

Bürokratiekosten in Energiehandel/ -vertrieb

**Kurze Analyse exemplarischer Fälle der
Bürokratielast im Bereich Energiehandel und -
vertrieb und Ableitung von
Handlungsempfehlungen für künftige
Gesetzgebungs- und Festlegungsprozesse**

A large, stylized orange graphic consisting of two parallelograms joined together, forming a shape reminiscent of a staircase or a modern architectural element. It is positioned in the lower half of the page.

Auftraggeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
Autor: PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Datum: 12. Oktober 2026

Inhaltsverzeichnis

1 Management Summary	3
2 Ausgangslage und Fokus des Gutachtens	6
2.1 Ausgangslage und Ziel der Analyse.....	6
2.2 Kurze Beschreibung der vier Anwendungsfälle	6
2.2.1 Organisation des nationalen Emissionshandels (nEHS) und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	7
2.2.2 Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Stromtarifs	7
2.2.3 Abwicklung der Entlastungen durch die Energiepreisbremsen	7
2.2.4 Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels	7
3 Quantitative und qualitative Ergebnisse der Befragung	8
3.1 Aufbau und Methodik der Befragung	8
3.1.1 Fragebogeninhalt und befragte Unternehmen	8
3.1.2 Methodik der Erhebung und Quantifizierung	8
3.2 Quantitative Ergebnisse auf EVU-Ebene und national	9
3.3 Qualitative Auswirkungen sowie Ursachen der erhobenen Aufwände.....	10
3.3.1 Nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	10
3.3.2 Verpflichtender dynamischer Stromtarif.....	11
3.3.3 Energiepreisbremsen	12
3.3.4 Einführung des 24h-Lieferantenwechsels.....	13
3.4 Limitationen der Erhebung.....	14
4 Heutige Rahmenbedingungen und Vorgehen bei der Einführung neuer Regelungen.....	14
4.1 Heutige Rahmenbedingungen: Verhältnismäßigkeit und Folgenabschätzung.....	14
4.2 Vorgehensweise bei der Einführung der Anwendungsfälle	15
4.2.1 Begründung und Auswahl des Instruments	15
4.2.2 Ausgestaltung und Vorbereitung der Umsetzung	17
4.2.3 Überprüfung und Nachsteuerung	17
4.3 Zusammenfassung: Von den Problemfeldern zu den Anforderungen	18
5 Checkliste	18
5.1 Checkliste für zukünftige Gesetzgebungs- und Festlegungsprozesse	18
5.2 Fazit und Ausblick	18
A Anhang	21
A.1 Qualitative Ergebnisse des Fragebogens	21
A.2 Entscheidungshilfe zur Checkliste	22
A.3 Nachweise Erfüllungsaufwand	24

1 Management Summary

Fokus

Das vorliegende Gutachten entstand im Rahmen des Projektes zur „Analyse des potenziellen Bürokratieabbaus für Energiehandel/-vertrieb“. Es macht die Bürokratiekosten von Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Energiebeschaffung und -vertrieb anhand konkreter Fälle transparent, analysiert die Ursachen für diese Aufwände und leitet daraus Handlungsempfehlungen für das Vorgehen von Gesetzgeber und Regulierungsbehörde bei künftigen Gesetzgebungs- und Festlegungsprozessen ab.

Untersucht wurden vier exemplarische Anwendungsfälle. Diese haben sich im Rahmen einer qualitativen Voranalyse als die relevantesten herausgestellt und wurden in Abstimmung mit BDEW Mitgliedsunternehmen ausgewählt, um Praxisrelevanz sicherstellen zu können:

- Organisation des nationalen Emissionshandels (nEHS) und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027,
- Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Stromtarifs nach § 41a EnWG,
- Abwicklung der Entlastungen für Kunden durch die Energiepreisbremsen nach StromPBG und EWPBG sowie
- Umsetzung des 24-Stunden-Lieferantenwechsels Strom (kurz: 24h-Lieferantenwechsel) nach § 20a Abs. 2 EnWG

Datengrundlage ist eine strukturierte Befragung von Energieversorgern, deren Angaben in weiterführenden Interviews vertieft wurden. Die Angaben wurden gemeinsam mit Vertretern von BDEW Mitgliedsunternehmen validiert.

Die vier Anwendungsfälle bilden nur einen Ausschnitt der tatsächlichen Belastung ab. Darüber hinaus konnten weitere regulatorische Vorgaben sowie Melde-, Nachweis- und Berichtspflichten in Energiehandel und -vertrieb identifiziert werden, deren Aufwände in ihrer Summe und Gleichzeitigkeit erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen binden. Die nachfolgend ausgewiesenen Kosten sind daher als Untergrenze der gesamten Bürokratiebelastung im Energiehandel und -vertrieb zu verstehen.

Das Gutachten stellt keine grundsätzliche Kritik an den verfolgten Zielen der untersuchten Regelungen dar. Im Rahmen der Interviews wurde deutlich kommuniziert, dass die Unternehmen wettbewerbs-, flexibilitäts- und digitalisierungsfördernde Vorhaben ausdrücklich begrüßen. Kritisch bewertet werden nicht die Regelungsziele, sondern die konkrete Ausgestaltung, Fristsetzung und Umsetzungsvorbereitung, die vermeidbare Aufwände verursachen und damit die Wirksamkeit der Vorhaben selbst beeinträchtigen.

Ergebnisse auf einen Blick

Die Befragung der EVU zeigt zum Teil hohe Kosten für alle vier regulatorischen Vorgaben. Für einen mittelgroßen Regionalversorger liegen die durchschnittlichen Gesamtkosten je nach Anwendungsfall bei knapp 3 Mio. EUR (über die jeweilige Lebensdauer der Regelung). Dabei werden lediglich die direkt im Unternehmen anfallenden Kosten erfasst. Die nachfolgend ausgewiesenen Beträge umfassen sowohl die einmaligen Umstellungs- und Einführungsaufwände als auch die dauerhaft wiederkehrenden Aufwände für Betrieb,

Abrechnung, Reporting, Monitoring, Lizenzen und Kundenkommunikation. Die laufenden Kosten sind über die erwartete Laufzeit der jeweiligen Regelung fortgeschrieben und machen einen wesentlichen Teil der Gesamtbelastung aus. In Deutschland sind über 1.000 Energieversorger tätig. Eine vereinfachte Hochrechnung skaliert die erhobenen Kosten auf Basis des Strom- und Gasabsatzes auf die deutsche Volkswirtschaft. Je Anwendungsfall ergibt sich eine nationale Kostenlast zwischen mittleren zweistelligen Millionenbeträgen und hohen dreistelligen Millionenbeträgen. In Summe ergibt sich aus den vier betrachteten Anwendungsfällen eine Gesamtlast in Höhe von ca. **1,6 Mrd. EUR**.

Diese Hochrechnung ist aufgrund der vereinfachten Methodik lediglich als indikative Größenordnung für die untersuchten Fälle zu verstehen, nicht als Prognose.

Tabelle 1: Übersicht der Anwendungsfälle, jeweils inklusive durchschnittlicher Gesamtkosten der befragten EVU (in TEUR) und Hochrechnung der Bürokratiekosten auf Deutschland (in Mio. EUR)

Anwendungsfall	Wesentliche Kostentreiber	Ø Kosten je EVU	Skalierung auf Deutschland
Organisation des nationalen Emissionshandels (nEHS) und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	Aufbau und Betrieb einer vollständigen Auktionsteilnahme (IT, Prozesse, Recht, Reporting), obwohl die Auktionsstruktur faktisch zu festpreisnahen Ergebnissen führt; parallele Berichtspflichten nach nEHS und EU-ETS 2 mit abweichenden Stichtagen und Bezugsgrößen	150 TEUR	ca. 45 Mio. EUR
Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Stromtarifs	Vollständige IT-, Abrechnungs- und Vertriebsumsetzung in allen EVU, obwohl die europäische Vorgabe eine Begrenzung auf große Lieferanten zuließ, Angebote im Markt bereits bestanden und die Voraussetzung für eine sinnvolle Nutzung noch nicht flächendeckend gegeben ist	832 TEUR	ca. 247 Mio. EUR
Abwicklung der Entlastungen durch die Energiepreismotoren	Sehr granulare, mehrfach und rückwirkend geänderte Einzelfallvorgaben in standardisierten Massenprozessen bei sehr kurzer Umsetzungsfrist, zusätzlich Vorfinanzierung, Prüf- und Abwicklungsaufgaben sowie erhöhter Kommunikationsaufwand gegenüber Kunden	1.578 TEUR	ca. 468 Mio. EUR
Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels	Tiefer Eingriff in Marktkommunikation und Abrechnung mit Abhängigkeit aller Marktpartner, bei einer Umsetzungsfrist unterhalb des europäisch möglichen Rahmens und ohne Berücksichtigung parallel laufender IT-Migrationen	2.805 TEUR	ca. 831 Mio. EUR
Summe			ca. 1.591 Mio. EUR

Die entstandenen Kosten müssen in der Regel entweder an die Endkunden weitergegeben oder durch die Unternehmen selbst bzw. deren Anteilseigner getragen werden (für die meisten Stadtwerke zum Beispiel die Kommunen). Neben den erhobenen Aufwänden können zusätzliche, systemische und volkswirtschaftliche Kosten entstehen. Dies ist der Fall, wenn z. B. preisliche oder prozessuale Risiken dazu führen, dass Angebote nicht gelegt oder aber mit Aufschlägen versehen werden. Diese potenziellen zusätzlichen Kosten wurden weder untersucht noch erfasst.

