



# Kurzstudie: Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie

AFRY Management Consulting GmbH

BERLIN, OKTOBER 2023

# Disclaimer and rights

- This report has been prepared by AFRY Management Consulting GmbH (“AFRY”) solely for use by Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH. All other use is strictly prohibited and no other person or entity is permitted to use this report, unless otherwise agreed in writing by AFRY. **By accepting delivery of this report, the Recipient acknowledges and agrees to the terms of this disclaimer.**
- NOTHING IN THIS REPORT IS OR SHALL BE RELIED UPON AS A PROMISE OR REPRESENTATION OF FUTURE EVENTS OR RESULTS. AFRY HAS PREPARED THIS REPORT BASED ON INFORMATION AVAILABLE TO IT AT THE TIME OF ITS PREPARATION AND HAS NO DUTY TO UPDATE THIS REPORT.
- AFRY makes no representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information provided in this report or any other representation or warranty whatsoever concerning this report. This report is partly based on information that is not within AFRY’s control. Statements in this report involving estimates are subject to change and actual amounts may differ materially from those described in this report depending on a variety of factors. AFRY hereby expressly disclaims any and all liability based, in whole or in part, on any inaccurate or incomplete information given to AFRY or arising out of the negligence, errors or omissions of AFRY or any of its officers, directors, employees or agents. Recipients’ use of this report and any of the estimates contained herein shall be at Recipients’ sole risk.
- AFRY expressly disclaims any and all liability arising out of or relating to the use of this report except to the extent that a court of competent jurisdiction shall have determined by final judgement (not subject to further appeal) that any such liability is the result of the willful misconduct or gross negligence of AFRY. AFRY also hereby disclaims any and all liability for special, economic, incidental, punitive, indirect, or consequential damages. **Under no circumstances shall AFRY have any liability relating to the use of this report in excess of the fees actually received by AFRY for the preparation of this report.**
- All information contained in this report is confidential and intended for the exclusive use of the Recipient. The Recipient may transmit the information contained in this report to its directors, officers, employees or professional advisors provided that such individuals are informed by the Recipient of the confidential nature of this report. All other use is strictly prohibited.
- All rights (including copyrights) are reserved to AFRY. No part of this report may be reproduced in any form or by any means without prior permission in writing from AFRY. Any such permitted use or reproduction is expressly conditioned on the continued applicability of each of the terms and limitations contained in this disclaimer.

AUTORINNEN

## Für weitere Informationen wenden Sie sich an unsere ExpertInnen



**Carlos Perez Linkenheil**

Principal & Head of German  
Market Analysis

Berlin

[carlos.perezlinkenheil@afry.com](mailto:carlos.perezlinkenheil@afry.com)



**Jan-Jakob Bergmann**

Manager

Düsseldorf

[jan-jakob.bergmann@afry.com](mailto:jan-jakob.bergmann@afry.com)



**Chiara Rathnow**

Consultant

Berlin

[chiara.rathnow@afry.com](mailto:chiara.rathnow@afry.com)



**Ramona Wendtner**

Consultant

Berlin

[ramona.wendtner@afry.com](mailto:ramona.wendtner@afry.com)



**Jonathan Ulrich**

Consultant

Berlin

[jonathan.ulrich@afry.com](mailto:jonathan.ulrich@afry.com)

# Inhaltsverzeichnis

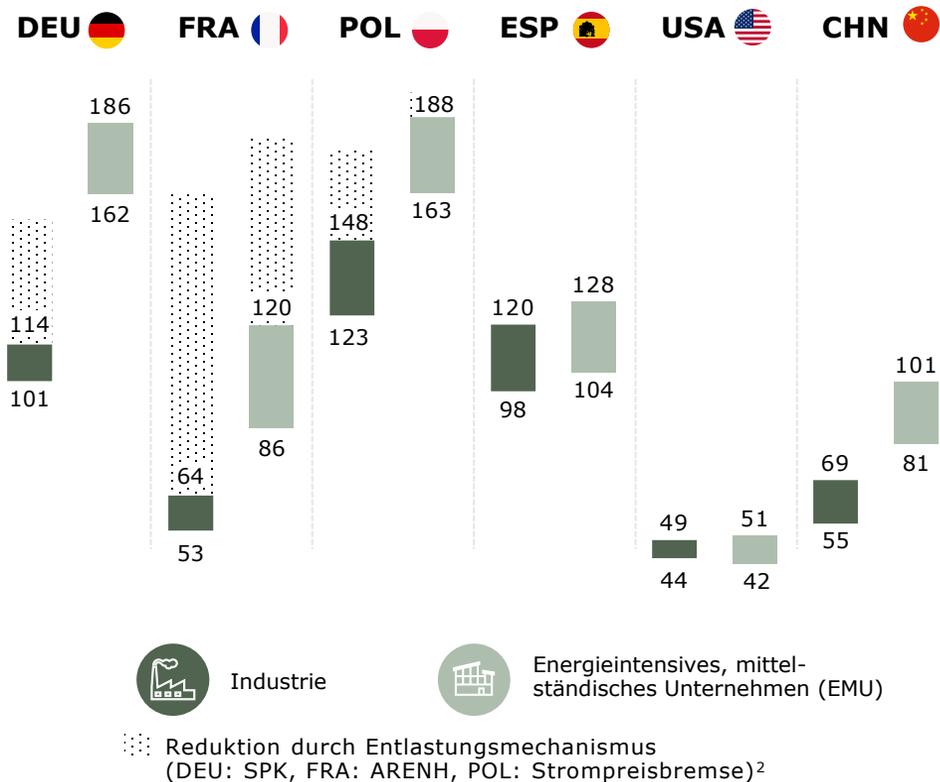
1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38



# Der deutsche Endkundenstrompreis für die Industrie 2023 liegt über dem von Frankreich, Spanien, den USA und China

## STROMPREISSPANNEN FÜR DIE INDUSTRIE IM JAHR 2023

[EUR/MWh, real 2022]



Die Studie wurde in enger Abstimmung mit den **AFRY-Experten** aus den ausgewählten Ländern durchgeführt. Die Umsetzung erfolgte in zwei Phasen – nach der Definition von internationalen Benchmarks für ein typisches Strompreinsniveau für die Industrie erfolgte eine Validierung mit Industrieexperten.



In **Deutschland** zeigten sich die Auswirkungen der Energiepreiskrise verzögert in Form von gestiegenen Strompreisen für die Industrie im Jahr 2023. Ähnliche Entwicklungen sind am deutschen Gasmarkt zu sehen. Perspektivisch sind aufgrund der fallenden Commodity-Preise und dem Ausbau der Erneuerbaren sinkende Großhandelspreise bei steigenden Netzentgelten zu erwarten.



Im **internationalen Vergleich** variieren die Strompreise stark. In Europa stiegen die Strompreise für die Industrie sowie für EMUs<sup>1</sup>. Kostentreiber waren v.a. die Beschaffungskosten am Großhandel, die in einigen EU-Ländern durch politische Maßnahmen abgedeckt wurden. In den USA sanken die Strompreise im Vergleich zum Vorjahr, während sie in China stabil blieben.



Insgesamt ist die Erwartung, dass **Großhandelsstrompreise** in den USA, ähnlich wie in der EU, mittel- bis langfristig fallen. In China ist aufgrund der Liberalisierung kurzfristig mit sinkenden, perspektivisch jedoch wegen steigender Nachfrage und CO<sub>2</sub>-Kosten mit höheren Beschaffungskosten zu rechnen. Zur Entwicklung der Endkundenstrompreise ist eine Gesamtkostenanalyse notwendig, da steigende Kosten für Netz- und Infrastrukturausbau (z.B. Wasserstoff) fallenden Großhandelspreisen gegenüberstehen.

Notiz: (1) Energieintensives, mittelständisches Unternehmen, (2) DEU: SPK Berechnung ohne Super Cap aufgrund der unternehmensspezifischen Individualität der Berechnung, FRA: Maximal möglicher ARENH von 90% angenommen, bei einem ARENH-Anteil von 70% ergäbe sich ein leicht erhöhter Preis für die Industrie

# Der Wirtschaftsstandort Deutschland wird im internationalen Vergleich als mäßig attraktiv bewertet – mit zunehmend negativer Tendenz

## STANDORT DEUTSCHLAND AUS UNTERNEHMENSICHT

### WESENTLICHE STANDORTFAKTOREN

Politische Stabilität	Wahrnehmung Politik
Planbarkeit Investitionen	Verfügbarkeit Fachkräfte
Wertschöpfungskette & Infrastruktur	Genehmigungsverfahren
Strom- & Energiepreise	CO <sub>2</sub> -Intensität des Strommixes



Im Rahmen der Studie wurden **Experten aus der Chemie-, Stahl- und metallverarbeitenden Industrie befragt**, welche Faktoren die Standortwahl für ihre Unternehmen hauptsächlich beeinflussen. Die so gewonnenen Erkenntnisse dienen dazu, eine Bewertung des Wirtschaftsstandorts und seiner Entwicklung durchzuführen.



Grundsätzlich wird der **Wirtschaftsstandort Deutschland** im internationalen Vergleich als **mäßig attraktiv bewertet** – insbesondere Themen wie „Planbarkeit von Investitionen“, „hohes Energiepreinsniveau“, „langwierige Genehmigungsverfahren“ und „hohe regulatorische Anforderungen“ beeinflussen die Bewertung negativ.



Die Entwicklung des Standortes in den letzten Jahren wird als negativ betrachtet, wobei die befragten Unternehmen auch für die Zukunft einen **stärker negativen Trend** erwarten. Auch hier sind die Energiepreisentwicklung bzw. die fehlende Aussicht auf Erholung der Energiepreise sowie die mangelnde Planbarkeit von Investitionen wesentliche Treiber.

### GESAMTBEWERTUNG IM INTERNATIONALEN VERGLEICH



 mäßig

### ENTWICKLUNG DES STANDORTS (TREND)



 leicht negativ

# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38



# Im Rahmen der Studie wurden Endkundenstrompreise der Industrie in ausgewählten Ländern verglichen und weitere Standortauswahlfaktoren evaluiert



## Hintergrund

Die in den letzten zwei Jahren massiv gestiegenen Großhandelspreise und die damit einhergehende sinkende Wettbewerbsfähigkeit führen in Deutschland aktuell zur Debatte um den Wirtschaftsstandort und Forderungen nach einem „Industriestrompreis“, der energieintensiven Unternehmen helfen und ein Abwandern wichtiger Kernindustrien verhindern soll.

Unklarheit besteht jedoch darüber, wie hoch die Endkundenstrompreise für die deutsche Industrie aktuell tatsächlich sind sowie über die Preise im internationalen Vergleich. Transparenz darüber ist durchaus relevant, da sich der debattierte „Industriestrompreis“ am internationalen Wettbewerb orientieren sollte.



## Zielsetzung

Im Rahmen einer Studie möchten Agora Industrie und Agora Energiewende einen Beitrag zur Industriestrompreis-Debatte liefern und Transparenz über die aktuelle Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland für Industrieunternehmen schaffen.

Hierzu wurde AFRY von Agora Industrie und Agora Energiewende beauftragt,



1) die Höhe der Endkundenstrompreise der Industrie in relevanten internationalen Märkten (u.a. China, USA, Frankreich, Polen und Spanien) im Vergleich zu Deutschland zu bestimmen und



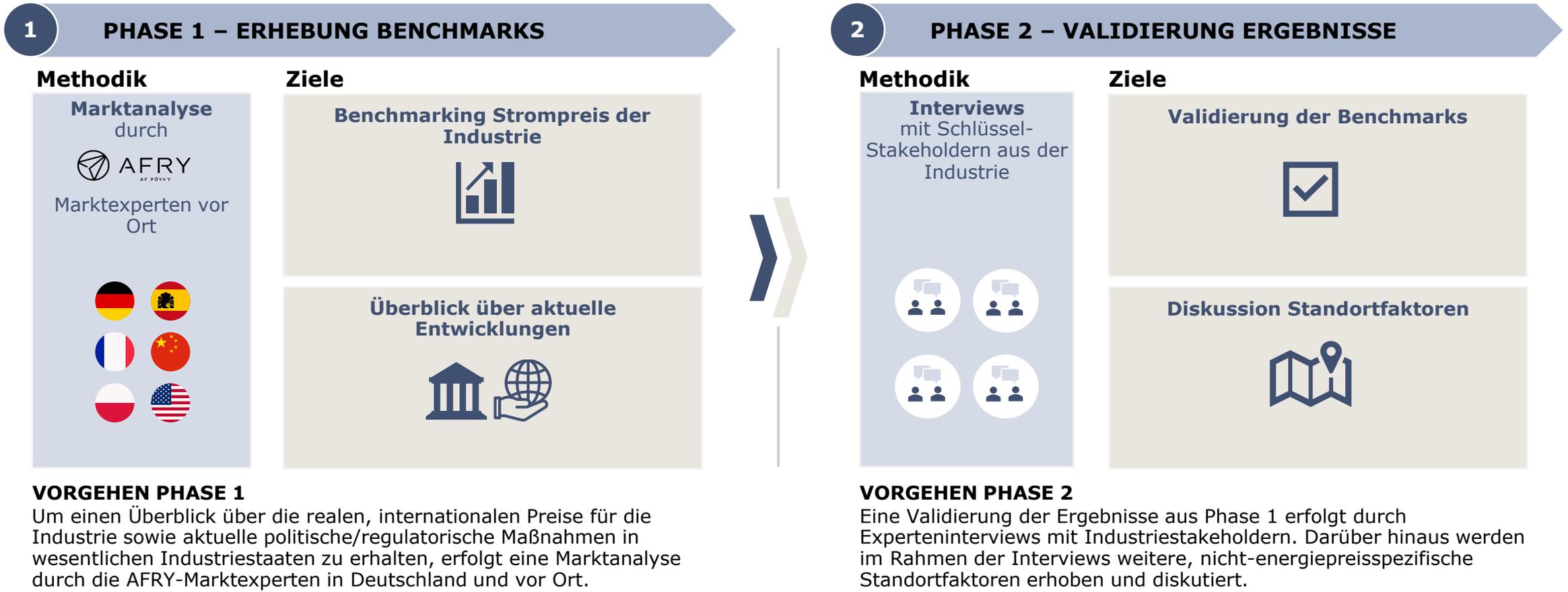
2) weitere, nicht-energiepreisbezogene Faktoren des Industriestandorts Deutschland im Vergleich zum internationalen Wettbewerb zu analysieren.

