



Rat der
Europäischen Union

Brüssel, den 16. Dezember 2021
(OR. en)

**Interinstitutionelles Dossier:
2021/0424 (COD)**

**15096/21
ADD 6**

**ENER 561
ENV 1013
CLIMA 456
IND 388
RECH 568
COMPET 915
ECOFIN 1257
CODEC 1662
IA 209**

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender:	Frau Martine DEPREZ, Direktorin, im Auftrag der Generalsekretärin der Europäischen Kommission
Eingangsdatum:	15. Dezember 2021
Empfänger:	Herr Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, Generalsekretär des Rates der Europäischen Union
Nr. Komm.dok.:	SWD(2021) 458 final
Betr.:	ARBEITSUNTERLAGE DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN EVALUIERUNG (ZUSAMMENFASSUNG) Begleitunterlage zum Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung) Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung)

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument SWD(2021) 458 final.

Anl.: SWD(2021) 458 final



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 15.12.2021
SWD(2021) 458 final

ARBEITSUNTERLAGE DER KOMMISSIONSDIENSTSTELLEN

EVALUIERUNG (ZUSAMMENFASSUNG)

Begleitunterlage zum

**Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über
gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas und Erdgas sowie
Wasserstoff (Neufassung)**

**Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die
Binnenmärkte für erneuerbares Gas und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung)**

{COM(2021) 803 final} - {COM(2021) 804 final} - {SEC(2021) 431 final} -
{SWD(2021) 455 final} - {SWD(2021) 456 final} - {SWD(2021) 457 final}

1. ZUSAMMENFASSUNG

1.1. Ausgangslage und Ziel der Evaluierung

Die vorliegende Evaluierung ist ein Begleitdokument der Folgenabschätzung für eine Legislativinitiative zur Verbesserung des EU-Rechtsrahmens für den Gasbinnenmarkt (Folgenabschätzung für das Paket zu Märkten für Wasserstoff und dekarbonisierte Gase). In der Evaluierung wird untersucht, inwieweit die bestehenden Rechtsvorschriften ihren Zielen gerecht wurden.¹ Im Gegensatz dazu besteht das Ziel der Folgenabschätzung darin, Optionen für eine künftige Reform des Rechtsrahmens zu ermitteln und abzuwägen.

Die vorliegende Evaluierung konzentriert sich auf Entwicklungen auf den Gasmärkten, die in den vergangenen 20 Jahren Gegenstand mehrerer Legislativreformen waren. Die jüngste Reform des Rechtsrahmens, mit der sich die vorliegende Evaluierung befasst, erfolgte 2009. Sie ist Teil des sogenannten „dritten Energiepakets“. Dieses folgte auf ein erstes und zweites Paket grundlegender Rechtsvorschriften im Energiebereich, die 1996 („erstes Energiepaket“) und 2003 („zweites Energiepaket“) verabschiedet wurden. Das dritte Energiepaket enthielt zudem den Rechtsrahmen für Strommärkte und die Schaffung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Für diese Teile des dritten Energiepakets existieren bereits Neufassungen, die 2019 angenommen wurden.²

Das übergeordnete Ziel des dritten Energiepakets bestand darin, den Energiebinnenmarkt zu vollenden und eine wettbewerbsorientierte, sichere und nachhaltige Energieunion zu schaffen. Es konzentrierte sich auf fünf Hauptbereiche³:

- Entflechtung von Energieversorgung und Netzbetrieb,
- Stärkung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden,
- Gründung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER),
- Verbesserung der grenzübergreifenden Zusammenarbeit zwischen Fernleitungs-/Übertragungsnetzbetreibern und Einrichtung der Europäischen Netze der Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE und ENTSO-E) und
- offene, faire Endkundenmärkte und Verbraucherschutz.

¹ Siehe im Einzelnen die „Leitlinien für eine bessere Rechtsetzung“ der Kommission: https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/planning-and-proposing-law/better-regulation-why-and-how/better-regulation-guidelines-and-toolbox_de.