Abgeleitete Handlungsempfehlungen

Die Höhe der ermittelten Kosten unterstreicht den Handlungsbedarf bei der Gesetzgebung und der laufenden Regulierung. Es bestehen zwar bereits rechtliche Anforderungen an die Einführung neuer regulatorischer Vorgaben, insbesondere eine Verhältnismäßigkeitsprüfung und eine Gesetzesfolgenabschätzung. Diese bieten auch eine sehr gute Grundlage, benötigen jedoch weitere Ergänzungen, um Bürokratiekosten zu vermeiden oder zu verringern.

Das Gutachten schlägt daher eine Checkliste mit fünf Prüfkategorien vor, die die bestehenden Vorgaben konkretisiert:

1. **Erforderlichkeit des Eingriffs und Eignung des Instruments:**
Messbare Zielgröße, Wirkmodell, dokumentierte Prüfung milderer Mittel und Abgleich mit bestehendem Recht.
2. **Kosten-Nutzen-Abschätzung:**
Vollständig bezifferter Erfüllungsaufwand einschließlich Vorfinanzierung und Berichtspflichten, geklärte Kosten- und Risikoträgerschaft, adressatenspezifische Abwägung sowie Ausweis jeder nationalen Verschärfung europäischer Vorgaben.
3. **Spezifikationsreife und Einbindung der Praxis:**
Finale, widerspruchsfreie Vorgaben vor Fristbeginn sowie Konsultation mit dokumentierter Rückkopplung.
4. **Technische Beherrschbarkeit, Fristen und Kumulation:**
Risikobewertung von Eingriffen in systemrelevante Prozesse, Markttest und Rückfalloption, Fristbeginn ab finaler Spezifikation sowie Prüfung der kumulativen Belastung des Adressatenkreises.
5. **Re-Evaluierung:**
Verbindliche Messung der tatsächlich entstandenen Bürokratiekosten und der Zielerreichung mit Korrekturmechanismus.

Jede Kategorie umfasst mehrere Prüffragen, die mit Ja oder Nein zu beantworten sind. Ein „Nein“ markiert einen Punkt, der vor Inkrafttreten zu klären ist. Die detaillierte Checkliste inkl. aller Prüffragen befindet sich am Ende der Unterlage.

Mehrwert

Angewendet auf künftige Regelungsvorhaben macht der vorgeschlagene Prüffrahmen Belastungen vor der Entscheidung sichtbar, statt sie erst im Vollzug erkennbar werden zu lassen. Dies ist insbesondere durch mehr Praxisnähe und Transparenz zur tatsächlichen Umsetzung in den Unternehmen erreichbar. Ziel ist es, hierdurch unnötige Bürokratiekosten zu vermeiden, die Planungssicherheit bei betroffenen Unternehmen zu erhöhen und so die Belastung von Endverbrauchern und Unternehmen zu reduzieren. Die Checkliste ist so angelegt, dass sie in Konsultations- und Gesetzgebungsverfahren eingebracht und zur schnellen und schlanken Bewertung neuer Vorhaben genutzt werden kann.

2 Ausgangslage und Fokus des Gutachtens

In Kapitel 2 werden die Ausgangslage und das Analyseziel des Gutachtens sowie die untersuchten Anwendungsfälle beschrieben.

2.1 Ausgangslage und Ziel der Analyse

Die Energiewirtschaft vollzieht die Transformation hin zu einem digitalen und dekarbonisierten Energiesystem. Dies bindet erhebliche personelle, finanzielle und organisatorische Ressourcen. Parallel dazu wird eine Vielzahl neuer regulatorischer Vorgaben initiiert. Diese sind teilweise mit erheblicher Komplexität verbunden und müssen von den Marktakteuren zusätzlich zu den Transformationsaufgaben umgesetzt werden. Die resultierenden Anforderungen binden Fachkräfte und verursachen zum Teil hohe Aufwände für Investitionen und Umsetzungen.

Bürokratische Kosten stehen deshalb verstärkt im Fokus der Marktteilnehmer und der Politik. Vor diesem Hintergrund untersucht das Gutachten sowohl exemplarische Aufwände als auch deren Ursachen und potenziellen Optimierungsbedarf. Hierzu werden ausgewählte Anwendungsfälle betrachtet.

Aus den Beobachtungen leiten sich drei Stränge des zugrundeliegenden Gutachtens ab:

- Erstens stellt das Gutachten exemplarische bürokratische Belastungen und Aufwände bei EVU dar, soweit möglich auch in quantifizierter Form.
- Zweitens beschreibt es das regulatorische Vorgehen bei Einführung und Umsetzung neuer Vorgaben.
- Drittens bereitet es die Erkenntnisse auf und leitet eine Checkliste für zukünftige Gesetzgebungsvorhaben ab. Unter Nutzung der Checkliste kann bei zukünftigen Regulierungsvorhaben das Verhältnis von Aufwand und Nutzen optimiert werden.

Das Gutachten folgt dieser Struktur. Kapitel 3 dokumentiert Erhebungsdesign und Ergebnisse der Befragung von EVU zu angefallenen bürokratischen Aufwänden im Rahmen der untersuchten Fälle. Kapitel 4 stellt die heute bereits bestehenden gesetzlichen Anforderungen an die Einführung neuer regulatorischer Vorgaben kurz dar. Dies wird mit dem tatsächlichen Vorgehen in den vier Anwendungsfällen indikativ abgeglichen. Kapitel 5 leitet aufbauend auf den vorhergehenden Analysen eine Checkliste für das Vorgehen bei der Einführung künftiger Regulierungsvorhaben ab.

2.2 Kurze Beschreibung der vier Anwendungsfälle

Die analysierten Anwendungsfälle wurden gemeinsam mit Mitgliedsunternehmen des BDEW ausgewählt, um möglichst praxisrelevante Beispiele sicherzustellen. Für die beschlossenen Anwendungsfälle wurden anschließend qualitative und quantitative Daten bei den Mitgliedsunternehmen über einen Fragebogen erhoben. Anschließend wurden weiterführende Interviews mit den Teilnehmern durchgeführt, um die Angaben zu erhärten und zusätzliche Informationen zum Kontext aufnehmen zu können.

Bei den untersuchten Anwendungsfällen werden unterschiedliche Regelungstypen abgedeckt:

- eine nationale Übergangsregelung zum Emissionshandel (nEHS in den Jahren 2026 und 2027; Verschiebung des EU-ETS 2),
- eine nationale Angebotspflicht (dynamische Stromtarife),
- eine Festlegung der Regulierungsbehörde zu Marktprozessen (24h-Lieferantenwechsel) und
- ein krisenbedingtes Eilgesetz zur finanziellen Unterstützung der Gesellschaft (Energiepreisbremsen).

2.2.1 Organisation des nationalen Emissionshandels (nEHS) und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027

Gesetzliche Grundlage: EU-ETS 2-Richtlinie; Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Mit dem EU-ETS 2 (European Union Emissions Trading System 2) ab 2028 soll die Bepreisung von CO₂-Äquivalenten im Gebäude- und Verkehrssektor europaweit vereinheitlicht und schrittweise in ein gemeinsames Emissionshandelssystem überführt werden. Die vorübergehende Fortführung des nationalen Emissionshandels (nEHS) in 2027 nach dem BEHG soll analog zum Jahr 2026 als Auktionssystem mit Preiskorridor erfolgen. Dies soll einen geordneten Übergang ermöglichen und Preisverwerfungen während der Einführungsphase vermeiden.

2.2.2 Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Stromtarifs

Gesetzliche Grundlage: § 41a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Die Angebotspflicht für dynamische Stromtarife soll Verbraucher stärker an kurzfristigen Strompreissignalen teilhaben lassen und dadurch Lastverschiebungen sowie die Integration erneuerbarer Energien unterstützen. Gleichzeitig verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die Verfügbarkeit entsprechender Tarifmodelle flächendeckend sicherzustellen. Dies soll durch die Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Tarifs sichergestellt werden. Die Verpflichtung galt seit 2023 zunächst nur für große Versorger mit mehr als 100.000 Kunden und wurde 2025 über die EU-Vorgaben hinaus auf alle Stromlieferanten ausgeweitet.

2.2.3 Abwicklung der Entlastungen durch die Energiepreisbremsen

Gesetzliche Grundlage: Strompreisbremsegesetz (StromPBG); Erdgas-Wärme-Preisbremsegesetz (EWPBG)

Mit den Energiepreisbremsen sollten die Auswirkungen der Energiekrise für private Haushalte und Unternehmen kurzfristig abgefedert werden (Kernzeitraum: vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023). Die Entlastung sollte schnell und flächendeckend über die bestehenden Strukturen der EVU an die Endkunden weitergegeben werden.