# Inhaltsverzeichnis

1.	Executive Summary	4
2.	Hintergrund und Zielsetzung	7
3.	Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1	Methodik und Vorgehen	9
3.2	Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3	Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4.	Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1	Methodik und Vorgehen	33
4.2	Übersicht wesentliche Faktoren	35
5.	Annex	38



# Die Umsetzung der Studie erfolgte in zwei Phasen – zuerst Benchmark-Definition, dann Validierung mit der Industrie



# Unsere Methodik stellt die passende Auswahl von Vergleichsländern sowie die Vergleichbarkeit der jeweiligen Endkundenstrompreise der Industrie sicher



## LÄNDERAUSWAHL



### Bedeutung der Industrie

Als Vergleichsländer für den Strompreisbenchmark wurden zunächst bedeutende Industrienationen (China, USA, europäische Staaten) ausgewählt.

### Stromerzeugungsmix

Innerhalb Europas wurden die Vergleichsländer vor allem in Bezug auf die Diversität des Stromerzeugungsmixes, also dem Anteil erneuerbarer und fossiler Energien sowie Kernkraft ausgewählt.



## UNTERNEHMENSPROFIL



### Stromverbrauchsprofil

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Märkten herstellen zu können, wurden zwei „prototypische Unternehmen“ definiert: Ein extrem energieintensives, großes Unternehmen sowie ein EMU<sup>1</sup>.



## BETRACHTUNGSZEITRAUM



Der Betrachtungszeitraum der Analyse berücksichtigt neben dem vergangenen sowie aktuellen Jahr mit 2019 das letzte wirtschaftlich „normale“ Jahr.



## ZUSAMMENSETZUNG STROMPREIS



### Strompreiskomponenten

Der Strompreis wurde in drei wesentliche Teile untergliedert, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Etwaige Entlastungsmechanismen wurden ebenfalls integriert.



### Beschaffungsstrategie

Zur Berechnung der Strombeschaffungskosten wurde für die EU und USA marktübliche Beschaffungsstrategie der Unternehmen angenommen. In China sind die Beschaffungskosten teilreguliert, wodurch dieser Schritt entfällt.

Notiz: (1) Energieintensives, mittelständisches Unternehmen

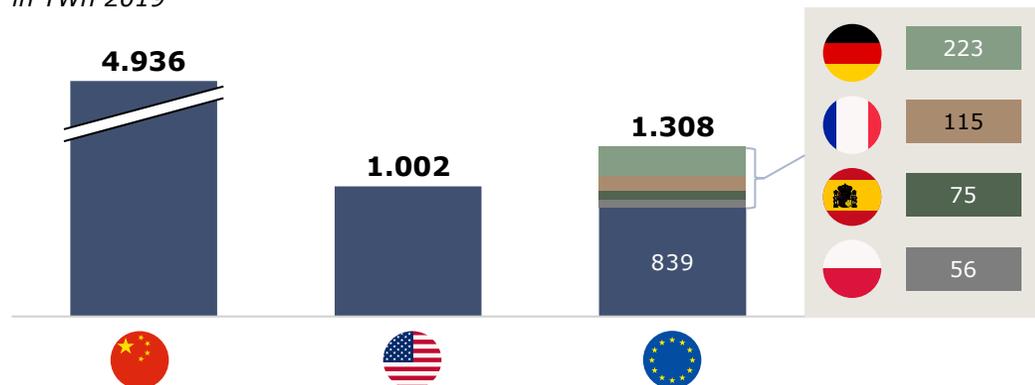


METHODIK UND VORGEHEN: AUSWAHL DER VERGLEICHSLÄNDER

# Faktoren zur Auswahl der Vergleichsländer: Bedeutung nach BIP, Handelsbeziehungen zu Deutschland, Größe und Art von Industrie- und Strommix

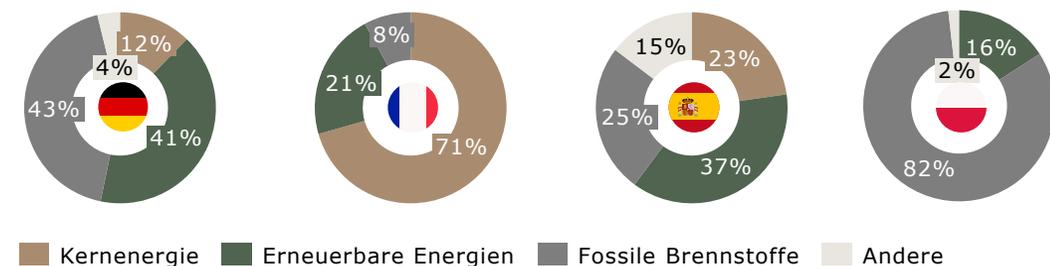
## STROMVERBRAUCH DER INDUSTRIE IN DER EU, USA & CHINA

in TWh 2019



## STROMERZEUGUNGSMIX NACH TECHNOLOGIE IN DEU, FRA, ESP, POL

in % 2019



## METHODIK ZUR AUSWAHL DER VERGLEICHSLÄNDER

Als Vergleichsländer wurden drei europäische Länder (FRA, POL, ESP) und zwei außereuropäische Länder (CHN, USA) herangezogen. Die Auswahl erfolgte auf Basis der folgenden Kriterien:

- **China, USA<sup>1</sup>** und die **EU** sind mit einem Anteil von jeweils rund 40%, 18% bzw. 21% des BIP die **weltweit größten Industrienationen bzw. -regionen**. Deutschlands Industrie ist mit rd. 31% BIP-Anteil Vorreiter innerhalb der EU. **Frankreich, Polen** und **Spanien** gelten dabei als **wichtige Handelspartner Deutschlands**. Spanien und Frankreich fallen unter die Top 5 der europäischen Industrienationen, während Polen als führender Industriestandort im Osten gilt. Große Chemie- und Stahlindustriecenter sind dabei vor allem in den ausgewählten EU-Ländern sowie in China und den USA zu finden.
- Der **Stromerzeugungsmix** unterscheidet sich in den europäischen Ländern deutlich und ermöglicht einen Vergleich des Einflusses verschiedener Technologien auf den Strompreis. Während **Polen** den Großteil seines Stroms aus (Braun-)Kohle gewinnt, verzeichnet **Spanien** mit rund 37% einen hohen Anteil an **erneuerbaren Energien**, wobei der Großteil durch Solarenergie gewonnen wird. **Frankreich** gilt als Spezialfall. Einerseits gilt das Land mit einem Anteil von rund 70% als größter Erzeuger von **Kernenergie** in Europa, andererseits profitieren Unternehmen von regulierten ARENH-Preisen<sup>2</sup>.

Quelle: AFYR-Analyse, Internationale Energieagentur (IEA) Länderprofile | Notiz: (1) Für China und USA wurden die energieintensiven Provinzen Guangdong, Jiangsu und Shandong sowie die Staaten Texas und Pennsylvania herangezogen. (2) Regulierter Zugang zu historischem Atomstrom (ARENH), nähere Details im Kapitel zu Frankreich



# Zur bestmöglichen Vergleichbarkeit der Industriestrompreise werden Unternehmensprofile und ein einheitlicher Betrachtungszeitraum definiert

## DEFINIERT STROMVERBRAUCHSPROFILE

	 „EMU“ Energieintensives mittelständisches Unternehmen	 „Industrie“ Großes, extrem energieintensives Unternehmen
jährlicher Stromverbrauch	25 - 50 GWh	>500 GWh
durchschnittliche Volllaststunden	5.000 h	>7.500 h
Netzanschluss	Mittelspannung	Hochspannung
Weitere Besonderheiten	Erfüllt <u>nicht</u> alle Industrievorgaben oder Ähnliche zum Erhalt maximaler Förderung/Befreiung von Abgaben	Erfüllt alle Industrievorgaben oder Ähnliche zum Erhalt maximaler Förderung/Befreiung von Abgaben

## METHODIK ZUR AUSWAHL DER UNTERNEHMENSPROFILE

- Die Unternehmen wurden anhand ihrer **Stromverbrauchsprofile** ausgewählt. Um typische Industriebetriebe abzubilden, wurde zwischen EMUs und großen Industrieunternehmen unterschieden. Ein EMU hat mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 25 - 50 GWh einen verhältnismäßig hohen Elektrizitätsbedarf und bildet bspw. ein mittelgroßes Unternehmen ab. Im Vergleich zur Großindustrie beschränkt sich das Lastprofil eines EMUs auf die Werkzeuge sowie einen Anschluss an die Mittelspannungs- statt Hochspannungsebene. Ein Unternehmen aus der Grundstoffindustrie wird hingegen mit dem 20-fachen Jahresverbrauch eines EMU, höheren Volllaststunden (zusätzlich Betrieb am Wochenende) sowie einer höheren Netzebene abgebildet. Beispielsweise ein Chemie- oder Stahlproduzent weist ein solches Profil auf.
- Für den **Betrachtungszeitraum** der Analyse wurde das laufende Jahr **2023** sowie das Vorjahr **2022** ausgewählt. Ergänzend wurde das Jahr **2019** als das letzte Jahr mit stabiler wirtschaftlicher Lage und stabilen Energiepreisen ausgewählt.



# Die Strompreise für Endkunden setzen sich aus Beschaffungskosten inkl. Entlastungsmechanismen, Netzentgelte & sonstigen Komponenten zusammen

## STROMPREISKOMPONENTEN



## METHODIK ZUR AUSWAHL DER KOMPONENTEN

Die Komponenten, aus denen sich der Strompreis der Industrie in den jeweiligen Ländern zusammensetzt, variieren. Die wesentlichen Bestandteile sind v.a. die **Beschaffungskosten** sowie die **Netzentgelte**. Darüber hinaus gibt es in allen untersuchten Ländern eine Vielzahl **weiterer** Strompreisbestandteile, wie etwa **Abgaben, Beiträge** und **Steuern**. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden diese höchst unterschiedlichen Bestandteile in einer einzelnen Komponente zusammengefasst.

Etwaige **Entlastungsmechanismen** wurden in allen Ländern in ihrer **maximal möglichen Ausprägung entsprechend der definierten Unternehmensprofile („Industrie“ und „EMU“)** berücksichtigt. Die Mehrzahl der Entlastungsmaßnahmen wird in den Ländern über die Beschaffungskosten direkt oder indirekt subventioniert und bilden damit eine weitere Möglichkeit für Entlastungen bestimmter Verbrauchergruppen. Da große Industrieunternehmen meist ohnehin von Netzentgeltbefreiungen und weiteren Steuervorteilen profitieren, sind auf eine Vergünstigung der Beschaffungskosten abzielende Entlastungsmechanismen oft die einzige Möglichkeit weiterer Subventionen für die Industrie.

Die Mehrwertsteuer wurde zur Verbesserung der Vergleichbarkeit und auf Grund der Möglichkeit der Rückerstattung in keinem der untersuchten Märkte berücksichtigt.



# Ermittlung der Beschaffungskosten durch Annahme einer marktüblichen Beschaffungsstrategie inkl. Absicherung am Terminmarkt

## BEISPIEL: EU-BESCHAFFUNGSSTRATEGIE

### Beschaffungskosten für das Jahr Y

20%	x	DA	Day-Ahead Marktpreis
30%	x	Y-1	Future für das aktuelle Jahr 1 Jahr in Vergangenheit
30%	x	Y-2	Future für das aktuelle Jahr 2 Jahre in Vergangenheit
20%	x	Y-3	Future für das aktuelle Jahr 3 Jahre in Vergangenheit

+weitere Kosten, insbesondere für Beschaffung/Vertrieb

## METHODIK ZUR BEWERTUNG DER BESCHAFFUNGSSTRATEGIE

Zur Bewertung der Beschaffungskosten wurde für jedes Land eine marktübliche **Beschaffungsstrategie** eines Unternehmens zugrunde gelegt:

### Europa:

- Für DEU, FRA, POL und ESP wurde eine **EU-Beschaffung** auf Basis eines Mischpreises für das jeweilige Jahr aus Day-Ahead (DA) Marktpreisen und Preisen für Terminkontrakte, d.h. Futures, für das betrachtete Jahr aus den letzten drei Jahren angenommen
- In Frankreich wurde zudem angenommen, dass EMUs und die Großindustrie 55% bzw. 90% des Preises über ARENH<sup>1</sup> abdecken können. Dies entspricht dem Maximalwert.
- Zur Bewertung der zukünftigen Preisentwicklung in Deutschland wurde dieselbe Logik angewandt, jedoch reduzieren sich Absicherungsgeschäfte bis 2026 auf 0%. Der Grund dafür ist die Limitierung des Terminmarkts auf drei Jahre in die Zukunft

### USA:

- Die **US-Strategie** ergibt sich aus DA-Preisen auf dem Spotmarkt der jeweiligen Region. Der Terminmarkt wurde nicht berücksichtigt, da sich insbesondere größere Unternehmen in der Regel eher kurzfristige (<1 Jahr) Verträge abschließen und die Märkte nicht immer die nötige Liquidität aufweisen.

### China:

- In **China** sind die Preise teilreguliert und orientieren sich an Terminmarktpreisen, auf dem die regionale Netzgesellschaft Strom beschafft.

Notiz: (1) Regulierter Zugang zu historischem Atomstrom (ARENH): Mechanismus, der alternativen Anbietern Zugang zu Strom aus den historischen Kernkraftwerken von 70% bis zu 90% zu einem regulierten Preis von 42 EUR/MWh bzw. 46,20 EUR/MWh (ausschl. 2022) ermöglicht.

# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38



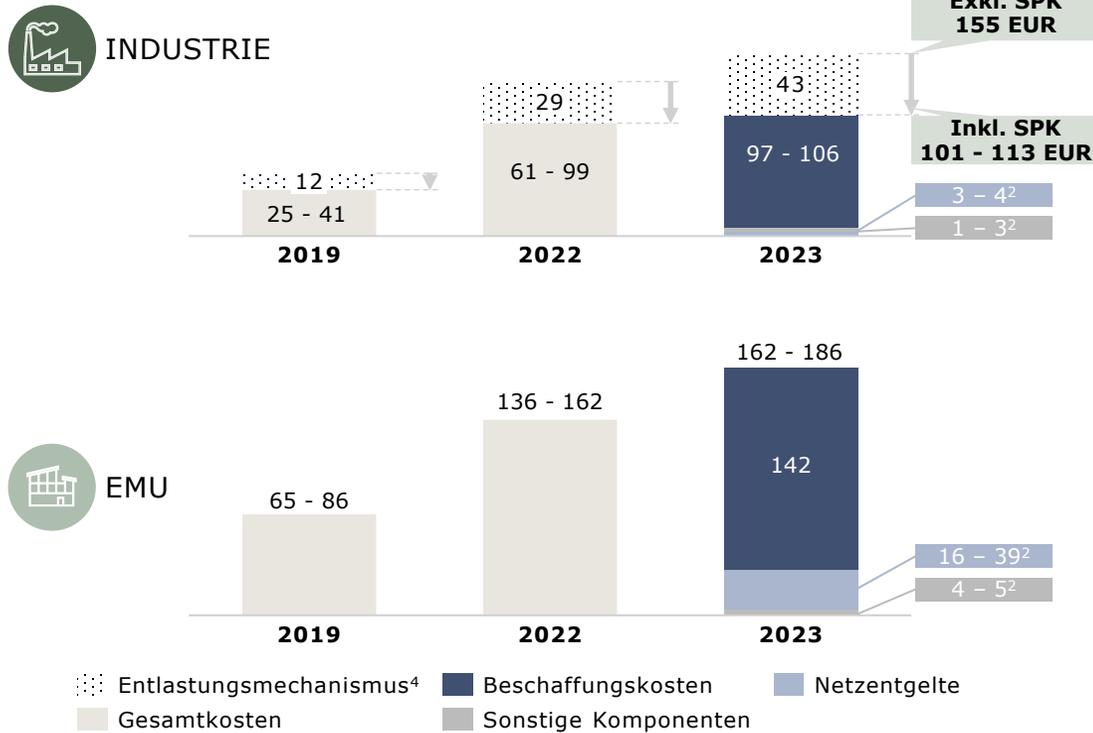


STATUS QUO DES STROMPREISES DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND

Durch die angenommene Beschaffungsstrategie zeigen sich die Auswirkungen der Energiepreiskrise verzögert – Preise für die Industrie stiegen 2023 an

HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN<sup>1</sup>

[EUR/MWh, real 2022]



ERLÄUTERUNGEN

Die **Beschaffungskosten** berechnen sich pro Jahr nach der beschriebenen EU-Beschaffungsstrategie<sup>3</sup>. Die Strompreis-kompensation (SPK) wurde inkludiert und entlastet die Industrie<sup>4</sup>. Für EMUs entfällt diese. Die Strompreisbremse im Jahr 2023 wurde ebenfalls berücksichtigt, hat jedoch keine signifikante Auswirkung.

Die **Netzentgelte** beinhalten Übertragungs- und Verteilnetzkosten für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes in Deutschland. Die Netzentgelte basieren auf historischen, durchschnittlichen Zahlen der Bundesnetzagentur (BNetzA). Für die Industrie wurde eine Entlastung nach Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV §19) zwischen 85-90% in der Analyse berücksichtigt.

**Sonstige Komponenten** beinhalten in Deutschland u.a. die Konzessionsabgabe, die Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) Umlage, die §19 StromNEV Umlage und die Offshore Netzumlage, die mit den jeweiligen Reduktionen und Mindestabgaben berücksichtigt wurden. Die Abschaltverordnung (AbLaV) sowie die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) wurde nicht berücksichtigt, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Jahren herzustellen.

Quelle: AFRY-Analyse, BNetzA, EnWG, StromNEV, StromStG | Notiz: (1) mögliche Abweichungen bei den Gesamtsummen ergeben sich aus Rundungsdifferenzen (Historische) Futures aus EPEX Spot/EXAA & EEX; (2) Die Berechnung Preisspannen von Industrie und EMUs ist abgeleitet von den historischen Werten der BNetzA für Kunden >24GWh, die die Basis für die Projektionen für 2023 sind und deren Preisreduktionen je nach Fall (e.g. Nutzungsstunden, Verbrauch) prozentual auf den Mittelwert angerechnet wurden. Aus dieser historischen Range unter Berücksichtigung der Ausnahmen leitet sich die Projektion für 2023 ab. Für die Stromsteuer für EMUs wird nach Stromsteuergesetz §10 eine Reduktion von 90% angenommen. (3) (Historische) Futures aus EPEX Spot/EXAA & EEX; (4) in Deutschland ist der Entlastungsmechanismus die sog. Strompreiskompensation (SPK) die aufgrund der Individualität der Berechnung ohne Super Cap berücksichtigt wurde.

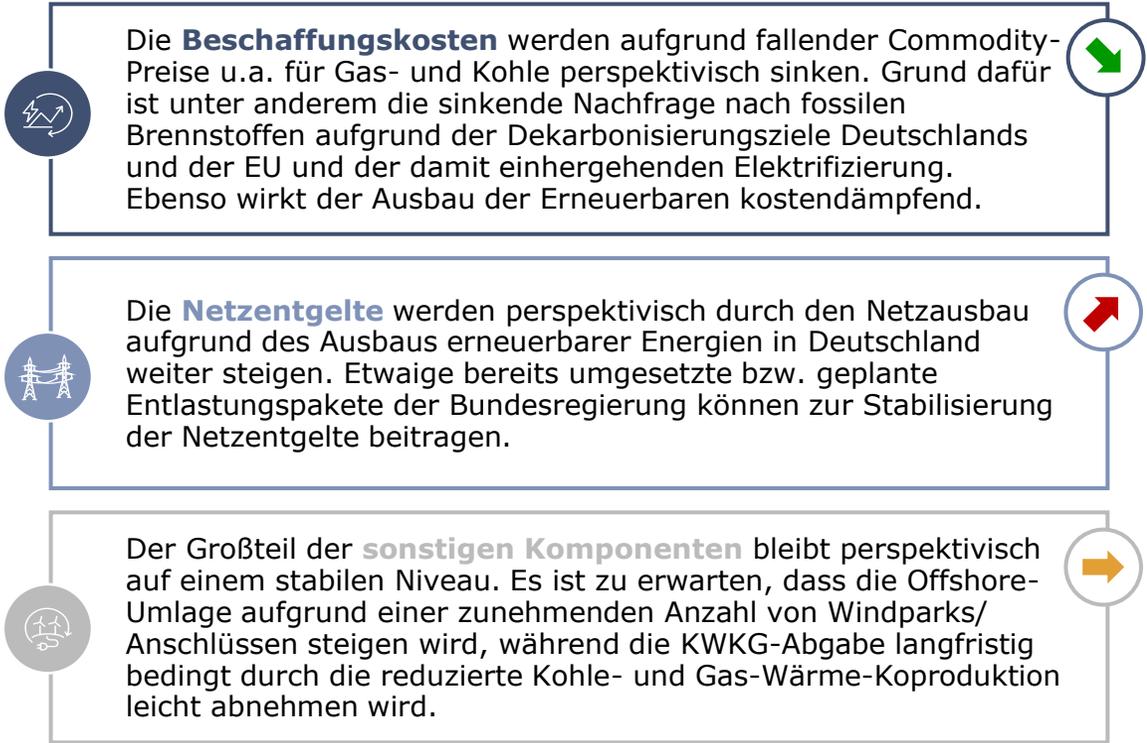




STATUS QUO DES STROMPREISES DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND

# Der Ausbau der Erneuerbaren erhöht perspektivisch die Netzentgelte, während fallende Commodity-Preise die Großhandelsstrompreise senken

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



Die **Beschaffungskosten** werden aufgrund fallender Commodity-Preise u.a. für Gas- und Kohle perspektivisch sinken. Grund dafür ist unter anderem die sinkende Nachfrage nach fossilen Brennstoffen aufgrund der Dekarbonisierungsziele Deutschlands und der EU und der damit einhergehenden Elektrifizierung. Ebenso wirkt der Ausbau der Erneuerbaren kostendämpfend.

Die **Netzentgelte** werden perspektivisch durch den Netzausbau aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland weiter steigen. Etwaige bereits umgesetzte bzw. geplante Entlastungspakete der Bundesregierung können zur Stabilisierung der Netzentgelte beitragen.

Der Großteil der **sonstigen Komponenten** bleibt perspektivisch auf einem stabilen Niveau. Es ist zu erwarten, dass die Offshore-Umlage aufgrund einer zunehmenden Anzahl von Windparks/Anschlüssen steigen wird, während die KWKG-Abgabe langfristig bedingt durch die reduzierte Kohle- und Gas-Wärme-Koproduktion leicht abnehmen wird.

**LEGENDE**    Trend steigend    Trend neutral    Trend sinkend

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Energieintensive Unternehmen und EMUs werden u.a. durch folgende Maßnahme unterstützt:

- **Strompreisbremse für die Industrie**  
Die deutsche Regierung hat als Reaktion auf die stark gestiegenen Strompreise eine Strompreisbremse vom 1.März 2023 bis zunächst zum Dezember 2023 erlassen. Sie gilt rückwirkend auch für Januar und Februar 2023. Für Industrieunternehmen für die keine alternative Regelungen im Temporary Crisis Framework (TCF) gelten und die >30MWh pro Jahr verbrauchen, liegt die Grenze bei 17ct für 70% ihrer bisherigen Verbrauchsmenge bezogen auf den Verbrauch in 2021. Dies wurde in der Analyse berücksichtigt. Anfang November 2023 hat die deutsche Bundesregierung eine Verlängerung der Strompreisbremse bis einschließlich April 2024 beschlossen.
- **Stabilisierung und Reform der Netzentgelte**  
Als Reaktion auf die stark gestiegenen Strompreise, hat die deutsche Regierung die Netzentgelte einmalig auf dem Niveau von 2022 stabilisiert. Dafür wurden 2023 im Rahmen der Entlastungspakete 13 Milliarden Euro investiert. Dies ist mit 5.5 Milliarden auch vom Bundeskabinett für 2024 auf den Weg gebracht worden. Neben dieser kurzfristigen Maßnahme wurde eine generelle Reform der Netzentgelte von der BNetzA gefordert, wobei die Netzgebühren in Regionen mit einem besonders hohen Anteil an grünem Strom abgesenkt werden sollen.

Quelle: BMWK, BNetzA

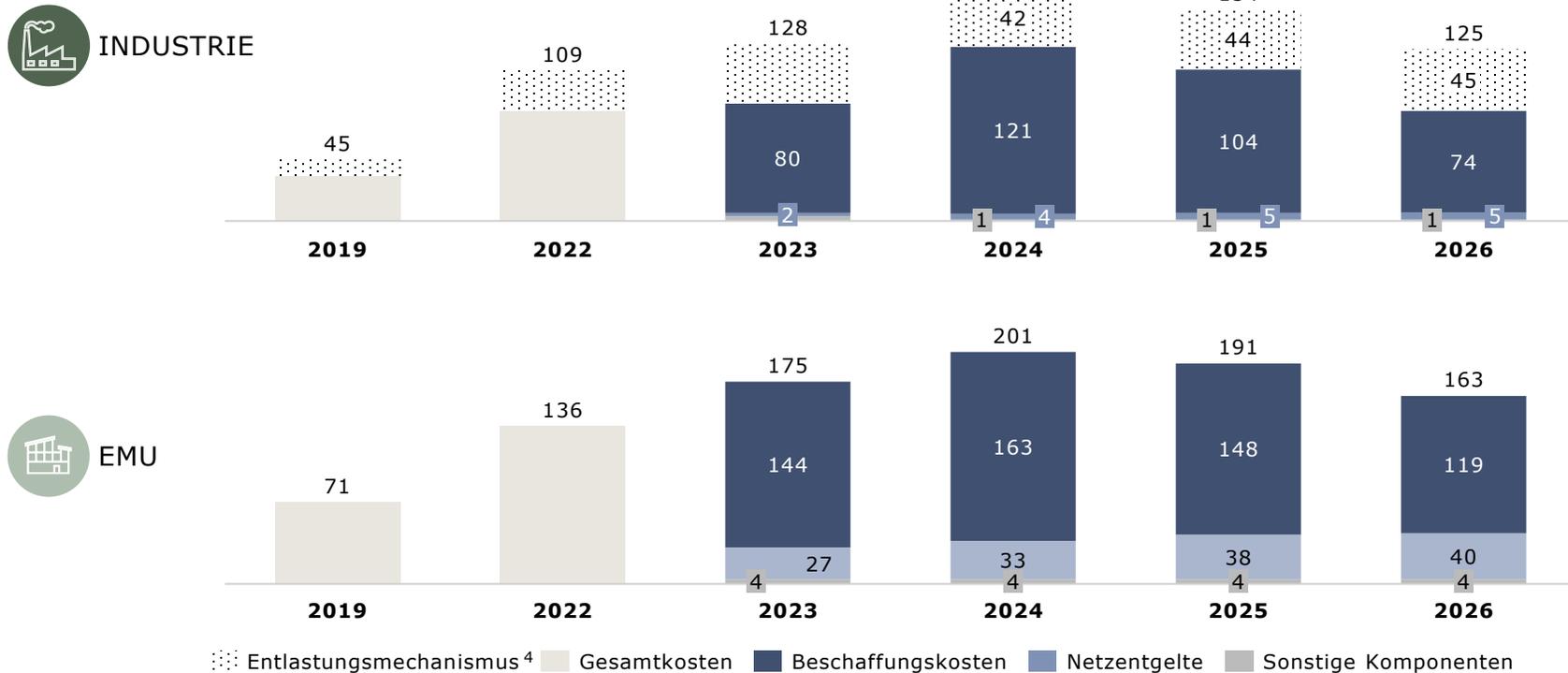


WEITERE ENTWICKLUNG DES STROMPREISES DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND

# Strompreise für die Industrie als auch für EMUs werden in den nächsten Jahren sinken – Preistreiber sind sich stabilisierende Großhandelspreise

## PROGNOSTIZIERTE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN<sup>1</sup>

[EUR/MWh, real 2022]



## ERLÄUTERUNGEN

Die **Beschaffungskosten** werden nach einer EU-Beschaffungsstrategie berechnet<sup>2</sup>. Sie werden aufgrund fallender Commodity-Preise nach 2024 leicht sinken.

