

Wünsch, Marco; Klotz, Eva; Lutz, Christian; Großmann, Anett; Lehr, Ulrike

Research Report

Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise und gesamtwirtschaftliche Effekte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regeln zur Lastenteilung

GWS Research Report, No. 2015/01

Provided in Cooperation with:

GWS - Institute of Economic Structures Research, Osnabrück

Suggested Citation: Wünsch, Marco; Klotz, Eva; Lutz, Christian; Großmann, Anett; Lehr, Ulrike (2015) : Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise und gesamtwirtschaftliche Effekte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regeln zur Lastenteilung, GWS Research Report, No. 2015/01, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), Osnabrück

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/184696>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



GWS RESEARCH REPORT 2015 / 01

Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise und gesamtwirtschaftliche Effekte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regeln zur Lastenteilung

Marco Wunsch, Eva Klotz (Prognos)

Christian Lutz, Anett Großmann, Ulrike Lehr (GWS)

Impressum

AUTOREN

Marco Wunsch, Eva-Maria Klotz (Prognos)

Tel: +49 (030) 520059-225, Email: [marco.wuensch @ prognos.com](mailto:marco.wuensch@prognos.com)

Dr. Christian Lutz, Anett Großmann, Dr. Ulrike Lehr (GWS)

Tel: +49 (541) 40933-120, Email: [lutz @ gws-os.com](mailto:lutz@gws-os.com)

TITEL

Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise und gesamtwirtschaftliche Effekte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regeln zur Lastenteilung.

VERÖFFENTLICHUNGSDATUM

© GWS mbH Osnabrück, Dezember 2015

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die in diesem Papier vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers/der Verfasser und spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung der GWS mbH wider.

FÖRDERHINWEIS

Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojekts (Förderkennzeichen 0325609B) erarbeitet.

HERAUSGEBER DER GWS RESEARCH REPORT SERIES

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) mbH

Heinrichstr. 30

49080 Osnabrück

ISSN 2196-4262

Gestaltung des Titelblattes: GWS mbH 2015. Copyright Fotos: Thinkstock by Getty Images

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	vi
1 Zusammenfassung	1
2 Vorgehen und Ziel	3
3 Datengrundlagen	4
3.1 Ausbau der erneuerbaren Energien	4
3.2 Spezifische Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energien	8
3.3 Großhandelsstrompreise	9
3.4 Stromverbrauch nach Sektoren und Wirtschaftszweigen	10
3.5 Strompreise für Verbrauchergruppen	13
3.6 Finanzierung und Umlage der Kosten der erneuerbaren Energien	14
3.7 Eigenstromverbrauch	15
4 Endkundenstrompreise nach Sektoren bzw. Wirtschaftszweigen	16
4.1 Vollkosten der erneuerbaren Energien	16
4.2 Differenzkosten der erneuerbaren Energien	16
4.3 Validierung der Ergebnisse	20
4.4 Zusammenfassung Differenzkosten	21
4.5 Strompreise bei unterschiedlichen Lastenteilungsregeln	22
4.6 Fazit zu den Endkundenstrompreisen	28
5 Sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte unterschiedlicher Strompreise	30
5.1 Szenario 1 "Wegfall der Privilegierung in Deutschland"	31
5.1.1 Strompreiseffekte	31
5.1.2 Produktionspreiseffekte	32
5.1.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte	32
5.1.4 Vergleich mit anderen Studien	33
5.1.5 Effekte für andere Länder	34
5.2 Szenario 2 "Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland"	34
5.2.1 Strompreiseffekte	34
5.2.2 Produktionspreiseffekte	35
5.2.3 Export- und Produktionseffekte	35
5.2.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte	36
5.2.5 Effekte für andere Länder	37
5.3 Szenario 3 "Wegfall der Privilegierung"	37
5.3.1 Strompreiseffekte	37

5.3.2	Gesamtwirtschaftliche Effekte	38
5.4	Szenario 4 "Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen"	40
5.4.1	Strompreiseffekte	40
5.4.2	Gesamtwirtschaftliche Effekte	41
5.5	Fazit	42
6	Literatur	44
7	Anhang	46
7.1	Tabellen zur Lastenteilung	46
7.2	Kurzbeschreibung des Modells GINFORS-E	60

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Schematische Darstellung zum Vorgehen in diesem Bericht	3
Abbildung 2:	Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	5
Abbildung 3:	Deutschland: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	5
Abbildung 4:	Frankreich: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	6
Abbildung 5:	Polen: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	6
Abbildung 6:	Spanien: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	7
Abbildung 7:	Vereinigtes Königreich: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW	7
Abbildung 8:	Deutschland: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs in den Sektoren PHH und GHD	11
Abbildung 9:	Deutschland: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs der Wirtschaftszweige in kWh/T € ₂₀₀₅	11
Abbildung 10:	Stromverbrauch in den einzelnen Ländern bis 2030 in TWh	12
Abbildung 11:	Vollkosten der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	16
Abbildung 12:	Ergebnis für Deutschland: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	17
Abbildung 13:	Ergebnis für Frankreich: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	18
Abbildung 14:	Ergebnis für Polen: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	18
Abbildung 15:	Ergebnis für Spanien: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	19
Abbildung 16:	Ergebnis für das Vereinigte Königreich: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	19
Abbildung 17:	Deutschland: Vergleich der ermittelten Kosten mit den prognostizierten Werten der ÜNB's für das Jahr 2015 in Mrd. € ₂₀₁₄	20
Abbildung 18:	Vergleich der berechneten Differenzkosten im Jahr 2013 mit Angaben der Zahlungen an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen für Deutschland	21
Abbildung 19:	Entwicklung der spezifischen Differenzkosten bis 2030 in € ₂₀₁₄ /MWh	22

Abbildung 20:	Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante A für das Jahr 2015 in € ₂₀₁₄ /MWh	23
Abbildung 21:	Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante B für das Jahr 2015 in € ₂₀₁₄ /MWh	24
Abbildung 22:	Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante C für das Jahr 2015 in € ₂₀₁₄ /MWh	24
Abbildung 23:	Vergleich der Endkundenstrompreise private Haushalte und GHD für die drei Umlagevarianten im Jahr 2015 in Ct/kWh (ohne MwSt.)	28
Abbildung 24:	Vergleich der Endkundenstrompreise Industrie für die drei Umlagevarianten im Jahr 2015 in Ct/kWh (ohne MwSt.)	29
Abbildung 25:	Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in Deutschland im Szenario "Wegfall der Privilegierung in Deutschland" im Vergleich zur Referenz, 2013-2030, in Ct/kWh	31
Abbildung 26:	Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in Deutschland im Szenario "Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland" im Vergleich zur Referenz, 2013-2030, in Ct/kWh	35
Abbildung 27:	Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in den 5 betrachteten Ländern im Szenario "Wegfall der Privilegierung" im Vergleich zur Referenz, 2020, in Ct/kWh	37
Abbildung 28:	Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in den 5 betrachteten Ländern im Szenario "Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen" im Vergleich zur Referenz, 2020, in Ct/kWh	40
Abbildung 29:	Deutschland: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	51
Abbildung 30:	Frankreich: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	51
Abbildung 31:	Polen: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	52
Abbildung 32:	Spanien: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	52
Abbildung 33:	Vereinigtes Königreich: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. € ₂₀₁₄	53
Abbildung 34:	Vergleich der berechneten Differenzkosten im Jahr 2013 mit Angaben der Zahlung an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen für Frankreich, Polen, Spanien und das Vereinigte Königreich	54
Abbildung 35:	Länderabdeckung des Modells GINFORS_E	60
Abbildung 36:	Überblick über die Ländermodellierung in GINFORS_E	61

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Entwicklung der Stromgestehungskosten, Beispiel Deutschland, in € ₂₀₁₄ /MWh	8
Tabelle 2:	Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikate-Preise	9
Tabelle 3:	Entwicklung der Großhandelspreise (Baseload) in € ₂₀₁₄ /MWh	9
Tabelle 4:	Schematische Darstellung: Zuordnung der Stromabnahmefälle zu Wirtschaftszweigen (Prozentuale Anteile sind exemplarisch gewählt, die genauere Zuordnung ist im Anhang in Tabelle 16 dargestellt)	13
Tabelle 5:	Überblick über Umlagesysteme in den betrachteten Ländern	15
Tabelle 6:	Erneuerbaren-Umlage A und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in € ₂₀₁₄ /MWh	25
Tabelle 7:	Erneuerbaren-Umlage B und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in € ₂₀₁₄ /MWh	26
Tabelle 8:	Erneuerbaren-Umlage C und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in € ₂₀₁₄ /MWh	27
Tabelle 9:	Unterschiedliche Umlageschlüssel in einzelnen Ländern in den Szenarien	30
Tabelle 10:	Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Wegfall der Privilegierung in Deutschland“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %	33
Tabelle 11:	Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %	36
Tabelle 12:	Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Wegfall der Privilegierung“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %	39
Tabelle 13:	Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %	41
Tabelle 14:	Volllaststunden der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern bis 2030	46
Tabelle 15:	Stromgestehungskosten in den betrachteten Ländern bis 2030 in € ₂₀₁₄ /MWh	47
Tabelle 16:	Stromverbrauch in den betrachteten Ländern bis 2030 in TWh	48
Tabelle 17:	Zuordnung Anteil typischer Strompreise nach Abnahmefall zu	

	Wirtschaftszweigen	50
Tabelle 18:	Deutschland: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in € ₂₀₁₄ /MWh, (ohne MwSt.)	55
Tabelle 19:	Frankreich: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in € ₂₀₁₄ /MWh, (ohne MwSt.)	56
Tabelle 20:	Polen: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in € ₂₀₁₄ /MWh, (ohne MwSt.)	57
Tabelle 21:	Spanien: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in € ₂₀₁₄ /MWh, (ohne MwSt.)	58
Tabelle 22:	Vereinigtes Königreich: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in € ₂₀₁₄ /MWh, (ohne MwSt.)	59
Tabelle 23:	Industrieklassifikation der genutzten OECD Input-Output-Tabellen	62
Tabelle 24:	Energieträgerklassifikation der genutzten IEA Energiebilanzen	63

1 ZUSAMMENFASSUNG

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung hat einen Einfluss auf die Strompreise in Deutschland (DE), Frankreich (FR), Polen (PL), Spanien (ES) und dem Vereinigten Königreich (UK). Es wird untersucht, welche Effekte unterschiedliche Lastenteilungsregeln für verschiedene Verbrauchergruppen haben. Zudem wird analysiert, welche makroökonomischen Effekte sich aus diesen Wälzungsvarianten der Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien ergeben.

Bei dem hier betrachteten Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 (ENTSOE Szenario Vision 3) steigen bei einem gleichbleibenden Kostenwälzungsmechanismus die Differenzkosten in den einzelnen Ländern auf 24 Mrd. € in Deutschland, auf 9 Mrd. € in Frankreich, 2 Mrd. € in Polen, 11 Mrd. € in Spanien und 10 Mrd. € im Vereinigten Königreich. Diese höchsten jährlichen Differenzkosten treten in allen Ländern um das Jahr 2025 auf und sinken anschließend.

Die spezifischen Differenzkosten, also die gesamten Differenzkosten umgelegt auf den gesamten Endenergieverbrauch eines Landes, zeigen einen ähnlichen Verlauf. Sie sind in Deutschland mit bis zu 46 €/MWh im Jahr 2020 und Spanien mit 41 €/MWh im Jahr 2025 am höchsten. In diesen beiden Ländern sinken sie aber anschließend bis 2030 kontinuierlich. In Polen bleiben sie durch einen geringen Ausbau erneuerbarer Energien auf einem Niveau von 15 €/MWh, in Frankreich und im Vereinigten Königreich bleiben sie zwischen 2020 und 2030 auf einem gleich hohen Niveau von 20 €/MWh (Frankreich) bzw. knapp 30 €/MWh (UK).

Diese Differenzkosten wurden nach folgenden drei Schlüsseln umgelegt:

- A: Ähnlich EEG 2014 Deutschland
(Privilegierung für die stromkostenintensive Industrie)
- B: Gleiche Umlage für alle Verbraucher (keine Ausnahmeregeln)
- C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

Die Endkundenpreise steigen in allen Ländern innerhalb der drei Varianten bis 2030 an. Der Unterschied für private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und nicht energieintensive Industrie zwischen Fall A und B ist mit 1-2 Ct/kWh weniger nur gering. Für privilegierte Unternehmen würden die Endkundenpreise dagegen in Fall B mit über 4 Ct/kWh deutlich steigen. Im Fall C steigt bei einer vollständigen Befreiung der Industrie- und GHD-Betriebe die EE-Umlage stark an, in Deutschland auf über 20 Ct/kWh in den 2020er Jahren. Für die privaten Haushalte ergeben sich damit in allen betrachteten Ländern deutlich höhere Endkundenpreise. Für energieintensive Unternehmen ergibt sich in Fall C kaum eine Änderung, der GHD-Sektor sowie nicht energieintensive Industrien würden dagegen von deutlich geringeren Endkundenpreisen profitieren. Diese Effekte sind in Deutschland und Spanien in den ersten untersuchten Jahren am höchsten, da in diesen Ländern die Differenzkosten am höchsten sind. In späteren Jahren sind die Effekte

in den betrachteten Ländern ähnlich.

Im zweiten Schritt der Untersuchung wurden die Strompreise mit unterschiedlichen Umlageschlüsseln zu Szenarien kombiniert und in ihrer gesamtwirtschaftlichen Wirkung mit einem Referenzfall verglichen. Für diesen Vergleich wurde das ökonomische Modell GIN-FORS_E eingesetzt; eine Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

Neben der Referenz ergeben sich die nachstehenden Szenarien:

- (1) Wegfall der Privilegierung in Deutschland
- (2) Vollständige Befreiung der GHD- und Industrieunternehmen in Deutschland
- (3) Wegfall der Privilegierung in Deutschland, Frankreich, Polen, Spanien und im Vereinigten Königreich
- (4) Vollständige Befreiung der GHD- und Industrieunternehmen in Deutschland, Frankreich, Polen, Spanien und im Vereinigten Königreich

Der Referenzlauf unterstellt die Beibehaltung des EEG 2014 in Deutschland und ähnliche Regeln für die anderen betrachteten Länder. Die Szenarien unterscheiden sich allein in den Strompreisen für private Haushalte, den GHD-Sektor, energieintensive und nicht-energieintensive Unternehmen. Die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen werden für alle betrachteten Länder modellendogen berechnet. Die Modellergebnisse lassen sich damit als Reaktion auf die Strompreisimpulse interpretieren.

Im Szenario 1 „Wegfall der Privilegierung in Deutschland“ sind das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigung niedriger als in der Referenz. Eine Abschaffung der Privilegierung strompreisintensiver Industrien ist zumindest aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen auch andere Studien (GWS, Ecofys, Fraunhofer ISI 2015 und weitere Untersuchungen dort). Positive gesamtwirtschaftliche Effekte zeigen sich im Szenario 2 „Vollständige Befreiung der GHD- und Industrieunternehmen in Deutschland“ zumindest für Deutschland, weil aufgrund niedrigerer Produktionskosten vor allem die Exporte deutlich höher liegen als in der Referenz. Dagegen ist der private Konsum durch die stark ansteigenden Energiekosten für private Haushalte niedriger als in der Referenz.

Die Szenarien 3 „Wegfall der Privilegierung“ und 4 „Vollständige Befreiung der GHD- und Industrieunternehmen“ zeigen auch für die übrigen Länder mit den Szenarien 1 und 2 vergleichbare Ergebnisse. Die für Deutschland beobachteten Zusammenhänge gelten auch für Frankreich, Spanien, Polen und das Vereinigte Königreich. Die Effekte sind aufgrund unterschiedlicher Industriestruktur, teils geringerer Bedeutung des Ausbaus der erneuerbaren Energie und niedrigerer Exportabhängigkeit aber weniger stark ausgeprägt. Es zeigt sich auch, dass die großen europäischen Volkswirtschaften zwar teilweise miteinander im Wettbewerb stehen, aber auch eine starke Abhängigkeit über Lieferbeziehungen besteht.

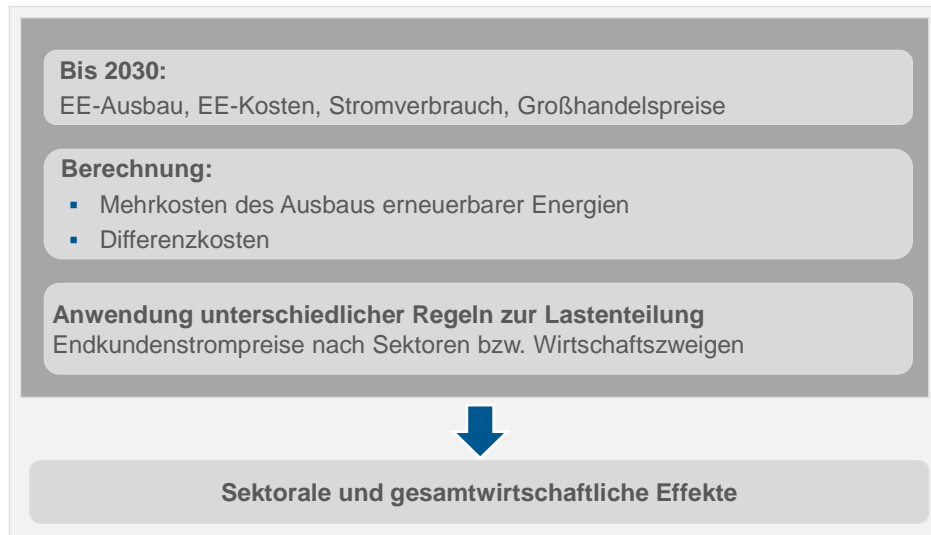
2 VORGEHEN UND ZIEL

Im Rahmen dieses Berichts wird analysiert, welchen Einfluss der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung auf die Strompreise für verschiedene Verbrauchergruppen in verschiedenen europäischen Ländern hat und welche makroökonomischen Effekte sich aus unterschiedlichen Wälzungsvarianten der Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien ergeben.

Dazu wurden die zu erwartenden (Mehr-) Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ermittelt. Die untersuchten Länder sind neben Deutschland Polen, Frankreich, das Vereinigte Königreich und Spanien. Diese Länder sind einerseits größere Länder in der Nähe Deutschlands oder hatten wie im Fall von Spanien in der Vergangenheit schon einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wurde ein ambitioniertes Szenario der europäischen Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Die Entwicklung des Strombedarfs in den einzelnen Staaten wurde aufbauend auf der erwarteten Effizienz- und Wirtschaftsentwicklung berechnet.

Mit Hilfe des europäischen Strommarktmodells von Prognos und Annahmen zur Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien wurden die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien anfallenden umzulegenden Kosten ermittelt. Es wurden drei mögliche Varianten zur Verteilung dieser Kosten auf die Endverbraucher erstellt, um im Abschnitt 5 die möglichen makroökonomischen Effekte von unterschiedlichen Befreiungsregelungen abschätzen zu können. Die folgende Abbildung stellt das Vorgehen schematisch dar:

Abbildung 1: Schematische Darstellung zum Vorgehen in diesem Bericht



Quelle: Prognos 2015

3 DATENGRUNDLAGEN

Dieser Abschnitt gibt den Überblick über die Datengrundlagen zur Berechnung der Differenzkosten und der Endkundenstrompreise.

3.1 AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Im Jahr 2015 betrug die installierte Leistung an Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien in Deutschland 94 GW, in Frankreich 42 GW, in Polen 6 GW, in Spanien 46 GW und im Vereinigten Königreich 22 GW. Für den in den Berechnungen angenommenen Ausbau der erneuerbaren Energien wurde der „Ten Year Development Plan“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber EntsoE als Grundlage genutzt. In diesem sind zur Planung des europäischen Netzausbaus unterschiedliche Szenarien zur Entwicklung der europäischen Stromerzeugung enthalten. Hier wird das Szenario „*Vision 3, Green Transition*“ verwendet, da es aus heutiger Sicht einen ambitionierten aber auch realistischen Ausbau der erneuerbaren Energien abbildet.

In diesem Szenario werden die europäischen energiepolitischen Ziele bis 2050 zur Dekarbonisierung berücksichtigt. Daneben liegen dem Szenario folgende Annahmen zu Grunde: kein großtechnischer Einsatz der CCS-Technologie, die europäische Stromnachfrage erhöht sich, die Integration des europäischen Energiemarktes ist gering und es herrschen hohe CO₂-Preise.

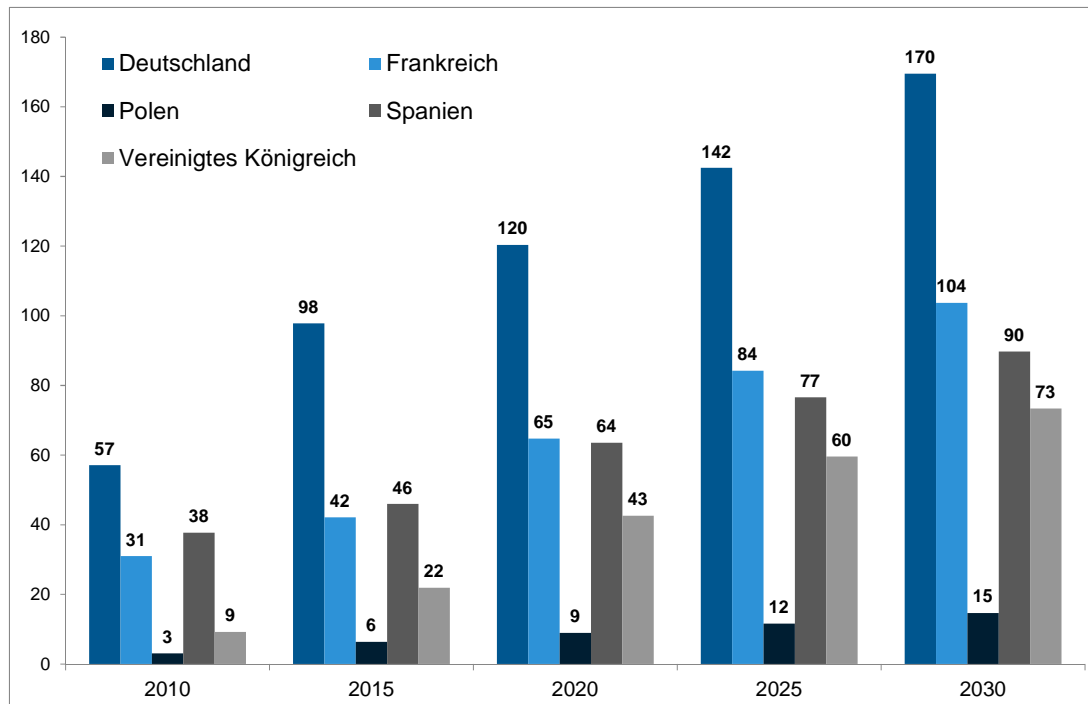
Abbildung 2 stellt die sich damit ergebende Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar. In allen Ländern erhöht sich die installierte Leistung, jedoch in unterschiedlicher Geschwindigkeit. Auf die Entwicklung der einzelnen Technologien in Deutschland, in Frankreich, in Polen, in Spanien und im Vereinigten Königreich wird im Folgenden detaillierter eingegangen.

In **Deutschland** (vgl. Abbildung 3) dominieren Photovoltaik und Onshore Windenergie die installierte Leistung. Diese beiden Technologien liegen in 2015 jeweils bei knapp 40 GW und steigen bis 2030 auf 68 bzw. 61 GW. Ab 2020 wird ebenfalls die Offshore Windenergie verstärkt ausgebaut, auf 23 GW im Jahr 2030. Mit Wasserkraft, Biomasse und den restlichen Technologien (Geothermie) ergibt sich in Summe eine installierte Leistung von 170 GW für das Jahr 2030.

In **Frankreich** beträgt die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien heute 42 GW, davon stellt Wasserkraft etwa die Hälfte. Der zukünftige Ausbau wird im Wesentlichen auf Windenergie an Land und Offshore sowie PV entfallen. Bis zum Jahr 2030 steigt die gesamte installierte EE-Leistung auf 104 GW. (siehe Abbildung 4).

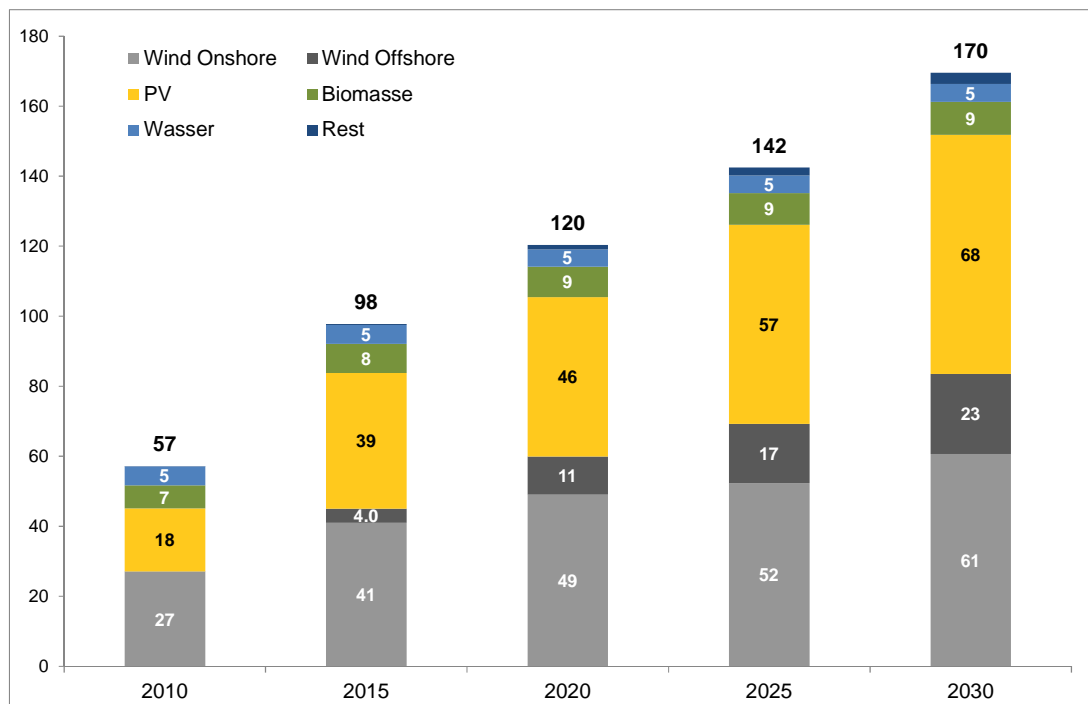
In **Polen** (vgl. Abbildung 5) wird bis 2030 hauptsächlich Wind On- und Offshore ausgebaut, auf insgesamt 10 GW Wind im Jahr 2030. Photovoltaik und Wasserkraft spielen eine geringe Rolle, Biomasse wird auf ca. 2 GW ausgebaut. Damit ergibt sich in 2030 eine installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 15 GW.

Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



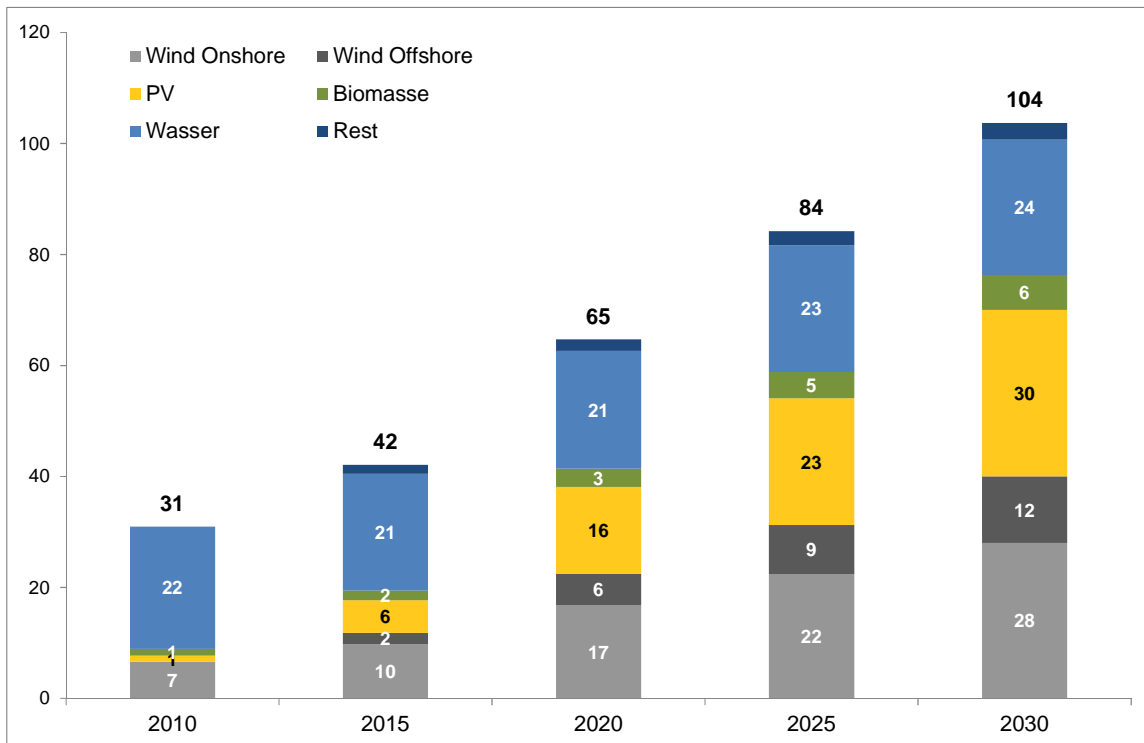
Quelle: Eurostat, Entsoe 2014

Abbildung 3: Deutschland: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



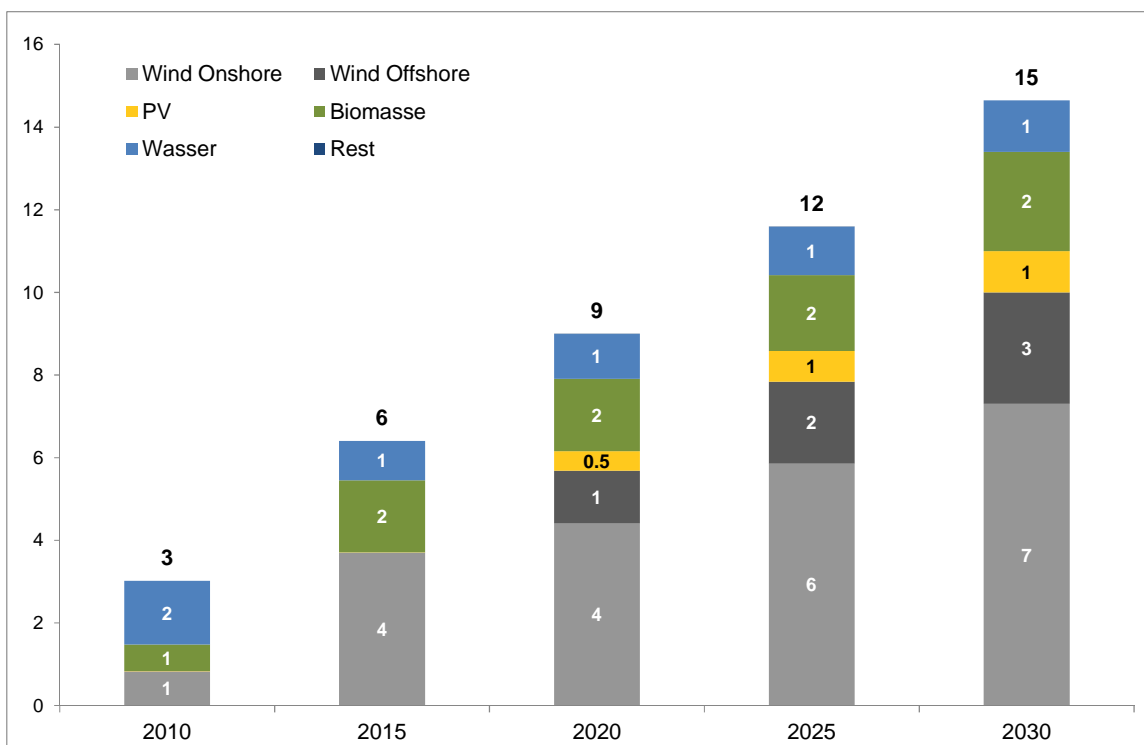
Quelle: Eurostat, Entsoe 2014

Abbildung 4: Frankreich: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



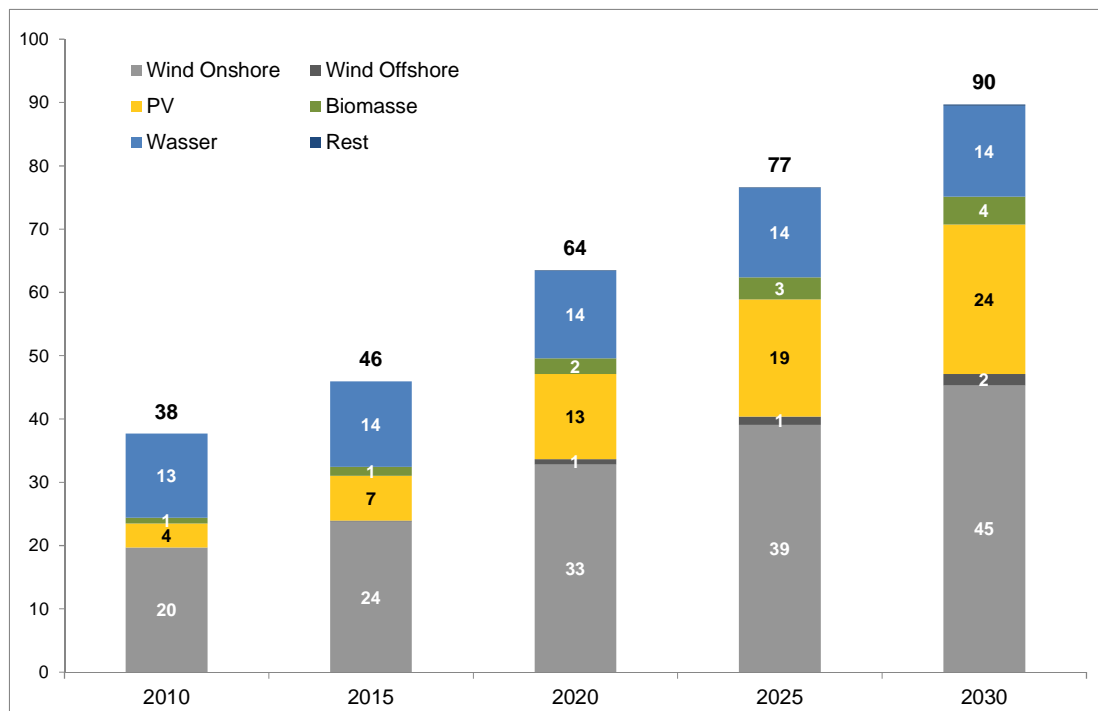
Quelle: Eurostat, Entsoe 2014

Abbildung 5: Polen: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



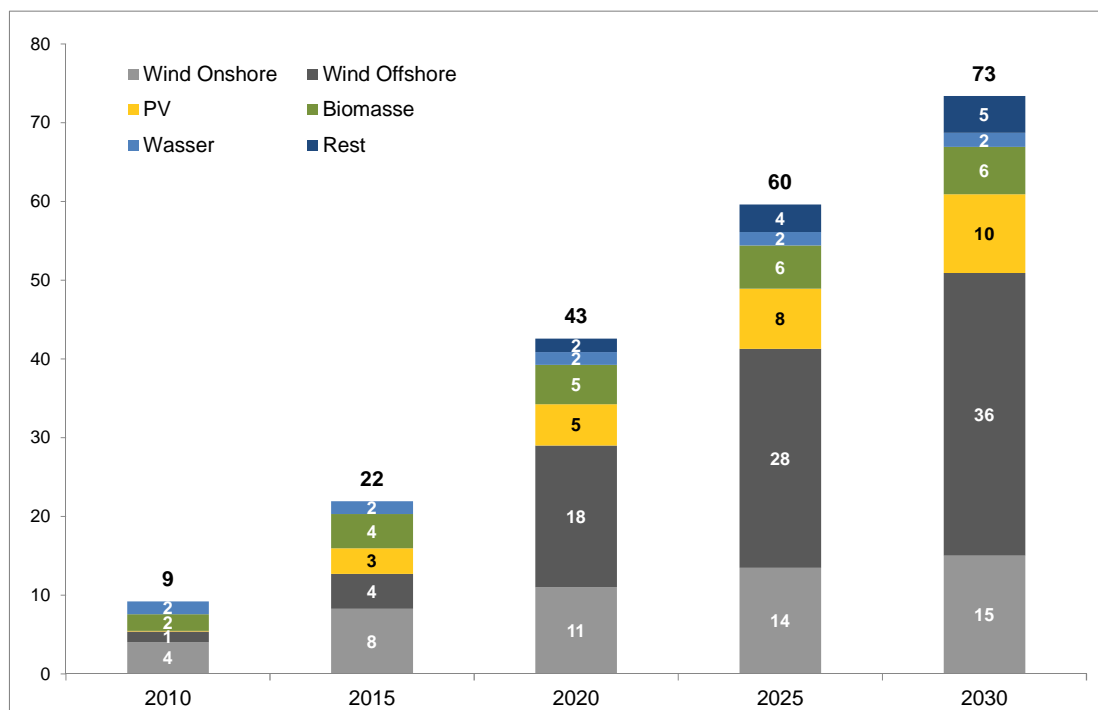
Quelle: Prognos 2015, Eurostat, Entsoe 2014

Abbildung 6: Spanien: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



Quelle: Eurostat, Entsoe 2014

Abbildung 7: Vereinigtes Königreich: installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 in GW



Quelle: Eurostat, Entsoe 2014

Die installierte Stromerzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien in **Spanien** (Abbildung 6) besteht im Jahr 2015 zu großen Teilen aus Wind- und Wasserkraft. Hauptsächlich durch eine knappe Verdoppelung der installierten Windenergie auf 45 GW und einen Ausbau der Photovoltaik steigt sie im Jahr 2030 auf 90 GW.

Im **Vereinigten Königreich** wird zu großen Teilen Wind Offshore ausgebaut, auf 36 GW im Jahr 2030, und zu kleineren Teilen Wind Onshore und Photovoltaik. Wasserkraft spielt eine untergeordnete Rolle, die installierte Biomasseleistung liegt 2030 bei 6 GW. In Summe ergeben sich im Jahr 2030 73 GW installierte Leistung (siehe Abbildung 7).

Um die mit der installierten Leistung in jedem Jahr produzierten Strommengen zu berechnen, werden zusätzlich Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der Volllaststunden je Technologie getroffen. Diese Volllaststunden sind im Anhang in Tabelle 14 im Detail dargestellt.

3.2 SPEZIFISCHE STROMERZEUGUNGSKOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Für die Berechnung der Differenzkosten werden die zusätzlichen Vollkosten durch den Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt. Diese werden über Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologien berechnet. Für die Vergangenheit (2000 bis 2014) wurden diese aus dem deutschen EEG abgeleitet. Für die zukünftige Entwicklung werden die Ergebnisse der Studie „Estimating energy system costs of sectoral RES and EE targets in the context of energy and climate targets for 2030“ (ISI et al. 2014) sowie eigene Einschätzungen verwendet. Die Höhe der Stromgestehungskosten ist abhängig von den Volllaststunden. Dadurch ergeben sich an besonders geeigneten Standorten niedrigere Stromgestehungskosten. Diese klimatischen Unterschiede wurden für die einzelnen Länder berücksichtigt. Tabelle 1 stellt die sich damit ergebenden Stromgestehungskosten in Deutschland dar. Die übrigen Länder sind im Anhang in Tabelle 15 aufgeführt.

Tabelle 1: Entwicklung der Stromgestehungskosten, Beispiel Deutschland, in €₂₀₁₄/MWh

	2000	2010	2020	2030
Wind Onshore	80	79	75	70
Wind Offshore			112	102
PV	528	350	144	127
Biomasse	91	176	118	118
Wasser	92	92	92	92
Sonstige EE	124	124	124	124

Quelle: EEG, Prognos nach ISI 2014

3.3 GROßHANDELSSTROMPREISE

Zur Berechnung der Differenzkosten der erneuerbaren Energien wurden zur Bestimmung des Werts der erneuerbaren Energien die Großhandelsstrompreise für die betrachteten Länder berechnet. Dazu wurden Berechnungen mit dem europäischen Prognos-Kraftwerksmodell unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametern durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt die angenommenen Brennstoff – und CO₂-Zertifikatepreisentwicklung.

Tabelle 2: Brennstoff- und CO₂-Zertifikate-Preise

		2015	2020	2025	2030
Internationaler Ölpreis	USD ₂₀₁₄ /bbl	55	95	129	130
Gaspreis frei Kraftwerk (Ho)	€ ₂₀₁₄ /MWh	25	32	35	36
Steinkohlepreis frei Kraftwerk	€ ₂₀₁₄ /MWh	9	13	15	16
CO ₂ -Zertifikate-Preis	€ ₂₀₁₄ /t	7	10	26	42

Quelle: Prognos 2015

Für die längerfristige Perspektive wurde unterstellt, dass die Integration der Strommärkte weiter vorangetrieben wird und es damit langfristig auch zu einer Annäherung der mittleren Großhandelspreise in Europa kommen wird. In der Realität wird es voraussichtlich auch langfristig gewisse Preisunterschiede zwischen den Ländern geben. Für die längerfristige Perspektive (ab dem Jahr 2025) wurde aber, als Vereinfachung für diese Analyse, in den Berechnungen von einem gemeinsamen Strommarkt mit einem einheitlichen Strompreis ausgegangen.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse für die betrachteten Länder.

Tabelle 3: Entwicklung der Großhandelspreise (Baseload) in €₂₀₁₄/MWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Deutschland	48	36	43	56	68
Frankreich	52	40	46	56	68
Polen	52	36	43	56	68
Spanien	58	48	51	56	68
Vereinigtes Königreich	59	53	54	56	68

Quelle: Prognos 2015

Aufgrund der erwarteten relativ niedrigen Preise für Energieträger (Erdgas und Steinkohle) sowie für CO₂ und das relativ große Angebot von Erzeugungskapazitäten im zentralen europäischen Markt steigen die Strompreise bis zum Jahr 2020 nur leicht. Nach

2020 erwarten wir durch zunehmend höhere CO₂- und Energieträgerpreise und die Verknappung der konventionellen Erzeugungskapazitäten steigende Großhandelspreise. Das sich einstellende Strompreisniveau hängt zudem stark von den politischen Rahmenbedingungen ab. Insbesondere ist entscheidend, wie stark sich der Ausbau und Betrieb von Kraftwerkskapazitäten durch Kapazitätzahlungen oder durch Knappheiten an den Strommärkten finanziert.

3.4 STROMVERBRAUCH NACH SEKTOREN UND WIRTSCHAFTSZWEIGEN

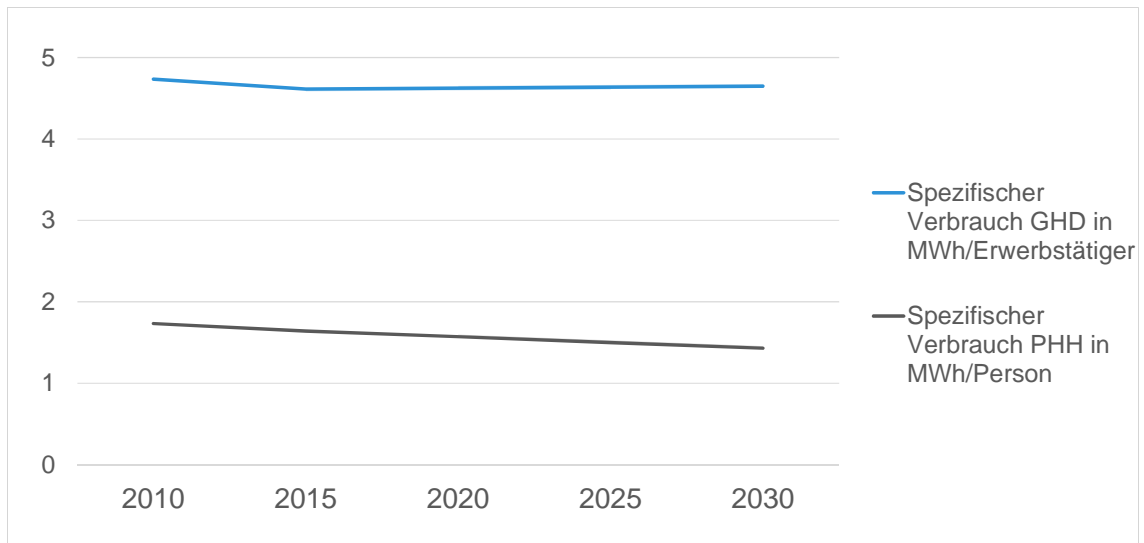
Die Entwicklung des Stromverbrauchs wurde für die betrachteten Länder differenziert nach Sektoren und für den Industriebereich differenziert nach Wirtschaftszweigen prognostiziert.

Die Entwicklung des Stromverbrauchs wird dabei durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst: Die Anzahl der Verbraucher und ihrer Anwendungen sowie die jeweilige Effizienzentwicklung haben einen Einfluss auf die Höhe des Verbrauchs. Um den Strombedarf pro betrachtetem Land und Sektor bis 2030 zu berechnen, werden zuerst spezifische Verbräuche für das Ausgangsjahr (2013) bestimmt. Diese werden mit der Entwicklung des jeweiligen Treibers, unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen, multipliziert, um den absoluten Verbrauch pro Sektor zu erhalten. Der Sektor „Industrie“ wird dabei zusätzlich in 12 Wirtschaftszweige unterteilt, die einzeln berechnet werden.

Treiber für den Stromverbrauch der privaten Haushalte ist die Anzahl der Bevölkerung in einem Land, maßgeblichen Einfluss auf den Stromverbrauch des Sektors GHD hat die Anzahl der Erwerbstätigen. Für die Industrie ist die Höhe der Produktion ausschlaggebend, die über die Bruttowertschöpfung (BWS) wiedergegeben wird. Daher wird für den Verbrauch der Vergangenheit der spezifische Verbrauch der privaten Haushalte pro Einwohner, des Sektors GHD pro Erwerbstätigen und der Wirtschaftszweige pro BWS gebildet. Der IST-Verbrauch für die Sektoren Verkehr, GHD, private Haushalte und Industrie bis 2013 ist in dieser benötigten Detailtiefe für alle betrachteten Länder über die Eurostat-Statistik verfügbar. Aufgrund der angenommenen Effizienzentwicklung ändern sich diese spezifischen Werte bis 2030. Für Deutschland liegen aus der Energierferenzprognose (Prognos/EWI/GWS 2014) für alle Sektoren und Wirtschaftszweige Effizienzentwicklungen vor, die hier genutzt werden, da sie eine plausible Entwicklung darstellen.

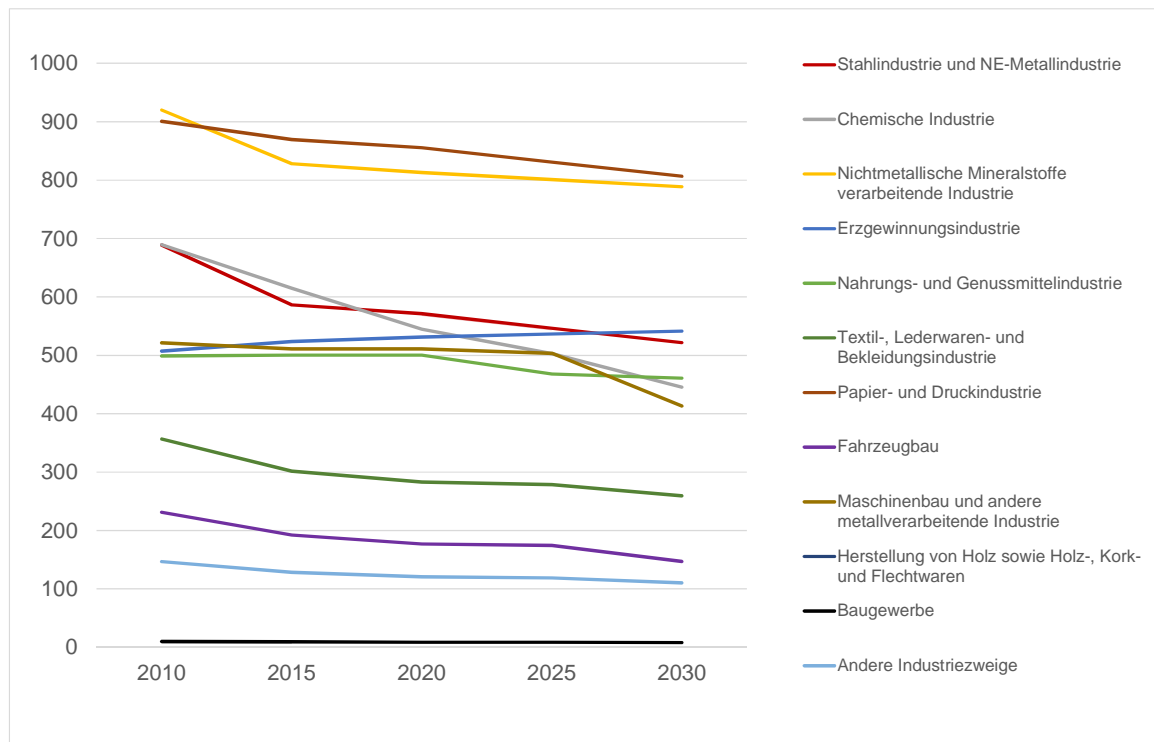
Abbildung 8 zeigt den spezifischen Stromverbrauch der privaten Haushalte (PHH) in MWh/Person und des Sektors GHD in MWh/Erwerbstätigen bis 2030. Der spezifische Stromverbrauch sinkt in beiden Sektoren. In den privaten Haushalten von 1,7 im Jahr 2010 auf 1,4 MWh/Person im Jahr 2030. Dies liegt vor allem an effizienteren Geräten. Durch neue Anwendungen und insbesondere einen erhöhten Bedarf zur Klimatisierung und Automatisierung in Büroräumen sinkt er im Sektor GHD jedoch nur leicht von 4,7 im Jahr 2010 auf 4,6 MWh/Erwerbstätigen im Jahr 2030.

Abbildung 8: Deutschland: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs in den Sektoren PHH und GHD



Quelle: Prognos 2015 nach Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 9: Deutschland: Entwicklung des spezifischen Stromverbrauchs der Wirtschaftszweige in kWh/T €₂₀₀₅



Quelle: Prognos 2015 nach Prognos/EWI/GWS 2014

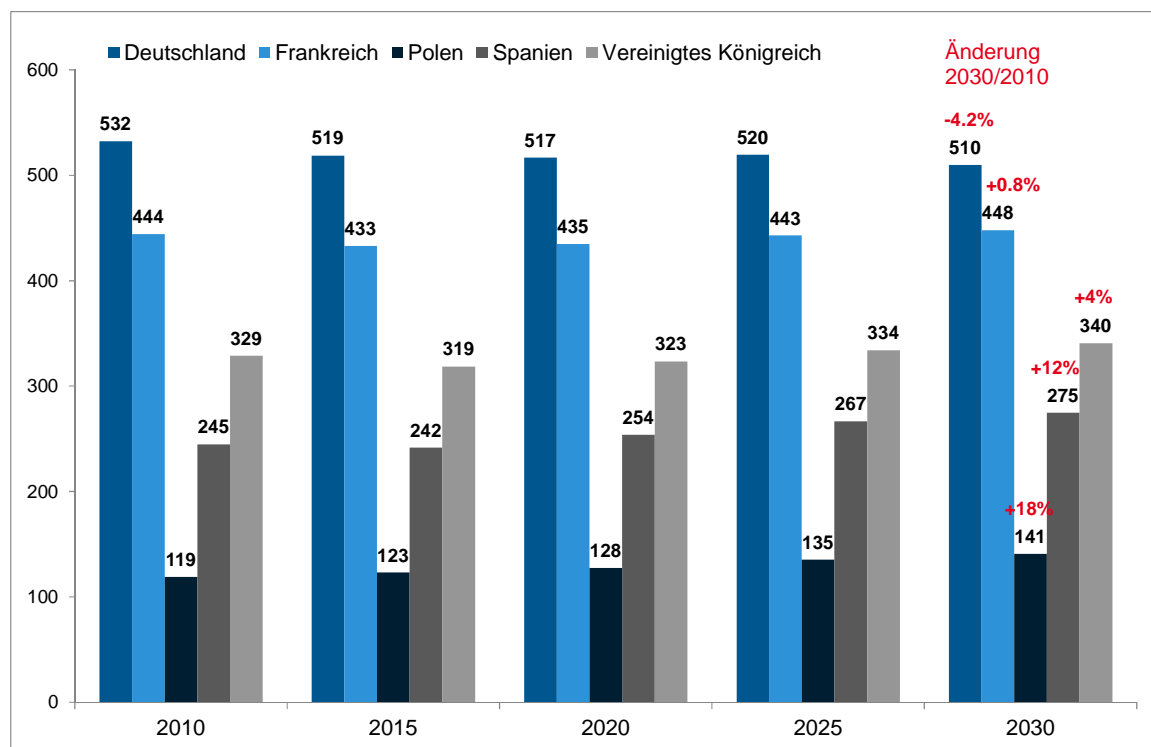
Im Sektor Industrie zeigt sich ein eher heterogenes Bild (siehe Abbildung 9): der spezifi-

sche Stromverbrauch sinkt in allen Wirtschaftszweigen, bis auf die Erzgewinnungsindustrie. Hier geht der Trend zu einem Brennstoffwechsel von Festbrennstoffen zu Strom, wodurch der spezifische Stromverbrauch ansteigt. Diese beiden Trends finden sich auch in den anderen Wirtschaftszweigen. Effizientere Produktionsweisen führen zu einem Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs. Jedoch kann durch eine Substitution von Brennstoffen durch Strom bei einigen Anwendungen der spezifische Stromverbrauch steigen.

In Frankreich, Polen, Spanien und im Vereinigten Königreich werden die deutschen Effizienzentwicklungen für einzelne Wirtschaftszweige und Sektoren an die voraussichtliche Entwicklung in den jeweiligen Ländern angepasst. Dazu wird angenommen, dass sich die Energieintensitäten aufgrund von innereuropäischem Wettbewerb stärker annähern.

Ausgehend vom spezifischen Verbrauch mit berücksichtigter Effizienzentwicklung wird danach der absolute Verbrauch je Sektor und Wirtschaftszweig über die Entwicklung der Bevölkerungszahl (PHH), der Erwerbstätigen (GHD) und der Bruttowertschöpfung (Industrie) berechnet. Deren Entwicklung wird dem Prognos World Report 2014 entnommen, einer Veröffentlichung zur kurz- und langfristigen Prognose der demografischen und ökonomischen Daten von 42 Industrie- und Schwellenländern (Prognos 2014).