2.2.4 Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels

Gesetzliche Grundlage: § 20a Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Der 24h-Lieferantenwechsel soll den Wettbewerb im Strommarkt stärken und Verbrauchern einen deutlich schnelleren Anbieterwechsel ermöglichen. Hierzu wurden bestehende Marktprozesse weiter digitalisiert und auf eine weitgehend automatisierte Abwicklung ausgerichtet. Die Einhaltung der Regeln der Marktkommunikation muss grundsätzlich von allen Marktteilnehmern sichergestellt werden.

3 Quantitative und qualitative Ergebnisse der Befragung

In Kapitel 3 werden der Aufbau des Fragebogens und die Ergebnisse der Befragung aufgezeigt. Dabei werden die quantitativen und qualitativen Angaben der teilnehmenden Unternehmen dargelegt und eingeordnet.

3.1 Aufbau und Methodik der Befragung

3.1.1 Fragebogeninhalt und befragte Unternehmen

An der Erhebung nahmen sowohl regionale als auch nationale Versorger teil. Der Fragebogen besteht aus quantitativen Fragen zu konkreten Aufwänden der initialen und laufenden Umsetzung sowie qualitativen Fragen unter anderem zur Einbindung interner und externer Ressourcen. Die qualitativen Kriterien ergänzen die Kostensicht um Wirkungen, die sich einer Bezifferung entziehen, etwa Opportunitätskosten und Kundenzufriedenheit.

Tabelle 2 zeigt die Struktur der Fragestellungen. Zum einen wurden konkrete, quantitative Aufwände für die Umsetzung der jeweiligen regulatorischen Anforderungen erfragt. Zum anderen wurden qualitative Aspekte zu Auswirkungen auf EVU und Endkunden sowie zu den Ursachen der Aufwände erfasst.

Tabelle 2: Bewertungskriterien der Erhebung

Kategorie		Fragestellung
Quantitative Auswirkungen auf einmalig Aufwendungen	finanzielle auf EVU: erhöhte	• Einmaliger interner Personalaufwand zur initialen Umsetzung sowie Aufwandszweck • Einmalige externe Kosten sowie Aufwandszweck
Quantitative Auswirkungen auf dauerhaft Aufwendungen	finanzielle auf EVU: erhöhte	• Dauerhafte interne Personalaufwände pro Jahr sowie Aufwandszweck • Dauerhaft externe Kosten pro Jahr sowie Aufwandszweck
Qualitative Auswirkungen auf Energieversorger		• Opportunitätskosten (Verschiebung von relevanten Tätigkeiten) • Operative Komplexität und Prozessstörung • Kurzfristigkeit und mangelnde Planbarkeit • Gegebener systemischer Mehrwert
Qualitative Auswirkungen auf Endkunden		• Steigende Preise durch die Umlage von Aufwendungen • Weitergabe von Planungsunsicherheit • Auswirkung auf Kundenzufriedenheit
Ursachen der Belastung		• Kurze Vorlaufzeiten • Mangelnde Belastbarkeit des regulatorischen Rahmens • Unklare und übermäßig komplexe Vorgaben • Delegation behördlicher Aufgaben • Unverhältnismäßig starke Markteingriffe • Fehlende Einbindung der Branche

3.1.2 Methodik der Erhebung und Quantifizierung

Der Fragebogen ist je Anwendungsfall identisch aufgebaut. Der qualitative Anteil erfasst Auswirkungen auf das eigene Unternehmen und die Endkunden sowie die Ursachen der Belastung anhand vorgegebener Aussagen auf einer sechsstufigen Zustimmungsskala.

Die externen quantifizierten Belastungen der Unternehmen werden in EUR-Werten abgefragt, während interne Personalaufwände in Vollzeitäquivalenten angegeben werden. Der personelle Arbeitsaufwand wird über Personalvollkosten von 95.000 EUR je Vollzeitäquivalent

(FTE) in wirtschaftliche Aufwendungen umgerechnet. Zusatzkosten wie Spezial-Software-Lizenzen und Schulungen für neue regulatorische Themen sind mit 2.000–4.000 EUR berücksichtigt. Die Werte für Personalkosten basieren auf PwC-Daten aus vorliegenden Benchmarking-Analysen.

Tabelle 3: Herleitung der Personalvollkosten je FTE

Komponente	Betrag (EUR)
Brutto-Jahresgehalt	~ 70.000
Arbeitgeber-Sozialabgaben (RV 9,3 %, KV 8,75 %, PV 1,8 %, ALV 1,3 %, BG 1,2 %, Umlagen 2,5 %)	~ 17.500
Personalzusatzkosten (bAV 4 %, Weiterbildung, Software)	~ 7.500
Angenommene Personalvollkosten je FTE	95.000

Wiederkehrende Kosten werden je Anwendungsfall unterschiedlich fortgeschrieben, abhängig von ihrem erwarteten Verlauf. Tabelle 4 fasst die Annahmen zusammen.

Tabelle 4: Fortschreibungsannahmen für wiederkehrende Kosten je Anwendungsfall

Anwendungsfall	Fortschreibungsannahme
Organisation des nationalen Emissionshandels (nEHS) und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	Ansatz: Aufwände fallen drei Jahre in Folge an Wiederkehrende Kosten durch Beschaffungsdurchführung, Reporting und IT-Prozesse (tendenziell abnehmend) sowie Kosten für Lizenzen und Audits (tendenziell konstant)
Verpflichtung zum Angebot eines dynamischen Stromtarifs	Ansatz: Barwert einer ewigen Rente, Zinssatz 6 % Wiederkehrende Kosten durch aufwändigere Prozesse in Abrechnung und Messwertmanagement sowie Kundenkommunikation (tendenziell abnehmend) sowie Kosten für Handels- und Datenlizenzen und Dienstleister (tendenziell konstant)
Abwicklung der Entlastungen durch die Energiepreisbremsen	Ansatz: Aufwände fallen drei Jahre in Folge an Wiederkehrende Kosten durch noch ausstehende Rechnungskorrekturen und Abwicklung laufender Fälle (Tendenz stark abnehmend)
Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels	Ansatz: Barwert einer ewigen Rente, Zinssatz 6 %, Kostenrückgang 3 % aufgrund langsamerer Kostenreduktion Wiederkehrende Kosten durch Prozessanpassungen, Monitoring und Fehlerbehebung (tendenziell abnehmend) sowie Kosten für Lizenzen und ggf. Dienstleister (tendenziell konstant)

3.2 Quantitative Ergebnisse auf EVU-Ebene und national

Sofern quantifizierbar, berichten die befragten Versorger von zum Teil hohen Aufwänden für alle vier regulatorischen Vorgaben. Für einen mittelgroßen Regionalversorger liegen die durchschnittlichen Gesamtkosten je Anwendungsfall **zwischen 150 TEUR und 2.805 TEUR** (Tabelle 5).

Tabelle 5: Gesamtkosten je Anwendungsfall, Durchschnitt der befragten Regionalversorger (in TEUR)

Anwendungsfall	Gesamtbetrachtung (Durchschnitt)
Nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	150 TEUR
Verpflichtender dynamischer Stromtarif	832 TEUR
Energiepreisbremsen	1.578 TEUR
Einführung des 24h-Lieferantenwechsels	2.805 TEUR
Summe	5.365 TEUR

Die Kostenprofile unterscheiden sich. Die Verschiebung des EU-ETS 2 verursacht zum Großteil initiale Kosten für Systemanpassungen sowie die Integration des neuen, nicht mehr fixen Kostenbestands in den vertrieblichen Produkten und Verträgen. Beim dynamischen

Stromtarif entstehen hohe sechstellige Kostenbeträge insbesondere durch Prozessumstellungen für Abrechnung und Datenverarbeitung. Hier entsteht zudem laufender Aufwand durch Integration und Anpassung der Systeme. Die Kosten der Energiepreisbremsen fielen insbesondere im Jahr 2023 an. Laufende Prüfungen und Abwicklungen erzeugen zum Teil bis heute Kosten. Der 24h-Lieferantenwechsel zeigt die höchste finanzielle Belastung: Es entstehen hohe Kosten für IT-Anpassungen und laufende Kosten für Monitoring und Lizenzen. Die konkreten Umsetzungskosten variieren zwischen den befragten Unternehmen, ebenso wie die Kosten der Einbindung externer Dienstleister.

Hochrechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten

In Deutschland sind über 1.000 Energieversorger tätig. Die vereinfachte Hochrechnung skaliert die erhobenen Kosten nach dem Mittelwert des Strom- und Gasabsatzes auf die deutsche Volkswirtschaft (Tabelle 6). Je Anwendungsfall ergibt sich eine nationale Kostenlast zwischen mittleren zweistelligen Millionenbeträgen und hohen dreistelligen Millionenbeträgen, die sowohl durch die Endverbraucher als auch durch die Unternehmen selbst getragen wird. In Summe ergibt sich aus den vier Anwendungsfällen eine Gesamtlast in Höhe von **ca. 1.591 Mio. EUR**.