Die **Netzentgelte** werden voraussichtlich leicht steigen, was sich besonders bei den nicht befreiten EMUs bemerkbar macht.<sup>3</sup>

**Sonstige Komponenten** werden laut Prognose leicht steigen u.a. aufgrund höherer Offshore-Umlagen.

Quelle: AFRY-Analyse, BNetzA | Notiz: (1) Die Werte werden als Durchschnittswerte basierend auf historischen Durchschnittswerten der BNetzA für Industrie mit >24GWh modelliert und angepasst in Bezug auf die Ausnahmen für die gewählten Industrien bzw. in Bezug auf die Ausnahmen in Bezug auf Unternehmensgröße; (2) für 2024: 20% Y-2; 30% Y-1; 50% 2023; für 2025: 30% Y-1; 70% 2023; für 2026: 100% 2026), 3) die im November 2023 angekündigte Stabilisierungsmaßnahme der Regierung iHv. 5,5 Mrd EUR ist nicht in Berechnung inkludiert 4) Super Cap wurde aufgrund der Individualität nicht berücksichtigt

# Inhaltsverzeichnis

1.	Executive Summary	4
2.	Hintergrund und Zielsetzung	7
3.	Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1	Methodik und Vorgehen	9
3.2	Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3	Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4.	Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1	Methodik und Vorgehen	33
4.2	Übersicht wesentliche Faktoren	35
5.	Annex	38



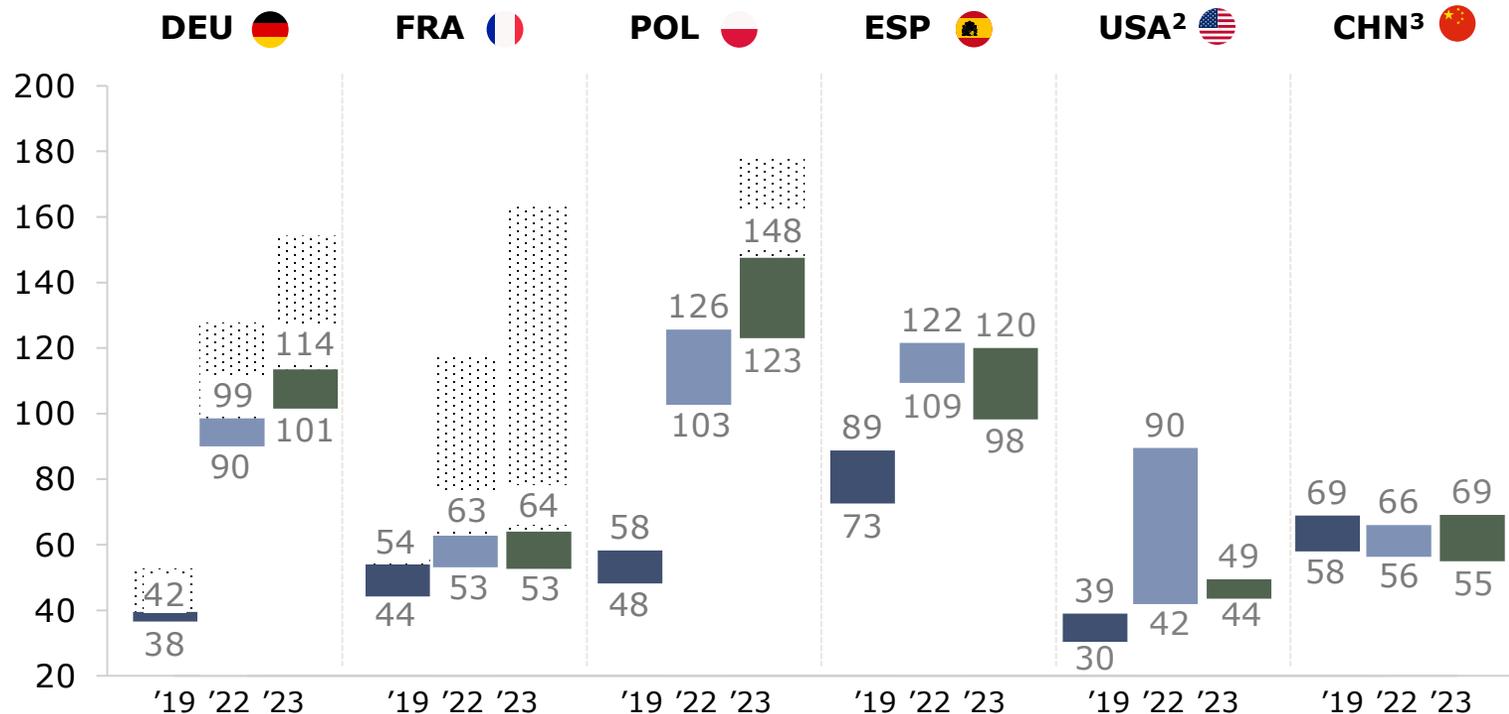


## STROMBEZUGSKOSTEN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

# 2023 stiegen in Europa die Strompreise erneut an, während sie in den USA nach Anstieg in 2022 deutlich fielen und in China stabil blieben

### INDUSTRIE - PREISSPANNEN ENDKUNDENSTROMPREISE<sup>1</sup>

[EUR/MWh, real 2022]



### KOMMENTARE

- Insbesondere in **Europa** zeigten sich die Auswirkungen des Ukrainekriegs sowie die sich daraus ergebende Gaspreiskrise im Jahr 2022 und 2023. Im Durchschnitt<sup>4</sup> stiegen die Preise seit 2019 um **+95%**.
- In **Deutschland** kam es seit 2019 bedingt durch die Gaspreiskrise zu einem durchschnittlichen Anstieg von **+121%**.
- In **Frankreich** blieben die Strompreise für die Industrie aufgrund eines möglichen ARENH-Anteils von bis zu 90% auf einem **stabil niedrigen Niveau**<sup>5</sup>.
- In den **USA** führte die Gaspreiskrise 2022 kurzzeitig zu mehr als einer Verdopplung der Strompreise für die Industrie. In 2023 näherten sich die Preise dem Vorkrisen-niveau an.
- In **China** blieben die (stark regulierten) Industriestrompreise stabil. Die leichten Preisschwankungen sind unter anderem auf Veränderung der Wechselkurse zurückzuführen. Die durchschnittlichen Preise fielen 2019-2023 um **-2%**.

Reduktion durch Entlastungsmechanismus (DEU: SPK, FRA: ARENH [90%], POL: Strompreisbremse)

Quelle: AFRY-Analyse | Notiz: (1) Die dargestellten Werte sind Preisspannen, die sich auf den tatsächlich gezahlten Strompreis inkl. aller Ausnahmeregelungen für ein großes Unternehmen der Chemie-, Stahl- und metallverarbeitenden Industrie mit konstantem Lastprofil beziehen. Die Preisspannen beinhalten sämtlich in den Märkten übliche anfallende Netzentgelte, Abgaben und Steuern (ausgenommen MwSt.). Den Berechnungen sind für die jeweiligen Länder marktübliche Beschaffungsstrategien zugrunde gelegt, für DEU, FRA und POL werden die Preisspannen aufgrund der jeweiligen Entlastungsmechanismen dargestellt; (2) Strompreise der Industrie in den USA beinhalten Beschaffungspreise der Bundesstaaten Texas und Pennsylvania; (3) Strompreise der Industrie in China beinhalten Beschaffungspreise der Provinzen Guangdong, Jiangsu und Shandong; (4) Ungewichteter Mittelwert, (5) Annahme eines maximalen ARENH-Anteils von 90% der auch von Interviewpartnern so gespiegelt wurde - aufgrund einer Kappungsrate des sog. "Ecrêtement" in FR erhielten einige Unternehmen einen ARENH-Anteil von 70%, wodurch sich ein Preis für die Industrie iHv. 61 bis 79EUR/MWh (2022) bzw. 69 bis 93 EUR/MWh (2023) ergäbe

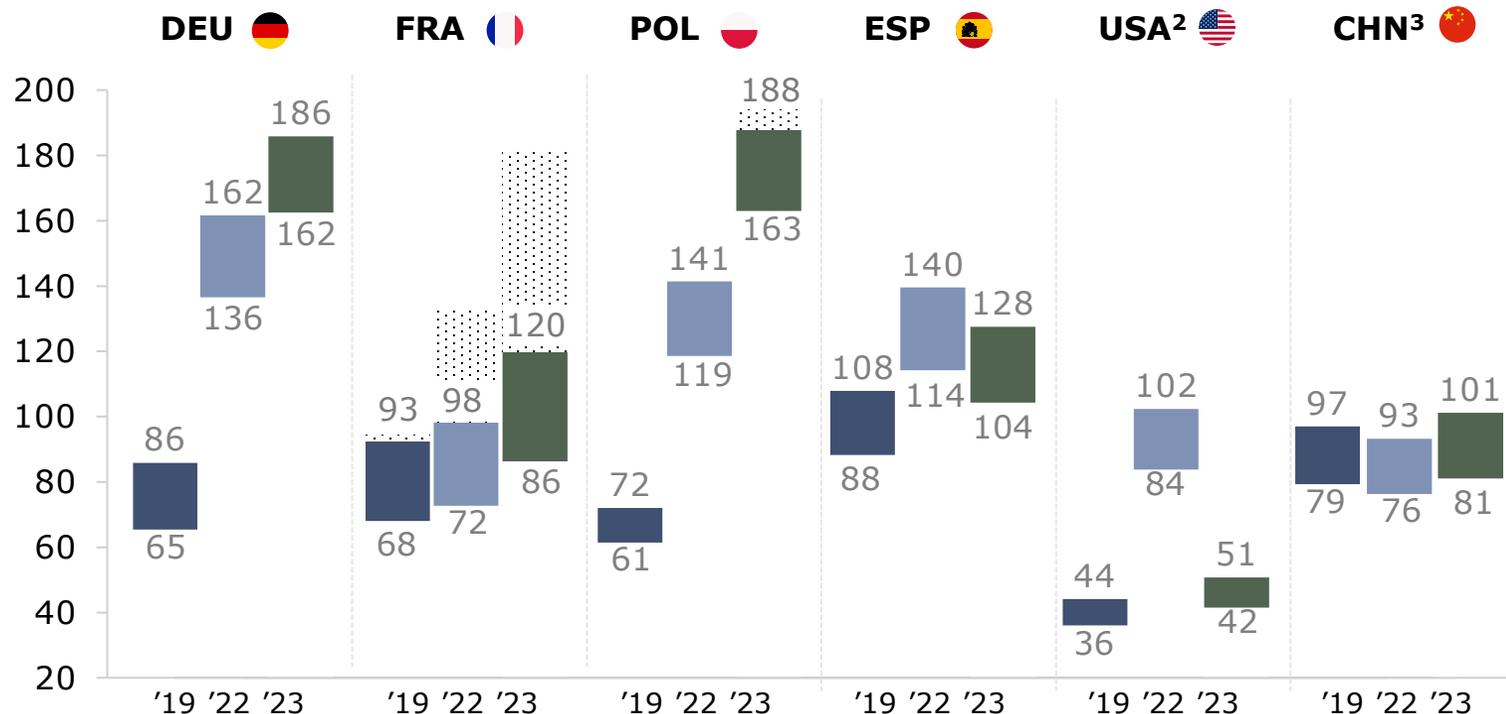


## STROMBEZUGSKOSTEN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

# EMUs in der EU und den USA mussten volatile Strompreise abfedern, während die Auswirkungen des Ukrainekriegs in China gering waren

### EMU - PREISSPANNEN ENDKUNDENSTROMPREISE<sup>1</sup>

[EUR/MWh, real 2022]



Reduktion durch Entlastungsmechanismus (FRA: ARENH [55%], POL: Strompreisbremse)

### KOMMENTARE

- Insbesondere in **Europa** zeigten sich die Auswirkungen des Ukrainekriegs sowie die sich daraus ergebende Gaspreiskrise im Jahr 2022, aber auch im Jahr 2023 in erheblichem Maße. Durchschnittlich stiegen die Endkundenpreise bis 2023 um **+77%** an.
- In **Deutschland** kam es zwischen 2019 und 23 bedingt durch die Gaspreiskrise zu einem durchschnittlichen Anstieg von **+130%**.
- In den **USA** führte die Gaspreiskrise 2022 kurzzeitig zu mehr als einer Verdopplung der Endkundenstrompreise. In 2023 näherten sich die Preise dem Vorkrisenniveau an. Sie stiegen zwischen 2019-2023 um durchschnittlich **+15%** an.
- In **China** blieben die (stark regulierten) Endkundenstrompreise stabil. Die leichten Preisschwankungen sind unter anderem auf Veränderung der Wechselkurse zurückzuführen. Die durchschnittlichen Preise stiegen 2019-2023 um **+3%** an.

Quelle: AFRY-Analyse | Notiz: (1) Die dargestellten Werte sind Preisspannen, die sich auf den tatsächlich gezahlten Industriestrompreis inkl. aller Ausnahmeregelungen für ein energieintensives, mittelständisches Unternehmen (EMU) mit konstantem Lastprofil auf Werktagsbasis beziehen. Die Preisspannen beinhalten sämtlich in den Märkten übliche anfallende Netzentgelte, Abgaben und Steuern (ausgenommen MwSt.). Den Berechnungen sind für die jeweiligen Länder marktübliche Beschaffungsstrategien zugrunde gelegt; (2) Strompreise der EMU in den USA beinhalten Beschaffungspreise aus Pennsylvania; (3) Strompreise der EMU in China beinhalten Beschaffungspreise der Provinzen Guangdong, Jiangsu und Shandong

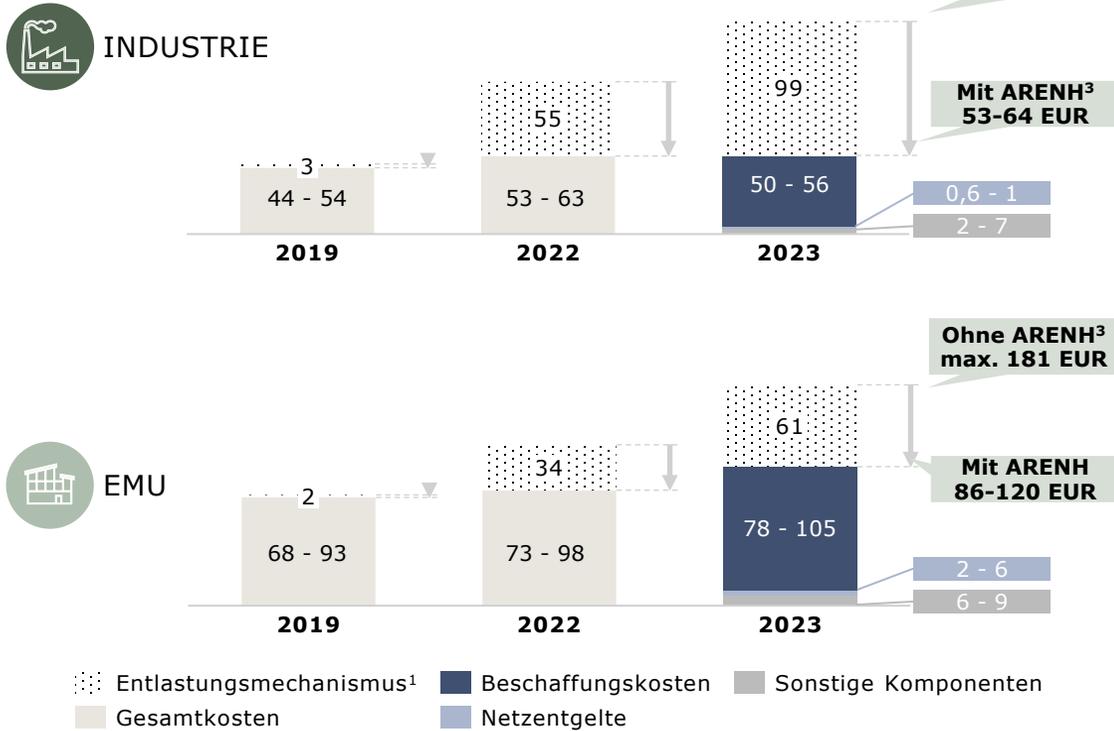


## STATUS QUO DES STROMPREISES FÜR DIE INDUSTRIE IN FRANKREICH

# Der krisenbedingte Anstieg der Strompreise seit dem Jahr 2022 wurde durch den ARENH-Mechanismus weitgehend abgefedert

### HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN<sup>2</sup>

[EUR/MWh, real 2022]