Abbildung 10: Stromverbrauch in den einzelnen Ländern bis 2030 in TWh



Quelle: Prognos 2015

Abbildung 10 stellt die sich damit ergebende Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs für die betrachteten Länder bis 2030 im Überblick dar. Bis auf Deutschland, in dem der Stromverbrauch im Vergleich zu 2010 leicht sinkt, steigt er in den übrigen Ländern an. In Frankreich und im Vereinigten Königreich moderat um knapp 1 % bzw. um 4 %. In Polen

und Spanien stärker, um 18 % respektive 12 %. Die detaillierten Ergebnisse zur Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren und Wirtschaftszweigen für jedes Land sind im Anhang in Tabelle 16 dargestellt.

3.5 STROMPREISE FÜR VERBRAUCHERGRUPPEN

Die Endkundenstrompreise bestehen aus den Bestandteilen Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelte, Steuern und Umlagen. Deren Höhe variiert für die unterschiedlichen Verbrauchergruppen. Stromintensive Industriebetriebe sind beispielsweise von einigen Steuern und Umlagen befreit.

Deutschland

Für Deutschland liegt aus der Evaluierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) (Prognos et al. 2014) eine detaillierte Aufschlüsselung der Komponenten von Endkundenstrompreisen nach Verbrauchsgruppen und typischen Abnahmefällen bis zum Jahr 2030 vor. Die Unterteilung umfasst sieben typische Industrieabnahmefälle, drei GHD-Fälle sowie Haushaltskundenpreise. Diese werden als Grundlage genommen. Um die Industriestrompreise der einzelnen Wirtschaftszweige zu berechnen, werden den Wirtschaftszweigen jeweils anteilig typische Abnahmefälle zugeordnet.

Nach „Entwicklung der Strompreise für ausgewählte gewerbliche Abnahmefälle und Analyse der Energieintensitäten für ausgewählte Branchen“ (Prognos 2011) werden dazu die Anteile von Unternehmen mit einem bestimmten Stromverbrauch am jeweiligen Wirtschaftszweig abgeschätzt. Zum Beispiel haben 70 % der Stahlunternehmen einen Stromverbrauch von ca. 100 GWh, 30 % verbrauchen ca. 10 GWh pro Jahr. Schematisch ist dies in Tabelle 4 dargestellt, die genaue Zuordnung von Wirtschaftszweigen und Abnahmefällen findet sich im Anhang in Tabelle 17. Durch Multiplikation der prozentualen Anteile mit den dazugehörigen Strompreisen ergeben sich in Summe pro Wirtschaftszweig Endkundenstrompreise bis 2030. Die Endkundenpreise für Haushaltskunden und Kunden aus Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (mittlerer Abnahmefall) werden direkt aus (Prognos et al. 2014) entnommen.

Tabelle 4: Schematische Darstellung: Zuordnung der Stromabnahmefälle zu Wirtschaftszweigen (Prozentuale Anteile sind exemplarisch gewählt, die genauere Zuordnung ist im Anhang in Tabelle 16 dargestellt)

	Abnahmefall 1 1 GWh/Jahr	Abnahmefall 2 10 GWh/Jahr	Abnahmefall 3 100 GWh/Jahr
WZ A, Stahl	0%	30%	70%
WZ B, Papier	10%	50%	40%
WZ C, Textil	30%	70%	20%

Quelle: Prognos 2015.

Für die weitergehenden Betrachtungen unterschiedlicher Lastenteilungsregeln werden daneben die Endkundenpreise ohne den Anteil einer „erneuerbaren Umlage“ benötigt. Für Deutschland ist in Prognos et al. (2014 b) die anteilige EEG-Umlage pro typischen Abnahmefall mit ausgewiesen und wird für die Endkundenpreise ohne Umlage abgezogen.

Frankreich, Polen, Spanien und Vereinigtes Königreich

Für diese vier weiteren betrachteten Länder liegen uns keine so detaillierten Aufschlüsselungen der Verbraucherstrompreise vor. Deshalb werden bis 2013 die Verbraucherpreise von Eurostat als Grundlage genommen. Bei der Zuordnung der Wirtschaftszweige zu Stromabnahmefällen wird zur Vereinfachung die Annahme getroffen, dass in den anderen Ländern ähnliche Wirtschaftsstrukturen herrschen und damit die gleiche Zuordnung möglich ist (vgl. Tabelle 4 und Tabelle 17). Die Struktur der deutschen Preise wird auf die Verbraucherpreise in Frankreich, Spanien, Polen und das Vereinigte Königreich übertragen und anhand der Eurostat-Preise des jeweiligen Landes kalibriert.

Für die weitergehende Untersuchung sind auch hier die Endkundenpreise ohne den Anteil einer erneuerbaren Umlage nötig. Dazu wird zuerst die Höhe der erneuerbaren Umlage in diesen Ländern für das Ausgangsjahr nach (ACER/CEER 2014, siehe auch Abschnitt 3.6) bestimmt. Ausnahmeregelungen für eigenverbrauchten Strom sowie energieintensive Industrien sind in (ACER/CEER 2014) mit aufgeführt, die Belastung einzelner Wirtschaftszweige und Branchen ist jedoch nicht im Detail dargestellt. Wir gehen von einer ähnlichen Belastung und Entlastung wie in Deutschland aus, bei der die energieintensive Industrie zu großen Teilen befreit ist und weniger energieintensive Unternehmen einen reduzierten Satz der Umlage tragen. Damit lässt sich der jeweilige Anteil, den die erneuerbaren Umlage pro Wirtschaftszweig und Branche am Endkundenpreis trägt berechnen und anschließend abziehen.

Für die zukünftige Entwicklung liegen ebenfalls keine geeigneten Prognosen in der passenden Auflösung für alle Länder vor. Daher wird eine an die Entwicklung der Großhandelspreise angelehnte Veränderung angenommen. Die zukünftige Änderung weiterer Stromkostenbestandteile (zum Beispiel Netzentgelte, Steuern, weitere Umlagen) wurde im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet und als gleichbleibend für den Betrachtungszeitraum angesetzt.

3.6 FINANZIERUNG UND UMLAGE DER KOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

In allen betrachteten Ländern gibt es heute Umlagesysteme zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die einzelnen Umlagesysteme.

Sie werden entweder durch die Netzbetreiber (Deutschland), die Regierung (Spanien), eine Regulierungsbehörde (Frankreich), Energieversorgungsunternehmen (EVUs) (Vereinigtes Königreich) oder Regulierungsbehörde und EVU (Polen) festgelegt. Die Höhe schwankt in den einzelnen Ländern je nach Ausbaustand der erneuerbaren Energien. Alle betrachteten Länder haben Ausnahmeregelungen für Industrieunternehmen.

Tabelle 5: Überblick über Umlagesysteme in den betrachteten Ländern

	Finanzierung über	Festgelegt durch	Höhe 2013 in €/MWh	Ausnahmeregelung	
				Industrie	Eigenverbrauch
Deutschland	Umlage (EEG)	Netzbetreiber	52,8	x	x
Spanien	Netzentgelte	Regierung	etwa 40*	x	k.A.
Frankreich	Abgabe (CSPE)	Regulierungsbehörde	7,9 (13,5 gesamt**)	x	x
Vereinigtes Königreich	Teil des Stromtarifs	EVU	12,8	x	x
Polen	Teil des Stromtarifs	Regulierungsbehörde/ EVU	6,1	x	k.A.

* eigene Abschätzung nach ACER/ CEER 2014 **inkl. Sozialtarife und weiterer Ausgaben

Quelle: Prognos 2015

3.7 EIGENSTROMVERBRAUCH

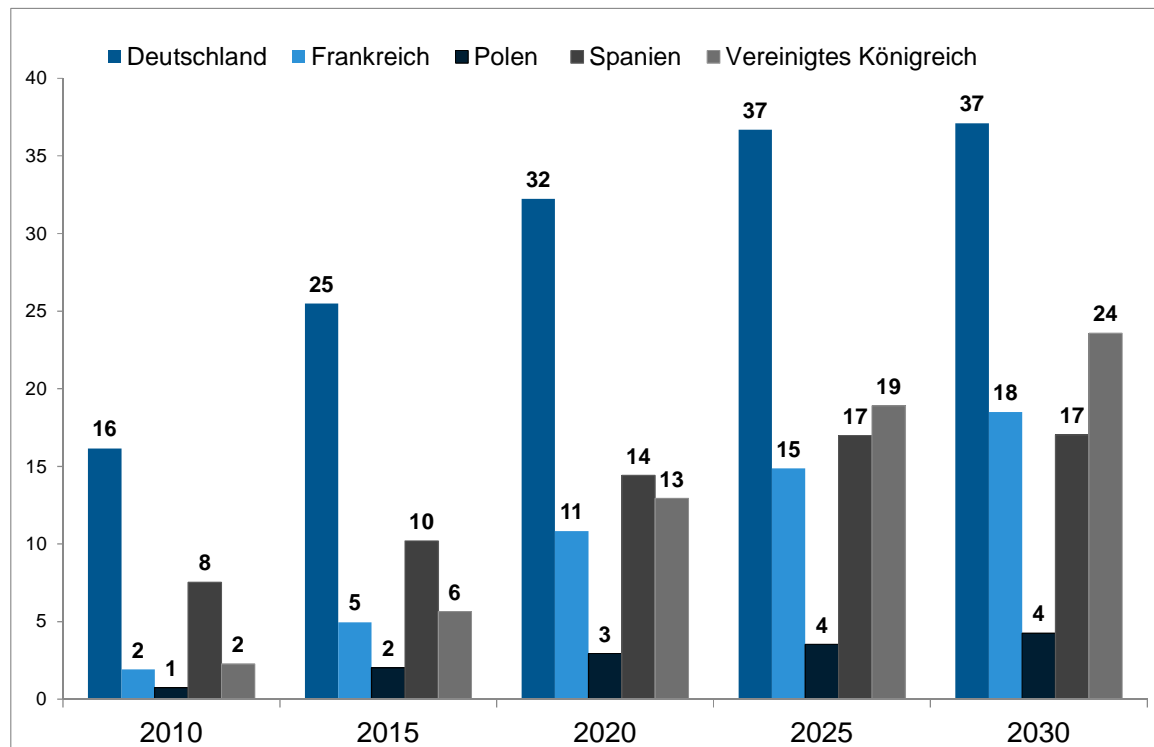
In Deutschland, Frankreich und im Vereinigten Königreich ist der eigenverbrauchte Strom zu großen Anteilen von einer erneuerbaren Umlage befreit (Stand 2014, CEER 2015). Für die anderen beiden Länder liegen keine detaillierten Informationen vor. Wenn nähere Informationen zur Höhe des Eigenverbrauchs vorlagen, wurden diese verwendet. Laut (CEER 2015) beträgt der Eigenverbrauch in Deutschland knapp 10 % des Endenergieverbrauchs, in Frankreich ca. 1 % des Endenergieverbrauchs und im Vereinigten Königreich knapp 3 %. Für die übrigen beiden Länder wurde der eigenverbrauchte Anteil auf 5 % geschätzt. Diese Anteile wurden über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen. Der Eigenstromverbrauch wird vom jeweiligen Endenergieverbrauch (vgl. Abschnitt 3.4) abgezogen und von der erneuerbaren Umlage ausgenommen.

4 ENDKUNDENSTROMPREISE NACH SEKTOREN BZW. WIRTSCHAFTSZWEIGEN

4.1 VOLLKOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Über die installierte Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die jährlichen Volllaststunden (vgl. Abschnitt 3.1) wird für jedes Jahr die erneuerbare Stromeinspeisung berechnet. Über die spezifischen Stromerzeugungskosten (vgl. Abschnitt 3.2) lassen sich daraus für die fünf betrachteten Länder die jährlichen gesamten Kosten für den Ausbau berechnen. Diese sind bis 2030 in Abbildung 11 im Überblick dargestellt. In Deutschland steigen sie bis 2025 auf ca. 37 Mrd. €₂₀₁₄ und bleiben anschließend auf diesem Niveau. In Frankreich und Spanien steigen sie in 2030 mit 18 bzw. 17 Mrd. €₂₀₁₄ auf ein ähnliches Niveau, wobei der Zubau in Frankreich verstärkt ab 2020 einsetzt. Ähnlich ist es im Vereinigten Königreich, dort steigen die Gesamtkosten auf 13 Mrd. €₂₀₁₄ in 2020 und auf 24 Mrd. €₂₀₁₄ in 2030. In Polen steigen die Vollkosten entsprechend dem Ausbau nur langsam auf 4 Mrd. €₂₀₁₄ im Jahr 2030. Die detaillierten Kosten nach Technologien sind im Anhang in Abbildung 29 bis Abbildung 33 dargestellt.

Abbildung 11: Vollkosten der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



Quelle. Prognos 2015

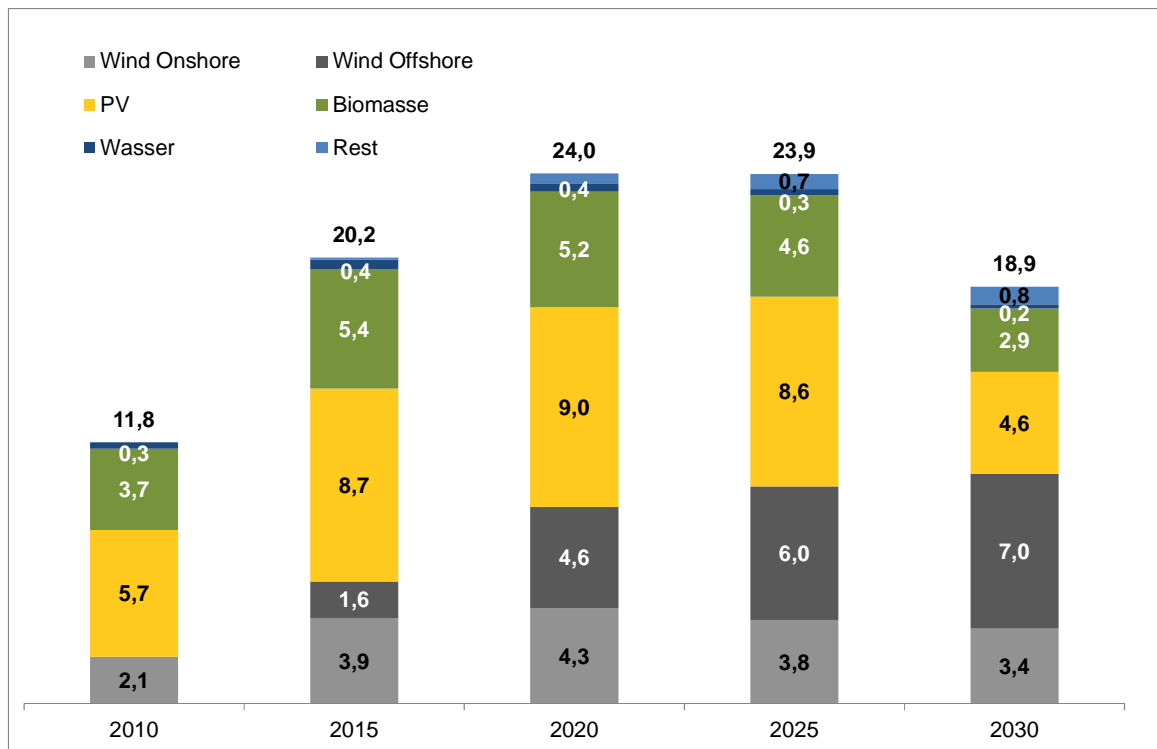
4.2 DIFFERENZKOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Basierend auf den ermittelten Vollkosten der erneuerbaren Energien sowie den Erlösen

der erneuerbaren Energien am Strommarkt wurde die noch aufzubringende Differenz ermittelt. Dieser Betrag muss entweder direkt durch die Stromkunden oder durch andere Transfermechanismen (zum Beispiel Steuern) getragen werden. Neben dem heute üblichen Ansatz, den Wert der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anhand des jeweiligen Börsenstrompreises im Moment der Einspeisung festzulegen, sind auch andere Konzepte denkbar. Die daraus folgende andere Zuordnung der Erlöse würde zu anderen Differenzkosten und damit zu einer anderen Kostenwälzung auf die Stromkunden führen. Im Rahmen dieser Studie wurde aber die bisher gängige Praxis der Bewertung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgebildet.

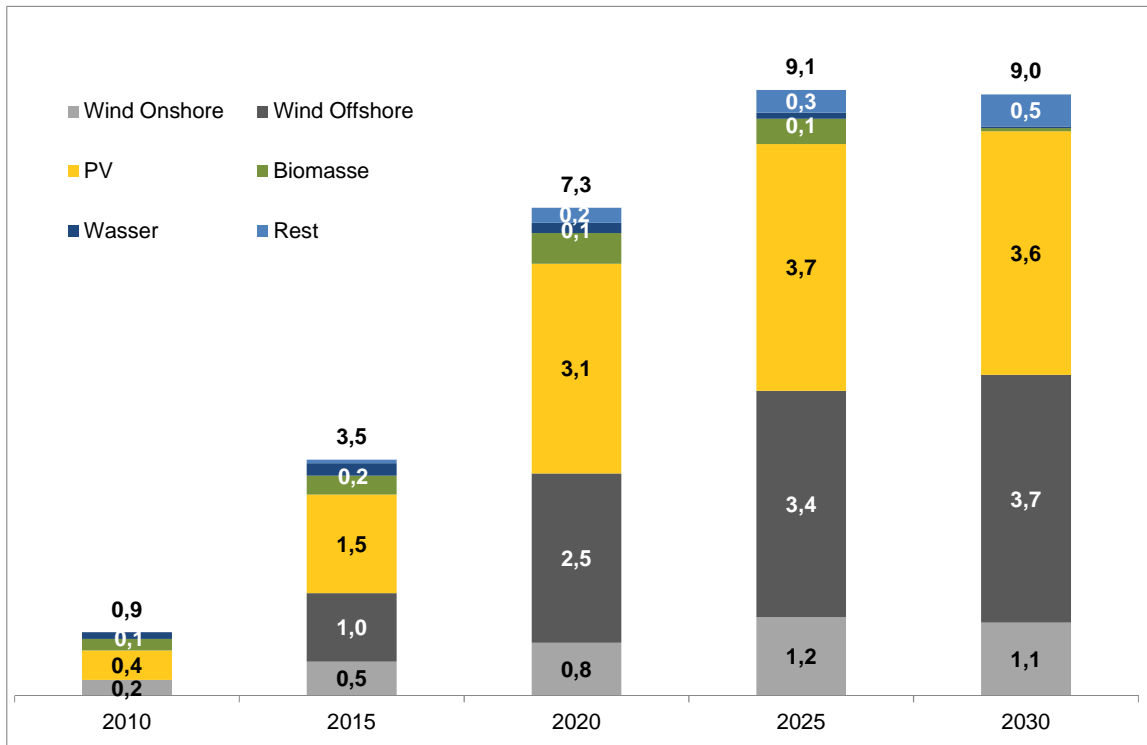
Die folgenden Abbildungen zeigen die sich ergebenden Differenzkosten nach einzelnen Technologien für die betrachteten Länder.

Abbildung 12: Ergebnis für Deutschland: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



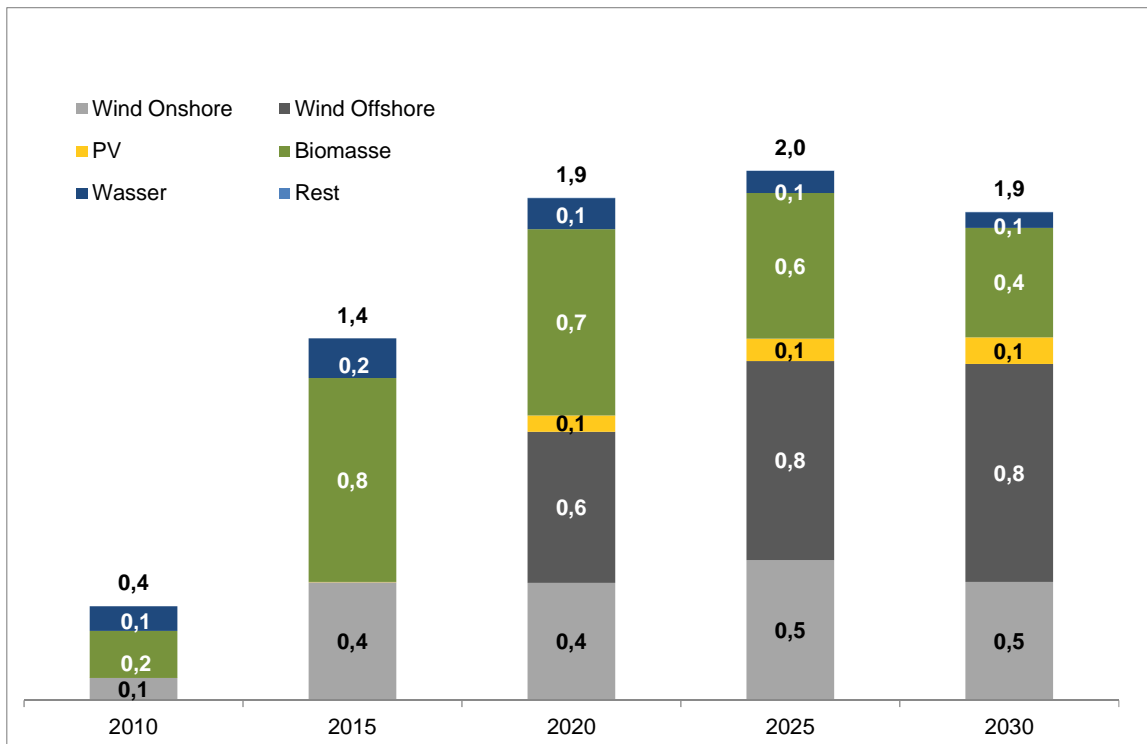
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 13: Ergebnis für Frankreich: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



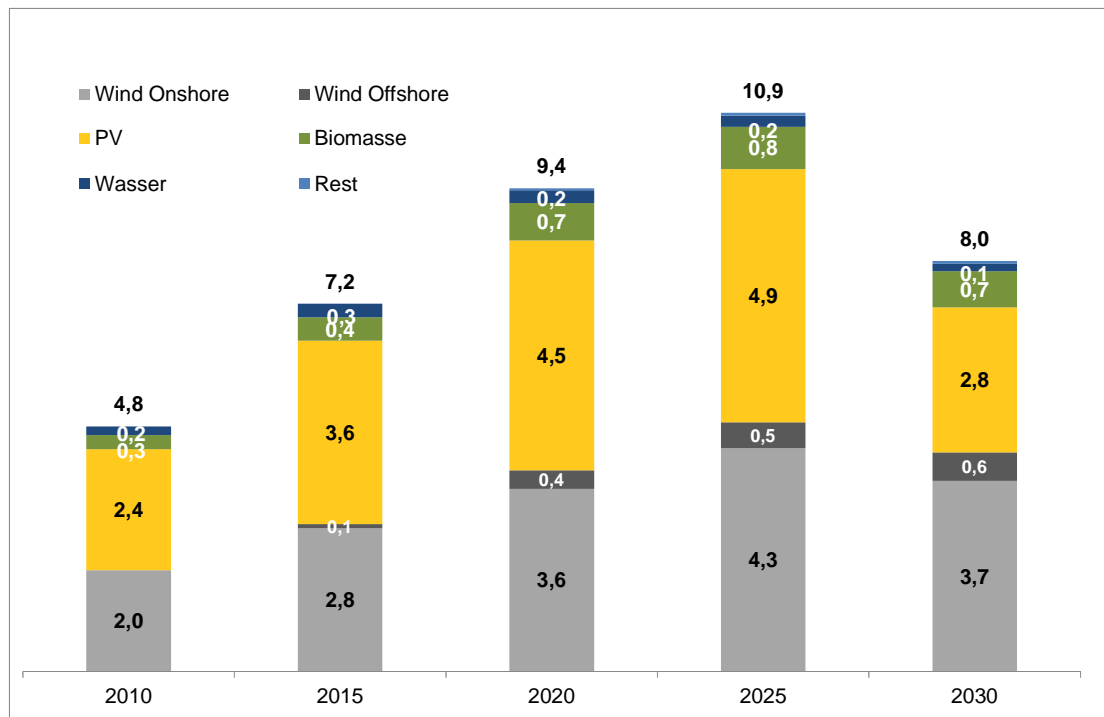
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 14: Ergebnis für Polen: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



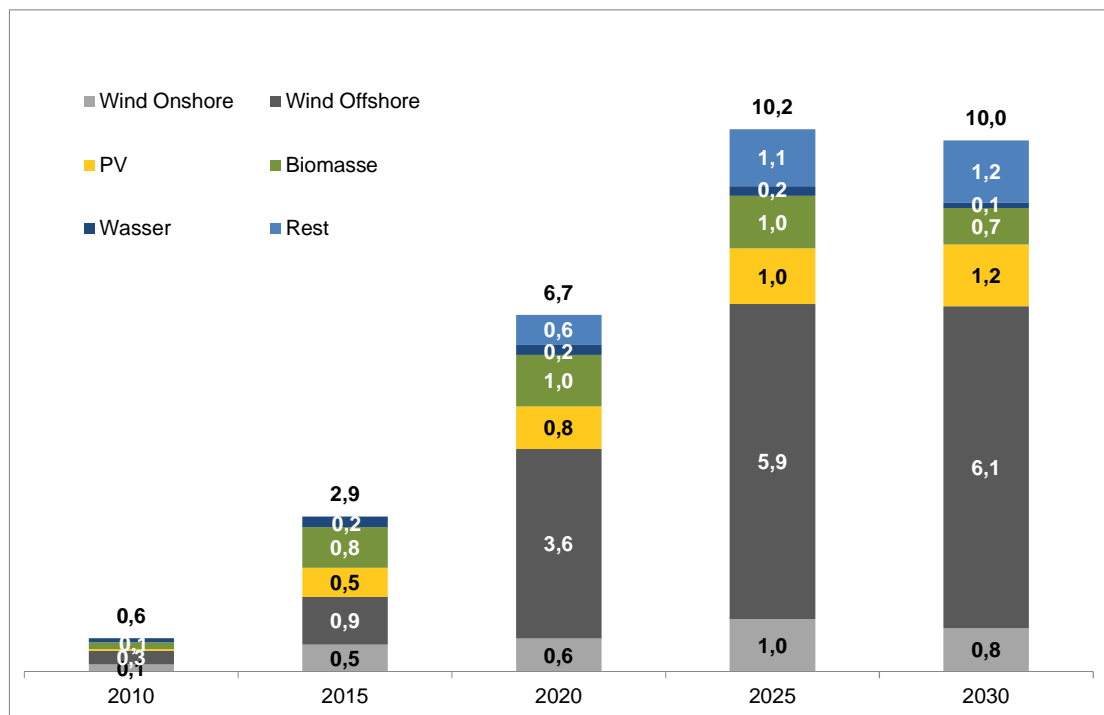
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 15: Ergebnis für Spanien: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



Quelle: Prognos 2015

Abbildung 16: Ergebnis für das Vereinigte Königreich: Differenzkosten bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄

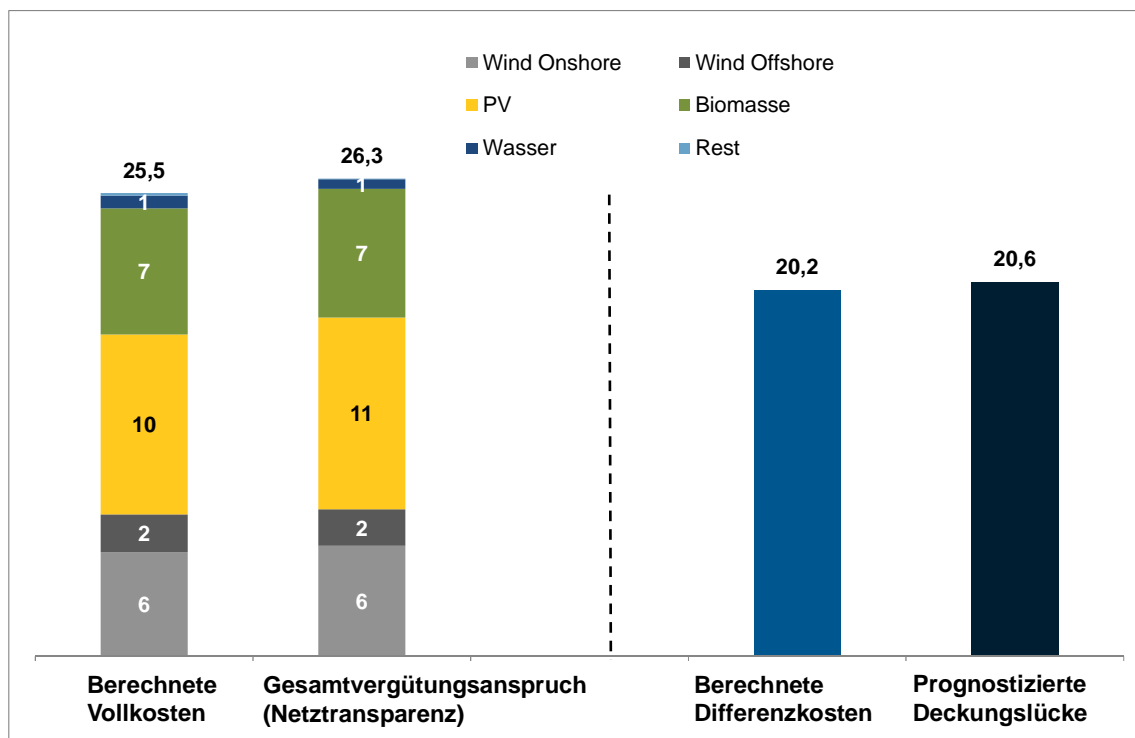


Quelle: Prognos 2015

4.3 VALIDIERUNG DER ERGEBNISSE

Zur Validierung des Modells wurden die berechneten Werte für das Jahr 2015 mit verfügbaren Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Berechnung der EEG-Umlage verglichen. Die Vollkosten der erneuerbaren Stromerzeugung entsprechen dabei dem Gesamtvergütungsanspruch, die Differenzkosten der umzulegenden Deckungslücke (Netztransparenz 2015). Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse des Vergleichs: Die berechneten Vollkosten sind nahe an dem prognostizierten Gesamtvergütungsanspruch, lediglich die berechneten Kosten für PV liegen etwas niedriger. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Differenzkosten: diese sind etwas niedriger als die prognostizierte Deckungslücke, liegen aber in einer sehr ähnlichen Größenordnung.

