

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)

Studie für das ILR

08 DECEMBER 2023

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Hintergrund und Zielsetzung	3
Ausgangslage – Regulierungssystem in RP3 (2021-2024)	3
Regulierungspakete für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem	4
Diskussion der Regulierungspakete und Empfehlung	6
1 Einleitung	8
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	8
1.2 Vorgehensweise und Struktur des Berichts	9
2 Mission A – Weiterentwickeltes Regulierungssystem für Luxemburg	10
2.1 Beschreibung des bestehenden Regulierungssystems in RP3 (2021-2024)	10
2.2 Einordnung der Grundzüge des geplanten ILR Regulierungssystems für RP4 (2025-2028)	12
2.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten wesentlicher Elemente eines weiterentwickelten Regulierungssystems	14
2.3.1 Risiken eines „Forward-looking“ Ansatz	15
2.3.2 Bestimmung ex ante zulässiger Kosten	17
2.3.3 Definition Anreizmechanismen für Kosten	24
2.3.4 Definition Outputs und Output-Performancevorgaben	36
2.3.5 Ausgestaltung Unsicherheitsmechanismen	42
2.3.6 Flexibilität – Abtausch zwischen Betriebskosten und Investitionen	49
2.3.7 Ex post Abgleich Plan-/Ist-Kosten	52
2.3.8 Reporting	57
2.4 Regulierungspakete für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem	58
2.4.1 Beschreibung der Regulierungspakete	58
2.4.2 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	67

Executive Summary

Hintergrund und Zielsetzung

Die Umsetzung der Energie- und Klimawende geht mit einer substantiellen Transformation der Energieversorgung einher. Dies umfasst einerseits eine Umstellung von Energieanwendungen auf erneuerbar erzeugtem Strom als primären Energieträger. Andererseits verändern sich die Mengen der eingesetzten Energieträger bei den Endanwendungen, sodass durch eine zunehmende Elektrifizierung ein geringerer Einsatz fossiler Gase (insbesondere Methan) und ein teilweiser Umstieg auf erneuerbare Gase (insbesondere Wasserstoff) zu erwarten ist.

ILR entwickelt derzeit die Grundsätze und Eckpunkte des Regulierungsrahmens für die Strom- und Erdgasnetze der 4. Regulierungsperiode (2025-2028). Durch die neuen Herausforderungen für die Strom- und Gasnetze sieht ILR in einem Regulierungssystem, das auf vorwärtsgewandte Kosten anstatt auf historischen Kosten beruht, einen geeigneteren Ansatz, um den Energienetzen ausreichende finanzielle Mittel für die Umsetzung der Energiewende zur Verfügung zu stellen. Dabei sollen gleichzeitig der Anreiz für die Energienetze zur effizienten Leistungserbringung bestehen bleiben und die Transparenz bezüglich Kosten und Leistungen erhöht werden.

Ausgangslage – Regulierungssystem in RP3 (2021-2024)

Die luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung auf Basis einer Erlösobergrenze mit einer 4-jährigen Regulierungsperiode. Die aktuelle 3. Periode läuft von 2021 bis 2024. Dabei wird eine Unterscheidung zwischen Betriebskosten und Kapitalkosten vorgenommen. Die kontrollierbaren Betriebskosten unterliegen einem Kostenpfad ausgehend von historischen Kosten, angepasst um einen generellen Effizienzfaktor, einen Kostenindex sowie einen Mengenfaktor. Wenn die tatsächlichen kontrollierbaren Betriebskosten unter oder über dem Kostenpfad liegen, verbleibt die während der Regulierungsperiode anfallende Differenz beim Netzbetreiber.

Bei den Kapitalkosten werden zwei Arten von Investitionen unterschieden. Die „Lose“ werden bei der Bestimmung der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode mit ihren tatsächlichen oder geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Im Unterschied dazu ist für „spezifische Investitionsprojekte“ ein Sharing-Mechanismus vorgesehen, d.h. nach Abschluss eines Projektes werden die tatsächlichen Kosten mit den geplanten Kosten verglichen. Liegen die Ist-Kosten unter (über) den Plankosten, werden den Netzbetreibern (Netzkunden) 30 % der Kosteneinsparungen über das Regulierungskonto den erlaubten Erlösen gutgeschrieben.

Für die Stromverteilnetzbetreiber ist zudem ein Qualitätsfaktor vorgesehen.

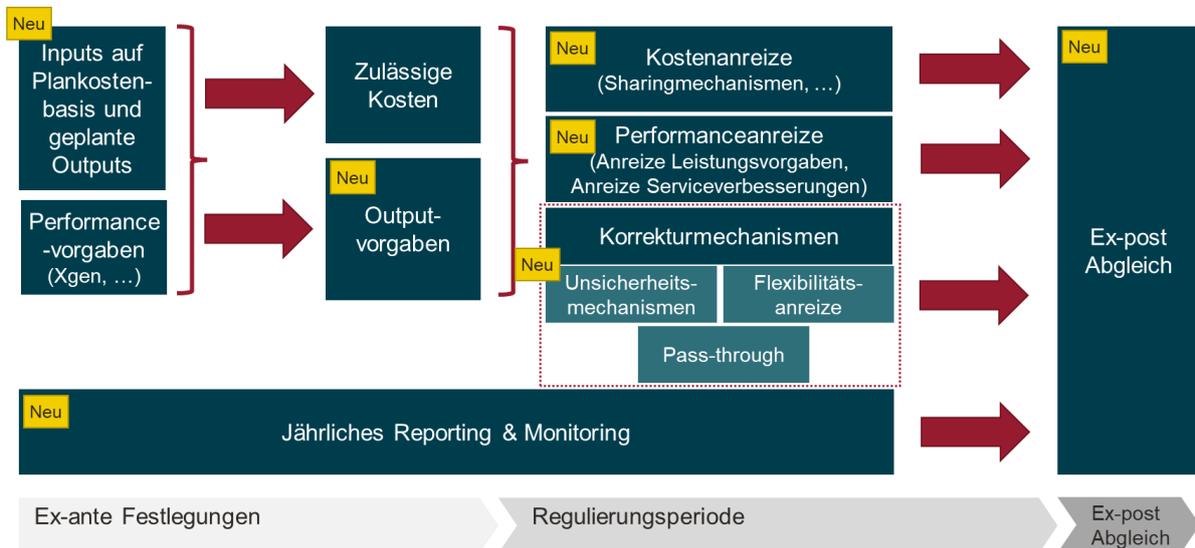
Im aktuellen Regulierungsregime sind die Effizianzanreize eingeschränkt, da hier insbesondere die „Lose“ (Artikel 10 ILR/E20/22) ohne eine Effizienzprüfung und -anreize anerkannt werden. Da die Investitionen einen großen Anteil der Gesamtkosten ausmachen, der in Zukunft bei den Stromnetzen aufgrund der Herausforderungen der Energiewende tendenziell ansteigen wird, ist der Anteil der von Effizianzanreizen ausgenommenen Kosten erheblich.

Ein Teil der regulatorisch zulässigen Kosten (beeinflussbare Betriebskosten) wird im aktuellen Regulierungsregime auf Basis der Historie fortgeschrieben. Die Herausforderungen der Energiewende wirft die Frage auf, inwieweit die Historie ein guter Schätzer für die Zukunft ist und wie die Regulierung darauf reagieren kann. Während der Regulierungsperiode sind die Berichtspflichten der Netzbetreiber sehr gering (z.B. kein Reporting der realisierten kontrollierbaren Betriebskosten), wodurch ILR nur eingeschränkte Information darüber hat, wie auskömmlich die regulatorisch zuerkannten Kosten für die Erfüllung der Aufgaben der Netzbetreiber sind.

Regulierungspakete für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem

Abbildung 1 illustriert die Bausteine der Regulierungspakete für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem und weist potentielle neue bzw. weiterentwickelte Elemente im Vergleich zum Status Quo aus.

Abbildung 1 Schematische Darstellung der Regulierungselemente für RP4



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: In der Abbildung umfasst der Begriff „neu“ auch eine Weiterentwicklung bestehender Instrumente.

Auf Grundlage von internationalen Fallbeispielen und konzeptionellen Überlegungen werden zwei in sich konsistente Regulierungspakete zusammen gestellt. Beiden

**WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN
REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)**

Regulierungspaketen ist das Abstellen auf Plankosten zur Bestimmung der regulatorischen Kosten für die kommende Regulierungsperiode gemein. Ein wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen den beiden Varianten stellt der Fokus des Regulierungsregimes dar:

- **Variante A:** Fokus auf Kosten/Inputs (weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung), allerdings ergänzt um einzelne zusätzliche Output-orientierte Anreize;
- **Variante B:** Fokus auf Outputs (Output-orientierte Regulierung), allerdings weiterhin ergänzt um eine inputseitige Kostenkontrolle und -beanreizung

Tabelle 1 stellt die beiden Varianten für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem in Luxemburg entlang der Regulierungselemente gegenüber.

Tabelle 1 Varianten für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem

Variante	(A) Weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung	(B) Output-orientierte Regulierung
Ex ante zulässige Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erhöhung des Detaillierungsgrades bei der Erfassung der Kosten bzw. zusätzlicher Informationen (d.h. Ergänzung GuV Logik um Aktivitäten auf höherem Aggregationsgrad, historische & Plankosten) ■ Zusätzliche Details z.B zu Investitionen (Lose), Opex, Instandhaltungsstrategie ■ „Information quality“ Anreiz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erhöhung des Detaillierungsgrades bei der Erfassung der Kosten bzw. zusätzlicher Informationen in hoher Granularität ■ Erfassung von Informationen über zusätzliche Outputparameter ■ „Information quality“ Anreiz
Anreiz-mechanismen Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Betriebskosten: Differenz (Über-/Unterschreitung) während Regulierungsperiode verbleibt bei Netzbetreiber ■ Investitionen: Sharing-Mechanismus für alle Investitionen mit 30% Sharingfaktor für Kostenüber-/unterschreitungen ■ Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten ■ Option Sicherheitsnetz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Angleichen der Anreize Kostenüber-/unterschreitungen für Betriebskosten und Investitionen ■ Mechanistische Bestimmung der Effizienzgewinne und -verluste ■ Option Sicherheitsnetz
Outputs/ Performance-vorgaben	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verfeinerung bestehender Outputs und Anreizsysteme (Q-Faktor, Art. 13 Investitionen) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abdeckung aller relevanten Outputdimensionen eines Netzbetreibers (z.B. Versorgungsverläs-