Tabelle 6: Hochrechnung der Bürokratiekosten auf Deutschland je Anwendungsfall (in Mio. EUR)

Anwendungsfall	Skalierung nach Strom- und Gasabsatz
Nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027	ca. 45 Mio. EUR
Verpflichtender dynamischer Stromtarif	ca. 247 Mio. EUR
Energiepreisbremsen	ca. 468 Mio. EUR
Einführung des 24h-Lieferantenwechsels	ca. 831 Mio. EUR
Summe	ca. 1.591 Mio. EUR

3.3 Qualitative Auswirkungen sowie Ursachen der erhobenen Aufwände

Die Ergebnisse des Fragebogens sowie die ergänzenden Informationen und Perspektiven aus den geführten Interviews geben Einblicke in die Höhe, Auswirkungen und Ursachen der Belastungen in den untersuchten Anwendungsfällen¹.

3.3.1 Nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2 in den Jahren 2026 und 2027²

Die kurzfristig veränderten Rahmenbedingungen für den Übergang vom nationalen Emissionshandel zum EU-ETS 2 führen bei EVU zu erheblichen Planungs-, Finanzierungs- und Umsetzungsbelastungen. Die Befragung bestätigt insbesondere, dass die mangelnde Belastbarkeit des regulatorischen Rahmens, unklare beziehungsweise überlappende Vorgaben und die fehlende Einbindung der Branche zentrale Aufwandstreiber darstellen.

Das Versteigerungsdesign des nEHS beinhaltet die Möglichkeit, Zertifikate nach einer initialen Auktionsphase mit Preiskorridor (55 bis 65 EUR/t) zu höheren Preisen im Lieferjahr nachzukaufen (2026: 68 EUR/t; 2027: 73 EUR/t). Da die Auktionsmenge zudem deutlich unter dem Bedarf an Zertifikaten liegt, finden enorme Überzeichnungen der Auktionen statt. Der

¹ Die qualitativen Ergebnisse der Befragung finden sich im Anhang A.1.

² Den Ausführungen zum Jahr 2027 liegt der Gesetzesentwurf aus August 2026 zu Grunde („Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes“)

Preiskorridor wird so in der Praxis durch einen faktischen Festpreis am oberen Ende des Preiskorridors (65 EUR/t) ersetzt. Zudem sind für das Lieferjahr 2026 auch institutionelle Anleger zu den Auktionen zugelassen. Dies erscheint den Befragten unverständlich, da es die Nachfrage für die Auktionsphasen weiter steigert und damit weniger günstige Zertifikate für die verpflichteten EVU verbleiben. Dies erhöht die Beschaffungskosten der EVU und damit potenziell auch die Preise für die belieferten Endkunden.

Die Zertifikate können zudem erst im Jahresverlauf – also zum Teil während beziehungsweise nach der Belieferung mit Gas an die Endkunden – beschafft werden. Die daraus entstehenden Kosten müssen allerdings bereits zuvor in Angeboten und Kundenverträgen berücksichtigt werden. Gleichzeitig erhöhen der Parallelbetrieb der Systeme, unterschiedliche Berichts- und Abgabestichtage sowie offene Auslegungsfragen den Abstimmungsaufwand (intern und kundenseitig). Aufgrund des Wechsels von einem Festpreis in einen Auktionsmechanismus wird zudem externe rechtliche Beratung angefragt, insbesondere bei der Konzeption vertraglicher Regelungen zum Umgang mit der nicht bekannten und für EVU nicht selbst beeinflussbaren Preiskomponente, zum Beispiel bei eingeschränkten Festpreisen. Die Befragten sehen dadurch Ressourcen gebunden, die bei der Kernwertschöpfung fehlen.

Zugleich erfordert der Zertifikatserwerb eine erhebliche Vorfinanzierung. Da eine Teilnahme an den Auktionen die vollständige finanzielle Besicherung der jeweiligen Angebote erfordert, bindet dies erhebliche Liquidität bei Stadtwerken und kleineren Unternehmen. Dies ist insbesondere der Fall, da aufgrund der massiven Überzeichnungen die Teilnehmer für ein Vielfaches des eigenen Bedarfes bieten. Dies bindet Liquidität und verursacht zusätzliche Finanzierungskosten.

Nicht von der quantitativen Betrachtung erfasst sind mögliche Risikoaufschläge, mit denen EVU Planungsunsicherheiten und daraus resultierende Risiken in den Kundenpreisen abbilden. Diese können zu steigenden Preisen und einer erhöhten Kundenunzufriedenheit führen.

In Summe zeigen die Befragungen, dass insbesondere Mängel im Auktionsdesign sowie in der Abstimmung des erforderlichen Reportings auf nationaler und europäischer Ebene größere Aufwände und auch Planungsunsicherheiten verursachen.

Zusammenfassung von Problem, Aufwandstreiber und wesentlicher Erkenntnis:

- **Problem:** Nicht rechtzeitig veränderte Rahmenbedingungen, mangelhaftes Auktionsdesign mit faktischer Festpreiswirkung und Anreiz für deutliche Überzeichnungen, parallele nationale und europäische Berichtspflichten
- **Aufwandstreiber:** Aufbau von Auktions- und Beschaffungsprozessen, rechtliche Anpassung von Produkten und Verträgen, internes und kundenseitiges Doppelreporting, erhebliche Vorfinanzierung und Liquiditätsbindung
- **Erkenntnis:** Frühzeitig abgestimmtes Übergangs- und Reportingkonzept, belastbare Regeln vor der Produktkalkulation, wirksame Einbindung der Branche

3.3.2 Verpflichtender dynamischer Stromtarif

Die Verpflichtung sämtlicher EVU zum Angebot eines dynamischen Stromtarifes verursacht erhebliche IT-, Prozess- und Vertriebsaufwände. Sowohl die Kundennachfrage als auch die erforderliche Marktinfrastruktur sind allerdings bislang nur eingeschränkt vorhanden. Die Befragung bestätigt insbesondere die gestiegene operative Komplexität. Die undifferenzierte Angebotspflicht wird als unverhältnismäßig starker Eingriff in einen grundsätzlich

funktionierenden Markt betrachtet. Dazu kommt die nationale Ausweitung der Verpflichtung über die EU-seitig vorgesehene Schwelle für große Stromlieferanten hinaus.

Statt die Verfügbarkeit dynamischer Tarife im Markt sicherzustellen, muss jedes EVU unabhängig von Größe, Nachfrage und bereits vorhandenen Angeboten ein eigenes Produkt umsetzen. Hierfür müssen dynamische Tarife in die Abrechnungs- und IT-Systeme integriert, Pricingmodelle entwickelt, Apps und Schnittstellen eingerichtet, fortlaufend Preisdaten beschafft sowie zusätzliche Prozesse in Marketing und Kundenservice aufgebaut werden. Zugleich fehlt aufgrund der noch geringen Verbreitung intelligenter Messsysteme bei vielen Kunden die technische Voraussetzung für die sinnvolle Nutzung dynamischer Tarife. Die kundenseitige Nachfrage war für die verpflichteten EVU vor Einführung der dynamischen Tarife unklar. Hohe initiale und auch laufende Aufwände treffen auf einen Markt, auf dem für eine begrenzte Zahl von Interessenten bereits Anbieter vorhanden sind. Für viele Kunden im Massenmarkt erscheinen die Vorteile eines dynamischen Tarifs aufgrund begrenzter Lastverlagerungspotenziale bislang gering beziehungsweise nicht attraktiv genug. Die befragten Unternehmen berichten von äußerst geringen Kundenzahlen. Die Einführungs- und Betriebskosten stehen damit vielfach einer geringen tatsächlichen Nutzung gegenüber und fließen in die allgemeine Kostenbasis der EVU ein.

Die Befragungsergebnisse weisen somit darauf hin, dass das Regelungsziel mit deutlich geringeren Belastungen für die Marktteilnehmer zu erreichen ist. Dies beinhaltet eine zielgenauere Ausgestaltung, etwa durch Beibehaltung einer Größenschwelle der Stromlieferanten oder die Sicherstellung mindestens eines Anbieters dynamischer Tarife im jeweiligen Marktgebiet.