² Im Folgenden wird „drittes Energiepaket“ für Grundsätze und Konzepte verwendet, die damals sowohl für Gas- als auch für Strommärkte anwendbar waren, wohingegen für den Gasmarkt spezifische Aspekte als „drittes Gaspaket“ bezeichnet werden. Siehe für die Evaluierung des dritten Energiepakets in Bezug auf den Strommarkt, ACER und übergeordnete Aspekte den Begleitbericht zur Initiative zur Umgestaltung des Energiemarktes (SWD/2016/0412 final - 2016/0379 (COD)): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=SWD:2016:412:FIN>.

³ Die Interventionslogik des dritten Pakets ist in der damals erstellten begleitenden Folgenabschätzung dargelegt: https://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2007/sec_2007_1179_en.pdf.

Funktionsweise, Rolle und Struktur der ACER wurden jüngst in der Neufassung der ACER-Verordnung⁴ behandelt und werden daher, wenn sie nicht speziell für die Evaluierung anderer Bereiche relevant sind, nicht Teil dieses Berichts sein.

1.2. Wichtigste Ergebnisse

Spürbare Fortschritte

Insgesamt stützt die Evaluierung die Erkenntnis, dass das dritte Gaspaket einen positiven Beitrag zum Wettbewerb und zur Entwicklung der Gasbinnenmärkte geleistet, spürbare Fortschritte auf dem Markt nach sich gezogen und somit auch zum sozialen Wohlergehen beigetragen hat.

Die Evaluierung ergab, dass die Initiative seit dem Inkrafttreten des dritten Gaspakets im Jahr 2011 generell zu einer **weiteren Stärkung** des Wettbewerbs und zur Beseitigung von Hindernissen für den grenzübergreifenden Wettbewerb auf den Gasmärkten geführt hat und dass eine aktive Durchsetzung der Rechtsvorschriften **positive Ergebnisse für die Gasmärkte und die Verbraucher** gebracht hat.

Die strengeren Vorschriften für die Entflechtung haben den Wettbewerb erhöht und dazu beigetragen, Probleme aufgrund einer Marktabstottung zu begrenzen. Die Märkte weisen heute generell eine geringere Konzentration auf und sind besser integriert als 2009. Die neuen Vorschriften zur Beseitigung von Barrieren für den grenzübergreifenden Handel und zur Verbesserung der Zusammenarbeit zwischen Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und Regulierungsbehörden trugen zu einer **verbesserten Liquidität** auf den Gasmärkten und einer **Steigerung der gehandelten Mengen, auch grenzübergreifend**, bei, was wiederum zu einem stärkeren Wettbewerb auf den Großhandelsmärkten und einer stabilen und fairen Preisbildung im Großhandel führte.

Was die Endkundenmärkte angeht, haben die mit dem dritten Gaspaket eingeführten neuen Verbraucherrechte die **Stellung der Verbraucher auf den Energiemärkten deutlich verbessert**. Die neuen Bestimmungen haben die Verbraucher in vielen Ländern in die Lage versetzt, den entstehenden Wettbewerb zwischen verschiedenen Versorgern besser für sich zu nutzen, indem sie etwa Anbieter häufiger wechselten. Darüber hinaus haben die Verbraucher bei Fragen oder Problemen nun Zugang zu einer zentralen Anlaufstelle sowie zu alternativen (Versorger-/Verbraucher)-Streitbeilegungsdiensten.

Verbleibende Hindernisse

Auf anderen Gebieten ist der Erfolg der Bestimmungen des dritten Energiepakets bei der Weiterentwicklung des Gasbinnenmarkts im Interesse der Verbraucher jedoch **noch begrenzt**.

Auf den *Großhandelsmärkten* hat sich die Lage seit 2009 verbessert. Dem aktuellen Bericht zur Lage der Energieunion 2020⁵ zufolge haben sich die Gasgroßhandelsmärkte in den letzten

⁴ Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden:
<http://data.europa.eu/eli/reg/2019/942/oj>.

