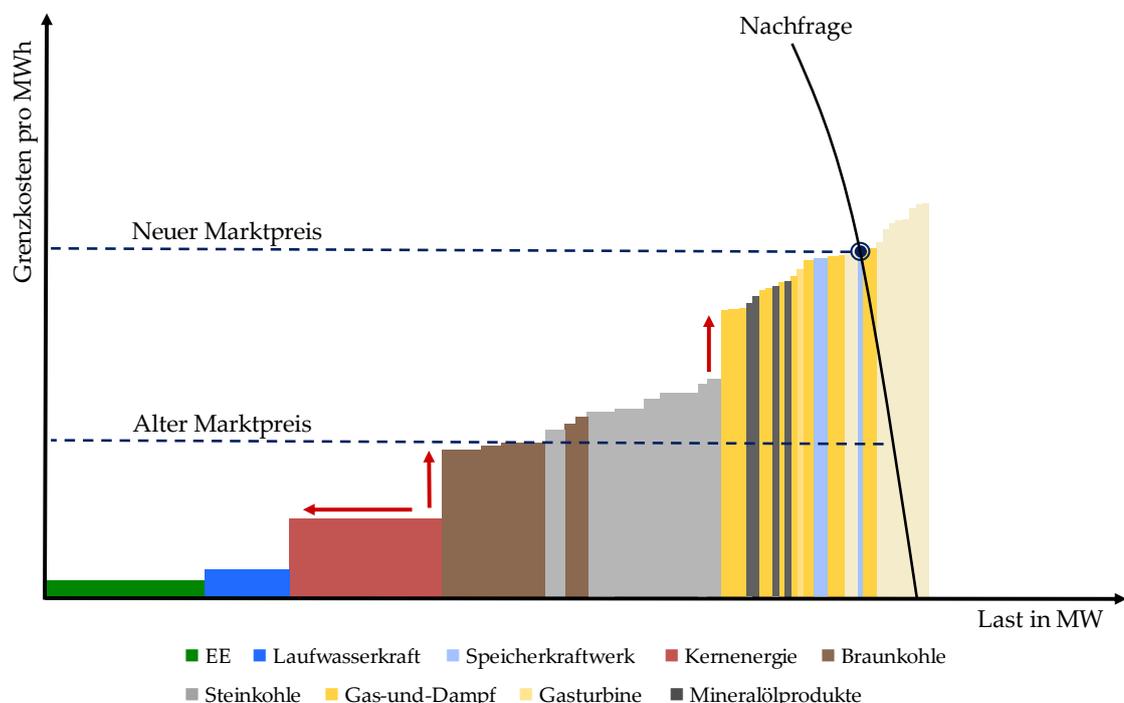
In den vergangenen Monaten gab es nun mehrere Entwicklungen im Gas- sowie Strommarkt, welche zur jetzigen Krise mit stark gestiegenen Energiepreisen geführt haben. Die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Merit Order im Strommarkt sind in **Abbildung 3** dargestellt. Im Wesentlichen gab es drei Effekte:

- extrem hohe Gaspreise aufgrund des Ukrainekriegs.
- eine Reduktion der Kernkraftkapazität aufgrund vieler aus dem Betrieb genommenen Kernkraftwerke in Frankreich,
- stark gestiegene Preise für CO₂ Zertifikate (mit teils neuen Höchstrekorden), was die Kosten insbesondere für Braun- und Steinkohle-Kraftwerke erhöht hat.

Auswirkungen auf die Marktpreise

Diese Entwicklungen resultieren in phasenweisen sehr hohen Marktpreisen auf den Strommärkten, wie aus **Abbildung 3** ersichtlich wird.

Abbildung 3: Preisbildung im Energie-Spotmarkt anhand der Merit Order heute



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Preissprünge sind nicht auf den Spotmarkt begrenzt, auch auf dem Terminmarkt stiegen die Preise deutlich. Das führte unter anderem dazu, dass Speicherkraftwerke ebenfalls zu deutlich höheren Kosten im Markt anbieten und teilweise zum marginalen Kraftwerk wurden.⁶

Die Strompreise der letzten Monate spiegeln daher im Wesentlichen die Angebots- und Nachfragebedingungen in Europa wider. Der Marktmechanismus macht die Situation lediglich transparent und **die hohen Preise signalisieren die Knappheit von Ressourcen**. Letztlich liegt eine **wesentlich aus politischen Gründen entstandene Versorgungskrise mit konventionellen Energieträgern** vor. Die dort entstandenen hohen Preise werden durch die Strommärkte grundsätzlich korrekt verarbeitet und weitergegeben. **Das Reagieren des Strompreises auf Veränderungen von Angebot und Nachfrage ist entscheidend, um die Erzeugung der Kraftwerke und die Nachfrage nach Energie optimal zu steuern** und so die Spannung im Netz konstant gleich hoch und stabil zu halten.

Verteilungs- und Anreizwirkungen

Die aktuell hohen Marktpreise resultieren in einem sehr **hohen Erlös für die sogenannten «inframarginalen» Kraftwerke**; solche, die geringere Grenzkosten als das marginale Kraftwerk haben und jetzt zu Preisen weit oberhalb ihrer variablen Kosten verkaufen können.⁷ Insbesondere erneuerbare Energien und Kernkraftwerke können enorm hohe Gewinne verbuchen, die so nicht antizipiert worden sein dürften. Die höhere Vergütung dieser Kraftwerkstypen ist aber gleichzeitig auch ein dezidiertes Vorteil des Marktdesigns: **umso höher der Preis, umso grösser die Anreize in EE zu investieren**. Damit werden längerfristig sukzessive teurere Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, da es ihre Kapazitäten nicht mehr benötigt.

Terminmärkte zur Absicherung von Risiken

Die Volatilität der Spot-Preise bedeutet gleichzeitig aber auch, dass Betreiber (und Nachfrager) sich Risiken aussetzen. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten können beispielsweise nur profitabel operieren in Phasen hoher Nachfrage oder niedriger Kapazität im Markt. Die zukünftige Entwicklung von Angebot und Nachfrage ist aber nicht vollständig vorhersehbar. Daher spielen die Terminmärkte eine wichtige Rolle, um diese Risiken zu Hedgen. Ein Terminkontrakt (oder «Forward») ist eine Vereinbarung, bei dem sich ein Erzeuger verpflichtet, eine bestimmte Menge an Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft

⁶ Wasserkraftwerke mit Speicherkapazität haben begrenzte Kapazität, welche sie gezielt in Phasen mit hohen Preisen anbieten. Dafür orientieren sie sich an den Terminmarktpreisen. Die variablen Kosten von Speicherkraftwerken sind somit die Opportunitätskosten das Wasser nicht zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung zu haben und steigen mit höheren Terminmarktpreisen.

⁷ Preise oberhalb der Grenzkosten sind grundsätzlich wichtig, damit Betreiber ihre Investitionskosten decken können. In den vergangenen Jahren war dies nicht immer so, insb. Mitte der 2010er-Jahre lagen die Preise oft zu tief, sodass sich die Politik u.A. in der Schweiz die Frage stellte, wie die Rentabilitätssituation der Kraftwerke verbessert werden könnte und ausreichend Anreize für Investitionen in neue Erzeugung geschaffen werden können. In Europa wurden hierauf in vielen Ländern Kapazitätsmärkte eingeführt als Komplemente zu den EOM-Märkten.

zu liefern, wofür er einen festen Betrag vom Kunden erhält. Somit funktionieren Forwards wie eine Versicherung gegenüber Veränderungen in den Spotmarktpreisen, da der Preis nicht vom aktuellen Spotpreis zum Zeitpunkt der Lieferung des Stroms abhängt. **Die Preise auf dem Terminmarkt sind dann das Ergebnis der Erwartungen der Marktteilnehmer über das Verhältnis zwischen zukünftiger Kapazität und Nachfrage.**

Geringe Liquidität der Terminmärkte am langen Ende

Termingeschäfte werden in Europa auf der EEX-Strombörse gehandelt (zu der die EPEX SPOT gehört). Theoretisch können Forwards bis zu 10 Jahre in die Zukunft gehandelt werden. **In der Praxis wird aber selbst auf dem Markt mit höchster Liquidität in Europa, dem deutschen Markt, nur bis zu 3 Jahre in die Zukunft aktiv gehandelt.** Die Liquidität ist für das dritte Jahr bereits recht gering. **Auf dem Schweizer Markt wird zumeist nur bis zu einem Jahr im Voraus aktiv gehandelt.**

Der heutige Markt stellt somit nur **unvollständig Möglichkeiten** zur Verfügung, sich längerfristig vor Schwankungen der Strompreise abzusichern.

- Dies bedeutet, dass **Nachfrager** (z.B. Endverbraucher), die möglicherweise ein grosses Interesse daran hätten, sich langfristig vor zukünftigen «Spikes» der Preise abzusichern, **dazu nur begrenzt die Möglichkeit haben.**
- Ebenso **erschwert es die Finanzierung von Investitionen in Kraftwerkstypen** mit schwankender Produktion wie Erneuerbaren, die ausreichend hohe Preise im Markt benötigen, in den Phasen, in denen ihr Kraftwerk produzieren wird, um ihre Investition zu refinanzieren. Eine gängige Lösung dafür sind Power Purchase Agreements (PPA), bei denen sich ein Käufer verpflichtet, Strom direkt von einem Erzeuger über einen langen Zeitraum (zumeist 10-20 Jahre) zu beziehen.⁸

2.3 Fazit: Handlungsbedarf v.a. bei der langfristigen Preisbildung

«Don't Shoot the Messenger»

Die Spotmärkte verarbeiten die aktuellen Verwerfungen an den Energiemärkte wie erwartet in höhere Strompreise. Massnahmen, welche diese stetigen Preisveränderungen auf dem Spotmarkt selber einschränken, sind problematisch, denn diese Volatilität dient einem entscheidenden Zweck: dem Koordinieren von Kapazität und Nachfrage zu jedem einzelnen Zeitpunkt. **Diese wichtige Funktion erfüllen die Spotmärkte in Europa bislang recht erfolgreich.** Insofern sind die Energiemärkte recht zuverlässige Boten, welche die antizipierten Stromknappheiten zum Ausdruck bringen.⁹

Es erscheint daher per se wenig sinnvoll, diesen Informationsmechanismus auszusetzen oder politisch zu übersteuern («don't shoot the messenger»). Grundsätzlich vorzuziehen

⁸ Andere Massnahmen sind garantierte Einspeisevergütungen oder Contracts-for-Difference.

⁹ Dies gilt etwas weniger ausgeprägt für die Schweiz als Preisnehmerin: Die Schweizer Grosshandelspreise zeigen i.d.R. nicht die eigene Energieknappheit an, sondern diejenige in Deutschland oder Italien.

sind zielgerichtete Massnahmen, welche das Marktgleichgewicht in die gewünschte Richtung (nach unten) bewegen.

Handlungsbedarf am langen Ende

Demgegenüber könnte eine grössere Liquidität bei mittel- und insbesondere auch langfristigen Terminmarktgeschäften es Endverbrauchern ermöglichen, sich der heutigen Volatilität der Spotmärkte zu entziehen. Ebenfalls könnten Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten – diese sind per se langfristiger Natur – besser abgesichert werden. **Die heutigen Terminmärkte bieten Endkunden und Produzenten jedoch nur begrenzte Möglichkeiten, sich langfristig stabile Preise zu sichern.** Insofern sind Massnahmen, welche in der Hinsicht eine Verbesserung bringen, aus ökonomischer Sicht besonders prüfenswert.

3 Diskutierte Einzelmassnahmen

In diesem Kapitel wird eine Liste möglicher Massnahmen auf der Grundlage einer vom BFE bereitgestellten Liste und weiterer Recherchen von Swiss Economics erstellt und beurteilt.

Die Massnahmen, die auf EU-Ebene von besonderer Bedeutung sind, werden in **Kapitel 4** detailliert vorgestellt, während die anderen in **Anhang B** dargestellt werden. Die vollständige Liste der Massnahmen sowie die Bewertung der Wirkungen finden sich im **Abschnitt 3.3**.

3.1 Kategorisierung der Massnahmen

Die Massnahmen werden zunächst kategorisiert in solche die kurzfristig eingeführt werden können und/oder nur temporär gelten sollen (Abschnitt B.1 bis B.5) und jene welche das Marktdesign grundlegend ändern (Abschnitte B.7 bis B.8).

3.1.1 Nach Wirkungsweise

Die Massnahmen lassen sich dann je nach Wirkung in die folgenden Kategorien gliedern:

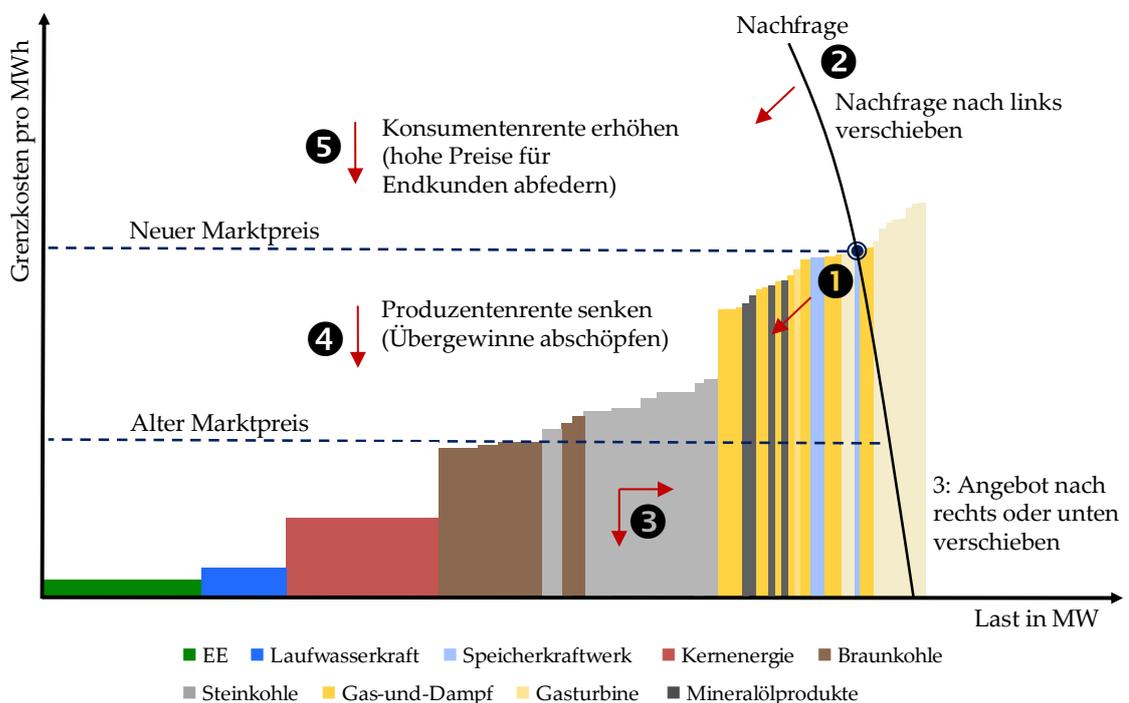
1. **Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus:** Unter diese Kategorie von Massnahmen fallen Eingriffe, welche die Preisfindung aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage beeinflussen sollen. Ein Beispiel ist eine Umstellung des Auktionsformates zu «Pay as Bid». Hierbei ist der Marktpreis (für alle Erzeuger) nicht mehr der marginale Preis, sondern jeder einzelne Erzeuger erhält sein Gebot gemäss Merit vergütet.
2. **Eingriffe in die Nachfrage:** Indem die Nachfrage dauerhaft oder in ausgewählten Stunden gesenkt wird (nach links geschoben), ergibt sich ein tieferer Marktpreis, da dadurch ein günstigeres Kraftwerk zum marginalen, preisbestimmenden Kraftwerk wird.
3. **Eingriffe ins Angebot:** Es wird entweder versucht, das Angebot zu erhöhen (die Merit Order nach rechts zu erweitern), sodass ein günstigeres Kraftwerk zum Grenzkraftwerk wird, oder es werden die Inputkosten der Grenzkraftwerke reduziert. Dabei gilt, dass eine Ausdehnung nach rechts kurzfristig schwieriger sein dürfte, als die Nachfrage zu reduzieren, da bei den aktuell hohen Preisen davon ausgegangen werden kann, dass bereits alle Erzeuger am Markt sind.
4. **Umverteilende Eingriffe – Gewinnabschöpfung:** Bei den umverteilenden Eingriffen soll nicht der Marktpreis als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage direkt beeinflusst werden, sondern die Auswirkungen des Marktergebnis abgemildert werden. Zum einen können dabei Renten, die producentenseitig anfallen, besteuert werden und zur Abfederung der negativen Wirkungen auf der Endkundenseite eingesetzt werden. Im aktuellen Umfeld eines Wirtschaftskrieges mit Fokus auf Energielieferungen werden die producentenseitigen Renten oft als «**Zufallsgewinne**» bzw. «**Windfall Profits**» bezeichnet und als «**Übergewinne**» angesehen. Entsprechend sind verschiedene Bestrebungen im Gang, diese zu besteuern. Im Fokus sind dabei Unternehmen oder Branchen, die

aufgrund von Marktbedingungen, für die sie selbst nicht verantwortlich sind, grosse und unerwartete Gewinne erzielt haben.

5. **Umverteilende Eingriffe – Unterstützung von Endkunden** Zum anderen können Endkunden, welche die hohen Preise zu tragen haben, entlastet werden, entweder durch allgemeine öffentliche Mittel oder durch die Einnahmen aus (4). Aus ökonomischer Sicht handelt es sich bei dieser zweiten Variante um eine Verschiebung von Produzenten- hin zu Konsumentenrente.

Abbildung 4 veranschaulicht die Grundprinzipien der Wirkungen verschiedener Massnahmen nach Kategorie:

Abbildung 4: Grundlegende Wirkungsweisen der Massnahmen



Quelle: Eigene Darstellung

In diesem Bericht werden die Massnahmen daher in die folgenden Kategorien gegliedert:

Kurzfristige Massnahmen:

- Eingriffe in den **Preisbildungsmechanismus** (Abschnitt B.1)
- Eingriffe in die **Nachfrage** (Abschnitt B.2)
- Eingriffe in das **Angebot** (Abschnitt B.3)
- **Umverteilende Eingriffe** (Abschnitt B.4 bis B.6)

Grundlegende Anpassung am Marktdesign:

- Änderungen der Preisfindung (Abschnitt B.7)
- Eingriffe in die Erzeugungsstruktur (Abschnitt B.8)

3.1.2 Nach Herkunft des Vorschlags

Berücksichtigt werden Massnahmen, die von der EU, von einem oder mehreren EU-Mitgliedern oder in der Schweiz umgesetzt oder vorgeschlagen wurden. Die Massnahmen werden mit folgenden Abkürzungen gekennzeichnet:

- **EU:** Eine Massnahme, die vom EU-Rat oder der Kommission diskutiert, vorgeschlagen oder beschlossen wurde.
- **MS:** Eine Massnahme, die von einem oder mehreren Mitgliedstaaten der EU (auf politischer oder akademischer Ebene) vorgeschlagen oder beschlossen wurde.
- **CH:** Eine Massnahme, die in der Schweiz (auf politischer oder akademischer Ebene) vorgeschlagen oder beschlossen wurde.

3.2 Kriterien für die Bewertung der Wirkungen

Bei den relevanten oder sinnvollen Massnahmen bewerten wir die Auswirkungen der Massnahmen in Absprache mit dem BFE anhand der nachfolgend ausgeführten Bewertungskriterien. Diese konzentrieren sich auf die Auswirkungen auf den Markt und Endkunden, mögliche Konsequenzen für den Erzeugungsmix und die Versorgungssicherheit, sowie die ökonomische Effizienz der Massnahme. Die Reihenfolge der Kriterien besagt nichts über die Wichtigkeit des jeweiligen Kriteriums aus.

Marktpreise

Je nach Massnahme kann der Marktpreis im Spotmarkt nicht mehr dem Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage entsprechen. Zudem können sich die gezahlten Preise von Endkunden oder Unternehmen verändern. Wir bewerten eine Massnahme als gut, wenn die Marktpreise weiterhin durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden und die gezahlten Preise von Endkunden sich direkt oder indirekt reduzieren, während die Marktpreise sich nicht erhöhen (●). Wir bewerten eine Massnahme als mittel, wenn Endkundenpreise gesenkt werden, aber die Marktpreise verzerrt oder erhöht sind (●). Wir bewerten eine Massnahme als schlecht, wenn die Marktpreise verzerrt werden, ohne die Endkunden zu entlasten (●).

Umgehungsmöglichkeiten

Produzenten sind nicht gezwungen, den Strom auf einem bestimmten Markt anzubieten und könnten die Massnahme umgehen, beispielsweise, indem sie den Strom exportieren und auf einen anderen Markt ausweichen. Wir bewerten eine Massnahme als gut (●), wenn es wenige bis keine Umgehungsmöglichkeiten gibt, als mittel, wenn es begrenzte Anreize gibt (●) und als schlecht, wenn es signifikante Anreize und Möglichkeiten auszuweichen gibt (●).

Marktliquidität

Wir analysieren, inwieweit der Marktliquidität sinkt oder steigt. Sie kann z.B. zurückgehen, wenn Erzeuger aufgrund der Massnahme ihre Kapazität im Markt insgesamt reduzieren möchten, beispielsweise weil es andere Märkte gibt, auf die ausgewichen werden kann

(siehe: Umgehungsmöglichkeiten), weil es sich nicht mehr lohnt, die volle Kapazität bereitzustellen, oder weil es herausfordernder wird, die eigene Kapazität optimal zu steuern und damit suboptimale Entscheidungen getroffen werden. Zudem berücksichtigen wir, ob die Liquidität in langfristigen Termingeschäften erhöht wird, da dies der Markt mit der geringsten Liquidität im Status Quo ist. Wir beurteilen insbesondere Anreize, die Kapazität (kurzfristig) zu reduzieren oder der Massnahme auszuweichen als schlecht (●). Sollten diese Effekte nicht auftreten, aber auch keine langfristigen Termingeschäfte gefördert werden, bewerten wir die Massnahme als mittel (●). Andernfalls bewerten wir die Massnahme als gut (●).

Notwendige Subventionen der öffentlichen Hand

Wir beurteilen, ob Subventionen für die Angebotsseite (Erzeuger) oder Nachfrageseite (Endkunden) nötig sind. Wenn keine zusätzlichen Subventionen nötig sind, bewerten wir die Massnahme als gut (●). Wenn Subventionen in moderatem Umfang benötigt werden, bewerten wir die Massnahme als mittel (●). Wenn Subventionen im hohen Ausmass notwendig sind, bewerten wir die Massnahme als schlecht (●).

Zu erwartende Anpassungen beim Erzeugungsmix

Die Massnahmen sollten eine Reduktion von Gasverstromung (bzw. Gasverbrauch im Allgemeinen) zur Folge haben, beziehungsweise Anreize diesbezüglich steuern. Zudem können Veränderungen in den angebotenen Kapazitäten zu Änderungen im Erzeugungsmix führen. Die Investitionsanreize für Erzeuger können beispielsweise negativ beeinträchtigt werden. Dies ist insbesondere relevant in Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Wir erachten eine Massnahme als gut (●), wenn es Anreize gibt, in erneuerbare Energien zu investieren oder Gas einzusparen, als mittel (●), wenn keine Anreize entstehen (●), wenn es gegenteilige Anreize für einen oder beide Punkte gibt.

Ökonomische Effizienz

Wir beurteilen, wie zielgerichtet eine Massnahme gestaltet ist. Dabei wird mitberücksichtigt, ob das Ziel der Massnahme die möglichen negativen Auswirkungen überwiegt und z.B. die Massnahme den Marktpreis nicht zu stark verzerrt. Eine gute Massnahme ist zielgenau, stellt sicher, dass Angebot und Nachfrage weiterhin den Marktpreis bestimmen und hat geringe negative Konsequenzen (●). Eine mittelmässige Massnahme hat grössere negative Effekte zur Folge trotz funktionierendem Markt und Zielgenauigkeit (●). Eine schlechte Massnahme ist nicht zielgenau und setzt den Preismechanismus ausser Kraft (●).

Versorgungssicherheit

Umfangreiche Eingriffe in den Markt können zu Veränderungen in angebotenen Kapazitäten führen (siehe: Marktliquidität) und langfristig Investitionsanreize senken. Dies kann die Versorgungssicherheit bedrohen. Wir beurteilen eine Massnahme als mittel, wenn sie die Kapazitäten und Investitionsanreize unbeeinflusst lässt (●) bzw. gut, wenn sie diese verbessert (●). Wenn Kapazitäten und Investitionsanreize gesenkt werden, beurteilen wir die Massnahme als schlecht (●).

Wirksame Umverteilung von «Zufallsgewinnen» zu belasteten Endkunden

Die Veränderungen an Marktpreisen (siehe: Marktpreise) führen zu einer Verschiebung der ökonomischen Renten im Markt. Wir charakterisieren, welche Akteure von der Massnahme profitieren und welche dafür bezahlen. Eine als «wirksam» umverteilende Massnahme reduziert «Übergewinne» von Erzeugern im Markt und lässt diese den Endverbrauchern (zu grossen Teilen) zukommen (●). Massnahmen, die lediglich entweder die Erzeugerrente reduzieren oder zu Verbrauchern umverteilen, werden als mässig wirksam bewertet (●). Eine Massnahme, die, obwohl angezielt, weder «Übergewinne» reduziert noch Endverbraucher entlastet, bewerten wir unwirksam (●). Eine Massnahme, die direkt oder indirekt keine Umverteilung zum Ziel hat, wird hellblau bewertet (●).

Wirkungen auf die Inflation

Die Energiepreise und Gaspreise sind ein wichtiger Treiber der aktuell hohen Inflation in vielen europäischen Ländern. Wir beurteilen eine Massnahme als gut, wenn sie diesen Einfluss reduziert und stark inflationsenkend auf die Preise von Endkunden wirkt (●). Wir bewerten eine Massnahme als mittel, wenn diese die Wirkung auf die Endkundenpreise nur geringfügig senkt (●). Eine schlechte Massnahme hingegen reduziert diese Auswirkung gar nicht (●).

3.3 Ergebnis der Bewertung

Die **Tabelle 1** zeigt die vollständige Liste der Massnahmen, die analysiert wurden, sowie eine zusammenfassende Übersicht über die Wirkungen der Massnahmen entlang der Kriterien gemäss Abschnitt 3.2.

Tabelle 1: Übersicht der Beurteilung der Massnahmen

	Umgehungs- möglichkeiten Marktpreise	Notwendige Subventionen Marktfähigkeit	Erzeugungssicherheit Erzeugungsmix	Wirksame Versorgungssicherheit Effizienz	Inflation	Fazit
Kurzfristige Massnahmen - Eingriffe in die Preisbildung						
EU - Preisobergrenze für alle Gasimporte						
EU - Preisobergrenze auf russischen Gasimporten						
EU - Gemeinsamer Gaseinkauf						
EU - Anpassung der Börsenregeln						
MS - Preisschockdämpfer (RAP)						
MS - Preisobergrenze Endkundertarife						
CH - Regulierte Endkundertarife - Stromversorgungspool für Marktkunden						
Kurzfristige Massnahmen - Reduktion der Nachfrage						
EU - Pflicht zur Senkung des Energiekonsums						
EU - Reduktion der Nachfrage durch Informationskampagnen						
EU - Rationierung von Gas oder Strom						
CH - Handelbare Nutzungsrechte						
Kurzfristige Massnahmen - Angebotsanpassung						
MS - Reduktion Inputkosten fossiler Kraftwerke						
EU - Strategische Reserven öffnen oder erweitern						
CH - Wasserkraftreserve						
Kurzfristige Massnahmen - Entlastung Endkunden						
EU - Bürgschaften und Kredite						
EU - Vorübergehende Senkung der Energiebesteuerung						
MS - Pauschalzahlungen für vulnerable Kundengruppen						
Kurzfristige Massnahmen - Gewinnbesteuerung inkl. Zölle						
EU - Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger						
MS - Steuer auf Übergewinnen / Windfall Profits						
MS - Zölle auf russischen Importen						
Kurzfristige Massnahmen - Umverteilende Massnahmen						
EU - Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden						
CH - Lump-sum Abfederungsfonds für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch						
Grundlegende Anpassung am Marktdesign - Änderungen in der Preisfindung						
EU - Ersatz Grenzkosten Pricing						
MS - Markttrennung zwischen Erzeugern tiefer und hoher Grenzkosten						
MS - Two-way CfDs						
MS - Stromhandel auf physischen Handel beschränken						
MS - Französischer ARENH-Mechanismus						
MS - Langfristige Absicherungsoptionen (Affordability options)						
Grundlegende Anpassung am Marktdesign - Eingriffe in die Erzeugungsstruktur						
EU - Verstärkte Förderung Erneuerbarer						
CH - Pflicht zum Bau von Solarpanels auf Altbauten						

■ Nicht bewertet ■ Schlecht ■ Mittel-Schlecht ■ Mittel ■ Mittel-Gut ■ Gut

Quelle: Eigene Darstellung

Die detaillierte Bewertung der Massnahmen finden sich in **Anhang B**, soweit die Massnahmen nicht als besonders relevant auf EU-Ebene angesehen werden; in diesem Fall wird die Bewertung in **Kapitel 4** dargestellt. Blaue Felder bedeuten, dass die Massnahme als nicht ausreichend relevant eingestuft wurde für eine nähere Beurteilung.

Die «Heatmap» kann wie folgt zusammengefasst werden:

- **Generell gute Eigenschaften** haben Massnahmen, welche die **Nachfrage reduzieren** oder das **Angebot erhöhen**. Soweit sie in der EU eine senkende Wirkung am EOM haben, wirken sie sich i.d.R. direkt und gleichgerichtet in der Schweiz aus, da der Schweizer Marktpreis massgeblich von den Preisen in den Nachbarmärkten abhängt. In der Schweiz selbst ist die Wirkung weniger ausgeprägt, aber gleichwohl vorhanden.
- **Eher kritisch sind Eingriffe in die Preisbildung mit Ausnahme der EU-Einkaufsgemeinschaft auf Gas, des Preisschockdämpfers** (eine automatische Preisobergrenze, die unter bestimmten Bedingungen ausgelöst wird; siehe Abschnitt B.1.6) **und des nationalen Stromversorgungspools für Marktkunden** (ein von der Grundversorgung losgelöster nationaler Pool, dem sich Kunden, die am freien Markt beschaffen, anschliessen können; siehe Abschnitt B.1.7). Der von der EU vorgesehene Cap für Gasimporte ist gut, wenn er im Sinne der Verfasser wirkt, also Gaspreise effektiv senkt, ohne dabei die Versorgung zu gefährden. Wenn die Förderländer als Antwort auf den Cap jedoch ihre Lieferungen einschränken, wird der Nachfrageüberschuss umso grösser, da die tiefen Gaspreise die Knappheit am Markt nicht korrekt abbilden. Die Einkaufsgemeinschaft auf Ebene EU, welche die EU zuletzt vorgeschlagen hat, erachten wir diesbezüglich besser, da wir hier die Versorgungssicherheit weniger stark gefährdet sehen.
- Bei den **umverteilenden Eingriffen** zeigt sich folgendes Bild:
 - Wenn gewünscht, kann eine **Abschöpfung von Gewinnen** sowohl auf inframarginale Stromerzeuger (in der Schweiz v.a. neue Erneuerbare, Laufwasser- und Kernkraft) zielen als auch auf Unternehmen, die mit fossilen Tätigkeiten hohe Gewinne erzielt haben. Eine Erhöhung der Zölle wird demgegenüber verworfen.
 - **Unterstützungen an Endkunden** sollten «Lump-sum» mittels **pauschalisierten Zahlungen** erfolgen, damit die hohen Preise ihre Lenkungswirkung nicht verlieren. Die Unterstützungen sollen den **Fokus auf energieintensive Unternehmen** legen, welche auf Strombezug in kritischer Masse angewiesen sind. Vorzuziehen wären Unterstützungen durch Darlehen, sofern die Liquidität das Problem ist und nicht die Rentabilität – was jedoch gerade bei stromintensiven Unternehmen weniger der Fall sein dürfte. Nicht zu empfehlen sind Senkungen in der Besteuerung von Energieträgern oder Gewinnen.
- Bei den **grundlegenden Massnahmen** sehen wir die Priorität beim **Ausbau der Erzeugung** in der Schweiz. Da die Terminmärkte hier nicht ausreichend Möglichkeiten bieten, sollten ergänzend **langfristige Absicherungsoptionen für Endkunden** sowie **zweiseitige «Contracts for Differences» für neue Erzeugung** geprüft werden, welche möglichst mittels Ausschreibungen zuzuteilen wären. Diese Massnahmen wären bislang verworfenen Modellen gegenüberzustellen (Quotenmodelle, Kapazitätsmärkte, HKN-Modelle). Weitergehende Ausführungen hierzu finden sich in **Kapitel 5**.

Die genannten Einzelmassnahmen schliessen sich in der Regel gegenseitig nicht aus und lassen sich in vielfältiger Weise kombinieren.

4 Besonders relevante EU-Massnahmen

4.1 Massnahmenüberblick auf Ebene EU

Die EU hat bereits verschiedene Massnahmenpakete verabschiedet. Weitere Massnahmen sind in Diskussion. Die wesentlichen Inhalte der Massnahmenpakete werden nachfolgend zusammengefasst und in **Anhang A** genauer beschrieben.¹⁰

Beschlossene Massnahmenpakete vom Oktober 2021 und Frühjahr 2022

In der EU wurde bereits im **Oktober 2021** eine Toolbox an Massnahmen verabschiedet, welche im **Frühling 2022** erweitert wurde.¹¹ In der Toolbox sind unter anderem folgende Massnahmen enthalten (Details vgl. Anhang A.4):

- Eine Möglichkeit der Ausdehnung der **Regulierung der Endverbraucherpreise** für Gas- und Strommärkte (entspricht Massnahme in Abschnitt B.1.7);
- Eine mögliche administrative **Preisobergrenze auf allen Gasimporten** im Falle einer vollständigen Unterbrechung der russischen Gaslieferungen (siehe Massnahme in Abschnitt 4.5.1);
- Ein beschleunigter **Ausbau erneuerbarer Energien** (entspricht Massnahme in Abschnitt B.8.1);
- **Pauschalzahlungen** an vulnerable Haushalte und Haushalte allgemein (entspricht Massnahme in Abschnitt 4.5.7).

Beschlossenes Massnahmenpaket vom September 2022

Am **30. September 2022** hat der EU-Rat auf Vorschlag der EU-Kommission ein weiteres Massnahmenpaket verabschiedet («Notfallmassnahmenverordnung»)¹². Das Paket enthält vor allem die folgenden Massnahmen (Details vgl. Anhang A.3):

- Eine **Pflicht zur Senkung des Energiekonsums** der EU-Mitgliedstaaten (entspricht Massnahme in Abschnitt 4.5.5);
- Eine **Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger** (siehe Abschnitt 4.5.8);
- Einen **Solidaritätsbeitrag für den Sektor der fossilen Brennstoffe** mit der Möglichkeit, die eingenommenen Gelder für **energieintensive Unternehmen** einzusetzen (siehe Abschnitt 4.5.9);
- Eine **Unterstützung von KMU-Endkunden** durch eine Ergänzung der Toolbox (nachfolgend nicht ausgeführt mit Ausnahme der Pauschalzahlungen in Abschnitt 4.5.7) sowie die **Möglichkeit, nicht-kostendeckende regulierte Preise** zu setzen.

¹⁰ Einen Überblick der wichtigsten Massnahmen bietet die EU [hier](#).

¹¹ Siehe [Pressemittlung](#) vom 18. Mai 2022.

¹² Siehe [Pressemittlung](#) vom 30. September 2022; [massgebliche Verordnung](#).

Vorgeschlagenes Massnahmenpaket der Kommission vom 18.10.2022

Am 18. Oktober 2022 veröffentlichte die EU-Kommission einen Vorschlag für eine neue Verordnung.¹³ Der Vorschlag beinhaltet folgende wesentlichen Elemente (Details vgl. Anhang A.2):

- Eine **Bündelung der Gasnachfrage** in der EU mit **gemeinsamer Beschaffung** (siehe Abschnitt 4.5.2);
- **Anpassung der Börsenregeln** (siehe Massnahmen in Abschnitt 4.5.3):
 - Die Einführung von «**Circuit Breakers**», um eine exzessive Preisvolatilität zu vermeiden und extreme Preisspitzen von Energiederivaten zu verhindern;
 - Die Veröffentlichung eines neuen **Referenzwerts für Flüssiggaslieferungen** (LNG) durch ACER gestützt auf neue, **umfassende Reportingpflichten** für Einzel-Transaktionsdaten der Marktteilnehmer;
- Die Einführung eines befristeten «**dynamischen Marktkorrekturmechanismus**» für Erdgastransaktionen am wichtigsten Gashandelsplatz TTF (vgl. «befristeter dynamischer Preiskorridor» weiter unten);
- Im Falle eines ausgerufenen Gasnotstands direkt anwendbare und standardmässige **Solidaritätsregelungen zwischen den Mitgliedstaaten zur Lösung von Versorgungsengpässen**, da nicht zwischen allen EU-Mitgliedstaaten ähnlich gelagerte Solidaritätsabkommen bestehen (entspricht Massnahme in Abschnitt B.2.3);
- Die Mitgliedstaaten können während der Dauer der Verordnung, insbesondere auch wenn eine der Krisenstufen der EU oder ein Unionsalarm ausgelöst wird, neu auch den **nicht wesentlichen Verbrauch «geschützter Kunden», nicht aber «schutzbedürftiger Verbraucher verringern** (entspricht Massnahme in Abschnitt 4.5.5, Details vgl. Anhang A.2).

Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 21.10.2022

Am 21. Oktober 2022 hat der Europäische Rat **Schlussfolgerungen** zu den Themen Ukraine/Russland, kritische Infrastruktur, Energie und Wirtschaft sowie Aussenbeziehungen angenommen (Details vgl. Anhang A.1).¹⁴ Der Europäische Rat folgt den EU-Kommissionsvorschlägen vom 18. Oktober weitgehend. **Wesentliche Unterschiede** sind:

- Der Marktkorrekturmechanismus wird präzisiert zu einem **befristeten dynamischen Preiskorridor** für Erdgasgeschäfte, um Phasen exzessiver Gaspreise unmittelbar zu begrenzen (noch unklar, wie diese Massnahme genau umgesetzt würde insbesondere bezüglich der Höhe des Korridors). Der Vorschlag zielt im Wesentlichen darauf, die zulässigen Gas-Handelspreise an der wichtigsten EU-Börse TTF preislich einzuschränken

¹³ Siehe den [Vorschlag für eine Verordnung des Rates](#) vom 18.10.2022 («Mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, den grenzüberschreitenden Austausch von Gas und zuverlässige Preis-Referenzwerte»).