Zusammenfassung von Problem, Aufwandstreiber und wesentlicher Erkenntnis:

- **Problem:** Undifferenzierte Angebotspflicht für sämtliche EVU trotz geringer Nachfrage, begrenzter Smart-Meter-Verbreitung und bereits vorhandener Marktangebote
- **Aufwandstreiber:** Umfassende IT- und Abrechnungsanpassungen, Entwicklung von Pricingmodellen, Apps und Schnittstellen, laufende Preisdatenbeschaffung sowie zusätzliche Marketing- und Kundenserviceprozesse
- **Erkenntnis:** Zielgenauere Umsetzung durch Größenschwellen oder gesicherte Mindestverfügbarkeit, stärkere Berücksichtigung von Nachfrage und technischer Nutzbarkeit

3.3.3 Energiepreisbremsen

Die Umsetzung der Energiepreisbremsen führte bei EVU zu erheblichen personellen, technischen und finanziellen Belastungen und beeinträchtigte teilweise die regulären Abläufe im Massenkundengeschäft. Die Befragung bestätigt für diesen Anwendungsfall eine starke Ressourcenbindung zulasten der Kernwertschöpfung, eine gestiegene operative Komplexität und Fehleranfälligkeit sowie eine erhöhte Kundenunzufriedenheit. Ursache war insbesondere, dass für unterschiedliche Kundengruppen und Fallkonstellationen jeweils spezifische, teils komplexe Anforderungen galten, die in mehreren Phasen eingeführt und während der laufenden Umsetzung wiederholt überarbeitet wurden. Die erforderliche Einzelfalllogik passte damit nur begrenzt zu den standardisierten und weitgehend automatisierten Prozessen des Massenkundengeschäfts. Bestehende Abrechnungssysteme konnten zahlreiche Sonderfälle technisch nicht abbilden, sodass kurzfristige Systemanpassungen, manuelle Bearbeitungen und zusätzliche Prüfprozesse erforderlich wurden. Rückwirkende Regelungen verschärften

den Aufwand zusätzlich: Teilweise mussten Dritte nachträglich in die Prüfung einbezogen und später auch rückwirkende Korrekturen und Rückzahlungen kontrolliert und abgewickelt werden. Die nicht ausreichende Konsultation der Branche und die fortlaufende Konkretisierung der Anforderungen ließen den EVU wenig Vorlauf, um Hinweise zur technischen Machbarkeit und Vollzugstauglichkeit frühzeitig einzubringen. Bei den Kunden führten die komplexen Berechnungs- und Korrekturprozesse zu schwer nachvollziehbaren Abrechnungen, längeren Bearbeitungszeiten und einer eingeschränkten Dienstleistungsqualität.

Insgesamt weisen die Befragungsergebnisse darauf hin, dass die angestrebte hohe Einzelfallgenauigkeit mit einer erheblichen Komplexität im Vollzug einherging. Die Aufwände lassen sich durch eine stärkere Einbindung der Branche, stärker standardisierte Anforderungen und eine konsequentere Ausrichtung am Massenkundengeschäft verringern.

Zusammenfassung von Problem, Aufwandstreiber und wesentlicher Erkenntnis:

- **Problem:** Stark individualisierte, mehrfach veränderte und teilweise rückwirkende Anforderungen in standardisierten, weitgehend automatisierten Massenprozessen
- **Aufwandstreiber:** Kurzfristige Systemanpassungen, manuelle Einzelfallbearbeitung, zusätzliche Prüf-, Korrektur- und Rückzahlungsprozesse, intensive Kundenkommunikation
- **Erkenntnis:** Frühzeitige Praxiskonsultation, stabile und standardisierte Vorgaben, konsequente Ausrichtung an der technischen Logik des Massenkundengeschäfts

3.3.4 Einführung des 24h-Lieferantenwechsels

Die Einführung des 24h-Lieferantenwechsels erforderte bei EVU eine komplexe und umfassende Umstellung der Marktkommunikation und der damit verbundenen Massenprozesse. Die Befragung bestätigt eine starke Ressourcenbindung zulasten der Kernwertschöpfung, eine erhöhte operative Komplexität und Fehleranfälligkeit sowie eine aus Sicht der EVU sehr kurzfristige Umsetzung (die europäischen Vorgaben hätten eine längere Umsetzungsfrist erlaubt). Unter knappen Fristen mussten Prozessketten, Nachrichtenformate, Schnittstellen und Abrechnungssysteme angepasst werden. Insbesondere die technische Umsetzung erwies sich in SAP-Systemen als aufwendig. Die Belastung wurde dadurch verstärkt, dass parallel weitere regulatorische und technische Vorhaben auf dieselben IT-Ressourcen zugriffen. Eine frühzeitige Prüfung dieser Knappheit und eine Berücksichtigung der kumulativen Auslastung hätten Engpässe sichtbar machen und die Umsetzungsplanung verbessern können. Hinzu kommt ein Domino-Effekt innerhalb der Marktkommunikation: Der Lieferantenwechsel funktioniert nur dann zuverlässig, wenn alle beteiligten Marktpartner ihre Systeme und Prozesse rechtzeitig und fehlerfrei umgestellt haben. Verzögerungen oder technische Probleme einzelner Beteiligter können die gesamte Prozesskette beeinträchtigen und dazu führen, dass der Vertrieb in bestimmten Netz- oder Marktgebieten vorübergehend nur eingeschränkt möglich ist. Für Kunden entsteht durch die technische Umstellung zwar grundsätzlich kein eigener Umsetzungsaufwand, zugleich bleibt der zusätzliche Nutzen begrenzt, da bestehende vertragliche Kündigungsfristen durch den beschleunigten technischen Wechselprozess nicht entfallen. Allerdings ist mit der Einführung ein Wegfall der Möglichkeit zur rückwirkenden Anmeldung bei Ein- und Auszügen verbunden, die Verhaltensumstellungen der Kunden erfordert und erhöhten Kommunikationsbedarf generiert.

Insgesamt weisen die Befragungsergebnisse darauf hin, dass die Komplexität der erforderlichen Transformation, die Abhängigkeiten zwischen den Marktpartnern und die

gleichzeitige Belastung der IT-Ressourcen bei der Festlegung der Umsetzungsfrist nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

Zusammenfassung von Problem, Aufwandstreiber und wesentlicher Erkenntnis:

- **Problem:** Tiefgreifender Eingriff in eng verzahnte Marktprozesse, knappe Umsetzungsfristen, marktweite technische Abhängigkeiten und Domino-Effekte bei Nichtumsetzung durch einzelne Akteure
- **Aufwandstreiber:** Anpassung von Prozessketten, Nachrichtenformaten, Schnittstellen, Abrechnung und SAP-Systemen, parallele regulatorische IT-Vorhaben, laufendes Monitoring und Fehlerbehebung
- **Erkenntnis:** Fristen unter Berücksichtigung technischer Abhängigkeiten und kumulativer Ressourcenauslastung, vorab verbindliche End-to-End-Tests und Rückfalloptionen

3.4 Limitationen der Erhebung

Die Befunde sind mit methodischen Einschränkungen zu lesen. Die Datenbasis beruht auf Selbstauskünften einer begrenzten Zahl teilnehmender Versorger. Es wurden zwar ergänzende Interviews zur Erläuterung der Aufwände und deren Ursachen geführt, es fand jedoch keine externe Prüfung der Angaben statt. Die vier Anwendungsfälle wurden ausgewählt, um die Anschaulichkeit zu erhöhen. Die Repräsentativität ist jedoch eingeschränkt. Die Hochrechnung auf die deutsche Volkswirtschaft (Kapitel 3.2) unterstellt eine vereinfachte lineare Skalierung nach Strom- und Gasabsatz und ist daher als grobe Größenordnung für diese Anwendungsfälle, nicht als fundierte Prognose zu verstehen. Zudem fokussiert die Erhebung auf die Kostenseite. Eine vergleichende Quantifizierung des regulatorischen Nutzens war nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

4 Heutige Rahmenbedingungen und Vorgehen bei der Einführung neuer Regelungen

Standen im Rahmen des Gutachtens bisher die finanziellen und prozessualen Belastungen der Energieversorger im Fokus, so sollen die folgenden beiden Kapitel einen Einblick in das Verfahren zur Einführung und Überarbeitung neuer gesetzlicher/regulatorischer Vorhaben geben. Zuerst werden die grundsätzlichen Rahmenbedingungen bei der Einführung neuer Regelungen aufgeführt. Anschließend wird dies mit der Vorgehensweise im Rahmen der vier untersuchten Anwendungsfälle verglichen.

4.1 Heutige Rahmenbedingungen: Verhältnismäßigkeit und Folgenabschätzung

Vor gesetzlichen Eingriffen sind als regulatorischer Prüfungsmaßstab Verhältnismäßigkeitsprüfung und Gesetzesfolgenabschätzung durchzuführen. Für dieses Gutachten stehen Erfüllungsaufwand und wirtschaftliche Auswirkungen im Vordergrund.

- Der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz umfasst vier Kriterien:
 - Legitimer Zweck: Das Ziel muss rechtmäßig und im öffentlichen Interesse sein.
 - Geeignetheit: Die Maßnahme muss zur Zielerreichung beitragen.
 - Erforderlichkeit: Es darf kein milderes, gleich wirksames Mittel geben.

- Angemessenheit: Die Belastung muss in einem vertretbaren Verhältnis zum verfolgten Zweck stehen.
- Die Anforderungen der Gesetzesfolgenabschätzung (§ 44 GGO) bestehen aus zwei Aspekten:
 - Erfüllungsaufwand: Zeit-, Kosten-, Informations- und Dokumentationsaufwand für Bürger, Wirtschaft und Verwaltung.
 - Auswirkungen: Wirtschaftliche, finanzielle, soziale, ökologische und rechtliche Folgen von Regelungen.