Variante	(A) Weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung	(B) Output-orientierte Regulierung
	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erweiterung bestehender Outputs, um ausgewählte Dimensionen (z.B. Kundenzufriedenheit) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sicherheit, Kundenservice, Unterstützung Energiewende, Market Facilitation)
Unsicherheitsmechanismen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Primäre Verwendung von Reopenern mit hohen Schwellenwerten ■ Volumentreiber mit einheitlichen Unit Costs z.B. bei Netzanschlüssen vorstellbar ■ Ex post Abgleich dient als zusätzliches Korrektiv 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stärkere Berücksichtigung mechanistischer Instrumente wie Volumentreiber ■ Ex post Abgleich dient als zusätzliches Korrektiv
Flexibilitätsanreize	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung bestehendes Instrument (Einbettung in laufendes Reporting und transparente Kriterien für Nachweiserbringung) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung bestehendes Instrument analog zu Variante (A) ■ Ermöglichung bidirektionaler Flexibilität ■ Output für „Entwicklung von Flexibilitätsmärkten“
Ex post Abgleich	<ul style="list-style-type: none"> ■ Flexible Ausgestaltung mit detaillierter Analyse der Kostenüber-/unterschreitungen ■ Ex post Abgleich kann als korrektiv für andere regulatorische Elemente wirken (z.B. Unsicherheitsmechanismen) ■ Ex post Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten (dies kann auch zur Akzeptanz von Kostenüberschreitungen gegenüber den regulatorisch ex ante zulässigen Plankosten führen) ■ Deckelung der Gesamtwirkung aus Anreizmechanismus für Kosten und selektiv definierten Outputs 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanistische Ausgestaltung mit Schwellenwert, d.h. detaillierte Analyse der Kosten nur bei Über-/Unterschreitung von Schwellenwert ■ Wenn Schwellenwert über-/unterschritten, gilt Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten ■ Deckelung der Gesamtwirkung aus Anreizmechanismus für Kosten und die umfassend definierten Outputs

Quelle: Frontier Economics

Diskussion der Regulierungspakete und Empfehlung

Die **weiterentwickelte input-orientierte Regulierung (Variante A)** stellt eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems im Hinblick auf die neu entstehenden Anforderungen an die Netzbetreiber in Folge der Transformation des Energiesystems dar. Dies erfolgt durch die Erfassung von neuen bzw. im Vergleich zur Historie geänderten Aufgaben durch Plankosten. Dies geht einher mit einer Ausweitung der Effizianreize auf

alle Kosten und einer Ausweitung der Berichtspflichten und damit Transparenz bezüglich der Kosten während der Regulierungsperiode.

Durch die Ausweitung von Outputs wird die Verknüpfung von Kosten mit der Leistungserbringung für Netzkunden erhöht. Die Variante A enthält über den Unsicherheitsmechanismus sowie den ex-post Abgleich flexible Elemente, welche von den Netzbetreibern für die Anpassung der regulatorisch zulässigen Kosten während der Regulierungsperiode sowie am Ende der Regulierungsperiode genutzt werden kann. Die Anpassung unterliegt der Zustimmung durch die Regulierungsbehörde, wodurch die konkrete Wirkung dieser Flexibilität für die Netzbetreiber mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist. Der administrative Aufwand für Regulierungsbehörde und Netzbetreiber fällt im Vergleich zum Status Quo höher aus, sollte allerdings bei pragmatischer Handhabung nicht prohibitiv wirken. Der Aufwand bezieht sich hier auf die detailliertere Datenabfrage zu Beginn der Regulierungsperiode, dem laufenden Reporting und Anpassungen der Plankosten während der Regulierungsperiode und den ex-post Abgleich.

Die **output-orientierten Regulierung (Variante B)** richtet den Fokus weitaus stärker auf die Erreichung der Outputs. Die Ausweitung von Outputs und deren stärkere Verknüpfung mit Kosten stellt einen wichtigen Unterschied zu Variante A dar. Die Fokussierung auf Outputs geht dabei mit einer stärkeren Verwendung von mechanistischeren Regulierungselementen (d.h. Reduktion der Flexibilität für Netzbetreiber und ILR) einher. Dies gilt sowohl für mechanistische Anpassungen der regulatorisch zulässigen Kosten bei Unter-/Übererfüllung von Outputs, sowie bei einer Änderung von Annahmen/Szenarien, die den regulatorisch zulässigen Kosten zugrunde liegen. Die mechanistische Anpassung hat den Vorteil, dass die Auswirkung dem Netzbetreiber ex ante bekannt ist und damit stärkere Effizianzanreize setzt. Die mechanistische Anpassung setzt allerdings hohe Anforderungen an die Parametrierung der zugehörigen Mechanismen (z.B. Volumentreiber), die die realen Kostenentwicklungen adäquat abbilden müssen. Der administrative Aufwand für die Definition, die Datenbereitstellung und -verarbeitung sowie Parametrisierung dieses Mechanismus ist somit insbesondere in Vorbereitung der Regulierungsperioden komplexer und zeitaufwendiger. Der administrative Aufwand steht einer kurzfristigen Implementierung der Variante B, z.B. für die 4. Regulierungsperiode entgegen.

Mit Blick auf die 4. Regulierungsperiode empfehlen wir deshalb eine Ausgestaltung des Regulierungssystems in Luxemburg in Anlehnung an die **Variante A „weiterentwickelte input-orientierte Regulierung“**. Diese Variante erscheint kurzfristig umsetzbar, stellt eine evolutionäre Weiterentwicklung des Status Quo dar und kann bei Bedarf als Transformationsphase für ein stärker Output-orientiertes Regulierungssystem in Anlehnung an Variante B dienen.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Umsetzung der Energie- und Klimawende geht mit einer drastischen Transformation der Energieversorgung einher. Dies umfasst einerseits eine Umstellung von Energieanwendungen auf erneuerbar erzeugtem Strom als primären Energieträger. Andererseits verändern sich die Mengen der eingesetzten Energieträger bei den Endanwendungen, sodass durch eine zunehmende Elektrifizierung ein geringerer Einsatz fossiler Gase (v. a. Methan) und ein teilweiser Umstieg auf erneuerbare Gase (v. a. Wasserstoff) zu erwarten ist. Besonders deutlich zeigen sich diese Umwälzungen in der Verteilernetzinfrastruktur. So bewirkt der Wandel hier eine Reihe von nachdrücklichen Veränderungen der Versorgungsaufgabe von Strom- und Gasnetzen:

- Im **Stromnetz** kommen eine Vielzahl neuer Verbraucher und Erzeuger auch auf Verteilernetzebene hinzu. Zudem verändern sich bestehende Netznutzungen durch neue Stromanwendungen (z.B. Wärmepumpen, hauseigene Ladestationen etc.) oder sich ändernde Abnahmestrukturen (z.B. zunehmende Wohnraumklimatisierung im Sommer). Diese sich stark ändernde Netznutzung erhöht den Netzausbaubedarf insgesamt. Angesichts dieser Entwicklungen wird das Stromnetz seine wichtige Rolle als „das Energienetz“ der Energiewende behalten und ausbauen.
- Die **Erdgasnetze** durchlaufen einen „umgekehrten“ starken Wandel. Konventionelles, fossiles Erdgas wird langfristig nur zum Teil durch Wasserstoff, synthetisches Erdgas oder Biomethan ersetzt. Es wird deshalb einerseits zu Stilllegungen und andererseits auch zu regionalen Umbauten von Gasverteilernetzen kommen, die dann zukünftig „grüne Gase“ (Biomethan, Wasserstoff) an Stelle von fossilem Methan verteilen.

ILR entwickelt derzeit die Grundsätze und Eckpunkte des Regulierungsrahmens für die Strom- und Erdgasnetze der 4. Regulierungsperiode (2025-2028). Durch die neuen Herausforderungen für die Strom- und Gasnetze sieht ILR in einem Regulierungssystem, das auf vorwärtsgewandte Kosten anstatt auf historischen Kosten beruht, einen geeigneteren Ansatz, um den Energienetzen ausreichende finanzielle Mittel für die Umsetzung der Energiewende zur Verfügung zu stellen. Dabei soll gleichzeitig der Anreiz für die Energienetze zur effizienten Leistungserbringung bestehen bleiben. Zu den effizienten Kosten zählt auch die Festlegung von marktgerechten Finanzierungskosten (WACC) für die Energienetze.

ILR hat Frontier Economics mit der Unterstützung zur Weiterentwicklung des Regulierungssystems für die 4. Regulierungsperiode (2025-2028) beauftragt. Dies umfasst zwei Themenbereiche:

- **Mission A:** Bewertung, Präzisierung und Ergänzung der von ILR geplanten Regulierungssystematik für die 4. Regulierungsperiode, die, soweit möglich und adäquat, auf prognostischen Plankosten (anstatt auf historischen Kosten) beruhen soll.

- **Mission B:** Bestimmung der angemessenen Finanzierungskosten (WACC) für die 4. Regulierungsperiode.

1.2 Vorgehensweise und Struktur des Berichts

Dieser Bericht umfasst nur den Themenbereichen für Mission A.

Zu **Mission A** diskutieren wir in Abschnitt 2 Ausgestaltungsoptionen für ein Regulierungssystem, das auf einem „forward-looking“ Ansatz, d.h. Fokus auf Plankosten beruht. Unsere Vorgehensweise gliedert sich dabei in mehrere Arbeitsschritte. Zunächst erfolgt eine kurze Darstellung der Regulierungssystematik der 3. Regulierungsperiode (2021-2024), die als Ausgangslage für mögliche Weiterentwicklungen dient (Abschnitt 2.1). Danach fassen wir die Eckpunkte des von ILR geplanten weiterentwickelten Regulierungssystem für die 4. Regulierungsperiode (2025-2028) zusammen (Abschnitt 2.2). Im Anschluss diskutieren wir einzelne Regulierungsbausteine für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem. In diesem Rahmen werden verschiedene Ausgestaltungsoptionen vorgestellt und es erfolgt eine Gegenüberstellung ihrer spezifischen Vor- und Nachteile. Dabei greifen wir auf Fallbeispiele von europäischen und internationalen Regulierungsregimen zurück, die eine lange Erfahrung mit „forward-looking“ Regulierungsansätzen haben (Abschnitt 2.3). Nachfolgend werden verschiedene in sich konsistente Varianten an Regulierungsoptionen abgeleitet, die sich aus den verschiedenen Regulierungsbausteinen zusammensetzen. Diese diskutieren wir anhand von Evaluierungskriterien und leiten abschließend Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung der luxemburgischen Regulierung für die 4. Regulierungsperiode ab (Abschnitt 2.4).