### ERLÄUTERUNGEN

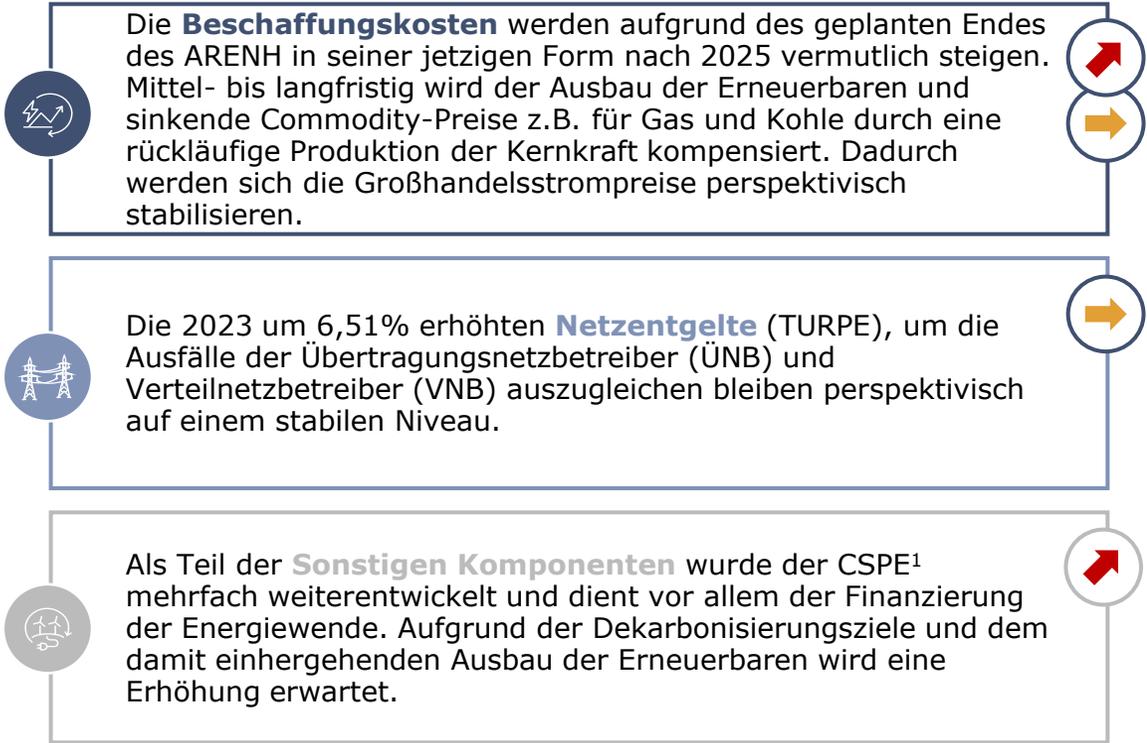
- Die **Beschaffungskosten** basieren auf einem Mischpreis und variieren nach Unternehmensgröße. Für energieintensive Industrieunternehmen wurde ein maximaler Anteil von 90% ARENH<sup>1,3</sup> und 10% entsprechend einer landestypischen Beschaffungsstrategie angenommen, während für EMUs das Verhältnis bei rd. 55% bzw. 45% liegt.
- Die **Netzentgelte** beinhalten Übertragungs- und Verteilnetzkosten für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes in Frankreich in Form des französischen Netznutzungsentgelts (TURPE).
- Sonstige Komponenten** in Frankreich beinhalten diverse Steuern und Abgaben u.a. Beitrag zum öffentlichen Stromversorgungsdienst (CSPE), Steuer auf den Endverbrauch von Strom (TCFE), Abgabe zum Transporttarif (CTA) sowie marginale Kapazitätskosten.

Quelle: CRE, AFRY-Analyse | Notiz: (1) Regulierter Zugang zu historischem Atomstrom (ARENH): (Entlastungs-)Mechanismus, der alternativen Anbietern Zugang zu Strom aus den bestehenden Kernkraftwerken zu bis zu 90% einem regulierten Preis von 42 EUR/MWh bzw. 46,20 EUR/MWh (ausschl. 2022) ermöglicht. (2) mögliche Abweichungen bei den Gesamtsummen ergeben sich aus Rundungsdifferenzen. (3) Mit maximalem ARENH-Anteil von 90% bei Industrie, 55% bei EMUs – bei einem ARENH-Anteil von 70% ergäbe sich ein Preis für die Industrie iHv. 61 bis 79EUR/MWh (2022) bzw. 69 bis 93 EUR/MWh (2023)



# Ein Ende des ARENH erhöht die Beschaffungskosten für Endkunden nach 2025 – perspektivisch stabilisieren sich die Großhandelspreise

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



Die **Beschaffungskosten** werden aufgrund des geplanten Endes des ARENH in seiner jetzigen Form nach 2025 vermutlich steigen. Mittel- bis langfristig wird der Ausbau der Erneuerbaren und sinkende Commodity-Preise z.B. für Gas und Kohle durch eine rückläufige Produktion der Kernkraft kompensiert. Dadurch werden sich die Großhandelsstrompreise perspektivisch stabilisieren.

Die 2023 um 6,51% erhöhten **Netzentgelte** (TURPE), um die Ausfälle der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) auszugleichen bleiben perspektivisch auf einem stabilen Niveau.

Als Teil der **Sonstigen Komponenten** wurde der CSPE<sup>1</sup> mehrfach weiterentwickelt und dient vor allem der Finanzierung der Energiewende. Aufgrund der Dekarbonisierungsziele und dem damit einhergehenden Ausbau der Erneuerbaren wird eine Erhöhung erwartet.

**LEGENDE** Trend steigend Trend neutral Trend sinkend

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Energieintensive Unternehmen und EMUs werden durch folg. Maßnahmen unterstützt:

- **ARENH**  
Der regulierte Zugang zu historischem Atomstrom (ARENH) liegt für Industrieunternehmen bei maximal 90%<sup>2</sup> bzw. für EMUs bei rd. 55%.
- **Strompreisbremse für EMUs**  
Die französische Regierung hat 2022 eine Strompreisbremse ("amortisseur électricité") von 180 EUR/MWh (ohne Netzkosten und Steuern) für EMUs eingeführt und bis Anfang 2025 verlängert. Die Obergrenze für Strompreiserhöhungen von 4 % wurde später verlängert und für 2023 auf 15% erhöht. Sie gilt ebenfalls auf den Gaspreis.
- **Direktzahlungen für Großunternehmen**  
Stromintensive Unternehmen profitieren bis Ende 2023 von einer One-Stop-Subvention unter dem Temporary Crisis Framework der EU. Es können Beihilfen in Höhe von 4 Millionen Euro, 50 Millionen Euro oder sogar 150 Millionen Euro beantragt werden, die den Sektoren vorbehalten sind, bei denen die Gefahr einer Verlagerung von CO2-Emissionen besteht.

Quelle: CRE, AFRY-Analyse | Notiz: (1) CSPE ähnelt in der Funktionsweise einem zweiseitigen Contract for Difference (CfD) für erneuerbare Technologien, (2) Annahme auf Basis von Experteninterviews mit Industriestakeholdern mit Sitz in Frankreich (inkl. frz. Industrie), „A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers (PwC, 2019)“, Annahme eines maximalen ARENH-Anteils von 90% der auch von Interviewpartnern so gespiegelt wurde – aufgrund des sog. "Ecrêtement" in FR erhielten einige Unternehmen einen ARENH-Anteil von 70%

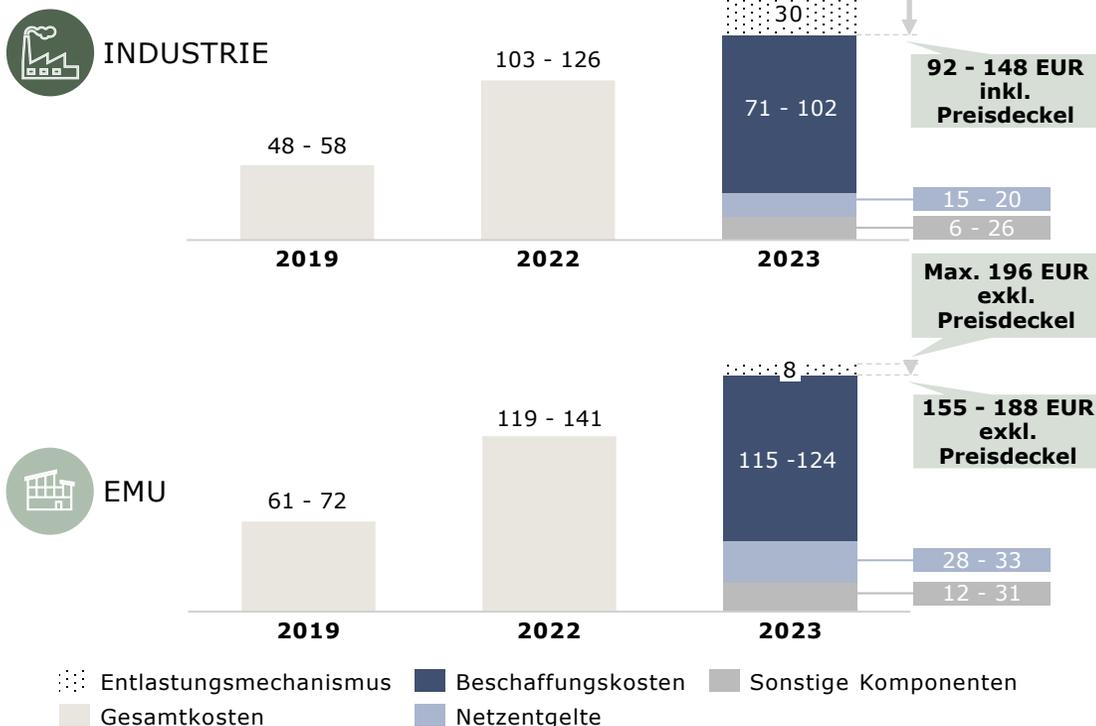


## STATUS QUO DES STROMPREISES FÜR DIE INDUSTRIE IN POLEN

# Die Endkundenpreise in Polen stiegen seit 2022 aufgrund hoher Großhandelspreise und der Einführung einer Kapazitätsmarkt-Abgabe

### HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN

[EUR/MWh, real 2022]



### ERLÄUTERUNGEN

Die **Beschaffungskosten** basieren auf einer marktüblichen Beschaffungsstrategie. Für die Jahre 2022-2023 wurde der implementierte Preisdeckel von 785 PLN/MWh<sup>1</sup> für EMUs angenommen. EMUs und große Industrieunternehmen erhielten zusätzlich eine gedeckelte Subvention im Falle einer Preissteigerung von +150% gegenüber 2021.<sup>2</sup>

Die **Netzentgelte** beinhalten Übertragungs- und Verteilnetzkosten für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes in Polen. Sie variieren leicht je nach Verteilernetzbetreiber, Region und Kundengruppe.

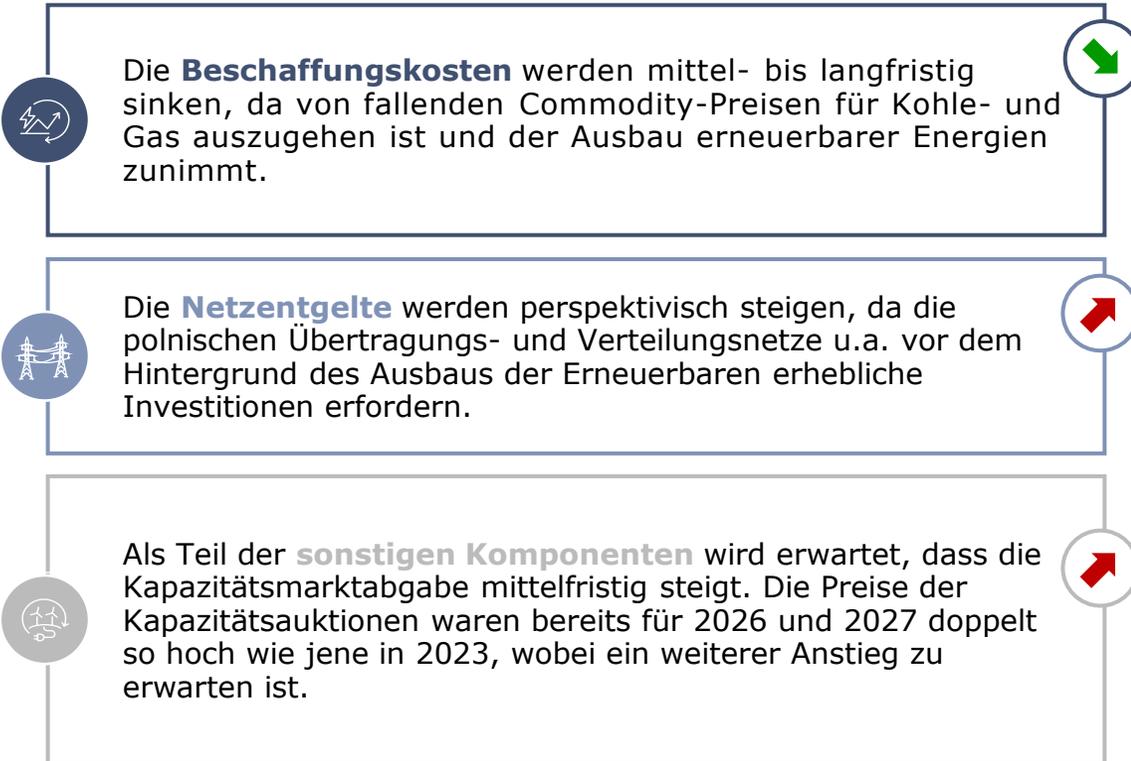
**Sonstige Komponenten** in Polen beinhalten eine Abgabe für Erneuerbare und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), eine Umlage für den Kapazitätsmarkt<sup>3</sup>, eine Verbrauchssteuer sowie Lieferantengebühren. Großunternehmen (Strombedarf >100 GWh/a) sind verpflichtet die Kosten für Grünstromzertifikate zur Einhaltung der Erneuerbaren-Quote selbst zu tragen. Die Kosten dafür belaufen sich im Jahr 2023 auf ca. 5 EUR/MWh.