Abbildung 17: Deutschland: Vergleich der ermittelten Kosten mit den prognostizierten Werten der ÜNB's für das Jahr 2015 in Mrd. €₂₀₁₄

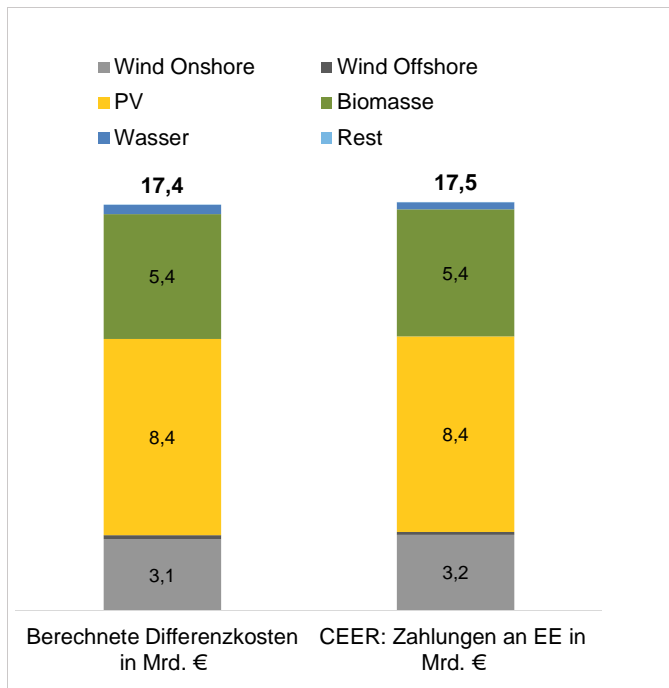


Quelle: Prognos 2015, www.netztransparenz.de

Für die vier weiteren Länder liegen keine so aktuellen und detaillierten Daten vor, CEER 2015 bietet jedoch eine gute Auflistung der Zahlungen in den Jahren 2012 und 2013 an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen. Für Deutschland ist der Vergleich für das Jahr 2013 in Abbildung 18 dargestellt. Wiederum werden die historischen Werte gut getroffen. Der Vergleich für die übrigen Länder findet sich im Anhang in Abbildung 34. Bis auf Polen decken sich in allen Ländern die berechneten Werte für die einzelnen Technologien mit den Angaben in CEER 2015. In Polen liegen die Unterschiede in der Biomasse wahrscheinlich an vorläufigen und unvollständigen Daten. Kleinere Abweichungen in den übrigen Ländern können sich durch Wettereinflüsse oder Unstetigkeiten

der Fördersysteme (zum Beispiel Wechsel Quote/ Einspeisevergütung, Kontostände, Liquiditätsreserve) ergeben.

Abbildung 18: Vergleich der berechneten Differenzkosten im Jahr 2013 mit Angaben der Zahlungen an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen für Deutschland



Quelle: Prognos 2015, CEER 2015

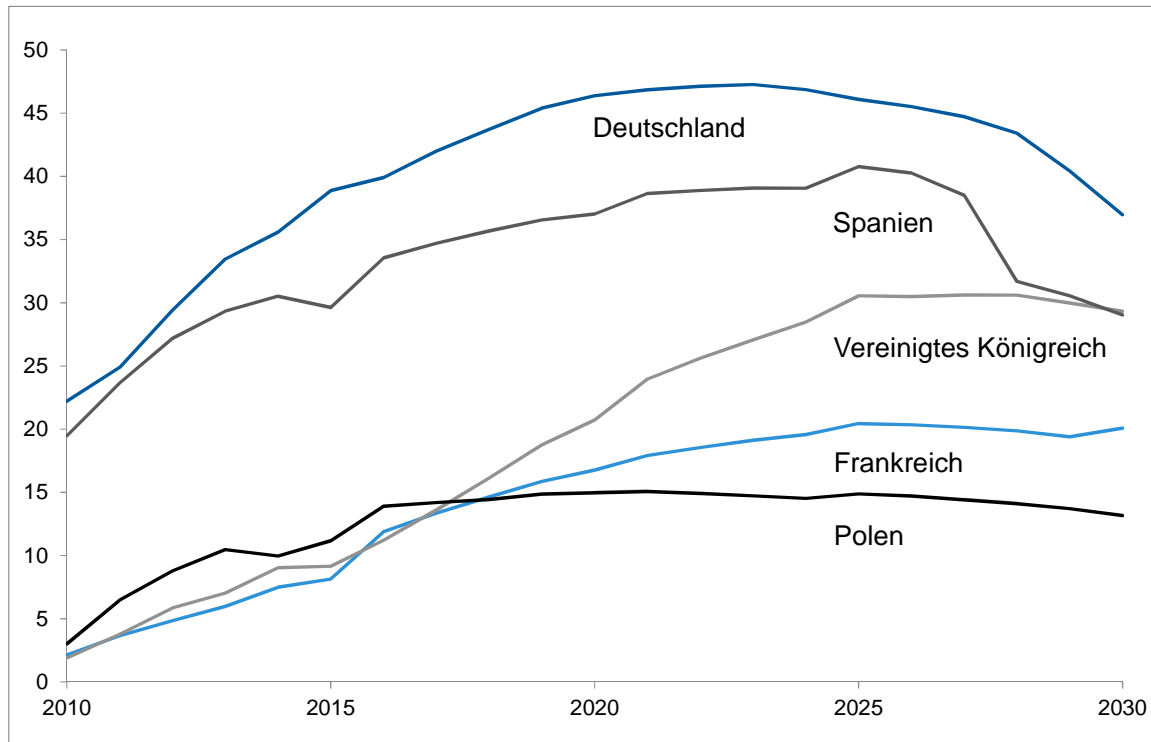
4.4 ZUSAMMENFASSUNG DIFFERENZKOSTEN

Legt man die ermittelten absoluten Differenzkosten auf den gesamten Endenergiestromverbrauch der Länder um, kann man die insgesamt von den Endkunden zu tragenden Kosten gut miteinander vergleichen. Die folgende Abbildung zeigt die mittlere notwendige Umlage in den einzelnen Ländern, unter der Annahme, dass es keine Ausnahmeregelungen für energieintensive Verbraucher oder Stromeigenverbrauch gibt.

Die höchsten spezifischen Differenzkosten gibt es über den gesamten betrachteten Zeitraum in Deutschland und Spanien. Im Vereinigten Königreich, Frankreich und Polen sind die Differenzkosten heute nur etwa ein Drittel so hoch wie in Deutschland und Spanien.

Langfristig werden sich die Differenzkosten in den Ländern angleichen. Insbesondere durch das Auslaufen der Förderung für vergleichsweise teure Wind- und PV-Anlagen ab dem Jahr 2020 reduzieren sich die Kosten in Deutschland und Spanien. Im Vereinigten Königreich steigen durch den starken Wind-Offshore-Ausbau die Kosten im Vergleich zu heute am stärksten und erreichen langfristig das Niveau von Spanien. Bedingt durch den nur sehr geringen geplanten Ausbau erneuerbarer Energien in Polen bleiben die umzulegenden Kosten in Polen auch langfristig auf dem heutigen geringen Niveau.

Abbildung 19: Entwicklung der spezifischen Differenzkosten bis 2030 in €₂₀₁₄/MWh



Quelle: Prognos 2015

4.5 STROMPREISE BEI UNTERSCHIEDLICHEN LASTENTEILUNGSREGELN

Auf Basis der oben dargestellten Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Struktur des Stromverbrauchs in den betrachteten Ländern wurde berechnet, wie sich unterschiedliche Umlageschlüssel auf die Endkundenstrompreise auswirken. Die Berechnungen wurden für drei verschiedene Umlageschlüssel durchgeführt:

- A: Ähnlich EEG 2014 Deutschland (Privilegierung für die stromkostenintensive Industrie)
- B: Gleiche Umlage für alle Verbraucher (keine Ausnahmeregeln)
- C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

Die Regelungen zum Eigenverbrauch wurden in den Varianten nicht variiert. Auch bei den Lastenteilungsregeln B und C wurde der von der EE-Umlage befreite Eigenverbrauch auf dem heutigen Niveau belassen.

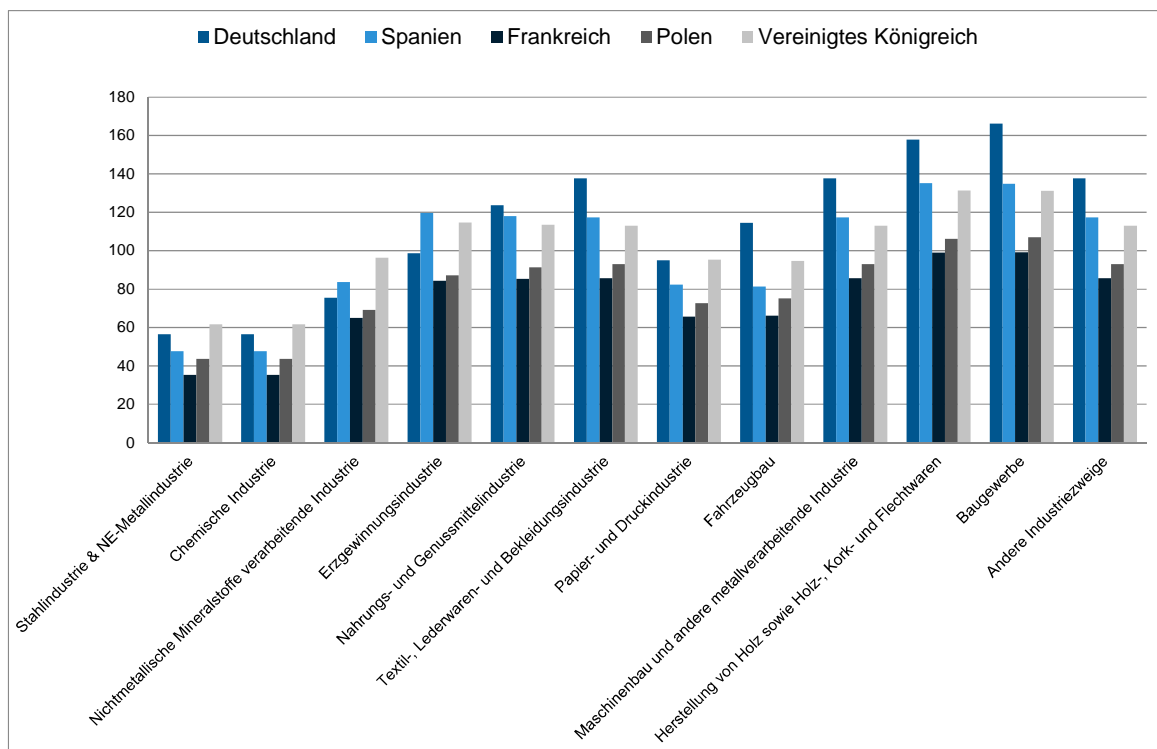
Die Entwicklung der dargestellten Endkundenstrompreise berücksichtigt neben den verschieden umgelegten Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien auch die Entwicklung der berechneten Stromgroßhandelspreise. Die Auswirkungen von Änderungen von weiteren Stromkostenbestandteilen (zum Beispiel Netzentgelte, Steuern, weitere Umlagen) wurde im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die sich ergebenden Endkundenstrompreise für die verschiedenen Stromverbraucher in den einzelnen Ländern.

Je höher die umzulegenden Differenzkosten sind, desto größer ist der Effekt einer veränderten Kostenwälzung auf die Endkundenstrompreise. Im Jahr 2015 beträgt zum Beispiel gemäß diesen Berechnungen die Umlage in Deutschland in der Variante A etwa 5,6 Ct/kWh. Dies entspricht auch der zu zahlenden EEG-Kernumlage (mit 5,96 Ct/kWh). Ohne Privilegierungen (und der Annahme eines trotzdem genauso hohen Stromverbrauchs) würde die Umlage in Deutschland im Jahr 2015 bei etwa 4,3 Ct/kWh liegen. Für privilegierte Unternehmen würde damit der Strombezug über 4 Ct/kWh teurer werden. Für alle anderen Verbraucher würden die Strombezugskosten um 1,3 Ct/kWh sinken.

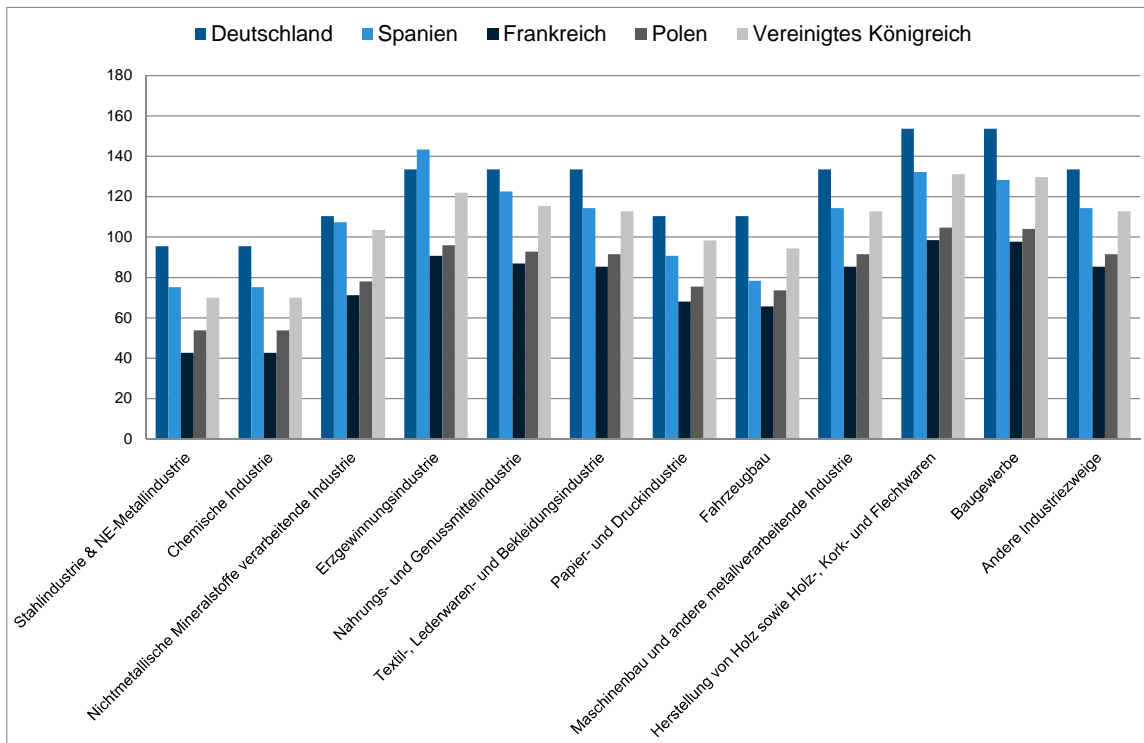
Im betrachteten Fall C würde die EEG-Umlage für die Haushaltskunden stark steigen. In Deutschland müsste die EEG-Umlage im Jahr 2015 bei etwa 15 Ct/kWh. Im Gegenzug würden alle anderen Stromverbraucher vom Wegfall der Umlage profitieren. In den anderen betrachteten Ländern (außer Spanien) wäre eine solche Wälzungsvariante (zumindest aufgrund der niedrigeren umzulegenden Kosten) zumindest vorstellbar. So würden die Kosten in Frankreich und UK bei einer reinen Finanzierung durch die Privathaushalte im Bereich von 2 bis 3 Ct/kWh liegen.

Abbildung 20: Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante A für das Jahr 2015 in €₂₀₁₄/MWh



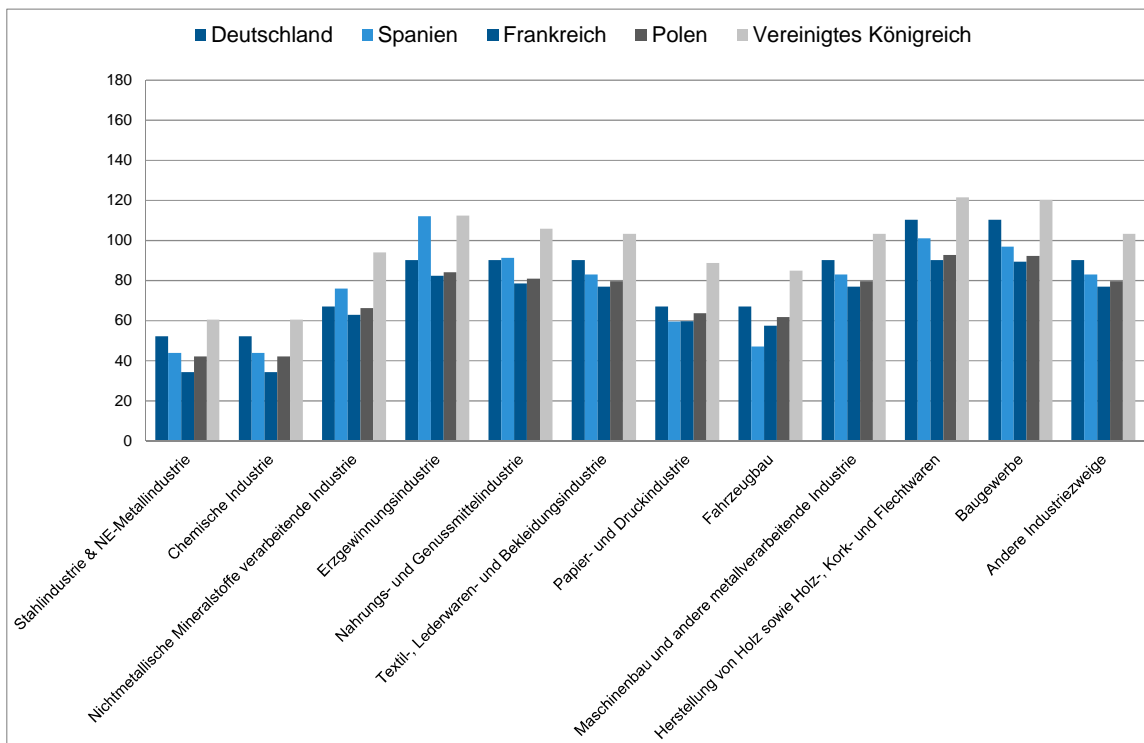
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 21: Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante B für das Jahr 2015 in €₂₀₁₄/MWh



Quelle: Prognos 2015

Abbildung 22: Endkundenstrompreise Industrie nach Umlagevariante C für das Jahr 2015 in €₂₀₁₄/MWh



Quelle: Prognos 2015

Tabelle 6: Erneuerbaren-Umlage A und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in €₂₀₁₄/MWh

	Deutschland		Frankreich		Polen		Spanien		Vereinigtes Königreich	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
EE-Umlage Variante A	55,8	54,1	9,7	24,0	14,8	18,0	38,0	37,4	10,8	34,4
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	57	85	35	65	44	77	48	68	62	80
Chemische Industrie	57	85	35	65	44	77	48	68	62	80
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	75	106	65	96	69	103	84	104	96	117
Erzgewinnungsindustrie	99	133	84	116	87	121	120	140	115	135
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	124	157	85	124	91	126	118	138	113	146
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	138	170	86	127	93	129	117	137	113	150
Papier- und Druckindustrie	95	125	66	103	73	107	82	103	95	125
Fahrzeugbau	115	144	66	108	75	111	81	101	95	132
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	138	170	86	127	93	129	117	137	113	150
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	158	193	99	140	106	142	135	155	131	168
Baugewerbe	166	201	99	142	107	143	135	155	131	170
Andere Industriezweige	138	170	86	127	93	129	117	137	113	150
Private Haushalte	222	255	130	173	127	163	186	206	162	201
GHD	197	230	109	152	124	160	151	171	125	165

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 7: Erneuerbaren-Umlage B und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in €₂₀₁₄/MWh

	Deutschland		Frankreich		Polen		Spanien		Vereinigtes Königreich	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
EE-Umlage Variante B	43,3	41,4	8,2	20,3	11,7	13,9	31,2	30,7	9,4	30,1
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	95	122	43	83	54	89	75	95	70	106
Chemische Industrie	95	122	43	83	54	89	75	95	70	106
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	110	140	71	112	78	113	107	127	103	140
Erzgewinnungsindustrie	134	166	91	131	96	131	143	163	122	158
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	134	166	87	127	93	128	123	143	115	152
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	134	166	85	126	92	126	114	134	113	149
Papier- und Druckindustrie	110	140	68	109	75	110	91	111	98	135
Fahrzeugbau	110	140	66	106	74	109	78	98	94	131
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	134	166	85	126	92	126	114	134	113	149
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	154	188	99	139	105	140	132	152	131	167
Baugewerbe	154	188	98	138	104	139	128	148	130	166
Andere Industriezweige	134	166	85	126	92	126	114	134	113	149
Private Haushalte	209	242	129	169	124	159	179	200	161	197
GHD	185	217	108	148	121	156	144	164	124	160

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 8: Erneuerbaren-Umlage C und sich damit ergebende Endkundenstrompreise im Jahr 2015 und 2030 in €₂₀₁₄/MWh

	Deutschland		Frankreich		Polen		Spanien		Vereinigtes Königreich	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
EE-Umlage Variante C	153,3	167,9	22,4	58,8	48,7	67,1	94,3	103,1	25,5	86,8
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	52	81	34	63	42	75	44	65	61	76
Chemische Industrie	52	81	34	63	42	75	44	65	61	76
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	67	98	63	91	66	99	76	97	94	110
Erzgewinnungsindustrie	90	124	82	111	84	117	112	133	112	128
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	90	124	79	107	81	114	91	112	106	122
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	90	124	77	105	80	113	83	104	103	119
Papier- und Druckindustrie	67	98	60	88	64	97	60	80	89	105
Fahrzeugbau	67	98	57	86	62	95	47	68	85	101
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	90	124	77	105	80	113	83	104	103	119
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	110	147	90	119	93	126	101	122	122	137
Baugewerbe	110	147	90	118	92	125	97	118	120	136
Andere Industriezweige	90	124	77	105	80	113	83	104	103	119
Private Haushalte	319	369	143	208	161	212	242	272	177	254
GHD	141	176	99	128	110	142	113	134	114	130

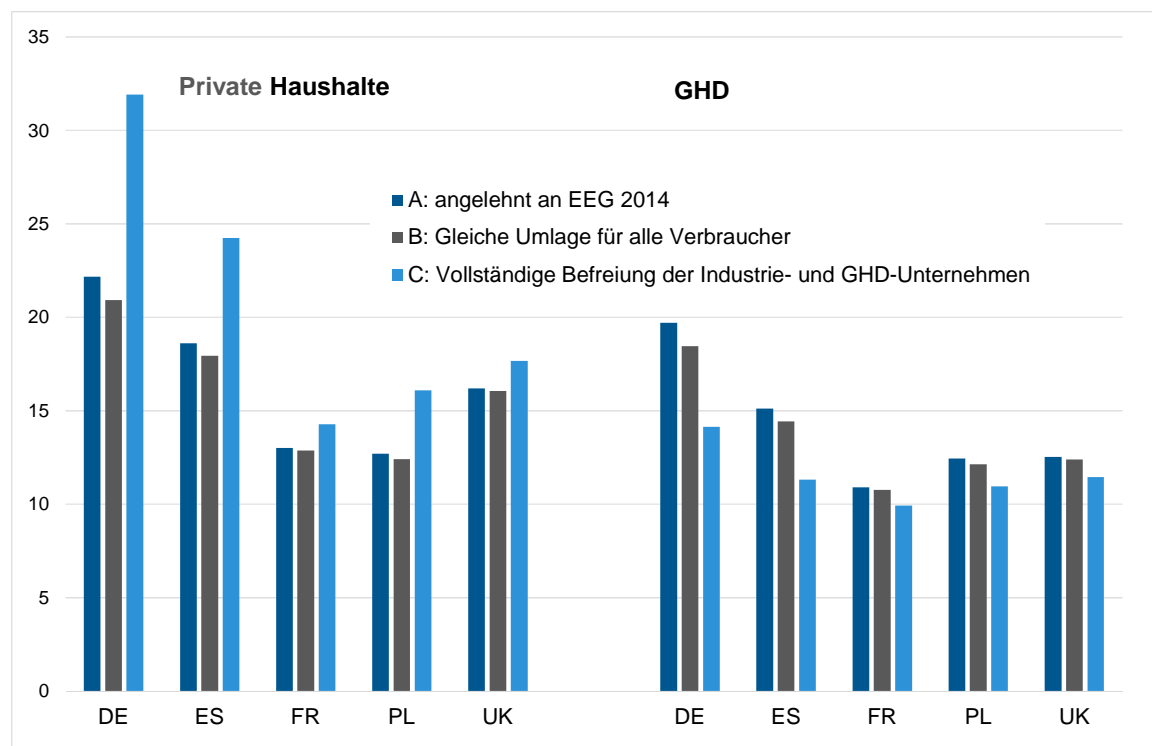
Quelle: Prognos 2015

4.6 FAZIT ZU DEN ENDKUNDENSTROMPREISEN

Abbildung 23 stellt die Endkundenpreise für private Haushalte und den GHD-Sektor im Jahr 2015 für die drei Umlagevarianten im Vergleich dar. Diese Preise sind ohne Mehrwertsteuer. Je größer die umzulegenden Differenzkosten sind (vgl. Abschnitt 4.4), desto stärker schwanken die Endkundenpreise zwischen den drei Varianten. Besonders deutlich wird dies bei den **privaten Haushalten** in Variante C in Deutschland und Spanien. Die EE-Umlage beträgt in Fall C in diesen Ländern 15,3 Ct/kWh bzw. 9,4 Ct/kWh und macht damit knapp die Hälfte bzw. über ein Drittel des gesamten Endkundenpreises aus. In den anderen drei Ländern ist Fall C ebenfalls der teuerste für die privaten Haushalte, der Effekt ist aber deutlich geringer.