4.2 Vorgehensweise bei der Einführung der Anwendungsfälle

Im Folgenden wird das Vorgehen bei der Einführung der Regelungen der betrachteten Anwendungsfälle mit den Anforderungen abgeglichen. Dies dient der Untersuchung, ob und inwiefern die Anforderungen erfüllt wurden. Auftretende Lücken werden anwendungsfallübergreifend beschrieben.

4.2.1 Begründung und Auswahl des Instruments

Nachweis von Wirkung und zusätzlichem Nutzen

Vor der Einführung einer Regelung muss das zu lösende Problem sowie der anzulegende Maßstab für Erfolg feststehen. In den untersuchten Fällen war der zusätzliche Nutzen teilweise nicht hinreichend erkennbar. Bei den dynamischen Stromtarifen bestanden bereits Angebote im Markt, während wesentliche Nutzungsvoraussetzungen noch nicht flächendeckend gegeben waren. Beim 24h-Lieferantenwechsel blieb der zusätzliche Kundennutzen begrenzt, da vertragliche Kündigungsfristen unverändert fortbestehen.

Eine vorab definierte Zielgröße und ein nachvollziehbares Wirkmodell ermöglichen eine belastbarere Bewertung der Zielerreichung und zeigen, ob das gewählte Instrument tatsächlich einen zusätzlichen Nutzen erzeugt.

Prüfung von Erforderlichkeit und milderem Mittel

Eingriffe wurden teilweise breit ausgestaltet, ohne weniger belastende Alternativen ausreichend zu prüfen. Besonders deutlich wird dies beim verpflichtenden dynamischen Stromtarif: Die EU-seitig mögliche Begrenzung auf größere Lieferanten wurde nicht genutzt, obwohl bereits Angebote im Markt bestanden. Alternativen wie Schwellenwerte oder eine gezielte Sicherstellung der regionalen Verfügbarkeit wurden nicht erkennbar geprüft.

Eine vorgelagerte Markt- und Erforderlichkeitsanalyse könnte klären, ob ein Marktversagen besteht und ob das Regelungsziel mit einem engeren Adressatenkreis erreichbar ist.

Abwägen von Nutzen und Belastung

Die Verhältnismäßigkeitsprüfung muss die Belastungen der unterschiedlichen Adressatengruppen dem erwarteten Nutzen gegenüberstellen. In den untersuchten Fällen wurden teilweise hohe Investitions-, Umsetzungs- und Finanzierungsaufwände ausgelöst, ohne dass ein entsprechender Zusatznutzen erkennbar war. Nationale Übererfüllungen europäischer Vorgaben wurden zudem nicht durchgehend transparent ausgewiesen und begründet.

Eine adressatenspezifische Aufwand-Nutzen-Abwägung berücksichtigt hingegen Unterschiede nach Unternehmensgröße, Kundenzahl, technischer Ausgangslage und Marktangebot.

Erfassung von Erfüllungsaufwand, Kosten und Risiken

Neben IT- und Personalkosten entstehen Belastungen durch Vorfinanzierung, Liquiditätsbindung, externe Beratung sowie zusätzliche Berichts- und Prüfpflichten. Beim Übergang zwischen nEHS und EU-ETS 2 wurden insbesondere Preis-, Liquiditäts- und Doppelreportingeffekte nicht transparent ausgewiesen. Bei den Energiepreisbremsen kamen die Vorfinanzierung sowie umfangreiche Prüf- und Abwicklungsaufgaben hinzu.

Ein Abgleich der in den jeweiligen Regelungsvorhaben ausgewiesenen Erfüllungsaufwände mit den in dieser Erhebung ermittelten Aufwänden zeigt für alle vier Anwendungsfälle eine erhebliche Diskrepanz (Tabelle 7).

Tabelle 7: Ausgewiesener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft im Vergleich zu den erhobenen Bürokratiekosten

Anwendungsfall	Im Regelungsvorhaben ausgewiesener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft	Erhobene Kosten (Hochrechnung Deutschland)
Nationaler Emissionshandel und EU-ETS 2	Entlastung von knapp 4 Mio. EUR pro Jahr (Deutscher Bundestag, 2024); zusätzliche Entlastung von ca. 0,794 Mio. EUR ab 2028 (Deutscher Bundestag, 2026)	ca. 45 Mio. EUR
Verpflichtender dynamischer Stromtarif	Für die Ausweitung der Angebotspflicht auf alle Stromlieferanten kein gesonderter Betrag ausgewiesen (GNDEW); in der nachfolgenden EnWG-Novelle 2025 für das Gesamtvorhaben ca. 52,7 Mio. EUR einmalig bei jährlicher Entlastung von ca. 10,67 Mio. EUR (Deutscher Bundesrat, 2025)	ca. 247 Mio. EUR
Energiepreisbremsen	ca. 217,9 Mio. EUR einmalig (Deutscher Bundestag, 2022), davon ca. 160,4 Mio. EUR bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen; zzgl. ca. 40,1 Mio. EUR einmalig (Deutscher Bundestag, 2023). Laufende Aufwände wurden nicht ausgewiesen	ca. 468 Mio. EUR
24h-Lieferantenwechsel	Kein Erfüllungsaufwand ausgewiesen; die Festlegung der Regulierungsbehörde enthält keine Kostenabschätzung (Bundesnetzagentur, 2024)	ca. 831 Mio. EUR

Die Werte sind methodisch nicht vollständig überleitbar: Der Erfüllungsaufwand nach § 44 GGO wird nach dem Standardkostenmodell für die jeweils geregelten Pflichten ermittelt, während diese Erhebung die tatsächlich in den Unternehmen angefallenen einmaligen und laufenden Aufwände einschließlich IT-Umsetzung, Prozessumstellung, Vorfinanzierung und Kundenkommunikation abbildet. Gerade dieser Unterschied ist jedoch der zentrale Befund: Die ex ante ausgewiesenen Aufwände erfassen die vollzugsrelevanten Umsetzungsrealitäten in Massenprozessen und IT-Systemen nur unvollständig und unterschätzen die tatsächliche Belastung der Unternehmen daher systematisch. Besonders belastende Vorhaben werden zudem gerade dann nicht bewertet, wenn sie als europarechtlich determiniert eingeordnet oder über Festlegungen der Regulierungsbehörde umgesetzt werden.

Eine praxisvalidierte Gesetzesfolgenabschätzung quantifiziert und klärt diese Belastungen vorab und stellt fest, wer Kosten, Vorfinanzierung und operative Risiken trägt.

4.2.2 Ausgestaltung und Vorbereitung der Umsetzung

Spezifikationsreife und Widerspruchsfreiheit

Belastungen entstanden vielfach durch komplexe, überlappende oder nachträglich veränderte Anforderungen. Beim Emissionshandel führten parallele Systeme und unterschiedliche Stichtage zu zusätzlichem Reporting- und Abstimmungsaufwand. Bei den Energiepreisbremsen mussten wechselnde und rückwirkende Anforderungen in standardisierten Massenprozessen umgesetzt werden.

Vor Beginn der Umsetzungsfrist sollten daher alle wesentlichen Definitionen, Prozesse, Datenformate und Schnittstellen final vorliegen und mit bestehenden Regelungen abgeglichen werden.

Einbindung von Branchenteilnehmern

Hinweise aus der Branche wurden nicht immer frühzeitig eingeholt oder erkennbar in die Ausgestaltung überführt. Bei den Energiepreisbremsen fehlte ein vorgelagertes reguläres Konsultationsverfahren. Bei den Regelungen zum Auktionsverfahren im nEHS fand zwar eine Branchenkonsultation statt, aber das Auktionsverfahren mit einem „Quasi-Festpreis“ wurde trotz Bedenken umgesetzt. Beim 24h-Lieferantenwechsel führten Hinweise auf die technische Komplexität nur zu einer begrenzten und sehr kurzfristigen Anpassung der Umsetzungsfrist.

Eine frühzeitige Konsultation beleuchtet Systemrestriktionen, Umsetzungsrisiken und Kosten. Eingebraachte Hinweise sollten dabei dokumentiert bewertet und ihre Berücksichtigung oder Nichtberücksichtigung begründet werden.

Prüfung technischer Beherrschbarkeit

Eingriffe in Abrechnung und Marktkommunikation betreffen eng verzahnte Massenprozesse. Beim 24h-Lieferantenwechsel waren umfangreiche Anpassungen an Prozessen, Nachrichtenformaten, Schnittstellen und ERP-Systemen erforderlich. Zugleich hängt die Funktionsfähigkeit der Prozesskette von der rechtzeitigen und kompatiblen Umsetzung aller Marktpartner ab.

Bei technisch komplexen Vorhaben empfiehlt es sich, vor dem Go-live einen Machbarkeits- und Risikonachweis durchzuführen. Dieser umfasst Markttests, Abhängigkeiten zwischen den Beteiligten und Rückfalloptionen bei wesentlichen Störungen.

Berücksichtigung von Fristen und kumulativen Belastungen

Kurze Fristen beeinträchtigten insbesondere beim Emissionshandel, bei den Energiepreisbremsen und beim 24h-Lieferantenwechsel die Planbarkeit. Parallel laufende Vorhaben beanspruchten zudem häufig dieselben Fach- und IT-Ressourcen.