¹⁴ Siehe die [Schlussfolgerungen der Tagung des Europäischen Rates](#) vom 20/21. Oktober 2022.

und andere Hubs daran zu koppeln, ohne das OTC-Geschäfte davon betroffen sein sollen (mehr Details vgl. Anhang A.1). Falls der Korridor tief zu liegen kommt, stufen wir dessen Wirkung ähnlich ein wie diejenige des Price Caps auf Importe (vgl. 4.5.1). Falls er sehr hoch festgelegt wird, beurteilen wird die Wirkung analog zur Anpassung der Börsenregeln in Abschnitt 4.5.3;

- Einen befristeten EU-Rahmen zur **Begrenzung des Preises von zur Stromerzeugung genutztem Gas**, einschliesslich einer Kosten-Nutzen-Analyse (entspricht der iberischen Massnahme in Abschnitt 4.5.4);

Erleichterung der Beihilferegeln durch die EU-Kommission am 28.10.2022

Am 28. Oktober 2022 hat die Europäische Kommission zudem eine Änderung des bestehenden befristeten Krisenrahmens für staatliche Beihilfen angenommen und damit die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten erhöht, Unternehmen zu unterstützen:¹⁵

- **Verlängerung** der bereits vorgesehenen Massnahmen bis **Ende 2023**;
- Anhebung der Höchstbeträge für Beihilfen auf bis zu EUR 2 Mio.;
- **Erhöhung der Flexibilität für Liquiditätshilfen** im Zusammenhang mit Margin-Calls an Terminbörsen (analog zum Schweizer Rettungsschirm für Axpo);
- **Erweiterung der Unterstützungsmöglichkeiten für Unternehmen** (unter bestimmten Bedingungen);
- Einführung neuer Massnahmen zur **Förderung der Senkung der Stromnachfrage**;
- Präzisierung der Kriterien für die Prüfung von **Rekapitalisierungsmassnahmen**.

Kommissionsvorschlag zum beschleunigten Ausbau Erneuerbarer vom 09.11.2022

Die Kommission schlägt neue, befristete und gezielte Massnahmen für einen **beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energiequellen** vor, die ihre laufenden Arbeiten im Rahmen des «Green Deals» und ihre Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise ergänzen.¹⁶

Generell wird Kraftwerken zur Erzeugung erneuerbarer Energie inklusive zugehörige Netz- und Speicherelemente der Status eines **überwiegenden öffentlichen Interesses** eingeräumt («Overriding Public Interest»). Überdies sieht der Vorschlag vor, für folgende Anlagen **eine sofortige Vereinfachung und Beschleunigung der Genehmigungserteilung** zu erzielen:

- Solaranlagen auf künstlichen Strukturen;
- Repowering (Verstärkung) von Kraftwerken erneuerbarer Erzeugung;
- Wärmepumpen.

¹⁵ Siehe der [Mitteilung der Kommission](#) vom 28.10.2022 («Befristeter Krisenrahmen für staatliche Beihilfen zur Stützung der Wirtschaft infolge der Aggression Russlands gegen die Ukraine»).

¹⁶ Siehe [Vorschlag für eine Verordnung des Rates zur Festlegung eines Rahmens für die beschleunigte Einführung erneuerbarer Energien](#) vom 09.11.2022.

4.2 Ausgewählte Massnahmen

Tabelle 2: Überblick über den Umsetzungsstand und Relevanz in der EU

		In der Schweiz bereits umgesetzt	In EU-Mitgliedstaaten beschlossen	In der Schweiz bereits umgesetzt In EU-Mitgliedstaaten beschlossen EU wahrscheinlich EU beschlossen Wünschbarkeit	
Kurzfristige Massnahmen - Eingriffe in die Preisbildung					
EU - Preisobergrenze für alle Gasimporte	Mittel	x (✓)	x	x	x
EU - Preisobergrenze auf russischen Gasimporten	Nicht bewertet	x	x	x	x
EU - Gemeinsamer Gaseinkauf	Mittel-Gut	x	✓	x	x
EU - Anpassung der Börsenregeln	Mittel-Gut	✓		✓	x
MS - Preisschockdämpfer (RAP)	Mittel	x	x	x	x
MS - Preisobergrenze Endkumentarife	Mittel-Schlecht	(✓)	x	✓	x
CH - Regulierte Endkumentarife - Stromversorgungspool für Marktkunden	Mittel-Gut	(✓)		(✓)	(✓)
Kurzfristige Massnahmen - Reduktion der Nachfrage					
EU - Pflicht zur Senkung des Energiekonsums	Mittel-Gut	✓		✓	x
EU - Reduktion der Nachfrage durch Informationskampagnen	Mittel-Gut	✓		✓	✓
EU - Rationierung von Gas oder Strom	Mittel-Gut	✓		✓	x
CH - Handelbare Nutzungsrechte	Mittel-Gut	x	x	x	✓
Kurzfristige Massnahmen - Angebotsanpassung					
MS - Reduktion Inputkosten fossiler Kraftwerke	Mittel-Schlecht	x	(✓)	✓	x
EU - Strategische Reserven öffnen oder erweitern	Mittel-Gut	x	x	✓	✓
CH - Wasserkraftreserve	Mittel-Gut	x	x	x	✓
Kurzfristige Massnahmen - Gewinnbesteuerung inkl. Zölle					
EU - Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger	Mittel-Gut	✓		(✓)	x
MS - Steuer auf Übergewinnen / Windfall Profits	Mittel	(✓)	x	✓	x
MS - Zölle auf russischen Importen	Nicht bewertet	x	x	x	x
Kurzfristige Massnahmen - Entlastung Endkunden					
EU - Bürgschaften und Kredite	Mittel-Gut	(✓)	x	✓	x
EU - Vorübergehende Senkung der Energiebesteuerung	Mittel-Schlecht	x	x	✓	x
MS - Pauschalzahlungen für vulnerable Kundengruppen	Mittel-Gut	(✓)	x	✓	x
Kurzfristige Massnahmen - Umverteilende Massnahmen					
EU - Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden	Mittel	✓		(✓)	x
CH - Lump-sum Abfederungsfonds für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch	Mittel-Gut	x	x	x	x
Grundlegende Anpassung am Marktdesign - Änderungen in der Preisfindung					
EU - Ersatz Grenzkosten Pricing	Mittel-Schlecht	x	x	x	x
MS - Markttrennung zwischen Erzeugern tiefer und hoher Grenzkosten	Mittel-Schlecht	x	x	✓	x
MS - Two-way CfDs	Mittel-Gut	x	x	✓	x
MS - Stromhandel auf physischen Handel beschränken	Nicht bewertet	x	x	x	x
MS - Französischer ARENH-Mechanismus	Nicht bewertet	x	x	✓	x
MS - Langfristige Absicherungsoptionen (Affordability options)	Mittel-Gut	x	x	x	x
Grundlegende Anpassung am Marktdesign - Eingriffe in die Erzeugungsstruktur					
EU - Verstärkte Förderung Erneuerbarer	Mittel-Gut	✓		✓	✓
CH - Pflicht zum Bau von Solarpanels auf Altbauten	Nicht bewertet	x	x	x	x

■ Nicht bewertet
 ■ Schlecht
 ■ Mittel-Schlecht
 ■ Mittel
 ■ Mittel-Gut
 ■ Gut
■ Besonders relevante Massnahmen der EU bzw. in Mitgliedstaaten

Hinweis: In der viertletzten Spalte bedeuten Haken in Klammern, dass die EU den Mitgliedern die Möglichkeit gibt, die Massnahme umzusetzen, dies aber den Mitgliedstaaten überlassen ist.

Quelle: Eigene Darstellung

Die **Tabelle 2** zeigt für jede Massnahme, ob die Massnahme gemäss der Einschätzung in Kapitel 3 wünschenswert ist oder nicht, ob sie von der EU bereits beschlossen wurde oder wahrscheinlich beschlossen wird, ob sie in einem EU-Mitgliedstaat bereits vorgesehen wurde und ob sie in der Schweiz bereits umgesetzt ist.

In den folgenden Abschnitten liegt der **Fokus auf den relevanten EU-Massnahmen, welche die Schweiz noch nicht umgesetzt hat**. Dabei handelt es sich um die folgenden Massnahmen, die in den letzten Spalten **blau** hervorgehoben sind (eingehendere Beschreibung bei der Besprechung der Massnahmen weiter unten):

- Preisobergrenze auf alle Gasimporte
- Gemeinsamer Gaseinkauf
- Anpassung der Börsenregeln
- Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke («Spanish & Portuguese measure»)
- Pflicht zur Senkung des Energiekonsums
- Bürgschaften und Kredite
- Pauschalzahlungen
- Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger
- Steuer auf «Übergewinnen» (Windfall Profits) bzw. Solidaritätsabgabe von fossilen Tätigkeiten – einnahmeseitig sind die beiden Massnahmen weitgehend deckungsgleich

4.3 Bewertungsumfang und -kriterien

Bewertungsumfang

Für die aufgeführten Massnahmen werden **Einschätzungen** vorgenommen betreffend

- der technischen oder rechtlichen Notwendigkeit einer Umsetzung in der Schweiz;
- der **allgemeinen Wirkung** bzw. Wünschbarkeit der Massnahme;
- der direkten Auswirkungen auf die Schweiz, wenn zunächst nur die EU die Massnahme umsetzt;
- der zusätzlichen Auswirkungen auf die Schweiz, wenn auch die Schweiz die Massnahme umsetzt;
- der Grössenordnung des notwendigen **operativen Umsetzungsaufwands** in der Schweiz (wobei mögliche Eckwerte der Massnahme erst in Kapitel 5 definiert werden).

Bewertungskriterien

Die Kriterien und der Farbcode, der nachfolgend verwendet wird, sind in den nächsten Abschnitten aufgeführt.

- **Allgemeine Auswirkungen:** Die Kriterien und Farbcodes für die allgemeine Bewertung wurden bereits in **Abschnitt 3.2** vorgestellt.
- **Auswirkungen auf die Schweiz:** Bei der Zusammenfassung der Wirkungen, wenn nur die EU die Massnahme umsetzt bzw. wenn auch die Schweiz die Massnahme umsetzt, gilt getrennt folgender Farbcode:
 - Klar positive Auswirkung auf die Schweiz
 - Eher positive Auswirkung auf die Schweiz
 - Keine Auswirkung auf die Schweiz
 - Eher negative Auswirkung auf die Schweiz
 - Klar negative Auswirkung auf die Schweiz
- **Operativer Umsetzungsaufwand:** Es gilt der folgende Farbcode:
 - Kein oder sehr geringer Umsetzungsaufwand für die Schweiz
 - Begrenzter Umsetzungsaufwand für die Schweiz
 - Hoher Umsetzungsaufwand für die Schweiz

Beim operativen Umsetzungsaufwand wird lediglich der grobe Umsetzungsbedarf abgeschätzt, eine mögliche konkrete Umsetzung folgt später in Kapitel 5.

4.4 Technische oder rechtliche Notwendigkeit einer Umsetzung

Technische Notwendigkeit

Für die genannten Massnahmen sehen wir im Allgemeinen **keine technische Notwendigkeit**, diese in der Schweiz umzusetzen, wobei jedoch de facto zwei Massnahmen automatisch in der Schweiz gelten:

- Die Schweiz verfügt über keinen eigenständigen Gasmarkt, insofern sind Schweizer Händler direkt von der Preisobergrenze auf EU-Gasimporten sowie dem gemeinsamen Gaseinkauf betroffen.
- Eine Anpassung der Börsenregeln (4.5.3) würde automatisch gelten, da die Schweizer Strombörse nicht eigenständig, sondern Teil der EPEX in Paris ist und, i.d.R. auf Fach-ebene, aufgrund von Arbitragemöglichkeiten eine analoge Handhabung vereinbart wird.

Rechtliche Notwendigkeit

Die Schweiz ist im Energiemarkt **keine Verpflichtung** eingegangen, welche sie dazu zwingen würde, eine der Massnahmen umzusetzen.

4.5 Diskussion der Massnahmen

4.5.1 Preisobergrenze auf alle Gasimporte

Beschreibung

Die Idee einer EU-weiten Preisobergrenze für Gas-Importe war von der EU-Kommission vorgeschlagen worden, hat jüngst aber wieder an Zugkraft verloren.

Italien, Belgien, Griechenland, Schweden und Polen gehören zu den Befürwortern der Initiative. Deutschland als grösster Gasverbraucher in der EU ist nach wie vor dagegen, da es glaubt, dass die Massnahme die Lieferanten (Pipeline-Gas und LNG-Lieferanten) abschrecken und die Versorgungssicherheit in der EU gefährden könnte. Aus Sicht Deutschlands soll denn eine allfällige Obergrenze auch deutlich über dem Weltmarktpreis für LNG liegen.

Allgemeine Bewertung

Abbildung 5 zeigt die grundlegende Wirkungsweise der Massnahme. Da unklar ist, wie Förderländer auf die Massnahme reagieren würden – weniger Lieferungen oder Akzeptanz der tieferen Preise – werden zwei Szenarien dargestellt.

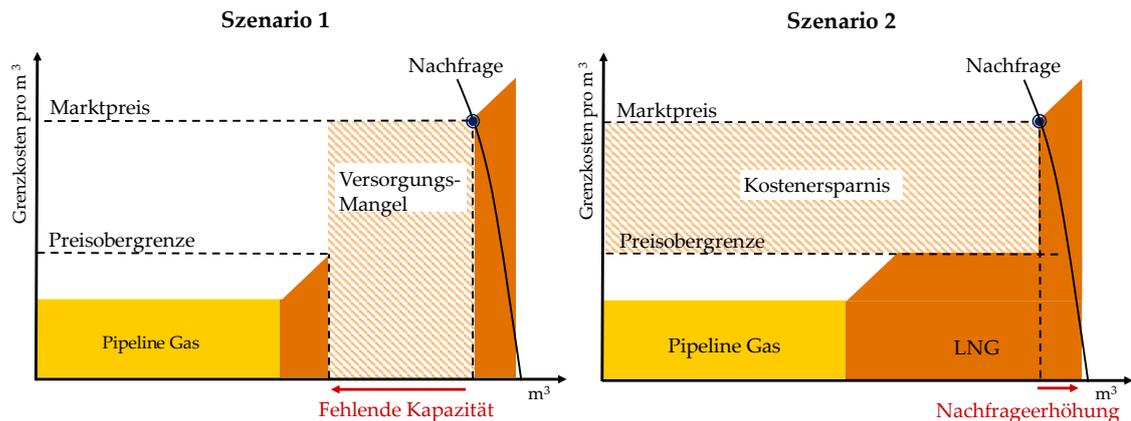
- In **Szenario 1** kommt es zu einer Unterversorgung mit Gas, was zu einem Strommangel führen würde. In dem Fall müssten teurere Kraftwerke (z.B. auf Basis Mineralöl, vgl. Abbildung 3) die Lücke schliessen, was die Marktpreise noch erhöhen könnte.
- In **Szenario 2** wirkt der Cap wie gewünscht und die marginalen Gaskraftwerke können dank dem Cap zu geringeren Preisen Gas beziehen. Soweit sie die marginalen Kraftwerke bleiben, würde der Marktpreis im Vergleich zu vorher sinken. In diesem Fall würden die Endkundenpreise erfolgreich reduziert, indem die EU ihr implizit geschaffenes Monopson¹⁷ gegenüber der oligopolistischen Marktstruktur der Gas-Förderer¹⁸ erfolgreich in tiefere Importpreise umsetzen würde.

Aus der Abbildung wird aber auch offensichtlich, dass die deutsche Forderung, wonach ein Cap über dem Weltmarktpreis von LNG liegen müsste, nicht wirksam wäre bzw. nur insoweit, als für die EU-Zone von den Lieferanten Preise über dem Weltmarktpreis durchgesetzt werden.

Nachfolgend wird die Massnahme jeweils zweigeteilt für Szenario 1 und 2 bewertet.

¹⁷ Ein Monopson ist ein Monopol auf der Nachfrageseite – dieses wird durch die Bündelung erzielt.

¹⁸ Ein Oligopol bezeichnet verhältnismässig wenige Anbieter auf der Angebotsseite.

Abbildung 5: Auswirkungen einer allgemeinen Preisobergrenze auf den Gasmarkt


Quelle: Eigene Darstellung

- **Marktpreise** ● für Szenario 1 bzw. ● für Szenario 2: Der Preismechanismus und Marktpreis im Strommarkt bleiben unbeeinträchtigt, die Wirkung hängt vom eintretenden Szenario 1 oder 2 ab.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ● bzw. ●: Da diese Massnahme auf alle Gasimporte gelten soll, gibt es innerhalb der EU keine Möglichkeiten für Erzeuger und Importeure auszuweichen. Jedoch besteht die Möglichkeit für die Förderländer, den Markt insgesamt zu meiden und so Gas auf anderen Weltmärkten abzusetzen.
- **Marktliquidität** ● bzw. ●: Die mögliche Reduktion von Gasimporten in Szenario 1 würde zu weniger verfügbarerer Kapazität von Gaskraftwerken führen.
- **Notwendige Subventionen** ● bzw. ●: Verbraucher werden in Szenario 2 entlastet und «Übergewinne» reduziert. Erzeuger müssten nicht subventioniert werden. In Szenario 1 dürften sich die Lage demgegenüber noch verschärfen.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: In Szenario 2 sinken die Investitionsanreize für inframarginale Kraftwerke und der niedrigere Gaspreis erhöht die Anreize, Gas zu verbrauchen. In Szenario 1 ist dies umgekehrt, jedoch kommen kurzfristig potenziell noch schädlichere Erzeugungstechnologien zum Einsatz.
- **Ökonomische Effizienz** ● bzw. ●: Marktpreise und «Übergewinne» werden in Szenario 2 erfolgreich reduziert und an Endverbraucher umverteilt. Aber die möglichen negativen Auswirkungen eines stark eingeschränkten Gasimports sind in Szenario 1 signifikant.
- **Versorgungssicherheit** ●: Es besteht ein signifikantes Risiko, dass es zu einer Unterversorgung von Gas kommt und die Nachfrage nach Strom nicht mehr gedeckt werden kann (Szenario 1). Aktuell noch stattfindende Lieferungen aus Russland, so noch vorhanden, könnten eingestellt werden. Zudem gibt es Indizien für eine indirekte Einfuhr von russischen Rohstoffen in den europäischen Markt über Drittstaaten. Dies könnte unprofitabel werden bei einer Preisobergrenze. Schliesslich sind die Anreize für Investitionen in inframarginalen Kraftwerken bei einer erfolgreichen Umsetzung (Szenario 2) tiefer.

- **Wirksame Umverteilung** ● bzw. ●: Die Senkung der Gaspreise und damit Marktpreise führt in Szenario 2 zu einer impliziten Umverteilung von Erzeugern zu Endverbrauchern und Reduktion des «Übergewinns».
- **Wirkungen auf die Inflation** ● bzw. ●: Die Preisobergrenze führt zumindest in Szenario 2 dazu, dass sich die hohe Rohstoffpreise nicht mehr (vollständig) in Strompreisen und Endverbraucherpreisen niederschlagen.

Fazit ◆: Bei der Massnahme besteht die Gefahr einer Gasmangellage (Szenario 1), was zu negativen Auswirkungen führen würde. Sofern die EU erfolgreich ihre Marktmacht ausnutzen kann, wäre die Massnahme, mit Ausnahme der Wirkung auf die Versorgungssicherheit, als gut zu betrachten (Szenario 2). Die Unsicherheit bezüglich der Wirkung trübt die Beurteilung der Massnahme stark ein.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ● oder ●

Die Schweiz bezieht ihr Gas vor allem auf den Märkten im benachbarten europäischen Umland, insbesondere Frankreich, Deutschland, die Niederlande und Italien. Somit wirken sich die Effekte einer Preisobergrenze der EU unmittelbar, ggf. mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung, auch auf die Gasbezugspreise der Schweizer Importeure aus.

Da Gaskraftwerke zudem eine wichtige Rolle im europäischen Strommarkt spielen, hätte die Preisobergrenze auch einen Effekt auf den Marktpreis für Strom in Europa und in der Schweiz.

In **Szenario 1** kommt es zu einer Versorgungskrise mit Gas, da Förderländer zur gewählten Preisobergrenze nicht ausreichend Gas nach Europa liefern. Dies würde auch für die Schweiz bedeuten, dass nicht ausreichend Gas auf den europäischen Märkten eingekauft werden kann und der Marktpreis steigen wird. Es wäre zwar denkbar, dass die Schweiz ausreichend hohe Preise zahlen könnte, um ihren eigenen Bedarf voll zu decken, aber es scheint politisch wenig realistisch, dass das jeweilige Nachbarland die eigene Versorgung nicht decken kann und trotzdem zulässt, dass die volle nachgefragte Menge der Schweiz geliefert wird. Somit wäre auch die Versorgungssicherheit der Schweiz gefährdet.

Die Versorgungskrise würde ausserdem den Marktpreis für Strom erhöhen: Gas ist knapper und noch teurer als zuvor, Gaskraftwerke werden aber regelmässig benötigt, um die Stromnachfrage zu decken. Daher steigt der Strompreis (auch für die Schweiz). Zudem kann es zu einer Strommangellage kommen, wenn die Gaskraftwerke nicht ausreichend Strom produzieren können.

In **Szenario 2** akzeptieren die Förderländer den reduzierten Preis und es entsteht keine Versorgungskrise in europäischen Nachbarländern. In diesem Fall würde die Schweiz von der Preisobergrenze profitieren, da sie zu den reduzierten Marktpreisen Gas einkaufen kann.

Darüber hinaus könnten Gaskraftwerke zu reduzierten Kosten Strom produzieren, was den Marktpreis im Durchschnitt senkt. Auch hier würde die Schweiz profitieren.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Da die Massnahme bereits unmittelbar wirkt, spielt es keine Rolle, ob die Schweiz die Massnahme ebenfalls umsetzt, da sie in jedem Fall gleichermassen betroffen ist.

Dies gilt jedoch nicht für den Fall, dass die Schweiz für Importe *an der Schweizer Grenze* einen Cap ansetzt. Ein so umgesetzter Cap würde die obigen Wirkungen auf den Schweizer Gasmarkt begrenzen, da die Schweiz über keine relevanten Gaskraftwerke verfügt. Es würde also zu einer Unterversorgung mit Gas oder zu tieferen Gaspreisen kommen, je nach Reaktion der Händler in der EU. Eine solche Umsetzung wird vorliegend ausgeschlossen.

Umsetzungsaufwand ●

Wie oben beschrieben, würde die Einführung einer EU-weiten Preisobergrenze auf Gasimporten bereits direkt in der Schweiz wirken, weshalb sich eine Umsetzung erübrigt.

4.5.2 Gemeinsamer Gaseinkauf

Beschreibung

Die EU-Kommission hat am 18.10.2022 vorgeschlagen, die Nachfrage nach Gas in der EU zu bündeln und Gas gemeinsam zu beschaffen. Ziel ist es, bessere Preise auszuhandeln und das Risiko zu verringern, dass sich die Mitgliedstaaten auf dem Weltmarkt gegenseitig überbieten, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der gesamten EU.¹⁹

Konkret soll ein Dienstleister damit beauftragt werden, die Gasnachfrage auf Ebene EU zu bündeln, den Bedarf an Gasimporten zusammenzuführen und auf dem Markt nach Angeboten zu suchen, die der Nachfrage entsprechen. Die EU-Kommission schlägt eine verpflichtende Beteiligung der Unternehmen in den Mitgliedstaaten an der EU-weiten Nachfragebündelung vor, dabei sollen Volumen von mindestens 15% der Einspeicherungsziele der Mitgliedstaaten über den Mechanismus beschafft werden.²⁰ Den Unternehmen wäre es gestattet, im Einklang mit den EU-Wettbewerbsvorschriften ein europäisches Gasbeschaffungskonsortium zu bilden. Die gemeinsame Beschaffung soll kleineren Mitgliedstaaten und insbesondere kleineren Unternehmen, die sich als Käufer in einer schwächeren Position befinden, ermöglichen, bessere Bedingungen für Gaslieferungen auszuhandeln. Ziel ist es, spätestens im Frühjahr 2023 hiermit zu starten.

Die Schweiz hat im Juni die Einrichtung einer physischen Gasreserve in Gasspeichern der Nachbarländer beschlossen, die 15% (rund 6 TWh) des jährlichen Gasverbrauchs der

¹⁹ Siehe [Vorschlag für eine Verordnung des Rates](#).

²⁰ «Da die Befüllung der Speicher so wichtig ist, müssten die Mitgliedstaaten vorschreiben, dass Mengen, die mindestens 15% (etwa 13.5 Mrd. m³ für die gesamte EU) ihrer Anforderungen für die Befüllung der Speicher für das nächste Jahr entsprechen, von ihren Unternehmen bei der Nachfragebündelung einbezogen werden.»

Schweiz abdecken soll.²¹ Es handelt sich hierbei mehr um eine strategische Reserve, vgl. Massnahme im Abschnitt B.3.2.

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Massnahme soll verhindern, dass sich die EU-Mitglieder gegenseitig auf den globalen Märkten überbieten. Der gemeinsame Gaseinkauf soll eine starke Nachfragemacht erzeugen und die Wahrscheinlichkeit erhöhen, bessere Preise zu erzielen – im Idealfall könnte die gesamte Produzentenrente abgeschöpft werden («Preisdiskriminierung ersten Grades»²²). Sofern die marginalen Gaskraftwerke dank des gemeinsamen Gaseinkaufs Gas zu niedrigeren Preisen beziehen können und sie die marginalen Kraftwerke bleiben, würden die Strom-Grosshandelspreise im Vergleich zu vorher sinken.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Die gemeinsame Beschaffung von Gas kann zwar den Anreiz für Gaslieferanten aus Förderländern verringern, Gas in die EU zu verkaufen, da jedoch kein fixer Preis vorgegeben ist, sollte eine Verhandlungslösung gefunden werden können. Den Unternehmen steht es bis zu einem gewissen Grad frei, weiterhin eigenständig Gas zu beschaffen. Dies kann Förderländer Möglichkeiten bieten, die Beschaffungsorganisation zu umgehen.

Marktliquidität ●: Es besteht das Risiko bei erfolgreicher Senkung der Preise, dass Unternehmen alle über den Dienstleister Gas beziehen möchten und somit die Liquidität im Gasmarkt stark abnimmt. Die Marktliquidität auf dem Strommarkt sollte jedoch nicht beeinträchtigt werden.

- **Notwendige Subventionen** ●: Sofern es gelingt, tiefere Preise durchzusetzen, resultieren im Gas- und Strommarkt tiefere Preise, sodass der Subventionsbedarf sinkt.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Sinkende Gaspreise würden die Anreize zum Gasverbrauch erhöhen. Ausserdem würden bei einem Rückgang des Marktpreises die Investitionsanreize für inframarginale Kraftwerke sinken.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Tiefere Marktpreise senken die «Übergewinne». Sofern das entstehende Monopson einem oligopolistisch organisierten Weltmarkt gegenübersteht, kann ein effizienteres Marktergebnis resultieren, das näher an den wahren Kosten der Gasförderer liegt.
- **Versorgungssicherheit** ●: Die Einkaufsorganisation ist bei den Verhandlungen preislich flexibel, insofern kann davon ausgegangen werden, dass ausreichend Gas beschafft und die Versorgungssicherheit mit Gas nicht beeinträchtigt wird. Voraussetzung ist, dass die Einkaufsorganisation von der Gegenseite akzeptiert wird. Aufgrund der tieferen Preise hätten Mitgliedstaaten weniger Anreize, ihre Energieversorgung

²¹ Siehe [Medienmitteilungen des Bundesrats](#) vom 29.06.2022.

²² Da auch andere Weltregionen Abnehmer sind, ist dies nur bedingt möglich.

stärker zu diversifizieren und damit ihre Abhängigkeit von einzelnen Energiequellen, Importländern und Transportwegen zu verringern.

- **Wirksame Umverteilung ●:** Die Senkung der Gaspreise und damit der Marktpreise führt zu einer impliziten Umverteilung von Erzeugern zu Endverbrauchern und Reduktion des «Übergewinns». Denkbar ist es auch, dass die Einkaufsorganisation eine Preisdiskriminierung durchsetzen kann, wodurch ein Grossteil der Produzentenrente abgeschöpft werden könnte. Unklar ist, wie bei Erfolg die tieferen Preise in der Einkaufsgemeinschaft weitergegeben werden. Falls die zu einem Durchschnittspreis geschieht, werden die grösseren Händler im Vergleich zu den kleineren relativ gesehen ggf. benachteiligt.
- **Wirkungen auf die Inflation ●:** Sinkende Gas- und nachgelagerte Strompreise würden Inflationsdruck dämpfen.

Fazit ◆: Wir gehen davon aus, dass durch den EU-weit gebündelten Gaseinkauf eine Marktmacht entsteht, die zumindest teilweise in tiefere Einkaufspreise umgesetzt werden kann. Es besteht jedoch ein gewisses Risiko, dass sich die Gaslieferanten anderen Märkten zuwenden, z.B. weil die Einkaufsorganisation von der Gegenseite nicht akzeptiert wird oder zu tiefe Preise fordert. Dies könnte die Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Im Vergleich zum Price-Cap auf Gasimporten ist jedoch das Risiko viel geringer, da die Einkaufsorganisation preisliche Flexibilität hat.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Es entsteht eine Wirkung analog zu Szenario 2 in Abschnitt 4.5.1.

Die Schweiz ist ein Preisnehmer und bezieht ihr Gas hauptsächlich aus den Nachbarländern. Wenn es gelingt, durch den gebündelten Gaseinkauf niedrigere Preise zu erzielen, dürfte die Schweiz hiervon profitieren können. Die Schweizer Importeure und deren Lieferanten könnten Gas an den europäischen Börsen zu einem tendenziell niedrigeren Preis einkaufen.²³ Wichtiger noch würden niedrigere Gaspreise die Strom-Grosshandelspreise in Deutschland und Italien senken, was entsprechend den Schweizer Grosshandelspreis reduzieren würde.

Falls die Einkaufsgemeinschaft ihrerseits ihre Marktmacht gegenüber Schweizer Abnehmern – so diese sich überhaupt direkt bei der Einkaufsgemeinschaft eindecken – ausspielen sollte, würden die obigen Vorteile zumindest teilweise wegfallen. Da der Schweizer Gasverbrauch unter 1% der Gasnachfrage der EU liegt, sich Marktteilnehmer oft über europäische Marktplätze eindecken und gleichzeitig die Möglichkeit des Transits durch die Schweiz auch ein Vorteil für die EU darstellt, sehen wir hierfür ein geringes Risiko.

²³ Unter der Annahme, dass die Nachfrage der Schweizer Händler implizit in der Einkaufsbündelung der EU enthalten ist, da sie Gas direkt von ihren Lieferanten in der EU kaufen.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Da die Massnahme bereits unmittelbar wirkt, spielt es auch hier keine Rolle, ob die Schweiz die Massnahme ebenfalls umsetzt, da sie in jedem Fall gleichermassen betroffen ist.

Die Schweiz hat bereits beschlossen, 15% ihres jährlichen Gasverbrauchs in Gasspeichern in den Nachbarländern zu sichern (vgl. Massnahme B.3.2). Sie könnte versuchen, eine Einkaufsgemeinschaft beim Import des Gases aus der EU zu bilden, also die Schweizer Nachfrage nach dem Vorbild der EU zu bündeln, um ihre Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen (eine offizielle Schweizer Beteiligung an der EU-Bündelung scheint ausgeschlossen, da Drittstaaten hierbei nicht zugelassen sind). Dies würde sich analog Abschnitt 4.5.1. v.a. auf die Schweizer Gaspreise und ggf. Verfügbarkeit auswirken, mangels relevanter Gaskraftwerke in der Schweiz aber nicht auf dem Strommarkt übertragen. Unter normalen Umständen gehen wir von eher vernachlässigbaren Wirkungen aus.

Umsetzungsaufwand ●

Sollte die EU der Schweiz Gas-Lieferungen nur zu einem sehr hohen Preis überlassen wollen, müsste sich die Schweiz die Bildung einer eigenen Einkaufsgemeinschaft überlegen, um dem Liefermonopol wiederum ein Einkaufsmonopson gegenüberzustellen. Aufgrund der Transite durch die Schweiz, die auch der EU zugutekommen, gehen wir nicht von einem solchen Szenario aus und bewerten den Umsetzungsaufwand nicht.

4.5.3 Anpassung der Börsenregeln

Beschreibung

Auf Ebene EU sind technische Massnahmen bereits umgesetzt oder vorgeschlagen, welche Preisausschläge an den europäischen Börsen verringern sollen. Dazu gehören die folgenden Massnahmen:

- **Aussetzung Preisobergrenzen-Automatismus:** Die europäischen Spotmärkte für Strom verfügen über einen automatischen Mechanismus zur Anpassung der möglichen Höchstpreise. Wenn die Preise in einer Zone 60 % des Höchstpreises erreichen, löst dies nach der Methode des Harmonisierten Höchst- und Mindestverrechnungspreises (HMMCP) fünf Wochen später eine Erhöhung der Höchstpreisgrenze um 1'000 EUR/MWh aus.²⁴ Diskussionen zur Anpassung des Mechanismus sind im Gange.
- **Mechanismus zur Begrenzung der Tagesvolatilität («Circuit breaker»):** Ein neuer, temporärer Mechanismus soll eine exzessive Preisvolatilität vermeiden und extreme Preisspitzen auf den Märkten für Energiederivate (Strom- und Gasmärkte) verhindern. Ein solcher Mechanismus soll die Energieversorger in der EU vor grossen untertägigen

²⁴ Siehe z.B. die [Pressemitteilung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden](#) vom 02.09.2022.

Preisausschlägen nach oben schützen, ihren Liquiditätsbedarf senken und ihnen somit helfen, ihre Energieversorgung mittelfristig zu sichern.²⁵

- **Erhöhung der Markttransparenz mit Entwicklung eines neuen ergänzenden Richtwerts für LNG-Lieferungen:** Ein ergänzender Referenzwert für LNG-Lieferungen soll einen repräsentativen Referenzwert für LNG-Einfuhren gewährleisten, der nicht durch Manipulationen Russlands beeinflusst wird. Die ACER würde damit beauftragt, kurzfristig ein objektives Preisbewertungsinstrument und im weiteren Verlauf einen Referenzwert für die LNG-Einfuhren in die EU zu erarbeiten, indem Echtzeitinformationen über alle täglichen Transaktionen gesammelt werden. ACER würde hierzu umfassende Einzel-Transaktionsdaten der verschiedenen Marktteilnehmer erhalten.²⁶

Allgemeine Bewertung

Wir beurteilen die beiden Massnahmen, wenn auch keine allzu grosse Wirkung erwartet werden kann, als grundsätzlich gut:

- **Aussetzung Preisobergrenzen-Automatismus:** Aufgrund der starken Preiserhöhungen in den letzten Monaten musste der Maximalpreis in diesem Jahr bereits mehrere Male nach oben angepasst werden. Eine Aussetzung weiterer Erhöhungen begrenzt die maximalen Preisausschläge, wodurch die Massnahme eher inflationsenkend wirkt.
- **«Circuit breaker»:** In Zeiten hoher Unsicherheiten sorgt der Circuit Breaker für geringere Volatilität, wodurch die Liquiditätsanforderungen seitens Börsen an die Marktteilnehmer gegenüber einer Situation ohne Circuit Braker tiefer ausfallen. Währenddessen können Marktteilnehmer ihre Absicherungsaktivitäten gleichwohl fortsetzen und OTC-Absicherungsgeschäfte tätigen, die ihre Marktrisiken verringern. Das Aussetzen des Handels bei grossen Ausschlägen ist entsprechend auch an wichtigen Börsenplätzen weltweit vorgesehen.
- **Entwicklung eines neuen ergänzenden Richtwerts für LNG:** Die Massnahme zielt darauf ab, die Markttransparenz zu erhöhen und indirekt die Grosshandelspreise für Gas zu senken. Auch die Strompreise dürften dadurch indirekt positiv beeinflusst werden. Die Massnahme wirkt somit tendenziell inflationsdämpfend.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Soweit die neuen Börsenregeln die Grosshandelspreise insb. in Deutschland, Italien und Frankreich reduzieren, resultieren entsprechend tiefere Schweizer Preise.

Da die Schweiz keine eigenständigen Börsenplätze für Gas oder Strom kennt, entfalten neue Regeln auf den europäischen Spot- und Terminmärkten eine noch unmittelbarere Wirkung in der Schweiz. Gasseitig decken sich die Schweizer Händler direkt an den Börsenplätzen der Nachbarstaaten ein. Stromseitig betreibt die Pariser EPEX zwar einen

²⁵ Siehe Art. 15 im [Vorschlag für eine Verordnung des Rates](#) vom 18.10.2022.

²⁶ Siehe Art. 18ff im [Vorschlag für eine Verordnung des Rates](#) vom 18.10.2022.

Schweizer Marktplatz, es liegt jedoch nahe, hier die gleichen technischen Regeln zu erlassen wie auf den übrigen Marktplätzen.

- **Aussetzung Preisobergrenzen-Automatismus:** Der Preisobergrenzen-Mechanismus auf der EPEX Spot Börse wirkt sich direkt auf den Schweizer Markt aus. Mit EPEX SPOT wurde bereits auf technischer Ebene vereinbart, dass jegliche Anpassung der Preislimits in der SDAC (Single Day-Ahead Coupling) Region eine automatische Anpassung in der Schweiz zur Folge haben soll, um Arbitragegeschäfte aufgrund unterschiedlicher Preisgrenzen zu vermeiden. Ziel der Massnahme ist es, den Marktteilnehmern zu ermöglichen, sich schrittweise auf die Knappheit im Markt einzustellen. Es ist davon auszugehen, dass dies die Volatilität der Preise reduziert und sich somit positiv auf den Schweizer Markt auswirkt.

Da jegliche Anpassung der Preislimits in der SDAC-Region eine automatische Anpassung in der Schweiz zur Folge haben wird, stellt sich für die Schweiz die Frage des Mitziehens nicht.

- **«Circuit breaker»:** Soweit der Mechanismus zu tieferen Liquiditätsanforderungen führt, profitieren Schweizer Unternehmen, die an den Handelsplätzen teilnehmen.
- **Entwicklung eines neuen ergänzenden Richtwerts für LNG:** Die Schweiz ist ein Preisnehmer und bezieht ihr Gas hauptsächlich aus den Nachbarländern. Wenn durch diese Massnahme in den betreffenden Ländern tiefere Preise erzielt werden können, sollten auch Schweizer Lieferanten davon profitieren können. Wichtiger noch würden niedrigere Gaspreise die Strom-Grosshandelspreise in Deutschland und Italien senken, was entsprechend den Schweizer Grosshandelspreis reduzieren würde.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Eine Umsetzung in der Schweiz erübrigt sich vor den obigen Ausführungen.

Umsetzungsaufwand ●

Vgl. oben.

4.5.4 Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke («ES/PT measure»)

Beschreibung

Die Einkaufskosten von fossilen Kraftwerken für Primärenergiequellen (Gas und Kohle) werden in Spanien und Portugal durch staatliche Zuschüsse reduziert.

Die EU-Kommission genehmigte die Massnahme im Juni 2022 ausschliesslich für Spanien und Portugal, um die steigenden Strompreise auf der iberischen Halbinsel einzudämmen, die kaum über eine Verbindung mit dem übrigen Europa verfügt. Spanien importiert den Grossteil seines Gases aus den Vereinigten Staaten und Algerien. Die Massnahme ist zeitlich befristet.