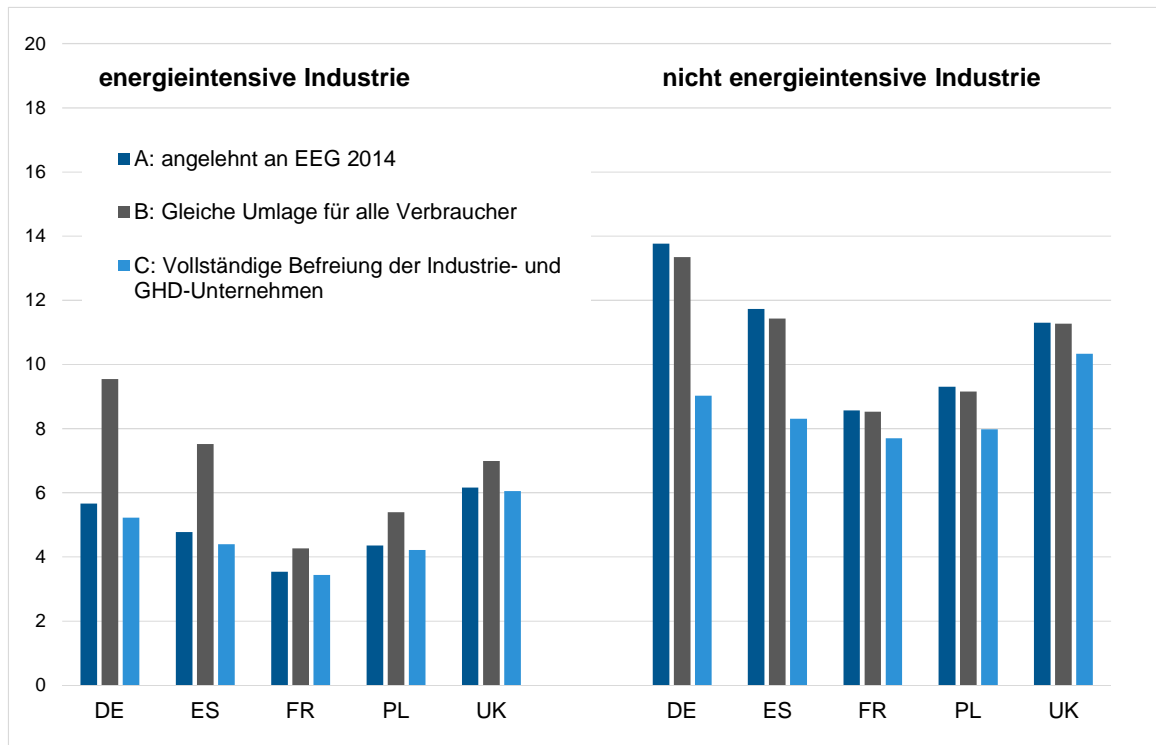
Die Unterschiede zwischen Variante A und Variante B, in der alle Verbraucher die gleiche Umlage zahlen, ist dagegen sowohl für private Haushalte als auch für den **GHD-Sektor** gering. Sie liegen für alle Länder in einer Größenordnung von 1 bis 2 Ct/kWh. Dieser Unterschied ist so gering, da sich die durch die energieintensive Industrie zusätzlich gezahlte Umlage auf viele Endverbraucher verteilt. Im Fall C würden Kunden aus dem GHD-Sektor in Deutschland und Spanien deutlich von der Befreiung profitieren. In den anderen drei Ländern ist dieser Effekt ebenfalls wieder geringer durch die geringeren Differenzkosten.

Abbildung 23: Vergleich der Endkundenstrompreise private Haushalte und GHD für die drei Umlagevarianten im Jahr 2015 in Ct/kWh (ohne MwSt.)



Quelle: Prognos 2015

Abbildung 24: Vergleich der Endkundenstrompreise Industrie für die drei Umlagevarianten im Jahr 2015 in Ct/kWh (ohne MwSt.)



Quelle: Prognos 2015

Für die Endkundenpreise der Industrie werden exemplarisch die Preise der energieintensiven Industrie (Stahl- und chemische Industrie) und der nicht energieintensiven Industrie (hier Maschinenbau, andere Industrien) dargestellt (vgl. Abbildung 24). Einige Branchen sind heterogener in der Zusammensetzung aus energieintensiven und nicht energieintensiven Unternehmen (zum Beispiel die Papierindustrie). Die typischen gemittelten Endkundenpreise für diese Branchen liegen daher zwischen den in Abbildung 24 gezeigten (vgl. auch Tabelle 6 – Tabelle 8). Da **energieintensive Industrien** in den betrachteten Ländern schon zu einem großen Teil von EE-Umlagen befreit sind, ist der Unterschied zu einer vollständigen Befreiung, also zwischen Variante A und C, gering. Dagegen ergäbe eine gleiche Umlage für alle (Variante B) deutlich steigende Endkundenpreise für die energieintensive Industrie. Wiederum ist diese Steigerung in Ländern mit höheren Differenzkosten (Deutschland und Spanien) größer.

Bei der **nicht energieintensiven Industrie** zeigen sich in den drei Varianten dagegen ähnliche Effekte wie im GHD-Sektor. Im Vergleich zu Variante A liegen die Endkundenpreise in Variante B nur leicht niedriger. Eine vollständige Befreiung (Variante C) führt dagegen insbesondere in Deutschland und Spanien zu niedrigeren Preisen. Diese Effekte zeigen sich auch in den folgenden Jahren bis 2030. Durch steigende Differenzkosten wird der Unterschied zwischen den drei Umlagevarianten auch in Frankreich, Polen und dem Vereinigten Königreich deutlicher. Die gesamtwirtschaftlichen Effekte dieser unterschiedlichen Lastenteilungsregeln werden im nächsten Abschnitt untersucht.

5 SEKTORALE UND GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE UNTERSCHIEDLICHER STROMPREISE

Auf Basis der ermittelten Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Struktur des Stromverbrauchs in den betrachteten Ländern wurde im Abschnitt 4.5 ermittelt, wie sich unterschiedliche Umlageschlüssel auf die Endkundenstrompreise auswirken. Die Berechnungen wurden für drei verschiedene Umlageschlüssel durchgeführt:

- A: Ähnlich EEG 2014 Deutschland (Teilweise Privilegierung für die stromkostenintensive Industrie)
- B: Gleiche Umlage für alle Verbraucher (keine Ausnahmeregeln)
- C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

Diese Umlageschlüssel werden im Folgenden gemäß Tabelle 9 unterschiedlich kombiniert und die gesamtwirtschaftlichen Effekte mit dem Modell GINFORS-E (siehe Abschnitt 7.2) berechnet. Die Ergebnisse der Szenarien 1 bis 4 werden als Differenzen gegenüber dem Referenzszenario ausgewiesen. Da sich die Modellsimulationen nur durch die Strompreise unterscheiden, die im Abschnitt 4.5 beschrieben sind, lassen sich die Unterschiede zwischen den Modellergebnissen als Wirkungen der unterschiedlichen Strompreise im Modellrahmen interpretieren.

Tabelle 9: Unterschiedliche Umlageschlüssel in einzelnen Ländern in den Szenarien

	DE	FR, PL, UK, ES	Alle übrigen Länder
Referenz	A	A	-
Szenario 1: Wegfall der Privilegierung in DE	B	A	-
Szenario 2: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in DE	C	A	-
Szenario 3: Wegfall der Privilegierung	B	B	-
Szenario 4: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen	C	C	-

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass die stromkostenintensive Industrie wie derzeit in Deutschland nach EEG 2014 teilweise privilegiert wird. Für Frankreich, Polen, Spanien und das Vereinigte Königreich wird von einer ähnlichen Regelung wie in Deutschland ausgegangen (vgl. Abschnitt 4.5). Für alle übrigen Länder werden keine spezifischen Umlageschlüssel betrachtet. Die Strompreise werden für den Rest der Welt in allen Szenarien einheitlich bestimmt.

5.1 SZENARIO 1 “WEGFALL DER PRIVILEGIERUNG IN DEUTSCHLAND”

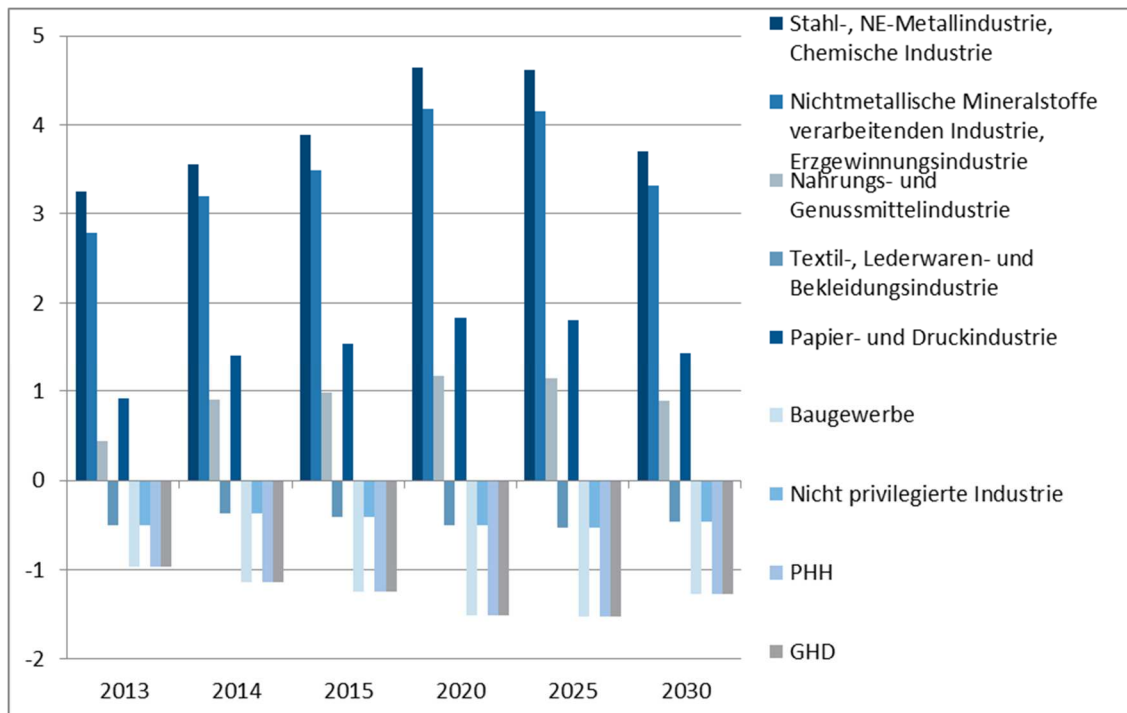
Im Szenario “Wegfall der Privilegierung in Deutschland” zahlen alle Stromverbraucher in Deutschland die gleiche Umlage pro kWh. Die derzeit gültigen Privilegierungen für stromkostenintensive Unternehmen in Deutschland fallen weg. Die bislang nicht begünstigten Privathaushalte und der GHD-Sektor sowie Teile der Industrie werden bei den Strompreisen gegenüber der Referenz entlastet.

Die stromkostenintensive Industrie in Frankreich, Polen, Spanien und dem Vereinigten Königreich wird weiter privilegiert und die Privathaushalte und der Sektor GHD sind in diesen Ländern weiterhin nicht begünstigt. Im Vergleich zum Referenzszenario ändert sich bei den Strompreisen in diesen Ländern nichts.

5.1.1 STROMPREISEFFEKTE

In Deutschland steigen die Strompreise für die bislang privilegierte Industrie an. Die Chemische Industrie, die Stahl- und die NE-Metallindustrie zahlen um bis zu 4,64 Ct/kWh höhere Strompreise (siehe Abbildung 25). Die Erzgewinnungsindustrie und die Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie (Hersteller von Glas und Keramik) sehen sich Strompreiserhöhungen von bis zu 4,17 Ct/kWh gegenüber. Weniger stark steigen die Strompreise für die Papier- und Druckindustrie (1,83 Ct/kWh) und die Nahrungsmittellindustrie (1,17 Ct/kWh).

Abbildung 25: Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in Deutschland im Szenario “Wegfall der Privilegierung in Deutschland” im Vergleich zur Referenz, 2013-2030, in Ct/kWh



Quelle: Prognos 2015

Für die bislang nicht privilegierte Industrie reduziert sich der Strompreis um bis zu 0,53 Ct/kWh. Für die privaten Haushalte, den GHD-Sektor und im Baugewerbe liegt der Strompreis um 1,53 Ct/kWh im Jahr 2020 niedriger (siehe Abbildung 25).

Bis zum Jahr 2023 nehmen die Strompreisdifferenzen im Vergleich zur Referenz zunächst zu, da die Umlage für erneuerbare Energien ansteigt. Danach ist die Umlage geringer und damit auch die Strompreisdifferenzen.

5.1.2 PRODUKTIONSPREISEFFEKTE

In GINFORS_E wird davon ausgegangen, dass sich steigende Kosten durch höhere Strompreise in den Produktionspreisen widerspiegeln. Die Unternehmen betreiben Aufschlagskalkulation auf ihre Stückkosten. Je nach Wettbewerbssituation überwälzen sie die gestiegenen Kosten an die Verbraucher und/oder passen ihre Gewinnmarge an (siehe Modellbeschreibung im Abschnitt 7.2).

Für die stromintensive Industrie steigen durch die höheren Strompreise die Stückkosten und damit die Produktionspreise stark an. Für die NE-Metallindustrie ist der Stückkostenaufschlag mit 4,3 % am größten. Für die Eisen- und Stahlerzeuger fällt er mit 3,2 % etwas kleiner aus. In der Chemischen Industrie erhöht sich der Produktionspreis um 2,3 % und um 2 % bei der Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie (Hersteller von Glas und Keramik). Grundsätzlich gilt, dass der Stückkostenaufschlag umso größer ist, je höher der Strompreis und die Stromintensität in den Industrien sind.

Mit geringerer EE-Umlage nach 2025 und vor allem steigenden Großhandelspreisen für Strom werden die Produktionspreiseffekte im Zeitablauf geringer, sind aber auch im Jahr 2030 noch positiv.

Auch Branchen, die nicht direkt von höheren Strompreisen betroffen sind, sehen sich höheren Produktionskosten gegenüber. In der gesamten Volkswirtschaft steigt infolge der höheren Strompreise das Preisniveau leicht an. Der Maschinenbau beispielsweise hat zwar leicht niedrigere Strompreise in Höhe von bis zu 0,53 Ct/kWh, die sich in niedrigeren Stückkosten widerspiegeln. Dieser Preisvorteil wird aber durch teurere Vorleistungsgüter wie zum Beispiel Metallerzeugnisse überkompensiert. Es zeigt sich, dass nicht nur direkte, sondern auch indirekte Stromkosteneffekte von Bedeutung sind.

Der GHD-Sektor und die bislang nicht privilegierten Industrien profitieren von geringeren Strompreisen und damit auch niedrigeren Produktionspreisen.

5.1.3 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die niedrigeren deutschen Exporte sind zentraler Treiber für den Rückgang beim Bruttoinlandsprodukt (BIP). Im Jahr 2020 ist das BIP um 13,4 Mrd. € bzw. 0,5 % niedriger als in der Referenz (siehe Tabelle 10). Der relative Zuwachs der Importe verstärkt den BIP-Effekt. Importe werden im Vergleich zu inländisch hergestellten Waren günstiger und stromintensiv produzierte Güter werden entsprechend teilweise durch importierte Güter ersetzt. Auch Investitionen werden in geringerem Umfang (0,27 %) getätigt.

Der Konsum der privaten Haushalte ist im Vergleich zum Referenzszenario etwas geringer. Die Haushalte profitieren zwar von geringeren Strompreisen und damit niedrigeren Stromkosten (bis zu 1,9 Mrd. €), die sie annahmegemäß für andere Konsumgüter verwenden. Aber das verfügbare Einkommen über alle Haushalte ist bei weniger Beschäftigung niedriger und reduziert die Konsummöglichkeiten. Insgesamt ist der private Konsum gegenüber der Referenz um 2,9 Mrd. € bzw. 0,2 % geringer.

Die Beschäftigung liegt im Jahr 2020 gesamtwirtschaftlich um ca. 50.000 Personen (0,12 %) niedriger als in der Referenz. Die Beschäftigungsdifferenz ist prozentual geringer als der Produktionsrückgang. Ökonometrische Schätzungen zeigen, dass der Zusammenhang zwischen Produktion und Beschäftigung zwischen 0,3 und 0,5 liegt. Änderungen in der Produktion spiegeln sich demzufolge nicht exakt in Beschäftigungseffekten wider.

Tabelle 10: Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Wegfall der Privilegierung in Deutschland“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %

	DE		FR		ES		PL		UK	
	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %
BIP (Mrd. €)	-13,37	-0,50	-0,45	-0,02	-0,18	-0,02	-0,68	-0,04	-0,25	-0,01
Privater Konsum (Mrd. €)	-2,86	-0,20	-0,21	-0,02	-0,09	-0,02	-0,28	-0,03	-0,12	-0,01
Staatskonsum (Mrd. €)	-2,26	-0,46	-0,07	-0,01	-0,02	-0,01	-0,09	-0,03	-0,05	-0,01
Investitionen (Mrd. €)	-1,18	-0,27	-0,12	-0,03	-0,03	-0,02	-0,12	-0,04	-0,03	-0,01
Exporte (Mrd. €)	-13,76	-0,83	-0,52	-0,08	-0,24	-0,07	-0,83	-0,12	-0,23	-0,04
Importe (Mrd. €)	-6,73	-0,48	-0,47	-0,07	-0,20	-0,07	-0,64	-0,09	-0,18	-0,03
Beschäftigung (1.000)	-49,96	-0,12	-0,75	-0,00	-0,74	-0,00	-2,16	-0,01	-1,90	-0,01
Lohnsumme (€ pro Jahr)	-60,64	-0,15	-13,2	-0,04	-5,88	-0,02	-9,90	-0,02	-18,2	-0,05

Quelle: GWS 2015

5.1.4 VERGLEICH MIT ANDEREN STUDIEN

In GWS, Ecofys, Fraunhofer ISI (2015) wurden die Wirkungen eines Wegfalls der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für handels- und stromintensive Unternehmen im Rahmen des EEG sowie eines Wegfalls aller Privilegien für stromintensive Unternehmen mit dem Modell GINFORS_E untersucht. Die Effekte sind in ihrer Wirkungsrichtung vergleichbar. Höhere Strompreise für stromintensive Branchen wirken demnach gesamtwirt-

schaftlich negativ. Allerdings ist die Struktur der Strompreisänderungen zwischen den Studien deutlich unterschiedlich, sodass Vergleiche im Detail schwierig sind. GWS Ecofys, Fraunhofer ISI (2015) nehmen insbesondere für die Chemische Industrie und die Stahlindustrie geringere Strompreisdifferenzen an, was entsprechend auch zu etwas geringeren (negativen) gesamtwirtschaftlichen Wirkungen eines Szenarios führt, in dem Privilegien für stromintensive Industrien wegfallen.

5.1.5 EFFEKTE FÜR ANDERE LÄNDER

Die anderen betrachteten europäischen Länder können zwar bei einzelnen stromintensiven Produkten leicht Handelsanteile von Deutschland gewinnen. Da zugleich aber die deutschen Importe deutlich zurückgehen, was niedrigere Exporte dieser Länder bedeutet, profitieren die Länder insgesamt nicht vom Verlust deutscher Weltmarktanteile. Die Länder stehen aufgrund der engen Verflechtung in einem Produktions- und Konsumverbund.

5.2 SZENARIO 2 “VOLLSTÄNDIGE BEFREIUNG DER INDUSTRIE- UND GHD-UNTERNEHMEN IN DEUTSCHLAND ”

Im Szenario “Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland” steigt der Haushaltsstrompreis durch die höhere EE-Umlage gegenüber dem Referenzszenario drastisch an. Die deutschen Industrie- und GHD-Unternehmen werden vollständig von der Umlage befreit. Diese profitieren von niedrigeren Strompreisen.

Die stromkostenintensive Industrie in Frankreich, Polen, Spanien und im Vereinigten Königreich wird weiter privilegiert. Privathaushalte und der GHD-Sektor zahlen weiterhin die Umlage. Im Vergleich zum Referenzszenario ändert sich in diesen Ländern nichts.

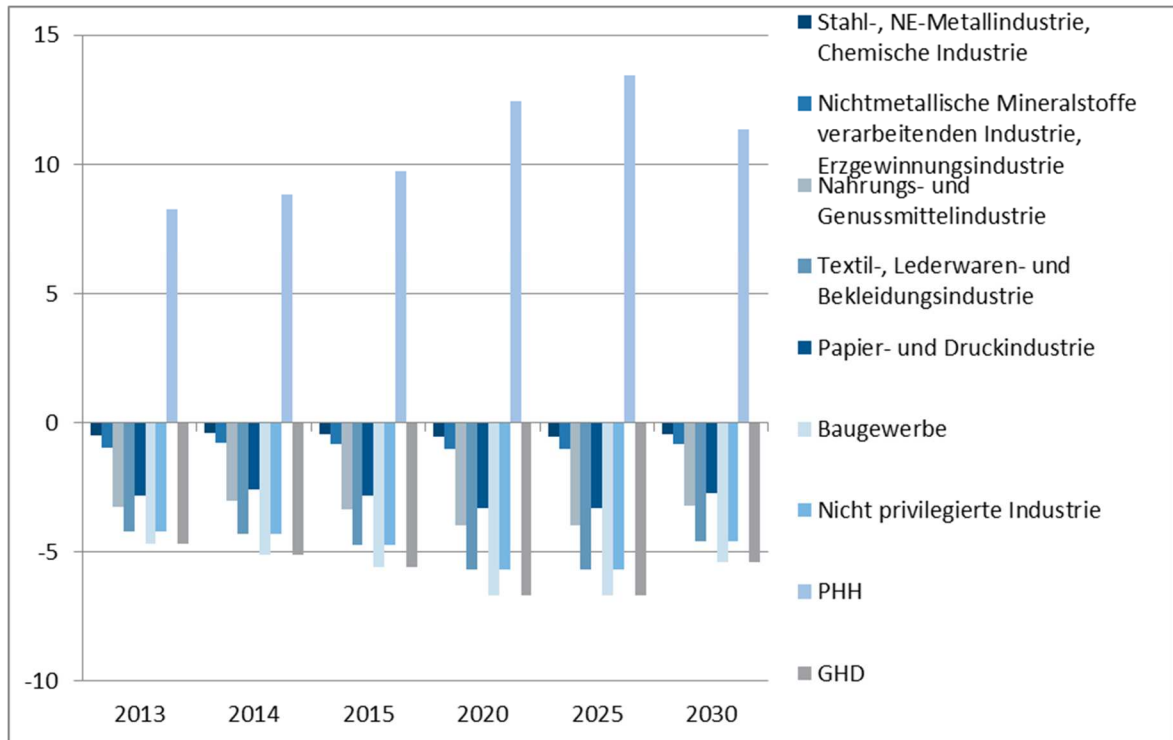
5.2.1 STROMPREISEFFEKTE

Die vollständige Entlastung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland führt zu einem niedrigeren Strompreis des GHD-Sektors und des Baugewerbes von bis zu 6,68 Ct/kWh im Jahr 2023. Den größten Rückgang im Industriesektor verzeichnen bislang nicht privilegierte Industrien und nur im geringen Umfang begünstigte Industrien wie zum Beispiel die Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie oder der Fahrzeug- und Maschinenbau. Der Strompreis liegt um bis zu 5,68 Ct/kWh niedriger als im Referenzszenario (siehe Abbildung 26).

Für die privilegierte Industrie ist die Entlastungswirkung geringer. Die Stahl-, NE-Metallindustrie und die Chemische Industrie zahlen einem um 0,53 Ct/kWh geringeren Strompreis und die Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie (Hersteller von Glas und Keramik) 1,0 Ct/kWh weniger.

Die vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen führt durch die höhere EE-Umlage zu stark steigenden Haushaltsstrompreisen von bis zu 13,45 Ct/kWh gegenüber der Referenz im Jahr 2025.

Abbildung 26: Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in Deutschland im Szenario "Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland" im Vergleich zur Referenz, 2013-2030, in Ct/kWh



Quelle: Prognos 2015

Nach dem Jahr 2025 schwächen sich die Wirkungen auf den Strompreis ab, weil die EE-Umlage im Zeitverlauf geringer wird.

5.2.2 PRODUKTIONSPREISEFFEKTE

Für alle Industrien und den GHD-Sektor wirken geringere Strompreise positiv auf die Kostensituation in den Unternehmen. Die Produktionspreise sinken. Je größer die nach EEG 2014 geltenden Ausnahmeregelungen sind, desto kleiner fällt die Strompreisdifferenz aus. Der Effekt ist in der Textil-, Lederwaren-, Bekleidungsindustrie und der Holzverarbeitenden Industrie mit 2,06 % bzw. 1,66 % am stärksten. Je geringer die Stromintensität in den Branchen ist, desto kleiner fällt bei gleichen Strompreisimpulsen der Produktionspreiseffekt aus. In der NE-Metallindustrie macht der Strompreiseffekt nur etwa ein Zehntel (0,53 Ct/kWh) aus verglichen mit der Holzverarbeitenden Industrie (5,68 Ct/kWh). Der Produktionspreiseffekt ist mit 1,1 % durch die höhere Stromintensität aber relativ stärker.

5.2.3 EXPORT- UND PRODUKTIONSEFFEKTE

Die niedrigeren Produktionspreise wirken positiv auf die preisliche Wettbewerbsfähigkeit. Wichtige Exportgüter Deutschlands wie Fahrzeuge, Papiererzeugnisse, chemische Er-

zeugnisse und Metallerzeugnisse werden günstiger und die Nachfrage der Handelspartner nach diesen Gütern steigt. Die höhere Exportnachfrage steigert die inländische Produktion vor allem bei NE-Metallerzeugnissen (3,4 %), Eisen und Stahl (2,06 %) und chemischen Produkten (1,95 %). Insgesamt erhöhen sich die Exporte um 14,8 Mrd. € bzw. 0,9 %.

5.2.4 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die Effekte auf die exportorientierte Industrie und die privaten Haushalte fallen gegensätzlich aus. Die höheren Exporte stützen das BIP in Deutschland, das im Vergleich zur Referenz im Jahr 2020 um 10,4 Mrd. € bzw. 0,4 % höher ist. Der Rückgang der Importe um 5,2 Mrd. € bzw. 0,37 % wirkt ebenfalls positiv auf das BIP (siehe Tabelle 11). Die Investitionen fallen leicht höher aus als in der Referenz.