Jahren gut entwickelt. Die an den Erdgas-Hubs gehandelten Volumina erreichten 2019 einen historischen Höchststand. Dieser Trend setzte sich bis ins Jahr 2020 fort, wobei sich die COVID-19-Krise negativ auf die Handelstätigkeit und die Nachfrage nach Gas auswirkte. Die niederländische Title Transfer Facility (TTF) entwickelt sich zu einer Benchmark auch für international gehandeltes Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG). Auch die Konnektivität und der Zugang zu verschiedenen Gasquellen verbessern sich weiter. Die Preiskorrelation zwischen der TTF und anderen nordwesteuropäischen Hubs ist hoch.⁶ Jedoch bestehen zwischen den Mitgliedstaaten nach wie vor Unterschiede in der Marktentwicklung, der Liquidität und der Wettbewerbsintensität. Die Preiskonvergenz zwischen der TTF und nordöstlichen (Polen, den baltischen Staaten und Finnland) bzw. südwestlichen Märkten (Spanien, Italien) weist im Jahresverlauf Preisunterschiede von 1-3 EUR/MWh oder mehr auf. Entgeltkumulierungseffekte⁷ (*Pancaking*) könnten eine Ursache sein, können die Unterschiede aber nicht gänzlich erklären. Für mehrere südosteuropäische Mitgliedstaaten sind im ACER-Bericht überdies aufgrund von nicht vorhandenen Markt- oder Preisangaben und somit fehlenden Daten keine Preisunterschiede aufgeführt. Dies liegt daran, dass die Einführung der Netzkodizes noch im Gange ist oder aktuell umgesetzt wird und sich daher in der Praxis noch keine Ergebnisse zeigen.

Auf den *Endkundenmärkten* könnte der Wettbewerb verbessert werden. Die Endkundenpreise für Gas werden nach wie vor weitgehend von den Großhandelsgaspreisen bestimmt, die den größten Teil der Energiekomponente ausmachen und nach mehreren Monaten in den Endkundenpreis einfließen.⁸ In einigen Ländern scheinen die Gaspreise für Privathaushalte im Vergleich zu den Großhandelspreisen recht niedrig und von der Entwicklung der Großhandelspreise abgekoppelt zu sein.

Insgesamt sind 2019 die Endkundenpreise für Gas, inklusive Steuern und Abgaben, im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Da sie jedoch mit einer leichten zeitlichen Verzögerung der Entwicklung der Großhandelspreise folgen, dürften sie in naher Zukunft wieder sinken. Die Gaspreise für Haushaltskunden lagen zwischen 33 EUR/MWh in Ungarn und 116 EUR/MWh in Schweden. Der Durchschnittspreis in der EU betrug 68 EUR/MWh. Die Verbraucher in Luxemburg gaben am wenigsten für Steuern und Abgaben aus. In Dänemark war der Anteil der Erzeugungs- und Versorgungskosten am niedrigsten und der Anteil der Steuern am höchsten.⁹

In mehreren Mitgliedstaaten besteht noch immer eine allgemeine Preisregulierung für Gas, was zu erheblichen Marktverzerrungen führen kann.

Der **Verbraucherschutz** im Bereich des Gasmarkts hinkt dem Elektrizitätssektor hinterher. Die anhaltend große Energiearmut in zahlreichen Mitgliedstaaten sowie die langsame

⁵ COM(2020) 950 final, aufrufbar unter:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/progress_on_internal_energy_market.pdf.

⁶ An 90 % der Handelstage 2019 Abweichung unter 1 EUR/MWh (ACER MMR 2020, Gas Wholesale Markets Volume, S. 43).

⁷ Dabei handelt es sich um die Kumulierung von Entgelten, die von Händlern beim Gastransport über mehrere Grenzen infolge des derzeitigen Einspeise-/Auspeisetarifsystems entrichtet werden müssen.

⁸ Bericht über Energiepreise und -kosten 2020.