2 Mission A – Weiterentwickeltes Regulierungssystem für Luxemburg

2.1 Beschreibung des bestehenden Regulierungssystems in RP3 (2021- 2024)

Die luxemburgischen Strom- und Gasnetzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung auf Basis einer Erlösobergrenze mit einer 4-jährigen Regulierungsperiode. Die aktuelle 3. Periode läuft von 2021 bis 2024. Die Erlösobergrenzen (EO) werden getrennt nach Netzebenen/Druckstufen gemäß einer einheitlichen Regulierungsformel für Strom- und Gasnetze bestimmt, wobei eine differenzierte Behandlung unterschiedlicher Kostenarten im Sinne eines „Building Blocks“ Ansatzes¹ stattfindet. Die Formel hat folgende Gestalt:

$$EO_t = RAV_t * WACC + D_t + CO_t + SPT_t + Q_t$$

- **Kapitalkosten** – Die Kapitalkosten entsprechen der Summe aus den kalkulatorischen Kapitalerträgen, die aus dem mit dem WACC verzinsten regulatorischen Anlagenbestand (RAV) ermittelt werden, und den Abschreibungen (D). Diese werden auf Basis der historischen Kosten und standardisierten Nutzungsdauern ermittelt, wobei eine lineare Abschreibung angenommen wird. Bei Altanlagen findet eine teilweise Berücksichtigung der indexierten historischen Investitionskosten statt. Kosten von direkt von Netznutzern oder Dritten finanzierten Anlagen werden aus den Kapitalkosten herausgerechnet.
- **Zwei Arten von Investitionen** – Investitionen während der Regulierungsperiode werden unterschieden in „Lose“ (Art.10 ILR/E20/22) und „spezifische Investitionsprojekte“ (Art 13 ILR/E20/22). Die „Lose“ werden bei der Bestimmung der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode mit ihren tatsächlichen oder geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Im Unterschied dazu ist für „spezifische Investitionsprojekte“ ein Sharing-Mechanismus vorgesehen, d.h. nach Abschluss eines Projektes werden die tatsächlichen Kosten mit den geplanten Kosten verglichen. Liegen die Ist-Kosten unter (über) den Plankosten, werden den Netzbetreibern (Netzkunden) 30% der Kosteneinsparungen über das Regulierungskonto den erlaubten Erlösen gutgeschrieben. Der Abgleich der Plan- und Ist-Kosten für „Lose“ (Artikel 10) und „spezifische Investitionsprojekte“ (Artikel 13) erfolgt bei Aktivierung der Projekte.
- **Kontrollierbare Betriebskosten** – Die Fotojahrkosten der kontrollierbaren Opex (CO) werden im ersten Jahr der Regulierungsperiode fixiert und in den Folgejahren fortgeschrieben. Die Fotojahrkosten basieren auf dem Jahr 2019. Die Fortschreibung umfasst die Entwicklung

¹ Das Grundprinzip dieses Regulierungsansatzes besagt, dass die Erlöse eines regulierten Unternehmens der Summe der sogenannten Building Blocks entsprechen, das heißt der Summe aus der Vergütung des eingesetzten Kapitals, der Abschreibungen sowie der Betriebskosten, welche im konkreten Kontext untergliedert sind in die kontrollierbaren und nicht kontrollierbaren Opex.

- der Kostenindex;
 - eines generellen Effizienzfaktors;
 - sowie eines Mengenfaktors, der auf Basis der Kundenanzahl und der Netzlänge berechnet wird.
- **Nicht kontrollierbare Betriebskosten** – Bei den nicht kontrollierbaren Opex (SPT) erfolgt eine direkte Überführung der spezifischen Elemente in die Erlösobergrenze („pass-through“). Diese sind gesetzlich festgeschrieben und umfassen für die Stromnetze bspw. Steuern/ Abgaben, Kosten für Regelenenergie oder Entgelte für die Nutzung von Infrastruktur Dritter.
 - **Qualitätsfaktor** – Der Qualitätsfaktor gibt dem Stromnetzbetreiber einen Anreiz zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit (über den SAIDI) sowie der kommerziellen Qualität (durchschnittliche Dauer für die Herstellung eines NSP-Netzanschlusses und Übermittlung von Zählerdaten/Messwerten an Stromversorger). Für Gasnetzbetreiber ist der Qualitätsfaktor in der 3. Regulierungsperiode auf null gesetzt.

ILR erlaubt in ausgewählten Fällen zusätzliche Anpassungen außerhalb der Regulierungsformel. Beispielsweise kann der Strom- und Gasnetzbetreiber während der Regulierungsperiode höhere kontrollierbare Betriebskosten beantragen, wenn er nachweisen kann, dass dadurch Investitionen vermieden werden und die eingesparten Kapitalkosten über die wirtschaftliche Lebensdauer höher als die zusätzlichen Betriebskosten sind (Art. 14, Abs.5, Zif.3 ILR/E20/22). Zusätzlich können die Netzbetreiber während der Regulierungsperiode höhere Kosten im Fall von neuen gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben beantragen,

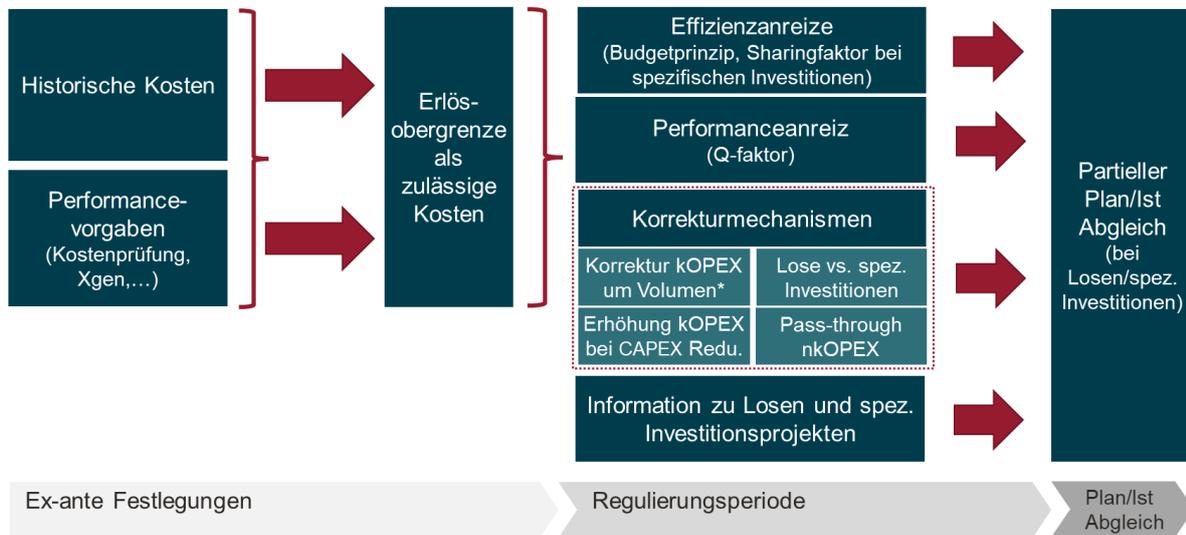
Während der Regulierungsperiode sieht ILR für Investitionen zusätzliche Informationen der Netzbetreiber vor, die sich unterscheiden in:

- **„Lose“ (Art.10, Anhang 5 ILR/E20/22)** – diese sind in Pakete nach Spannungsebenen bei Stromnetzbetreiber und Druckstufen bei Gasnetzbetreiber zusammen zu fassen. Dabei ist eine Unterteilung vorzunehmen in:
 - Erneuerung und Neuinvestitionen;
 - Anlageklassen (z.B. Anschlüsse, Stationen, Erdkabel, Freileitungen).
 - Für die einzelnen Pakete sind die Kosten nach Kategorien aufzuschlüsseln.
- **„Spezifische Investitionsprojekte“ (Art. 13, Anhang 5 ILR/E20/22)** – der Netzbetreiber hat hier u.a. Informationen zur Beschreibung und Begründung des Projektes, Analyse von Alternativen zum Projekt, Kosten-Nutzen-Analyse sowie detaillierte Angaben zu den Kosten des Projektes anzugeben.

Wir verstehen, dass ILR zu Beginn der Regulierungsperiode Daten von den regulierten Netzbetreibern abfragt, wobei der Detaillierungsgrad sich an der Logik der finanziellen Jahresabschlüsse orientiert.

Abbildung 2 fasst die wesentlichen Bestandteile des aktuellen Regulierungsregimes zusammen.

Abbildung 2 Schematische Darstellung des bisherigen Regulierungsregimes



Quelle: Frontier Economics

2.2 Einordnung der Grundzüge des geplanten ILR Regulierungssystems für RP4 (2025-2028)

Im aktuellen Regulierungsregime sind die Effizianzanreize eingeschränkt, da hier insbesondere die „Lose“ (Artikel 10) ohne eine Effizienzprüfung und -anreize anerkannt werden. Da die Investitionen einen großen Anteil der Gesamtkosten ausmachen, der in Zukunft aufgrund der Herausforderungen der Energiewende tendenziell ansteigen wird, ist der Anteil der von Effizianzanreizen ausgenommenen Kosten erheblich.

Ein Teil der regulatorisch zulässigen Kosten (beeinflussbare Betriebskosten) wird im aktuellen Regulierungsregime auf Basis der Historie fortgeschrieben. Die Herausforderungen der Energiewende wirft die Frage auf, inwieweit die Historie ein guter Schätzer für die Zukunft ist und wie die Regulierung darauf reagieren kann. Während der Regulierungsperiode sind die Berichtspflichten der Netzbetreiber sehr gering (z.B. kein Reporting der realisierten kontrollierbaren Betriebskosten), wodurch ILR nur eingeschränkte Information darüber hat, wie auskömmlich die regulatorisch zuerkannten Kosten für die Erfüllung der Aufgaben der Netzbetreiber sind.

ILR sieht deshalb – insbesondere in Verbindung mit den Herausforderungen der Energiewende – eine konzeptionelle Weiterentwicklung des Regulierungssystems als erforderlich an. Geprüft wird ein auf mehrjährigen Plankosten beruhender Regulierungsansatz, der besser geeignet sein könnte, den aktuellen Herausforderungen der Netzbetreiber zu begegnen. Als **Grundsätze für das neue Regulierungssystem** hat ILR dabei definiert:

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)

- Deckung der effizienten Kosten, die zur Erreichung der vereinbarten Ziele und Qualitätsstandards erforderlich sind;
- Anreiz für laufende Effizienzsteigerungen;
- Anreiz zur optimalen Wahl zwischen leitungsgebundenen Investitionen sowie nicht-leitungsgebundenen Lösungen (z.B. Flexibilitäten);
- Möglichkeit, ex post zugestandene Plankosten zu streichen falls bspw. Ziele nicht erreicht wurden.
- Bonus/Malus System auf Grundlage von definierten Zielen, die mit KPIs oder Qualitätsstandards verknüpft sind.