Umsetzungsfristen sollten erst beginnen, wenn die vollzugsrelevanten Vorgaben hinreichend final sind. Eine Kumulationsprüfung berücksichtigt zusätzlich parallele Vorhaben, betroffene Unternehmensbereiche und verfügbare Kapazitäten.

4.2.3 Überprüfung und Nachsteuerung

Wesentliche Belastungen werden teilweise erst im Vollzug sichtbar. Ohne messbare Zielgrößen und ein verbindliches Evaluierungsverfahren lässt sich jedoch kaum feststellen, ob

die erwartete Wirkung eingetreten ist und weiterhin in einem angemessenen Verhältnis zum Aufwand steht.

Bereits bei Einführung einer Regelung gilt es, Zeitpunkt, Kriterien und Folgen der Evaluation festzulegen. Neben der Zielerreichung sind der tatsächliche Erfüllungsaufwand, die technische Funktionsfähigkeit und die Auswirkungen auf EVU und Kunden zu überprüfen. Review-Klauseln und Korrekturmechanismen ermöglichen eine spätere Anpassung, Vereinfachung oder Beendigung unwirksamer Vorgaben.

4.3 Zusammenfassung: Von den Problemfeldern zu den Anforderungen

Die Anwendungsfälle weisen kein einheitliches Sachproblem, aber wiederkehrende Schwächen bei der Einführung und Umsetzung der Vorhaben auf. Diese betreffen insbesondere die Begründung des Eingriffs, die Ausgestaltung des Instruments, die Vorbereitung der Umsetzung und die spätere Überprüfung.

5 Checkliste

5.1 Checkliste für zukünftige Gesetzgebungs- und Festlegungsprozesse

Aus der Analyse der Vorgehensweisen im Gesetzgebungsverfahren der Anwendungsfälle sowie aus den beschriebenen Aufwänden bei Unternehmen in Kapitel 3 wurden Schwächen im bisherigen Vorgehen aufgezeigt. Um künftig möglichst effiziente und effektive regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, wird deshalb nachfolgend eine Checkliste zur Vorabprüfung neuer Vorgaben abgeleitet. Dieser praxisnahe Leitfaden soll das Aufwand-Nutzen-Verhältnis verbessern und kann bei der Vorbereitung, Erstellung, Kommunikation und Ausführung entsprechender Regelungen zu Rate gezogen werden. Die Kriterien sind mit Prüffragen versehen und gehen auf die vorherigen Analysen der Anwendungsfälle zurück.

Die Checkliste bündelt die wesentlichen Anforderungen an eine wirksame, verhältnismäßige und vollzugstaugliche Regulierung. Ihre fünf Kriterien begleiten den gesamten Regelungsprozess: von einer klaren Zielsetzung und der Prüfung des tatsächlichen Handlungsbedarfs über die realistische Erfassung von Kosten, Risiken und Auswirkungen bis hin zu ausgereiften Umsetzungsvorgaben, einer frühzeitigen Einbindung der Praxis sowie technisch und kapazitiv umsetzbaren Fristen. Ergänzend sieht sie eine spätere Evaluation vor, um die tatsächliche Wirkung und Belastung zu überprüfen und bei Bedarf nachzusteuern. Entscheidungsträgern bietet die Checkliste damit einen strukturierten Orientierungsrahmen, der aufzeigt, welche Fragen beantwortet und welche Nachweise vor einer Entscheidung vorliegen sollten. So können mögliche Schwachstellen frühzeitig erkannt, Umsetzungsrisiken reduziert und unnötige Belastungen für EVU und Kunden vermieden werden.

5.2 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Analyse zeigt, dass die identifizierten Belastungen der Energieversorger und Endkunden auch auf prozedurale Defizite im Gesetzgebungs- und Festlegungsverfahren zurückzuführen sind. Die entwickelte Checkliste übersetzt dieses Muster in fünf handhabbare Prüfkriterien und schafft damit einen praxisnahen Referenzrahmen, der bereits bestehende rechtliche Anforderungen konsequent zur Anwendung bringt.

Die Checkliste kann aktiv in laufende und künftige Konsultations- und Gesetzgebungsverfahren eingebracht werden, etwa als strukturierter Prüfmaßstab bei der Vorbereitung und Ausarbeitung von Regelungsvorhaben oder als Ausgangspunkt für eine engere Einbindung der Branche in frühen Verfahrensphasen. Eine regelmäßige Anwendung der Checkliste auf neue Regelungsvorhaben würde nicht nur die in diesem Gutachten quantifizierten Bürokratiekosten mittelfristig reduzieren, sondern auch die Planungssicherheit für Energieversorger und letztlich die Kostenstabilität für Endkunden erhöhen, während gleichzeitig das Vertrauen in den Gesetzgebungsprozess und die nationale Energieversorgerstruktur gefestigt wird.

Tabelle 8: Checkliste für zukünftige Gesetzgebungs- und Festlegungsprozesse

Nr.	Kriterium	Prüffrage (Ja/Nein)	Erläuterung
1	Erforderlichkeit, Subsidiarität und Eignung	Sind Problem, Handlungsbedarf und sachgerechte Handlungsebene belegt?	Markt- und Regelungslücke prüfen; EU, Bund, Länder, Kommunen, Markt und Unternehmen vergleichen.
		Sind mildere Mittel geprüft und Instrument, Wirkmodell sowie Zielgröße geeignet?	Opt-in, Schwellenwert, Pilot oder engeren Adressatenkreis prüfen; Wirkung und messbaren Erfolg festlegen.
2	Kosten-Nutzen-Abschätzung	Sind Nutzen, Erfüllungsaufwand und Belastungsverteilung vollständig und adressatengerecht bewertet?	Einmalige und laufende Personal-, IT-, Finanzierungs-, Reporting- und Kommunikationskosten sowie Kosten- und Risikoträger ausweisen.
		Sind nationale Verschärfungen von EU-Recht vermieden oder begründet?	Zusatznutzen, Mehrkosten und weniger belastende Alternativen transparent darstellen.
3	Spezifikationsreife und Praxis	Liegen vollständige, finale und widerspruchsfreie Spezifikationen vor?	Formate, Prozesse, Definitionen, Daten und Schnittstellen mit angrenzenden Vorgaben abgleichen.
		Wurde die Praxis frühzeitig konsultiert und wurden Hinweise nachvollziehbar bewertet?	Belastbare Mitwirkung ermöglichen; Berücksichtigung oder Ablehnung dokumentieren.
4	Technik, Fristen und Kumulation	Beginnt die Frist nach finaler Spezifikation und ist sie technisch sowie kapazitiv machbar?	Entwicklung, Test, Migration, Schulung sowie verfügbare Fach- und IT-Ressourcen berücksichtigen.
		Sind parallele Vorhaben und Risiken kritischer Prozesse geprüft?	Kumulative Ressourcenauslastung, Marktkommunikation, Abrechnung, Handel und Abhängigkeiten erfassen.
5	Re-Evaluierung	Sind End-to-End-Test und Rückfalloption vor dem Go-live vorgesehen?	Go-live erst nach bestandener Marktttest; Störungs- und Übergangsplan vorhalten.
		Sind Evaluation, Messgrößen und Korrekturmechanismen verbindlich festgelegt?	Termin, Verantwortung, Zielerreichung, tatsächlichen Aufwand, technische Funktion und Nachsteuerung festlegen.

A Anhang

A.1 Qualitative Ergebnisse des Fragebogens

Die befragten EVU bewerteten je Anwendungsfall sechs Aussagen zu den Auswirkungen auf das eigene Unternehmen und die Endkunden. Tabelle A.1 fasst die Zustimmung zusammen.

Tabelle A.1.1: Zustimmung der befragten EVU zu Aussagen über die Anwendungsfallauswirkungen (voll = stimme voll zu, teilweise = stimme teilweise zu, keine = stimme gar nicht zu)

Aussage	EU-ETS 2	Dyn. Stromtarif	Energiepreis-bremsen	24h-Wechsel
Die Umsetzung bindet Ressourcen, die uns bei der Kernwertschöpfung fehlen (Opportunitätskosten).	voll	teilweise	voll	voll
Die operative Komplexität ist gestiegen, was zu einer erhöhten Fehleranfälligkeit führt.	teilweise	voll	voll	voll
Die Vorgaben erfolgten zu kurzfristig und verhinderten eine saubere Planung.	voll	keine	voll	voll
Die erhöhten Aufwände werden sich auf unsere Endkundenpreise auswirken (z. B. Kostenumlagen oder Risikoaufschläge).	teilweise	keine	teilweise	teilweise
Wir müssen regulatorisch bedingte Planungsunsicherheiten an unsere Kunden weitergeben.	voll	keine	teilweise	teilweise
Wir verzeichnen aufgrund der Thematik eine erhöhte Kundenunzufriedenheit.	voll	teilweise	voll	voll

Die Ressourcenbindung zulasten der Kernwertschöpfung wird für drei der vier Fälle voll bestätigt. Die Aussage, die Vorgaben seien zu kurzfristig erfolgt und hätten eine saubere Planung verhindert, erhält volle Zustimmung für alle Fälle außer dem dynamischen Stromtarif. Erhöhte Kundenunzufriedenheit verzeichnen die Versorger bei drei der vier Fälle.