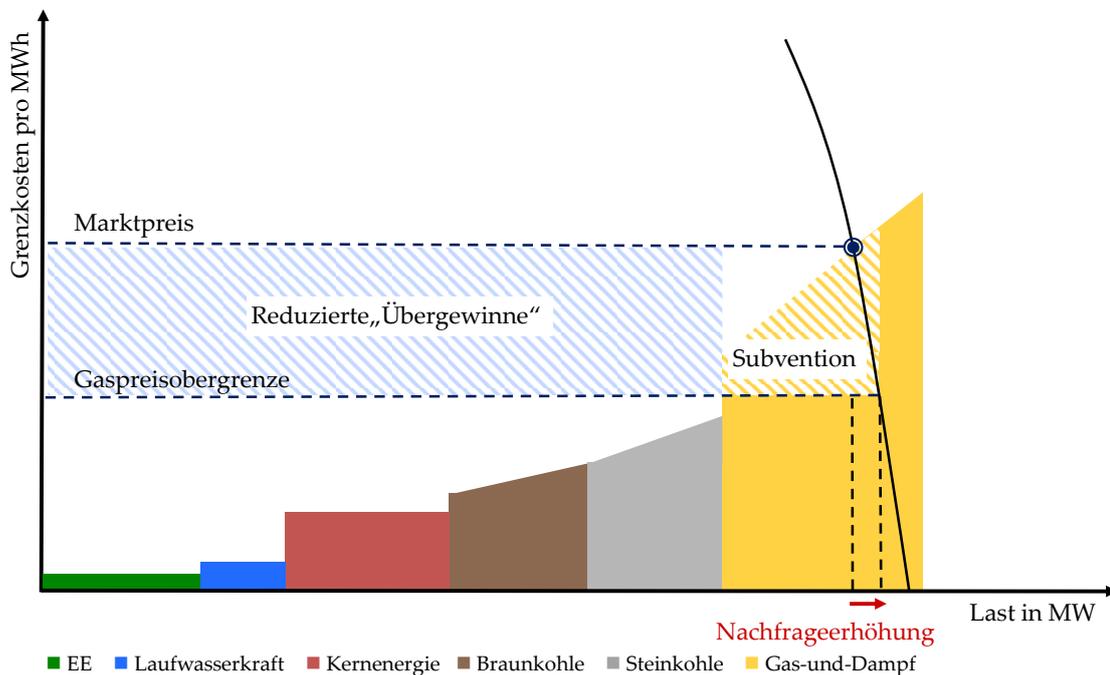
Die Unterstützung erfolgt in Form einer Zahlung, mit der den Stromerzeugern ein direkter Zuschuss zur Finanzierung eines Teils ihrer Brennstoffkosten gewährt wird, verbunden mit

einer Verpflichtung, entsprechend günstiger in die Merit Order einzubieten. Die Massnahme soll zum Nutzen der Verbraucher die Senkung der Erzeugungskosten und letztlich des Preises auf dem Stromgrosshandelsmarkt ermöglichen.

Für Spanien und Portugal wird die tägliche Zahlung auf der Grundlage der Preisdifferenz zwischen dem Marktpreis für Erdgas und einer Gaspreisobergrenze, die sich während der Laufzeit der Massnahme auf durchschnittlich 48.8 EUR/MWh beläuft, berechnet.²⁷

Abbildung 6 zeigt die grundlegende Wirkungsweise der Massnahme.

Abbildung 6: Auswirkungen einer Reduktion der Inputkosten von Gaskraftwerken («Spanish & Portuguese Proposal») auf den Spotmarkt



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Massnahme wird aktuell auf **Ebene EU** diskutiert. Ende Oktober 2022 veröffentlichte die EU-Kommission hierzu in einem «Non-Paper» ihren Stand der Überlegungen.²⁸

- Mehrere Mitgliedstaaten haben mit 100-120 EUR/MWh eine Gaspreisobergrenze vorgeschlagen, die deutlich höher liegt als diejenige, die aktuell in Spanien und Portugal gilt. Das Ziel ist es, sicherzustellen, dass die Stromerzeugung aus Gas nicht attraktiver (d.h. billiger) wird als die Stromerzeugung aus anderen Technologien.
- Die EU-Kommission thematisiert auch das Risiko, dass diese Massnahme zu einem Anstieg des Exports von subventioniertem Strom in Nicht-EU-Länder (darunter die Schweiz) führen könnte. Eine Lösung wäre, Vereinbarungen mit Drittländern zu treffen, damit die Massnahme auch für sie gilt. Einige Mitgliedsstaaten schlagen stattdessen vor, dieses Problem durch ein zweistufiges Clearingverfahren («two-step clearing

²⁷ Siehe die [Pressemitteilung](#) der EU-Kommission vom 08.06.2022.

²⁸ Siehe «Non-Paper» von der EU-Kommission von Ende Oktober 2022.

process») auf dem Grosshandelsmarkt zu lösen. Das Ziel dabei wäre, den billigeren Strom für den Handel innerhalb der EU zu reservieren und den Strom zu einem höheren Preis zu exportieren. Diese zweite Option wäre jedoch komplizierter in der Umsetzung.

- Mitgliedstaaten, die in ihrem Stromsystem sehr stark auf die Stromerzeugung aus Gas angewiesen sind, würden die höchsten Kosten für diese Massnahme tragen (da sie mehr Subventionen zahlen würden). Dies wäre zum Beispiel in Deutschland, den Niederlanden und Italien der Fall. Mitgliedstaaten, die Nettoimporteure von Gasstrom sind, würden von Strom profitieren, der von anderen Mitgliedstaaten subventioniert wird. Das wäre z.B. der Fall für Frankreich.
- Eine Möglichkeit, mit den Unterschieden zwischen den Mitgliedstaaten umzugehen, wäre ein europäisches System, das die Kosten der Massnahme entsprechend ihrem Nutzen auf alle Mitgliedstaaten umverteilt.

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise sinken stark aufgrund der Subventionierung der Gaspreise. Allerdings werden die tatsächlichen Kosten der Verstromung von Gas nicht mehr im Marktpreis reflektiert. Für Endverbraucher sinken die Preise, der zuvor angefallene «Übergewinn» wird effektiv an sie weitergereicht.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Der Anreiz für Erzeuger, den Strom zu hohen Preisen zu exportieren, ist sehr gross, aber beschränkt durch die Grenzkapazitäten zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich. Dieser Effekt ist im Handel zwischen Spanien und Frankreich zu beobachten. Zudem sinken die Investitionsanreize für inframarginale Kraftwerke. Auf Ebene EU umgesetzt wären die Möglichkeiten geringer.
- **Marktliquidität** ●: Aufgrund der starken Anreize Strom zu exportieren, kann die Liquidität im Markt sinken, wobei jedoch der Effekt durch die Grenzkapazitäten limitiert ist. Aufgrund der erzeugerscharfen Gebotsstruktur im Day-Ahead-Markt der iberischen Halbinsel besteht dieses Problem nicht bzw. die Liquidität wird nicht eingeschränkt. Dies steht im Gegensatz z.B. zur SDAC-Region, der die Schweiz angehört, in der die Marktteilnehmer Nettopositionen einstellen dürfen.
- **Notwendige Subventionen** ●: Die Gaskraftwerke müssen subventioniert werden, um einen Strommangel zu verhindern. Gleichzeitig wird ein Teil der Subventionen aber nicht in Form von günstiger Stromproduktion an die Verbraucher weitergereicht, da es starke Anreize für die Erzeuger gibt, den subventionierten Strom teuer zu exportieren. Verbraucher müssen nicht zusätzlich entlastet werden.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Die Investitionsanreize für inframarginale Kraftwerke sinken und der Gasverbrauch im Strommarkt wird durch die Subventionen sogar gefördert und potenziell erhöht. Die Subvention wird allerdings von den Endnutzern, die von reduzierten Preisen profitieren, getragen, womit dieser Effekt minimiert wird, weil die steigenden Gaspreise weiterhin (teilweise) an Endnutzer weitergegeben werden.

- **Ökonomische Effizienz** ●: Die Massnahme greift indirekt in den Marktpreis ein. Ebenso führt die Subvention zur Incentivierung von Nachfrage, bzw. gegenläufigen Effekt zur benötigten Nachfragereduktion. Erzeuger haben zudem starke Anreize, dem Markt Kapazität zu entziehen und im Ausland anzubieten.
- **Versorgungssicherheit** ●: Erzeuger haben einen starken Anreiz ihre Kapazität zu exportieren. Da mehr Gas verstromt wird, ergibt sich ggf. eine angespanntere Versorgungssituation mit tendenziell höheren Marktpreisen für Gas.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Der «Übergewinn» der inframarginalen Erzeuger wird stark reduziert und durch die Subvention an die Kraftwerksbetreiber de facto an die Endverbraucher weitergereicht. Ein Teil dieser Rente verbleibt bei den Erzeugern. Ein weiterer Teil dieser Rente geht aufgrund von Export ins Ausland (siehe Umgehungsmöglichkeiten) verloren.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Die hohen Gaspreise schlagen sich nicht mehr in hohen Energiepreisen für Endverbraucher nieder. Die Energiekosten steigen somit nur sehr moderat aufgrund der Kosten der Subventionen.

Fazit ◆: Die Massnahme wirkt sich inflationsdämpfend aus und senkt erfolgreich die Überschussrenten der inframarginalen Erzeuger, jedoch führt sie zu verzerrten Preissignalen am Markt (zu geringe Anreize, Strom zu sparen). Es wird ein Anreiz geschaffen, die Massnahme zu umgehen, indem ein Teil des Stroms zu höheren Preisen ins Ausland verkauft wird.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Eine EU-weite Umsetzung der «iberischen Massnahme» würde die Marktpreise für Strom senken, insbesondere auch in Deutschland und Italien mit entsprechend preisminderndem Effekt im Schweizer Grosshandelsmarkt. Der preismindernde Effekt ist, was den von Schweizer Erzeugern bediente Teil der Merit Order betrifft, ein Nullsummenspiel mit Verteilungswirkung in der Schweiz (tiefere Erträge der CH-Produzenten stehen entsprechend tiefere Preise für CH-Abnehmer gegenüber). Im Gasmarkt könnten sich demgegenüber, da mehr Gas verstromt wird, etwas höhere Preise einstellen.

Würden die Schweizer Strompreise nicht ausreichend korrigieren – wovon wir nicht ausgehen, da die Schweiz Preisnehmerin ist – wäre dies für Erzeuger in der EU ein Anreiz, Strom in die Schweiz zu verkaufen, wo sie ihn potenziell teurer verkaufen könnten. In einem solchen Szenario würde die Schweiz für Stromproduzenten in der EU zumindest kurzfristig attraktiver werden, wobei davon auszugehen wäre, dass die EU korrigierend zu wirken versuchen würde.

Bei solchen Korrekturen stellte sich die Frage, was das relevante Referenzszenario ist: Ein normaler Markt (dann würde die EU-Massnahme nur die Verwerfungen der EU-Märkte korrigieren und die Schweiz wäre durch die Massnahmen weniger schlecht gestellt als vorher, d.h. die negative Externalität der EU-Preisbildung wäre teilweise wettgemacht), oder ein Hochpreismarkt, den die EU reduziert und für die Schweiz zu einer Verbesserung führt.

Auch im zweiten Szenario wären Korrekturen höchstens nötig auf der Energie, welche EU-Gaskraftwerke in die Schweizer Merit-Order bieten.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Die Schweiz hat nahezu keine Gaskraftwerke am Markt, weshalb die zusätzliche Wirkung bei einem Nachvollzug durch die Schweiz marginal wäre.

Umsetzungsaufwand ●

Der Umsetzungsaufwand für diese Massnahme wäre eher gering: Er besteht darin, zunächst die Differenz zwischen einem Referenzmarktpreis für Gas (das die Schweiz von ihren Nachbarländern kauft) und einer festgelegten Preisobergrenze zu ermitteln und in einem zweiten Schritt würde der Bund die Differenz als Subventionen pro erzeugter Kilowattstunde an diejenigen Schweizer Produzenten zahlen, die Strom aus Gas erzeugen.

4.5.5 Pflicht zur Senkung des Energiekonsums

Beschreibung

Die Mitgliedstaaten sollen Massnahmen durchführen, die ihren gesamten **monatlichen Bruttostromverbrauch** um 10% gegenüber dem durchschnittlichen Bruttostromverbrauch in den entsprechenden Monaten des Referenzzeitraums senken.²⁹ Zudem muss jeder Mitgliedstaat in 10% seiner **stündlichen Spitzenzeiten** seinen Bruttostromverbrauch im Durchschnitt um mindestens 5% pro Stunde senken.³⁰

Es steht den Mitgliedstaaten frei, geeignete Massnahmen zur Senkung des Bruttostromverbrauchs zu wählen sowie bestehende nationale Massnahmen auszuweiten, um die festgelegten Ziele zu erreichen (Art. 5).

Aktuell diskutiert wird zudem die Möglichkeit, den «nicht wesentlichen Verbrauch» geschützter Kunden zu verringern, die bislang von der Kommission ausgenommen worden waren.³¹

²⁹ Siehe Art. 3 der [Notfallmassnahmenverordnung](#) vom 6.10.2022. Gemäss Art 2(3) bezeichnet „Referenzzeitraum“ die Zeiträume vom 1. November bis zum 31. März in den fünf aufeinander folgenden Jahren vor dem Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung, beginnend mit dem Zeitraum vom 1. November 2017 bis zum 31. März 2018.

³⁰ Details vgl. Art. 4 der [Notfallmassnahmenverordnung](#). [Die Details zur Zielfestlegung sind in 4\(2\) vorgegeben](#): «Jeder Mitgliedstaat senkt seinen Bruttostromverbrauch während der ermittelten Spitzenzeiten. Die Senkung während der ermittelten Spitzenzeiten beträgt durchschnittlich mindestens 5 % pro Stunde. Das Ziel für die Senkung wird als Differenz zwischen dem tatsächlichen Bruttostromverbrauch für die ermittelten Spitzenzeiten und dem Bruttostromverbrauch berechnet, den die Übertragungsnetzbetreiber gegebenenfalls in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde prognostiziert haben, ohne die Auswirkungen der Massnahmen zu berücksichtigen, die ergriffen wurden, um das in diesem Artikel festgelegte Ziel zu erreichen. Die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber können historische Daten des Referenzzeitraums enthalten.»

³¹ Siehe Art. 28(1) des [Vorschlags für eine Verordnung des Rates](#).

Allgemeine Bewertung

Nationale Sparmassnahmen sind zu begrüssen, da diese eine Mangellage klar entschärfen können. Dabei wirken insbesondere Massnahmen, die die Höchstlast begrenzen, in Knappheitsphasen stark preismindernd. Trotz der Vorgaben des EU-Rats besteht die Möglichkeit, dass Staaten «Trittbrett» fahren, was in grossem Stil allerdings unwahrscheinlich ist. Wahrscheinlicher ist ein vereinzelt Nicht-Erreichen der gesetzten Reduktionsziele.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Die Reduktion des Energiekonsums in der EU führt zu einer reduzierten Nachfrage und im Durchschnitt geringeren Preisen an den europäischen Grosshandelsmärkten, was sich, gerade in Höchstlast-Stunden, entsprechend positiv am Schweizer Spotmarkt auswirkt.

Schweizer Unternehmen könnten überdies günstiger Strom aus dem Ausland einkaufen, ohne dass sie sich gleichzeitig selber einschränken müssen. Dies gilt insbesondere im Winter, wenn die Schweiz ein Netto-Importeur von Strom ist.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Eine zusätzliche Senkung der Spitzenlasten und des allgemeinen Verbrauchs in der Schweiz würde einen geringeren Importbedarf bedeuten, sodass sich in der Schweiz eher das Preisniveau des jeweils günstigsten Nachbarlands einstellt, da öfters ausreichend Grenzkapazitäten vorhanden wären, damit der Nachfrageüberhang aus dem günstigsten Nachbarland gestillt werden kann.

Überdies bedeutet in Höchstlast-Zeitpunkten jede eingesparte Kilowattstunde einen geringeren CO₂-Ausstoss, da weniger fossile Kraftwerke produzieren müssen.

Umsetzungsaufwand ●

Der Umsetzungsaufwand hängt von der Strategie ab, die zur Erreichung dieses Ziels gewählt wird. Die Zielfestlegung und -Überwachung würde der Übertragungsnetzbetreiberin swissgrid obliegen.

Die EU überlässt den Mitgliedstaaten die Entscheidung über den Weg zur Erreichung des Ziels, gibt aber einige Empfehlungen ab, wie z.B.: «nationale Sensibilisierungskampagnen, die Veröffentlichung gezielter Informationen zur prognostizierten Situation im Elektrizitätssystem, Regulierungsmassnahmen zur Begrenzung nicht unbedingt notwendigen Energieverbrauchs sowie gezielte Anreize zur Senkung des Stromverbrauchs»³². Für mehr Effizienz und eine rasche Umsetzung empfiehlt die EU ihren Mitgliedstaaten, vorhandene Initiativen zu nutzen und bestehende Laststeuerungsprogramme auszubauen (Demand Side Management, DSM).

Der Umsetzungsaufwand für die Schweiz würde **von den konkret gewählten Massnahmen zur Senkung des Energiekonsums abhängen**, wobei auch eine Kaskadierung vorgesehen werden kann mit einem heuristischen Vorgehen (Monitoring der Zielerreichung,

³² Siehe [Notfallmassnahmenverordnung](#) vom 6.10.2022.

danach stufenweise mehr Massnahmen, falls das Ziel unter Soll liegt). Die Schweiz hat **Sensibilisierungsprogramme** bereits gestartet. Ob darüber hinaus überhaupt weitere Massnahmen notwendig wären (das Reduktionsziel ist bezogen auf den Jahresverbrauch mit 10% wenig ambitioniert), hängt vom Ausmass der Reaktion der Endkunden auf die gestiegenen Strompreise ab. Die **Veröffentlichung gezielter Informationen** wäre in der Schweiz wohl nur dezentral auf Ebene Verteilnetzbetreiber möglich, da zentral beim Bund abgesehen von den Grosshandelspreisen nur sehr rudimentäre Marktinformationen vorliegen. Erzeugungs- und Verbrauchsseitig liegen zentral keine Echtzeit-Daten vor. Eher einfach umsetzbar wären Verbrauchsreduktionen mittels Abschaltung nicht unbedingt notwendiger Geräte, da eine solche Möglichkeit schon seit Jahrzehnten via **Rundsteuerung** der VNB zur Spannungshaltung vorgesehen ist (z.B. für Waschmaschinen, Sauna, Wärmepumpen). Eine weitere Möglichkeit wäre ein Rückgriff auf den in der Schweiz von der Industrie bereits vorbereitete **Kontingentenhandel** im Falle einer Erdgas- oder Strommangellage (vgl. Abschnitt B.2.4), eine Alternative wären **Ausschreibungen der swissgrid** ähnlich zur Beschaffung von negativer Regelleistung.

4.5.6 Bürgschaften und Kredite

Beschreibung

Unternehmen, die sich aktuell aufgrund der Energiepreise in Schwierigkeiten befinden, sollen Bürgschaften und/oder Kredite gewährt werden, um deren Liquidität kurzfristig zu sichern.

Die von der EU-Kommission verabschiedete Toolbox vom Oktober 2021 (siehe Anhang A Box 3) räumt den EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit ein, ein Unternehmen zu unterstützen. Dies soll aber geschehen, ohne den Wettbewerb zu verzerren. **Box 1** auf Seite 82 zeigt eine Übersicht der gewährten Unterstützungen in den Nachbarstaaten. Nachfolgend werden diese bezüglich Bürgschaften und Krediten näher ausgeführt.

In **Deutschland** wurden unter anderem folgende Programme eingeführt, um Unternehmen, die nachweislich vom Ukraine-Krieg betroffen sind, beim Erhalt von Betriebsmittel- und Investitionskrediten zu unterstützen.³³

- Fortsetzung der bereits während der Corona-Pandemie eingeführten Erweiterungen bei den Bund-Länder-Bürgschaftsprogrammen. Dies betrifft die Bürgschaftsbanken und das Grossbürgschaftsprogramm. Hier können Anträge seit dem 29. April 2022 gestellt werden. Die Entscheidung über den Antrag erfolgt erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung. Das Bürgschaftsprogramm soll beim Erhalt von Betriebsmittel- und Investitionskrediten unterstützen. Betroffene Unternehmen können **bis zu EUR 2.5 Millionen** mit einer Bürgschaftsquote von 80% durch die Bürgschaftsbanken erhalten.

³³ Siehe [Massnahmenpaket der Bundesregierung](#) vom 08.04.2022.

- KfW-Kreditprogramm: Unternehmen aller Grössenklassen und Branchen erhalten Zugang zu zinsgünstigen Krediten mit weitgehender Haftungsfreistellung der Hausbanken. Zusätzlich wird eine Konsortialfinanzierungsvariante mit substanzieller Risikoübernahme angeboten. Dieses Programm startete Anfang Mai 2022. Je nach Unternehmen können **bis zu EUR 100 Millionen** beantragt werden. Insgesamt soll die Höhe der Kredite **EUR 67 Milliarden** betragen.

In **Frankreich** werden neue, staatlich gedeckte Darlehen mit subventioniertem Zinssatz geschaffen für Unternehmen, welche **stark vom Ukraine Konflikt** betroffen sind.³⁴

- Unternehmen müssen gegenüber ihrer Bank auf deklaratorischer Basis bestätigen, dass ihre Liquidität durch die wirtschaftlichen Folgen des Konflikts in der Ukraine direkt oder indirekt beeinträchtigt wird. Jeder Antrag wird von Fall zu Fall auf der Grundlage der finanziellen Situation des Unternehmens und seines Finanzierungsbedarfs geprüft.
- Das Darlehen richtet sich insbesondere an Unternehmen, die bei ihren Bankpartnern oder privaten Geldgebern keine Finanzierungslösungen zur Deckung ihres Investitions- oder Betriebskapitalbedarfs erhalten konnten.
- Antragsberechtigt sind kleine und mittelgrosse Unternehmen, die kein oder nur ein eingeschränktes staatliches Darlehen erhalten haben, reelle Aussichten auf eine Sanierung ihrer Betriebe haben und nicht Gegenstand eines Insolvenzverfahrens sind. Das Programm richtet sich vorrangig an Industrieunternehmen mit mehr als 50 Beschäftigten.
- Mit dem Darlehen können **bis zu 15% des durchschnittlichen Jahresumsatzes der letzten drei Jahre** abgedeckt werden, damit die Unternehmen mögliche Liquiditätsengpässe bewältigen können.
- Zinsvergünstigte Darlehen haben eine **Laufzeit von sechs Jahren** und können ein Jahr tilgungsfrei sein. Ihr **aktueller Zinssatz liegt bei 2.25%**.

In **Italien** wurden im Mai 2022 befristete Massnahmen zur Unterstützung für Unternehmen mit Liquiditätsengpässen beschlossen:³⁵

- Einerseits wurden Liquiditätshilfen für Unternehmen in der Form von staatlich garantierten Krediten für Unternehmen bis zum 31. Dezember 2022 gesprochen. Es erhalten jedoch nur Unternehmen Zugang zu den Krediten, wenn diese nachweislich aufgrund des Ukrainekrieges in Schieflage geraten sind. Die Hilfen sollen Kapital, Zinsen und Nebenkosten bis zum garantierten Höchstbetrag von bis zu **EUR 375 Millionen** decken.

³⁴ Siehe die [Pressemitteilung des französischen Ministeriums für Wirtschaft, Finanzen, Industrie und digitale Souveränität](#).

³⁵ Siehe die [Pressemitteilung der italienischen Regierung](#).

- Andererseits werden auch Liquiditätshilfen in Form von Einzeldarlehen für KMU, welche nachweislich aufgrund des Ukrainekrieges in Schieflage geraten sind, gesprochen. Die Hilfen sollen für Investitionszwecke oder zur Deckung von Betriebskosten verwendet werden. Allerdings werden die Einzeldarlehen für Investitionen nur gesprochen, wenn diese für bestimmte Zwecke verwendet werden (z.B. Erhöhung der Energieeffizienz). Namentlich sollen **90%** des Bedarfs durch die Hilfen gedeckt werden, der Höchstbetrag liegt hier bei **5 Millionen Euro**.

In gewissem Masse kann diese Massnahme mit den COVID-Krediten (und -Bürgschaften) verglichen werden, die in der Schweiz vom 26. März bis zum 31. Juli 2020 während der Pandemie zur Verfügung standen. Unternehmen konnten COVID-19-Kredite in Höhe von bis zu 10% ihres Umsatzes beantragen, um ihren Liquiditätsbedarf in den ersten Monaten der Epidemie zu sichern.

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise für Strom und Gas werden nicht (direkt) beeinflusst. Preise für Endkunden werden de facto gesenkt, im Falle von zurückzuzahlenden Krediten werden die Liquiditätserfordernisse für Energie aber lediglich besser über die Zeit verteilt (die Kosten bleiben unverändert). Die Höhe der Senkung hängt entsprechend von zukünftigen Preisen ab.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Keine.
- **Marktliquidität** ●: Nicht beeinflusst.
- **Notwendige Subventionen** ●: Sofern die Unternehmen lediglich ein Liquiditätsproblem haben, fallen keine Kosten an, da die Kredite zurückgezahlt werden bzw. die Bürgschaften keine Kostenfolgen mit sich ziehen. Je gezielter die Massnahme umgesetzt wird, desto tiefer fallen die Kosten aus.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Keine.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Der Marktmechanismus bleibt weiterhin bestehen. Zudem ist die Massnahme diesbezüglich zielgenau, da besonders betroffene Unternehmen gezielt Hilfe in Anspruch nehmen können.
- **Versorgungssicherheit** ●: Unverändert.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Massnahme zielt nicht auf eine Umverteilung.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Keine.

Fazit ◆: Die Massnahme unterstützt zwar Unternehmen mit Liquiditätsproblemen zielgerichtet ohne Verzerrung des Preisbildungsmechanismus, hilft aber nicht für Unternehmen, welche mit den gestiegenen Energiepreisen nicht mehr wettbewerbsfähig sind. Für diese müsste die Möglichkeit bestehen, dass die Kredite teilweise oder ganz erlassen werden können.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Kredite und Bürgschaften in EU-Mitgliedstaaten an Unternehmen, die im Energiesektor tätig sind, könnten konkurrierende Schweizer Unternehmen im internationalen Wettbewerb schwächen.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Gewährt auch die Schweiz in ähnlichem Umfang Bürgschaften und Kredite, verbessert dies die Situation und neutralisiert die Wirkungen im internationalen Wettbewerb. Wenn jedoch im Ausland noch weitergehende (kostenwirksame) Unterstützungen gesprochen werden – die Ausführungen in Box 1 auf Seite 82 legen dies nahe – reicht die Massnahme nicht aus bzw. Kredite müssten in grossem Umfang abgeschrieben werden.

Umsetzungsaufwand ●

Der Umsetzungsaufwand dürfte unter demjenigen der Covid 19-Pandemie liegen, als zinslose Kredite als Massnahme zur Unterstützung der am stärksten betroffenen Unternehmen eingesetzt wurden. Die Vergabe erfolgte auf Antrag über die Geschäftsbanken, wobei der Bund für die Kredite bürgte. Je fokussierter die Massnahme auf Unternehmen in Not abzielt, desto geringer fällt der notwendige Finanzierungsbedarf aus.

4.5.7 Pauschalzahlungen

Kurzbeschreibung

Fixbeiträge werden an besonders vulnerable Bevölkerungsgruppen oder sogar die ganze Bevölkerung ausbezahlt. Bei ersteren geht es darum dem Problem der Energiearmut zu begegnen, bei letzterer eher um eine generelle Entlastung von Haushalten. Darüber hinaus hat diese Massnahme den Vorteil, dass die Haushalte weiterhin Anreize zur Senkung ihres Energieverbrauchs haben.

Die Massnahmen wurden in vielen umliegenden europäischen Staaten bereits umgesetzt beispielsweise in **Deutschland, Italien, Österreich oder Frankreich**:

- In **Deutschland** haben einkommensteuerpflichtige Erwerbstätige im September 2022 eine einmalige Energiepreispauschale von EUR 300 erhalten.³⁶ Ebenso sollen Rentner eine steuerpflichtige Energiepreispauschale von EUR 300 von der Rentenversicherung erhalten. Dies soll, gemäss Pressemitteilung, für einen sozialen Ausgleich sorgen. Darüber hinaus sollen Studierende und Fachschülerinnen und Fachschüler eine Einmalzahlung von EUR 200 erhalten. Darüber hinaus erhalten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UPG)³⁷ einen sogenannten Spitzenausgleich bei Strom- und

³⁶ Siehe die [Pressemitteilung der Bundesregierung](#) vom 17.10.2022.

³⁷ Dies sind Unternehmen des Bergbaus, des Verarbeitenden Gewerbes, des Baugewerbes und der Elektrizitäts-, Gas-, Fernwärme- oder Wasserversorgungswirtschaft. Siehe https://www.zoll.de/SharedDocs/Boxen/DE/Fragen/0007_unternehmen_produzierendes_gewerbe.html?nn=31044.

Energiesteuern.³⁸ Diese Steuerentlastungen ermöglichen es den UPG, für alle Energie- und Stromverbräuche eines Jahres unter rechnerischer Zugrundelegung der Rentenversicherungsbeiträge **bis zu 90%** der nach Abzug der allgemeinen Steuerentlastung dann noch **verbleibenden Energie- bzw. Stromsteuer auf Heizstoffe und Strom zurückerstattet zu bekommen**. Darüber hinaus wurde ein befristeter **Zuschuss für Unternehmen mit hohen Zusatzkosten** aufgrund gestiegener Gas- und Strompreise beschlossen.³⁹

- In **Italien** wurde auch im September 2022 eine einmalige Pauschalzahlung von EUR 150 an Personen mit einem Bruttojahreslohn von weniger als EUR 20'000 getätigt.⁴⁰ Zu- vor wurde im Juli 2022 eine Pauschalzahlung von EUR 300 an Rentnerinnen und Rentner sowie Angestellte mit einem Jahreslohn von weniger als EUR 35'000 genehmigt. Darüber hinaus werden Steuergutschriften an Unternehmen mit hohem Energieverbrauch in der Höhe von 40% der im Oktober und November 2022 anfallenden Kosten für die Energiekomponente ausgeschüttet. Bei Unternehmen mit Stromzählern mit einer verfügbaren Leistung von 4.5 kW oder mehr beträgt die Steuergutschrift 30%. Für Unternehmen ohne hohen Gasverbrauch beträgt die Gutschrift 40% der Gaskosten.
- In **Österreich** wurde im 3. Anti-Teuerungspaket unter anderem eine Einmalzahlung von EUR 300 für vulnerable Gruppen und Einmalzahlungen für Familienbeihilfe von EUR 180 pro Kind beschlossen.⁴¹ Pauschalzahlungen können auch als Massnahme für energieintensive Unternehmen gedacht sein, die unter hohen Energiepreisen leiden. Unternehmen und insbesondere KMU, die durch steigende Energiepreise stark belastet werden⁴², erhalten in Österreich einen direkten Zuschuss an ihre zusätzlichen Energiekosten. Neben dem Energiezuschuss sieht das 3. Anti-Teuerungspaket eine Strompreiskompensation für Unternehmen mit sehr hohem Stromverbrauch vor.
- In **Frankreich** sollen EUR 100 bis EUR 200 an die 40% ärmsten Haushalte ausbezahlt werden («chèque énergie exceptionnel»)⁴³. Hierbei sollen EUR 200 an die 20% ärmsten Haushalte (jährliche steuerbares Einkommen pro Verbrauchseinheit⁴⁴ von weniger als EUR 10'800) und EUR 100 an die übrigen 20% ärmsten Haushalte (jährliches steuerbares Einkommen pro Verbrauchseinheit zwischen EUR 10'800 und EUR 17'400) fliessen. Die Auszahlung wird Ende des Jahres 2022 vorgenommen.

³⁸ Siehe [Pressemitteilung des Bundesministeriums der Finanzen](#) vom 10.10.2022.

³⁹ Siehe [Pressemitteilung des Bundesministeriums der Finanzen](#) vom 08.04.2022.

⁴⁰ Siehe [Pressemitteilung des Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung](#) vom 16.09.2022.

⁴¹ Siehe die [Information des Bundesministeriums für Finanzen](#).

⁴² Unternehmen, deren Energiebeschaffungskosten im Jahr 2021 auf 3% sowie deren nationale Energiesteuer sich im Jahr 2021 auf 0.5% des Mehrwerts belaufen haben.

⁴³ Siehe [Pressemitteilung der französischen Regierung](#) vom 19.10.2022.

⁴⁴ Das jährliche steuerbare Einkommen vor Abzügen und unter Berücksichtigung der Grösse des Haushaltes («revenu fiscal de référence par unité de consommation»).

Pauschalzahlungen können u.A. mittels der Solidaritätsabgabe finanziert werden (vgl. Massnahme 4.5.7 nachfolgend).

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise sind nicht direkt beeinflusst. Bei grossangelegten Pauschalzahlungen an die ganze Bevölkerung können diese aber Auswirkungen auf den Marktpreis haben, da Haushalte mehr Einkommen zur Verfügung haben und so ggf. weniger versuchen, Energie zu sparen. Gezielte Pauschalzahlungen an vulnerable Haushalte und eine Gestaltung der Massnahme, sodass die Sparanreize intakt bleiben, minimiert dieses Risiko.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Keine Umgehungsmöglichkeiten.
- **Marktliquidität** ●: Keine Auswirkungen.
- **Notwendige Subventionen** ●: Es sind Subventionen im Umfang der Pauschalzahlungen notwendig. Der Subventionsbedarf steigt, je mehr Bevölkerungsgruppen unterstützt werden.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Es sind keine Anpassungen im Strommix zu erwarten.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Der Preismechanismus wird nicht tangiert, insofern ist die Markteffizienz nicht beeinträchtigt. Pauschalzahlungen senken zudem nicht die Sparanreize für Verbraucher, entlasten aber erfolgreich (vulnerable) Haushalte. Die Massnahme ist daher zielgerichtet.
- **Versorgungssicherheit** ●: Keine Auswirkung.
- **Verteilungswirkungen** ●: Zufallsgewinne von Produzenten sind von der Massnahme nicht betroffen und die im Markt erzielte Rente wird nicht umverteilt. Endverbraucher werden aber entlastet.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Je nachdem, wie die Massnahme ausgestaltet ist, kann sie die Inflation anfeuern. Die Wirkung wird durch die Höhe der vom Staat in Umlauf gebrachten Pauschalzahlungen und der Anzahl begünstigter Haushalte bestimmt. Bei zielgerichteten Pauschalzahlungen fällt die inflationäre Wirkung der Massnahme tiefer aus.

Fazit ◆: Insgesamt wird die Massnahme als gut bewertet, da der Preismechanismus nicht beeinflusst wird, die Anreize der Verbraucher zum Sparen unverändert bleiben und die (vulnerablen) Haushalte entlastet werden. Je nachdem, wie die Massnahme gestaltet ist, kann sie die Inflation erhöhen.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Die Massnahme hat keine Auswirkung auf die Marktpreise. Soweit von den Pauschalzahlungen nur Privatkunden in der EU betroffen sind, stellt dies Schweizer Unternehmen im internationalen Wettbewerb nicht schlechter. Erhalten jedoch Firmenkunden in der EU ertragswirksame Unterstützungszahlungen, insbesondere auch energieintensive

Unternehmen, schwächt dies den Standort Schweiz für solche Aktivitäten im internationalen Wettbewerb.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Die Massnahme entlastet die unterstützten Endkunden, belastet jedoch den Staatshaushalt (wenn nicht kombiniert mit einer Gewinnabschöpfung).

Gewährt die Schweiz in ähnlichem Umfang Pauschalzahlungen an energieintensive Unternehmen, verbessert dies deren Situation und neutralisiert die Wirkungen im internationalen Wettbewerb. Wenn das Niveau der Pauschalzahlungen in anderen Ländern hoch ist und die Schweiz sich angleichen möchte, könnte das zu hohen Kosten führen.

Umsetzungsaufwand ●

Es wäre festzulegen, welche Personengruppen (Haushalte, ggf. bis zu einem bestimmten Einkommen und Unternehmen) pauschalisierte Unterstützungsleistungen auf welcher Basis (Stromverbrauch, Wärmeverbrauch) in welcher Form erhalten und ob die Zahlung auf Antrag erfolgt oder nach dem Giesskannenprinzip. Beispielsweise könnten Haushalte mit strombetriebenen Heizungen (Wärmepumpen, ggf. Elektroheizungen) von EVU mit besonders hohen Preisen fürs Jahr 2023 auf Antrag pro Kopf Basis unterstützt werden, da diese eingeschränktere Möglichkeiten haben, Strom zu sparen.

Die Auszahlung könnte mittels Steuergutschrift oder analog zur Rückvergütung der CO₂-Abgabe über tiefere Krankenkassenprämien erfolgen.

4.5.8 Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger

Beschreibung

Die EU hat beschlossen, eine Erlösobergrenze für «inframarginale Erzeuger» auf 180 EUR/MWh festzusetzen (in der Verordnung referenziert als «Verbindliche Obergrenze für Markterlöse»). Darüberliegende Markterlöse sollen abgeschöpft werden.⁴⁵

Inframarginale Stromerzeuger produzieren Strom zu Kosten, die unter dem von den teureren «marginalen» Erzeugern gesetzten Preisniveau liegen. Der Rat kam überein, die Erlösobergrenze für die Markterlöse, einschliesslich Vermittlern, auf 180 EUR/MWh festzusetzen. Die Obergrenze soll so hoch liegen, dass die Rentabilität der betroffenen Erzeuger gewahrt bleibt sowie Investitionen in erneuerbare Energien nicht behindert werden.

Markterlöse bezeichnen dabei «die *realisierten Erträge*, die ein Erzeuger für den Verkauf und die Lieferung von Strom *in der Union* erhält, unabhängig von der Vertragsform, in der dieser Austausch stattfindet, einschliesslich Strombezugsverträgen und anderer Absicherungen gegen Schwankungen auf dem Stromgrosshandelsmarkt».⁴⁶ Dies bedeutet, dass

⁴⁵ [Verordnung des Rates über Notfallmassnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise](#), Art. 6 und 7.

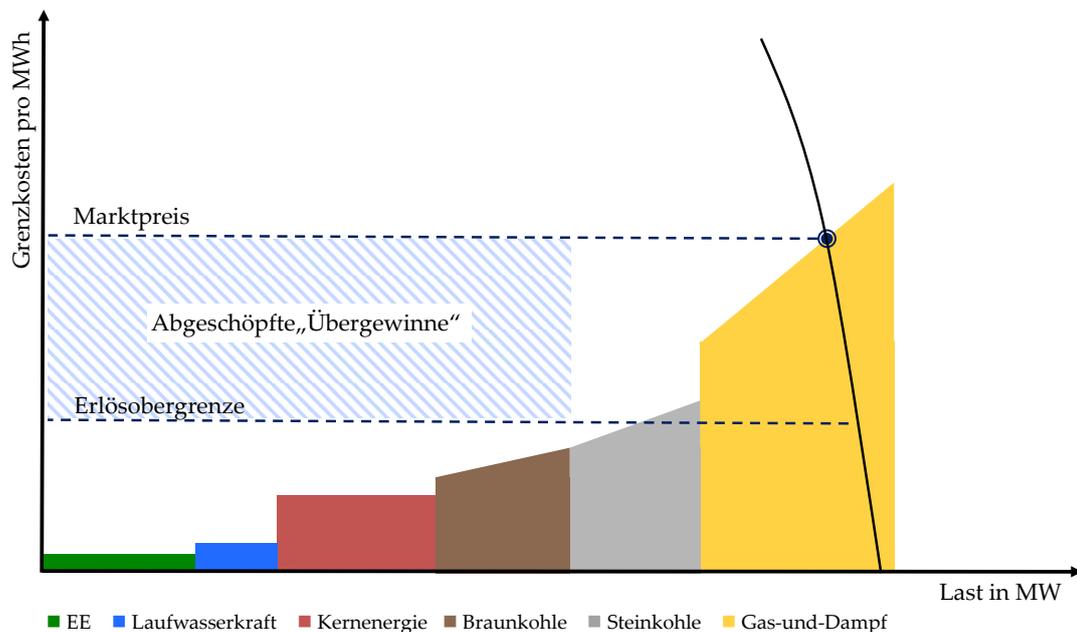
⁴⁶ Vgl. Art 2(5) der [Notfallmassnahmenverordnung](#).

berücksichtigt wird, wenn ein Erzeuger seine Produktion unter der Erlösobergrenze auf Termin verkauft hat (der Erzeuger ist dann nicht betroffen von der Obergrenze).