Wir verstehen die Eckpunkte des von ILR in Erwägung gezeigte Regulierungssystem wie folgt:

- **Ex ante mehrjährige Plankosten:** Für die Regulierungsperiode 2025-2028 wird ein Kostenpfad auf Basis von Plankosten für kontrollierbare Betriebskosten, nicht-kontrollierbare Betriebskosten sowie Kapitalkosten bestimmt. Die Plankosten sollen dabei nach „Aktivitäten“ (z.B. Instandhaltung, Netzplanung, Kundenservice, etc.) ausgewiesen werden, um eine größere Transparenz für den Verwendungszweck der Kosten zu erhalten.
- **Anreizmechanismus und Kostenarten:** Dabei erwägt ILR konzeptionell drei Typen von Kosten zu unterscheiden:
 - Typ 1: Darunter fallen Kosten, die eins-zu-eins an die Netzkunden weitergereicht werden. Auf diese Kosten erfolgt kein spezifischer Anreizmechanismus. Hierunter fallen im Wesentlichen die nicht-kontrollierbaren Betriebskosten.
 - Typ 2: Darunter fallen Kosten, die nicht unmittelbar mit Leistungszielen verknüpft werden bzw. werden können. Bei diesen Kosten kann die Entwicklung prospektiv im Kern über ein Indexierungssystem abgebildet werden (beeinflussbare Betriebskosten, Lose Mittel- und Niederspannung nach Artikel 10). Der Anreiz erfolgt hier über einen „Sharing Mechanismus“, der sich auf die Differenz zwischen geplanten und realisierten Kosten bezieht. Der „Sharing Mechanismus“ für diese Differenz kann in unterschiedlicher Weise ausgestaltet sein, z.B. symmetrisch (40% der Differenz zwischen Plan-/Ist-Werten verbleibt bei Netzbetreiber) oder asymmetrisch (100% der negativen Differenz verbleibt als Malus beim Netzbetreiber und 60% der positiven Differenz verbleibt als Bonus beim Netzbetreiber).
 - Typ 3: Darunter fallen Kosten, für die zusätzlich Leistungsziele definiert werden können und die dementsprechend auch einer Beurteilung nach erzielter Leistung unterliegen. Wenn die Netzbetreiber die Leistungsziele zu geringeren Kosten erreichen, dann können sie einen Anteil der Differenz einbehalten. Andererseits soll ein Malus bei Nicht-Erreichung der Leistungsziele vorgesehen werden. Es soll zudem die Möglichkeit bestehen, ex post die Kosten anzupassen. Wir gehen davon aus, dass in diese Kategorie z.B. Kosten für größere Investitionen (nach Art.13) oder Kosten für Investitionen in Innovationen wie Smart Grids fallen dürften. Um das

Prinzip einer leistungsorientierten Vergütung der Netzbetreiber zu wahren, wäre es das Ziel, im Zeitablauf zunehmend Kosten von Typ 2 in den Typ 3 zu überführen.

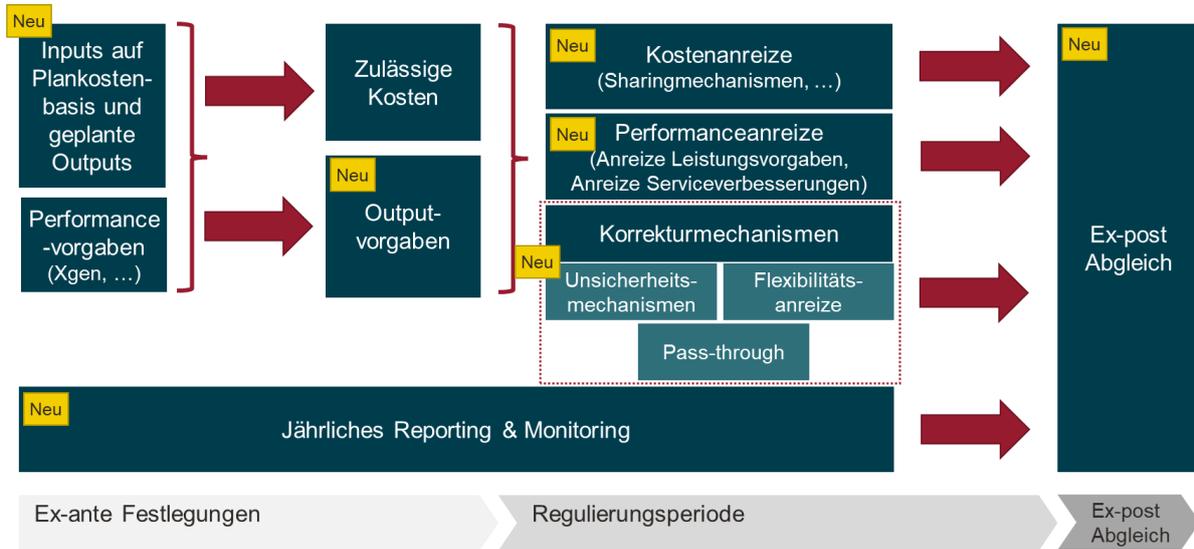
- **Berichtspflichten während der Regulierungsperiode:** Die Transparenz hinsichtlich des Verwendungszweckes der Kosten nach Aktivitäten soll nicht nur zur Bestimmung der zulässigen Kosten am Beginn der Regulierungsperiode dienen, sondern auch die konkrete Mittelverwendung schon während der Regulierungsperiode allen Stakeholdern transparent offenlegen. Zu diesem Zwecke sollen die Netzbetreiber während der Regulierungsperiode Berichte zu Kostenentwicklungen (nach Aktivitäten) sowie von erbrachten Leistungen erstellen und veröffentlichen. Ziel ist es, eine „Top-down“ Aufsicht für die Erfüllung eines „Bottom-up“ Kostenpfades sowie Leistungsvorgaben zu erhalten. Die genaue Detailtiefe der Berichte müsste noch definiert werden.

2.3 Ausgestaltungsmöglichkeiten wesentlicher Elemente eines weiterentwickelten Regulierungssystems

In diesem Abschnitt beschreiben wir Ausgestaltungsoptionen für die wesentlichen Elemente eines auf Plankosten basierenden Regulierungssystems für Luxemburg. Dabei liegt der Fokus der Darstellung auf den Ausführungen für ein weiterentwickeltes System der Stromnetzbetreiber. Die Regulierung für die Gasnetzbetreiber sollte im Grundsatz hiermit korrespondieren. Insofern für diese spezifische Aspekte relevant sind, werden diese fallspezifisch aufgegriffen.

Abbildung 3 illustriert die Bausteine des neuen Regulierungssystems und weist potentielle neuen Elemente im Vergleich zum Status Quo (Abbildung 2) aus.

Abbildung 3 Schematische Darstellung eines Regulierungsregimes für RP4



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: In der Abbildung umfasst der Begriff „neu“ auch eine Weiterentwicklung bestehender Instrumente.

Die Ausgestaltungsoptionen beziehen sich auf die nachfolgend angeführten Bausteine:

- Bestimmung der ex ante zulässiger Kosten;
- Definition von Anreizmechanismen für Kosten;
- Definition von Outputs und Performancevorgaben;
- Ausgestaltung der Unsicherheitsmechanismen;
- Flexibilitätsanreize;
- Ex post Abgleich Plan-/Ist-Kosten;
- Reporting.

Einleitend diskutieren wir mögliche Risiken im Zusammenhang mit einem „Forward-looking“, d.h. auf Plankosten-basierenden Ansatz, und welche Instrumente zum Umgang mit diesen Risiken bestehen.

2.3.1 Risiken eines „Forward-looking“ Ansatz

Das Risiko eines Regulierungssystems auf Basis von mehrjährigen Plankosten der Netzbetreiber („Forward-looking“ Ansatz) besteht grundsätzlich in zwei Richtungen:

- **„Zu hohe Kosten“:** Die Information zu effizienten Kosten ist eine private Information der Netzbetreiber. Dadurch besteht das Risiko, dass das Unternehmen „zu hohe“ Plankosten angibt und die Unterschreitung der Plankosten dann als Effizienzgewinne gewertet werden. Das Risiko von „zu hohen“ Kosten betrifft die Netznutzer, die in der Folge zu hohe Netztarife zahlen müssen.

- **„Zu niedrige Kosten“:** Vom Netzbetreiber erstellte Plankosten für die Regulierungsperiode hängen von verschiedenen zugrunde liegenden Annahmen bzw. Szenarien ab. Für Netzbetreiber besteht dabei das Risiko, dass sich während der Regulierungsperiode die Rahmenbedingungen ändern und daraus höhere Kosten resultierten. Beispielsweise kann das Risiko bestehen, dass der Hochlauf von Wärmepumpen und Aufdach-PV Anlagen deutlich schneller erfolgt als erwartet und die Plankosten zur Erfüllung dieser Aufgaben entsprechend zu niedrig angesetzt sind. Dieses Risiko betrifft den Netzbetreiber und hat zur Folge, dass er aufgrund der höheren Kosten sinnvolle Maßnahmen unterlässt und/oder diese trotzdem vornimmt und dadurch einen wirtschaftlichen Nachteil erleidet.

Diese Risiken eines „Forward-looking“ Ansatz sind allerdings nicht neu. In europäischen (und internationalen) Ländern, die schon über eine lange Erfahrung mit diesem Ansatz verfügen, haben sich verschiedene Regulierungsinstrumente zum Umgang mit diesen Risiken etabliert. Tabelle 2 illustriert entsprechende Regulierungsinstrumente, die wir in der Folge für die einzelnen Regulierungsbausteine aufgreifen.

Tabelle 2 Risiken eines „Forward-looking“ Ansatz und Regulierungsinstrumente

Risiko von	„zu hohen“ Kosten	„zu niedrigen“ Kosten
Erhöhung der Transparenz	Die Erhöhung der Transparenz reduziert das Risiko sowohl von „zu hohen“ und „zu niedrigen“ Kosten, indem die Planungsgrundlagen sowie die Verwendung der Kosten transparent gemacht werden.	
Kostenprüfungen	Der Fokus hier ist tendenziell auf der Vermeidung von „zu hohen“ Kosten. Dies kann durch einen Vergleich mit historischen Kosten bzw. externen Benchmarks erfolgen.	
Anreize für Kostenreporting	Kann sowohl „zu hohe“ als auch „zu niedrige“ Kosten adressieren. (Mindest-)Kriterien für das Kostenreporting können bspw. an die finanziellen Konsequenzen geknüpft werden. Der Anreiz kann hier darin bestehen, für die Einhaltung/Nicht-Einhaltung einen Bonus/Malus vorzusehen oder bei besonderen ambitionierten Kostenplänen der Netzbetreiber einen zusätzlichen Bonus vorzusehen.	
Anreiz abhängig von „richtigen“ Kosten	Adressiert im Wesentlichen „zu hohe“ Kosten, indem die Höhe der finanziellen Anreize der Netzbetreiber vom ex ante Reporting von „richtigen“ Kosten abhängt.	
Vorsichtige Kostenvorgaben	Adressiert im Wesentlichen „zu niedrige“ Kosten, indem im Zweifel tendenziell „zu viel“ Kosten bzw. Kosten am oberen	

Risiko von	„zu hohen“ Kosten	„zu niedrigen“ Kosten
		Ende einer Bandbreite durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden.
Unsicherheitsmaßnahmen	Kann „zu hohe“ und „zu niedrige“ Kosten adressieren, indem während der Regulierungsperiode Anpassungen bei den Kosten entweder auf Antrag oder durch bestimmte externe Trigger erfolgen.	
Outputs und Performancevorgaben	Kann „zu hohe“ und „zu niedrige“ Kosten adressieren, wenn die Erlöse der Netzbetreiber mit der Erbringung von definierten Outputs und finanziellen Anreiz verbunden sind. Die Anpassung ist umso genauer, je direkter die Realisierung von Outputs mit spezifischen Kosten verbunden ist.	
Ex post Abgleich	Kann „zu hohe“ und „zu niedrige“ Kosten adressieren, wenn ex post (nach Ende der Regulierungsperiode) Anpassungen bei den Kosten vorgenommen werden können. Hier sind transparente Kriterien für diesen ex post Abgleich besonders wichtig.	