⁹ Bericht zur Lage der Energieunion 2020.

Entwicklung geeigneter Maßnahmen, um schutzbedürftige Verbraucher zu unterstützen und Energiearmut zu bekämpfen, behindern eine weitere Vertiefung des Energiebinnenmarkts.

Darüber hinaus ist die Einbeziehung der Verbraucher unterentwickelt. Mit einem Anbieterwechsel verbundene Gebühren, etwa für die Vertragskündigung, sind noch immer ein erhebliches finanzielles Hindernis für eine aktive Verbraucherrolle. Die Dauer des technischen Anbieterwechsels ist in neun Mitgliedstaaten erfasst und beträgt zwischen einem und fünfzehn Tagen (sie ist häufig deutlich länger als beim Wechsel des Stromanbieters). Die mangelnde Zufriedenheit der Verbraucher mit ihren Energieabrechnungen sowie geringe Kenntnisse über die mit den Abrechnungen verbundenen Informationen¹⁰ deuten darauf hin, dass noch immer Verbesserungsbedarf besteht, was die Vergleichbarkeit und Klarheit der Abrechnungsinformationen angeht.

Keine Berücksichtigung der neuen Entwicklungen und der Dekarbonisierung des Energiesektors in den bestehenden Vorschriften

Während die Grundsätze des dritten Gaspakets dessen Hauptzielen gerecht wurden (z. B. größerer Wettbewerb unter Versorgern), sind Anpassungen bezüglich neuer Entwicklungen auf den Gasmärkten und insbesondere des Bestrebens der Europäischen Union, eine klimaneutrale Wirtschaft bis 2050 zu erreichen, erforderlich.

Im Dezember 2019 stellte die Kommission den europäischen Grünen Deal als die neue europäische Wachstumsstrategie vor, in der eine klare Agenda festgelegt wird, mit der Europa **bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt** werden soll. Dieses Ziel erfordert ebenso wie das Ziel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 55 % bis 2030 gegenüber 1990 (dies wird im Europäischen Klimagesetz von Rechts wegen gefordert¹¹) einen umfangreichen Umbau der europäischen Wirtschaft hin zu einer grünen und wettbewerbsfähigen Wirtschaft mit grundlegenden Veränderungen in vielen Bereichen, auch im Energiesektor.

Die Energiemärkte bedürfen einer Anpassung, um die in der langfristigen Strategie der Kommission von 2018 „Ein sauberer Planet für alle“ hervorgehobenen technologischen Entwicklungspfade zu ermöglichen und sicherzustellen, dass diese reibungslos und kosteneffizient umgesetzt werden können. Zum Erreichen der Dekarbonisierungsziele wird es notwendig sein, **Erdgas schrittweise zu ersetzen** durch dekarbonisierte Energieträger wie Elektrizität, Wärme aus erneuerbaren Quellen und dekarbonisierte Gase.

Die bestehenden Vorschriften für den Gasmarkt **eignen sich nicht gänzlich für die Dekarbonisierung** des Energiesektors. Der derzeitige Rechtsrahmen für Gas ist auf fossiles Erdgas ausgerichtet und berücksichtigt nicht vollständig das Aufkommen alternativer Methangase wie Biomethan oder anderer gasförmiger Brennstoffe, insbesondere von

¹⁰ Europäische Kommission (2016), „Second Consumer Market Study on the functioning of retail electricity markets for consumers in the EU“, (Zweite Verbrauchermarktstudie zur Funktionsweise der Endkundenstrommärkte für Verbraucher in der EU).

¹¹ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999, („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

Wasserstoff. Außerdem wird der Großteil des erneuerbaren Gases derzeit dezentral erzeugt und in lokale Verteilernetze eingespeist. Die Marktgestaltung im dritten Energiepaket sieht jedoch einen Fluss aus großmaßstäblicher Erzeugung über das Fernleitungsnetz zu Verteilernetzen und Endverbrauchern vor.