Die der Obergrenze unterliegenden **Technologien** schliessen erneuerbare Energien, Kernenergie und Braunkohle mit ein. Die Erlösobergrenze gilt per se nicht für Gas-, Steinkohle und Wasserverspeicherkraftwerke, jedoch können Mitgliederstaaten auch für Letztere beiden gesonderte Obergrenzen festlegen.

Abbildung 7 stellt die Massnahme schematisch dar.

Abbildung 7: Auswirkungen der Erlösobergrenze auf dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung

Die Mitgliedstaaten haben bei der Umsetzung **gewisse Freiheiten**:

- Der Verkauf von Strom auf dem Regelleistungsmarkt und aus dem Ausgleich für Redispatching und Countertrading kann von der Obergrenze ausgenommen werden;
- Sie können festzulegen, dass die Stromerzeuger 10% der Überschusserlöse oberhalb der Obergrenze einbehalten können.
- Die Erlöse können unmittelbar bei der Abrechnung auf der Börse einbehalten werden oder im Anschluss abgeschöpft werden.

Die abgeschöpften Mittel müssen **gezielt für die Entlastung von Endkunden** genutzt werden, wobei folgende Möglichkeiten namentlich erwähnt werden (Art. 10(4) der Verordnung):

- Finanzieller Ausgleich für Endkunden für die Senkung ihres Stromverbrauchs z.B. durch Auktionen (Auswirkungen ähnlich wie Massnahme B.2.4, jedoch erfolgt die Auktion zentral und nicht via Markt mittels Nutzungsrechten zwischen Endverbrauchern);

- direkte Überweisungen an Stromendkunden, auch in Form proportionaler Senkungen der Netztarife (Auswirkungen gemäss Massnahme B.4.2);
- einen Ausgleich für Versorger, die nach einem staatlichen oder öffentlichen Eingriff in die Preisfestsetzung ihre Kunden zu einem Preis unterhalb der Kosten mit Strom beliefern müssen;
- Senkung der Stromkosten der Stromendkunden;
- Förderung von Investitionen von Stromendkunden in Dekarbonisierungstechnologien, erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Die genaue Ausgestaltung der Entlastungsmassnahmen ist somit den Mitgliedsstaaten überlassen. **Daher beurteilen wir an dieser Stelle nur die Auswirkungen der Erlösobergrenze selbst, aber nicht der im Anschluss erfolgenden Umverteilung der Erlöse.**

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise bleiben, wenn richtig umgesetzt, unbeeinflusst, da der Preismechanismus identisch bleibt. Endkundenpreise sinken, wenn die abgeschöpften «Übergewinne» der inframarginalen Kraftwerke entsprechend eingesetzt werden.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Gering, da die Massnahme auf EU-Ebene stattfindet und auf allen Märkten (intraday, day-ahead, forward) gelten soll für Verkauf in der EU. Im Umland (z.B. UK, ESP, POR) sind Gaspreise LNG Weltmarktpreise. Der Cap ist hoch genug, damit hier wenig Anreize bestehen, ins Umland zu exportieren. Je nach Preisentwicklung auf den Forward-Märkten kann es aber profitabel für Produzenten sein, dort langfristige Verträge einzugehen, anstatt am Spot-Markt während des Caps teilzunehmen. Dies würde während der Geltungsdauer des Caps dem Markt Angebot entziehen.
- **Marktliquidität** ●: Sollte selbst der Base Preis oberhalb des Cap liegen, können Preissignale über Peak vs. Base wegfallen je nach Umsetzung der Obergrenze. Das würde das Funktionieren von z.B. Wasserkraft und allgemein die Steuerung der Kapazitäten von Kraftwerken (z.B. Wartungsfenster) erschweren. Wenn die hohen Erlöse nicht zu 100% abgeschöpft werden, wie in der Massnahme erlaubt, würde dieses Problem minimiert. Ebenfalls würde eine Umsetzung, welche auf das Marktpotenzial abstellt, die Anreize nicht tangieren. Da die Massnahme temporär ist, kann es zudem hohe Anreize geben, gegen Ablauf der Massnahme möglichst viel Kapazität zurückzuhalten.
- **Notwendige Subventionen** ●: Die Massnahme schöpft Gewinne der Kraftwerksbetreiber ab, lässt aber den Marktpreis unbeeinflusst. Erzeuger müssen daher nicht subventioniert werden. Im Gegenzug müssen aber Endkunden unterstützt werden, sofern sie entlastet werden sollen. Sollte die abgeschöpfte Rente komplett an Endverbraucher weitergegeben werden, ist die EU-Massnahme theoretisch äquivalent zum ES/PT Vorschlag aber mit dem Vorteil, dass die Sparanreize – so pauschalisiert verteilt – bei Endnutzern vollständig bestehen bleiben. In der Realität liegt jedoch die Gaspreisobergrenze beim ES/PT Vorschlag weit tiefer (über 100 EUR).

- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Gas- und Marktpreis bleiben hoch. Da die Erlöse an Verbraucher und Endkunden weitergereicht werden sollen, bleiben Anreize, Strom zu sparen potenziell weiter hoch – die genauen Anreizwirkungen hängen von der konkreten Umsetzung der Unterstützung der Endkunden ab. Investitionsanreize in erneuerbare Energien bleiben ebenso unverändert.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Der Preismechanismus bleibt unbeeinflusst und der Markt effizient. Zudem bleiben Signalwirkungen der Preise bestehen, sofern weniger als 100% der Erlöse oberhalb der Erlösobergrenze einbehalten werden. Die ökonomische Effizienz der Massnahme hängt jedoch zusätzlich davon ab, wofür und wie die abgeschöpfte Rente verwendet wird. Eine präzise Entlastung der Endkunden setzt voraus, dass die abgeschöpften Gelder zielgenau weitergereicht werden. Somit ist das Potenzial dieser Massnahme hoch, aber abhängig von der weiteren Umsetzung.
- **Versorgungssicherheit** ●: Unverändert, ausser dass es die Kapazitätssteuerung erschwert. Die Massnahme soll nicht für Reservekapazität und Redispatch gelten. Langfristige Investitionsanreize können jedoch beeinträchtigt werden, da Erzeuger von tieferen Einnahmen in einem hohen Strompreiseumfeld ausgehen müssen.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Erzeuger von Kraftwerken mit niedrigen variablen Kosten werden schlechter gestellt als zuvor. Der Cap ist hoch gewählt, um möglichst keine negativen Auswirkungen (beispielsweise aufgrund sinkender Investitionsanreize) zu bewirken. Weitere Verteilungswirkungen hängen davon ab, wie der abgeschöpfte Erlös zur Entlastung von Endkunden konkret genutzt wird.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Die gezahlten Marktpreise bleiben unverändert, so dass hohe Gas- bzw. Energiepreise weiterhin an Endverbraucher und die Industrie weitergereicht werden. Die Umverteilung der Erlöse kann zur Abfederung der finanziellen Folgen für Endkunden genutzt werden.

Fazit ◆: Die Marktpreise auf dem Grosshandelsmarkt bleiben unverändert. Die Massnahme wird als gut eingestuft insbesondere, da die Erlösobergrenze ausreichend hoch angesetzt ist und die Abschöpfung gezielt erfolgt da, wo die Mehrerträge im Strommarkt anfallen. Die so abgeschöpften Mittel können wiederum gezielt für Endkunden eingesetzt werden, die Wirkung hängt allerdings stark von der genauen nationalen Ausgestaltung ab.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Die europäischen Grosshandelspreise bleiben – wenn richtig umgesetzt – unbeeinflusst und so grundsätzlich auch die Schweizer Marktpreise.

Die Erlösobergrenze wird von den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten umgesetzt und gilt für Markterlöse von Erzeugern in der Union.⁴⁷ Mitgliedstaaten müssen die Erlösobergrenze so

⁴⁷ «Die Markterlöse, die Erzeuger für die Stromerzeugung [...] erzielen», vgl. Art. 6 in Verbindung mit Art. 2(5) der [Notfallmassnahmenverordnung](#).

umsetzen, dass diese nicht in die Gebote der Anbieter eingepreist werden, was den Gestaltungsspielraum einschränkt. Es sind zwei unterschiedliche Umsetzungen denkbar:

- Wird direkt am **Verkauf von Strom** angesetzt, stellen sich grössere Probleme, da die «Churn Rate» sich um den Faktor 10 bewegt. Eine einzelne MWh wird also um die zehnmals verkauft, soll aber nur einmal besteuert werden. In einem solchen Modell könnten Schweizer Unternehmen, die Strom an Börsen in Mitgliedstaaten verkauft haben, von der Erlösobergrenze betroffen sein, wobei jedoch Wasserspeicher i.d.R. ausgenommen sein dürften. Da die Schweiz im Winter netto Strom importiert und der Export v.a. auf das Sommerhalbjahr mit günstigeren Tarifen unter der Grenze fällt, dürfte die Betroffenheit von Schweizer Erzeugern begrenzt sein. Umgekehrt könnten Erzeuger in der EU künftig der Massnahme durch Export in die Schweiz ausweichen, was die Versorgungssicherheit in der Schweiz verbessern würde, so dies die Grenzkapazitäten zulassen.
- Falls nur der **Ort der Erzeugung** massgeblich ist, hat die Erlösobergrenze keine unmittelbaren Auswirkungen auf Schweizer Erzeuger und EU-Erzeuger können auch nicht in die Schweiz ausweichen.

Da die Massnahme temporär ist und erst bei hohen Preisen wirkt, dürfte sie die Investitionsanreize nicht tangieren. D.h. es dürfte kein Boom für europäische Anbieter entstehen, Erzeugung in der Schweiz zu bauen, da diese keine Erlösobergrenze kennt.

Die abgeschöpften Erlöse werden sodann für die Unterstützung und Entlastung der Endkunden eingesetzt, hier haben die EU-Mitgliedsstaaten aber signifikante Diskretion. Es ist denkbar, dass mit Teilen der Erlöse energieintensive Unternehmen subventioniert werden, was Schweizer Unternehmen im internationalen Wettbewerb schaden kann (siehe auch die Solidaritätsabgabe von fossilen Tätigkeiten weiter unten).

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Würde auch die Schweiz die Erlösobergrenze einführen, fallen die genannten leichten Vor- und Nachteile weg. Schweizer Erzeuger (neue Erneuerbare, Laufwasserkraft, Kernkraft) müssten einen Teil ihrer Erlöse abgeben. Dabei wäre es naheliegend, diese wiederum an Endkunden weiterzugeben, welche besonders von den hohen Preisen betroffen sind.

Umsetzungsaufwand ●

Im Allgemeinen dürfte der Umsetzungsaufwand für die Behörde, die für die Erhebung der Erlöse zuständig ist, relevant sein: Sie muss die über der Obergrenze liegenden Erlöse für jeden inframarginalen Stromerzeuger überprüfen und feststellen, welcher Teil der Erlöse abgeschöpft werden sollte und ob die Erlöse unter eine Ausnahme fallen und daher nicht abgeschöpft werden sollten.

Die Schweiz könnte bei der Einführung der Massnahme zum einen von ihren eigenen Erfahrungen mit der Umsetzung der [Marktprämie für Grosswasserkraft](#) profitieren, welche kraftwerkschärf seit 2018 umgesetzt wird und durchs Jahr ca. zwei Mitarbeiter beschäftigt. Zum anderen kann von ersten Erfahrungen in EU-Mitgliedstaaten profitiert werden, zumal

die Schweiz hier zeitlich im Rückstand wäre und die EU-Mitgliedstaaten einige Freiheiten bei der Umsetzung der Massnahme haben.

In Deutschland wird aktuell eine Umsetzung diskutiert, bei der nicht auf das spezifische Verhalten der einzelnen Akteure abgestellt wird, sondern ein *Marktpotenzial* abgeschätzt wird für einzelne Erzeugungstechnologien, welches um die spezifische Hedging-Strategie der Erzeuger korrigiert wird und mit «Gestehungskosten plus» verglichen wird. Hohe 90% der Differenz würden als Überschussgewinne angesehen. Das Marktpotenzial würde ermittelt auf Basis der Spotmarktpreise und eingespeister Mengen. Die Hedging-Strategie müssten die Erzeuger künftig ex-ante mitteilen, ex-post würde sie ermittelt anhand von Angaben in Jahresberichten usw. Der Vorschlag bedeutet, dass zwar das Hedging grob berücksichtigt wird, hat aber auch zur Folge, dass gewisse Erzeuger, die nicht gut gehandelt haben, deutlich mehr «Übergewinn» abliefern als sie tatsächlich eingenommen haben (umgekehrt ebenfalls). Ein weiterer Nachteil wäre der Umsetzungsaufwand bei der Berücksichtigung der Erzeuger- bzw. unternehmensspezifischen Hedging-Strategie. Dieser Aufwand ist schwer zu vermeiden, sofern Hedging bei der Berechnung der Erlöse berücksichtigt werden soll. Ein Vorteil des Vorschlags ist, dass das Bieterverhalten am Markt nicht beeinflusst wird und auch ansonsten wenig Möglichkeiten bestehen, das System zu «hintergehen». Zudem ist die Berechnung des Marktpotenzials relativ einfach.

Ausgehend von der Feststellung, dass Erzeuger i.d.R. rollierend Stromerzeugung verkaufen, äussern sich Gewinne aus höheren Preisen bei allen Erzeugern ähnlich schnell, aber nicht in gleichem Ausmass. Ein Unternehmen, das am Terminmarkt monatlich drei Jahre im Voraus verkauft, profitiert etwa zum gleichen Zeitpunkt wie ein Unternehmen, welches monatlich ein Jahr im Voraus verkauft, wie eines, welches monatlich einen Monat im Voraus verkauft. Je weiter im Voraus, desto kleiner sind jedoch die Unterschiede, da die Preise in der langen Frist weniger stark reagieren. Gleichzeitig können Unternehmen, auch wenn sie einen Monat vollständig am Terminmarkt verkauft haben, Preisschwankungen im Day-Ahead Markt weiterhin nutzen.

Eine mögliche, pragmatische Variante wäre vor dem Hintergrund, mittels einer «Light-Umsetzung» auf ex post-Betrachtungen zu verzichten. Stattdessen würden ab Beginn der Massnahme rollierend jeden Monat Übergewinne berechnet ausgehend von einem als zu hoch empfundenen Terminmarktpreis. Diese würden teilweise abgeschöpft, ggf. auch weniger als der in der EU geltende Mindestsatz von 90% auf Markterlöse, die inkl. Hedging sind.

4.5.9 Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden

Beschreibung

Die von der EU beschlossene Massnahme ist ein «befristeter obligatorischer Solidaritätsbeitrag» auf die Gewinne von Unternehmen, die in den **Sektoren Erdöl, Erdgas, Kohle und**

Raffinerien tätig sind,⁴⁸ die unter anderem schutzbedürftige Haushalte und Unternehmen in energieintensiven Branchen zugutekommen soll.

Der Solidaritätsbeitrag soll auf der Grundlage der steuerpflichtigen Gewinne berechnet werden, die nach den nationalen Steuervorschriften im Haushaltsjahr 2022 und/oder im Haushaltsjahr 2023 und während der gesamten Dauer des betreffenden Haushaltsjahrs ermittelt wurden und mehr als 20% über dem Durchschnitt der steuerpflichtigen Gewinne liegen, die gemäss den nationalen Steuervorschriften in den vier am oder nach dem 1. Januar 2018 beginnenden Haushaltsjahren ermittelt wurden. Der Solidaritätsbeitrag wird zusätzlich zu den in den Mitgliedstaaten geltenden üblichen Steuern und Abgaben erhoben.⁴⁹

Die Einnahmen aus dem Solidaritätsbeitrag sollen die Mitgliedstaaten «mit ausreichend rechtzeitiger Wirkung» für folgende Zwecke verwenden:⁵⁰

1. Finanzielle **Unterstützungsmassnahmen für Endkunden** und insbesondere für schutzbedürftige Haushalte zur Abfederung der Auswirkungen der hohen Energiepreise,
2. Finanzielle Unterstützungsmassnahmen zur **Senkung des Energieverbrauchs**,
3. Finanzielle Unterstützungsmassnahmen für Unternehmen in **energieintensiven Branchen**, sofern sie an die Bedingung geknüpft werden, Investitionen in erneuerbare Energien, Energieeffizienz oder andere Dekarbonisierungstechnologien zu tätigen,
4. Finanzielle Unterstützungsmassnahmen zum **Ausbau der Energieautonomie** der Union.

Die Massnahme entspricht der Massnahme Steuer auf Übergewinne («windfall profits tax»), die im Anhang B.5.2 vorgestellt wird, wobei jedoch **zusätzlich** noch die Verwendung der Gelder geregelt ist.

Allgemeine Bewertung

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise sind unbeeinträchtigt, die Endkundenpreise sollen gesenkt werden.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Umgehungsmöglichkeiten sind bei Umsetzung auf EU-Ebene begrenzt, aber der Verkauf ins umliegende Ausland kann profitabler werden.
- **Marktliquidität** ●: Reduzierte Profitabilität kann zu geringeren Anreizen, am Markt teilzunehmen, führen. Dies hängt aber auch von der Höhe des Beitrages ab.
- **Notwendige Subventionen** ●: Endverbraucher sollen mit den Einnahmen entlastet werden und Unternehmen sind weiterhin profitabel.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Unbeeinflusst.

⁴⁸ Der Solidaritätsbeitrag gilt für Unternehmen, die mindestens 75% ihres Umsatzes durch Wirtschaftstätigkeiten in den Bereichen Extraktion, Bergbau, Erdölraffination oder Herstellung von Kokereierzeugnissen erzielen, vgl. Art 2(17) der [Verordnung](#).

⁴⁹ Art. 14 bis 18 [Verordnung](#).

⁵⁰ Art. 17 der [Verordnung](#).

- **Ökonomische Effizienz** ●: Die Effekte auf Investitionstätigkeiten und erhöhte Unsicherheit im Markt können signifikante, längerfristige Kosten verursachen. Dies ist aber durch die befristete Umsetzung der Massnahme begrenzt. Bei anhaltender Krise und Verlängerung der Massnahme wiegt dieser Nachteil schwerer. Es werden zudem «Übergewinne» abgeschöpft und an Endverbraucher weitergereicht. Daher hat diese Massnahme das Potenzial, gezielt Unterstützung zu ermöglichen.
- **Versorgungssicherheit** ●: Per se keine unmittelbaren Auswirkungen. Die nachträgliche Besteuerung von «Übergewinnen» kann jedoch die längerfristigen Investitionsanreize reduzieren und die Unsicherheit erhöhen.
- **Wirksame Umverteilung** ●: «Übergewinne» werden reduziert und sollen auch an Verbraucher weitergereicht werden. Wie gross der Effekt sein wird, hängt davon ab, wie der «Solidaritätsbeitrag» verteilt wird (die Höhe der Beträge und an welche Gruppen).
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Marktpreise bleiben unbeeinflusst und die hohen Rohstoffpreise wirken sich daher auf die Endverbraucherpreise gleichermassen aus. Eine leicht dämpfende Wirkung kann entstehen, wenn die Gelder, wie auch vorgesehen, für die Dämpfung der Nachfrage eingesetzt werden. Jedoch ist auch eine die Inflation fördernde Wirkung denkbar (siehe auch B.4.3).

Fazit ◆: «Übergewinne» aus dem Sektor fossiler Brennstoffe werden abgeschöpft und an Endverbraucher umverteilt. Die Massnahme belässt die Marktpreise unverändert und wirkt somit nicht inflationsdämpfend.

Direkte Wirkung der EU-Massnahme auf die Schweiz (ohne Umsetzung CH): ●

Eine Steuer auf «Übergewinne» hat keine direkten Auswirkungen auf die Schweiz. Die Marktpreise werden nicht beeinflusst. Es entsteht zwar ein Anreiz für europäische Unternehmen, ihren Hauptsitz in die Schweiz zu legen, um der Zusatzsteuer zu entgehen. Dies dürfte aber kurzfristig nur in den allerwenigsten Fällen praktisch umsetzbar sein. Es ist zudem denkbar, dass die Unsicherheit für Investitionen sich erhöht, was die Kapazität im europäischen Markt langfristig reduzieren und in höheren Preisen resultieren kann. Dies würde sich auch auf den Schweizer Markt auswirken in Phasen, in denen die Schweiz ein Netto-Importeur von Strom ist.

Die geplante **Verwendung der Gelder** des Solidaritätsbeitrages kann aber schädliche Auswirkungen für Teile der Schweizer Wirtschaft haben. Namentlich sollen auch Unternehmen in energieintensiven Branchen unterstützt werden, **was konkurrierenden Schweizer Unternehmen im internationalen Wettbewerb schaden kann.**

Dieser Effekt kann im Lichte klassischer Industriepolitik gesehen werden. Diesbezüglich wäre ein Schweizer Verzicht auf die Massnahme aber auch ein positives Signal für den Standort Schweiz, da Investoren und Unternehmen weiterhin davon ausgehen können, dass ihnen hohe Gewinne nicht opportunistisch wegereguliert werden.

Wirkung einer zusätzlichen Umsetzung der Massnahme in der Schweiz: ●

Würde auch die Schweiz die Massnahme umsetzen, kehren sich die Effekte grundsätzlich um. D.h. energieintensive Unternehmen würden profitieren, während ggf. der Standort Schweiz mindestens für Branchen mit fossilen Tätigkeiten Schaden nehmen würden.

Allerdings dürften wenige Unternehmen überhaupt von der Massnahme betroffen sein, da die Steuer nur anfällt, wenn mindestens 75% des Umsatzes eines Unternehmens durch Wirtschaftstätigkeiten in den Bereichen Extraktion, Bergbau, Erdölraffination oder Herstellung von Kokereierzeugnissen erzielt werden. Bei EU-getreuer Umsetzung dürfte v.a. die Erdölraffinerie in Cressier betroffen sein, so dass für energieintensive Unternehmen nur wenige Gelder vorhanden wären.

Insofern gehen wir von einer vernachlässigbaren direkten Wirkung einer Umsetzung in der Schweiz aus, jedoch könnte die Übergewinnbesteuerung einen «Dammbuch» darstellen, welcher dem Wirtschaftsstandort Schweiz künftig anhaften könnte – insofern gehen wir von einer leicht negativen Wirkung aus.

Umsetzungsaufwand ●

Die Schweiz müsste definieren, welche (inländischen) Firmen betroffen wären (z.B. nach Sektoren, Tätigkeit, Unternehmensgrösse), wie genau der jeweilige Übergewinn festgestellt wird (Berechnungsmethodik, Bemessungsgrundlage, Abgrenzungen zu anderen Tätigkeiten), die Berechnungen der Firmen prüfen (lassen) und den betreffenden Betrag einziehen.

Die Schweiz könnte dabei ggf. von Umsetzungen und Erfahrungen in EU-Mitgliedstaaten profitieren, die operative Umsetzung bleibt jedoch während der Dauer der Massnahme zu leisten.

4.6 Übersicht der Bewertung der relevanten EU-Massnahmen

Tabelle 3 stellt die gewonnenen Erkenntnisse der Massnahmen dar, die auf Ebene EU eingeführt werden, in der Schweiz aber noch nicht umgesetzt oder angedacht sind.

Tabelle 3: Einschätzung der in der Schweiz noch nicht eingeführten besonders relevanten EU-Massnahmen

	Umgehungsmöglichkeiten Marktpreise	Notwendige Subventionen Marktfähigkeit	Erzeugungsmöglichkeiten Versorgungssicherheit	Wirksame Umverteilung Bilanz	Fazit allgemeine Bewertung	Techn./rechtl. Notwendigkeit für CH?	Direkte Auswirkung EU-Massnahme in CH	Zusätzliche Wirkung wenn auch CH umgesetzt	Umsetzungsaufwand in der CH
EU - Preisobergrenze für alle Gasimporte									x
EU - Gemeinsamer Gaseinkauf									x
EU - Anpassung der Börsenregeln									(✓)
MS - Reduktion Inputkosten fossiler Kraftwerke									x
EU - Pflicht zur Senkung des Energiekonsums									x
EU - Bürgschaften und Kredite									x
MS - Pauschalzahlungen für vulnerable Kundengruppen									x
EU - Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger									x
EU - Solidaritätsabgabe auf fossilen Tätigkeiten zu Gunsten von Endkunden									x

Wünschbarkeit: ■ Nicht bewertet ■ Schlecht ■ Mittel-Schlecht ■ Mittel ■ Mittel-Gut ■ Gut
 Wirkung auf die Schweiz (wenn nur EU, wenn auch CH): ● Keine ● Negativ ● Eher negativ ● Mittel ● Eher positiv ● Positiv
 Umsetzungsaufwand in der Schweiz: ● Keine ● Hoch ● Mittel

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich folgendes festhalten:

- **Es besteht bei keiner Massnahme eine direkte technische oder rechtliche Notwendigkeit einer Umsetzung.** Bei den Börsenregeln ist, so überhaupt eigene Schweizer Börsenplätze existieren, auf technischer Ebene eine Gleichschaltung vereinbart worden u.a. um Arbitrage vorzubeugen.
- Viele der EU-Massnahmen entfalten eine **direkte Wirkung** in der Schweiz:
 - Die in der betreffenden Spalte mit grünem oder hellgrünem Punkt markierten Massnahmen wirken über die Strom-Grosshandelsmärkte **direkt positiv** in der Schweiz, ohne dass sie etwas unternehmen muss. Besonders positiv sehen wir den gemeinsamen Gaseinkauf, eine Vergünstigung der Inputkosten von fossilen Kraftwerken und Nachfragesenkungen.
 - **Eher negativ** beurteilen wir die orange markierten umverteilenden Massnahmen dahingehend, dass in der EU energieintensive Unternehmen entlastet werden, was Unternehmen am Produktionsstandort Schweiz im internationalen Wettbewerb schwächt. Eine Analyse zur Nutzung dieser Möglichkeit auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten zeigt, dass diese rege hiervon Gebrauch machen und vielfältige Unterstützungen bestehen, insbesondere auch in Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich (vgl. Box 1 auf Seite 82).
 - **Eher neutral** sehen wir demgegenüber die Erlösobergrenze für inframarginale Erzeuger. Die Einnahmen müssen nicht zwingend zur Umverteilung genutzt werden, während die Preissignale unverändert bleiben. Gleichzeitig erscheint der Stromerzeugungsstandort Schweiz kurzfristig attraktiver, indem Erzeuger hier keiner Erlösobergrenze ausgesetzt werden. Die genaue Umsetzung in den Mitgliedstaaten ist allerdings noch unklar.

- Eine **zusätzliche Umsetzung** der Massnahmen kann da erfolgen, wo eine zusätzliche positive Wirkung in der Schweiz entsteht:
 - Positiv sehen wir die in der zweitletzten Spalte hellgrün markierten Massnahmen, namentlich eine **Senkung der Nachfrage** sowie **Massnahmen, welche energieintensive Betriebe entlasten**.
 - Spätestens bei zusätzlichen zielgerichteten Massnahmen für vulnerable Endkunden stellt sich die Finanzierungsfrage. Diese könnte, falls nicht über allgemeine Steuermittel, durch eine **Erlösobergrenze auf inframarginalen Erzeugern** oder eine **Solidarabgabe** gelöst werden.
- Den operativen **Umsetzungsaufwand** beurteilen wir, so überhaupt vorhanden, überall als verhältnismässig. Dieses Kriterium sollte also nicht entscheidend sein, ob eine Massnahme in der Schweiz umgesetzt wird. Eine andere Frage ist, zu welchem Termin die Massnahmen in welchem Ausmass operativ sein können. Dies wurde unter dem Kriterium nicht bewertet.

5 Mögliche Massnahmen für die Schweiz

In einem letzten Schritt werden nun vor dem Hintergrund der Massnahmen der EU und ihrer Beurteilung (Kapitel 3 und 4) mögliche Massnahmen für die Schweiz abgeleitet und Eckwerte einer Umsetzung skizziert.

Die identifizierten Massnahmen werden wie folgt gegliedert.

- Eine erste Differenzierung betrifft erneut die **Fristigkeit der Massnahmen**. Zunächst werden die kurzfristig wirkenden Massnahmen diskutiert (Abschnitt 5.2), danach die grundlegenden, eher längerfristigen Massnahmen (Abschnitt 5.3).
- Die kurzfristigen Massnahmen werden nach der **Schwere des Eingriffs** geordnet. Aus ökonomischer Sicht ist insbesondere die Frage, ob eine Abschöpfung von Gewinnen angemessen ist, nicht eindeutig.⁵¹

Zunächst werden die relevanten Ausgangspunkte zusammengefasst.

5.1 Ausgangspunkte

5.1.1 Ausgangspunkt 1: Wirkung der EU-Massnahmen in der Schweiz

Aus den obigen Ausführungen, insbesondere auch der Übersicht von EU-Massnahmen in Abschnitt 4.1, geht hervor, dass die **Massnahmen der EU sehr weitgehend** sind.

Wie oben diskutiert und in Tabelle 3 dargestellt, **wirken folgende EU-Massnahmen** positiv bzw. eher negativ auf die Schweiz:

- **Positiv via Grosshandelsmarkt:** Gemeinsamer Gaseinkauf, Anpassung Börsenregeln, Pflicht zur Senkung des Energiekonsums;
- **Eher negativ auf den Unternehmensstandort Schweiz:** Unterstützung von energieintensiven Unternehmen in der EU.

5.1.2 Ausgangspunkt 2: Unterstützung von Unternehmen in den Mitgliedstaaten

Bei der Unterstützung von Endkunden, insbesondere auch energieintensiver Unternehmen, überlässt die EU den Mitgliedstaaten substanzielle Freiheiten in der Umsetzung (wer profitiert, wenn überhaupt, in welchem Umfang).

Tabelle 4 bietet eine Übersicht zum Umsetzungsstatus ausgewählter Massnahmen in besonders relevanten EU-Mitgliedstaaten.

⁵¹ Zum einen stellen solche Massnahmen einen Eingriff in die Eigentumsrechte dar mit per se ungünstigen Anreizwirkungen (geringere Investitionsanreize, höhere Rechtsunsicherheit). Die Abschöpfung kann jedoch angemessen sein, wenn die Knappheitssituation von den Produzenten bewusst herbeigeführt worden ist (durch Verknappung des Angebots inkl. Zurückhaltung von Kapazitätsausbau). Inwieweit ex post Zufallsgewinne abgeschöpft werden sollen, dürfte umstritten sein, sollte jedoch in einer gewissen Symmetrie stehen zu unterstützenden Massnahmen im Falle von «Zufallsverlusten»

Tabelle 4: Massnahmen, die seit September 2021 in verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten diskutiert oder beschlossen wurden

	Red. Energie- steuer / Mehr- wertsteuer	Regulierung Endkunden- preise Gas	Regulierung Endkunden- preise Strom	Regulierung Grosshandels- preise	Härtefälle	Unterstützun- gen für Unter- nehmen
Deutschland	✓	✓			✓	✓
Frankreich ⁵²	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Italien	✓				✓	✓
Österreich	✓		✓		✓	✓
Belgien	✓	✓	✓		✓	✓
Niederlande	✓	✓	✓		✓	
Schweden	✓		✓		✓	
Finnland	✓				✓	✓
Spanien	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Daten von Brugel, Stand 21. Oktober 2022.⁵³

Die Tabelle 4 zeigt, dass die genannten Mitgliedstaaten die ihnen gewährten Möglichkeiten intensiv diskutiert haben – insgesamt wurden **über EUR 500 Mrd.** für die Massnahmen bereitgestellt.

Wie in Kapitel 4 bereits herausgearbeitet, sind für den Standort Schweiz insbesondere **Unterstützungen an energieintensive Unternehmen** von besonderer Relevanz. Diese werden in **Box 1** illustrativ für die Nachbarländer ausgeführt. **Es zeigt sich, dass diese teils massiv ausfallen.**

Box 1: Unterstützungen von Unternehmen in den Nachbarländern

Deutschland

- Nachweislich vom Ukraine Konflikt betroffene Unternehmen werden **mit Bürgschaften und Krediten** unterstützt (Details vgl. Abschnitt 4.5.6). Je Unternehmen können bis zu EUR 100 Mio. Kredit beantragt werden. Insgesamt soll die Höhe der Kredite **EUR 67 Mrd.** betragen. Das Bürgschaftsprogramm soll den Erhalt von Betriebsmittel- und Investitionskrediten unterstützen. Betroffene Unternehmen können so bis zu EUR 2.5 Mio. erhalten.
- Weiter gibt es einen zeitlich befristeten **Zuschuss** für Unternehmen mit hohen Zusatzkosten aufgrund gestiegener Gas- und Strompreise (Abschnitt 4.5.7)
- Ebenfalls werden **Steuerentlastungen** gewährt, die es den energieintensiven Unternehmen ermöglichen, für alle Energie- und Stromverbräuche eines Jahres bis zu 90% verbleibenden Energie- bzw. Stromsteuer auf Heizstoffe und Strom zurückerstattet zu bekommen

⁵² In Frankreich gibt es zusätzlich den sogenannten ARENH-Mechanismus (einen regulierten Zugang zur historischen Kernenergie, vgl. Massnahme B.7.5): er erlaubt alternativen Stromversorgern, in einem rechtlich festgelegten Umfang Strom zu Gestehungskosten zu beziehen.

⁵³ Siehe <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

Frankreich

- Das Instrument der **Kurzarbeit** wurde in Frankreich während der Covid-19-Pandemie eingeführt und wurde beibehalten, um Unternehmen zu helfen, die aufgrund der Energiekrise Schwierigkeiten hatten, sich mit Treibstoff zu versorgen.⁵⁴
- Seit dem 1. Juli 2022 gibt es **staatliche Beihilfen zur Deckung der Gas- und Stromrechnungen** für Unternehmen mit hohem Energieverbrauch; Maximal EUR 50 Mio., je nach den Besonderheiten des Unternehmens.⁵⁵
- Im Oktober 2021 wurde beschlossen, die Erhöhung **des regulierten Gaspreises zu begrenzen für Kleinunternehmen**, die über einen Stromzähler mit einer Leistung von weniger als 36 kVA verfügen, können diese Preisobergrenze nutzen (siehe Abschnitt B.1.5).⁵⁵
- die **Energiesteuern** werden für Unternehmen vom Februar 2022 bis Februar 2023 von **22.50 EUR/MWh auf 0.5 EUR/MWh reduziert**.
- **Pauschalbeihilfe für 25% des Verbrauchs** von Unternehmen, um die Differenz zwischen einem Mindestpreis von 325 EUR/MWh und dem Referenzpreis für eine Megawattstunde für den Marktversorgungsanteil ihres Vertrags auszugleichen.⁵⁵
- Der **Elektrizitätsdämpfer** wird auf **800 EUR/MWh begrenzt**. **Alle KMU** werden **ab 2023** von der Einrichtung des Elektrizitätsdämpfers profitieren.
- Es werden neue, **staatlich gedeckte Darlehen** mit subventioniertem Zinssatz geschaffen für bestimmte Unternehmen, welche stark vom Ukraine Konflikt betroffen sind. Mit dem Darlehen können bis zu **15% des durchschnittlichen Jahresumsatzes** der letzten drei Jahren abgedeckt werden, damit die Unternehmen mögliche Liquiditätseingüsse bewältigen können.⁵⁶

Österreich

- KMU, die durch steigende Energiepreise stark belastet werden, erhalten einen **direkten Zuschuss** zu ihren zusätzlichen Energiekosten.
- Neben dem Energiezuschuss sieht eine **Strompreiskompensation** für Unternehmen mit sehr hohem Stromverbrauch vor.

Italien

- Vergabe von **staatlich garantierten Krediten** an Unternehmen mit Liquiditätseingängen.
- Energieintensive Unternehmen erhalten eine **Steuergutschrift** in der Höhe von bis zu **40% der Energiekostenkomponente** (Strom oder Gas), welche im Oktober und November 2022 anfallen.⁵⁷
- Insgesamt beträgt die Höhe der Unterstützungen an Unternehmen **EUR 66 Mrd.** («Decreto Aiuti», «Decreto Aiuti bis» und «Decreto Aiuti ter»).

⁵⁴ Siehe <https://dares.travail-emploi.gouv.fr/donnees/le-chomage-partiel>.

⁵⁵ Siehe <https://www.economie.gouv.fr/hausse-prix-energie-dispositifs-aide-entreprises#Mesures%202023>.

⁵⁶ Siehe <https://www.economie.gouv.fr/ukraine-lancement-pge-resilience-entreprise>.

⁵⁷ Siehe z.B. <https://www.fiscoetasse.com/approfondimenti/15007-decreto-aiuti-ter-le-misure-per-le-imprese.html#paragrafo1>.

5.1.3 Ausgangspunkt 3: Bereits beschlossene Massnahmen in der Schweiz

Ein dritter Ausgangspunkt sind die Massnahmen, die in der **Schweiz bereits beschlossen sind**:

- **Wasserkraftreserve** (Massnahme B.3.3) und **Reservekraftwerk** (Massnahme B.3.2)
- **Gasreserve** in Gasspeichern der Nachbarländer (Massnahme B.3.2)
- **Informationskampagnen** zum Stromsparen (Massnahme B.2.1)
- **Rationierungsplan** für den Fall einer Mangellage (Massnahme B.2.3) mit **Handel von Kontingenten** zur effizienten Allokation der verbleibenden Nachfrage (Massnahme B.2.4)

Wesentliche Massnahmen sind somit bereits eingeleitet worden.