Quelle: Frontier Economics

2.3.2 Bestimmung ex ante zulässiger Kosten

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Grundlage für den Kostenpfad der **beeinflussbare Betriebskosten** sind Kosten aus dem **Photojahr 2019**. Der Kostenpfad besteht dabei aus einer jährlichen Anpassung mit einer Produktivitätsvorgabe, Kostenindex sowie einem Volumenfaktor. Planwerte für beeinflussbare Betriebskosten finden keine Anwendung und werden deshalb zu Beginn der Regulierungsperiode nicht erhoben.

Plankosten finden Verwendung für:

- **Kapitalkosten “Lose”**, allerdings erfolgt hier ein ex post Plan-Ist-Abgleich, weshalb der Detaillierungsgrad der Datenabfrage gering ist.
- **Kapitalkosten “spezifische Investitionsprojekte”**, wobei auf diese Projekte ein Kostenanreiz erfolgt und deshalb zusätzliche Details erhoben werden.
- **Nicht-beeinflussbare Kosten**, die während der Regulierungsperiode durchgereicht werden.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass der Detaillierungsgrad der Kostenerhebung zur Bestimmung der regulierten Erlöse für die 3. Regulierungsperiode tendenziell gering ist.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

Mit der Bestimmung der zulässigen Erlöse auf Basis von Plankosten sowohl für beeinflussbare Betriebskosten als auch Kapitalkosten (Investitionen) während der Regulierungsperiode sind

neue Prioritäten bei der Bestimmung der ex ante zulässigen Kosten erforderlich. Die Zielsetzung von ILR besteht darin das Risiko für Netzbetreiber und Netzkunden von „zu hohen“ bzw. „zu niedrigen“ Kosten zu minimieren.

Erhöhung der Transparenz und Detaillierungsgrad bei Kosten- bzw. Datenerhebung

Die internationale Praxis zeigt, dass Regulierungssysteme, die auf mehrjährigen Plankosten beruhen, einen deutlich höheren Detaillierungsgrad bei der Kosten- und Datenerhebung als im Status-Quo in Luxemburg aufweisen. Dieser höhere Detaillierungsgrad ist die Grundlage für die sachgerechte Festlegung und Angemessenheitsprüfung der von den Netzbetreibern angegebenen Plankosten für die Regulierungsperiode.

Bei der Kosten- und Datenerhebung wird dabei in der Regel eine Erweiterung zur Erhebung nach den finanziellen Jahresabschlüssen gemacht und noch zusätzlich erhoben, für welche typischen Netzbetreiberfunktionen („Aktivitäten“) die Kosten anfallen. Die nachfolgende Fallstudie stellt den Detaillierungsgrad der Datenabfrage durch die Regulierungsbehörde in Irland dar. Die Datenabfrage von Ofgem (Regulierungsbehörde Großbritannien) weist im Vergleich zu Irland noch einmal eine höhere Granularität auf. Ofgem fragt beispielsweise für Investitionen auch die geplanten physischen Volumen nach Netzanlagen und Spannungsebene ab.

Fallbeispiel Irland – Business Plan Template für Stromnetzbetreiber (PR5)

Das Regulierungssystem in Irland für Stromnetzbetreiber basiert auf Plankosten. In Vorbereitung auf aktuelle Regulierungsperiode (Price Review 5 (PR5), 2021-2025) hat die irische Regulierungsbehörde CRU ein Business Plan Template an den Stromverteilnetzbetreiber ESB Networks übermittelt. Das Business Plan Template fragt dabei sowohl historische als auch Plandaten für die Regulierungsperiode ab. Die Abfrage von historischen Kostendaten dient dabei auch zur Identifikation von Kostentrends in der Vergangenheit und deren mögliche Fortschreibung in der Regulierungsperiode. Das Business Plan Template gliedert sich in sieben Abschnitte.

In **Abschnitt 1 „Written Questions“** werden allgemeine Fragen zu spezifischen Themen, welche für die Erstellung der Plankosten relevant sind, gestellt. Darunter fallen z.B. Aktivierungspraxis, Kostenallokationsschlüssel, Treiber für Instandhaltung und Szenario für Investitionspläne. In **Abschnitt 2: „System data“** werden Daten zu Anzahl der Netzkunden, GWh und Höchstlast abgefragt.

In **Abschnitt 3 „Financial Analysis“** erfolgt eine detaillierte Darstellung von Informationen auf Basis von Financial Accounts. Dies umfasst u.a. Gewinn&Verlustrechnung, Cashflow Rechnung, Bilanz, Anzahl der Mitarbeiter, Kosten/Mitarbeiter. In **Abschnitt 5 „Operational expenditure“** werden die Betriebskosten aus der Gewinn&Verlustrechnung Kostenaktivitäten zugeordnet. Dies erfolgt sowohl für die historischen Kosten als auch die geplanten Kosten

während der Regulierungsperiode. Die Aktivitäten umfassen dabei u.a. „Network Operations&Maintenance“, „Asset Management“, „Metering“, „Customer Services“ und „Commercials“. In **Abschnitt 6 „Capital expenditures“** erfolgt eine Detaillierung der Investitionen u.a. nach IT-Investitionen, Ersatz, Erweiterung, Nicht-Netz. In **Abschnitt 8 „RAB“** werden historische und geplante Investitionen nach Anlagekategorien und Spannungsebene erfasst. Diese Angaben dienen zur Bestimmung der Abschreibungen sowie des regulierten Anlagevermögens während der Regulierungsperiode.

Abschnitt 4 „DSO Incentives and Performance“ erfasst Daten zur Bestimmung zu Output-Anreizen, z.B. Versorgungszuverlässigkeit, und Performance Kennzahlen, z.B. Durchschnittliche Stückkosten für Netzanlagen.

Das RIIO-Regulierungssystem² in Großbritannien beruht ebenfalls auf Plankosten. Die Datenabfrage von Ofgem (Regulierungsbehörde Großbritannien) weist im Vergleich zu Irland noch einmal eine höhere Granularität auf. Ofgem fragt beispielsweise für Investitionen auch die geplanten physischen Volumen nach Netzanlagen und Spannungsebene ab. Einen ähnlich hohen Detaillierungsgrad sieht auch die Datenabfrage in Nordirland für das Stromübertragungs-/verteilnetz in Vorbereitung auf die Regulierungsperiode 2025-2031 (RP7) vor.³

Auf Basis dieser Fallstudien kann die Erhöhung der Transparenz und Detaillierungsgrad für die 4. Regulierungsperiode (2025-2028) in Luxemburg bedeuten:

- **Offenlegung von Szenarien:** Die Netzbetreiber basieren die Erstellung von Plankosten für Aktivitäten auf Szenarien, welche sich abhängig von der Aktivität unterscheiden können:
 - Erweiterungsinvestitionen: z.B. erwarteter Zubau von EE, Wärmepumpen, E-Mobilität, Industriekunden;
 - Ersatzinvestitionen: z.B. erwartete Ausfallraten abhängig vom Alter der Netzanlagen;
 - Kundenservice: z.B. Entwicklung der Netzkunden.

Die Offenlegung dieser Informationen ist auch von Vorteil für die Netzbetreiber, da eine Änderung der zugrunde liegenden Szenarien als Begründung für eine Anpassung der zulässigen Kosten am Ende oder schon während der Regulierungsperiode dienen kann.

- **Offenlegung Kostentreiber:** Dies steht im Zusammenhang mit den Szenarien. Für bestimmte Kosten sind unmittelbare „Kostentreiber“ spezifizierbar, welche von Netzbetreiber bei der Erstellung der Plankosten unterstellt werden:
 - Erweiterungs-/Ersatzinvestitionen bzw. geplante Instandhaltung: Leitungslängen, Kosten/Leitungslänge

² RIIO steht dabei für Revenues = Incentives + Outputs + Innovation. Für das Business Plan Template für die Regulierungsperiode 2023-2028 (RIIO-ED2) für Stromverteilernetzbetreiber siehe: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-ed2-data-templates-and-associated-instructions-and-guidance>

³ <https://www.uregni.gov.uk/rp7-business-plan-templates>

- Kundenservice: Netzkunden und Servicekosten/Netzkunde.

Auch hier gilt, dass die Offenlegung für den Netzbetreiber selbst vorteilig sein kann. Einerseits können dadurch ggf. steigende Kosten während der Regulierungsperiode durch zugrunde liegende Kostentreiber transparenter begründet und erläutert werden. Andererseits ermöglicht auch hier geänderte zugrunde liegende Kostentreiber eine Anpassung der zulässigen Kosten am Ende oder schon während der Regulierungsperiode.

- **Offenlegung von historischen und Plankosten:** Historische Kosten können dazu dienen, das Kostenniveau von Plankosten einordnen zu können. Dies kann auch den Prüfungsaufwand der Plankosten durch ILR reduzieren:
 - Plankosten folgen historischem Trend: Geringerer Prüfungsaufwand, sofern historische Kosten als relativ effizient angesehen werden;
 - Plankosten weichen von historischem Trend ab: Begründungspflicht für Netzbetreiber, sowie höherer Prüfungsaufwand für Regulierungsbehörde.
- **Ergänzung der Kostenerhebung um Kostenaktivitäten:** Die Transparenz der Kosten bezieht sich auch darauf, für welche Netzbetreiberfunktionen („Aktivitäten“) die Kosten anfallen. Dazu können u.a. zählen die „Instandhaltung“, „Netzplanung“, „Kundenbezogene Services“, „Erneuerungsinvestitionen“ oder „Erweiterungsinvestitionen“. Für ILR selbst sind die Informationen eine weitere Grundlage für die Angemessenheitsprüfung der Kosten. Die Einteilung nach Kostenaktivitäten ist zudem auch für die Netzbetreiber vorteilhaft. Durch die Transparenz kann verhindert werden, dass „zu geringe“ Kosten beispielsweise für die Aktivität „Netzinstandhaltung“ festgelegt werden. Werden Kosten nur nach der Logik der Gewinn&Verlustrechnung erfasst, wäre dies nicht (bzw. nur eingeschränkt) möglich.

Die Erhöhung der Transparenz sowie Detaillierungsgrad der Kosten- und Datenabfrage kann als ein stufenweiser Prozess organisiert werden, der im Laufe der Zeit – abhängig von den Spezifika für Luxemburg – hinsichtlich der Granularität erweitert werden kann.