Quelle: AFRY-Analyse | Notiz: (1) Bis Ende 2023 ist der Beschaffungspreis für EMU (ohne sonstige Abgaben) im Rahmen des Hilfspaketts für die Energiekrise auf 785 PLN/MWh (ca. 175 EUR/MWh) gedeckelt; (2) Die Subvention beträgt für EMUs 50% und für große Industrieunternehmen 80% der im Vergleich zu 2021 gestiegenen Kosten. Die gesamten Subventionszahlungen sind je nach Unternehmensgröße bei einem Betrag zwischen 4-50 Mio. EUR gedeckelt, (3) Grundbetrag der Kapazitätsmarkt-Abgabe ist verhältnismäßig hoch, kann aber für Unternehmen mit einem flachen Nachfrageprofil oder mit Nachfragespitzen außerhalb der Spitzenzeiten um bis zu 83 % reduziert werden



# Diverse Förderpakete senken die Endkundenpreise, wobei perspektivisch fallende Großhandelspreise bei steigenden Netzentgelten zu erwarten sind

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



**LEGENDE** Trend steigend Trend neutral Trend sinkend

Quelle: AFRY-Analyse | (1) Die Subvention beträgt 50% der im Vergleich zu 2021 gestiegenen Kosten; (2) Da die Anwendung der Ausgleichszahlung stark Unternehmensspezifisch ist, wurde diese in die Berechnung der Strompreise nicht eingezogen

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Energieintensive Unternehmen werden durch folgende Maßnahmen unterstützt:

- **Subventionen für energieintensive Unternehmen aufgrund der Gaspreiskrise**  
Energieintensive Unternehmen erhalten eine Unterstützung von 4-50 Mio. EUR für Strom- und Erdgaskosten, die über 150% ihrer jeweiligen Kosten im Jahr 2021 liegt.<sup>1</sup> Die erste Auflage des Programms, die einen Ausgleich für die Kosten des Jahres 2022 vorsah, ist inzwischen abgeschlossen. Weitere Programme starten im Herbst 2023 und Anfang 2024. EMUs welche von dem Preisdeckel von 785 PLN/MWh Gebrauch gemacht haben sind unter diesem Programm nicht förderfähig.
- **Ausgleichszahlungen für energieintensive Sektoren und Teilsektoren<sup>2</sup>**  
Energiepreise, die durch den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise betroffen waren, werden mit einem Betrag von 75% des indirekten EU-EHS-Kohlenstoffpreises subventioniert. Förderfähig sind jene Unternehmen die 30% ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen und mindestens 50% der erhaltenen Mittel in emissionsenkende Initiativen investieren. Das Programm soll bis 2030 laufen.

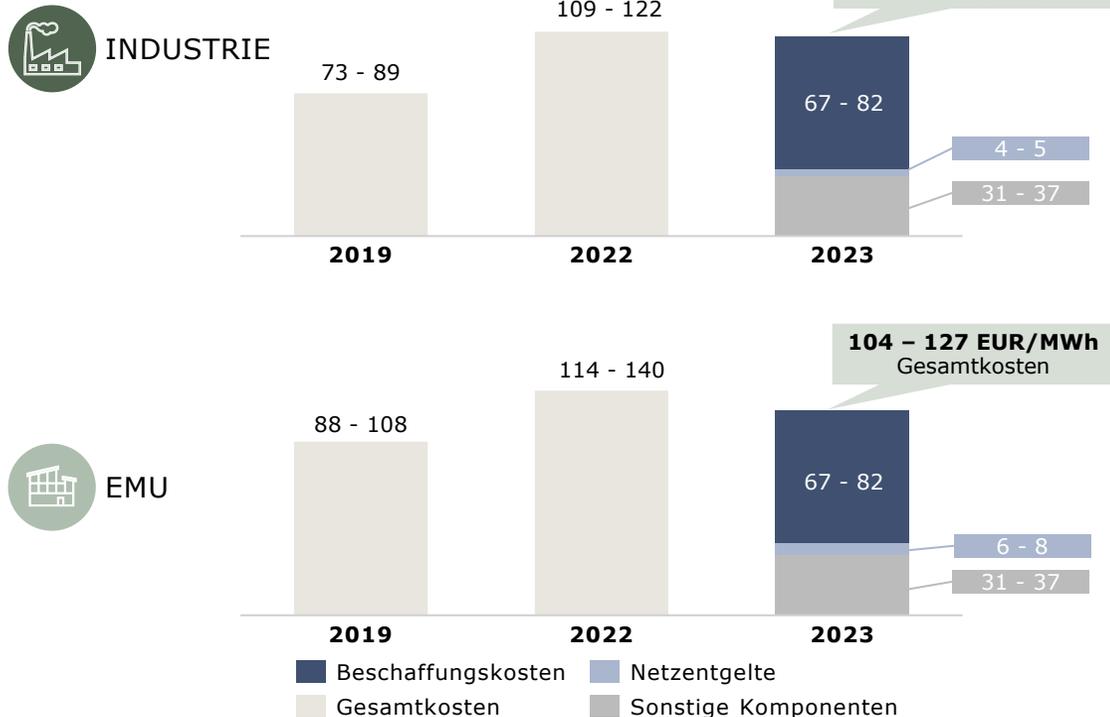


## STATUS QUO DES STROMPREISES FÜR DIE INDUSTRIE IN SPANIEN

# Regulierte Gebühren und Abgaben stellen den größten Kostenfaktor dar, während ein Gaspreisdeckel reduzierend auf die Beschaffungskosten wirkt

### HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN

[EUR/MWh, real 2022]



### ERLÄUTERUNGEN



Die **Beschaffungskosten** basieren auf einer marktüblichen Beschaffungsstrategie. Der 2022 eingeführte iberische Gaspreisdeckel von 40 EUR/MWh zeigt im Folgejahr eine dämpfende Wirkung auf die Großhandelspreise am Strommarkt.



Die **Netzentgelte** sind ein regulierter Kostenfaktor und beinhalten die Übertragungs- und Verteilnetzkosten für den Netzbetreiber (REE).



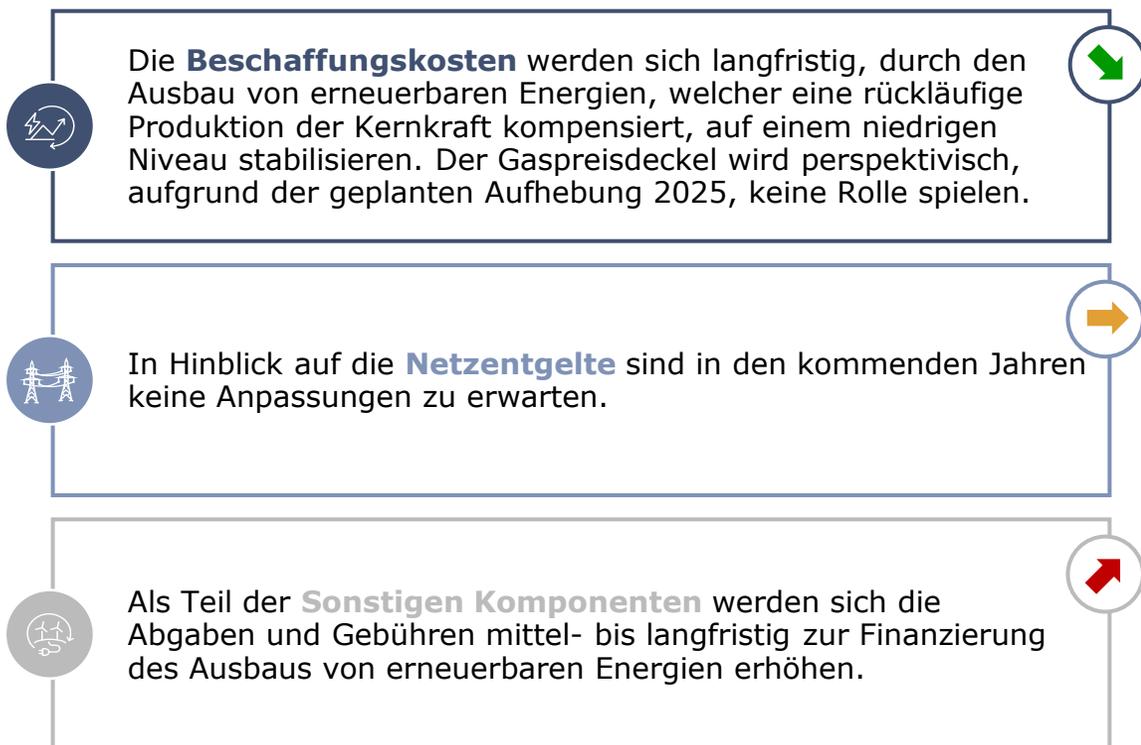
**Sonstige Komponenten** sind regulierte Gebühren für die spanische Wettbewerbsbehörde (CNMC) sowie Abgaben für die Subvention für erneuerbare Energien und Kosten für die Energieerzeugung in Gebieten außerhalb der iberischen Halbinsel oder der jährlichen Zahlungen für Budgetdefizite. Darüber hinaus sind Kapazitätzahlungen und Abgaben für die spanische Strombörse (OMIE) enthalten.

Quelle: AFRY-Analyse, CNMC, RE



# Trotz Abschaffung des Gaspreisdeckels werden Industrieunternehmen perspektivisch von stabil niedrigen Endkundenpreisen profitieren

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



### LEGENDE



Trend steigend



Trend neutral



Trend sinkend

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Energieintensive Unternehmen und EMUs werden durch folg. Maßnahmen unterstützt:

- **Subventionen für energieintensive Unternehmen**  
Unternehmen mit einem Mindeststromverbrauch von 1 GWh (innerhalb der letzten 3 Jahre) und einem Stromverbrauch von mind. 46 % in Niedrigpreiszeiten, erhalten für bestimmte Positionen der sonstigen Komponenten Subventionen. Diese Maßnahme bleibt jedoch zeitlich begrenzt.
- **Gaspreisdeckel zur Reduktion des Strompreises**  
Das Iberische Modell des Gaspreisdeckels zur Senkung der Strompreise wurde 2022 eingeführt und begrenzt den Gaspreis auf 40 EUR/MWh. wodurch sich der Strompreis auf den Großhandelsmärkten reduziert. Der Mechanismus gilt ausschließlich auf der iberischen Halbinsel und ist bis Dezember 2023 in Kraft. Er soll auf Wunsch der spanischen Regierung bis einschließlich 2024 verlängert, jedoch langfristig nicht weitergeführt werden.

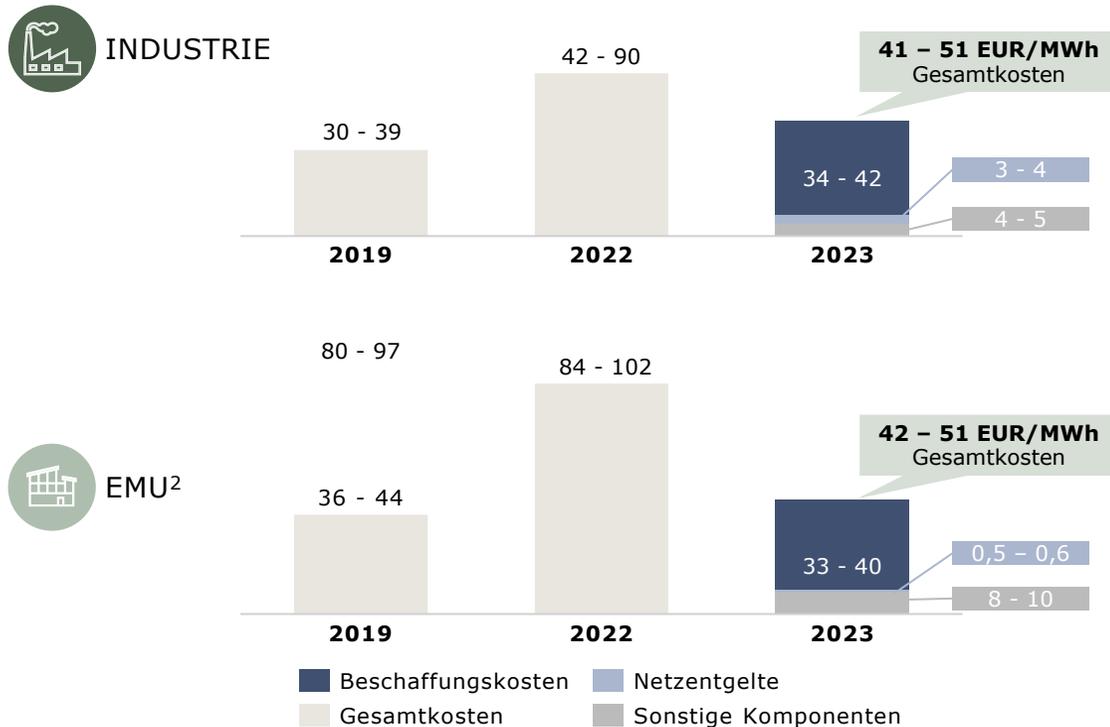


## STATUS QUO DES STROMPREISES FÜR DIE INDUSTRIE IN DEN USA

# Getrieben durch hohe Gaspreise am Großhandelsmarkt stiegen die Endkundenpreise 2022 stark an, bevor sie sich 2023 wieder stabilisierten

### HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN

[EUR/MWh, real 2022]



### ERLÄUTERUNGEN



Die **Beschaffungskosten** reflektieren die durchschnittlichen Spotmarktpreise (am Day-Ahead Markt) für die ausgewählten Netzknotenpunkte in Texas und Pennsylvania<sup>1</sup>. Der Terminmarkt wurde nicht berücksichtigt, da er u.a. aufgrund hoher Illiquidität von Unternehmen zu Absicherungszwecken kaum genutzt wird.



Die **Netzentgelte** beinhalten Übertragungskosten für die jeweiligen regionalen Übertragungsnetzbetreiber.