Der Konsum der privaten Haushalte ist im Vergleich zur Referenz um 12,2 Mrd. € (0,8 %) niedriger. Durch die höheren Stromkosten der Haushalte von bis zu 16,4 Mrd. € können andere Konsumgüter nur in geringerem Umfang als zuvor gekauft werden. Ein Teil des Strompreiseffekts kann durch ein höheres verfügbares Einkommen infolge der höheren Beschäftigung leicht kompensiert werden. Die Beschäftigung steigt gegenüber der Referenz um 28.140 Personen.

Tabelle 11: Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %

	DE		FR		ES		PL		UK	
	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %
BIP (Mrd. €)	10,41	0,39	-0,57	-0,03	-0,36	-0,05	-1,37	-0,09	-0,49	-0,03
Privater Konsum (Mrd. €)	-12,19	-0,83	-0,30	-0,03	-0,20	-0,05	-0,73	-0,08	-0,28	-0,03
Staatskonsum (Mrd. €)	1,73	0,35	-0,07	-0,01	-0,03	-0,02	-0,18	-0,07	-0,06	-0,02
Investitionen (Mrd. €)	0,88	0,20	-0,20	-0,05	-0,08	-0,06	-0,32	-0,09	-0,08	-0,03
Exporte (Mrd. €)	14,76	0,89	-0,50	-0,08	-0,33	-0,10	-1,32	-0,19	-0,37	-0,06
Importe (Mrd. €)	-5,23	-0,37	-0,49	-0,07	-0,28	-0,09	-1,16	-0,17	-0,29	-0,05
Beschäftigung (1.000)	28,14	0,07	-0,78	-0,00	-1,47	-0,01	-2,75	-0,02	-2,88	-0,01
Lohnsumme (€ pro Jahr)	-25,21	-0,06	-20,3	-0,05	-13,7	-0,05	-33,6	-0,07	-23,9	-0,06

Quelle: GWS 2015

5.2.5 EFFEKTE FÜR ANDERE LÄNDER

Für die anderen Länder bedeutet der preisliche Wettbewerbsvorteil Deutschlands eine Verschlechterung ihrer eigenen Wettbewerbsposition. Im Vergleich zu Deutschland steigen ihre Ex- und Importpreise relativ zu den deutschen Preisen an, trotz unveränderter Strompreise im eigenen Land. Diese Länder verlieren in geringem Umfang Handelsanteile. Damit sind mit geringeren Importen Deutschlands auch die Exporte der betrachteten europäischen Länder niedriger, was zu ganz leicht negativen Effekten beim BIP führt.

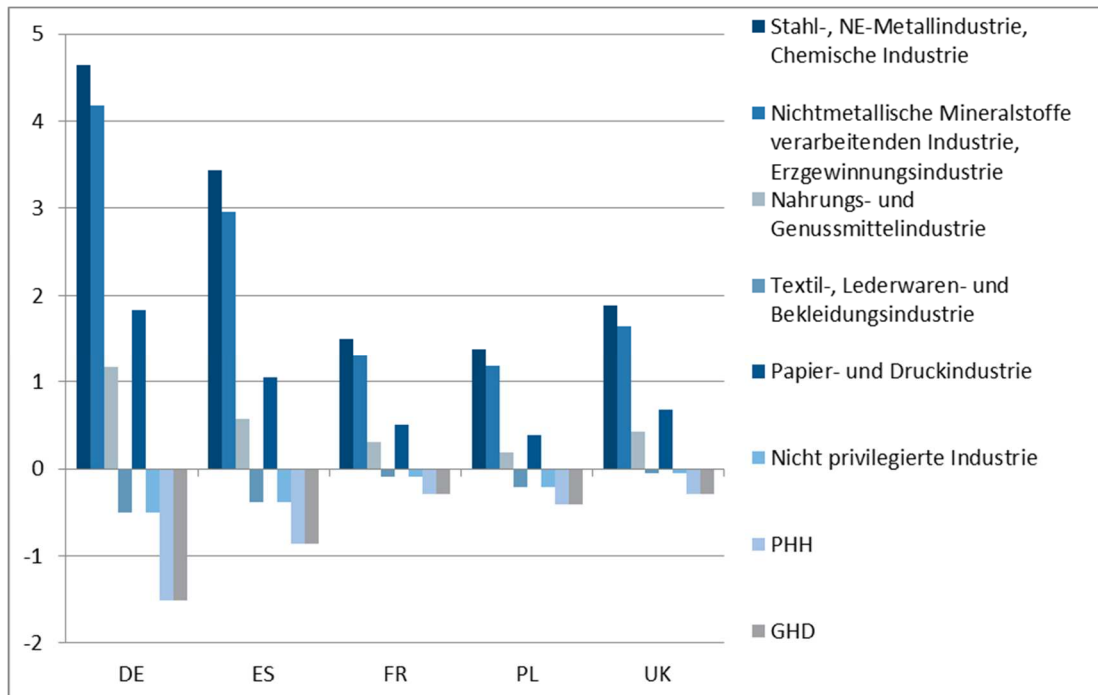
5.3 SZENARIO 3 “WEGFALL DER PRIVILEGIERUNG”

Im Szenario “Wegfall der Privilegierung” wird die stromkostenintensive Industrie in Deutschland und auch in Frankreich, Polen, Spanien sowie im Vereinigten Königreich nicht mehr entlastet. Alle Stromverbraucher zahlen pro Land die gleiche Umlage. Die bislang nicht privilegierte Industrie, die privaten Haushalte und der GHD-Sektor werden bei den Strompreisen entlastet.

5.3.1 STROMPREISEFFEKTE

Für die bisher privilegierte Industrie sind die Strompreise im Vergleich zur Referenz höher. Für die nicht begünstigte Industrie, den GHD-Sektor und die Privathaushalte sind die Strompreise niedriger.

Abbildung 27: Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in den 5 betrachteten Ländern im Szenario “Wegfall der Privilegierung” im Vergleich zur Referenz, 2020, in Ct/kWh



Quelle: Prognos 2015

Der Be- bzw. Entlastungseffekt ist umso größer, je höher die umzulegenden Differenzkosten sind. Abbildung 27 zeigt, dass für Deutschland die Strompreiseffekte am größten sind, gefolgt von Spanien, dem Vereinigten Königreich, Frankreich und Polen. Für Deutschland sind die Effekte wie in Szenario 1 "Wegfall der Privilegierung in Deutschland" beschrieben (vgl. Abschnitt 5.1). Für die anderen betrachteten europäischen Länder sind die Effekte in der Richtung und Struktur vergleichbar, fallen in der Höhe aber teils deutlich geringer aus. In allen Ländern ist der Belastungseffekt in der Stahl- und NE-Metallerzeugungsindustrie und Chemischen Industrie am größten (ES 3,4 Ct/kWh, UK 1,9 Ct/kWh, FR 1,5 Ct/kWh, PL 1,4 Ct/kWh), gefolgt von der Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie (Hersteller von Glas und Keramik) und der Papierindustrie (siehe Abbildung 27).

5.3.2 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die gestiegenen Strompreise der stromintensiven Industrien erhöhen die Kosten der Unternehmen und je nach Wettbewerbssituation die Absatzpreise. Das belastet die Exporte, die in allen betrachteten Ländern zurückgehen (siehe Tabelle 12). Die Produktion wächst ebenfalls weniger als in der Referenz.

Die Inlandsnachfrage geht auch in allen Ländern zurück, obwohl die privaten Haushalte durch geringere Strompreise entlastet werden. Das bedeutet bei gleichbleibendem Stromverbrauch geringere Stromkosten. Die Entlastungswirkung ist in Deutschland (1,9 Mrd. €) und Spanien (0,7 Mrd. €) am größten, am kleinsten in Polen (0,1 Mrd. €) und im Vereinigten Königreich (0,3 Mrd. €). Der positive Effekt auf den privaten Konsum wird durch den negativen Einkommenseffekt durch die schwächere Wirtschaftsleistung überkompensiert (siehe Tabelle 12), aber auch die Beschäftigung ist niedriger als in der Referenz. Eine Ausnahme bildet Spanien, wo die Abhängigkeit der Arbeitsnachfrage vom Reallohn hoch ist. Dort bleibt der Beschäftigungseffekt nahe null, wobei die Lohnsumme gegenüber der Referenz zurückgeht. Der negative Beschäftigungseffekt zeigt sich demnach nicht in der Veränderung der beschäftigten Personen, sondern in den Lohnzahlungen, die sie erhalten.

Sowohl der Export- als auch der Konsumeffekt wirken negativ auf das BIP, das in allen betrachteten Ländern niedriger ausfällt. Die Investitionen sind bei nachlassender Wirtschaftsleistung in allen Ländern niedriger. Auch der Staatskonsum ist leicht schwächer.

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Strompreisimpulse gehen in die gleiche Richtung. Länderspezifische Gründe führen aber zu unterschiedlichen Größenordnungen. Hier sind neben der Offenheit der Volkswirtschaften auch die Wirtschaftsstruktur und die Stromeffizienz der Industrieproduktion Faktoren für unterschiedliche Wirkungen.

Die Bedeutung des Außenhandels – gemessen an der Außenhandelsquote definiert als die Summe der Exporte plus Importe im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt – ist für Deutschland (2010: 91 %) und Polen (2010: 84 %) am größten, deutlich kleiner in Spanien (2010: 68 %), dem Vereinigten Königreich (2010: 62 %) sowie in Frankreich (2010: 55 %). Eine Änderung der Exporte ist bei hoher Abhängigkeit von ausländischen Märkten stärker zu spüren, insbesondere wenn stromintensive Industrien gleichzeitig auch stark auf den

Export ausgerichtet sind. Am stärksten werden von den stromintensiven Produkten chemische Erzeugnisse in den betrachteten europäischen Ländern gehandelt. Spanien exportiert zu 9 % chemische Produkte, Deutschland und Frankreich zu 8 %, das Vereinigte Königreich zu 5 % und Polen zu 4 %. Stahl und NE-Metalle haben einen Anteil von maximal 4 % und Erzeugnisse aus Papier und nichtmetallischen Mineralstoffen unter 2 % an den länderspezifischen Gesamtexporten.

Das Vereinigte Königreich, Spanien und Frankreich sind – gemessen am BIP – am wenigsten von höheren Strompreisen der stromintensiven Industrien betroffen. Im Vereinigten Königreich ist das BIP im Jahr 2020 um 1,15 Mrd. € (0,07 %) niedriger als in der Referenz, in Frankreich um 2,3 Mrd. € (0,12 %) und in Spanien um 2,4 Mrd. € (0,32 %) (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12: Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Wegfall der Privilegierung“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %

	DE		FR		ES		PL		UK	
	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %
BIP (Mrd. €)	-13,86	-0,52	-2,30	-0,12	-2,41	-0,32	-4,14	-0,27	-1,15	-0,07
Privater Konsum (Mrd. €)	-3,00	-0,20	-0,64	-0,06	-0,71	-0,17	-1,98	-0,21	-0,20	-0,02
Staatskonsum (Mrd. €)	-2,34	-0,47	-0,23	-0,05	-0,09	-0,06	-0,55	-0,21	-0,14	-0,04
Investitionen (Mrd. €)	-1,22	-0,27	-0,60	-0,17	-0,66	-0,47	-0,91	-0,26	-0,15	-0,06
Exporte (Mrd. €)	-14,69	-0,89	-2,44	-0,38	-1,73	-0,52	-4,47	-0,66	-1,16	-0,20
Importe (Mrd. €)	-7,42	-0,53	-1,60	-0,24	-0,76	-0,25	-3,76	-0,54	-0,49	-0,08
Beschäftigung (1.000)	-52,52	-0,13	-0,34	-0,00	0,62	0,00	-3,24	-0,02	-3,87	-0,01
Lohnsumme (€ pro Jahr)	-68,31	-0,17	-60,9	-0,16	-108	-0,38	-86,9	-0,17	-44,7	-0,12

Quelle: GWS 2015

In diesen Ländern trägt der Dienstleistungssektor im Vergleich zu Deutschland stärker zum BIP bei. Das BIP wird weniger stromintensiv produziert. Bei ähnlichen Strompreispulsen, Wirtschaftsleistung und Bevölkerungszahl sind die BIP-Effekte in Frankreich leicht stärker als im Vereinigten Königreich, da stromintensive Industrien wie zum Beispiel die Chemische Industrie in Frankreich eine etwas größere Rolle spielen.

Die Industriestruktur spiegelt sich zusammen mit der unterschiedlichen Stromeffizienz auch im Stromverbrauch wider. Deutschland verbraucht mit Abstand den meisten Strom in der Industrie (225 TWh im Jahr 2010), Frankreich 117 TWh, UK 105 TWh, Spanien

83 TWh und Polen nur 42 TWh (siehe auch Tabelle 16 im Anhang). Bezogen auf eine Einheit BIP liegt der Stromverbrauch der Industrie in Deutschland, Spanien und Polen deutlich höher als in Frankreich und dem Vereinigten Königreich. Strompreiserhöhungen in der Industrie wirken in diesen Ländern entsprechend unterschiedlich.

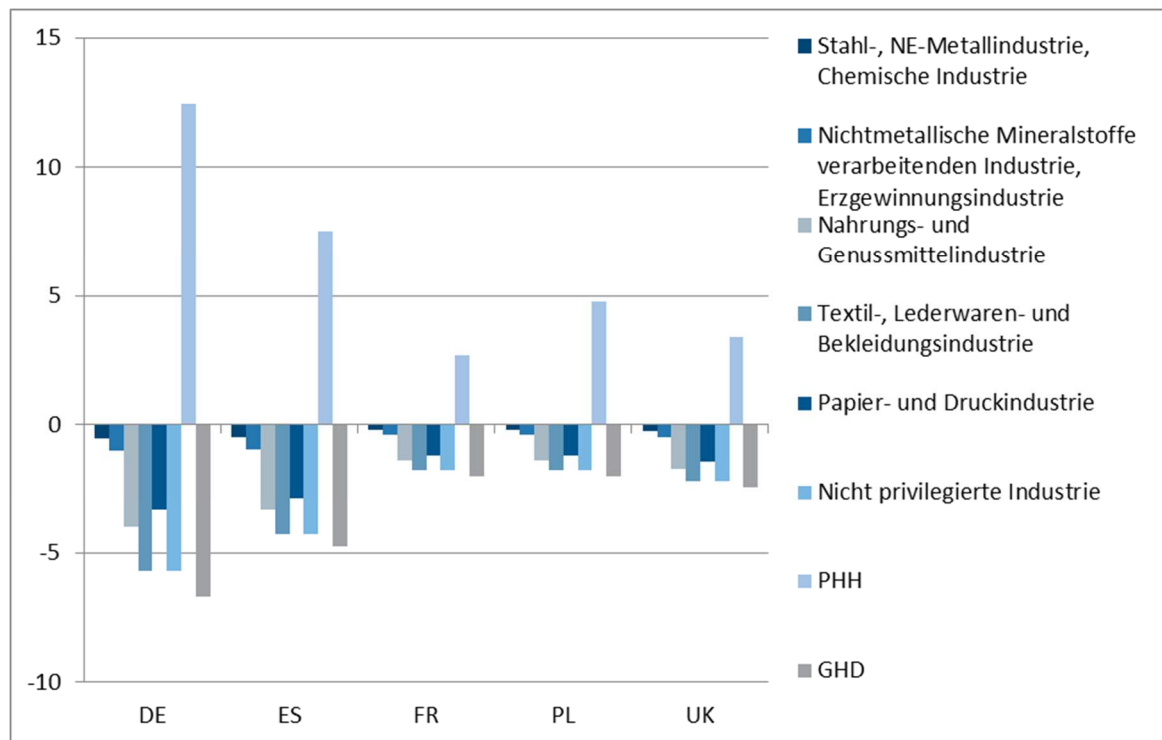
5.4 SZENARIO 4 “VOLLSTÄNDIGE BEFREIUNG DER INDUSTRIE- UND GHD-UNTERNEHMEN“

Im Szenario “Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen” werden die Industrie und GHD-Unternehmen von der Umlage in Deutschland, Frankreich, Polen, Spanien und dem Vereinigten Königreich vollständig befreit. Diese profitieren von niedrigeren Strompreisen. Für alle privaten Haushalte in den genannten Ländern steigt der Strompreis gegenüber dem Referenzszenario dagegen deutlich an.

5.4.1 STROMPREISEFFEKTE

Alle Unternehmen profitieren in diesem Szenario von niedrigeren Strompreisen. Der Entlastungseffekt ist im Ländervergleich in Deutschland am größten, in Frankreich und Polen am kleinsten (siehe Abbildung 28).

Abbildung 28: Strompreisdifferenzen für ausgewählte Branchen in den 5 betrachteten Ländern im Szenario “Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen” im Vergleich zur Referenz, 2020, in Ct/kWh



Quelle: Prognos 2015

Für Deutschland entsprechen die Strompreisdifferenzen dem Abschnitt 5.2. Für die anderen betrachteten europäischen Länder ist festzustellen, dass die Strompreise in bereits

begünstigten Industrien nicht so stark zurückgehen wie für den Sektor GHD und nicht begünstigte Industrien. Die Strompreiseffekte sind umso stärker, je höher die Strompreisdifferenzen sind. So sind in Spanien die Strompreisdifferenzen für den GHD-Sektor mit 4,8 Ct/kWh am größten und am kleinsten in Frankreich und Polen mit 2 Ct/kWh. Für die Chemische Industrie sowie die Stahl- und NE-Metallindustrie fallen die Differenzen in Spanien mit 0,5 Ct/kWh klein aus, sind aber immer noch größer als in Frankreich und Polen mit 0,2 Ct/kWh.

5.4.2 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Im Industrie- und GHD-Sektor senken die geringeren Strompreise den Kostendruck in den Unternehmen. Je größer der Strompreisimpuls und die Stromintensität desto stärker ist der Kosteneffekt. Die Produktionspreise sinken in allen betrachteten Ländern. Der relative Kostenvorteil ist für Deutschland am größten. Die relative preisliche Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen steigt und die Exporte erhöhen sich um 13,2 Mrd. € bzw. 0,8 %. In den anderen Ländern liegen die Exporte auch höher. Der Zuwachs ist aber weniger stark. Frankreich erhöht die Exporte um 2,9 Mrd. €, Spanien und Polen um jeweils 2,8 Mrd. € und das Vereinigte Königreich um 1,85 Mrd. € (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Effekte auf BIP und Komponenten im Szenario „Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen“ im Vergleich zur Referenz, 2020, in angegebenen Einheiten für absolute Differenzen bzw. in %

	DE		FR		ES		PL		UK	
	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %	Δ abs.	Δ in %
BIP (Mrd. €)	9,79	0,37	-1,53	-0,08	-0,36	-0,05	0,32	0,02	-0,69	-0,04
Privater Konsum (Mrd. €)	-12,37	-0,84	-5,06	-0,46	-5,98	-1,45	-1,19	-0,13	-4,32	-0,40
Staatskonsum (Mrd. €)	1,63	0,33	-0,32	-0,07	-0,25	-0,15	0,05	0,02	-0,18	-0,05
Investitionen (Mrd. €)	0,84	0,19	-0,86	-0,24	0,11	0,08	0,07	0,02	-0,10	-0,04
Exporte (Mrd. €)	13,17	0,80	2,87	0,44	2,75	0,82	2,76	0,41	1,85	0,32
Importe (Mrd. €)	-6,51	-0,47	-1,82	-0,27	-3,02	-1,00	1,39	0,20	-2,03	-0,34
Beschäftigung (1.000)	24,77	0,06	-8,74	-0,03	-36,3	-0,21	-5,01	-0,03	-13,1	-0,04
Lohnsumme (€ pro Jahr)	-37,82	-0,10	-105	-0,28	41,07	0,15	-44,4	-0,09	-95,2	-0,25

Quelle: GWS 2015

Der private Konsum geht in allen Ländern im Vergleich zur Referenz zurück. Für private Haushalte erhöhen sich die Stromkosten infolge der Strompreiserhöhung massiv. Andere

Konsumausgaben werden verdrängt. Am stärksten sind die deutschen Haushalte betroffen. Hier steigen die Stromkosten um fast 16 Mrd. € im Jahr 2020. Weitaus geringer ist der Stromkostenanstieg in Spanien (5,8 Mrd. €), Frankreich (4,2 Mrd. €), im Vereinigten Königreich (3,9 Mrd. €) und in Polen (1,4 Mrd. €). Neben den Strompreisimpulsen ist der Stromverbrauch der Haushalte der zweite wichtige Einflussfaktor. In Polen beträgt der Stromverbrauch der Haushalte nur ein Fünftel im Vergleich zum Verbrauch in Deutschland, in Spanien etwa die Hälfte. In Frankreich ist der Stromverbrauch etwas höher, im Vereinigten Königreich etwas niedriger als in Deutschland.

Nur in Deutschland überwiegt der Exporteffekt deutlich den Konsumeffekt. Entsprechend ist das BIP deutlich größer als in der Referenz. Es steigt aber leicht weniger stark an als im Szenario 2, in dem nur der deutsche Industrie- und GHD-Sektor entlastet wurde. Hier zeigt sich der Einfluss niedrigerer Strompreise der anderen Länder, die den preislichen Wettbewerbsvorteil im Vergleich zu Szenario 2 geringfügig schmälern.

Das BIP in Polen ist gegenüber der Referenz beinahe unverändert. Zwar erhöhen sich die Exporte ein wenig, aber auch die Importe steigen etwas und kompensieren gemeinsam mit dem niedrigeren privaten Verbrauch beinahe die Wirkung auf das BIP.

Der Staatskonsum, die Investitionen und die Beschäftigung folgen in allen Ländern weitestgehend der Entwicklung der Wirtschaftsleistung. In Deutschland fällt die Beschäftigung um 24.770 Personen höher aus als in der Referenz, in allen anderen Ländern niedriger, wobei der Effekt in Spanien mit 36.320 Personen am größten ist und im Vereinigten Königreich mit 13.130 Personen niedriger (siehe Tabelle 13).

5.5 FAZIT

Die Ergebnisse im Szenario 1, in dem eine Veränderung der Aufteilung der EE-Umlage nur für Deutschland betrachtet wird, lassen sich zumindest teilweise mit anderen Studien vergleichen. Bruttoinlandsprodukt und Beschäftigung sind bei Abschaffung der Privilegierung stromintensiver Industrien von der EE-Umlage niedriger als in der Referenz, die weitgehend die aktuelle Gesetzeslage abbildet. Eine „vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen in Deutschland“ (Szenario 2) und damit eine vollständige Lastenübertragung auf die privaten Haushalte sind für die Exportwirtschaft und das BIP positiv. Das geht jedoch zu Lasten des privaten Konsums, der durch die noch höheren Energiekosten belastet wird.

Die Fortführung der derzeitigen Regelung im Rahmen der BesAR ist deshalb anderen untersuchten Verteilungen der EEG-Kosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorzuziehen. Zu diesem Ergebnis kommen auch GWS, Ecofys, Fraunhofer ISI (2015) und verschiedene dort kurz ausgewertete Untersuchungen.

Aber auch für die anderen betrachteten europäischen Länder Frankreich, Spanien, Polen und das Vereinigte Königreich ist die aktuelle Umlageregelung in Deutschland nicht von Nachteil. Wenn sie selbst entsprechende Fördermechanismen etablieren, wäre eine dem EEG 2014 entsprechende Privilegierung stromintensiver Branchen wie in Deutschland ei-

ner Aufhebung der Privilegierung und einer einseitigen Belastung nur der privaten Haushalte vorzuziehen. Die für Deutschland beobachteten Wirkungszusammenhänge gelten auch für diese Länder. Allerdings sind die Effekte aufgrund ihrer anderen Industriestruktur und der eher geringeren Abhängigkeit von Industriegüterexporten absolut und relativ kleiner als in Deutschland. Schließlich zeigt sich auch, dass die großen europäischen Volkswirtschaften zwar teilweise miteinander im Wettbewerb bei stromintensiven Gütern stehen, zugleich aber auch ein Abhängigkeitsverhältnis über die jeweiligen Lieferströme besteht.

6 LITERATUR

- ACER, CEER (2014): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, download unter: http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/documents/itre/dv/acer_market_monitoring_report_2014_/acer_market_monitoring_report_2014_en.pdf
- Cambridge Econometrics (2014): E3ME. Technical Manual, Version 6.0, April 2014, download unter: <http://www.camecon.com/EnergyEnvironment/EnergyEnvironmentEurope/ModellingCapability/E3ME/E3MEManual.aspx>
- CEER (2015): Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, download unter: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-SDE-44-03_Status%20Review%20on%20RES%20Support%20Schemes_15-Jan-2015.pdf
- ENTSOE (2014): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030, download unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/140602_SOAF%202014-2030.pdf
- IEA (2013): Energy balances of OECD and non-OECD countries. Paris.
- IEA (2014a): CO₂ emissions from fuel combustion. 2014 edition. Paris
- IEA (2014b): Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency. Paris.
- ISI, TU Vienna, IIT Comillas, Fraunhofer ISE, Prognos AG & ECN (2014): Estimating energy system costs of sectoral RES and EE targets in the context of energy and climate targets for 2030, [zitiert als ISI (2014)], download unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/en/projects/REScost2030-Background-Report-10-2014_clean.pdf
- Lutz, C. & Wiebe, K. S. (2012): Economic impacts of different Post-Kyoto regimes. International Journal of Energy Science 2(4), 163-168.
- Lutz, C., Grave, K., Breitschopf, B., Großmann, A., Flaute, M., von Blücher, F., Hazrat, M., Friedrichsen, N., Arens, M. & Aydemir, A. (2015): Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich. [zitiert als GWS, Ecofys & Fraunhofer ISI (2015)] Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Lutz, C., Meyer, B. & Wolter, M. I. (2010a): The Global Multisector/Multicountry 3E-Model GINFORS. A Description of the Model and a Baseline Forecast for Global Energy Demand and CO₂-Emissions. International Journal of Global Environmental Issues, 10(1-2), pp. 25-45.
- Lutz, C., Wiebe, K. S. & Wünsch, M. (2010b): Ökonomische Analyse alternativer Klimaschutzbeiträge von Staaten im Rahmen eines internationalen Klimaschutzabkommens für die Zeit nach 2012 und deren Auswirkungen auf die Energiewirtschaft und andere Sektoren, Studie im Auftrag des BMWi, Osnabrück.

- Netztransparenz (2015): www.netztransparenz.de, Informationen zur Jahresabrechnung und Berechnung der EEG-Umlage
- OECD (2015): OECD Inter-Country Input-Output (ICIO) Tables, edition 2015, zuletzt abgerufen am 18.11.2015 unter <http://www.oecd.org/sti/ind/input-outputtablesedition2015accesstodata.htm>
- Prognos AG (2011): Entwicklung der Strompreise für ausgewählte gewerbliche Abnahmefälle und Analyse der Energieintensitäten für ausgewählte Branchen, download unter http://www.boeckler.de/pdf_fof/S-2011-484-1-1.pdf
- Prognos AG (2014): Prognos Welt Report 2014 – Gesamtedition, Daten, Fakten und Prognosen für 42 Länder, Basel 2014
- Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES & BHKW Consult (2014): Potenzial -und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, [zitiert als Prognos et al. (2014 b)], download unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/potenzial-und-kosten-nutzen-analyse-zu-den-einsatzmoeglichkeiten-von-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Prognos AG, EWI & GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose [zitiert als Prognos/EWI/GWS 2014)], download unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html>
- Rogge, K. S., Breitschopf, B., Mattes, K., Cantner, U., Graf, H., Herrmann, J., Kalthaus, M., Lutz, C. & Wiebe, K. S. (2015): Grüner Wandel: Erneuerbare Energien, Policy Mix und Innovation - Ergebnisse des GRETCHEN-Projektes zum Einfluss des Policy Mixes auf technologischen und strukturellen Wandel bei erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Deutschland. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Wolter, M. I., Großmann, A., Mönning, A. & Wiebe, K. S. (2014): TINFORGE - Trade for the INterindustry FORecasting GERmany Model. GWS Discussion Paper 14/1, Osnabrück.