Tabelle 3 stellt eine illustrative Einteilung nach Kostenaktivitäten (für die beeinflussbaren Kosten) in Anlehnung an den Detaillierungsgrad für Irland für PR5 dar, welcher in einem ersten Schritt durch ILR in Erwägung gezogen werden könnte. In den Folgeperioden kann auf Basis der Erfahrungen der 4. Regulierungsperiode für bestimmte Kategorien eine höhere und für andere auch eine geringere Granularität erfolgen.

Tabelle 3 Einteilung der Kosten in „Kostenaktivitäten“ (illustrativ)

Kosten	Hauptkategorie	Subkategorie
Beeinflussbare Betriebskosten	Asset Management und Netzplanung	
	Netzbetrieb und -instandhaltung	■ Netzbetrieb

Kosten	Hauptkategorie	Subkategorie
		<ul style="list-style-type: none"> ■ Geplante Instandhaltung ■ Ungeplante Instandhaltung
	Kundenbezogene Services	keine weiter Untergliederung
	Mess- und Zählerwesen	keine weiter Untergliederung
	IT-Kosten	keine weiter Untergliederung
	Overhead und Management	keine weiter Untergliederung
	Investitionen	Erweiterung
	Ersatz	Nach Anlagekategorie und Ebenen
	IT	keine weiter Untergliederung
	Sonstiges	Nach sonstige Anlagekategorien

Quelle: Frontier Economics

Angabe von „wahren“ Kosten

Eine Herausforderung beim „Forward-looking“ Ansatz für Regulierungsbehörden besteht darin, dass Netzbetreiber einen strategischen Anreiz haben, tendenziell zu hohe Kosten anzugeben und Unterschreitungen dieser Kosten als Effizienzgewinne zu verbuchen. Das Problem von asymmetrischer Information wird in der ökonomischen Theorie durch „Truth-Revealing“ Mechanismen adressiert. Dabei bietet der Regulierer dem Unternehmen verschiedene anreizkompatible Kombinationen von Regulierungsparametern an, z. B. unterschiedliche Sharing Faktoren in Abhängigkeit von den Kostenschätzungen des Unternehmens. Das Unternehmen wählt im Anschluss selbst die präferierte Kombination aus. Zielsetzung ist somit dem Unternehmen einen Anreiz zu geben:

- *Ex ante* – eine richtige Schätzung der „effizienten“ Kostenschätzung abzugeben;
- *Ex post* – die „effiziente“ Kostenschätzungen sogar noch zu unterschreiten.

Als Beispiel für „Truth-revealing Mechanismen“ kann das britische Regulierungssystem dienen. In RIIO1 hat Ofgem für die Strom- und Gasnetzbetreiber den sog. Information-Quality-Incentive (IQI)⁴ implementiert. Zielsetzung dabei war, dass die Netzbetreiber ihre finanzielle Auszahlung maximieren, wenn sie ihre „wahren“ Kosten bekannt geben. Ofgem hat dazu eine Auszahlungsmatrix mit zwei wesentlichen Parametern bestimmt:

- „Einmalzahlung“ – Höhe der einmaligen Bonus/Malus Zahlung zu Beginn der Regulierungsperiode für „wahrheitsgemäße“ Kostenschätzungen (Plankosten);

⁴ Für eine Darstellung des IQI für Stromverteilernetzbetreiber in RIIO1 verweisen wir auf: Ofgem. (2014, November). RIIO-ED1: Final determinations for the slowtrack electricity distribution companies: Final decision (pp. 37ff). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1_final_determination_overview_-_updated_front_cover_0.pdf

- „Efficiency rate“ – Anteil der Kosteneinsparungen, die bei Unternehmen verbleibt.

Ofgem bildete eine Verhältniszahl aus den eigenen Kostenschätzung und denen der Unternehmen. Diese Verhältniszahl gibt an, wie viel die Kostenschätzungen des Regulators und des Unternehmens voneinander abweichen und determiniert dadurch die Höhe der Einmalzahlung (d.h. je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die Einmalzahlung und vice versa) sowie die ex post „Efficiency rate“ der Unternehmen (d.h. je näher die Kostenschätzungen beieinander liegen, desto höher die „Efficiency rate“ und vice versa). Die wesentliche Herausforderung lag darin, die „wahren“ Kosten zu bestimmen. Im Ergebnis wurden diese de facto durch die Einschätzung von Ofgem auf Basis einer intensiven Prüfung der von den Netzbetreibern angegebenen Kosten bestimmt.

In Vorbereitung auf RIIO2 evaluierte Ofgem den IQI Mechanismus⁵ und nahm Anpassungen vor. Dabei wurde die IQI-Auszahlungsmatrix durch eine „confidence-dependent incentive rate“ ersetzt, wobei der Anteil für Über-/Unterschreitung der Plankosten vom Vertrauen von Ofgem in die Prognose für bestimmte Kostentypen abhängt. Der Anreiz, „wahre“ Kosten anzugeben, wird durch den neuen „Business Plan Incentive“ adressiert.

Fallbeispiel Großbritannien – Business Plan Incentive für Stromverteilernetz- betreiber in RIIO2⁶

Ofgem hat für Stromverteilernetzbetreiber (RIIO-ED2) einen neuen Mechanismus („Business Plan Incentive (BPI)“) eingeführt, um Netzbetreiber zur Abgabe von „high-quality“ und „ambitious“ BP zu beanreizen. Der neue BPI besteht aus vier Stufen und sieht für jede Stufe finanzielle Strafen und Belohnungen vor, welche die Qualität sowie die Kosten im Business Plan erfassen (Abbildung 4). Die erste Stufe bezieht sich dabei auf die Erfüllung von Mindestkriterien, die Ofgem in einem Leitfaden⁷ für die Erststellung des Business Plans definiert hat. Beispielsweise muss der Business Plan beinhalten a) einen Vergleich der regulatorisch zulässigen Kosten in der vorherigen Regulierungsperiode mit den tatsächlich realisierten Kosten, b) eine Beschreibung und Begründung für Abweichungen, falls die Kosten im Vergleich zur Historie höher geplant werden, oder c) der Netzbetreiber muss darlegen, wie die Netzkunden bei der Erstellung des Business Plans involviert wurden. In der zweiten Stufe können Netzbetreiber zusätzliche Aktivitäten vorschlagen, die einen zusätzlichen Nutzen für die Netzkunden („Consumer Value Propostions“) entfalten (z.B. Vorschläge zum Umgang mit vulnerablen Kunden, Vorschläge für Services für große Kunden). In der dritten Stufe prüft Ofgem die Kosten. Für Kosten, die der Netzbetreiber nicht ausreichend begründet hat und von Ofgem nicht anerkannt werden, kann eine Strafzahlung erfolgen. Die vierte Stufe bezieht

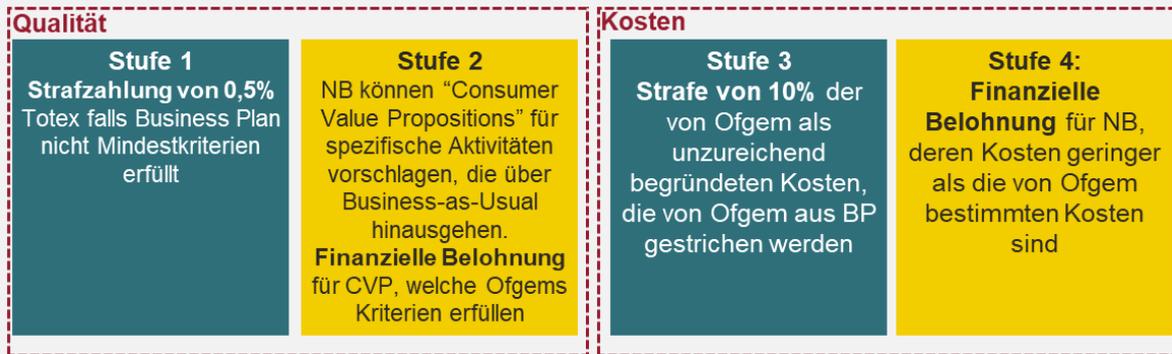
⁵ CEPA (2018, March), Review of the RIIO framework and RIIO-1 performance, Final Report for Ofgem.

⁶ Für Details zum „Business Plan Incentive“ verweisen wir auf Ofgem. (2022, November). RIIO ED2 Final Determinations Overview document (pp. 64ff). <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-11/RIIO-ED2%20Final%20Determinations%20Overview%20document.pdf>

⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-ed2-business-plan-guidance>

sich beispielsweise auch auf ambitionierte Kostenziele, welche von den Unternehmen sich selbst gegeben werden. Die finanziellen Anreize aus dem BPI sind mit +/-2% der Gesamtkosten begrenzt.

Abbildung 4 Business Plan Incentive – vier Stufen



Quelle: Frontier auf Basis von Ofgem

Im Ergebnis gilt, dass kein Unternehmen in der Stufe 1 eine Strafzahlung erhalten hat. In der Stufe 2 hat Ofgem drei „Consumer Value Propositions“ genehmigt (8,1 Mio. GBP). In der Stufe 3 erhielt kein Unternehmen eine Strafe und in der Stufe 4 erhielt ein Unternehmen eine finanzielle Belohnung (29,7 Mio. GBP).

Beim geplanten „Forward-looking“ Ansatz für die 4. Regulierungsperiode ist systematisch eine Erhöhung des Detaillierungsgrades der von ILR erhobenen Daten erforderlich. Dazu müssen neue Erhebungsformulare entwickelt werden. Im Sinne des Prinzips des BPI von Ofgem könnte ILR hier bei der Befüllung der Erhebungsformulare durch die Netzbetreiber finanzielle Bonus-/Malus Zahlungen vorsehen, wenn mehr Informationen bzw. in einer höheren Detaillierung bereitgestellt werden.

Ex ante Festlegung der Kosten – sonstige Themen

Die von den Unternehmen an die Regulierungsbehörde übermittelten Plankosten werden auf Kosteneffizienz geprüft, wodurch „zu hohe“ Kosten zu Lasten der Netznutzer vermieden werden sollen. Dazu stehen unterschiedliche Methoden zur Verfügung, z.B. Effizienzvergleich von Gesamtkosten, disaggregierter Effizienzvergleich nach Kostenaktivitäten, Stückkostenvergleich für Investitionen, etc.⁸

Neben der Effizienzprüfung besteht auch die Möglichkeit, die Plankosten durch allgemeine Effizienzvorgaben anzupassen. Beispielsweise passt Ofgem in RIIO-ED2 die auf

⁸ Für eine Darstellung von Benchmarkingmethoden und unterschiedlichen Anwendungen von Benchmarkingmethoden verweisen wir auf: Frontier Economics, Benchmarking techniques and practices for electricity and natural gas network operators, Bericht für ACM, Oktober 2023, https://www.acm.nl/system/files/documents/frontier-economics-benchmarking-techniques-stc-toegankelijk_0.pdf

Kosteneffizienz geprüften Plankosten für Betriebskosten und Investitionen der Stromverteilernetzbetreiber um eine „ongoing efficiency challenge“ in Höhe von 1 % an.