Schließlich sind die Vorschriften für den Gasmarkt nicht zwangsläufig mit dem Rahmen für Strom, Energieeffizienz und erneuerbare Energiequellen einschließlich des Wärme- und Kältesektors vereinbar. Die zunehmende Verbreitung diskontinuierlich zur Verfügung stehender Energiequellen erfordert jedoch eine **bessere Integration** des gesamten Energiesystems, sowohl in Bezug auf die Märkte als auch auf die Infrastruktur. Die fortschreitende Integration und die Entstehung neuer Energiemärkte bringt eine stärkere Vernetzung der Infrastruktur mit sich. Daher könnte ein ganzheitlicherer und inklusiverer Ansatz für die Infrastrukturnetzplanung vonseiten der Netzbetreiber erforderlich sein, im Gegensatz zur derzeit weitgehend silohaften Praxis.

In puncto Technologie sind die möglichen Produktionsmengen erneuerbarer und CO₂-armer Gase, einschließlich Wasserstoff, erheblich gestiegen. Jedoch sind diese derzeit gegenüber Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen preislich noch nicht konkurrenzfähig und benötigen daher Unterstützung. Der Abbau regulatorischer Hindernisse wird zur Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer und CO₂-armer Gasquellen im EU-Gasmarkt führen, wobei die Produktionskosten gesenkt, die Kosteneffizienz gesteigert und weniger Unterstützungsmaßnahmen und staatliche Beihilfen benötigt werden. Dabei wird zudem die Versorgung der Mitgliedstaaten, die ihre Nachfrage andernfalls nicht befriedigen würden, mit diesen Gasen ermöglicht werden.

Um die Defizite des dritten Energiepakets in Bezug auf die Integration erneuerbarer und CO₂-armer Gase besser ermitteln zu können, sollten die derzeitigen Bestimmungen vor dem Hintergrund bewertet werden, welche Wege hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft voraussichtlich eingeschlagen werden. Vorrangig wird erwartet, **dass sich zwei Wege parallel entwickeln**, da der eine den anderen nicht ausschließt. Es wird von einer unterschiedlich schnellen Entwicklung in der EU in Bezug auf Umfang, Geschwindigkeit und Standort ausgegangen.

- i) eine auf Methan ausgerichtete Infrastruktur, in der Erdgas schrittweise (aber nicht vollständig) durch andere Methanquellen (d. h. Biomethan, synthetisches Methan und bis zu einem gewissen Grad erneuerbarer oder CO₂-armer Wasserstoff) ersetzt wird, wobei die derzeit bestehende Infrastruktur genutzt wird;
- ii) eine parallele auf Wasserstoff ausgerichtete Infrastruktur in einem parallelen, speziellen Netz, um Methangase schrittweise zu ergänzen;

Bei der **ersten Option** werden die besonderen Merkmale der dezentralen Erzeugung erneuerbarer und CO₂-armer Gase in der EU in den bestehenden Vorschriften zu Gas, deren Hauptaugenmerk auf hauptsächlich von außerhalb der EU eingeführtem Erdgas liegt, nicht berücksichtigt. Die derzeitigen Biomethan-Anlagen in der EU sind zum größten Teil auf Verteilungsebene angeschlossen. Im derzeitigen Rechtsrahmen sind jedoch keine dezentralen

Gaseinspeisungen vorgesehen; für Biomethan bestehen somit nicht die gleichen Wettbewerbsbedingungen für die Handelbarkeit und den Zugang zu den Märkten und zum Gasnetz wie für fossiles Erdgas. Dies wirkt sich für Biomethanerzeuger auf die Wirtschaftlichkeit und letztlich auf die Kosten für die Verwirklichung der Klimaziele der EU aus.