5.2 Kurzfristige Massnahmen

5.2.1 Auswahl der Massnahmen

Entlang der obigen Kategorisierung der Wirkungsweisen und der Einschätzung der verschiedenen Massnahmen lassen sich folgende **möglichen kurzfristigen Massnahmen** identifizieren:

- **Eingriffe in die Preisbildung:**
 - Die **Schweizer Grosshandelspreise** sind von denjenigen der Nachbarländer abhängig, welche die Schweiz nicht beeinflussen kann. Insofern erübrigen sich hier Massnahmen und viele der EU-Massnahmen werden, falls nicht bereits geschehen, eine positive Wirkung direkt in der Schweiz ausüben. Will die Schweiz gleichwohl die Preisbildung am Schweizer Grosshandelsmarkt beeinflussen, müsste sie entweder die Gebote von ausländischen Erzeugern regulieren – wohl in Kombination mit der Einführung eines eigenen Schweizer Marktplatzes – oder die Allokation der Grenzkapazitäten verändern. Solche Massnahmen wurden bislang nicht gefordert und werden daher nicht weiter behandelt.
 - Die EU lässt eine **Regulierung der Endkundenpreise** zu, vgl. Massnahme B.1.7. Die Schweizer Endkundenpreise von Kleinkunden sind, da im Monopol, bereits reguliert. Möglich wäre es, entweder innerhalb der Grundversorgung Anpassungen zu vollziehen (z.B. Ausgleich zwischen verschiedenen EVU) oder für Marktkunden ausserhalb der Grundversorgung eine neue Lösung zu bieten. Hierzu wurden verschiedene Vorschläge eingebracht, die in Anhang B.1.7 dokumentiert sind. Nachfolgend wird in dem Zusammenhang der Vorschlag eines **nationalen Stromversorgungspools** aufgenommen.
- **Nachfragesenkungen:** Nachfragesenkungen wirken sich gerade zu Spitzenlastzeiten auch in der Schweiz stark preissenkend aus. Insofern drängt sich hier die EU-Massnahme «**Pflicht zur Senkung des Energiekonsums**» auf.

- **Ausbau des Angebots:** Angebotsseitig hat die Schweiz mit der Wasserreserve, den Notstromgruppen und dem Reservekraftwerk bereits aufgegleist, was kurzfristig möglich ist. Kundenseitig boomt gleichzeitig der Bau von Photovoltaik, weshalb entsprechende Kapazitäten zum Bau solcher Werke bereits rar sind. Ebenso versorgen sich vermehrt Kunden mit Notstromaggregaten. Die systematische Nutzung von Notstromaggregaten zur Versorgung der Spitzenlasten ist aktuell vorgesehen für die Reserve.
- **Umverteilende Eingriffe**
 - Die Mitgliedstaaten erhalten zum einen weitgehende Möglichkeiten, **Endkunden inklusive Unternehmen zu unterstützen**, was die EU-Mitgliedstaaten auch gerne nutzen. Entsprechende Massnahmen fehlen in der Schweiz bislang, dürften bei gebundenen Stromkunden aufgrund der bestehenden Preisregulierung weniger immanent sein – insbesondere dort, wo EVUs eigene Stromproduktion haben. Da dies nicht überall gleichermassen der Fall ist, bieten sich **Härtefallregelungen** in Form von **pauschalisierten Unterstützungszahlungen** für vulnerable Bevölkerungsgruppen an (Massnahme 4.5.7). Solche Hilfen könnten bei Bedarf auch für Wärmequellen aus anderen Energieträgern eingeführt werden. Für Unternehmen sehen wir **Bürgschaften und Kredite** als gezielte Massnahme an, die unter gewissen Voraussetzungen auch erlassen werden könnten (Massnahme 4.5.6). Dies könnte insbesondere für energieintensive Unternehmen wichtig sein.
 - Zum anderen sind auf Ebene EU weiterreichende **Gewinnabschöpfungen** vorgesehen. Sollte die Schweiz für die obigen Härtefallregelungen einen **Finanzierungsbedarf** haben, wären **Erlösbergrenzen für inframarginale Erzeuger** (Massnahme 4.5.8) eine mögliche Quelle. Ordnungspolitisch kritischer sehen wir die **«Solidaritätsabgabe»** bzw. Gewinnbesteuerung auf fossilen Tätigkeiten (Massnahme 4.5.9). Diese dürfte überdies kaum wirksam sein, weil die diesbezüglichen Vorgaben der EU sehr einschränkend sind und im Wesentlichen nur die Raffinerie in Cressier betreffen dürfte (vgl. Fussnote 48: «mindestens 75% des Umsatzes durch Wirtschaftstätigkeiten in den Bereichen Extraktion, Bergbau, Erdölraffination oder Herstellung von Kokereierzeugnissen»). Eine Alternative hierzu wäre – aufgrund der öffentlichen Besitzstruktur der Schweizer Energiewirtschaft – die **freiwillige Bereitstellung von Dividendenausschüttungen** durch die öffentlichen Eigner.

5.2.2 Mögliche Eckwerte der Massnahmen

Die oben rot hervorgehobenen Massnahmen werden nachfolgend entlang ihrer Eingriffstiefe näher skizziert.

Bürgschaften und bedingt rückzahlbare Kredite für Unternehmen

- Unternehmen erhalten die Möglichkeit, bedingt rückzahlbare Kredite zu beantragen (EU-Massnahme 4.5.6).
- Kredite können bei der Hausbank auf Antrag gewährt werden. Ab Inkrafttreten der Massnahme kann dies in einem ähnlichen Vorgehen wie bei den Corona-Krediten geschehen, wobei aber die Erfordernisse weitergehend sind (vgl. nachfolgend). Der Bund bürgt für die Kredite.
- Antragsteller müssen im standardisierten Antrag ein konkretes Bedürfnis aufzeigen und mit entsprechend detaillierten Informationen unterlegen (wie und in welchem finanziellen Umfang wurde das Unternehmen konkret getroffen inkl. diesbezügliche Nachweise, warum hat das Unternehmen sich nicht abgesichert, in welchem Verhältnis stehen die Mehrkosten zum übrigen Aufwand, wer sind die Eigentümer, usw.).
- Die Laufzeit ist zunächst begrenzt auf drei Jahre. Die Darlehen sind zu verzinsen mit Sätzen, die leicht über normalen Betriebskrediten liegen. Die Mittel müssen nachweislich für die Begleichung von Strom- oder Gasrechnungen eingesetzt werden.
- Unter genauer zu spezifizierenden Bedingungen kann der Kredit erlassen werden, damit insbesondere energieintensiven Betrieben, welche nicht ein Liquiditäts-, sondern ein Kostenproblem haben, gezielt geholfen werden kann. Bedingungen könnten insbesondere sein:
 - Inwieweit das Unternehmen massgeblich im internationalen Wettbewerb mit Unternehmen steht, die im Ausland unterstützt werden;
 - Sanierungsbeitrag der Eigner / des Managements / der Belegschaft;
 - Beitrag des Kantons und der Gemeinde, in denen die Unternehmung ihren Sitz hat.

Pauschalisierte Zahlungen an gebundene Endkunden

- Ausgewählte gebundene Kunden erhalten auf Antrag zur Abfederung hoher Strompreise die Möglichkeit für Unterstützungsleistungen in Form von pauschalisierten Beiträgen, damit Energiesparanreize möglichst vollständig erhalten bleiben (Massnahme 4.5.7)
- Die Massnahmen sind, da regulierte Monopolpreise, erst nötig ab 1.1.2023 (zuvor gelten noch die Tarife 2022, die im Sommer 2021 von den EVU festgelegt wurden);
- Für das Jahr 2023 können Endkunden also mit angepasstem Verbrauch auf hohe Strompreise reagieren. Ausnahmen sind Haushalte, in denen mit Wärmepumpen oder Elektroheizungen geheizt wird. Jedoch können auch diese Haushalte eine tiefere Zimmertemperatur wählen und so den Verbrauch reduzieren.
- Voraussetzung für eine Unterstützung könnte daher sein:

- Versorgt von EVU, dessen Grundversorgungstarif (Energieteil) pro kWh eine zu definierende Schwelle übertrifft;
 - Installierte Wärmepumpe oder Elektroheizung;
 - Ggf. steuerbares Einkommen pro Person im Haushalt unter einer gewissen Schwelle und nur, sofern der Haushalt selbst für die Stromrechnung aufkommt;
 - Endkunde reicht einen Antrag ein und macht grobe Angaben zu den obigen Punkten.
- Bemessung Unterstützungsleistung: Pauschalbetrag pro Person im Haushalt in Abhängigkeit der Höhe des Energietarifs (ab der definierten Schwelle, z.B. ab Energietarifen ohne Netzentgelt und Netzzuschlag von 15 Rappen pro kWh) kalkuliert auf einem Norm-Wärmeverbrauch, d.h. Haushalte mit kleinerer Fläche pro Kopf profitieren relativ zur Stromrechnung stärker.
 - Die Auszahlung könnte mittels Steuergutschrift oder, analog zur Rückvergütung der CO₂-Abgabe, über tiefere Krankenkassenprämien erfolgen.

Pflicht zur Senkung der Lastspitzen

- Pflicht zur Senkung der Lastspitzen analog der EU-Massnahme in Abschnitt 4.5.5⁵⁸;
- Die 10% der Stunden mit höchster erwarteter Last im relevanten Referenzzeitraum würden von Swissgrid veröffentlicht und ein Monitoring aufgeschaltet, das ab der Umsetzung der Massnahme die Differenz zum Referenzzeitraum anzeigt;
- EVU könnten, falls die durchschnittlichen Höchstlasten auf nationaler Ebene nicht unter 5% zu liegen kommen, angewiesen werden, mittels Rundsteuerung, zu den von Swissgrid vordefinierten Höchstlaststunden, entsprechende Geräte bei den Haushalten auszuschalten. Die Anweisung würde von Swissgrid kommen und könnte auch regional differenziert werden entlang der Anschlusspunkte von Swissgrid mit stündlicher Lastgangmessung;
- Für grössere Unternehmen könnte der auf privater Basis bereits vorgesehene Kontingentenhandel (Abschnitt B.2.3 bzw. B.2.4) schon vor der Mangellage aktiviert werden, um eine preissenkende Wirkung auf die Grosshandelspreise im Sinne aller zu erzielen. Hierbei wären von den betreffenden Unternehmen Referenzverbrauchswerte zu ermitteln (zu melden von den Lieferanten oder, besser, von den VNB) und hiervon ein zu definierendes Sparziel anzuwenden, das die Unternehmen untereinander allozieren. Eine administrierte Alternative wäre, dass die Swissgrid zentral Auktionen in Anlehnung zur negativen Regelleistung durchführt;

⁵⁸ Hohe Strompreise werden stark getrieben von Lastspitzen im Winter. Gemäss stündlicher Marktpreissimulationen werden die Day-Ahead Preise im kommenden Winter während der Weihnachtsferien um ein Vielfaches unter den Preisen davor und danach liegen. Insofern würde bereits eine 5%ige Reduktion der Lastspitzen im ersten Quartal 2023 spürbar tiefere Preise bringen.

- Ebenso könnten Vermieter angewiesen werden, ihren Mietern die voraussichtlichen Preiserhöhungen für den Wärmebedarf (Strom, Gas, Erdöl, Holz) spätestens Ende 2022 mitzuteilen, um die Preissensitivität zu stärken.

Nationaler Stromversorgungspool für Marktkunden

- Es wird ein nationaler Stromversorgungspool errichtet, dem sich Marktkunden jederzeit freiwillig anschliessen können und der sie zu langfristig tragbaren Preisen mit Energie versorgt (Massnahme B.1.7)
- Die Kunden müssen mit ihren Anschlüssen, Gebäuden und Produktionsanlagen mindestens 7 Jahre im Pool bleiben, damit dieser ausreichend Planungssicherheit hat (7 Jahre Kündigungsfrist).⁵⁹
- Der Pool übernimmt die Lieferverträge der eingetretenen Kunden, beschafft Erzeugung und kann selbst in neue nicht-fossile Erzeugung investieren. Die Erzeugung wird möglichst dort gebaut, wo die Kunden liegen.
- Der Pool wird, soweit dies vorgesehen ist, aus Mitteln der Gewinnabschöpfung alimentiert (vgl. Massnahmen nachfolgend) und ansonsten von Bund mit einem Startkapital versehen, das von Kantonen ergänzt wird – anteilig nach Unternehmen, die sich dem Pool anschliessen. Der Pool kann sich kurzfristig verschulden, der Bund bürgt für die Mittel bis zu einem zu definierenden Umfang.
- Ebenfalls wird ein Recht und ggf. eine Pflicht für Erzeuger in der Schweiz eingeführt, dem Pool einen Maximal- bzw. ggf. einen Mindestanteil gestützt auf Langfrist-Lieferverträge ganzjährig zu Gestehungskosten zu verkaufen. Dies gilt, soweit diese nicht schon anderswo zu Gestehungskosten liefern (d.h. die Steuerung der Anlagen erfolgt weiterhin durch die Erzeuger bzw. wie bis anhin). Das Recht gilt ab Einrichtung des Pools bedingt auf eine entsprechend ausreichend hohe Nachfrage des Pools. Die Pflicht gilt ab dem 1.1.2024. Der Pool kann eine Obergrenze festlegen, bis zu der er Gestehungskosten akzeptiert.
- Der Pool setzt die Preise so fest, dass er langfristig selbsttragend ist, dass also keine dauerhafte Subventionierung stattfindet.
- Fakultativ könnte zudem ab dem 1.1.2024 ein «limitierter Zugang» zum Pool für bestimmte EVU vorgesehen werden, um für Endkunden von EVU mit hohen Preisen eine dauerhafte Entlastung zu bieten. Konkret würden EVU, die eine Mindestschwelle von Eigenproduktion nicht übertreffen (z.B. 20%), die Möglichkeit erhalten, vom Pool einen zu bestimmenden Anteil zu «Gestehungskosten plus» zu beziehen. Der Preis soll höher liegen, als die Investitionskosten der EVU für neue Erzeugung sind, damit die EVU es mittel- und langfristig vorziehen, selbst in neue Erzeugung zu investieren.

⁵⁹ Die Kündigungsfrist betrifft die genannten Anlagen, d.h. Firmen können die Frist durch Umstrukturierungen nicht entgehen.

- Der Pool könnte als eigene Anstalt des Bundes aufgesetzt werden oder als Konzession im Vergabeverfahren langfristig vergeben werden.

Box 2 zeigt die Grössenordnung auf, welche ein Stromversorgungspool aufweisen könnte. Würde etwa ein Viertel der Unternehmen am Markt dem Pool beitreten, würde dies einer Nachfrage von ca. 7.5 TWh entsprechen. Sollte sich der Pool hälftig zu Gestehungskosten eindecken können, würde dies grob einem Anteil von 7.5% an der Schweizer Produktion entsprechen.

Box 2: Grössenordnungen mit Blick auf den Stromversorgungspool

Marktaufteilung im Schweizer Strommarkt

Der Schweizer Strommarkt kann in freie und gebundene Endkunden unterteilt werden. Die grosse Mehrheit der Endkunden sind gebunden, diese machen jedoch mengenmässig nur etwa die Hälfte der Nachfrage aus.

- Die Schweizer Produktion umfasste im Jahr 2021 rund 60 TWh⁶⁰;
- Total wurden im gleichen Zeitraum ebenfalls ungefähr 60 TWh von Schweizer Endkunden verbraucht;
 - Davon werden ca. 50 TWh über den Strommarkt gehandelt, wovon 30 TWh an freie Endkunden gelangen und 20 TWh an gebundene Endkunden;
 - Weitere 10 TWh aus der Eigenproduktion der Stromversorgungsunternehmen gehen an gebundene Endkunden;
- Für ein reibungsloses Funktionieren des Strommarkts werden jährlich etwa 33 TWh exportiert und importiert.⁶¹

Die Mehrheit (5/6) des Schweizer Stroms wird somit über den Strommarkt gehandelt und ca. ein Sechstel wird zu Gestehungskosten vertrieben. Zurzeit gelangt über den Strommarkt ca. 60% des Stroms der (nicht-EVU) Produzenten an freie Endkunden.⁶²

Grössenordnung Stromversorgungspool

Es ist schwierig abschätzbar, wie gross der Anteil wäre, der sich dem skizzierten Stromversorgungspool anschliessen würde. Je attraktiver der Pool ausgestaltet wird, desto höher wird der Anteil der Marktkunden sein, die sich ihm anschliessen. Die nachfolgende Tabelle zeigt für arbiträr gewählte Anteile von Marktkunden, wie gross die zugehörige Nachfrage in TWh wäre und welchem Anteil dies an der Produktion entspricht, die heute nicht zu Gestehungskosten verkauft wird. Eine genauere Abschätzung in Abhängigkeit der Konditionen im Pool würde eine separate Untersuchung erfordern.

⁶⁰ Siehe <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/>.

⁶¹ Verhältnisse aus <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/54046.pdf>.

⁶² Von den insgesamt ca. 60 TWh, werden ca. 10 TWh von Energieversorgungsunternehmen selber produziert, welche diesen Strom an die gebundenen Endkunden liefern. Von den übrigen ca. 50 TWh der (nicht-EVU) Produzenten werden hierbei ca. 30 TWh an freie Endkunden. Es gehen folglich 60% des Stroms der (nicht-EVU) Produzenten an freie Endkunden. Siehe [Faktenblatt BFE 2018](#).

Tabelle 5: Grössenordnung Stromversorgungspool

Anteil Marktkunden, die in den Pool wechseln	Nachfrage	Anteil an Produktion am Markt
10%	3 TWh	6%
25%	7.5 TWh	15%
33.3%	10 TWh	20%

Lesebeispiel: Würde **ein Drittel** der Marktkunden sich dem Pool anschliessen, muss der Pool sich mit rund **10 TWh** Strom eindecken. Dies entspricht rund **20% der Stromproduktion der (nicht-EVU) Produzenten**, die heute am Markt verkaufen und nicht zu Gestehungskosten.

Erlösbergrenze auf inframarginalen Erzeugern

- Grundsätzlich analog zur EU-Massnahme in Abschnitt 4.5.8. Ziel der Massnahme wäre es, die Ausgaben zu finanzieren, die für die Härtefallregelungen und ggf. den Grundversorgungspool anfallen. Herangezogenen würden die Stromerzeuger, die nun in der Schweiz besonders von den hohen Strompreisen profitieren.
- Die Massnahme würde strikte nach EU-Umsetzung v.a. Laufwasser, KKWs, Erneuerbare und Biomasse betreffen. Zu prüfen wäre, ob z.B. neue Erneuerbare von der Massnahme ausgenommen werden sollen und der Anteil der Wasserspeicher, für den Herkunftsnachweise ausgestellt werden, ebenfalls der Massnahme unterstellt wäre.
- Bei der Umsetzung ist ein System zu wählen, das sicherstellt, dass die Kraftwerke die Gewinnabschöpfung nicht als variable Kosten in ihre Marktgebot einpreisen und es ist zu berücksichtigen, dass viele Erzeuger ihre 2022er Produktion zu Teilen bereits vor der Hochpreisphase auf Termin verkauft hatten.
- In Abweichung zur EU-Vorgabe werden für eine möglichst «rechtsstaatliche» Umsetzung ex post keine Erlöse abgeschöpft, sondern aufgrund des grundsätzlich rollierenden Verkaufs der Erzeuger ab der Einführung der Massnahme je Erzeugungstechnologie ein fixer Betrag verrechnet.
- Das abzurichtende Entgelt bemisst sich auf fixer Basis je Monat anhand der individuellen Erzeugungsleistung, historischer Verfügbarkeitsfaktoren und technologiespezifischem Mark-up in Abhängigkeit von zu definierenden Terminmarktpreisen und Durchschnittskosten der jeweiligen Technologie. Ggf. kann analog zu den Ideen in Deutschland für unterschiedliche Hedging-Strategie korrigiert werden.

Übergewinnabschöpfung auf fossilen Tätigkeiten

- Grundsätzlich analog zur EU-Massnahme 4.5.9 (Solidaritätsbeitrag, nur Gewinnabschöpfungsseite).
- Der Solidaritätsbeitrag gilt analog der EU-Regelung für Unternehmen, die mindestens 75% ihres Umsatzes durch Wirtschaftstätigkeiten in den Bereichen Extraktion, Bergbau, Erdölraffination oder Herstellung von Kokereierzeugnissen erzielen.

- Soll die Massnahme, damit wirksam, mehr Unternehmen treffen, wären diese entsprechend zu verschärfen («Swiss Finish» z.B. auf Unternehmen, die mit Öl oder Gas handeln).
- Der Solidaritätsbeitrag würde als Abweichung zu Vorjahresgewinnen analog der EU-Vorgabe berechnet werden.

Freiwillige Dividenden der öffentlichen Eigner

- Öffentliche Eigner von Schweizer Energieunternehmen, die besonders hohe Überschüsse erzielen, könnten diese auf freiwilliger Basis teilweise an den Bund abführen zur Finanzierung der Massnahmen zu Gunsten besonders betroffener Endkunden.

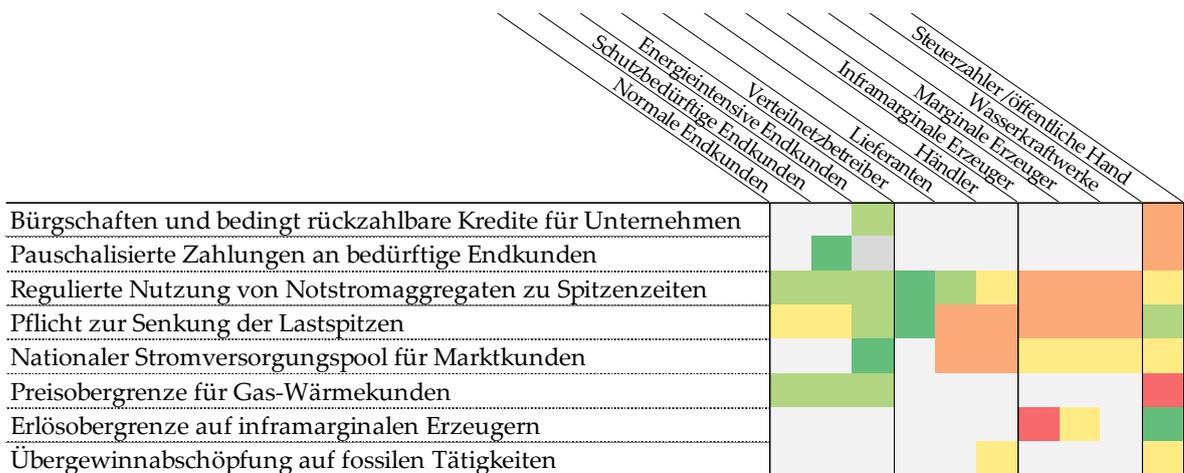
5.2.3 Verteilungswirkungen bei einer Umsetzung

In der folgenden Tabelle stellen wir die Auswirkungen dar, welche die Massnahmen aus Abschnitt 5.2.2 auf die folgenden Schweizer Akteure hätten vor dem Hintergrund der in der EU bereits vorgesehenen Massnahmen:

- Endkunden: Normale, schutzbedürftige, energieintensive
- VNBs, Lieferanten, Händler
- Erzeuger differenziert nach Technologie (inframarginale ohne Wasserkraft, Wasserkraft, fossile Erzeuger)
- Die Steuerzahler bzw. die öffentliche Hand (i.S. vom direkten Subventionsbedarf, den die Massnahme auslöst)

Es wird also nur die Verteilungswirkung beurteilt, die sich durch eine **zusätzliche Umsetzung in der Schweiz** ergibt und nicht diejenige, die bereits aus den direkten Wirkungen der EU-Massnahmen in der Schweiz resultiert.

Tabelle 6: Einschätzung der Wirkungen einer zusätzlichen Umsetzung von EU-Massnahmen auf Akteure in der Schweiz



■ Keine ■ Schlecht ■ Mittel-Schlecht ■ Mittel ■ Mittel-Gut ■ Gut

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich folgendes festhalten:

- Generell zielen die Massnahmen darauf, Endkunden dabei zu unterstützen, die Kosten der hohen Energiepreise zu tragen. Aus diesem Grund sind die Massnahmen überwiegend positiv für die Endverbraucher. Wenn eine Massnahme jedoch spezifisch auf schutzbedürftige oder energieintensive Endkunden abzielt, wirkt sie sich nicht oder nur in geringem Masse auf die normalen Endkunden aus.
- Einige der Massnahmen, die den Endverbrauchern helfen sollen, werden vom Bund unterstützt und haben daher keine oder niedrige direkte Auswirkungen auf andere Akteure (z. B. Pauschalzahlungen).
- Massnahmen, die darauf abzielen, die Renten einiger Akteure zu senken, haben hingegen negative Auswirkungen auf diejenigen, deren Renten gesenkt wird (z. B. Erlösobergrenze auf inframarginalen Erzeugern) und eine entsprechend positive Wirkung für die öffentliche Hand.

Da es sich jeweils um Einzelmassnahmen handelt, gibt es keine Massnahme, die nicht auch Verlierer kennt. Dem kann begegnet werden, indem Massnahmen in geeigneter Weise kombiniert werden.

5.2.4 Anpassungsbedarf aus rechtlicher Sicht

Die obigen Massnahmen müssten, damit sie ihre Wirkung rasch entfalten können, möglichst schnell umgesetzt werden – idealerweise noch im Winter 2022/2023. Hierfür bieten sich grundsätzlich zwei Gefässe an:

- Zumindest teilweise könnten einzelne Massnahmen auf der Grundlage des **Landesversorgungsgesetzes (LVG)** angegangen werden. Mit diesem kann, sofern eine schwere Mangellage im Energiemarkt unmittelbar droht, rasch gehandelt werden.
- Alternativ dazu bietet sich der Politik im vorliegenden Kontext einzig das Mittel des **dringlichen Bundesgesetzes** nach Artikel 165 der Bundesverfassung (BV) an.⁶³ Eine Notverordnung dürfte vorliegend nicht in Frage kommen, weil hierfür eine unmittelbar drohende schwere Störung der öffentlichen Ordnung oder der inneren oder äusseren Sicherheit vorausgesetzt ist.

⁶³ Gestützt auf Artikel 165 Absatz 1 der Bundesverfassung (BV) kann die Mehrheit der Mitglieder beider Kammern des Parlaments ein Bundesgesetz, dessen Inkrafttreten keinen Aufschub duldet, für dringlich erklären und sofort in Kraft setzen, wenn auch befristet. Wird eine Volksabstimmung verlangt, so tritt es ein Jahr nach seiner Annahme ausser Kraft, wenn es nicht innerhalb dieser Frist vom Volk angenommen wird (Abs. 2). Absatz 3 dieser Bestimmung erlaubt es dem Parlament, auch Norminhalte zu verabschieden, für die es keine Verfassungsgrundlage gibt. In diesem Rahmen ist eine Zustimmung von von Volk und Ständen binnen eines Jahres obligatorisch. Dabei ist eine Interessenabwägung vorzunehmen: Das Abweichen von der Verfassung muss durch schwerwiegende Gründe gerechtfertigt sein – das Vorgehen muss geradezu als unumgänglich eingestuft werden. Letztlich ist der Erlass eines dringlichen Bundesgesetzes, sei es mit oder ohne Verfassungsgrundlage politischer Entscheid des Parlaments.

Die nachfolgend widergegebene Beurteilung basiert auf einer ersten, summarischen Einschätzung des BFE. Für eine vertiefte Abklärung wären Rücksprachen insbesondere mit dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung und dem Bundesamt für Justiz erforderlich.

- **Pauschalzahlungen an unterstützungsbedürftige Endkunden:** Es sind keine Rechtsgrundlagen ersichtlich, auf deren Grundlage sich diese Massnahme umsetzen liesse, weder im Energie- und Stromversorgungsrecht, noch im Bereich der wirtschaftlichen Landesversorgung. In Frage käme, schon nur mit Blick auf den Zeithorizont, einzig das Instrument des **dringlichen Bundesgesetzes**. Da eine Verfassungsgrundlage für solche Unterstützungsleistungen prima vista nicht ersichtlich ist, wäre eine Volksabstimmung spätestens ein Jahr nach der Annahme durch das Parlament voraussichtlich obligatorisch.
- **Bürgschaften, Kredite:** Analog zu Pauschalzahlungen müssten somit ebenfalls auf dem Weg eines **dringlichen Bundesgesetzes** umgesetzt werden.
- **Pflicht zur Senkung des Energiekonsums:** Im Fall einer bereits eingetretenen oder unmittelbar drohenden schweren Energiemangellage könnten entsprechende Vorschriften unter Beachtung des Verhältnismässigkeitsprinzips im Sinne von wirtschaftlichen Interventionsmassnahmen vom Bundesrat auf dem **Verordnungsweg** erlassen werden (vgl. auch die sich in Vorbereitung befindlichen *Verordnungen über Verbote und Beschränkungen der Verwendung von Gas und über die Kontingentierung des Gasbezugs*). Soll der Konsum bereits präventiv gesenkt werden, auch wenn keine unmittelbare Mangellage droht, wäre auch hier ein **dringliches Bundesgesetz** notwendig.
- **Nationaler Stromversorgungspool:** Die Massnahme ist mit den Vorgaben des Stromversorgungsgesetzes nicht kompatibel, weshalb sich auf dem Verordnungsweg nichts bewirken lässt. Für den kommenden Winter käme aber selbst eine parlamentarische Initiative (viel) zu spät, da ein Inkrafttreten auf Anfang nächsten Jahres das Ziel sein müsste. Damit bleibt auch hierfür nur der Weg des **dringlichen Bundesgesetzes** nach Artikel 165 BV. Auch hier wäre vermutlich nach spätestens einem Jahr eine Annahme von Volk und Ständen erforderlich, zumal sich der Normgehalt mit Blick auf den Eingriff in die Tätigkeit der Stromproduzenten wohl zumindest teilweise ausserhalb der Verfassungsgrundlagen bewegt.
- **Preisobergrenze für Endkunden:** Einen Price-Cap für Endkunden kann auf die Schnelle ebenfalls nur auf dem Weg des **dringlichen Bundesgesetzes** realisiert werden. Zwar verzichtet das StromVG auf eingehende Vorgaben zur Ausgestaltung der Energietarife. Eine Lösung auf der Verordnungsebene dürfte aber schon deshalb ausscheiden, weil der Eingriff auch die Wirtschaftsfreiheit der mit der Vornahme der Grundversorgung betrauten Energieversorgungsunternehmen berührt.
- **Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger:** Denkbar sind zwei Wege:
 - Gestützt auf Artikel 33 Absatz 2 LVG können sogenannte *Margenvorschriften* eingeführt werden. Mit solchen liesse sich das Ziel der Erlösobergrenze erreichen. Gemäss Botschaft zum LVG stellen «Preismassnahmen einen massiven Eingriff in die

Wirtschaftsfreiheit dar und sind deshalb nur mit grösster Zurückhaltung zu ergreifen. Margenvorschriften sollen dazu dienen, willkürliche und wirtschaftlich unbegründete sowie volkswirtschaftlich schädliche Preisgestaltungen während einer schweren Mangellage zu verhindern.» Aufgrund der systematischen Auslegung der Norm (Einbettung in Kapitel 3 des LVG) ist klar, dass auch für diese Massnahme eine schwere Mangellage mindestens unmittelbar drohen muss. Da diese Voraussetzung nicht leichthin als erfüllt betrachtet werden kann, wäre ein **dringliches Bundesgesetz** aus Gründen der Planbarkeit zweckmässiger, insbesondere da der Eingriff auch dann möglich sein soll, wenn keine unmittelbare Mangellage (mehr) droht, Übergewinne aber weiter anfallen.

- Aufgrund der nahezu ausschliesslich öffentlichen Eigentümerstruktur im Sektor, insbesondere auch an den grösseren Stromproduktionsanlagen, wäre eine Alternative, dass die öffentlichen Eigentümer einen Teil der erzielten Gewinne auf unverbindliche Einladung des Bundes hin als **Sonderdividenden** ausschütten und in den Stromversorgungspool eingeben.
- **Steuer auf «Übergewinnen» (Windfall Profits):** Da das Steuersubstrat grundsätzlich den Kantonen gehört, darf der Bund nur dort Steuern einführen – und um eine solche handelt es sich hier –, wo ihn die Verfassung dazu ausdrücklich ermächtigt. Für die Abschöpfung von Windfall Profits gibt es indes offensichtlich keine genügende Verfassungsgrundlage. In Frage käme deshalb höchstens ein **dringliches Bundesgesetz** im Sinne von Art. 165 Abs. 3 BV, sprich mit obligatorischer Volksabstimmung.

5.2.5 Fazit zu kurzfristigen Massnahmen in der Schweiz

Viele der EU-Massnahmen wirken über den Grosshandelsmarkt direkt preissenkend in der Schweiz. Da der Schweizer Grosshandelspreis i.d.R. von den Preisen im benachbarten Ausland abhängt, ist der Zusatznutzen gleichgerichteter Massnahmen in der Schweiz gering.

Handlungsbedarf besteht, falls in der Schweiz folgende Ziele erreicht werden sollen:

- **«Härtefälle angehen, um die Folgen hoher Preise gezielt lindern zu können».** Ausgehend von den EU-Massnahmen bieten sich pauschalisierte Zahlungen für Haushalte auf Antrag an.
- **«Unternehmen, die aufgrund der hohen Preise in Liquiditäts- oder Rentabilitätsprobleme geraten sind, zielgerichtet unterstützen und ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit sichern** vor dem Hintergrund, dass die EU und ihre Mitgliedstaaten insbesondere energieintensive Unternehmen helfen». Bürgschaften und Kredite für Unternehmen können hierfür Abhilfe schaffen, wobei die Möglichkeit bestehen sollte, die Kredite in begründeten Fällen zu erlassen.
- **«Nachfragespitzen brechen, um überproportional von tieferen Preisen zu profitieren».** Soll dieses Ziel erreicht werden, wäre die EU-Massnahme «Senkung des Energiekonsums» anzugehen mit einem Fokus auf Stunden im Winter, in denen i.d.R. die Höchstlasten auftreten.

- «**Es soll für Strommarktkunden auch mittel- und langfristig eine nachhaltige Lösung für preiswerten Strom geschaffen werden**». Hierfür kann die Idee eines nationalen Stromversorgungspools aufgenommen werden, der sich unter der EU-Massnahme «regulierte Endkundertarife» unterbringen liesse.
- «**Die Unterstützungsleistungen finanzieren**». Zur Finanzierung bietet sich neben Mitteln der öffentlichen Hand eine Erlösobergrenze für inframarginale Erzeuger an. Diesbezüglich ist zu bedenken, dass die öffentliche Hand von den betroffenen Unternehmen bereits via höher ausfallender Steuererträge profitieren wird. Aufgrund der öffentlichen Besitzstruktur der Schweizer Stromwirtschaft wäre eine Alternative, dass die Eigner der nun besonders erfolgreichen Stromunternehmen Teile ihrer Dividenden beitragen.

Die rechtliche Umsetzung dürfte bei allen skizzierten kurzfristigen Massnahmen per **dringlichem Bundesgesetz** erfolgen müssen.

Die in Abschnitt 5.2.2 skizzierte Umsetzung der Massnahmen wäre bedeutend weniger weitgehend als diejenigen in der EU und hätte folgende **Vorteile**:

- Das Marktdesign und die Preisbildung bleiben im Wesentlichen unverändert, die preisdämpfende Wirkung der EU-Massnahmen kann sich entfalten;
- Die Unterstützungen sind zielgerichtet auf kurzfristig eintretende Härtefälle ausgerichtet und bieten eine Lösung auch bei einem Kostenproblem von Unternehmen;
- Gezielte Nachfragesenkungen dämpfen die grössten Preisspitzen, kommen den Besprechungen der EU entgegen und tragen zu tieferen Preisen bei;
- Der Stromversorgungspool bietet eine nachhaltige Lösung für Marktkunden, die an stabilen Preisen interessiert sind, und ebnet allen Erzeugern im Markt die Möglichkeit, einen Teil der Produktion zu Gestehungskosten zu verkaufen – diese Möglichkeit besteht heute aufgrund der Teilliberalisierung des Marktes nur für EVU mit eigenem Verteilnetz. Zudem wird der Zubau Erneuerbarer gestärkt und, je nach Ausgestaltung, wird auch EVU ohne eigene Stromproduktion ein Zugang für Produktion zu Gestehungskosten ermöglicht.
- Die Erlösobergrenze auf inframarginalen Erzeugern schöpft implizit allzu hohe Windfall Profits von Erzeugern ab, eine pragmatischere Lösung wäre jedoch die freiwillige Bereitstellung von Sonderdividenden, die aufgrund der primär öffentlichen Besitzstruktur im Strommarkt grundsätzlich möglich wäre.

5.3 Langfristige Massnahmen

Die vorgestellten kurzfristig wirkenden Massnahmen verbessern die Vollständigkeit der Märkte am mittleren und langenden Ende mit Ausnahme des Stromversorgungspools nicht.

Längerfristig steht, wie in Kapitel 2 ausgeführt, das Anliegen im Vordergrund, **die langfristigen Möglichkeiten zum Verkauf und Kauf von Strom auf Termin zu verbessern**:

- Heute gibt es für **Erzeuger** nur limitierte Möglichkeiten, langfristig ihren Stromabsatz zu verkaufen. Märkte sind bis höchstens drei Jahre liquide, wenn überhaupt. Liquide Terminmärkte würden die Investitionsrisiken in neue Erzeugung senken, indem ein viel grösserer Teil der Produktion sofort verkauft werden kann.
- Es besteht für **Unternehmen** naturgemäss eine eher geringe Nachfrage, Strom sehr langfristig zu beziehen, da es für das einzelne Unternehmen schwierig abzuschätzen ist, wieviel Strom z.B. in 10 Jahren benötigt wird (wenn gleichzeitig Humanressourcen i.d.R. nur für drei Monate gebunden werden können). Insofern haben relevante Teile der Marktgegenseite einen wenig langen Planungshorizont, was die Liquidität einschränkt auch für Kunden, welche eine solche Absicherung wünschen würden.

Gestützt auf die in Abschnitt B.7 ausgeführten grundlegenden Massnahmen stechen zur Lösung dieser Herausforderung folgende Massnahmen hervor:

- **Nachfrageseitig – Affordability Options:** Eine zentrale Beschaffungsagentur (bspw. die ElCom) würde am Markt Strombezugsrechte für eine bestimmte monatliche Strommenge für einen längeren Zeitraum (z. B. 5 oder 10 Jahre) per Auktion emittieren (im Namen von Endverbrauchern, die als nicht in der Lage erachtet werden, Zeiten anhaltend hoher Preise zu überstehen). Erzeuger, welche die Bezugsrechte dieser Agentur bedienen möchten, garantieren gegen das in der Auktion ermittelte Entgelt, diese Strommenge im Falle von anhaltend hohen Marktpreisen (z.B. über einen Monat) der Beschaffungsagentur zu einem vereinbarten, niedrigeren Fixpreis zu verkaufen. Somit entzieht sich diese im Namen der Endkunden dem Risiko von dauerhaft hohen Preisen. Die Massnahme erübrigt sich, wenn ein nationaler Stromversorgungspool eingeführt würde, da so für Marktkunden bereits eine ausreichende Möglichkeit für langfristig stabile Preise geboten würde (Kunden der Grundversorgung werden bereits durch die Grundversorgungsregulierung geschützt – hier würde der Pool ggf. einen Zugang zu Gestehungskosten bieten).
- **Erzeugerseitig – Two-way CfDs Ausschreibungen:** Die Beschaffungsagentur würde den Bedarf neuer Erzeugung periodisch ermitteln und eine Auktion durchführen, bei der diejenigen Investoren den Zuschlag erhalten, welche im definierten Zeitraum (z.B. 2025 bis 2035) den geringsten abgesicherten Preis verlangen. Sobald gebaut, vermarkten diese Erzeuger ihren Absatz am Markt und erhalten die Differenz zum Referenzpreis zurückerstattet oder führen umgekehrt höher ausgefallene Erträge ab. Die Massnahme ist vergleichbar mit der aktuell diskutierten gleitenden Marktprämie, würde aber nur für neue, noch nicht beschlossene Investitionen in Erzeugungsanlagen gelten.