Die Plankosten (Betriebskosten als auch Investitionen) während der Regulierungsperiode unterliegen in der Regel einer Kostenindexierung. Bei der Ermittlung der Plankosten ist deshalb sicherzustellen, dass die Unternehmen exogene Kostenentwicklungen, welche bei der Planung unterstellt werden, transparent machen und der gewählte Index die Kostenentwicklungen für Betriebskosten und Investitionen sachgerecht abbilden. Falls es systematische Unterschiede zwischen dem gewählten Index für die Kostenanpassung während der Regulierungsperiode sowie den Plankosten gibt, kann hierfür eine Korrektur vorgesehen werden.

Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Grundsätzlich empfehlen wir eine Weiterentwicklung der Kosten- und Datenerhebung für die 4. Regulierungsperiode. Wir empfehlen eine Weiterentwicklung, die sich zumindest an der Struktur in Irland (Business Plan Template für Stromnetzbetreiber (PR5)) orientiert, und beinhaltet:

- Offenlegung der den Plankosten zugrunde liegenden Szenarien und Annahmen;
- Kostenabfrage nach Gewinn&Verlust Rechnung Struktur ergänzt um Struktur nach Kostenaktivitäten, wobei die Kostenaktivitäten typische Strom-/Gasnetzbetreiber Funktionen abbilden. Die Kostenabfrage bezieht sich auf historische (2020-2023) und Plandaten (2024-2028).
- Historische und geplante Investitionen unterteilt nach Ersatz-/Erweiterungsinvestitionen, Anlagekategorien sowie Spannungs-/Druckebenen. Zusätzliche Details zu geplanten physischen Volumen sowie Stückkosten für Investitionen.

Zur Sicherstellung der Qualität der erhobenen Kostendaten und sonstigen verbundenen Informationen der Netzbetreiber kann optional ein finanzieller Anreiz (im Sinne der Logik des Ofgem Business Plan Incentives) etabliert werden.

2.3.3 Definition Anreizmechanismen für Kosten

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Die Regulierungssystematik für die 3. Regulierungsperiode sieht unterschiedliche Kostenanreize vor:

- **Beeinflussbare Betriebskosten:** Auf Basis der Photojahr-Kosten wird ein Kostenpfad festgelegt. Über-/Unterschreitungen des Kostenpfades verbleiben während der Regulierungsperiode zur Gänze bei den Netzbetreibern. Eine Analyse durch ILR der Gründe für die Über-/Unterschreitung des Kostenpfades findet nicht statt.
- **Kapitalkosten “Investitionsprojekte” (Artikel 13)** enthalten einen Kostenanreiz, indem Über-/Unterschreitungen der Plankosten zu 30% beim Netzbetreiber verbleiben.

- **Kapitalkosten “Lose” (Artikel 10)** enthalten keine Kostenanreize, sondern es erfolgt ein ex post Abgleich der Plankosten mit Ist-Kosten.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

Die Grundlage für die zulässigen Erlöse sind Plankosten für Betriebskosten und Investitionen. Kostenanreize sollen dabei sicherstellen, dass die Netzbetreiber Effizienzpotentiale heben und daran partizipieren können. Gleichzeitig soll sich für die Netzbetreiber ein ausgewogenes Chancen/Risiken Verhältnis ergeben.

Eckpunkte eines “Sharing-Mechanismus”

Regulierungssysteme, die auf Plankosten der Unternehmen beruhen, verwenden in der Regel einen „Sharing Mechanismus“ als Kostenanreiz, bei dem die Plan- mit den realisierten Kosten verglichen werden und die Differenz zwischen Netzbetreiber und Netznutzern nach bestimmten Regeln geteilt wird. Für die Ausgestaltung eines „Sharing Mechanismus“ können Eckpunkte definiert werden:

- **Bestimmung von Effizienzgewinnen/-verlusten:** Die Bestimmung der Effizienzgewinne/-verluste kann auf kumulativer oder inkrementeller Basis geschehen:
 - Kumulativ: Summierung der jährlichen Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten;
 - Inkrementell: Die jährlichen Effizienzgewinne/-verluste werden im Zeitablauf gegengerechnet.

Ferner besteht die Möglichkeit von ex post Anpassungen der Plankosten, welcher zur finalen Bestimmung der Effizienzgewinne/-verluste herangezogen werden. Bei der Bestimmung von Effizienzgewinnen/-verlusten besteht zusätzlich die Möglichkeit, Sicherheitsnetze einzuziehen, d.h. für eine bestimmte Bandbreite werden Über-/Unterschreitungen zur Gänze an Netzkunden weitergegeben.

- **Indifferenz zwischen Betriebskosten und Investitionen:** „Sharing-Mechanismen“ können sich dadurch unterscheiden, inwieweit sie indifferent bezüglich Effizienzgewinne/-verluste aus Betriebskosten oder Investitionen sind. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber den gleichen Anteil am Effizienzgewinn bei einer Einsparung von z.B. 100 TEUR erhält, unabhängig davon, ob diese bei Betriebskosten oder Investitionen angefallen sind. Diese indifferente Ausgestaltung stellt sicher, dass keine Verzerrungen für die optimale Wahl von Betriebskosten und Investitionen bestehen.⁹
- **Symmetrische Behandlung von Effizienzgewinnen/-verlusten:** Bei der Ausgestaltung ist zu klären, ob Effizienzgewinne und -verluste symmetrisch behandelt werden. Die Nichtberücksichtigung von Effizienzverlusten kann zu verzerrten Anreizen führen, da dadurch ein Anreiz für die Verschiebung von Aufwendungen zwischen einzelnen Jahren besteht. Eine asymmetrische Behandlung von Effizienzgewinnen/-verlusten kann auch zu verzerrten Chancen/Risiko Profil führen.

⁹ Für weitere Details siehe auch Abschnitt 2.4.1 wo wir bei Variante B auf ein Anwendungsbeispiel in Neuseeland verweisen.

- **Anteil an Effizienzgewinn/-verlust:** Ein wichtiger Punkt bei der Ausgestaltung ist der beim Netzbetreiber/Netzkunden verbleibende Anteil am Effizienzgewinn/-verlust. Der Anteil kann beispielweise einheitlich unabhängig von Höhe des Effizienzgewinn/-verlust sein oder mit der Höhe des Effizienzgewinn/-verlust variieren.

In Tabelle 4 stellen wir die Ausgestaltung von „Sharing-Mechanismen“ für Jurisdiktionen mit einer Historie von Regulierungssystemen, die auf Planwerten beruhen, dar.

Tabelle 4 Internationale Fallbeispiele für „Sharing-Mechanismen“

	Irland PR5	Australien (AER)	UK RII02
Bestimmung von Effizienzgewinnen/-verlusten	Jährliche Differenz zwischen Plan-/Ist-Kosten: <ul style="list-style-type: none"> ■ Betriebskosten: kumulativ ■ Investitionen: kumulativ 	Jährliche Differenz zwischen Plan-/Ist-Kosten: <ul style="list-style-type: none"> ■ Betriebskosten: inkrementell ■ Investitionen: kumulativ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Jährliche Differenz Plan-/Ist für Totex (d.h. Opex und Capex nicht getrennt) ■ Kumulative Berechnung
Indifferenz zwischen Betriebskosten und Investitionen	Nein <ul style="list-style-type: none"> ■ Investitionen: 5-Jahre Behaltezeitraum für Effizienzgewinne¹⁰ ■ Betriebskosten: Behaltezeitraum nur für Regulierungsperiode 	Ja <ul style="list-style-type: none"> ■ Investitionen: 5-Jahre Behaltezeitraum für Gewinne/Verluste ■ Betriebskosten: 5-Jahre Behaltezeitraum für Gewinne/Verluste 	Ja, da Totex für Effizienzgewinn/-verlust relevant Aufteilung der Totex in: <ul style="list-style-type: none"> ■ „fast money“ (Betriebskosten) ■ „slow money“ (Investitionen)
Symmetrische Behandlung von Effizienzgewinnen/-verlusten	Keine Symmetrie für Investitionen: <ul style="list-style-type: none"> ■ Effizienzgewinne verbleiben 5 Jahre bei Netzbetreiber¹¹ ■ Ineffizienzen verbleiben zur Gänze bei Netzbetreiber¹² 	Betriebskosten: ja Investitionen: Nein, Anteil an Effizienzgewinn von Höhe des Gewinns abhängig	Ja <ul style="list-style-type: none"> ■ Positive und negative Plan/Ist Differenz der Totex wird gleich behandelt ■ Schwellenwert bei Unterschreitung Plan/Ist Kosten, ab dem Ofgem prüft

¹⁰ 5-Jahre Behaltezeitraum bedeutet, dass der Netzbetreiber die Differenz der Kapitalkosten (Abschreibung, Finanzierungskosten), welche sich aus der Berechnung der Kapitalkosten mit den regulatorisch zulässigen Investitionsausgaben sowie den realisierten Investitionsausgaben, über 5 Jahre behalten darf. Dies gilt auch für Investitionen z.B. im letzten Jahre der Regulierungsperiode, wobei hier dann die Erlöse für die folgende Regulierungsperiode um diesen Betrag erhöht wird.

¹¹ 5-Jahre Behaltezeitraum bedeutet, dass der Netzbetreiber die Differenz der Kapitalkosten (Abschreibung, Finanzierungskosten), welche sich aus der Berechnung der Kapitalkosten mit den regulatorisch zulässigen Investitionsausgaben sowie den realisierten Investitionsausgaben, über 5 Jahre behalten darf. Dies gilt auch für Investitionen z.B. im letzten Jahre der Regulierungsperiode, wobei hier dann die Erlöse für die folgende Regulierungsperiode um diesen Betrag erhöht wird.

¹² Dies bedeutet, dass die als „ineffizient“ ausgewiesenen Investitionen nicht Teil des regulierten Anlagevermögens werden und somit auch nicht zur Ermittlung der künftigen regulatorisch zulässigen Abschreibungen sowie Finanzierungskosten herangezogen werden.

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)

	Irland PR5	Australien (AER)	UK RII02
Anteil an Effizienzgewinn/-verlust	<p>Investitionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Effizienzgewinne: implizit 30 % bei Netzbetreiber ■ Ineffizienz: 100 % bei Netzbetreiber <p>Betriebskosten: abhängig wann Gewinne/Verluste angefallen</p>	<p>Investitionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 30 % des Verlustes bei Netzbetreiber ■ 20 % bzw. 30 % bei Netzbetreiber abhängig von Höhe des Gewinns <p>Opex: Effizienzgewinn/-verlust verbleibt für 5 Jahre nach Anfall beim Netzbetreiber. Danach wird Effizienzgewinn/-verlust an Netzkunden weitergegeben.</p> <p>Anteil am Effizienzgewinn/-verlust unabhängig davon, wann in Regulierungsperiode angefallen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einheitlicher Anteil für Totex (z.B. StromVNBs ca. 50 %) ■ Realisierte Anteil für „Fast money“ vom Zeitpunkt des Effizienzgewinn/-verlust in der Regulierungsperiode abhängig.