Im dritten Gaspaket waren die Herausforderungen, die die Bewältigung eines größeren Anteils erneuerbarer und CO₂-armer Gase im System mit sich bringt, ursprünglich nicht vorgesehen. Die wachsende Menge an Biomethan, Wasserstoff sowie LNG hat einen Einfluss auf die Gasqualität und somit auf die Gestaltung der Gasinfrastruktur und die der Endnutzengeräte. Unterschiede in der Gasqualität bergen die Gefahr, dass der grenzüberschreitende Handel beschränkt und der Markt fragmentiert wird. Der derzeitige Rechtsrahmen wurde jedoch nicht im Hinblick auf diese anstehenden Herausforderungen für das Gasqualitätsmanagement konzipiert.

Die **zweite Option** war im dritten Gaspaket nicht vorgesehen. In den derzeitigen Vorschriften für den Gasmarkt wird die umfangreiche Entwicklung und Verbreitung von erneuerbarem bzw. CO₂-armem Wasserstoff auf dem europäischen Gasmarkt nicht berücksichtigt. Die Gasrichtlinie und die Gasverordnung gelten zwar für alle Gase, die sicher in das Erdgasnetz eingespeist werden können, sie gelten jedoch weder für neu gebaute Wasserstoffnetze noch für Erdgasnetze, die für einen reinen Wasserstofftransport nachgerüstet werden könnten.

Erneuerbarer und CO₂-armer Wasserstoff wird als vielversprechender Energieträger und Ausgangsstoff betrachtet, der einen Beitrag zu den Dekarbonisierungsbemühungen der EU leisten kann, da die Nachfrage im Verkehrssektor und in der Industrie voraussichtlich signifikant steigen wird und bereits vor 2030 umfangreiche Investitionen vonnöten sein werden. Daher ist eine Überprüfung des derzeitigen Rechtsrahmens für den Gasmarkt erforderlich, die bereits in der Mitteilung der Europäischen Kommission über eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa¹² angekündigt wurde. Angesichts des unterschiedlichen Potenzials in den EU-Mitgliedstaaten, erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff zu erzeugen, könnte mithilfe eines geeigneten Marktrahmens erreicht werden, dass Wasserstoff zu einem relevanten Energieträger und Wegbereiter für die Integration des Energiesystems in der EU wird.

Bezüglich der **Versorgungssicherheit** stellten die einschlägigen Bestimmungen des dritten Pakets einen Schritt in die richtige Richtung dar. Jedoch wurden diese alsbald durch die *lex specialis* ersetzt, die sowohl in der Verordnung über die Versorgungssicherheit von 2010, in der eine umfassende Governance zur Verbesserung der Widerstandsfähigkeit der Union gegenüber Gasversorgungsstörungen festgelegt wurde, als auch in den jüngsten Vorschriften aus dem Jahr 2017 enthalten ist, in denen die Rolle der regionalen Zusammenarbeit, der Solidarität und der Transparenz in Krisenzeiten gestärkt wurde. Dieser Entwicklung trugen die im Rahmen des dritten Pakets angenommenen zusätzlichen Rechtsakte (die sogenannten Netzkodizes und Leitlinien) nicht in vollem Umfang Rechnung.

¹² COM(2020) 301 final.

Insgesamt hat das dritte Energiepaket seinen vorgesehenen Zweck somit teilweise erfüllt und ein stabiles marktgestütztes Konzept nach sich gezogen, auf dem künftige Rechtsvorschriften aufbauen sollten. Allerdings könnte der Wettbewerb auf den Endkundenmärkten noch deutlich verbessert und der Verbraucherschutz weiter gestärkt werden, um sicherzustellen, dass die Vorteile des Binnenmarkts umfassend an alle Verbraucher in der EU weitergegeben werden können. Zudem sind die vorhandenen Bestimmungen nicht vollständig auf die Bewältigung der Dekarbonisierung des Gassektors ausgerichtet. Das dritte Energiepaket ist nicht vollständig auf den Umfang der Klimaziele der EU und die Umsetzungsgeschwindigkeit ausgerichtet, weshalb die Marktvorschriften aktualisiert werden sollten, damit sie uneingeschränkt zum Erreichen einer klimaneutralen Wirtschaft bis 2050 beitragen können.