7 ANHANG

7.1 TABELLEN ZUR LASTENTEILUNG

Tabelle 14: Volllaststunden der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern bis 2030

Volllaststunden Deutschland					
	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	1.400	1.800	1.800	1.900	2.000
Wind Offshore	4.000	4.000	4.150	4.200	4.250
PV	850	900	920	935	950
Biomasse	5.500	5.000	4.900	4.800	4.750
Wasser	3.875	3.800	3.800	3.800	3.800
Rest	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500

Volllaststunden Frankreich					
	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	1.500	1.750	1.800	1.900	2.000
Wind Offshore	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
PV	1.030	1.050	1.100	1.150	1.200
Biomasse	3.800	3.800	4.200	4.200	4.200
Wasser	2.851	2.500	2.500	2.500	2.500
Rest	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500

Volllaststunden Polen					
	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	2.000	1.900	2.000	2.050	2.100
Wind Offshore	3.400	4.000	4.050	4.050	4.050
PV	800	880	900	920	930
Biomasse	5.000	5.000	4.900	4.800	4.750
Wasser	1.900	3.000	3.000	3.000	3.000
Rest	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500

Volllaststunden Spanien					
	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	2.200	2.300	2.300	2.300	2.300
Wind Offshore	3.500	4.000	4.150	4.200	4.250
PV	1.700	1.800	1.800	1.800	1.800
Biomasse	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Wasser	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Rest	4.000	4.500	4.500	4.500	4.500

Volllaststunden Vereinigtes Königreich					
	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	2.050	2.050	2.100	2.150	2.200
Wind Offshore	2.500	3.500	4.150	4.200	4.250
PV	800	880	910	920	920
Biomasse	3.800	5.000	4.900	4.800	4.750
Wasser	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400
Rest	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 15: Stromgestehungskosten in den betrachteten Ländern bis 2030 in €₂₀₁₄/MWh

Stromgestehungskosten Deutschland in €₂₀₁₄/MWh						
	2000	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	80	79	78	75	72	70
Wind Offshore	0	0	113	112	105	102
PV	528	350	167	144	134	127
Biomasse	91	176	118	118	118	118
Wasser	92	92	92	92	92	92
Rest	124	124	124	124	124	124

Stromgestehungskosten Frankreich in €₂₀₁₄/MWh						
	2000	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	56	56	46	44	43	41
Wind Offshore	0	0	113	112	105	102
PV	760	505	240	173	134	127
Biomasse	63	123	82	83	82	83
Wasser	74	74	74	74	74	74
Rest	124	124	124	124	124	124

Stromgestehungskosten Polen in €₂₀₁₄/MWh						
	2000	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	80	79	66	63	61	59
Wind Offshore	0	0	113	112	105	102
PV	645	428	206	177	165	157
Biomasse	91	150	100	100	100	100
Wasser	92	92	92	92	92	92
Rest	124	124	124	124	124	124

Stromgestehungskosten Spanien in €₂₀₁₄/MWh						
	2000	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	80	79	78	75	72	70
Wind Offshore	0	0	113	112	105	102
PV	509	373	156	118	110	104
Biomasse	91	176	118	118	118	118
Wasser	92	92	92	92	92	92
Rest	124	124	124	124	124	124

Stromgestehungskosten Vereinigtes Königreich in €₂₀₁₄/MWh						
	2000	2010	2015	2020	2025	2030
Wind Onshore	74	73	69	66	64	61
Wind Offshore	0	131	101	100	93	92
PV	644	427	206	177	165	157
Biomasse	82	127	106	106	106	106
Wasser	83	83	83	83	83	83
Rest	124	124	124	124	124	124

Quelle: EEG, Prognos nach ISI 2014

Tabelle 16: Stromverbrauch in den betrachteten Ländern bis 2030 in TWh

Stromverbrauch Deutschland bis 2030 in TWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Private Haushalte	141.700	132.880	126.512	120.118	113.402
GHD	154.075	150.650	150.641	150.096	148.510
Industrie	224.530	221.825	224.043	231.611	227.819
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie	40.738	38.663	39.204	39.664	40.444
Chemische Industrie	52.337	50.344	49.228	50.658	50.083
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	12.234	11.911	11.884	12.173	12.517
Erzgewinnungsindustrie	2.158	1.705	1.618	1.576	1.575
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	17.525	17.605	17.369	16.398	16.652
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	2.482	2.210	2.005	1.967	1.864
Papier- und Druckindustrie	24.297	22.924	22.321	22.062	22.234
Fahrzeugbau	17.838	17.518	17.595	19.103	17.832
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	32.910	37.292	40.864	44.529	40.512
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	4.510	4.185	4.075	4.028	4.059
Baugewerbe	826	805	779	801	768
Andere Industriezweige	16.675	16.663	17.101	18.652	19.280
Verkehr	12.119	13.429	15.548	17.854	20.252
Gesamt	532.424	518.785	516.745	519.679	509.984

Stromverbrauch Frankreich bis 2030 in TWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Private Haushalte	165.738	157.989	156.936	155.338	153.277
GHD	148.374	151.455	153.345	156.423	159.783
Industrie	117.444	109.851	109.252	113.464	114.662
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie	17.685	16.995	16.583	16.621	16.870
Chemische Industrie	27.640	25.286	24.779	26.283	26.977
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	9.174	8.462	8.139	8.288	8.500
Erzgewinnungsindustrie	575	621	618	649	699
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	20.102	19.459	19.540	19.214	20.373
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	1.758	1.515	1.397	1.428	1.416
Papier- und Druckindustrie	9.204	8.177	8.370	8.980	9.848
Fahrzeugbau	7.560	7.123	6.572	6.764	6.051
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	15.936	15.175	16.272	17.735	16.097
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	2.442	2.250	2.303	2.471	2.710
Baugewerbe	2.169	2.025	1.949	2.070	2.052
Andere Industriezweige	3.199	2.762	2.730	2.961	3.068
Verkehr	12.533	13.566	15.414	17.663	20.139
Gesamt	444.089	432.861	434.948	442.887	447.861

Stromverbrauch Polen bis 2030 in TWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Private Haushalte	28.615	28.376	28.395	28.193	27.781
GHD	45.288	45.895	47.205	48.595	49.267
Industrie	41.830	45.352	47.768	53.354	57.883
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie	7.603	8.406	8.973	9.764	10.557
Chemische Industrie	7.567	8.277	7.947	8.461	8.607
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	4.387	4.577	4.979	6.045	7.221
Erzgewinnungsindustrie	2.149	2.044	1.934	1.946	2.012
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	5.087	5.481	5.991	6.437	7.334
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	567	488	486	533	563
Papier- und Druckindustrie	3.658	3.877	4.231	4.851	5.597
Fahrzeugbau	1.746	2.058	2.249	2.725	2.824
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	3.630	4.028	4.419	4.861	4.417
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	1.855	2.037	2.223	2.548	2.940
Baugewerbe	770	727	652	783	855
Andere Industriezweige	2.811	3.352	3.684	4.400	4.957
Verkehr	3.338	3.524	4.223	5.082	5.970
Gesamt	119.071	123.147	127.592	135.224	140.902

Stromverbrauch Spanien bis 2030 in TWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Private Haushalte	75.679	76.696	77.295	77.892	78.231
GHD	92.411	86.290	92.141	99.416	103.701
Industrie	73.490	74.088	79.299	83.462	86.541
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie	22.969	24.239	25.161	25.103	25.061
Chemische Industrie	8.638	8.453	8.604	9.202	9.512
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	7.699	6.935	8.087	8.641	9.297
Erzgewinnungsindustrie	1.211	1.354	1.447	1.494	1.560
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	10.472	9.808	11.185	12.308	14.203
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	2.162	1.827	1.672	1.684	1.629
Papier- und Druckindustrie	3.959	5.219	5.651	6.138	6.714
Fahrzeugbau	2.851	2.792	3.047	3.485	3.406
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	3.826	3.998	4.454	4.816	4.399
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	1.415	1.398	1.513	1.644	1.798
Baugewerbe	2.767	2.655	3.044	3.153	3.090
Andere Industriezweige	5.521	5.409	5.435	5.795	5.873
Verkehr	3.222	4.566	5.214	5.752	6.304
Gesamt	244.802	241.640	253.949	266.523	274.777

Stromverbrauch Vereinigtes Königreich bis 2030 in TWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Private Haushalte	118.836	115.140	115.712	115.903	115.554
GHD	101.390	103.140	109.899	115.709	121.185
Industrie	104.522	96.278	93.071	96.899	97.647
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie	10.568	8.353	8.180	8.401	8.786
Chemische Industrie	18.454	16.601	15.573	16.081	16.155
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	7.266	6.789	6.792	7.342	7.953
Erzgewinnungsindustrie	0	0	0	0	0
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	11.520	11.025	11.065	11.009	11.845
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	3.050	2.718	2.409	2.383	2.297
Papier- und Druckindustrie	10.954	10.397	9.965	10.162	10.674
Fahrzeugbau	5.284	4.988	4.821	5.434	5.255
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	14.309	13.745	13.893	14.671	13.025
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	0	0	0	0	0
Baugewerbe	1.621	1.516	1.492	1.656	1.708
Andere Industriezweige	21.496	20.145	18.882	19.760	19.950
Verkehr	4.076	4.130	4.762	5.412	6.091
Gesamt	328.824	318.688	323.444	333.923	340.478

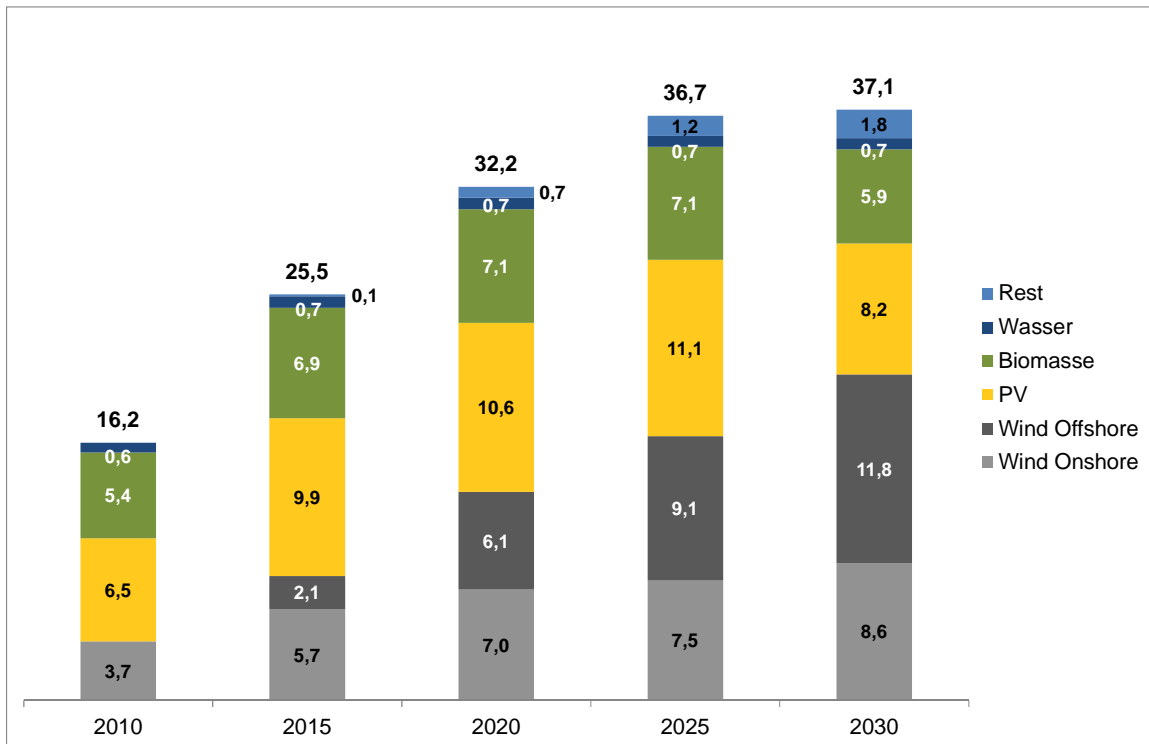
Quelle: Prognos 2015

Tabelle 17: Zuordnung Anteil typischer Strompreise nach Abnahmefall zu Wirtschaftszweigen

	Kleingewerbe, 50 MWh pro Jahr, Niederspann.	KMU, 200 MWh pro Jahr, Niederspann.	KMU, 1.000 MWh pro Jahr, Mittelspann.	Industriebetrieb, 10.000 MWh pro Jahr, Mittelspann.	energie- intensive Industrie, 100.000 MWh pro Jahr, Hochspann.	energie- intensive I., 100.000 MWh pro Jahr, Hochspann., ermäßigte Netzentg.	energie- intensive I., 1.000.000 MWh pro Jahr, Hochspann., ermäßigte Netzentg.	Summe
Stahlindustrie und NE-Metallindustrie				10%	20%	50%	20%	100%
Chemische Industrie				10%	20%	50%	20%	100%
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie			10%	20%	50%	20%		100%
Erzgewinnungsindustrie		10%	20%	50%	20%			100%
Nahrungs- und Genussmittelindustrie		10%	20%	50%	20%			100%
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie		10%	20%	50%	20%			100%
Papier- und Druckindustrie			10%	20%	50%	20%		100%
Fahrzeugbau			10%	20%	50%	20%		100%
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie		10%	20%	50%	20%			100%
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	10%	20%	50%	20%				100%
Baugewerbe	10%	20%	50%	20%				100%
Andere Industriezweige		10%	20%	50%	20%			100%

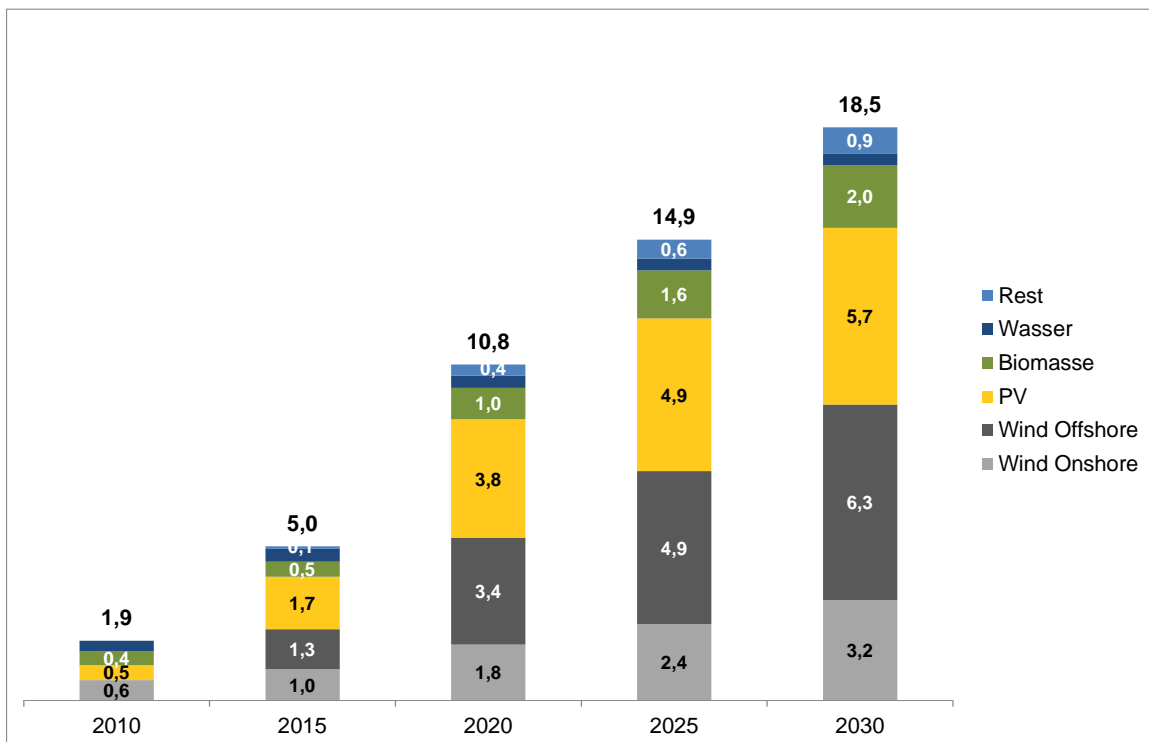
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 29: Deutschland: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



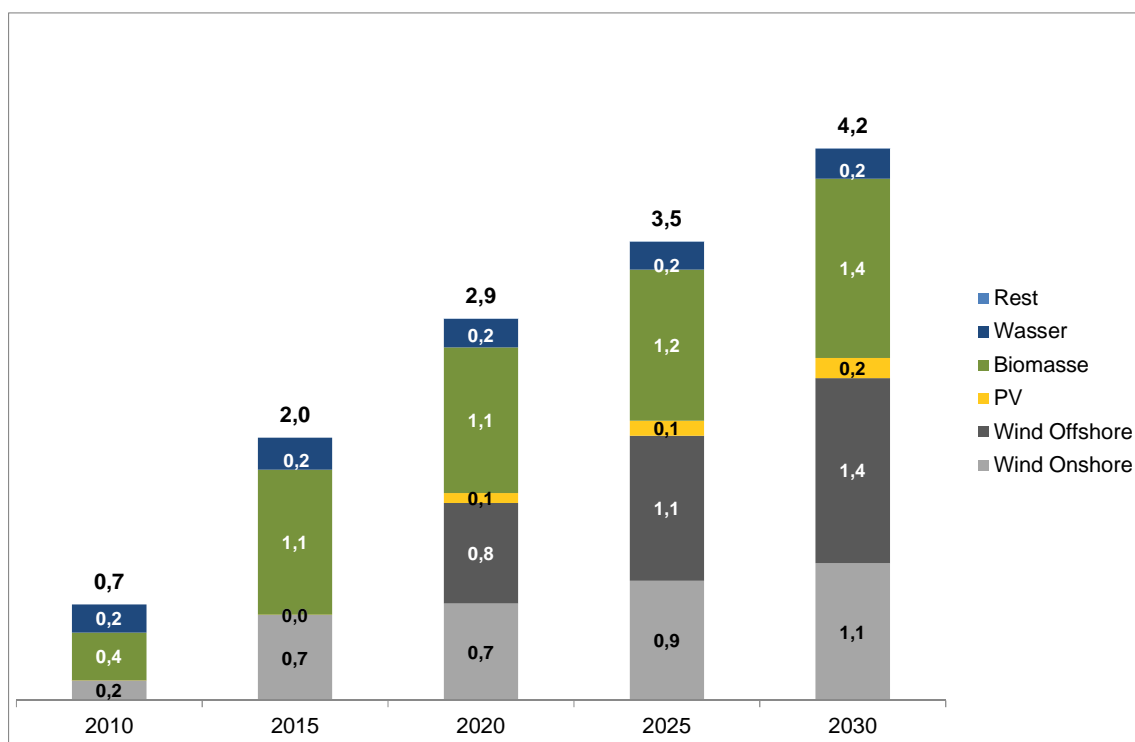
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 30: Frankreich: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



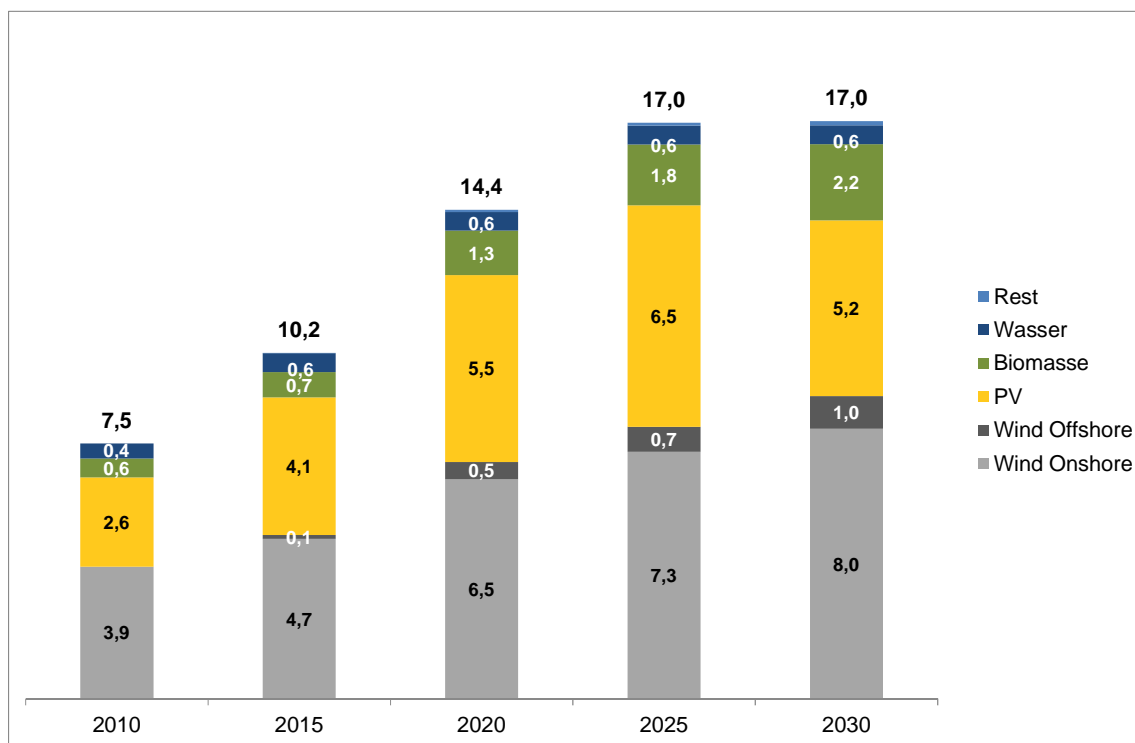
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 31: Polen: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



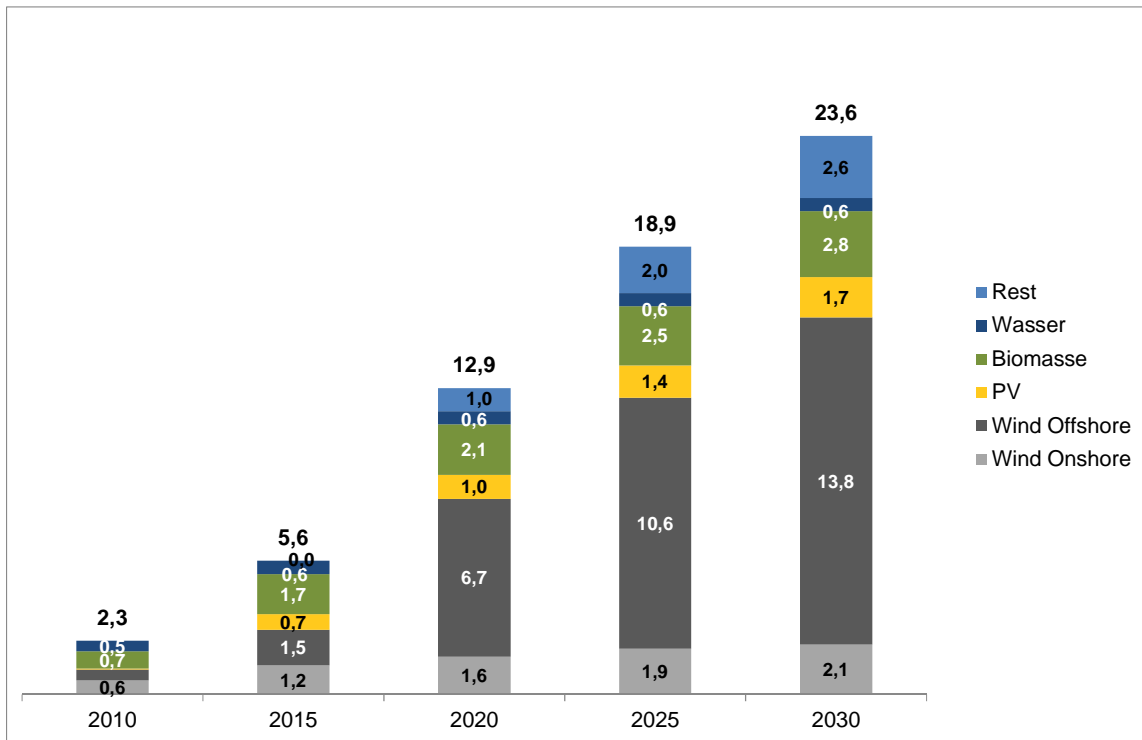
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 32: Spanien: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



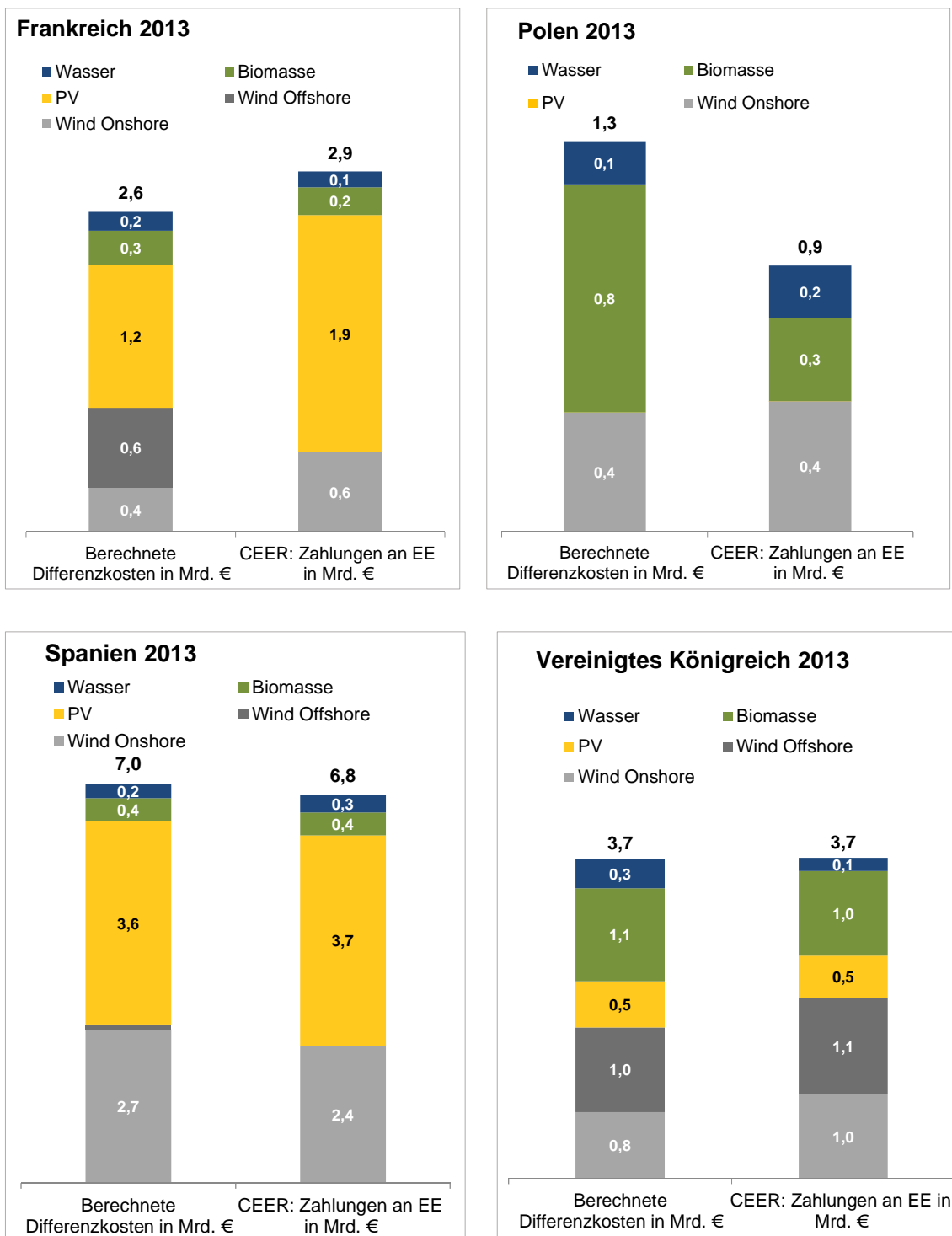
Quelle: Prognos 2015

Abbildung 33: Vereinigtes Königreich: Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 in Mrd. €₂₀₁₄



Quelle. Prognos 2015

Abbildung 34: Vergleich der berechneten Differenzkosten im Jahr 2013 mit Angaben der Zahlung an Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen für Frankreich, Polen*, Spanien und das Vereinigte Königreich



Quelle: Prognos 2015, CEER 2015

* Angaben für Polen sind vorläufig, daher kommt vermutlich die Differenz bei der Biomasse

Tabelle 18: Deutschland: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in €₂₀₁₄/MWh, (ohne MwSt.)**Variante A: Lastenteilung angelehnt an EEG 2014**

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage*	31,2	55,8	66,8	66,8	54,1
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	61	57	62	74	85
Chemische Industrie	61	57	62	74	85
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	77	75	83	96	106
Erzgewinnungsindustrie	97	99	107	121	133
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	112	124	137	151	157
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	119	138	154	168	170
Papier- und Druckindustrie	90	95	106	119	125
Fahrzeugbau	99	115	129	143	144
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	119	138	154	168	170
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	135	158	175	190	193
Baugewerbe	138	166	185	200	201
Andere Industriezweige	119	138	154	168	170
PHH	204	222	241	253	255
GHD	169	197	216	229	230

*entspricht in etwa der Kernumlage des EEG (Umlage ohne Liquiditätsreserve und Ausgleich von Vorjahreskontoständen),

keine Berücksichtigung von jeweiligen Wetterjahren, Abweichung von Prognosen zum Börsenstrompreis und dem tatsächlichem Börsenstrompreis

Variante B: keine Ausnahmeregeln, gleiche Umlage für alle Verbraucher

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	24,7	43,3	51,8	51,5	41,4
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	83	95	108	120	122
Chemische Industrie	83	95	108	120	122
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	96	110	124	137	140
Erzgewinnungsindustrie	115	134	149	163	166
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	115	134	149	163	166
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	115	134	149	163	166
Papier- und Druckindustrie	96	110	124	137	140
Fahrzeugbau	96	110	124	137	140
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	115	134	149	163	166
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	132	154	170	185	188
Baugewerbe	132	154	170	185	188
Andere Industriezweige	115	134	149	163	166
PHH	198	209	226	238	242
GHD	163	185	201	214	217

Variante C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	84,2	153,3	191,4	201,4	167,9
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	58	52	56	69	81
Chemische Industrie	58	52	56	69	81
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	71	67	73	86	98
Erzgewinnungsindustrie	91	90	97	111	124
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	91	90	97	111	124
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	91	90	97	111	124
Papier- und Druckindustrie	71	67	73	86	98
Fahrzeugbau	71	67	73	86	98
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	91	90	97	111	124
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	107	110	118	134	147
Baugewerbe	107	110	118	134	147
Andere Industriezweige	91	90	97	111	124
PHH	257	319	365	388	369
GHD	138	141	149	162	176

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 19: Frankreich: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in €₂₀₁₄/MWh, (ohne MwSt.)