Daneben bestehen weitere Optionen, die vom BFE schon untersucht worden sind:

- **Kapazitätsmärkte**, welche gezielt Erzeugungskapazität neben den EOM-Märkten anreizen ausgehend von der Annahme, dass die EOM-Märkte nicht ausreichend Investitionsanreize setzen. Mittlerweile sind Kapazitätsmechanismen in vielen EU-Mitgliedstaaten in unterschiedlicher Art und Weise umgesetzt worden.
- Weitere Möglichkeiten sind **Quotenmodelle**, welche Lieferanten festzulegende Mindestquoten vorgeben (z.B. Anteil von Erzeugung aus der Schweiz und/oder Anteil Erneuerbarer) sowie Modelle, welche auf **Herkunftsnachweisen** aufbauen (z.B. [Motion Müller](#) oder der Vorschlag «[Stärkung HKN-Markt](#)» des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber DSV).

Eine genaue Gegenüberstellung dieser Optionen ist nicht Teil dieser Studie. Klar ist aber, dass Affordability Options, Two-way CfD's und – je nach Ausgestaltung – Kapazitätsmärkte am direktesten an der Unvollständigkeit der Terminmärkte anknüpfen.⁶⁴

Die Diskussion über komplementierende Massnahmen sollte in der Schweiz zeitnah geführt werden.

⁶⁴ Quotenmodelle sowie Herkunftsnachweis-Modelle setzen demgegenüber direkt an der Investitionsrechnung der Kraftwerke an, indem sie z.B. Winterstrom und/oder Erneuerbare Energien vor Ort rentabler machen.

A Anhang: Beschlüsse und hängige Vorschläge der EU

A.1 Tagung des Europäischen Rates – Schlussfolgerungen vom 21.10.22

Am 21. Oktober 2022 hat der Europäische Rat **Schlussfolgerungen** zu den Themen Ukraine/Russland, kritische Infrastruktur, Energie und Wirtschaft sowie Aussenbeziehungen angenommen.⁶⁵ Der Europäische Rat nimmt den Ball der Kommission auf (vgl. A.2) und fordert die Kommission dazu auf, dringend konkrete Beschlüsse über die folgenden Massnahmen zu treffen:

- Die **freiwillige gemeinsame Beschaffung** von Gas, jedoch mit einer verbindlichen Nachfragebündelung für 15% des Speicherbedarfs;
- Einen neuen zusätzlichen **Preis-Richtwert**, der die Bedingungen auf dem Gasmarkt genauer widerspiegelt (bis Anfang 2023);
- Einen **befristeten dynamischen Preiskorridor** für Erdgasgeschäfte, um Phasen exzessiver Gaspreise unmittelbar zu begrenzen. Der Korridor soll folgenden Bedingungen genügen⁶⁶:
 - Er sieht einen dynamischen Marktkorrekturmechanismus für Erdgastransaktionen an dem virtuellen Handelspunkt TTF vor. Andere Gashandelspunkte in der Union können über einen dynamischen Preiskorridor an den korrigierten TTF-Spotpreis gekoppelt werden;
 - Er lässt den ausserbörslichen Gashandel unberührt;
 - Er darf die Gasversorgungssicherheit der Union nicht gefährden;
 - Er ist abhängig von den Fortschritten bei der Verwirklichung des Gaseinsparziels;
 - Er darf nicht zu einem Gesamtanstieg des Gasverbrauchs führen;
 - Er muss so konzipiert sein, dass marktbasierter Gasflüsse innerhalb der EU nicht verhindert werden;
 - Er darf die Stabilität und das ordnungsgemässe Funktionieren der Märkte für Energiederivate nicht beeinträchtigen;
 - Er muss den Gasmarktpreisen auf den verschiedenen organisierten Märkten in der Union Rechnung tragen.
- Einen befristeten EU-Rahmen zur **Begrenzung des Preises von zur Stromerzeugung genutztem Gas**, einschliesslich einer Kosten-Nutzen-Analyse;
- Eine Verbesserung der **Funktionsweise der Energiemärkte**, um die Markttransparenz zu erhöhen, Liquiditätsstress abzubauen und Faktoren zu beseitigen, die die Gaspreisschwankungen verstärken, während die Finanzstabilität erhalten wird;

⁶⁵ Siehe die [Schlussfolgerungen der Tagung des Europäischen Rates](#) vom 20/21. Oktober 2022.

⁶⁶ Siehe Art. 23(2) des [Entwurfs für eine Verordnung des Rates](#) vom 18.10.2022.

- Die **rasche Vereinfachung von Genehmigungsverfahren**, um den Ausbau der erneuerbaren Energien und der dazugehörigen Netze zu beschleunigen;
- **Energiesolidaritätsmassnahmen** bei Störungen der Gasversorgung auf nationaler, regionaler oder EU-Ebene, sofern keine bilateralen Solidaritätsvereinbarungen bestehen;
- **Verstärkte Energiesparanstrengungen**;
- Die **Mobilisierung einschlägiger Instrumente** auf nationaler und EU-Ebene, um die Widerstandsfähigkeit unserer Volkswirtschaften zu steigern und die globale Wettbewerbsfähigkeit Europas zu erhalten.

A.2 Kommissionsvorschlag vom 18.10.2022

Am 18. Oktober hat die EU-Kommission eine Verordnung des Rates⁶⁷ vorgeschlagen. Das Ziel ist die Bekämpfung von hohen Gaspreisen in der EU und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit diesen Winter. Die EU-Kommission will mit den zusätzlichen Massnahmen einer Fragmentierung im EU-Binnenmarkt vorbeugen. Die Verordnung beinhaltet drei Hauptteile:

- Bessere Koordinierung der Gasbeschaffung:
 - Die **Bündelung der Nachfrage** in der EU und eine gemeinsame Gasbeschaffung, damit die Marktmacht der EU effektiv genutzt werden kann und somit bessere Preise ausgehandelt werden können. Dies soll auch verhindern, dass sich Mitgliedstaaten gegenseitig konkurrenzieren. Das kurzfristige Ziel wird die Koordination und Bündelung der Nachfrage sein, um die Gasspeicher zu 90%⁶⁸ zu füllen;
 - **Eine Sekundärkapazitäts-Buchungsplattform für die Nutzer von LNG-Anlagen und Speichieranlagen:** Nutzer von LNG-Anlagen und Speichieranlagen, die ihre kontrahierte Kapazität auf dem Sekundärmarkt im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 weiterverkaufen möchten, sind hierzu berechtigt.
 - **Eine Transparenzplattform für LNG-Anlagen und Speichieranlagen:** Die Betreiber von LNG-Anlagen und Speichieranlagen richten innerhalb von zwei Monaten ab dem Datum des Inkrafttretens der Verordnung eine europäische LNG-Transparenzplattform und eine Speicher-Transparenzplattform ein, um die Transparenz der Informationen⁶⁹ zu verbessern;

⁶⁷ Siehe den [Vorschlag für eine Verordnung des Rates](#) vom 18.10.2022 («Mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, den grenzüberschreitenden Austausch von Gas und zuverlässige Preis-Referenzwerte»).

⁶⁸ In der Gaspeicherverordnung (EU) 2022/1032 ist ursprünglich eine Speicherauslastung von 80% festgesetzt worden.

⁶⁹ Die Liste der Informationen wird im Art 19 der [Verordnung \(EG\) Nr. 715/2009 des europäischen Parlaments und des Rates](#) vom 13.07.2009 vorgestellt.

- **Effizientere Nutzung der Fernleitungskapazitäten:** Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten im Falle einer Unterauslastung kontrahierter verbindlicher Kapazität⁷⁰ die zu wenig ausgelastete kontrahierte verbindliche Kapazität für den Monat als Monats-Kapazitätsprodukt und als Tages- und untertägliches Kapazitätsprodukt an.
- **Massnahmen zur Verhinderung überhöhter Gaspreise** und einer übermässigen Tagesvolatilität auf den Märkten für Energiederivative:
 - Die Ausarbeitung eines neuen **Referenzwerts für die LNG-Bepreisung** bis März 2023 gestützt auf umfassende Reportingpflichten der Marktteilnehmer;
 - Der Rat kann auf Vorschlag der Kommission einen Beschluss über **einen befristeten Mechanismus zur Begrenzung von Episoden überhöhter Gaspreise** erlassen. Er zielt darauf ab, einen dynamischen **Marktkorrekturmechanismus** für Erdgastransaktionen an der Title Transfer Facility (TTF)⁷¹ festzulegen;
 - Die Einführung von **Circuit Breakern**, um eine exzessive Preisvolatilität zu vermeiden und extreme Preisspitzen auf den Märkten für Energiederivate zu verhindern.
- Massnahmen im Falle eines Gasnotstands, insbesondere:
 - Direkt anwendbare **Solidaritätsregelungen zwischen den Mitgliedstaaten im Falle von Versorgungsengpässen** da nicht zwischen allen EU-Mitgliedstaaten ähnlich gelagerte Solidaritätsabkommen bestehen. Die standardmässige Solidaritätsregelungen zwischen den Mitgliedstaaten soll die Solidaritätspflicht auf Mitgliedstaaten ohne direkte Pipeline-Verbindung ausweiten, damit auch die Mitgliedstaaten mit LNG-Anlagen einbezogen werden. Dieser Vorschlag beinhaltet auch die Schaffung eines Mechanismus für die Gaszuteilung an Mitgliedstaaten, die von einer regionalen oder EU-weiten Notsituation im Bereich der Gasversorgung betroffen sind;
 - Während der Geltungsdauer der Verordnung können Mitgliedstaaten zudem **den nicht wesentlichen Verbrauch geschützter Kunden**⁷² **verringern**, insbesondere wenn eine der Krisenstufen der EU oder ein Unionsalarm ausgelöst wurde. Der Verbrauch schutzbedürftiger Verbraucher darf allerdings nicht verringert werden.⁷³ Geschützte Kunden dürfen zudem nicht vom Netz getrennt werden;
 - **Vorschlag für einen Zuweisungsmechanismus:** Der Rat kann auf Vorschlag der Kommission einen Beschluss erlassen, der einen an die Standardbedingungen für

⁷⁰ Eine Unterauslastung kontrahierter verbindlicher Kapazität liegt vor, wenn ein Netznutzer in den letzten 30 Tagen durchschnittlich weniger als 80 % der gebuchten verbindlichen Kapazität genutzt oder angeboten hat.

⁷¹ Die TTF ist ein virtueller Handelspunkt in den Niederlanden. An diesem kann Gas, welches sich bereits im Netz befindet («einspeisepflichtiges»), an andere Marktteilnehmer übertragen und somit gehandelt werden. Die TTF hat sich zum zentralen und liquidesten Markt für Erdgas in Europa entwickelt

⁷² Siehe Definition geschützter Kunden gemäss Verordnung (EU) 2017/1938.

⁷³ Gemäss Richtlinie 2009/73/EG Art. 3 Abs. 3 «[...] definiert jeder Mitgliedstaat ein Konzept des schutzbedürftigen Kunden, das sich auf Energiearmut sowie unter anderem auf das Verbot beziehen kann, solche Kunden in schwierigen Zeiten von der Versorgung auszuschließen. [...]»

Solidaritätsvereinbarungen angepassten Mechanismus für die Preisfestsetzung vorsieht und dazu dient, Gaskapazitäten für die Versorgung der Mitgliedstaaten zuzuweisen, für die ein regionaler oder unionsweiter Notfall ausgerufen wurde.

A.3 Verabschiedetes Massnahmenpaket vom 30.9.2022 (Notfallmassnahmenverordnung)

Am 14. September 2022 hat die Europäische Kommission verschiedene Notfallmassnahmen für die europäischen Energiemärkte vorgeschlagen, um die «Rechnungen der Europäer zu senken».⁷⁴ Der EU-Rat hat sich anschliessend am 30. September über die vorgeschlagenen Massnahmen geeinigt⁷⁵. Die von der Kommission vorgeschlagenen und vom Rat beschlossenen Massnahmen sind in der «Verordnung 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmassnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise» festgehalten⁷⁶ und können wie folgt zusammengefasst werden:

- **Stromnachfrage senken:** Der Rat einigte sich auf das Ziel den Gesamtbruttostromverbrauch auf **freiwilliger Basis** um 10% zu senken und auf das **verbindliche Ziel** während ausgewählter Spitzenpreiszzeiten den Stromverbrauch um mindestens 5% zu senken. Die Mitgliedstaaten werden 10% ihrer Spitzenzeiten ermitteln, in denen sie zwischen dem 1. Dezember 2022 und bis zum 31. März 2023 den Verbrauch gemäss Zielvorgaben senken werden.
- **Eine befristete Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger** (Details vgl. Massnahme in Abschnitt 704.5.8)
- Ein befristeter **Solidaritätsbeitrag für den Sektor der fossilen Brennstoffe** (Details vgl. Massnahme in Abschnitt 4.5.9)
- **Unterstützung von KMU-Endkunden:** Als weitere Massnahme kam der Rat überein, die zur Verfügung stehende **Energiepreis-Toolbox** (vgl. **Box 3**) zu erweitern, um die Endverbraucher zu unterstützen. Die Vorschläge würden erstmals **regulierte, unter den Kosten liegende Strompreise ermöglichen (Art. 13) und regulierte Preise auch auf kleine und mittlere Unternehmen ausweiten (Art. 12)**. Der Rat räumt zudem die Möglichkeit ein, diese Massnahme durch die Erlösobergrenzen auf inframarginalen Erzeugern zu finanzieren.

A.4 Verabschiedete Massnahmenpakete vom Oktober 2021 und Frühjahr 2022

Die Toolbox wurde im Oktober 2021 (vgl. **Box 3**) eingeführt und bereits im Frühjahr 2022 mit kurzfristigen Sofortmassnahmen sowie neuen längerfristigen Massnahmen ergänzt. Die im Frühjahr ergänzten **kurzfristigen Soforthilfemassnahmen** (in der Box nicht aufgeführt) beinhalten:⁷⁷

⁷⁴ Siehe [Pressemitteilung](#) vom 14. September 2022.

⁷⁵ Siehe [Pressemitteilung](#) vom 30. September 2022.

⁷⁶ [Notfallmassnahmenverordnung](#) vom 6. Oktober 2022.

⁷⁷ Siehe [Pressemittelung](#) vom 18. Mai 2022.

- Für Gasmärkte
 - Die Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, die Regulierung der Endverbraucherpreise vorübergehend auf ein breites Spektrum von Kunden, einschliesslich Haushalten und Industrie, auszuweiten.
 - Vorübergehende «Sicherungen» und Notfall-Liquiditätsmassnahmen zur Unterstützung eines wirksamen Funktionierens der Rohstoffmärkte unter uneingeschränkter Einhaltung der Bestimmungen über staatliche Beihilfen.
 - Nutzung der EU-Energieplattform, um die Gasnachfrage zu bündeln, durch freiwillige gemeinsame Beschaffung wettbewerbsfähige Gaspreise sicherzustellen und die Abhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen aus Russland zu verringern.
- Für Strommärkte
 - Die Möglichkeit, aussergewöhnlich hohe inframarginale Einnahmen (sogenannte Zufallsgewinne) zur Unterstützung der Verbraucherinnen und Verbraucher umzuverteilen, wird auf die nächste Heizperiode ausgeweitet.
 - Darüber hinaus können Engpasserlöse zur Finanzierung der Unterstützung der Verbraucherinnen und Verbraucher verwendet werden.
 - Vorübergehende Ausdehnung der regulierten Endkundenpreise auf kleine und mittlere Unternehmen.
 - Für Regionen mit sehr begrenzter Verbindungskapazität die Möglichkeit zur Senkung des Strompreises durch Einführung von Subventionen für die Brennstoffkosten der Stromerzeugung. Dies gilt, sofern diese so konzipiert sind, dass sie mit den EU-Verträgen vereinbar sind, insbesondere in Bezug auf das Fehlen von Beschränkungen für grenzüberschreitende Exporte, sektorspezifische Rechtsvorschriften und Vorschriften über staatliche Beihilfen.
- **EU-Massnahmen bei vollständiger Unterbrechung der Gasversorgung:** Im Falle einer vollständigen Unterbrechung der russischen Gaslieferungen können weitere Sondermassnahmen erforderlich sein, um die Situation zu bewältigen. Die Kommission fordert die Mitgliedstaaten auf, ihre Notfallpläne zu aktualisieren und dabei die Empfehlungen zu berücksichtigen, die die Kommission in ihrer EU-Vorsorgeüberprüfung ausgesprochen hat.
 - Die Kommission wird die Erstellung eines koordinierten EU-Plans zur Verringerung der Nachfrage mit präventiven freiwilligen Begrenzungsmaßnahmen erleichtern, um für den Notfall gewappnet zu sein. Im Geiste der Solidarität könnten weniger betroffene Mitgliedstaaten ihre Gasnachfrage zugunsten der stärker betroffenen Mitgliedstaaten verringern.
 - Begleitend könnte als Reaktion auf eine vollständige Versorgungsunterbrechung eine administrative Preisobergrenze für Gas auf EU-Ebene erforderlich werden. Im Falle ihrer Einführung sollte eine solche Obergrenze auf die Dauer des Notfalls in der EU begrenzt sein und die Fähigkeit der EU, alternative Bezugsquellen für

Pipelinegas- und LNG-Lieferungen zu erschliessen und die Nachfrage zu verringern, nicht beeinträchtigen.

Bei den **längerfristigen Massnahmen** handelt es sich um den **REPowerEU-Plan**⁷⁸ zur Verringerung der Abhängigkeit von russischem Erdöl und -gas und einer Beschleunigung des ökologischen Wandels. Dieser Plan beinhaltet:

- Energiesparmassnahmen, insbesondere langfristige Energieeffizienzmassnahmen;
- Diversifizierung der Versorgung und Unterstützung der internationalen Partner;
- Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien;
- Verringerung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe in Industrie und Verkehr;
- Intelligente Investitionen damit die Unabhängigkeit und Sicherheit der Energieversorgung gewährleistet bleibt.

⁷⁸ Siehe [Pressemitteilung](#) vom 18. Mai 2022.

Box 3: Energiepreis-Toolbox der EU vom Oktober 2021

Im Oktober 2021 hat die EU-Kommission eine Toolbox von Massnahmen gegen steigende Energiepreise veröffentlicht. Das Ziel der Massnahmen ist der Schutz von Haushalten und Unternehmen. Die Massnahmen können in vorübergehende, sofortige und mittelfristige Massnahmen unterteilt werden. Mittelfristige Massnahmen sollen Energiesysteme weniger anfällig für zukünftige Schwankungen machen. So soll beispielsweise die Energiewende vorangetrieben werden, um künftige Preisschocks zu vermeiden.

In der Toolbox sind folgende **vorübergehende, sofortige Massnahmen** enthalten:

- Schutz vulnerabler Haushalte:
 - Direkte finanzielle Unterstützung;
 - Steuererleichterungen und/oder -freistellungen;
 - vorübergehendes Aufschieben von Energierechnungen.
- Massnahmen für Haushalte und Unternehmen:
 - Finanzielle Unterstützung für alle Haushalte, um einen Mindestkonsum sicherzustellen;
 - Unterstützungen an Unternehmen, ohne den Wettbewerb zu verzerren;
 - verbesserte internationale Kooperation und Monitoring in der EU.

Die **mittelfristigen Massnahmen** bestehen aus:

- Gestaltung eines resilienteren Energiesystems:
 - Erwägung einer Überarbeitung der Verordnung über die Versorgungssicherheit;
 - Förderung zukunftsfähiger Energiespeicher, als Instrument für die Erhöhung der kurz- und mittelfristigen Flexibilität;
 - eine freiwillige gemeinsame Beschaffung von Gasvorräten untersuchen;
 - die Europäische Energieregulierungsbehörde ACER («Agency for the cooperation of Energy Regulators») beauftragen, die Gestaltung des Stromgrosshandelsmarktes zu bewerten.
- Schutz und «Empowering» der Endnutzer:
 - Informationsangebote für Endnutzer verbessern, um den Stromversorger schneller und einfacher zu wechseln;
 - die Rolle der Konsumenten im Markt stärken, damit sie Anbieter einfach wechseln können;
 - Informationen zur Verringerung des Stromverbrauchs und zur Eigenproduktion von Elektrizität zur Verfügung stellen.
- Beschleunigung der Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz:
 - Verstärkte Investitionen in erneuerbare Energien, Renovierungen und Energie sowie Beschleunigung der Auktionen für erneuerbare Energien und der Genehmigungsverfahren;
 - verstärkte Investitionen in transeuropäische Netze, einschliesslich Verbindungsleitungen, Speicherung sowie Übertragungs- und Verteilungsnetze.⁷⁹

⁷⁹ Siehe [Pressemitteilung](#) vom 13 Oktober 2021.

B Anhang: Allgemeine Bewertung der Einzelmassnahmen

Der Anhang umfasst eine Beschreibung und Bewertung der identifizierten Massnahmen. Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- Die Massnahmen werden in einem ersten Schritt vorgestellt und kurz dahingehend bewertet, ob es sich um **politisch besonders relevante, sinnvolle oder bereits umgesetzte Massnahmen** handelt.
- Für diejenigen Massnahmen, die besonders relevant oder komplex sind, wird in einem zweiten Schritt eine Bewertung der Wirkungen auf der Grundlage verschiedener Kriterien vorgenommen. Für einige Massnahmen, deren Wirkungen als eindeutig eingeschätzt werden, wird keine detaillierte Bewertung der Wirkungen vorgenommen.

Für den ersten Schritt gilt der folgende **Farbcode**:

- Politisch relevant oder sinnvoll, soll näher beurteilt werden;
- Entweder bereits in der Schweiz umgesetzt oder politisch relevant oder sinnvoll mit offensichtlichen Auswirkungen, muss daher **nicht** näher beurteilt werden;
- Nicht relevant, wird nicht näher beurteilt.

Die besonders relevanten Massnahmen sind im Haupttext in Kapitel 4 ausgeführt.

B.1 Kurzfristige Eingriffe in die Preisbildung

B.1.1 EU - Preisobergrenze auf russischen Gasimporten⁸⁰

Kurzbeschreibung

Es soll eine Preisobergrenze für die Importe von russischem Gas eingeführt werden mit dem Hauptziel, die Einnahmen, die Russland aus dem Verkauf von Gas nach Europa erzielt, zu begrenzen. Gleichzeitig soll eine preisdämpfende Wirkung entstehen. Mit einem solchen Cap würde es für Russland auch weniger attraktiv, Preiserhöhungen durch partielle Unterbrechungen oder Marktmanipulationen auszulösen, was dazu beitragen könnte, die Volatilität und Unsicherheit auf dem Gasmarkt zu begrenzen.

■ Relevanz der Massnahme nicht gegeben

Die Einführung einer Preisobergrenze nur für russisches Gas war in den frühen Plänen der EU vorgesehen⁸¹, wurde aber in den von der Kommission am 14. September vorgeschlagenen Massnahmen nicht berücksichtigt. Ein Price Cap auf alle Importe wäre zielgerichteter

⁸⁰ Die gezielten Wirkungen dieser Massnahme auf den Gasmarkt fallen unter die Kategorie «Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus»; die Wirkungen auf den Strommarkt gehören in die Kategorie «Eingriffe ins Angebot».

⁸¹ Siehe z.B. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/leak-eu-debates-price-cap-on-russian-gas-as-row-with-moscow-escalates>.

(keine Umgehungsmöglichkeiten, keine Mitnahmeeffekte von Produzenten aus Drittländern, vgl. nachfolgende Massnahme). Wäre die Massnahme wirksam bezüglich tieferer Gaspreise, würde diese die Nachfrage nach Gas noch erhöhen.

Bei einer Umsetzung in der Schweiz wäre es zudem eine Herausforderung, an der Schweizer Grenze die Herkunft des Gases eindeutig zu differenzieren, da sich das Gas aus verschiedenen Quellen im europäischen Rohrleitungssystem bereits vermischt hat.

B.1.2 EU – Preisobergrenze auf alle Gasimporte

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.1.⁸⁰

B.1.3 EU – Gemeinsamer Gaseinkauf

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.2.

B.1.4 EU – Anpassung der Börsenregeln

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.3.

B.1.5 MS – Preisobergrenze für Endkumentarife

Kurzbeschreibung

Die Einführung einer Preisobergrenze auf Strom- und Gaspreisen soll die Endkunden vor zu hohen Preissteigerungen schützen.

Die tschechische Regierung hat am 12. September für das kommende Jahr eine Preisobergrenze für Strom- und Gaspreise beschlossen. Dies wurde zusammen mit der Einführung einer Gewinnsteuer («windfall tax») angekündigt.⁸² Während einer am 14. September 2022 organisierten Pressekonferenz kündigte die französische Regierung die Einrichtung einer Preisobergrenze für Gas und Strom an.⁸³ Auch die britische Regierung kündigte am 21. September einen Plan zur Einführung einer Energiepreisobergrenze an, um Unternehmen zu unterstützen. Die Energiepreisobergrenze soll rückwirkend ab 1. Oktober gelten.

In Deutschland hat die ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme einen Stufenplan beschlossen⁸⁴. Innerhalb dieses Plans soll ab März 2023 eine Preisobergrenze bei Gas- und Wärme in Kraft treten. So sollen für 80% des geschätzten Vorjahresverbrauchs die Gaspreise auf 12 Cents pro kWh begrenzt werden. Für den Rest der verbrauchten Menge gilt der vertraglich vereinbarte Gaspreis. Neben Gaspreisen werden auch die Preise für Fernwärme begrenzt. Analog zum Gaspreis wird ein begrenzter Preis von 9.5 Cent pro kWh für

⁸² Siehe z.B. <https://www.reuters.com/business/energy/czech-government-approves-electricity-gas-price-cap-2022-09-12/>.

⁸³ Siehe z.B. <https://www.reuters.com/business/energy/france-set-new-energy-price-cap-shield-consumers-2022-09-14/>.

⁸⁴ Siehe <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Gas-Kommission/zwischenbericht-expert-innen-kommission-gas-waerme.html>.

80% des Vorjahresverbrauchs gelten. Zudem wird ein Preisdämpfungsmechanismus beim Preisanpassungsmechanismus für Fernwärme geschaffen. Anders als bisher soll zukünftig allein die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme für die Preisentwicklung massgeblich sein.

In Frankreich wurde im Oktober 2021 eine Begrenzung der Steigerung des regulierten Gaspreises auf 4% im Jahr 2022 beschlossen. Die Massnahme betrifft demnach nur Engie und gewisse lokale Zulieferer. Im September 2022 wurde beschlossen, Preissteigerungen von 15% ab Januar 2023 zuzulassen. Diese Massnahme soll nur für Konsumenten mit einem Verbrauch von weniger als 150 MWh pro Jahr gelten. Zur gleichen Zeit wurde auch eine Limite des Strompreises festgelegt. So sollen hier ebenfalls Preissteigerungen über 4% im Jahr 2022 vermieden werden. Ab Februar 2023 können die Strompreise wieder um 15% ansteigen.⁸⁵ Die Massnahme im Strommarkt wird hierbei nicht durch einen direkten Markteingriff erzielt, sondern soll über den ARENH-Mechanismus (siehe Anhang B.7.5) sowie die Senkung der Elektrizitätssteuern (siehe Anhang B.4.2) erreicht werden. Gemäss französischer Regierung sollen so die durchschnittlichen monatlichen Gasrechnungen auf EUR 25 (anstelle von EUR 200) und die durchschnittlichen monatlichen Stromrechnungen auf EUR 20 (anstelle von EUR 180) beschränkt worden sein.⁸⁶

In Österreich wurde eine Stromkostenbremse beschlossen. Diese soll für ungefähr 80% des Durchschnittsverbrauchs eines Haushalts wirksam sein und den Kostenanstieg dämpfen. Konkret müssen die Haushalte für den Verbrauch über 2900 kWh den Marktpreis zahlen, was ein Anreiz zum Stromsparen sein soll. Für den Verbrauch bis 2900 kWh zahlt der Staat die Differenz zwischen dem Endkundenpreis und einem Schwellenwert, von 10 Cent pro Kilowattstunde. Um zu verhindern, dass die Energieversorgungsunternehmen die Preise aufgrund der Massnahme erhöhen, liegt die staatliche Unterstützung bei maximal 30 Cent pro kWh.⁸⁷

Weitere Länder wie etwa die Slowakei prüfen ähnlich gelagerte Massnahmen.⁸⁸

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Aufgrund der politischen Entwicklungen in den Mitgliedstaaten ist die Massnahme relevant für die Schweiz. Gleichzeitig bestehen aus ökonomischer Sicht starke Bedenken: Da das Angebot an Energie begrenzt ist, kann eine Preisobergrenze einen Nachfrageüberhang bedeuten, was die Mangellage noch verschärfen könnte. Dieses Problem kann mit einer ausreichend hohen Obergrenze abgeschwächt werden, jedoch wäre die Massnahme dann wenig wirksam.

⁸⁵ Siehe z.B. <https://www.fournisseurs-electricite.com/guides/prix/bouclier-tarifaire> für weitere Informationen zum «bouclier tarifaire».

⁸⁶ Siehe z.B. <https://www.service-public.fr/particuliers/actualites/A15944>

⁸⁷ Siehe <https://www.bmf.gv.at/presse/pressemeldungen/2022/September/stromkostenbremse.html>.

⁸⁸ Siehe z.B. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/slovakia-may-cap-electricity-prices-following-czech-model/>.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Eine künstliche Reduzierung des Endkundenpreises führt dazu, dass Endkunden tendenziell mehr Energie konsumieren als beim Marktpreis. Das führt dazu, dass der Marktpreis (indirekt) steigt, da die Nachfrage beim künstlich tieferen Endkundenpreis höher ist. Die genauen Auswirkungen hängen dabei stark von der Höhe der Preisobergrenze ab.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Da die Marktpreise nicht direkt beeinflusst werden, gibt es keine Anreize für Produzenten und Händler, der Massnahme auszuweichen.
- **Marktliquidität** ●: Unbeeinträchtigt.
- **Notwendige Subventionen** ●: Unterstützung für die Konsumenten ist jedoch weniger dringend geboten aufgrund der reduzierten Endkundentarife.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Der Nachfrageüberhang kann zu erhöhtem Verbrauch von Gas führen. Investitionsanreize für inframarginale Kraftwerke sinken tendenziell mit einer Preisobergrenze für Endkundentarife.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Die Preisobergrenze verzerrt die Marktpreise und reduziert die Anreize, Strom einzusparen. Dies hängt aber stark von der Höhe der Preisobergrenze ab. Eine «grosszügige» Obergrenze wirkt weniger schädlich. Endkunden werden nach dem Giesskannenprinzip entlastet, die Kosten und negativen Auswirkungen der Massnahme sind entsprechend hoch.
- **Versorgungssicherheit** ●: Die Versorgungssicherheit kann teilweise gefährdet sein, da nicht mehr ausreichend Energie im Markt angeboten wird (Nachfrageüberhang).
- **Wirksame Umverteilung** ●: Endkunden werden direkt entlastet. Aber die von Erzeugern erhaltene Rente im Markt wird nicht reduziert.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Da die gezahlten Endkundentarife reduziert werden, wird auch das Ausmass, in dem hohe Gas- und Energiepreise sich auf die allgemeine Inflation auswirken, reduziert. Die finanzielle Unterstützung der Endkunden, um die reduzierten Preise zu realisieren, kann aber die Inflation weiter anheizen.

◆ Fazit

Die Verteilungswirkung der Massnahme ist grundsätzlich als positiv zu betrachten. Allerdings überwiegen die negativen Auswirkungen insbesondere durch die Verzerrung der Preissignale der Endkunden. Dadurch verstärkt sich die Mangellage zusätzlich. Die genauen Auswirkungen hängen dabei stark von der gewählten Preisobergrenze ab. Eine ausreichend hohe Preisobergrenze hilft, die Nachteile weniger stark ins Gewicht fallen zu lassen, da dann die Preissignale weniger stark verzerrt sind und Investitionsanreize intakt bleiben. Sie dürfte aber die gewünschten Wirkungen nicht erzielen.

B.1.6 MS – Preisschockdämpfer («Price shock absorber»)

Kurzbeschreibung

Nach einem Vorschlag des Regulatory Assistance Project (RAP) soll ein dynamischer Preisschockdämpfer («Price Shock Absorber») eingeführt werden. Dieser wird automatisch ausgelöst, wenn die kumulierte Rente für inframarginale Produzenten ein vorher festgelegtes Vielfaches der nivellierten Stromkosten dieser Ressourcen («levelized costs») erreicht. Dann tritt entweder eine Preisobergrenze in Kraft oder der Preis der nächstteuersten nicht-Gas-Ressource wird zum Markträumungspreis. Gaskraftwerksbetreiber können weiterhin die Preise gemäss ihrer Grenzkosten setzen und bekommen die Differenz zur Preisobergrenze vom Netzbetreiber erstattet.

Konkret gilt für die Weiterverrechnung der Gaspreise:

- Dort, wo Knappheitspreise gelten, werden sie auch weiterhin angewandt. Diese können einen eigenen Auslöse- und Begrenzungsmechanismus umfassen (werden nicht weiter vom RAP diskutiert).
- Betreiber von Gaskraftwerken können weiterhin zu ihren Grenzkosten anbieten:
 - Wann immer sie Gebote im Markt abgeben, welche akzeptiert werden, können sie die entstehenden überschüssigen Betriebskosten vom TSO («system operator») zurückfordern. Dies gilt aber nur, wenn die abgegebenen Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten lagen. Dadurch soll verhindert werden, dass Betreiber, welche «self-scheduling» nutzen einen Anspruch auf Erstattung haben.⁸⁹
 - Der TSO erhält von den Lieferanten («electricity suppliers») einen Betrag in Höhe der überschüssigen Brennstoffkosten auf lastgewichteter Basis zurück, um die Erstattung der Kosten für die gasbefeuerten Erzeuger zu finanzieren.

In eine ähnliche, aber noch weitergehende Richtung zielt der Beschluss im Vereinigten Königreich, den Verkaufspreis von gewissen Produzenten ab 2023 nach einem **Cost+** Ansatz festzusetzen.⁹⁰ Dieser wird im Strommarkt für Erzeuger CO₂-armer Technologie eingesetzt, welche bislang noch nicht durch «Contracts for Difference» reguliert werden. Den Erzeugern soll dabei eine ausreichend hohe Marge gewährt werden. Die Details zur Massnahme sind indes noch nicht klar.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Sinnvoll

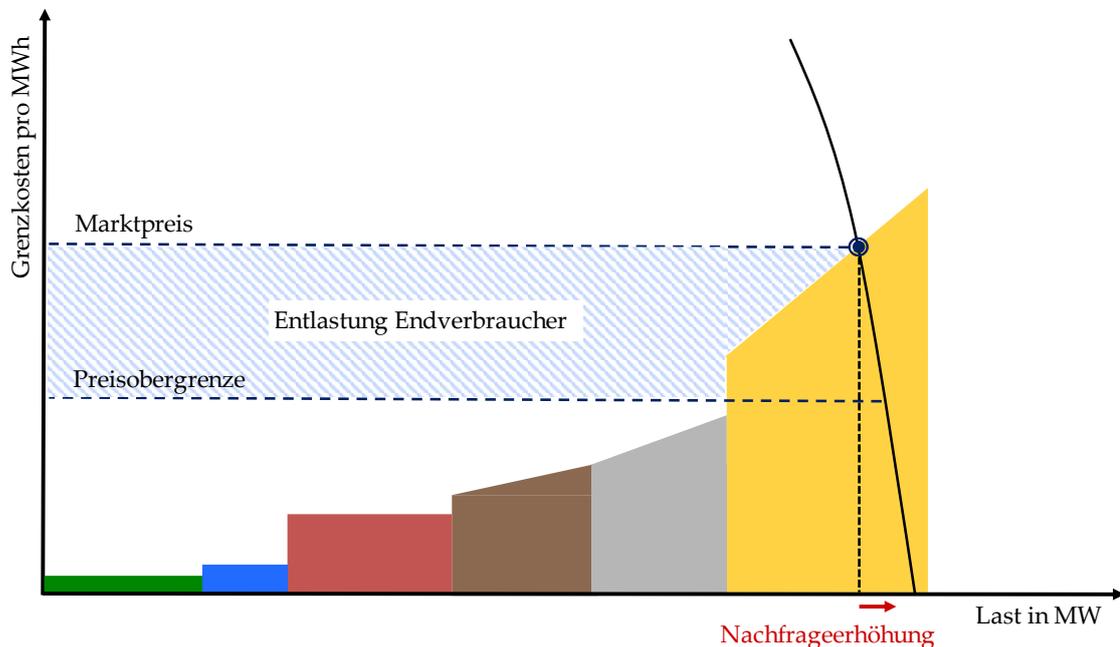
Der Vorschlag stammt vom Regulatory Assistance Project (RAP) und ist noch nicht in der öffentlichen Diskussion angekommen. Der Vorschlag kommt einer Preisobergrenze relativ nahe und wird daher detaillierter analysiert werden.

⁸⁹ «Self-scheduling» erlaubt es Marktteilnehmer, ein Kraftwerk unabhängig von den Clearingpreisen zu betreiben. Marktteilnehmer können selbst festlegen, dass ihre Anlage auch dann betrieben werden muss («must-run»), wenn der Marktpreis unter den Betriebskosten liegt.

⁹⁰ Siehe <https://www.gov.uk/government/news/government-introduces-new-energy-prices-bill-to-ensure-vital-support-gets-to-british-consumers-this-winter>

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

Abbildung 8: Auswirkungen des «Price Shock Absorber» auf dem Spotmarkt



- **Marktpreise** ●: Die temporäre, automatisch ausgelöste Preisobergrenze greift in den Marktmechanismus ein, soll aber hoch genug gesetzt werden, damit alle inframarginalen Kraftwerke Erlöse ungefähr auf Höhe des Vorkrisenniveaus erhalten. Endkunden werden potenziell stark entlastet, je nach Höhe der Preisobergrenze.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Der Anreiz für Erzeuger den Strom zu hohen Preisen zu exportieren ist potenziell sehr gross. Die Möglichkeiten zu exportieren können jedoch limitiert werden, wenn diese Massnahme europaweit (EU-weit) eingeführt werden sollte.
- **Marktliquidität** ●: Gaskraftwerke können den Strom weiterhin zu Grenzkosten anbieten. Inframarginale Erzeuger können aber versuchen, der Preisobergrenze auszuweichen.
- **Notwendige Subventionen** ●: Erzeuger müssen nicht subventioniert werden, da Gaskraftwerke weiterhin zu Grenzkosten bieten dürfen. Endverbraucher werden entlastet und zahlen den gewichteten Preis der Obergrenze und Grenzkosten von Gaskraftwerken.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Die hohen Strompreise von Gaskraftwerken werden nur teilweise an Verbraucher weitergereicht, was die Anreize senkt, Gas zu sparen. Zudem sinken die Investitionsanreize der inframarginalen Erzeuger.
- **Ökonomische Effizienz** ●: «Übergewinne» werden stark reduziert und Endverbraucher entlastet. Der Preis wird allerdings nicht mehr von Angebot und Nachfrage bestimmt. Insofern wirken nicht die korrekten Knappheitspreise und

Nachfrageanpassungen der Endverbraucher fallen zu gering aus. Zudem gibt es Anreize der Erzeuger, der Obergrenze auszuweichen, was das Angebot verknappen kann.