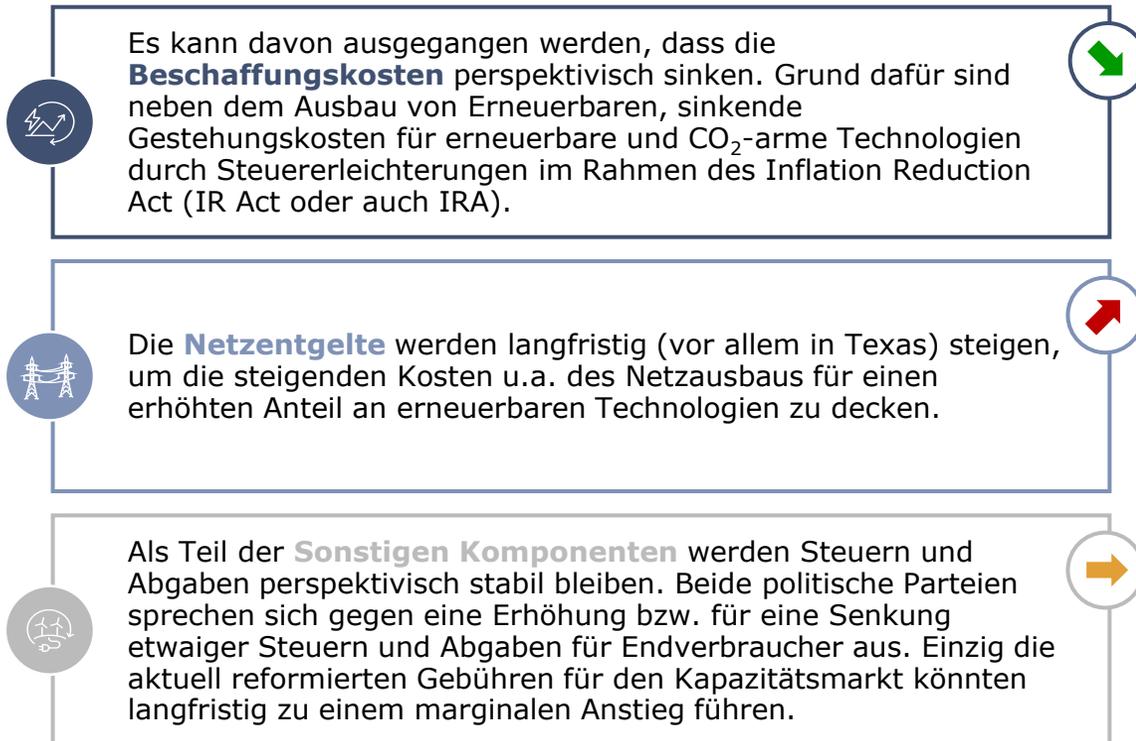
**Sonstige Komponenten** beinhalten Abgaben für das Internal Network Integration Transmission Service (NITS), Kapazitätsgebühren sowie Steuern und weitere Abgaben.

Quelle: Retail Energy Analytics, AFRY-Analyse | Notiz: (1) USA verfolgt ein nodales Preissystem: es wird ein individueller Preis für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes bestimmt. (2) EMU bezieht sich aussch. auf Preise aus Pennsylvania



# Steuererleichterungen sollen die Beschaffungskosten perspektivisch senken, während vor allem die Netzkosten in den USA steigen werden

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



### LEGENDE



Trend steigend



Trend neutral



Trend sinkend

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Die ausgewählten Staaten Pennsylvania und Texas sind große Industriestandorte in den USA. Während Pennsylvanias Industriestrombedarf einer der größten der USA ist und v.a. auf alte Produktionsbetriebe und neuere Förderstätten für Erdgas zurückzuführen ist, boomt in Texas neben der Öl- und Gasindustrie die petrochemische Industrie. In den USA bzw. in den einzelnen Bundesstaaten sind folg. politische Entwicklungen von Relevanz:

- **Steuersenkungen durch den Inflation Reduction Act (IR Act)**  
Die geplante Emissionsreduktion von 50-52% bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2005 soll u.a. durch Steuererleichterungen im IR Act für kohlenstofffreie Energietechnologien beschleunigt werden. Diese Steuererleichterungen nehmen kontinuierlich ab, bis sie 2036 auslaufen. Eine neue republikanische Regierung im Präsidentenamt und im Kongress könnte das Gesetz aufheben.
- **Mögliche Preiserhöhungen durch Verpflichtungen zum Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Pennsylvania**  
Der Gouverneur von Pennsylvania plant einen Beitritt des Staates zur Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), das Kraftwerke dazu zwingt für emittierte Kohlenstoffemissionen zu zahlen. Ein Beitritt würde damit die Kosten für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und damit kurz- bis mittelfristig die Endkundenpreise erhöhen. Die Legislative und die Vertreter der Kohleindustrie wehren sich jedoch gegen das Mandat des Gouverneurs.

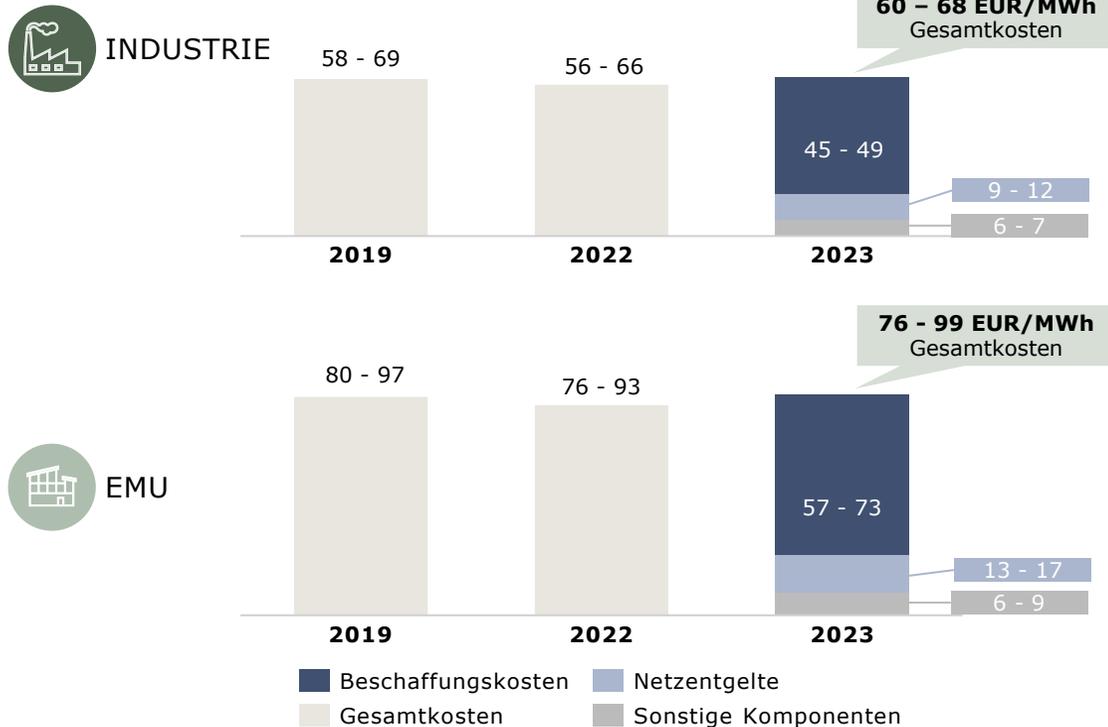


## STATUS QUO DES STROMPREISES FÜR DIE INDUSTRIE IN CHINA

# Regulierte Endkumentarife und die Liberalisierung des Strommarktes hielten Endkundenstrompreisen für Großabnehmer auf einem stabil niedrigen Niveau

### HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER KOMPONENTEN

[EUR/MWh, real 2022]



### ERLÄUTERUNGEN



Die **Beschaffungskosten** basieren auf regulierten Marktpreisen in den ausgewählten Provinzen<sup>1</sup>. In den Jahren vor 2023 wurden die Endkumentarife für einige Verbraucher, u.a. EMUs, reduziert. Mit der fortschreitenden Liberalisierung wurden seit 2023 regulierte Strompreis durch einen marktbasierteren Ansatz ersetzt.



Die **Netzentgelte** beinhalten Übertragungskosten und werden in der Regel von einer regionalen Kommission festgelegt.



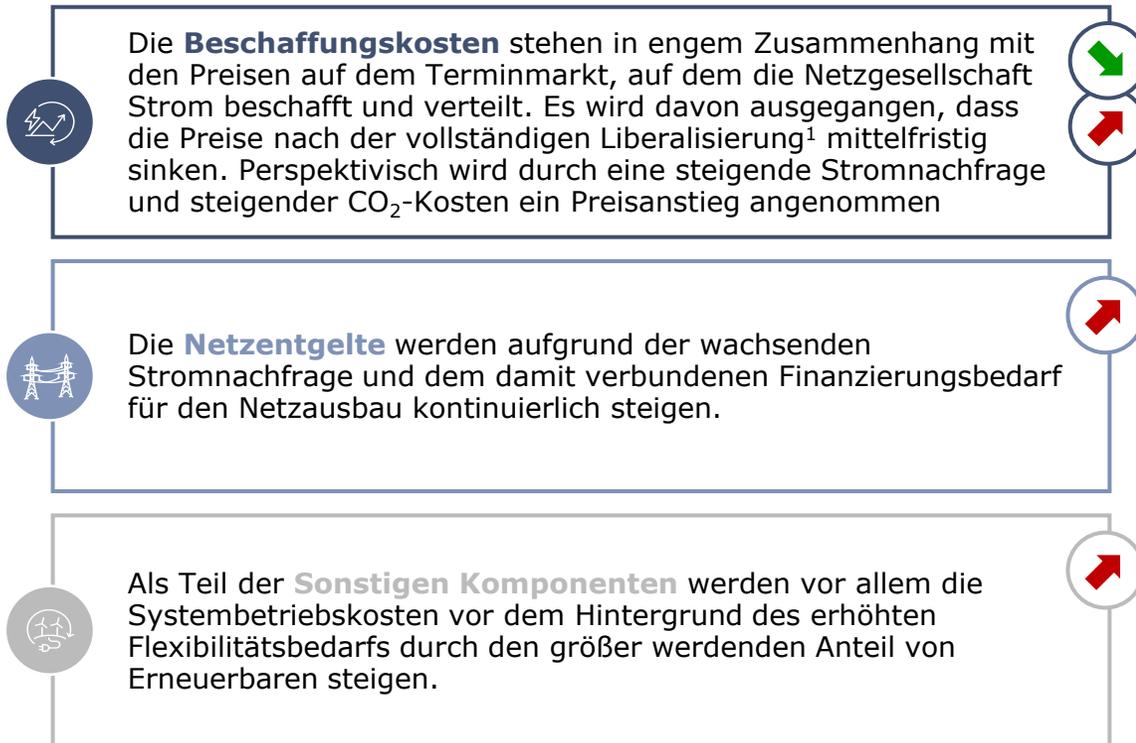
**Sonstige Komponenten** beinhalten provinzabhängige Systembetriebskosten, beispielweise Kapazitätsgebühren für Pumpspeicherkraftwerke und Gaskraftwerke, Kosten für die Deckung der Kapazitätsentgelte, div. Ausgleichszahlungen, Steuern und Abgaben beispielweise für diverse Fonds u.a. für Wasseraufbereitungsanlagen, Stauseen und den Ausbau erneuerbarer Energien sowie Kosten für Leitungsverluste.

Quelle: Southern Power Grid Company, State Grid Corporation of China, AFRY-Analyse | Notiz: (1) Guangdong, Shandong und Jiangsu



# Veränderungen im Marktdesign sowie eine steigende Stromnachfrage bei hohen CO<sub>2</sub>-Kosten treiben perspektivisch die Endkundenstrompreise

## VORAUSSICHTLICHE VERÄNDERUNGEN



**LEGENDE** Trend steigend Trend neutral Trend sinkend

## ALLGEMEINE BEMERKUNGEN & POLITISCHER AUSBLICK

Im Rahmen der Studie wurden die stark industrialisierten Küstenregionen in Guangdong, Shandong und Jiangsu als Benchmark ausgewählt, da diese drei Provinzen einen wesentlichen Teil der industriellen Wirtschaftskraft Chinas darstellen. Allerdings haben sie im innerchinesischen Vergleich relativ hohe Strompreise. In westchinesischen Provinzen wie etwa Yunnan oder Xinjiang sind durchaus 30-40% niedrigere Strompreise möglich. Im Rahmen der Studie wurden diese Provinzen nicht weiter berücksichtigt, da sie für international tätige Unternehmen aktuell – auch auf Grund wiederholter Vorwürfe bzgl. Menschenrechtsverletzungen – eine eher untergeordnete Rolle spielen.

Energieintensive Unternehmen sowie EMUs werden zukünftig insbesondere durch die anstehende Strommarktliberalisierung beeinflusst. Seit 2002 wird der chinesische Strommarkt sukzessive liberalisiert. Aufsicht und Kontrolle liegen nach wie vor bei staatlichen Behörden. So wird der Großteil des (Kohle-)Stroms von staatlichen Unternehmen produziert. Aktuell sind die Energiepreise teilreguliert und orientieren sich mit einem Preiskorridor (CBP<sup>2</sup>) von +/- 20% an den Terminmärkten. Nach der vollständigen Liberalisierung des Marktes, wodurch die Großhandelspreise durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt werden, soll der Preiskorridor keine Rolle mehr spielen. Damit sollen auch die bisherigen regional nach unterschiedlichen Branchen und Abnahmemengen unterteilten Preiskataloge zur Gänze entfallen.

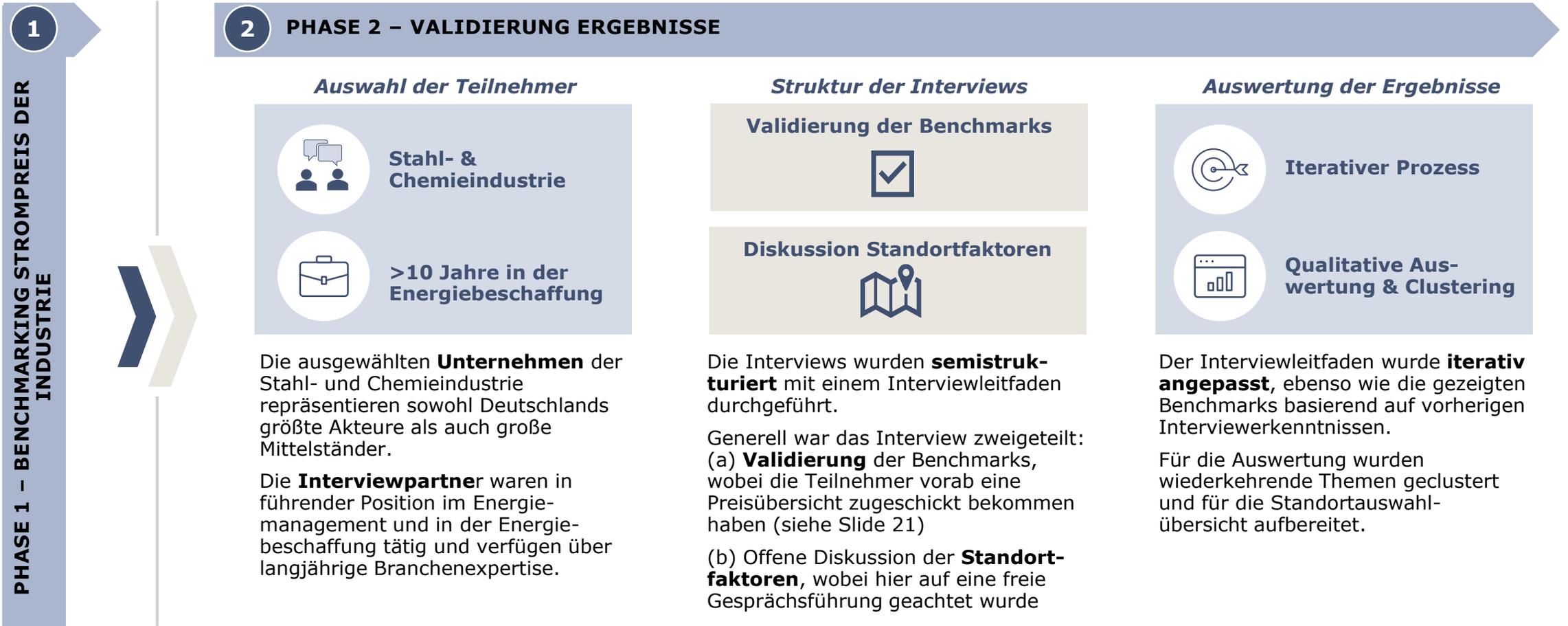
Quelle: Southern Power Grid Company, State Grid Corporation of China, AFRY-Analyse | Notiz: (1) Der Zeitpunkt der Marktliberalisierung hängt von Regulierungsentscheidungen ab, die je nach Provinz unterschiedlich sind; (2) CBP - Coal Benchmark Price ist ein staatlich regulierter Preis für den Stromverkauf an das Netz.

# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38

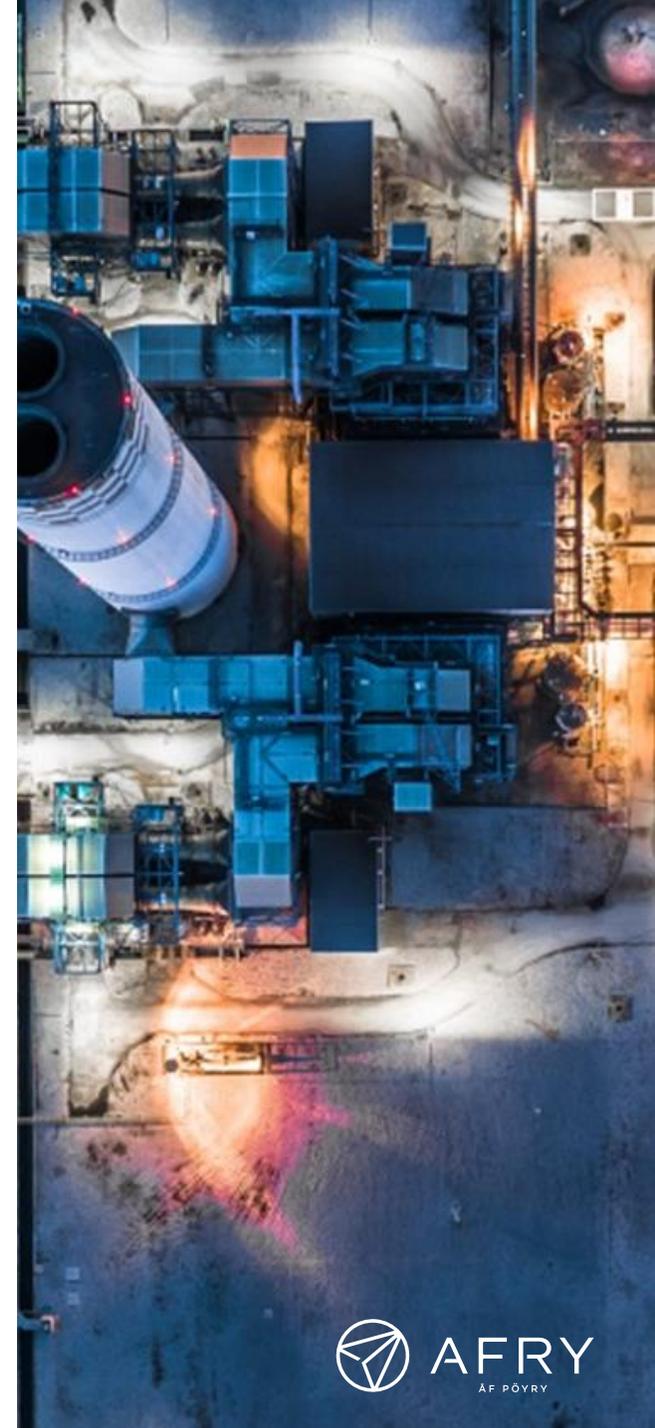


# Führende Experten aus der Stahl- und Chemieindustrie wurden im Rahmen eines semistrukturierten Interviews befragt



# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38



ÜBERBLICK ÜBER DIE WESENTLICHEN STANDORTFAKTOREN AUS DEN INTERVIEWS

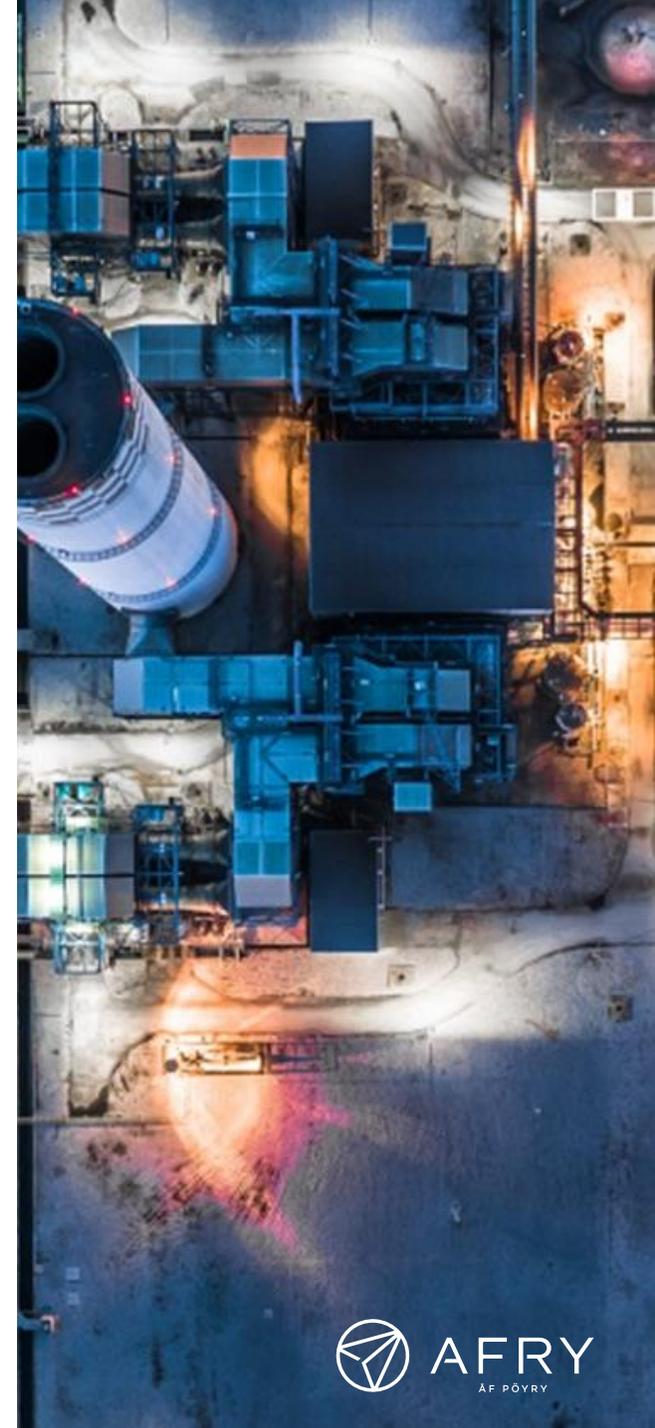
# Deutsche Unternehmen beschäftigt speziell die langfristige Planbarkeit der Strompreise sowie die Nähe und der enge Austausch mit der Politik

STANDORTFAKTOR	BESCHREIBUNG	BEWERTUNG	TREND <sup>1</sup>	KOMMENTAR
 <b>Strom- &amp; Energiepreis</b>	Um wettbewerbsfähig zu bleiben und langfristige Investitionen tätigen zu können, ist es essentiell, dass der Strompreis im internationalen Vergleich günstig ist (ebenso wie weitere Energiepreise).			Die aktuelle Wahrnehmung unter den Befragten ist extrem kritisch. Für besonders energieintensive Unternehmen sehen sie in DE unter den derzeitigen Bedingungen keine Perspektive, insbesondere da der internationale Wettbewerb günstiger ist.
 <b>Planbarkeit von Investitionen</b>	Langfristig planbare Rahmenbedingungen, wie etwa stabile Energiepreise, werden aufgrund der langen Investitionshorizonte als besonders relevant angesehen.			Die Unklarheiten zum Fortbestand der Strompreiskompensation sowie bei der Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland führten, so die Befragten, zu Unsicherheit in der Planung hinsichtlich eines zukünftig höheren Energiepreinsniveaus.
 <b>Relevanz im politischen Diskurs</b>	Mangelnde Wahrnehmung der Bedrohung für den Wirtschaftsstandort Deutschland und die damit verbundene Dringlichkeit politischen Handelns seitens der Politik – nicht nur beim Thema Energiepreise.			Die Befragten fühlen sich nicht in ausreichendem Maße von der Politik wahrgenommen und befürchten, dass ein politisches Handeln zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes Deutschland ausbleiben wird.
<b>Politische Stabilität</b>	Um sicher Investitionen tätigen zu können, ist ein politisch stabiles Land ohne Korruption und mit funktionierendem Rechtssystem essentiell.			Deutschland wird klar als politisch stabil bewertet. Trotzdem, so die Befragten, sei die politische Stabilität kein starker Wettbewerbsvorteil im Vergleich zu anderen Ländern wie den USA oder Frankreich.
<b>Wertschöpfungskette &amp; Infrastruktur</b>	Für Industrieunternehmen sind in der Regel eine integrierte Wertschöpfungskette und kurze Transportwege von großem Vorteil – wichtige Voraussetzung dafür ist eine gute (Verkehrs-) Infrastruktur.			Grundsätzlich wird die Abdeckung der Wertschöpfungskette in Deutschland von den Befragten genauso positiv bewertet wie die gute logistische Anbindung in die EU – allerdings wird der Investitionsstau bei Infrastrukturprojekten kritisch gesehen.
<b>Verfügbarkeit qual. Fachkräfte</b>	Ein wichtiger Faktor für einen Wirtschaftsstandort ist die Verfügbarkeit gut ausgebildeter Fachkräfte.			Obwohl die Kompetenz von Fachkräften in Deutschland von den Befragten überwiegend positiv wahrgenommen wird, wird sie im internationalen Vergleich nicht mehr als Vorteil bewertet. Zusätzlich belastet der Fachkräftemangel.
<b>Dauer Genehmigungsprozesse</b>	Bei Investitionen wie z.B. dem Aufbau neuer Produktionsanlagen sowie deren Anschluss an Strom- und Gasnetze kommt es mitunter zu deutlichen Verzögerungen in den (u.a. umweltrechtlichen) Genehmigungsverfahren.			Kritisch werden von den Befragten die langwierigen und komplexen Genehmigungsverfahren bewertet – eine Besserung zeichne sich bisher nicht ab.
<b>CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes</b>	Da eine niedrige CO <sub>2</sub> -Intensität im Strommix ein langfristiger Wettbewerbsvorteil ist, wird auf diesen Punkt von Seiten der Unternehmen in Bezug auf die Standortpreise geachtet.			Der Strommix in DE wird in Zukunft grüner werden. Allerdings besteht aktuell noch ein Wettbewerbsnachteil, da in einigen Ländern (wie z.B. Frankreich mit Kernenergie) bereits heute schon deutlich weniger CO <sub>2</sub> -intensiv Strom produziert wird.

 TOP-Faktor  Trend steigend  Trend steigend  Trend sinkend; AFRY-Analyse; (1) Trend bezieht sich auf die gefühlte Entwicklung wahrgenommen auf Seiten der Unternehmen.

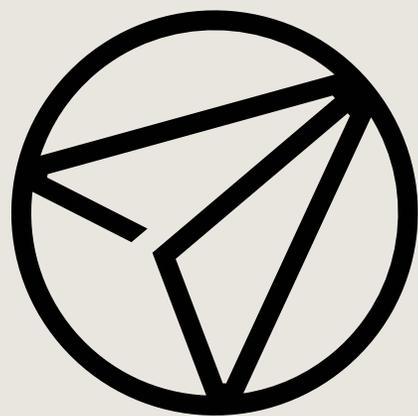
# Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
2. Hintergrund und Zielsetzung	7
3. Strompreis der Industrie im internationalen Vergleich	9
3.1 Methodik und Vorgehen	9
3.2 Strombezugskosten für deutsche Unternehmen	16
3.3 Strombezugskosten im internationalen Vergleich	20
4. Wesentliche Standortfaktoren	33
4.1 Methodik und Vorgehen	33
4.2 Übersicht wesentliche Faktoren	35
5. Annex	38



# Glossar

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	REE	Übertragungs- und Verteilnetzkosten für den Netzbetreiber
ARENH	Regulierter Zugang zu historischem Atomstrom (frz. Accès régulé à l'électricité nucléaire historique)	EHS	Emissionshandelssystem	RGGI	Regionale Treibhausgasinitiative (Regional Greenhouse Gas Initiative)
BNetzA	Bundesnetzagentur	EMU	Energieintensives, mittelständisches Unternehmen	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
CBP	Kohle-Benchmarkpreis (Coal Benchmark Price)	IR Act	Gesetz zur Verringerung der Inflation (Inflation Reduction Act )	SPK	Strompreiskompensation
CNMC	spanische Wettbewerbsbehörde (span. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	TCF	Temporary Crisis Framework
CSPE	Beitrag zum öffentlichen Stromversorgungsdienst (frz. Contribution au Service Public de l'Électricité)	KWKG-Abgabe	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz Abgabe	TCFE	Steuer auf den Endverbrauch von Strom (frz. Taxe sur la consommation finale d'électricité)
CTA	Abgabe zum Transporttarif (frz. contribution tarifaire d'acheminement)	NITS	US-interner Netzintegrationsübertragungsdienst (Internal Network Integration Service)	TURPE	französisches Netznutzungsentgelt (frz. Tarifs d'utilisation des réseaux)
DA	Day-Ahead (Preis)	OMIE	spanische Strombörse	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
				VNB	Verteilnetzbetreiber



AFRY

ÅF PÖYRY