Variante A: Lastenteilung angelehnt an EEG 2014

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	2,5	9,7	19,8	24,3	24,0
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	44	35	42	53	65
Chemische Industrie	44	35	42	53	65
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	62	65	73	84	96
Erzgewinnungsindustrie	72	84	92	103	116
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	71	85	98	111	124
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	70	86	101	115	127
Papier- und Druckindustrie	61	66	77	90	103
Fahrzeugbau	61	66	81	95	108
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	70	86	101	115	127
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	81	99	114	128	140
Baugewerbe	81	99	115	130	142
Andere Industriezweige	70	86	101	115	127
PHH	118	130	146	160	173
GHD	95	109	125	139	152

Variante B: keine Ausnahmeregeln, gleiche Umlage für alle Verbraucher

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	2,2	8,2	17,0	20,7	20,3
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	46	43	57	71	83
Chemische Industrie	46	43	57	71	83
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	64	71	86	99	112
Erzgewinnungsindustrie	74	91	105	119	131
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	71	87	101	115	127
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	70	85	100	113	126
Papier- und Druckindustrie	62	68	82	96	109
Fahrzeugbau	60	66	80	94	106
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	70	85	100	113	126
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	81	99	113	127	139
Baugewerbe	80	98	112	126	138
Andere Industriezweige	70	85	100	113	126
PHH	117	129	143	157	169
GHD	95	108	122	136	148

Variante C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	5,7	22,4	46,6	58,4	58,8
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	44	34	40	50	63
Chemische Industrie	44	34	40	50	63
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	62	63	69	79	91
Erzgewinnungsindustrie	72	82	88	98	111
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	69	79	84	94	107
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	68	77	83	93	105
Papier- und Druckindustrie	60	60	65	76	88
Fahrzeugbau	58	57	63	73	86
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	68	77	83	93	105
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	79	90	96	106	119
Baugewerbe	78	90	95	105	118
Andere Industriezweige	68	77	83	93	105
PHH	121	143	173	195	208
GHD	93	99	105	115	128

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 20: Polen: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in €₂₀₁₄/MWh, (ohne MwSt.)

Variante A: Lastenteilung angelehnt an EEG 2014					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	3,9	14,8	19,8	20,0	18,0
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	58	44	51	64	77
Chemische Industrie	58	44	51	64	77
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	77	69	77	90	103
Erzgewinnungsindustrie	94	87	95	108	121
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	93	91	102	115	126
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	92	93	105	118	129
Papier- und Druckindustrie	76	73	83	96	107
Fahrzeugbau	75	75	87	100	111
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	92	93	105	118	129
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	106	106	118	131	142
Baugewerbe	106	107	119	132	143
Andere Industriezweige	92	93	105	118	129
PHH	117	127	139	152	163
GHD	124	124	137	150	160

Variante B: keine Ausnahmeregeln, gleiche Umlage für alle Verbraucher					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	3,2	11,7	15,7	15,7	13,9
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	61	54	65	78	89
Chemische Industrie	61	54	65	78	89
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	79	78	89	102	113
Erzgewinnungsindustrie	96	96	107	120	131
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	93	93	104	117	128
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	92	92	103	115	126
Papier- und Druckindustrie	77	75	87	99	110
Fahrzeugbau	75	74	85	98	109
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	92	92	103	115	126
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	106	105	116	129	140
Baugewerbe	105	104	115	128	139
Andere Industriezweige	92	92	103	115	126
PHH	116	124	135	148	159
GHD	124	121	133	145	156

Variante C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	12,6	48,7	67,5	71,7	67,1
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	58	42	49	62	75
Chemische Industrie	58	42	49	62	75
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	76	66	73	86	99
Erzgewinnungsindustrie	93	84	91	104	117
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	90	81	88	101	114
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	89	80	87	100	113
Papier- und Druckindustrie	74	64	71	84	97
Fahrzeugbau	72	62	69	82	95
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	89	80	87	100	113
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	102	93	100	113	126
Baugewerbe	102	92	99	112	125
Andere Industriezweige	89	80	87	100	113
PHH	126	161	187	204	212
GHD	120	110	117	130	142

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 21: Spanien: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in €₂₀₁₄/MWh, (ohne MwSt.)

Variante A: Lastenteilung angelehnt an EEG 2014

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	24,7	38,0	47,6	52,4	37,4
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	51	48	52	57	68
Chemische Industrie	51	48	52	57	68
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	73	84	88	94	104
Erzgewinnungsindustrie	99	120	124	130	140
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	97	118	128	136	138
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	97	117	129	138	137
Papier- und Druckindustrie	71	82	91	99	103
Fahrzeugbau	70	81	93	102	101
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	97	117	129	138	137
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	111	135	147	156	155
Baugewerbe	111	135	147	157	155
Andere Industriezweige	97	117	129	138	137
PHH	159	186	199	208	206
GHD	144	151	164	173	171

Variante B: keine Ausnahmeregeln, gleiche Umlage für alle Verbraucher

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	20,5	31,2	39,1	43,0	30,7
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	69	75	86	95	95
Chemische Industrie	69	75	86	95	95
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	89	107	118	127	127
Erzgewinnungsindustrie	115	143	154	163	163
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	101	123	133	142	143
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	95	114	125	134	134
Papier- und Druckindustrie	77	91	101	111	111
Fahrzeugbau	68	78	89	98	98
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	95	114	125	134	134
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	110	132	143	152	152
Baugewerbe	107	128	139	148	148
Andere Industriezweige	95	114	125	134	134
PHH	155	179	190	199	200
GHD	140	144	155	164	164

Variante C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen

	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	63,6	94,3	122,8	140,9	103,1
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	48	44	47	52	65
Chemische Industrie	48	44	47	52	65
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	68	76	79	84	97
Erzgewinnungsindustrie	94	112	115	120	133
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	80	91	94	99	112
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	74	83	86	91	104
Papier- und Druckindustrie	57	60	62	67	80
Fahrzeugbau	48	47	50	55	68
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	74	83	86	91	104
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	89	101	104	109	122
Baugewerbe	86	97	100	105	118
Andere Industriezweige	74	83	86	91	104
PHH	198	242	274	297	272
GHD	120	113	116	121	134

Quelle: Prognos 2015

Tabelle 22: Vereinigtes Königreich: Endkundenstrompreise mit unterschiedlicher Lastenteilung in €₂₀₁₄/MWh, (ohne MwSt.)

Variante A: Lastenteilung angelehnt an EEG 2014					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	2,3	10,8	24,2	35,8	34,4
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	60	62	64	67	80
Chemische Industrie	60	62	64	67	80
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	78	96	100	104	117
Erzgewinnungsindustrie	96	115	118	123	135
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	95	113	124	134	146
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	94	113	126	138	150
Papier- und Druckindustrie	77	95	104	113	125
Fahrzeugbau	76	95	108	120	132
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	94	113	126	138	150
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	108	131	144	157	168
Baugewerbe	108	131	146	159	170
Andere Industriezweige	94	113	126	138	150
PHH	141	162	176	190	201
GHD	123	125	140	153	165

Variante B: keine Ausnahmeregeln, gleiche Umlage für alle Verbraucher					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	1,9	9,4	21,3	31,3	30,1
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	62	70	83	95	106
Chemische Industrie	62	70	83	95	106
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	80	103	116	128	140
Erzgewinnungsindustrie	98	122	135	147	158
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	95	115	128	140	152
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	94	113	126	138	149
Papier- und Druckindustrie	78	98	111	123	135
Fahrzeugbau	76	94	107	119	131
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	94	113	126	138	149
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	108	131	144	156	167
Baugewerbe	108	130	143	155	166
Andere Industriezweige	94	113	126	138	149
PHH	141	161	174	185	197
GHD	123	124	137	149	160

Variante C: Vollständige Befreiung der Industrie- und GHD-Unternehmen					
	2010	2015	2020	2025	2030
EE-Umlage	5,3	25,5	58,2	88,4	86,8
Industrie					
Stahlindustrie & NE-Metallindustrie	60	61	62	63	76
Chemische Industrie	60	61	62	63	76
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitende Industrie	78	94	95	97	110
Erzgewinnungsindustrie	96	112	114	115	128
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	93	106	107	109	122
Textil-, Lederwaren- und Bekleidungsindustrie	92	103	104	106	119
Papier- und Druckindustrie	76	89	90	92	105
Fahrzeugbau	74	85	86	88	101
Maschinenbau und andere metallverarbeitende Industrie	92	103	104	106	119
Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren	106	122	123	125	137
Baugewerbe	106	120	121	123	136
Andere Industriezweige	92	103	104	106	119
PHH	144	177	210	243	254
GHD	121	114	116	117	130

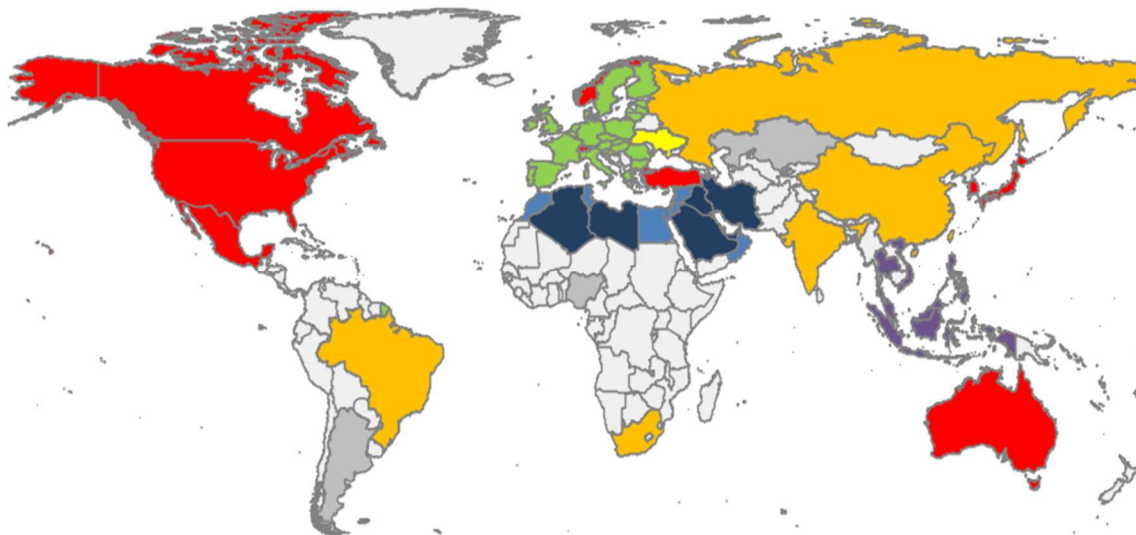
Quelle: Prognos 2015

7.2 KURZBESCHREIBUNG DES MODELLS GINFORS-E

Das Modell GINFORS-E (Global INterindustry FORecasting System - Energy) ist eine Weiterentwicklung des Modells GINFORS (Lutz et al. 2010a), das vor allem im Energiebereich in den letzten Jahren stärker differenziert wurde; daher die Namensweiterung zu GINFORS-E. In anderen Projekten wurde das Modell um internationale Ressourcenströme erweitert.

Das Modell bildet Länder und Sektoren detailliert ab. Es handelt sich um ein bilaterales Welthandelsmodell, das für 25 Warengruppen sowie Dienstleistungen konsistent und geschlossen die Exporte und Importe von 62 Ländern und eine Region „Rest of World“ analysiert. In Abbildung 35 sind die explizit modellierten Länder eingefärbt. Es sind insbesondere die EU-28, alle Mitgliedsstaaten der OECD sowie ihre wichtigsten Handelspartner, allen voran die BRICS-Staaten Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika. Die explizit erfassten Länder machen den ganz überwiegenden Teil der weltweiten Wirtschaftsleistung und Handelsaktivitäten sowie des globalen Energieverbrauchs und der energiebedingten CO₂-Emissionen aus.

Abbildung 35: Länderabdeckung des Modells GINFORS_E



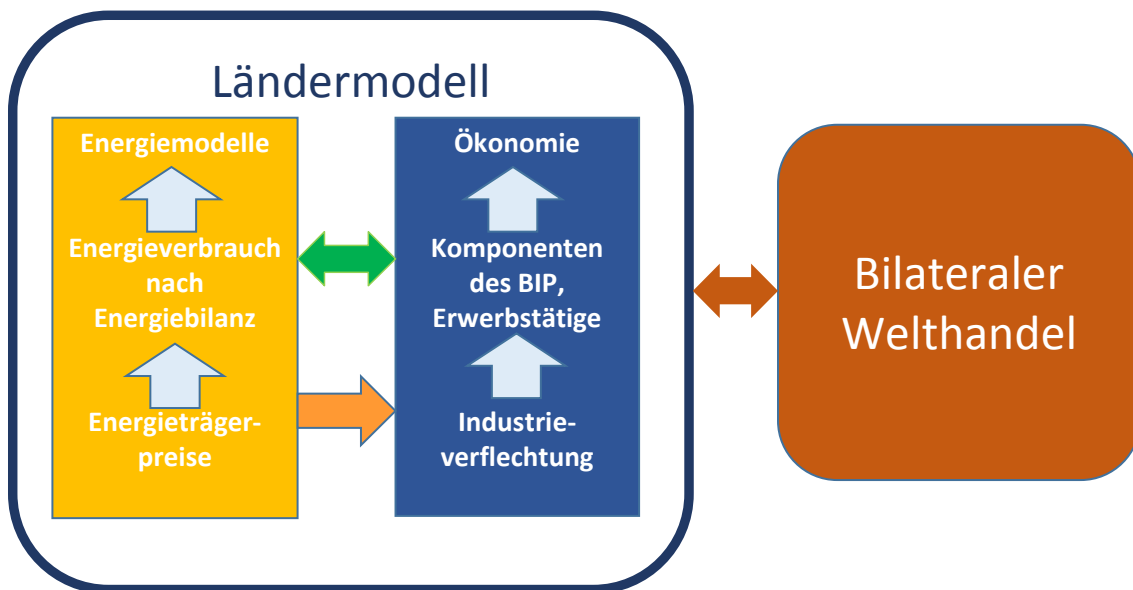
Quelle: GWS 2015

Die vollständige globale Abbildung garantiert die konsistente Verknüpfung der Handelsströme und der Preise weltweit. Die Warenexporte eines Landes sind die Warenimporte eines anderen Landes. Die Importanteile (bezogen auf Exportländer) werden für die größten Tausend Handelsströme in GINFORS-E in Abhängigkeit eines Zeittrends und relativer Preise (sektoraler Produktionspreis des exportierenden Landes im Verhältnis zum sektoralen Produktionspreis des importierenden Landes) ökonomisch geschätzt. Werden zum Beispiel deutsche Maschinen im Vergleich zu anderen teurer produziert, sinken die Anteile der deutschen Maschinenbauer auf den entsprechenden Absatzmärkten im Vergleich zur Konkurrenz, wenn entsprechende Preiseinflüsse für die Vergangenheit signifikant nachweisbar sind.

Für jedes Land enthält GINFORS-E ein Makromodell, bestehend aus den Ex- und Importen, weiteren zentralen Komponenten der Endnachfrage (privater und öffentlicher Konsum und Investitionen), den Gütermärkten und dem Arbeitsmarkt. Die Makromodelle werden zusammen mit den bilateralen Handelsdaten als Modell TINFORGE regelmäßig aktualisiert und für Kurz- und Mittelfristprojektionen genutzt. Eine ausführliche Beschreibung der Makromodelle und ihrer Verknüpfung mit dem Welthandel findet sich in Wolter et al. (2014).

Alle Modellteile werden simultan gelöst. Es gibt wechselseitige Rückkopplungen zwischen Energiemodell und ökonomischem Modell für jedes Land (siehe Abbildung 36). Über die Verknüpfung des bilateralen Handels sind auch alle Ländermodelle miteinander verbunden. Die oben untersuchten Szenarien unterscheiden sich durch unterschiedliche Annahmen zu den Strompreisen (oranger Pfeil in Abbildung 36) nach unterschiedlichen Industriesektoren und privaten Haushalten. Damit wird das Gesamtmodell verändert. Da alle übrigen Annahmen und Modellzusammenhänge in allen Simulationsrechnungen gleich sind, können Differenzen in den Modellgrößen wie BIP und Beschäftigung auf die geänderten Strompreise zurückgeführt werden.

Abbildung 36: Überblick über die Ländermodellierung in GINFORS_E



Quelle: GWS 2015

Für über 50 Länder, darunter die großen europäischen Volkswirtschaften und die wichtigen Handelspartner Deutschlands, sind die Modelle zusätzlich nach 48 Industrien (siehe Tabelle 23) aufgeteilt und beinhalten die Verflechtungsstrukturen der Volkswirtschaften gemäß den neuesten international vergleichbaren Input-Output-Tabellen der OECD (2015).¹ Für die Länder werden die bilateralen Welthandelsdaten mit den entsprechenden Industrien der Input-Output-Tabellen verknüpft.

¹ In der jüngsten OECD-Veröffentlichung werden 34 Industrien unterschieden.

Die Produktionspreise nach den 48 Industrien werden mit der Entwicklung der industrienspezifischen Stückkosten fortgeschrieben. Steigen zum Beispiel die Strompreise (Industrie 26: Production, collection and distribution of electricity) in der NE-Metallindustrie (Industrie 14: Non-ferrous metals), steigen auch die Produktionskosten entsprechend des Stromkostenanteils. Mit den Produktionskosten erhöhen sich auch die Produzentenpreise, was zu Wettbewerbsnachteilen auf internationalen Märkten führt. Die Erfassung der Vorleistungsverflechtung garantiert, dass auch Preissteigerungen auf vorgelagerten Produktionsstufen berücksichtigt werden. Entsprechend ändern sich die Preise für Maschinen und Autos, wenn die Strompreise für die Stahlerzeuger steigen.

Tabelle 23: Industrieklassifikation der genutzten OECD Input-Output-Tabellen

Industrien 1-24	Industrien 25-48
1 Agriculture, hunting, forestry and fishing	25 Manufacturing nec.; recycling (include Furniture)
2 Mining and quarrying (energy)	26 Production, collection and distribution of electricity
3 Mining and quarrying (non-energy)	27 Manufacture of gas; distribution of gaseous fuels through mains
4 Food products, beverages and tobacco	28 Steam and hot water supply
5 Textiles, textile products, leather and footwear	29 Collection, purification and distribution of water
6 Wood and products of wood and cork	30 Construction
7 Pulp, paper, paper products, printing and publishing	31 Wholesale & retail trade; repairs
8 Coke, refined petroleum products and nuclear fuel	32 Hotels & restaurants
9 Chemicals excluding pharmaceuticals	33 Land transport; transport via pipelines
10 Pharmaceuticals	34 Water transport
11 Rubber & plastics products	35 Air transport
12 Other non-metallic mineral products	36 Supporting and auxiliary transport activities; activities of travel agencies
13 Iron & steel	37 Post & telecommunications
14 Non-ferrous metals	38 Finance & insurance
15 Fabricated metal products, except machinery & equipment	39 Real estate activities
16 Machinery & equipment, nec	40 Renting of machinery & equipment
17 Office, accounting & computing machinery	41 Computer & related activities
18 Electrical machinery & apparatus, nec	42 Research & development
19 Radio, television & communication equipment	43 Other Business Activities
20 Medical, precision & optical instruments	44 Public admin. & defence; compulsory social security
21 Motor vehicles, trailers & semi-trailers	45 Education
22 Building & repairing of ships & boats	46 Health & social work
23 Aircraft & spacecraft	47 Other community, social & personal services
24 Railroad equipment & transport equip nec.	48 Private households with employed persons & extra-territorial organisations & bodies

Quelle: OECD 2015

Jedes Ländermodell ist mit einem Energiemodell verbunden, das für 19 Energieträger, darunter Kohle, verschiedene Mineralölprodukte, Gas, Strom und verschiedene erneuerbare Energieträger, die Umwandlung, die Produktion von Energie und die Energieendnachfrage nach ökonomischen Sektoren detailliert bestimmt (siehe Tabelle 24). Dabei sind technologische Trends und Preisabhängigkeiten im Modell berücksichtigt. Damit werden die Energiebilanzen der IEA (2013) für die abgebildeten Länder vollständig und konsistent in die Zukunft fortgeschrieben. Mit den physischen Energieeinsätzen lassen sich über konstante Emissionsfaktoren auch die energiebedingten CO₂-Emissionen bestimmen (IEA 2014 a). Dabei sind technologische Trends und Preisabhängigkeiten im Modell berücksichtigt. Der internationale Handel mit Energieträgern wird ebenfalls abgebildet.

Tabelle 24: Energieträgerklassifikation der genutzten IEA Energiebilanzen

Energieträger (1-9)	Energieträger (10-18)
1 Coal and coal products	10 Solar thermal
2 Peat	11 Tide, wave and ocean
3 Crude oil, NGL and feedstocks	12 Wind
4 Oil products	13 Other sources
5 Natural gas	14 Biofuels and waste (excl. non-renewable waste)
6 Nuclear	15 Industrial and municipal waste
7 Hydro	16 Heat production from non-specified combustible fuels
8 Geothermal	17 Electricity
9 Solar photovoltaics	18 Heat

Quelle: IEA 2013

Die Datenbasis und die Sektorabgrenzung des Modells beruhen auf öffentlich zugänglichen Statistiken. Genutzt und fortgeschrieben werden Zeitreihen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen und Welthandelsmatrizen der OECD, Finanzdaten des IWF, Input-Output-Tabellen sowie Sektordaten der OECD sowie die Zeitreihen der Energiebilanzen, CO₂-Emissionen und Energiepreisdaten der Internationalen Energieagentur (IEA).

Der historische Datensatz kann auch als statisches multi-regionales Input-Output-Modell (MRIO) genutzt werden. Verschiedene Anwendungen dieses Global Resource Accounting Models (GRAM) sind in Rogge et al. (2015) dargestellt.

GINFORS-E ist in der Klassifikation der IEA (2014b) ein ökonometrisches Input-Output-Modell mit globaler Abdeckung, das dem E3ME-Modell ähnlich ist (Cambridge Econometrics 2014). Zentrale Verhaltensparameter der Modelle werden auf Basis von Zeitreihendaten ökonometrisch geschätzt. Dadurch können in einem Mehrländermodell länderspezifische Wirkungszusammenhänge „wie sie sind“ für einzelne Industrien und Energieträger abgebildet werden.

Das Modell GINFORS-E ist als Analyseinstrument im Rahmen der Fragestellung des Projektes gut geeignet. Das Modell ermöglicht für verschiedene Industrien eine Analyse

der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Energiepreisentwicklungen in einzelnen Ländern. Inputs zu Strompreisentwicklungen nach einzelnen Branchen können exogen vorgegeben werden. Dabei sind die Handelsstrukturen, Industriestrukturen und Arbeitsmärkte, die Energieintensitäten und Energieträgerstrukturen flexibel und preisabhängig jeweils unter Berücksichtigung der länderspezifischen Situation modelliert. Die Parameter der Modellgleichungen sind über den Zeitraum 1990 bis 2010/2012 auf der Basis von Jahreswerten ökonometrisch geschätzt.

Vergleichbare Simulationsrechnungen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten unterschiedlicher Strompreise wurden mit dem Modell für das BMWi berechnet (GWS, Ecofys, Fraunhofer ISI 2015). Mit früheren Modellversionen wurden bereits unterschiedliche Szenarien zu Strompreisen aus dem europäischen Strommarktmodell der Prognos in das Modell eingestellt (Lutz et al. 2010b). Auch die ökonomischen Wirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungen eines internationalen Klimaregimes wurden betrachtet (Lutz, Wiebe 2012). Ergebnisse zu Erweiterungen der Input-Output- und Energiemodelle um erneuerbare Stromerzeugungstechnologien werden in Rogge et al. (2015) kurz dargestellt.