- **Versorgungssicherheit** ●: Die langfristigen Investitionsanreize können beeinträchtigt werden, je nach Höhe der Preisobergrenze.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Die «Übergewinne» werden von inframarginalen Kraftwerken an die Endverbraucher verteilt.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Reduziert die Auswirkungen der Kostenveränderungen auf die von Verbrauchern gezahlten Endkundenpreise und wirkt sich damit dämpfend auf die Inflation aus.

◆ Fazit

Die Massnahme verzerrt die Preise und es besteht Anreize dieser auszuweichen. Allerdings sind die Verteilungswirkung sowie die inflationsdämpfende Wirkung der Massnahme als positiv zu bewerten.

B.1.7 CH – Kostenregulierung der Endkumentarife – Nationaler Stromversorgungspool für Marktkunden

Neben Preisobergrenzen könnten die Endkumentarife (wieder)⁹¹ nach einem Cost+ Ansatz festgelegt werden. In den im Frühjahr 2022 veröffentlichten kurzfristigen Soforthilfemassnahmen der EU-Kommission zur Erweiterung der Energiepreis-Toolbox stellte die Kommission eine Reihe möglicher Massnahmen vor. Unter anderem räumte sie die Möglichkeit ein, dass Mitgliedsstaaten die Regulierung der Endverbraucherpreise im Gasmarkt auf ein breiteres Spektrum an Haushalten und Industrie ausweiten können. Ähnlich können die Mitgliedsstaaten in den Strommärkten die regulierten Endkundenpreise auf kleine und mittlere Unternehmen ausdehnen. Ende September 2022 hat die EU in der Notfallmassnahmenverordnung zudem beschlossen, dass auch regulierte Preise unter Kosten möglich sind (vgl. auch Ausführungen in Anhang 98A).

Von dieser Möglichkeit haben die Mitgliedstaaten rege Gebrauch gemacht in Form vom Preisobergrenzen für Endkumentarife (Massnahme B.1.5), nicht aber über Kostenregulierungen.

Kontext Schweiz

In der Schweiz gibt es seit jeher regulierte Endkundenpreise, da der Schweizer Strommarkt im Gegensatz zur EU noch nicht vollständig geöffnet worden ist. Diese gelten für «gebundene» Kunden im Monopolbereich mit einem Jahresverbrauch bis 100'000 kWh («**Grundversorgung**»). Ebenfalls im Bereich der Grundversorgung sind grössere Kunden, die bislang von ihrem Recht noch nicht Gebrauch gemacht haben, in den freien Markt zu wechseln («**opt-out**»). In der Grundversorgung gilt eine Preissetzung der lokalen Netzbetreiber zu **Gestehungskosten** mit entsprechend vorteilhaften Preisen dort, wo eine ausreichend

⁹¹ In Europa waren die Preise bis zur Liberalisierung im wesentlichen Cost+ reguliert, d.h. die Preissetzung erfolgte durch die lokalen Monopolisten zu kostenbasierten Preisen.

grosse Eigenproduktion der EVU besteht oder ausreichend Energie langfristig günstig beschafft wurde. Somit profitieren nicht alle Endkunden von gleichermassen tiefen Preisen, wenn die Strompreise an den Strombörsen hoch sind.

Zu beachten ist in dem Zusammenhang erstens, dass in der Grundversorgung die «**Durchschnittspreismethode**» angewendet werden muss. Demnach müssen sämtliche Beschaffungspreise für die gelieferte Energie, inkl. den Gestehungskosten der Eigenproduktion, über das gesamte Portfolio gewichtet gemittelt werden. Dadurch werden die Beschaffungskosten für alle Kunden, auch jenen am Markt, anteilig an die grundversorgten Kunden weitergegeben. Die Regel wurde im Umfeld tiefer Marktpreise eingeführt, um Kunden in der Grundversorgung davor zu schützen, dass diesen ausschliesslich (damals teurere) Gestehungskosten weiterverrechnet wurden und Kunden am Markt von den tieferen Kosten der Beschaffung profitierten. Mit den nun vergleichsweise (viel) höheren Marktpreisen wirkt die Regel in die andere Richtung, d.h. Kunden von EVU am Markt profitieren neu anteilig an tieferen Gestehungskosten, soweit deren EVU über ausreichende Eigenproduktion verfügen.

Zweitens muss die Beschaffungsstrategie im Allgemeinen auf die **Anzahl der Kunden in der Grundversorgung zum Zeitpunkt der Beschaffung** ausgerichtet werden (spätestens Ende August fürs Folgejahr). Bei einer plötzlichen Erhöhung der Kundenzahl muss daher der zusätzliche Bedarf zu Marktpreisen gekauft werden. Das kann dazu führen, dass bereits verkaufte Eigenproduktion zu deutlich höheren Preisen zurückgekauft werden muss.

CH/Vorschlag SGV: Opt-in von Grossverbrauchern in die Grundversorgung

Vom Schweizerischen Gewerbeverband (SGV)⁹² wurde in dem Zusammenhang ein Vorschlag eingebracht, die es grossen Stromverbrauchern, welche in der Vergangenheit das opt-out aus der Grundversorgung genutzt haben, erlauben soll, auf freiwilliger Basis wieder zurück in die Grundversorgung zu kommen (**opt-in**). Bei einem opt-in müssten die betreffenden Unternehmen mindestens drei Jahre in der Grundversorgung bleiben. Wollen die Unternehmen vorzeitig wieder zurück in den freien Markt, müssten diese eine Strafe von 10% an deren Energieanteil bezahlen.

CH/Vorschlag SP: Strombeschaffungspool zu Gestehungskosten für Grossverbraucher

Die SP fordert, einen Strombeschaffungspool für energieintensive Betriebe zu schaffen. Dort sollen die Stromproduzenten einen Teil ihres Stroms einspeisen, der nicht für die Grundversorgung bestimmt ist und diesen zum Gestehungspreis anbieten. So soll eine Art Grundversorgung für energieintensive Unternehmen geschaffen werden.⁹³ Wir gehen davon aus, dass die Teilnahme für solche Kunden obligatorisch wäre. Dies macht die Marktöffnung de facto teilweise rückgängig.

⁹² Siehe <https://www.sgv-usam.ch/news-medien/medienmitteilungen/massnahmen-zur-bewaeltigung-der-stromkrise-es-muss-rasch-gehandelt-werden>.

⁹³ Siehe <https://www.swissinfo.ch/ger/sp-fordert-totalumbau-des-schweizer-strommarktes/47874622>.

CH/Vorschlag Motion Nordmann: «Pool électrique pour les entreprises»⁹⁴

Diese Motion ist eine Weiterentwicklung der oben beschriebenen SP-Massnahme. Roger Nordmann (SP) schlägt in seiner Motion vor, Strompools («Pool électrique pour les entreprises», PFE) pro Verteilzone für Unternehmen mit hohem Energieverbrauch zu kreieren. Hierbei können sich verschiedene Verteilnetzbetreiber zusammenschliessen, um zusammen einen Pool zu betreiben. Solche Strompools würden sich an Unternehmen mit hohem Stromverbrauch richten, welche ihren Strom zurzeit auf dem freien Markt beschaffen. Diese sollen wählen können, ob sie ihren Strom über die geschaffenen Pools beziehen möchten oder nicht. Es handelt sich also um keine Zwangsverpflichtung. Ziel ist es, diese Unternehmen langfristig mit Strom zu einem stabilen Tarif (Produktionskosten und ggf. Energieeinkauf) zu versorgen. Unternehmen, die in einen PFE eintreten, müssen mindestens 10 Jahre bleiben.

Ausserdem wären die Pools von Anfang an verpflichtet, ihren Anteil an erneuerbarer Energie jedes Jahr zu erhöhen, um 10 Jahre nach ihrem Start linear 100% Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen.

Kurzfristig dürften die Pools substanzielle Verluste machen, da sie teure Energie einkaufen müssten, um diese günstiger an ihre Kunden weiterzuverkaufen. Die Investitionen in erneuerbare Energie würden kurzfristig ebenfalls zu negativen Cashflows führen. Ob eine langfristige Kostendeckung erreicht werden kann, hängt davon ab, wie hoch die gewährten Preise im Vergleich zur längerfristigen Entwicklung der Marktpreise festgelegt werden.

Vergleich der Varianten

Eine selektive **opt-in Möglichkeit** für Unternehmen, **zurück in die Grundversorgung** zu wechseln (Vorschlag SVG), erachten wir als **nicht zielführend**, da dies zu «Rosinenpicken» führen würde: Nur bei EVUs, welche die Preise (noch) tief halten können, wären Wiedereintritte in die Grundversorgung zu erwarten. Dies würde jedoch die betreffenden EVU vor das Problem stellen, ceteris paribus mehr Energie zu beschaffen, was zu einem entsprechend hohen Preis geschehen müsste und die übrigen Kunden der Region entsprechend belasten würde (lokale Quersubventionierung hin zu grösseren Unternehmen; diese steht jedoch nur Unternehmen offen, die in den «richtigen» Gebieten ansässig sind).

Die SP-Idee mit einer verpflichtenden Teilnahme der Grosskunden erachten wir als **zu starken Eingriff**, bei dem insbesondere Kunden, welche sich frühzeitig ausreichend abgesichert haben, schlechter gestellt werden könnten. Demgegenüber erachten wir die lokalen Pools gemäss Motion Nordmann mindestens in der Anfangsphase als **nicht ausreichend finanziert** und, da auf Ebene EVU umgesetzt, organisatorisch eher aufwändig.

Nachfolgend beurteilte Variante: Nationaler Stromversorgungspool für Marktkunden

Beurteilt wird daher nachfolgend eine Mischform: Es wird ein von der Grundversorgung losgelöster **nationaler** Pool geschaffen, dem sich Kunden, die am freien Markt beschaffen,

⁹⁴ Siehe <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20224176>.

anschliessen **können**. Sie haben das Recht – aber nicht die Pflicht – diesem Pool beizutreten. Unternehmen, die in den Pool aufgenommen werden, müssen dort für eine **ausreichende Mindestanzahl von Jahren** (z. B. 7 Jahre) bleiben. Der Pool würde eventuell **finanziell unterstützt** durch die Einnahmen anderer Massnahmen, falls diese beschlossen werden sollten (z.B. eine Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger (3.7.1) oder eine Steuer auf «Übergewinnen» (3.7.2)). Zudem kann ein Recht und ggf. auch eine Pflicht vorgesehen werden, dass Erzeuger, die nicht schon zu Gestehungskosten an gebundene Kunden liefern, ebenfalls zu **Gestehungskosten** den Pool beliefern dürfen, wobei die Produktion weiterhin vollständig von den Erzeugern selbst gesteuert würde. Der Pool könnte überdies auch **selber in Erzeugung investieren**, welche er wiederum zu Gestehungskosten den Unternehmen im Pool anbietet.

■ **Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant**

In der Schweiz wurde die Massnahme bisher noch nicht auf breiter politischer Ebene diskutiert, gleichwohl ist sie relevant, da ähnlich gerichtete Anliegen von zwei gewichtigen Akteuren eingebracht worden sind (SVG, SP). Darüber hinaus bietet diese Massnahme interessante Lösungen, um die aktuelle Situation auf den Energiemärkten anzugehen. Sie bietet zudem auch langfristige Lösungen für Unternehmen. Aus diesen Gründen wird sie im Folgenden ausführlicher analysiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise ●**: Der Preis für Grossverbraucher, die auf dem freien Markt bleiben würden, würde durch diese Massnahme nicht beeinflusst. Unternehmen, die sich für den Eintritt in einen Pool entscheiden, hätten einen langfristig stabileren Tarif, der teilweise auf den Gestehungskosten der den Pool beliefernden Erzeugung basieren würde. Der Preis für gebundene Kunden in der Grundversorgung würde nicht beeinflusst werden.
- **Umgehungsmöglichkeiten ●**: Verbraucher, die sich derzeit auf dem freien Markt befinden, könnten frei wählen, ob sie dem Pool beitreten möchten oder nicht. Es handelt sich um eine freiwillige Wahl und keine Verpflichtung. Opportunistisches Verhalten ist ausgeschlossen, indem eine Mindestverweildauer gilt. Für die Produzenten ohne gebundene Kunden, die heute grösstenteils am Markt verkaufen wie z.B. Alpiq und Axpo, würde eine Möglichkeit und ggf. eine Verpflichtung entstehen, einen gewissen Teil je Erzeugungseinheit dem Pool zu Gestehungskosten zu verkaufen. Diese könnten nicht nur die teuerste Erzeugung in den Pool eingeben, da der Mindestanteil auf Ebene der einzelnen Kraftwerke gelten würde.
- **Marktliquidität ●**: Dem Markt würde der Anteil der Schweizer Produktion tendenziell entzogen, der neu zu Gestehungskosten in den Pool liefert (die Kraftwerksteuerung selbst bliebe unberührt).
- **Notwendige Subventionen ●**: Grosskunden mit untragbaren Preisen würden in den Pool wechseln, insofern sind für diese Kundengruppen weniger oder keine Subventionen nötig. Dies spiegelt sich in einem Finanzierungsbedarf des Pools in der

Anfangsphase, der Mittels Abschöpfung von Produzentenrenten gedeckt würde. Die teilweise Beschaffung zu Gestehungskosten reduziert den Finanzierungsbedarf.

- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Soweit alle nicht-fossilen Erzeuger in den Pool Strom verkaufen dürfen, bringt dies für sie eine anteilig höhere Investitionssicherheit mit einer grundsätzlich verbesserten Investitionsdynamik. Sollten Investoren demgegenüber von anhaltend höheren Spotmarktpreisen ausgehen, würde die Dynamik etwas weniger stark ausfallen (wir sehen aktuell keine solche Dynamik). Gerade institutionelle Investoren dürften die höhere Investitionssicherheit durch anteilig gesicherte Einnahmen stärker gewichten.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Die Preissignale wären für die Grossverbraucher, die auf dem freien Markt bleiben, unverändert. Der Markt wäre also immer noch in der Lage, die Kapazitäten der Erzeuger zu steuern. Die Unternehmen, die dem Pool beitreten würden, hätten jedoch einen stabilen Preis und wären somit, so der Pool keine dynamischen Preise setzt, nicht mehr von Preissignalen beeinflusst.
- **Versorgungssicherheit** ●: Siehe Erzeugungsmix, dazu tendenziell lokalere, schweizerische Lösungen, d.h. tendenziell weniger Abhängigkeit von der ausländischen Produktion.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Energieintensive Unternehmen (für die die Massnahme gedacht wäre) würden entlastet, soweit sie sich nicht abgesichert haben (und umgekehrt). Die übrigen Endkonsumenten werden nicht zwangsläufig entlastet. «Übergewinne» von Schweizer Stromerzeugern würden kurzfristig teilweise sinken, dafür liegt mittel- und langfristig eine neue, gesicherte Einkommensquelle vor.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Veränderungen in den Erzeugungskosten werden grundsätzlich weiterhin an Verbraucher weitergereicht. Der Marktpreis des marginalen Kraftwerks bestimmt bei den Kunden im Pool den Strompreis nur noch geringfügig, sodass in diesem Segment der Inflationsdruck gemässigt wird.

◆ Fazit

Der nationale Stromversorgungspool für Marktkunden würde Grosskunden eine neue Möglichkeit geben, Strom zu langfristig stabilen, moderaten Preisen zu beziehen, ohne hierfür einen direkten Eingriff in die Preisbildung an den Strommärkten vornehmen zu müssen. Der Pool stünde in Konkurrenz zu privaten Lieferanten und lokalen EVU und würde Erzeugern die Möglichkeit geben, einen Teil ihrer Produktion zu Gestehungskosten zu verkaufen. Soweit der Pool anfänglich und zeitlich begrenzt durch die Abschöpfung von Übergewinnen alimentiert wird, entsteht, so gewünscht, eine umverteilende Wirkung. Langfristig bietet diese Massnahme also sowohl Endverbrauchern als auch den Erzeugern mehr Stabilität und Planungssicherheit, ohne zusätzliche Kosten für Absicherungsgeschäfte am Markt. Insofern bietet die Massnahme effektive Abhilfe für unzureichend liquide Terminmärkte am langen Ende für Akteure, die hierauf angewiesen sind.

B.2 Kurzfristige Massnahmen zur Nachfragesenkung

B.2.1 EU – Pflicht zur Senkung von Energiekonsum

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.5.

B.2.2 EU – Energiekonsum durch Informationskampagnen senken

Kurzbeschreibung

Die Öffentlichkeit soll über die Dringlichkeit von Energiesparmassnahmen informiert werden und konkrete Spartipps erhalten. So soll der Energiekonsum auf freiwilliger Basis grundsätzlich respektive in kritischen Situationen abnehmen.

Auf EU-Ebene wurde bereits innerhalb der im Oktober 2021 verabschiedeten «Toolbox» den Mitgliedstaaten empfohlen, die Rolle der Konsumenten im Markt zu stärken. Diese Stärkung sollte unter anderem Informationen zur Verringerung des Stromverbrauchs beinhalten (vergleiche hierzu **Box 3** in Anhang A).

Solche Massnahmen zur Information der Bevölkerung mit dem Ziel, den Konsum zu senken, wurden in mehreren EU-Ländern durchgeführt.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Bereits umgesetzt

Der Bundesrat hat bereits eine Stromsparkampagne gestartet. Die Massnahme kostet wenig, jedoch stellt sich die Frage, wie wirksam sie ist bzw. ob sie tatsächlich Linderung bringt.

◆ Fazit

Die Massnahme ist «minimalinvasiv», da sie auf Freiwilligkeit beruht. Sollten die freiwilligen Einsparungen der Haushalte und Unternehmen nicht ausreichen, müssen zusätzliche Massnahmen getroffen werden.

B.2.3 EU – Massnahmenplan zur Rationierung von Gas & Strom in Mangellage

Kurzbeschreibung

In der EU wurde diesen Frühling bereits eine mögliche grenzübergreifende Rationierung und Lastbeschränkungen diskutiert, falls russische Gaslieferungen weitgehend oder vollständig ausbleiben. Das Massnahmenpaket vom 30.09.2022 (siehe Anhang A) enthält einen Auftrag an die Kommission zur Erstellung eines koordinierten EU-Plans zur Verringerung der Nachfrage mit präventiven freiwilligen Begrenzungsmaßnahmen. Es wird ebenso vorgeschlagen, dass weniger betroffene Mitgliedstaaten ihre Gasnachfrage zugunsten stärker betroffener Mitgliedstaaten verringern. Ein konkreter Massnahmenplan zur Rationierung wurde auf EU-Ebene noch nicht beschlossen. Notfallpläne für eine Rationierung von Strom und Gas liegen indes auf Ebene der EU-Mitgliedstaaten vor. Hier wurde im Massnahmenpaket vom 30.09.2022 eine Aktualisierung der nationalen Notfallpläne gefordert, damit diese den Empfehlungen der Kommission entsprechen. Darüber hinaus fordert der Europäische Rat Ende Oktober 2022 den Rat und die Kommission auf, dringend konkrete Beschlüsse über verschiedene Massnahmen vorzulegen. Darunter fallen

Energiesolidaritätsmassnahmen bei Störungen der Gasversorgung auf nationaler, regionaler oder Unionsebene, sofern keine bilateralen Solidaritätsvereinbarungen bestehen.

In der **Schweiz** hat der Bund im Falle einer **Gasmangellage** einen abgestuften Massnahmenplan zur Nachfragereduktion kommuniziert. Der Massnahmenplan enthält vier Stufen:⁹⁵

1. Sparappelle bei einer unmittelbar drohenden Mangellage (vgl. Massnahme oben);
2. Umstellung von Zweistoffanlagen beim Eintritt einer Mangellage;
3. Verbrauchseinschränkungen und Verbote bestimmter Verwendungszwecke;
4. Kontingentierung nicht geschützter Kunden per Verordnung und parallel eine Verschärfung der Verbrauchseinschränkungen und Verbote.

Im Falle einer **Strommangellage** kann der Bund **angebotsseitig** einheimische Kraftwerke zentral steuern. Nachfrageseitig sind auch hier verschiedene Stufen vorgesehen:

1. Sparappelle an die Bevölkerung;
2. Verbrauchseinschränkungen von stromintensiven nicht-lebensnotwendigen Anwendungen;
3. Kontingentierung von Grossverbrauchern.

Diese sollte zu einer Reduktion von 25%-30% der Nachfrage führen. Sollte dies nicht ausreichen, wird auf rollierende Netzabschaltungen zurückgegriffen. Hier gilt die OSTRAL (Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen) als ausführende Kraft⁹⁶.

Der Schweizerische Gewerbeverband (SGV) schlägt indes eine **zusätzliche Eskalationsstufe** im Falle einer **Strommangellage** vor. Diese sollte nach dem freiwilligen Sparen und vor den Bewirtschaftungsmassnahmen zum Tragen kommen. In dieser Stufe sollen Unternehmen und Branchen mit der wirtschaftlichen Landesversorgung **Energie-Sparvereinbarungen** eingehen. Diese Vereinbarungen würden mit von den Unternehmen und Branchen erstellten Plänen «bottom up» umgesetzt.⁹⁷

Ebenso gibt es seitens der Industrie eine Initiative für einen Kontingentehandel im Falle einer Erdgas- oder Strommangellage.⁹⁸ Der Handel würde aktiv, sofern der Bund eine Kontingentierung von Erdgas oder Strom erlassen sollte. Diese Massnahme wird im Abschnitt B.2.4 näher besprochen.

⁹⁵ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90169.html>.

⁹⁶ Siehe <https://www.ostral.ch/de>.

⁹⁷ Siehe https://www.sgv-usam.ch/media/17939/20220912_medmap_mk-stromkrise_de.pdf

⁹⁸ Siehe <https://www.mangellage.ch/home/>.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Massnahmen zur Rationierung im Falle einer drohenden Mangellage stellen ein realistisches Szenario dar und es wurden bereits mögliche Massnahmen vom Bundesrat in Konsultation geschickt. Die Massnahme wird daher ausführlicher analysiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Da die Schweiz aufgrund ihrer Grösse nur einen sehr geringfügigen Einfluss auf die Gaspreise wie auch ihren eigenen Strompreis⁹⁹ hat, wird der Strompreis in der Merit Order nicht stark tangiert. Eine europaweit stark rückläufige Nachfrage wäre demgegenüber stärker spürbar.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Grundsätzlich gibt es keine Umgehungsmöglichkeiten für Produzenten, wenn die inländische Nachfrage gesenkt wird. Je nachdem können inländische Stromproduzenten ins Ausland exportieren, sofern dort höhere Preise verlangt werden können. Dies hängt allerdings von den verschiedenen Gegebenheiten im Strommarkt ab. So ist es beispielsweise schwierig als stromproduzierendes Unternehmen je nach Örtlichkeit gewisse Gebotszonen nicht zu beliefern, bzw. es fallen an der Grenze zusätzliche Kosten für Kapazitätsauktionen an.
- **Marktliquidität** ●: Die Kraftwerke können weiterhin kostendeckend Strom produzieren. Die Marktliquidität wird nicht beeinflusst.
- **Notwendige Subventionen** ●: Die Kraftwerk- und Netzbetreiber müssen nicht subventioniert werden. Möglich ist eine Unterstützung energieintensiver Unternehmen, die von einer allfälligen Rationierung betroffen sind.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Es sind grundsätzlich keine Anpassungen im Erzeugungsmix zu erwarten. Die Massnahme ist kurzfristig und enthält keine expliziten Anreize, längerfristig von Gas umzusteigen respektive in erneuerbare Energien zu investieren.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Durch die abgestuften Einsparmassnahmen können gesamtwirtschaftliche Knappheiten umgangen werden. Jedoch fehlen Preissignale, welche sicherstellen würden, dass diejenigen Lasten zuerst wegfallen, welche für die Energie die geringste Zahlungsbereitschaft haben.
- **Versorgungssicherheit** ●: Die Massnahme trägt zur Versorgungssicherheit bei, indem sich der Nachfrageüberhang in kritischen Situationen verkleinert.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Die Massnahme trifft diejenigen Endkunden am stärksten, die im wesentlichen Masse auf Strom angewiesen sind bzw. deren Opportunitätskosten bei einer Rationierung am höchsten sind. Durch das stufenweise Vorgehen werden die Wirkungen teilweise abgefedert.

⁹⁹ Die Schweiz ist am EOM i.d.R. Price-taker, der Preis pendelt zwischen dem Niveau, das Deutschland und Italien vorgeben, je nach Importkapazitäten an den Grenzen.

- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Der geringe direkte Einfluss auf den Gaspreis führt zu keinem nennenswerten Einfluss auf die Inflation. Strompreise auf der Haushaltsebene können sich indes positiv (senkend) auf die Inflation auswirken.

◆ **Fazit**

Die Massnahme setzt zunächst auf Freiwilligkeit (siehe B.2.1). Sollten die freiwilligen Einsparungen der Haushalte und Unternehmen nicht ausreichen, müssen zusätzliche Massnahmen getroffen werden. Diese können aber unter Umständen starke Auswirkungen auf Endkunden mit grossem Stromverbrauch haben.

B.2.4 CH – Handelbare Nutzungsrechte

Kurzbeschreibung

Im Falle einer Gasknappheit werden Nutzungszertifikate an die gasnutzende Industrie verteilt, welche einem Anteil des Vorjahresverbrauchs entsprechen. Wird beispielsweise insgesamt ein Anteil von 90% veräussert, sinkt die Nachfrage in der vorgegebenen Periode entsprechend. Die Firmen können anschliessend mit diesen Zertifikaten handeln. Dieser Handel soll dazu führen, dass das Gas sich für die Firmen verteuert und dahin fliesst, wo es am meisten Nutzen stiftet. Dies drosselt die Nachfrage der Industrie im gewünschten Umfang und lässt den Preis sinken, was wiederum die Haushalte entlastet. Die Massnahme ist gleichermassen im Strommarkt umsetzbar.

Seitens der Industrie gibt es bereits eine Initiative für einen Kontingentehandel im Falle einer Erdgas- oder Strommangellage.¹⁰⁰ Der Handel würde aktiv, sofern der Bund eine Kontingentierung von Erdgas oder Strom erlassen sollte.

Die Massnahme wurde ebenfalls von Ingmar Schlecht der ZHAW¹⁰¹ vorgeschlagen.

■ **Relevanz der Massnahme gegeben: Sinnvoll**

Der Vorschlag hat bislang keinen Eingang in die politische Diskussion gefunden, ist aus ökonomischer Sicht jedoch durchaus interessant. Dies gilt insbesondere im Vergleich zu einer Rationierung, welche die Zahlungsbereitschaft nicht berücksichtigt. Die Massnahme ist in der Schweiz für eine Mangellage bereits auf freiwilliger Basis vorbereitet, könnte aber auch im Falle verbindlicher Reduktionsziele eingesetzt werden (EU-Massnahme 4.5.5).

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen (für das Beispiel von Gasnutzungsrechten)

- **Marktpreise** ●: Der Preis im Strommarkt ist direkt unbeeinflusst. Das zugeteilte Gasangebot wird effizient im Gasmarkt aufgeteilt nach Zahlungsbereitschaft und es gibt starke Anreize, aufgrund der Kosten der Zertifikate den Gasverbrauch zu reduzieren. Der Preis im Gasmarkt sinkt – insb. bei europäischer Umsetzung mit ausreichend

¹⁰⁰ Siehe <https://www.mangellage.ch/home/>.

¹⁰¹ Siehe <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/aktuell/news/detailansicht-news/event-news/handelbare-gasnutzungsrechte/>

strengen Reduktionsvorgaben – und potenziell auch der Preis im Strommarkt. Die Marktmechanismen bleiben unangetastet.

- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Die Zertifikate werden unter den Nachfragern nach Gas ausgehandelt, daher gibt es keine relevanten Umgehungsmöglichkeiten für Erzeuger.
- **Marktliquidität** ●: Unbeeinflusst.
- **Notwendige Subventionen** ●: Der Marktpreis sinkt durch die Massnahme c.p., jedoch sind keine Subventionen an Produzenten notwendig. Verbraucher dürften nicht substantiell entlastet werden und müssten ggf. anderweitig unterstützt werden.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Unbeeinflusst.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Preismechanismen auf dem Gas und Strommarkt bleiben unangetastet. Zudem führt der Zertifikathandel zu einer effizienten Aufteilung des knappen Gases im Gasmarkt.
- **Versorgungssicherheit** ●: Unbeeinflusst.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Die «Übergewinne» der Erzeuger bleiben weitgehend bestehen und Endverbraucher werden kaum entlastet. Der Gaspreis kann jedoch sinken aufgrund der Reduktionsziele. Energieintensive Unternehmen können eine Rationierung umgehen und kommen so, obwohl sie stärker als Unternehmen belastet werden, welche vergleichsweise einfach auf Gas verzichten werden, besser weg als in einer Situation ohne Handel.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Sollte der Zertifikatehandel zu einem effizienten Einsparen von Gas führen, kann dies den Gaspreis reduzieren und damit sich positiv auf die Inflation auswirken.

◆ Fazit

Die Massnahme wirkt durch die Reduktion der Gaspreise inflationsdämpfend. Der Zertifikatehandel sollte überdies im Falle einer Mangellage zu einer effizienten Allokation von Strom oder Gas führen. «Übergewinne» inframarginaler Produzenten bleiben indes bestehen.

B.3 Kurzfristige Massnahmen zur Angebotsanpassung

B.3.1 MS – Reduktion der Inputkosten fossiler Kraftwerke («ES/PT measure»)

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.4.

B.3.2 MS – Strategische Reserve öffnen oder erweitern

Kurzbeschreibung

In verschiedenen Ländern der Welt ist es gesetzlich bestimmt, dass der Staat eine strategische Ölreserve unterhalten muss, um mögliche Versorgungsengpässe – zumindest temporär – ausgleichen zu können. In der Schweiz besteht u.a. für Erdölprodukte eine Pflichtlagerhaltung, die im Landesversorgungsgesetz (LVG) geregelt ist.

In Deutschland gibt es eine Kapazitätsreserve: Die Kapazitätsreserve kommt dann zum Einsatz, wenn das Angebot auf dem Grosshandelsmarkt für Strom nicht ausreicht, um die gesamte Stromnachfrage zu decken. Sie ist also unabhängig vom Strommarkt und schafft so eine zusätzliche Sicherheit für die Verbraucher. Dazu werden bestehende Erzeugungsanlagen, Speicher oder Lasten ausserhalb des Strommarktes vorgehalten.¹⁰²

Deutschland hat darüber hinaus beschlossen, zwei süddeutsche Atomkraftwerke nicht wie geplant im Dezember abzuschalten und diese stattdessen im Streckbetrieb über den Winter weiterhin zu betreiben. Diese sollen aber trotzdem längerfristig abgeschaltet werden.

Aufgrund der aktuellen Situation haben mehrere Länder in Europa ihre Gasspeicher zur Vermeidung vor Engpässen gefüllt. Deutschland beispielsweise hat 90% seiner Speicherkapazität gefüllt.¹⁰³ Die Schweiz verfügt über keine Gasspeicher, auf die sie in einer Notsituation zurückgreifen könnte, sondern ist auf Speicher im Ausland angewiesen. Zu diesem Zweck hat die Schweiz geplant, eine physische Gasreserve in Gasspeichern in den Nachbarländern einzurichten. Diese soll 15% (ca. 6 TWh) des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz von ca. 35 TWh decken.¹⁰⁴

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Bereits umgesetzt

Um die Energieversorgung der Schweiz zu stärken, hat der Bund am 2. September 2022 mit der Firma GE Gas Power einen Vertrag für ein temporäres Reservekraftwerk unterzeichnet: Acht mobile Gasturbinen (die auch mit Öl betrieben werden können) wurden gekauft. Die Turbinen sollen ab Mitte Februar 2023 bereitstehen. Diese Turbinen sollten für die kritische Zeit gegen Ende des kommenden Winters 2022/23 bis Ende April 2026 zur Verfügung stehen.¹⁰⁵ Diese Massnahme ergänzt diejenigen der Wasserkraftreserve und muss entsprechend im Zusammenhang gesehen werden.

Überdies hat die Schweiz die Einrichtung einer physischen Gasreserve in Gasspeichern der Nachbarländer beschlossen. Diese soll 15% (rund 6 TWh) des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz von rund 35 TWh abdecken.¹⁰⁶

◆ Fazit

Die Massnahme wird die Versorgungssicherheit erhöhen, so dass die Verbraucher im Falle eines Engpasses mit kritischer Energie versorgt werden können.

¹⁰² Siehe <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/09/Meldung/direkt-erklart.html>.

¹⁰³ Siehe z.B., <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/gasspeicher-deutschland-fuellstand-ukraine-krieg-russland-100.html>.

¹⁰⁴ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-89555.html>

¹⁰⁵ Siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90210.html>.

¹⁰⁶ Siehe [Medienmitteilungen des Bundesrats vom 29.06.2022](#).

B.3.3 CH – Wasserkraftreserve

Kurzbeschreibung

Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 7. September 2022 die Verordnung zur Einrichtung einer Wasserkraftreserve verabschiedet. Diese Reserve dient dazu, die Energieversorgung der Schweiz für die kritische Phase gegen Ende Winter zu stärken.¹⁰⁷ Es sollen insgesamt 500 GWh (+/- 166 GWh) als Reserve einbehalten werden. Die Vergütung für Erzeuger erfolgt im Rahmen einer «Pay-as-bid» Auktion.

Die Wasserkraftreserve führt dazu, dass die Produktion aus Speicherkraftwerken zu Teilen in besonders kritische Zeitfenster verschoben wird, d.h. im Zeitraum vor dem avisierten Abruf führt die Massnahme eher zu einer Verknappung der Produktion.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Bereits umgesetzt

Diese Massnahme wird in der Schweiz durchgeführt und ist daher relevant. Da sie aber bereits beschlossen wurde, muss sie nicht im Detail bewertet werden.

◆ Fazit

Die Massnahme wird die Versorgungssicherheit Ende Winter in der Schweiz erhöhen und kann im Falle einer Mangellage Teile der Versorgung übernehmen.

B.4 Kurzfristige Massnahmen zur Entlastung der Endkunden

B.4.1 EU – Bürgschaften und Kredite

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.6.

B.4.2 MS – Vorübergehende Senkung der Energiebesteuerung

Kurzbeschreibung

Die Besteuerung von Energie (Elektrizität, Gas oder beides) wurde vorübergehend in verschiedenen Europäischen Ländern – darunter Frankreich, Italien, die Niederlande und Deutschland – reduziert.

- In Deutschland wurde am 7. Oktober entschieden, dass rückwirkend ab dem 1. Oktober 2022 bis zum 31. März 2024 der Mehrwertsteuersatz auf Erdgas und Fernwärme von 19% auf 7% gesenkt wird.
- In Frankreich wird von Februar 2022 bis Februar 2023 die Mehrwertsteuer von EUR 22.50 pro MWh auf EUR 1 pro MWh für Haushalte und EUR 0.5 pro MWh für Unternehmen reduziert.
- In Italien wurde die Mehrwertsteuer seit Oktober 2021 von 10% respektive 22% auf Erdgas (je nach Gasqualität) auf einheitlich 5% gesenkt.

¹⁰⁷ Siehe z.B., <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90259.html>

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Die Massnahme wurde in verschiedenen europäischen Ländern, darunter Frankreich, Italien und Deutschland, bereits erlassen. Sie wird daher vorliegend genauer analysiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

Die Massnahme erhöht die Nachfrage nach Energie bzw. lässt diese weniger stark sinken. So kann sie einen Einfluss auf importierte Energiepreise haben bzw. diese weiter erhöhen. Im Ergebnis entsteht ein Transfer von Mitteln hin zu den Förderländern.

- **Marktpreise ●:** Die Massnahme senkt den Endpreis der Konsumenten. Dies führt ceteris paribus zu einer erhöhten bzw. weniger stark reduzierten Nachfrage. Es ist aber äusserst unwahrscheinlich, dass dieser Effekt (vollständig) die Preissenkung negiert – nachgefragte Kapazität im Strommarkt ist im Allgemeinen sehr unelastisch, insbesondere die Nachfrage von Endverbrauchern. Die Marktpreise sollten daher unbeeinflusst bleiben.
- **Umgehungsmöglichkeiten ●:** Es bestehen keine Anreize seitens Nachfrager / Anbieter, die Massnahme zu umgehen, um anderswo höhere Steuern zu zahlen.
- **Marktliquidität ●:** Die Massnahme hat keinen Einfluss auf die Marktliquidität.
- **Notwendige Subventionen ●:** Es handelt sich um eine Subvention im Umfang der Steuerausfälle, die anderweitig kompensiert werden müssen. Aufgrund der Zweitrundeffekte reduziert sich die gefühlte Entlastung der Endkunden, die Steuerausfälle bleiben jedoch bestehen. Erzeuger müssen nicht subventioniert werden.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix ●:** Die Massnahme hat keinen erwartbaren, signifikanten Einfluss auf den Erzeugungsmix. Sollte diese indirekte Preissenkung die Nachfrage der Endverbraucher erhöhen, würde dies aber zu einem höheren Gasverbrauch auf dem Strommarkt führen.
- **Ökonomische Effizienz ●:** Diese Massnahme ist nicht zielgenau. Jedoch sinken die Preise für Endverbraucher und entlasten jene daher grossflächig. Der Umfang dieser Preissenkung ist aber mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht ausreichend und zusätzliche Unterstützung nötig. Zudem incentiviert diese Massnahme den Stromverbrauch und hat daher mögliche schädliche Auswirkungen auf Gasverbrauch und Strompreis, bzw. negative Externalitäten sind nicht mehr berücksichtigt (sofern sich diese in den Steuern widerspiegeln).
- **Versorgungssicherheit ●:** Die Versorgungssicherheit ist unbeeinflusst.
- **Wirksame Umverteilung ●:** Endkunden werden entlastet, aber nicht indem die im Markt erzielte Rente von Erzeugern zu den Endkunden umverteilt wird.
- **Wirkungen auf die Inflation ●:** Die Massnahme senkt die Preise für Endverbraucher kurzfristig und kann daher den Inflationsauswirkungen der hohen Gaspreise etwas entgegenwirken. Zudem kann längerfristig aufgrund der möglichen Erhöhung der Nachfrage der Strompreis sogar erhöht werden.

◆ Fazit

Die Massnahme senkt zwar den Endpreis der Konsumenten, führt aber zu keiner Umverteilung der «Übergewinne». Es ist zudem fraglich, ob der tiefe Preis bestehen bleibt oder durch eine etwaige Erhöhung der Nachfrage wieder steigen wird.

B.4.3 MS – Pauschalzahlungen

Ausführungen vgl. Abschnitt 4.5.7.

B.5 Kurzfristige Massnahmen zur Gewinnbesteuerung inkl. Zölle

B.5.1 EU – Erlösobergrenze für «inframarginale» Stromerzeuger

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.8.

5.3.1 EU – Abschöpfung von Übererlösen auf Engpassrenten im Übertragungsnetz

Beschreibung

Die Übererlöse auf Engpassrenten aus der Vergabe von Grenzkapazitäten zwischen Gebotszonen sollen abgeschöpft werden. Hintergrund ist, dass die verstärkten gebotszonenübergreifenden Handelsströme aufgrund krisenbedingt hoher Preisunterschiede zwischen diesen Zonen in einigen Mitgliedstaaten zu einem erheblichen Anstieg der Engpasserlöse geführt haben (je grösser die Preisunterschiede, desto grösser die Zahlungsbereitschaft in Engpassauktionen).