Tabelle A.1.2 zeigt die Zustimmung je Ursache und Anwendungsfall. Die Aussage zu unverhältnismäßig starken Eingriffen in einen funktionierenden Markt ist die einzige mit voller Zustimmung über alle vier Fälle. Für die Energiepreisbremsen liegt volle Zustimmung bei allen Belastungen vor.

Tabelle A.1.2: Zustimmung der befragten EVU zu Belastungsursachen (voll = stimme voll zu, teilweise = stimme teilweise zu, keine = stimme gar nicht zu)

Ursache der Belastung	EU-ETS 2	Dyn. Stromtarif	Energiepreis-bremsen	24h-Wechsel
Zu kurze Vorlaufzeiten für die operative oder technische Umsetzung	teilweise	teilweise	voll	teilweise
Mangelnde Belastbarkeit und Planbarkeit des regulatorischen Rahmens	voll	teilweise	voll	teilweise
Unklare, überlappende oder übermäßig komplexe Vorgaben	voll	teilweise	voll	voll
Delegation behördlicher Aufgaben (z. B. im Krisenmanagement)	teilweise	keine	Voll	keine
Unverhältnismäßig starke Eingriffe in einen funktionierenden Markt	voll	voll	Voll	voll
Fehlende Einbindung der Branche im Regulierungsprozess	voll	teilweise	Voll	teilweise

A.2 Entscheidungshilfe zur Checkliste

Tabelle A.2: Entscheidungshilfe zur Checkliste mit ankreuzbaren Einzelfragen

Nr.	Kriterium	Prüffrage (Ja/Nein)	Erläuterung / Detaillierung
1	Erforderlichkeit, Subsidiarität und Eignung	Ist ein konkretes, durch bestehendes Recht oder den Markt nicht hinreichend gelöstes Problem belegt?	Erforderlich sind eine nachvollziehbare Problembeschreibung, eine Marktversagens- bzw. Regelungslückenanalyse und der Abgleich mit dem geltenden Normbestand.
		Ist die Ebene des Handlungsbedarfs sachgerecht bestimmt?	Zu prüfen ist, ob EU, Bund, Länder, Kommunen, Markt oder Unternehmen das Ziel am wirksamsten und mit der geringsten Belastung erreichen können; eine höhere oder zentralere Ebene ist gesondert zu begründen.
		Wurden mildere, gleich wirksame Alternativen geprüft?	Zu prüfen und zu dokumentieren sind insbesondere Opt-in-Modelle, Schwellenwerte, Pilotierungen, Übergangsregelungen oder ein engerer Adressatenkreis.
		Ist das gewählte Instrument nach einem dokumentierten Wirkmodell zur Zielerreichung geeignet?	Das Wirkmodell soll den kausalen Beitrag des Instruments zur Zielerreichung darstellen; bei Unsicherheit ist eine Pilotierung vorzusehen.
		Ist eine messbare Ziel- oder Erfolgskennzahl festgelegt?	Die Kennzahl ist vorab zu quantifizieren und später als Maßstab der Evaluation zu verwenden.
2	Kosten-Nutzen-Abschätzung	Steht der erwartete Nutzen je Adressatengruppe in einem angemessenen Verhältnis zur Belastung?	Die Ex-ante-Abwägung soll Unterschiede nach Unternehmensgröße, Kundenzahl, technischer Ausgangslage und Marktrolle berücksichtigen.
		Ist der einmalige und laufende Erfüllungsaufwand vollständig und realistisch beziffert?	Einzubeziehen sind insbesondere Personal, IT, externe Beratung, Finanzierung, Dokumentation, Reporting, Prüfungen und Kundenkommunikation; Praxiswerte aus der Konsultation sind zu berücksichtigen.
		Sind Kosten-, Vorfinanzierungs- und Risikoträgerschaft eindeutig geregelt?	Die Folgen für Unternehmen, Endkunden, Verwaltung und Anteilseigner sind transparent auszuweisen; delegierte staatliche Aufgaben sind gesondert zu begründen und sachgerecht zu vergüten.
		Wird EU-Recht ohne nationale Übererfüllung umgesetzt?	Jede nationale Verschärfung ist ausdrücklich auszuweisen und anhand von Nutzen, Zusatzkosten und weniger belastenden Alternativen zu begründen.
3	Spezifikationsreife und Praxis	Liegen alle vollzugsrelevanten Spezifikationen final vor?	Formate, Prozesse, Definitionen, Datenanforderungen und Schnittstellen müssen vollständig festgelegt sein; offene Punkte dürfen den Vollzug nicht beeinträchtigen.
		Sind die Vorgaben widerspruchsfrei zu bestehenden und angrenzenden Regelungen?	Erforderlich ist ein dokumentierter Konsistenzabgleich, insbesondere zu parallelen Berichts-, Frist- und Datenanforderungen.
		Wurde die Umsetzungspraxis frühzeitig und in einem geeigneten Format konsultiert?	Konsultationsformat und Fristen müssen eine belastbare Mitwirkung von Marktrolle, Unternehmen und Verbänden ermöglichen.
		Wurden die Hinweise aus der Konsultation dokumentiert bewertet?	Der Konsultationsbericht soll Einwände, ihre Würdigung und die Gründe für Berücksichtigung oder Nichtberücksichtigung nachvollziehbar gegenüberstellen.
4	Technik, Fristen und Kumulation	Beginnt die Umsetzungsfrist erst nach Vorliegen der finalen Spezifikationen?	Die Frist darf nicht durch nachträgliche Konkretisierungen faktisch verkürzt werden.
		Ist die Umsetzungsfrist von den betroffenen Marktrolle als technisch und kapazitiv machbar bestätigt?	Der Umsetzbarkeitsnachweis soll erforderliche Entwicklungs-, Test-, Migrations- und Schulungszeiten sowie verfügbare Fach- und IT-Ressourcen abbilden.

5 Re-Evaluierung	Wurde die kumulative Belastung durch parallele Vorhaben geprüft?	Zu erfassen sind zeitgleiche regulatorische und technische Vorhaben sowie deren Zugriff auf dieselben Adressatenkreise, Unternehmensbereiche und Ressourcen.
	Wurden Risiken für kritische Prozesse, Systeme und Abhängigkeiten bewertet?	Die Risikoanalyse muss systemrelevante Prozesse wie Marktkommunikation, Abrechnung und Handel sowie Domino-Effekte zwischen Marktpartnern berücksichtigen.
	Sind ein bestandener Markttest und eine Rückfalloption vor dem Go-live vorgesehen?	Der Go-live darf erst nach einem technisch belastbaren End-to-End-Test erfolgen; für wesentliche Störungen ist ein dokumentierter Rückfall- oder Übergangsplan vorzuhalten.
	Sind Termin, Verfahren und Verantwortlichkeit der Evaluation verbindlich festgelegt?	Eine Review- oder Befristungsklausel soll Zeitpunkt, Datengrundlage und verantwortliche Stelle im Regelungstext bestimmen.
	Werden Zielerreichung, tatsächliche Bürokratiekosten und technische Funktionsfähigkeit gemessen?	Die Evaluation soll die in Prüffrage 1.5 festgelegte Zielkennzahl mit dem tatsächlich entstandenen Erfüllungsaufwand sowie Auswirkungen auf EVU und Kunden abgleichen.
	Sind verbindliche Korrekturmechanismen für den Fall einer Zielverfehlung oder unverhältnismäßigen Belastung vorgesehen?	Festzulegen sind mögliche Anpassung, Vereinfachung, Befristung oder Beendigung der Regelung sowie Auslösekriterien und Zuständigkeiten.

A.3 Nachweise Erfüllungsaufwand

Bundesnetzagentur. (21. 03 2024). Beschluss Az.: BK6-22-024. Von
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-024/Beschluss/BK6-22-024_Beschluss_vom_21_03_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen

Deutscher Bundesrat. (15. 08 2025). Drucksache 383/25. Von
<https://dserver.bundestag.de/brd/2025/0383-25.pdf> abgerufen

Deutscher Bundestag. (14. 12 2022). Drucksache 20/4915. Von
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/049/2004915.pdf> abgerufen

Deutscher Bundestag. (14. 03 2023). Drucksache 20/5994. Von
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/059/2005994.pdf> abgerufen

Deutscher Bundestag. (04. 11 2024). Bundestags-Drucksache 20/13585. Von
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/135/2013585.pdf> abgerufen

Deutscher Bundestag. (07. 09 2026). Bundestags-Drucksache 21/7869. Von
<https://dserver.bundestag.de/btd/21/078/2107869.pdf> abgerufen

© Oktober 2026 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Alle Rechte vorbehalten.

„PwC“ bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist. Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.

www.pwc.de