Mitgliedstaaten können die Engpasserlösüberschüsse aus der Zuweisung zonenübergreifender Kapazität abschöpfen. Sie müssen sie dazu verwenden, Massnahmen zur Unterstützung von Stromendkunden zu finanzieren (abweichend zur normalen Verwendung von Engpasserlösen). Zulässig sind die gleichen Unterstützungsleistungen wie bei der Erlösobergrenze für inframarginale Stromerzeuger (vgl. Abschnitt 4.5.8.)¹⁰⁸

■ Relevanz der Massnahme gegeben

Die Massnahme wurde von der EU beschlossen und kann auf Ebene Mitgliedstaaten umgesetzt werden. Die Massnahme hätte auch in der Schweiz eine Wirkung, da jüngst die Inputpreise stark gestiegen sind (und so auch den Schweizer Marktpreis erhöht haben).¹⁰⁹

◆ Fazit

Es handelt sich um eine umverteilende Massnahme, indem, sofern Engpassrenten auf grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen abgeschöpft werden, diese zweckgebunden für Endkunden eingesetzt werden müssen. Die Massnahme hat keine Auswirkungen auf die Marktpreise oder Versorgungssicherheit, da nicht die Preise der Auktionen gesenkt, sondern lediglich Renten abgeschöpft werden. In der Schweiz wäre die Massnahme per

¹⁰⁸ Siehe Art. 9 und 10 der [Notfallmassnahmenverordnung](#).

¹⁰⁹ Vgl. [Bericht ElCom](#)

Saldo wenig wirksam, da die Erlöse der staatlichen Swissgrid, welche die Engpassrenten einnimmt, auf Basis des Energiekonsums schon heute den Endkunden anteilig angerechnet werden.

B.5.2 MS – Steuer auf Übergewinnen («windfall profits tax»)

Kurzbeschreibung

Es sollen Unternehmen oder Branchen besteuert werden, die mit den hohen Energiepreisen «Windfall Profits»¹¹⁰ erzielt haben. Bezugsgrösse der Steuer sind die Gewinne der betreffenden Unternehmen. In der EU würde sie auf der Grundlage der steuerpflichtigen Gewinne berechnet, die nach den nationalen Steuervorschriften in dem 2022 und/oder 2023 beginnenden Haushaltsjahr ermittelt wurden und mehr als 20% über dem Durchschnitt der jährlichen steuerpflichtigen Gewinne seit 2018 liegen. Ausserdem wird in der EU der sich aus der Steuer ergebende Betrag dazu verwendet, schutzbedürftigen Haushalten und Unternehmen zu helfen. Diese Kombination nennt die EU «Solidaritätsbeitrag», sie wird in Massnahme 4.5.9 gesondert diskutiert.

Spanien hat eine solche Steuer im Juli eingeführt. Andere Länder folgten, so z.B. Grossbritannien, Italien, Ungarn und Rumänien.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Es handelt sich um eine umstrittene und in verschiedenen EU-Ländern bereits umgesetzte Massnahme, welche gewisse Tücken in der Umsetzung mit sich bringt: Es kann nicht ohne Weiteres festgestellt werden, welche Gewinne als Zufallsgewinne gelten und wie diese genau zustande gekommen sind. Wenn der Strom beispielsweise auf der Basis von Terminkontrakten verkauft wurde, d.h. nicht zu Spotpreisen, wurden vom Stromerzeuger unter Umständen keine Zufallsgewinne erzielt.¹¹¹ Die Schweiz hat in dem Zusammenhang bei der Umsetzung der im Jahr 2018 in Kraft gesetzten Marktprämie auf Grosswasserkraft jedoch gewisse Erfahrungen gesammelt. Die Beispiele der Mitgliedstaaten zeigen, dass eine Umsetzung möglich ist. Die Massnahme wird daher in die Auswahlliste aufgenommen und näher analysiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Die Marktpreise bleiben unbeeinflusst. Die Endkundenpreise ebenfalls, ausser wenn die besteuerten Gewinne zur Entlastung und Preisreduktion für Endkunden genutzt werden.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Dies hängt vom Ausmass der Koordinierung zwischen den Ländern ab. Grundsätzlich entstehen jedoch Anreize für Unternehmen mit Sitz in

¹¹⁰ Definition vgl. Abschnitt 3.1.

¹¹¹ Siehe z.B., <https://www.swissinfo.ch/ger/mit-steuer--staaten-wollen-kriegsprofiteure-zur-kasse-bitten/47838792>

mehreren Ländern, Gewinne in Ländergesellschaften von Staaten ohne Gewinnabschöpfung zu verlagern. Die Anreize sind potenziell aber signifikant.

- **Marktliquidität** ●: I.d.R. unverändert. Wenn die Massnahme befristet ist, könnte es für die Erzeuger einen Anreiz geben, einen Teil der Produktion auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben.
- **Notwendige Subventionen** ●: Diese Massnahme besteuert Übergewinne der Kraftwerksbetreiber, lässt aber den Marktpreis unbeeinflusst. Erzeuger müssen daher nicht subventioniert werden. Im Gegenzug müssen aber Endkunden über andere Massnahmen/Subventionen unterstützt werden, sofern sie entlastet werden sollen. Dies wird jedoch wahrscheinlich mit den von den Kraftwerksbetreibern erhobenen Steuerbeträgen geschehen.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Gas- und Marktpreis bleiben hoch. Die Anreize der Endverbraucher Strom zu sparen, bleiben ebenfalls unbeeinflusst hoch. In Grossbritannien werden Investitionen durch eine Senkung des Steuersatzes gefördert. Dies könnte ein Anreiz sein, der letztlich den Erzeugungsmix verbessert.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Es ist unklar, inwieweit die Steuer die Zufallsgewinne wirksam verringern würde und ob sie an die Verbraucher umverteilt wird, die sie am dringendsten benötigen. Andererseits sollte sie keine direkten Auswirkungen auf den Marktpreis haben und ist in dieser Hinsicht effizient.
- **Versorgungssicherheit** ●: Unverändert.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Die Verteilungswirkungen hängen davon ab, ob die Steuer auf die Erzeuger mit tatsächlichen Zufallsgewinnen abzielt und wie der Betrag, der sich aus den Steuern ergibt, verteilt wird.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Die gezahlten Marktpreise bleiben unverändert, sodass hohe Gas- bzw. Energiepreise weiterhin an Endverbraucher und die Industrie weitergereicht werden. Dies kann aber reduziert werden, indem die Steuergelder genutzt werden, um die Endkundenpreise zu senken oder die Weitergabe der hohen Grosshandelspreise einzuschränken.

◆ Fazit

Die genaue Definition von «Übergewinn» kann ein potenzieller Streitpunkt werden und ist in der Praxis komplex. Die Preise werden nicht direkt verändert, die durch die Steuer erhobenen Mittel können aber zur Reduktion der Weitergabe der Preise auf dem Grosshandelsmarkt genutzt werden. Daher hängen der Einfluss auf die Inflation ebenso wie die Verteilungswirkungen stark von der genauen Ausgestaltung der Massnahme ab. Die EU setzt bei dieser Massnahme bei Unternehmen im fossilen Sektor an (z. B. Gas- und Ölförderunternehmen), was insofern komplementär zur Erlösbergrenze auf inframarginalen Erzeugern wirkt, da bei dieser insbesondere Erneuerbare betroffen sind, nicht aber fossile Kraftwerke.

B.5.3 MS – Zölle auf russischen Importen

Kurzbeschreibung

Als Sanktionsmöglichkeit gegen Russland werden Importzölle auf russischem Öl und Gas diskutiert. Diese sollen Russland dazu bringen, den Öl- und Gaspreis zu senken, um konkurrenzfähig zu bleiben. Die Zolleinnahmen können indes für Abfederung der hohen Energiepreise an die Bürger verteilt werden.

■ Relevanz der Massnahme nicht gegeben

Die Massnahme wurde vom Institut für Weltwirtschaft Kiel eingebracht – es handelt sich um eine klassische Massnahme in Handelskriegen. Sollte Russland nicht geostrategisch, sondern rein ökonomisch als Monopolist agieren, könnten Gewinne, die heute in Russland anfallen, zurück in die Schweiz verschoben werden. In der Schweiz würde eine solche Sanktion wahrscheinlich eher nach einem allfälligen europäischen Entscheid diskutiert und beschlossen. Auf europäischer Ebene scheint jedoch aktuell keine entsprechende politische Diskussion am Laufen zu sein.

B.6 Kurzfristige umverteilende Massnahmen

Nachfolgend sind beispielhaft zwei Massnahmen aufgeführt, welche zum einen Gewinne besteuern und zum anderen die Einnahmen an ausgewählte Endkunden umverteilen.

Insofern sind diese Massnahmen als Kombination von Massnahmen der Abschnitte B.5 und B.4 zu verstehen und als solche keine Einzelmassnahmen im engeren Sinn.

B.6.1 EU – Solidaritätsabgabe von fossilen Tätigkeiten

Ausführliche Diskussion vgl. Abschnitt 4.5.9.

B.6.2 CH – Lump-sum Abfederungsfonds für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch

Kurzbeschreibung

Für Unternehmen mit grossem Stromverbrauch soll ab 2023 ein «Abfederungsfonds» kreiert werden, um diese zu entlasten. Dieser soll durch eine Übergewinnsteuer von Stromproduzenten finanziert werden. Die genaue Zuweisung dieser Gelder ist indes noch nicht klar. So können sich diese ähnlich zu den Pauschalzahlungen in Abschnitt B.4.3 verhalten oder beispielsweise proportional zum Verbrauch mit abgeschwächter Wirkung wie in Abschnitt B.4.1.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Es handelt sich um einen Vorschlag der SP, der mit hoher Wahrscheinlichkeit in der Herbstsession des Parlaments eingebracht wird. Der Vorschlag soll Unternehmen mit grossem Stromverbrauch entlasten. Aus politischer Sicht ist der Vorschlag relevant, da auch betroffene Unternehmen ein Interesse an einer solcher Massnahme haben. Wir gehen bei der

Bewertung von einer Entlastung aus, die auf fixer Basis vergütet wird, damit möglichst die Wirkungen gemäss Abschnitt B.4.3 entstehen (und nicht diejenigen aus Abschnitt B.4.1)

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Die Massnahme sollte die Marktpreise weitgehend unberührt lassen. Endkundenpreise für Unternehmen werden de facto gesenkt.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Vgl. Massnahme «Steuer auf Übergewinnen» (Abschnitt B.5.2).
- **Marktliquidität** ●: Keine wesentlichen Auswirkungen. Produzenten können weiterhin kostendeckend produzieren und haben weiterhin Anreize die Kapazität optimal zu steuern.
- **Notwendige Subventionen** ●: Für Erzeuger sind keine weiteren Subventionen notwendig. Endverbraucher werden nicht entlastet und müssen anderweitig unterstützt werden. Die Finanzierung soll mit zusätzlichen Einnahmen aus der Besteuerung von Stromproduzenten erfolgen. Dieser besteuerte «Übergewinn» wird somit an Unternehmen statt Endverbrauchern weitergereicht.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Keine.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Der Preisbildung auf dem Strommarkt ist nicht direkt betroffen. Die Subventionierung der Unternehmen kann aber zu einer erhöhten Nachfrage führen. Die Preissignale an Nachfrager bleiben insbesondere dann weitgehend erhalten, falls energieintensive Unternehmen auf pauschaler Basis entschädigt werden und sie nicht antizipieren, dass ein höherer effektiver Verbrauch höhere Entschädigungszahlungen mit sich bringt. Je weniger Unternehmen sich für die Abfederungen qualifizieren, desto niedriger sind überdies die allgemeinen Auswirkungen.
- **Versorgungssicherheit** ●: Unverändert.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Die Übergewinne der Produzenten werden gesenkt und an energieintensive Unternehmen umverteilt. Endverbraucher werden nicht entlastet.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Keine

◆ Fazit

Die Massnahme wirkt nicht auf die Preise und beeinflusst die Inflation folglich nicht. Die «Übergewinne» werden an energieintensive Unternehmen, allerdings nicht an Endverbraucher umverteilt. Diese Unternehmen werden somit entlastet und können ihre wirtschaftlichen Aktivitäten weiterführen.

B.7 Grundlegende Anpassung am Marktdesign – Änderungen in der Preisfindung

B.7.1 EU – Ersatz Grenzkosten Pricing durch «Pay as Bid»

Kurzbeschreibung

Der Grosshandelsmarkt in der EU ist ein Grenzpreissystem, auch bekannt als «**Pay-as-clear**»-Markt, bei dem alle Stromerzeuger den gleichen Preis für den Strom erhalten, den sie zu einem bestimmten Zeitpunkt verkaufen.

Angesichts der derzeitigen Situation, in der der Strompreis auf den Grenzkosten der gasbetriebenen Stromerzeuger basiert, wird von einigen gefordert, diese auf Grenzkosten basierende Methode abschaffen und durch eine andere ersetzen wollen. Eine häufig diskutierte Alternative ist ein «**Pay-as-bid**»-Modell, bei dem der Grosshandelsmarkt den von jedem akzeptierten Bieter gebotenen Preis bezahlt, anstatt dass alle akzeptierten Bieter den höchsten für ein akzeptiertes Gebot bezahlten Preis erhalten.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Die Abschaffung der Grenzkosten (pricing) ist eine politisch sehr umstrittene Massnahme. Es ist unwahrscheinlich, dass dies kurzfristig eingeführt wird, aber falls das derzeitige Preismodell in Zukunft aktualisiert werden sollte, hätte dies Auswirkungen auf die Schweiz. Diese Massnahme wird daher genauer analysiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Die Preisgebote werden unberechenbarer und liegen nicht bei den Grenzkosten. Im aktuellen Marktdesign bestimmt das Gebot eines Erzeugers nur, ob er den Zuschlag erhält; im «Pay-as-Bid» Format bestimmt das Gebot zudem den Preis, den der Erzeuger bekommt. Daher gibt es einen starken Anreiz, nicht die eigenen Kosten, sondern den erwarteten marginalen Preis zu bieten. Aufgrund von unvollständigen Informationen über die Kosten der Konkurrenten und den marginalen Preis führt dies dazu, dass der marginale Erzeuger oberhalb seiner Kosten bietet und es signifikante Unsicherheit bei allen Bietern über den Marktpreis gibt. Unklar bleibt, in welcher Höhe sich die Durchschnittspreise einpendeln werden. Damit ist auch nicht gesichert, ob Endkundenpreise sinken.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Abhängig von der Ebene der Umsetzung (EU vs. National).
- **Marktliquidität** ●: Anreize dem Markt Kapazität zu entziehen sind gering, aber die grössere Unsicherheit erschwert die optimale Kapazitätssteuerung und Investitionen.
- **Notwendige Subventionen** ●: Erzeuger müssen nicht subventioniert werden, aber «Übergewinne» werden nur sehr unvollständig reduziert. Daher müssen Verbraucher vermutlich auch hier unterstützt werden.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Die Massnahme hilft nicht, weniger Gaskraftwerke zu nutzen – die Anreize für Nicht-Gaskraftwerke sinken sogar. Zudem reduzieren sich die Investitionsanreize.

- **Ökonomische Effizienz** ●: «Übergewinne» können potenziell etwas reduziert werden und an Verbraucher weitergegeben. Die Veränderung der Marktpreise relativ zum Clearingpreis eines Pay-as-clear Marktes ist aber unklar und auch erhöhte Durchschnittspreise sind möglich. Gleichzeitig gibt es eine deutlich grössere Unsicherheit und dadurch potenziell reduzierte Investitionsanreize.
- **Versorgungssicherheit** ●: Grundsätzlich unbeeinflusst, kann aber aufgrund von etwas tieferen Marktpreisen und vor allem grösserer Unsicherheit Investitionsanreize reduzieren.
- **Wirksame Umverteilung** ●: «Übergewinne» werden etwas reduziert und an Verbraucher weitergegeben.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Die hohen marginalen Produktionskosten bei Gaskraftwerken schlagen sich nicht mehr vollständig auf alle Strompreise durch. Dieser Effekt ist aber limitiert (siehe Marktpreise).

◆ Fazit

Es ist offen, wie sich die Massnahme genau auf die Preise auswirken. Wenn sich diese senken, können dadurch «Übergewinne» etwas reduziert werden und an Verbraucher weitergegeben werden. Es ist aber ebenso möglich, dass die durchschnittlichen Preise etwas höher liegen als zuvor. Zudem gibt es deutlich grössere Unsicherheit für Marktteilnehmer. Die Wirkung auf die Inflation ist ungewiss.

B.7.2 MS – Markt in fossiles und nicht-fossiles Segment unterteilen («Greek Proposal»)

Kurzbeschreibung

Der Markt soll in zwei Segmente unterteilt werden: Einen Pool für Stromerzeugungstechnologien mit tiefen variablen Kosten (erneuerbare, nukleare Technologien und fossile Kraft-Wärme-Kopplungen, Markt 1), sowie ein konventionelles Marktsegment für die restlichen Technologien (Markt 2).

Konkret sollen diese beiden Märkte wie folgt bepreist werden:

1. Eine Vergütung auf der Grundlage von CfD (Contracts for Difference, siehe nachfolgend B.7.3) mit Preisen, welchen den nivellierten Gesamtkosten entsprechen.
2. Eine Vergütung nach dem derzeitigen Spot-Markt Auktionsdesign und Merit-Order-Prinzip.

Die Lieferanten und Endverbraucher zahlen sodann einen gewichteten Durchschnitt der Preise aus beiden Marktsegmenten.

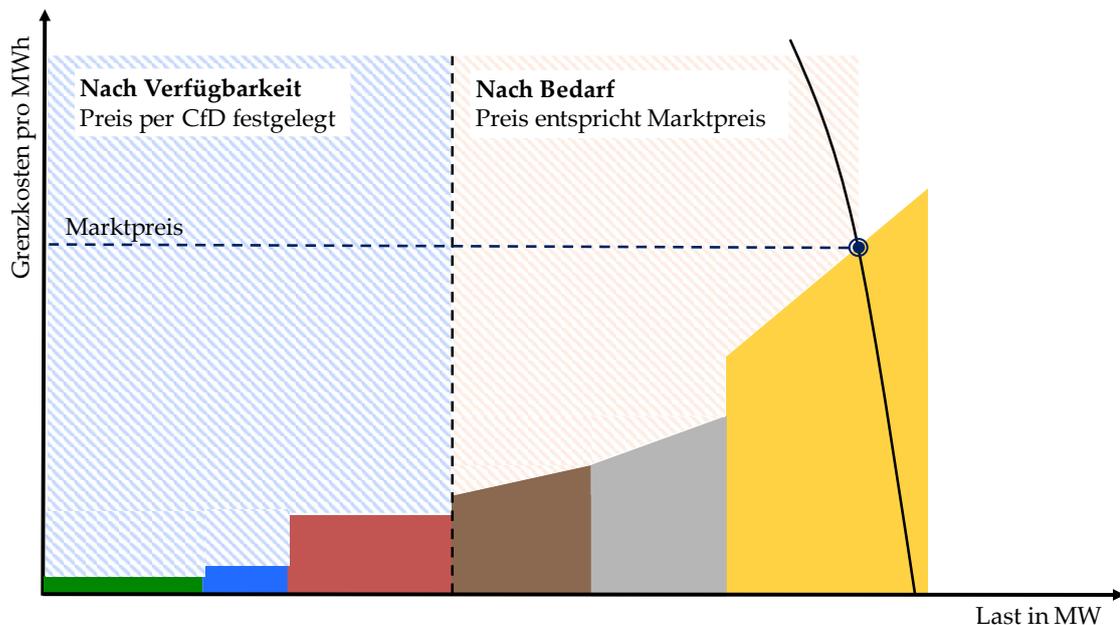
Die Kapazitäten der Erzeuger von Markt 1 werden dabei weiterhin in der Auktion von Markt 2 berücksichtigt. Erzeuger mit tiefen variablen Kosten melden am Vortag ihre prognostizierte Produktionsmenge an den Netzbetreiber. Dieser wählt in Berücksichtigung der Netzsicherheit eine Menge, welche diesen Erzeugern zugeteilt wird. In der Auktion für Markt 2 wird die Nachfrage dann um diese vorher bestimmte Menge gekürzt, sodass Erzeuger aus Markt 1 indirekt weiterhin einen Einfluss auf Markt 2 haben.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Es handelt sich hierbei um einen Vorschlag, der das Marktdesign grundlegend verändern soll. Aufgrund verzerrender Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien ist ein solcher Vorschlag vermutlich wenig zukunftsträchtig. Da es sich jedoch um eine in Europa viel diskutierte Massnahme handelt, wird sie näher beurteilt.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

Abbildung 9: Auswirkungen des «Greek Proposals» auf den Spotmarkt



- **Marktpreise** ●: Ein extremer Eingriff in den Preismechanismus, der dazu führt, dass der Marktpreis die Kapazitäten der Erzeuger nicht mehr vollständig koordiniert. Der Marktpreis im Markt 2 sollte aufgrund der Nachfragekürzung bei korrekten Prognosen unverändert sein und die flexiblen Kraftwerke weiterhin koordinieren. Es benötigt aber entsprechend präzise Prognosen. Endkundenpreise können aber potenziell stark reduziert werden (abhängig vom CfD strike price).
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Je nach strike price kann es starke Anreize insbesondere für erneuerbare Energien geben, nicht am Markt teilzunehmen und stattdessen zu exportieren oder bilaterale, langfristige Verträge (OTC) zu schliessen, soweit dies erlaubt ist.
- **Marktliquidität** ●: Die Erzeuger haben einen potenziell starken Anreiz, dem Markt fernzubleiben (insbesondere Erneuerbare und Kernkraft). Dies hängt stark vom strike price ab. Dies kann die Liquidität im Markt beeinträchtigen.
- **Notwendige Subventionen** ●: Es sind zwar keine Subventionen nötig, um Endverbraucher zu entlasten, aber die Erlöse der Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten sind äusserst gering und vermutlich müssten diese subventioniert werden (oder zumindest neue Investitionen).

- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Eine massive Senkung der Investitionsanreize insbesondere für Erneuerbare. Dies müsste mithilfe eines hohen strike price ausgeglichen werden, es ist aber vorgesehen, auf Basis der nivellierten Gesamtkosten zu vergüten. Gaskosten werden nur teilweise an Endverbraucher weitergegeben, was die Anreize reduziert, Gas zu sparen.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Dieser Eingriff hat das Risiko, dass ein sehr ineffizienter und illiquider Markt geschaffen wird mit einer starken Reduktion der Investitionsanreize für neue Kraftwerke. Allerdings hat die Massnahme das Potential, sehr zielgerichtet Akteure zu unterstützen.
- **Versorgungssicherheit** ●: Es gibt starke Anreize, abzuweichen und Kapazität dem Markt zu entziehen.
- **Wirksame Umverteilung** ●: «Übergewinne» werden erfolgreich von inframarginalen Kraftwerken an Endverbraucher umverteilt.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: Die Trennung sorgt dafür, dass die Gaspreise nur unvollständig die Strompreise treiben und somit die Wirkung auf die Inflation reduziert wird.

◆ Fazit

Die Massnahme verteilt «Übergewinne» von inframarginalen Kraftwerken auf Endverbraucher um und wirkt zugleich inflationsdämpfend. Es bestehen allerdings starke Anreize, nicht mehr ausreichend in erneuerbare Energien zu investieren. Ein Ausstieg aus fossilen Brennstoffen wird dadurch schwer umsetzbar. Ausserdem haben «inframarginale» Erzeuger den Anreiz, die Massnahme zu umgehen, was sich wiederum schlecht auf die Versorgungssicherheit auswirkt.

B.7.3 MS – Two-way contracts for difference (CfDs)

Kurzbeschreibung

Two-way contracts-for-difference (CfDs) ist ein Vergütungsmodell für Energieerzeuger, bei dem ihnen ein fester Preis («strike price») für die erzeugte Energie garantiert wird: Wenn der «strike price» höher ist als der Marktpreis, muss die CfD-Gegenpartei dem Erzeuger die Differenz zwischen dem «strike price» und dem Marktpreis zahlen. Wenn der Marktpreis höher ist als der vereinbarte «strike price», muss der Erzeuger der CfD-Gegenpartei die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem «strike price» zurückzahlen.

Es handelt sich somit de facto um langfristige Verträge, bei dem ein Erzeuger einen garantierten Preis erhält (analog zu einer Einspeisevergütung), aber bei Marktpreisen oberhalb des garantierten Preises die entstehenden zusätzlichen Gewinne zurückzahlen muss. CfDs werden beispielsweise im Vereinigten Königreich als Mechanismus zur Förderung der Erzeugung von erneuerbaren Energien eingesetzt.

Die Massnahme ist vergleichbar mit der gleitenden Marktprämie, welche aktuell in der Schweiz im Parlament diskutiert wird.

Die Idee der nachfolgenden Massnahmen wäre es, dass diese nur für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen gelten würde, die noch beschlossen wurden.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Ein two-way CfD ist eine Option, um die langfristigen Unsicherheiten für Stromerzeuger, die solche Verträge hätten, zu verringern. Sie garantieren einen gewissen Festpreis («strike price») über einen bestimmten Zeitraum. Ausserdem könnten two-way CfDs in einer Situation wie der heutigen vermeiden, dass «inframarginale» Stromerzeuger Windfall-Profits erhalten (da der Preis fixiert ist).

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise** ●: Der Marktpreis bleibt unbeeinflusst, aber der von Erzeugern erhaltene Preis entspricht dem festgelegten «strike price». Bei passend gewähltem «strike price» kann der Markt weiter effizient funktionieren. Zudem kann dies zu längerfristig stabilen und potenziell niedrigeren Endkundenpreisen führen.
- **Umgehungsmöglichkeiten** ●: Abhängig von der Umsetzungsebene (EU oder National). Eine wichtige Frage ist, ob die CfDs mit ihrem «strike price» anreizkompatibel ausgestaltet sind, sodass Erzeuger indifferent zwischen CfD und Spot-Markt sind oder den CfD sogar vorziehen.
- **Marktliquidität** ●: CfDs können als längerfristige Terminkontrakte genutzt werden. Darüber hinaus ist die Marktliquidität unbeeinflusst.
- **Notwendige Subventionen** ●: Verbraucher werden vor hohen Preisen geschützt. Die Erzeuger benötigen bei einem ausreichend hohen «strike price» ebenfalls keine Unterstützung. «Übergewinne» in Phasen hoher Preise werden abgeschöpft, während umgekehrt der Staat Mittel bereitstellen muss in Phasen tiefer Preise – CfD wurden denn auch in der Schweiz diskutiert, als die Strompreise sehr tief waren.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix** ●: Kann Investitionen in Erneuerbare Energien fördern, indem Investitionsrisiken gesenkt werden. Beeinflusst aber nicht den Gasverbrauch und kurzfristigen Erzeugungsmix.
- **Ökonomische Effizienz** ●: Wenn der «strike price» in kompetitiven Auktionen festgelegt wird, ist die ökonomische Effizienz gegeben. Bei bilateralen Verhandlungen oder staatlich festgelegten Preisen können ineffiziente Fixpreise gewählt werden.
- **Versorgungssicherheit** ●: Kann längerfristig zu Investitionsanreizen führen, aber hängt zentral vom vereinbarten «strike price» ab.
- **Wirksame Umverteilung** ●: Kann das Ziel, «Übergewinne» umzuverteilen und zu besteuern erreichen mit wenigen negativen Auswirkungen, aber sehr abhängig vom passenden «strike price». Bei niedrigen Spotpreisen wird die Rente von den Verbrauchern an die Erzeuger verteilt, bei hohen Spotpreisen umgekehrt.
- **Wirkungen auf die Inflation** ●: CfDs isolieren Endverbraucher vor Spotpreisfluktuationen und reduzieren damit den Einfluss von Kostenveränderungen auf die Inflation.

◆ Fazit

Die Massnahme kann «Übergewinne» erfolgreich umverteilen ohne starke negative Auswirkungen. Allerdings ist dies stark vom passenden «strike price» abhängig. Die Massnahme ist überdies eher inflationsdämpfend, da kurzfristige Preisfluktuationen am Spot-Markt die Preise der Endkunden weniger beeinflussen.

B.7.4 MS – Stromhandel auf physischen Handel beschränken

Kurzbeschreibung

Der Stromhandel soll auf den physischen Handel mit Strom beschränkt werden. Der Handel am Terminmarkt soll indes stärker limitiert werden. Dies soll der Spekulation einzelner Akteure Einhalt gebieten.

■ Relevanz der Massnahme nicht gegeben

Diese Massnahme ist noch nicht auf breiter Ebene politisch diskutiert worden. Sie zielt eine grundsätzliche Reform des Strommarktes in Betracht. Es ist jedoch fraglich, ob diese dem aktuellen Problem hoher Energiepreise oder einer etwaigen Strommangellage entgegenwirken, da gerade Terminmärkte, welche den langfristigen Absatz ermöglichen, noch weniger liquide wären.

B.7.5 MS – Französischer ARENH-Mechanismus

Kurzbeschreibung

In Frankreich wurde seit 2011 ein geregelter Zugang zur historischen Kernenergie für alternative Anbieter geschaffen, um den Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt zu stärken. Der sogenannte ARENH-Mechanismus erlaubt es, alternativen Stromversorgern in einem rechtlich festgelegten Umfang Strom zu finanziellen Konditionen zu beziehen, die den Erzeugungskosten der historischen Kernenergie in Frankreich entsprechen. Dieser Wert liegt aktuell bei EUR 42 pro MWh.

■ Relevanz der Massnahme nicht gegeben

Dieser Mechanismus ist sehr spezifisch für den französischen Markt und seine auf Kernenergie basierende Stromerzeugung und scheint daher für die Schweiz nicht relevant zu sein. Die Massnahme könnte relevant werden, wenn sich in der Schweiz die Idee durchsetzen sollte, dass sämtliche Endkunden in der Grundversorgung organisiert werden sollte. Die Massnahme könnte in einem solchen Szenario darauf zielen, dass auch EVU ohne eigene Stromproduktion einen gesicherten, regulierten Zugang zu Erzeugung aus Schweizer Wasserkraft erhalten (insb. Erzeugung von Alpiq und Axpo).

B.7.6 MS – Langfristige Absicherungsoptionen («Affordability options»)

Kurzbeschreibung

Battle et al. (2022) schlagen eine Lösung vor, um die Endverbraucher langfristig vor Schwankungen der Strompreise oder langfristigen Schocks zu schützen. Ihr Vorschlag zielt

darauf ab, einen Mangel an langfristiger Liquidität auf den Strom-Futures-Märkten der EU auszugleichen.¹¹²

Die Autoren schlagen vor, dass die Regulierungsbehörden Auktionen konzipieren und durchführen könnten, um ein langfristiges Finanzprodukt für ausgewählte Gruppen von Endverbrauchern zu kaufen (die als nicht in der Lage erachtet werden, Zeiten anhaltend hoher Preise zu überstehen). Das Ziel dieses Finanzderivats, das sie als «Tragbarkeitsoptionen» bzw. «affordability options» bezeichnen, besteht darin, diese Gruppen von Endverbrauchern gegen extreme und langanhaltende Preisschocks abzusichern (und die monatlichen Rechnungen innerhalb akzeptabler Grenzen zu halten), während gleichzeitig Verzerrungen auf dem kurzfristigen Strommarkt vermieden werden.

Konkret könnte eine «central entity» (welche für den Kauf der Optionen im Namen der Endverbraucher verantwortlich wäre) eine bestimmte monatliche Strommenge für einen längeren Zeitraum (z. B. 5 oder 10 Jahre) verauktionieren. Erzeuger garantieren, diese Strommenge im Falle von anhaltend hohen Marktpreisen (z.B. über einen Monat) dem Käufer zu einem vereinbarten, niedrigeren Fixpreis («strike price») zu verkaufen. Somit entzieht sich der Käufer dem Risiko von dauerhaft hohen Preisen. Der Preis, welcher in der Auktion ermittelt wird, entspricht sodann der von den Erzeugern verlangten Prämie für dieses Finanzprodukt. Die Kosten dieser Prämie würden auf die Stromrechnung der Endverbraucher, für welche die Option gekauft wurde, aufgeschlagen. Zusätzlich können der Kauf der Option und der Startzeitpunkt der Option mehrere Jahre auseinander liegen, damit Erzeuger diese Optionen auch zur Finanzierung von Investitionen nutzen können. Der «strike price» muss im Vorhinein festgelegt werden.

■ Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant

Dieser Vorschlag von Battle et al. ist interessant und scheint eine effiziente Lösung zu sein, um Endverbrauchern langfristig zu schützen, ohne den Marktpreis zu verzerren. Sie wird daher nachfolgend diskutiert.

Strukturierte Beurteilung der Wirkungen

- **Marktpreise ●:** Der Marktpreis bleibt unbeeinflusst, aber der von Erzeugern erhaltene Preis entspricht bei Auslösung der Option dem festgelegten «strike price». Eventuell anfallende hohe Preise und Erlöse kommen daher nicht zur Geltung, der Marktmechanismus funktioniert aber weiterhin. Im Gegenzug können Endkunden bei Abschluss einer Option sich längerfristig stabile und potenziell niedrige Preise sichern.
- **Umgehungsmöglichkeiten ●:** Die Teilnahme an der Auktion der «affordability options» ist freiwillig.

¹¹² Siehe <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/MITEI-WP-2022-02.pdf> und <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/04/MITEI-WP-2022-03.pdf>

- **Marktliquidität ●**: Unbeeinflusst bzw. verbessert langfristig, indem Erzeuger sich für längere Laufzeiten absichern können und somit die fehlende Liquidität auf dem langfristigen Terminmarkt behoben werden kann.
- **Notwendige Subventionen ●**: Vulnerable Bevölkerungsgruppen können sich gegen langfristige Volatilität und Preisschocks preisgünstig schützen. Ebenso können Energieversorgungsunternehmen, welche keine Eigenproduktion haben, ihre langfristigen Risiken absichern.
- **Zu erwartende Anpassung beim Erzeugungsmix ●**: Verbesserte Möglichkeiten für neue Investitionsprojekte, um Preisrisiken langfristig abzusichern.
- **Ökonomische Effizienz ●**: Die Märkte werden vollständiger, indem längere Fristen abgesichert werden können. Der Marktmechanismus bleibt zudem unbeeinträchtigt. Die praktische Umsetzung via einer «central entity» bleibt aber noch unklar und potenziell komplex.
- **Versorgungssicherheit ●**: Tendenzielle Verbesserung, indem Langfrist-Preisrisiken verringert werden können, hängt aber von der Höhe des «strike price» und der Prämie ab.
- **Wirksame Umverteilung ●**: Die Massnahme würde die Endverbraucher schützen und die «Übergewinne» der Erzeuger verringern. Das Risiko wird von risikoaversen Verbrauchern auf weniger risikoaverse Marktteilnehmer übertragen. Die Lösung bietet allerdings in der aktuellen Situation keine Hilfe.
- **Wirkungen auf die Inflation ●**: Die «affordability options» isolieren Endverbraucher vor Spotpreisfluktuationen und reduzieren damit den Einfluss von Kostenveränderungen oder Preis-Shocks auf die Inflation.

◆ Fazit

Die Massnahme schafft es, vulnerable Haushalte vor Preis-Shocks zu schützen und dies mit inflationsdämpfender Wirkung. Die genaue Umsetzung ist jedoch noch unklar und ist möglicherweise komplex. Zudem ist sie keine kurzfristige Lösung für die aktuelle Krise.

B.8 Grundlegende Anpassung am Marktdesign – Eingriffe in die Erzeugungsstruktur

B.8.1 EU – Verstärkte Förderung Erneuerbarer

Kurzbeschreibung

In der EU wurden im Zuge der bereits hohen Energiepreise im Herbst 2021 im Rahmen einer ersten «Toolbox» unter anderem eine Beschleunigung von Investitionen in erneuerbare Energien und ein Abbau von regulatorischen Hemmnissen bezüglich erneuerbarer Energien beschlossen (siehe hierzu **Box 3** im Anhang A für mehr Details).

Im Rahmen des Massnahmenpakets von diesem Frühling wurde zusätzlich der **REPowerEU-Plan**¹¹³ verabschiedet. Dieser soll zur Verringerung der Abhängigkeit von russischem Erdöl und -gas und einer Beschleunigung des ökologischen Wandels führen. Die Massnahmen sollen unter anderem den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigen. Diese Massnahmen sind im Einklang mit der bereits verabschiedeten Verordnung zur Klimaneutralität der EU bis 2050 («Green New Deal»).

Am 9. November hat die EU-Kommission zudem vorgeschlagen, erneuerbarer Erzeugung den Status «**überwiegendes öffentliches Interesse**» zu verleihen, um entsprechende Bewilligungsverfahren zu beschleunigen. Zudem sollen die Verfahren für PV-Anlagen auf künstlichen Strukturen, für die Verstärkung erneuerbarer Kraftwerke sowie Wärmepumpen gestrafft werden.¹¹⁴

Auch in der Schweiz sollen erneuerbare Energien verstärkt gefördert werden. So hat die Energiekommission des Ständerats (**UREK-S**) Massnahmen zur Vereinfachung der Zulassungsbedingungen solcher Anlagen insbesondere, um die Winterstromproduktion zu fördern. Diese Anlagen sollen zudem durch den Bund gefördert werden. Ab 2024 sollen zudem sämtliche Neubauten verpflichtend mit einer Solaranlage ausgestattet werden.

■ **Relevanz der Massnahme gegeben: Politisch relevant, aber nicht im Detail zu analysieren**

Die Massnahmen wurden von der Ständeratskommission beschlossen und müssen noch parlamentarisch beraten werden. Genaueres zur Umsetzung des Anliegens kann Ende der Herbstsession gesagt werden. Die Massnahme stützt grundsätzlich die langfristige Versorgungssicherheit («no brainer»).

◆ **Fazit**

Die Massnahme fördert den Ausbau erneuerbarer Energien, welche im Rahmen der Energiestrategie 2050 ohnehin weiter ausgebaut werden müssen.

B.8.2 CH – Pflicht zum Bau von Solarpanels auf Altbauten

Kurzbeschreibung

Ein Vorstoss im Kanton Zürich fordert eine Pflicht zum Bau von Solarpanels für bereits bestehende Bauten. Zunächst sollen öffentliche und Gewerbebauten aufgerüstet werden und sukzessive auch private Bauten. Bei Neubauten gibt es im Kanton Zürich indes bereits eine solche Pflicht, welche von der ständerätlichen Umweltkommission ab 2024 für die gesamte Schweiz gefordert wird.

¹¹³ Siehe https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_22_3131

¹¹⁴ Siehe [Vorschlag für eine Verordnung des Rates zur Festlegung eines Rahmens für die beschleunigte Einführung erneuerbarer Energien](#) vom 09.11.2022.

■ Relevanz der Massnahme nicht gegeben

Auf kantonaler Ebene ist es denkbar, dass solche Vorstösse vermehrt auftreten. Sie verbessern langfristig die Versorgungssicherheit durch ein verstärktes Investitionstempo, bürden aber den Eigentümer ggf. unrentable Investitionen auf («no brainer»), die sich, so wirklich unrentabel, auch in höheren Mieten äussern dürften.