Quelle: *Frontier Economics*

Bei der Bestimmung der Effizienzgewinne und -verluste hat keines der ausgewählten Fallbeispiele ein „Sicherheitsnetz“¹³, d.h. bei einer Über-/Unterschreitung von bspw. +/-5% der Plankosten, werden die Gewinne/Verluste zur Gänze von den Netznutzern getragen. In Irland besteht allerdings die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber bei höheren realisierten Kosten als ex ante zugestanden nachweist, dass die höheren Kosten effizient sind. Folgt die Regulierungsbehörde der Begründung, besteht für den Netzbetreiber kein finanzieller Nachteil. Ähnliches gilt auch für Effizienzgewinne: Auch hier besteht eine Nachweispflicht des Netzbetreibers für Effizienzgewinne. Dadurch soll adressiert werden, dass nur tatsächliche Effizienzgewinne einen finanziellen Bonus für den Netzbetreiber bewirken.

In Australien wird im Unterschied zu Irland und Großbritannien der Effizienzgewinn/-verlust für Betriebskosten inkrementell ermittelt. Australien verfolgt dabei die Zielsetzung, dass nur nachhaltige Effizienzgewinne einen finanziellen Bonus für die Netzbetreiber bewirken sollen.

Fallbeispiel Australien – Inkrementelle Effizienzgewinne/-verluste bei den Opex¹⁴

In Australien besteht die Zielsetzung, bei Betriebskosten nachhaltige Effizienzgewinne der Netzbetreiber zu induzieren, weshalb der Sharing-Mechanismus für Betriebskosten auf inkrementellen und nicht kumulativen Effizienzgewinnen beruht. Abbildung 5 illustriert die Berechnung von inkrementellen Effizienzgewinnen. Im Jahr 2020 sind die „Actual (A)“ um 10 Einheiten geringer als die „Target (A)“. Im Jahr 2021 sind „Actual (A)“ und „Target (F)“ wieder gleich. Bei einer kumulativen Berechnung des Effizienzgewinns wird die jährliche Differenz zwischen „Actual (A)“ und „Target (F)“ gebildet. Für die inkrementelle Berechnung ist auch die Differenz zwischen den Jahren relevant. Einem Effizienzgewinn im Jahr 2020 steht deshalb ein Effizienzverlust im Jahr 2021 gegenüber.

¹³ Es besteht allerdings ein „Sicherheitsnetz“ für den Gesamteffekt aller Anreizmechanismen aus Kosten und Outputs. Beispielsweise erfolgt in UK bei RII02 eine Deckelung der Vergütung des regulatorischen Eigenkapitals im Rahmen des „Return Adjustment Mechanism“ (vgl. Abschnitt 2.3.7).

¹⁴ Australien Energy Regulator (AER), Efficiency Benefit Sharing Scheme for Electricity Network Service Providers, November 2013.

Abbildung 5 Inkrementelle Effizienzgewinne

	2019	2020	2021	2022	2023
Target (F)	100	100	100	100	100
Actual (A)	100	90	100	100	100
Cumulative saving (F-A)	0	10	0	0	0
Incremental saving (E)	0	10	-10	0	0

Quelle: Frontier auf Basis von AER

Der Vorteil der inkrementellen Ermittlung besteht darin, dass Netzbetreiber mehr von "nachhaltigen" Kostenreduktionen profitiert und somit diese anstreben. Dadurch entsteht ein mehr "vorwärtsgewandtes" Kostenniveau, das als Ausgangslage für nächste Regulierungsperiode dienen kann. Der Nachteil besteht allerdings darin, dass der Netzbetreiber die „inkrementellen“ Effizienzgewinne durch strategische Kostenüberschreitungen maximieren kann.

In Australien und UK wird bei der Ausgestaltung des Sharing-Mechanismus Symmetrie für die Wahl zwischen Betriebskosten und Investitionen auf unterschiedliche Arten gewährleistet. In Australien erfolgt dies dadurch, dass der Nettobarwert des Anteils am Effizienzgewinn aus einer Einheit Betriebskosten oder Investitionen gleich ist. Die Unterscheidung in Betriebskosten und Investitionen wird allerdings weiterhin beibehalten. Im Unterschied dazu macht Ofgem keine explizite Unterscheidung in Betriebskosten und Investitionen, sondern legt Totex (Total Expenditures) fest. Diese Totex werden auf Basis einer regulatorisch festgelegten Aktivierungsrate in „fast money“ (entspricht Betriebskosten) und „slow money“ (entspricht Investitionen für die Abschreibungen und Finanzierungskosten bestimmt werden) überführt. Dadurch haben Netzbetreiber keinen strategischen Anreiz, Betriebskosten als Investitionen zu deklarieren und vice versa. Der Totex Ansatz findet außerhalb Großbritanniens noch wenig Anwendung.

Fallbeispiel Großbritannien – Totex Ansatz zur Adressierung eines Opex/Capex Bias

Ofgem ermittelt den Effizienzgewinnen/-verlusten durch die Differenz aus Ist-Totex und regulatorischen Totex (keine Unterscheidung Opex und Capex). Die „Sharing Ratio“ bezieht sich auf diese Totex Differenz, weshalb eine Unterscheidung in Betriebskosten und Investitionen nicht mehr relevant ist. Der durch die Totex Differenz und der „Sharing Ratio“ ermittelte Effizienzgewinn/-verlust wird in der Folge auf Basis einer regulatorischen Aktivierungsrate in "fast money" und "slow money" aufgeteilt.

Abbildung 6 Totex Ansatz und Effizienzgewinne/-verluste

Beispiel: Effizienzgewinn	2023	2024	2025	2026	2027
reg TOTEX	100	100	100	100	100
Ist TOTEX	100	90	100	100	100
Effizienzgewinn	0	10	0	0	0
Sharing Ratio	50%	50%	50%	50%	50%
TIM Bonus	0	5	0	0	0
reg TOTEX angepasst	100	95	100	100	100

Beispiel: Effizienzverlust	2023	2024	2025	2026	2027
reg TOTEX	100	100	100	100	100
Ist TOTEX	100	110	100	100	100
Effizienzverlust	0	-10	0	0	0
Sharing Ratio	50%	50%	50%	50%	50%
TIM Malus	0	-5	0	0	0
reg TOTEX angepasst	100	105	100	100	100

Quelle: Frontier auf Basis von Ofgem

Hinweis: TIM = Totex Incentive Mechanism

Der Vorteil des Totex Ansatz besteht darin, dass der finanzielle Bonus/Malus nicht mehr von der Wahl zwischen Betriebskosten und Investitionen abhängt. Der Nachteil besteht darin, dass die regulatorische mit der buchhalterischen Aktivierung auseinanderfällt. Das regulierte Anlagevermögen wird dadurch zu einem finanziellen Konstrukt, dass vom buchhalterischen Anlagevermögen ggf. über die Zeit deutlich auseinanderfallen kann.

Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Auf Grundlage des Status Quo der 3. Regulierungsperiode sowie den internationalen Fallbeispielen lassen sich Eckpunkte für die Ausgestaltungsoptionen eines Sharing Mechanismus für die 4. Regulierungsperiode spezifizieren. Dabei sehen wir keine Option mit einem Totex Ansatz vor, da hier mit Ausnahme von Großbritannien die Erfahrungen noch gering sind.

Option „Geringe Anpassung“

Bei dieser Option weiten wir die bestehende Logik des Status-quo auf alle Kosten aus, d.h. der Sharing-Mechanismus umfasst die beeinflussbaren Betriebskosten sowie alle Investitionen (keine Unterscheidung mehr in Artikel 10 und Artikel 13 Investitionen). Tabelle 5 fasst die Eckpunkte der Option zusammen und diskutiert Vor-/Nachteile.

Tabelle 5 Sharing-Mechanismus „Geringe Anpassung“

	Komponente	Ausgestaltung	Vorteil	Nachteil
Beeinflussbare Betriebskosten	Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust	■ Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten	■ Ähnlichkeit zu Status Quo ■ Einfache Berechnung	■ Stärke des Anreizes vom Zeitpunkt des Effizienzgewinn/-verlust während Regulierungsperiode abhängig ■ Einsparungen ggf. durch höhere Aktivierung (kann allerdings durch ex post Prüfung adressiert werden)
	Anteil Effizienzgewinn/-verlust	■ 100% der Differenz verbleibt während Regulierungsperiode bei Netzbetreiber		
Investitionen	Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust	■ Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten	■ Ähnlichkeit zu Status Quo für Art. 13 Projekte ■ Einfache Berechnung	■ Erfassung aller Investitionen erhöht Chancen/Risiken Profil ■ Betriebskosten Einsparungen durch höhere Aktivierungen kann profitabel sein (kann allerdings durch ex post Prüfung gemindert werden)
	Anteil Effizienzgewinn/-verlust	■ 30% der Differenz verbleibt bei Netzbetreiber		

Quelle: Frontier Economics

Option „Begründungspflicht“

Bei dieser Option wird die Interaktion zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde bei der Bestimmung der finanziellen Anreize aus dem Sharing-Mechanismus erhöht, in dem der Netzbetreiber eine höhere Begründungspflicht für den Nachweis von Effizienzgewinnen hat. Dadurch hat der Netzbetreiber allerdings auch die Möglichkeit, die negative Auswirkung aus dem Sharing-Mechanismus zu mindern, wenn er nachweisen kann, dass höhere realisierte Kosten als die zulässigen Plankosten als effizient einzustufen sind. Durch die Nachweispflicht für Effizienzgewinne durch den Netzbetreiber ist es schwieriger bzw. nicht mehr möglich, Änderungen einer Aktivierungspraxis als Effizienzgewinne zu klassifizieren. Tabelle 6 fasst die Eckpunkte der Option zusammen und diskutiert Vor-/Nachteile.

Tabelle 6 Sharing-Mechanismus „Begründungspflicht“

	Komponente	Ausgestaltung	Vorteil	Nachteil
Beeinflussbare Betriebskosten	Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> ■ Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten ■ Netzbetreiber muss effiziente Kosten nachweisen ■ Netzbetreiber kann auch nachweisen, dass Kosten „höher“ als regulatorische Kosten effizient sind 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NB wird in Nachweispflicht genommen (z.B. Änderung der Aktivierungspraxis wird in der Regel nicht als Effizienzgewinn gewertet) ■ Bei Nachweis können durch Regulator auch neue höhere „effiziente“ Kosten bestimmt werden, wodurch ein ursprünglicher Effizienzverlust verschwindet ■ Unsicherheiten bei erstmaliger Festlegung von Plankosten können durch Nachweispflicht reduziert werden 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weniger mechanistisch, erhöht das Risiko von Ausnutzung von Wissensvorteilen durch NB ■ Kostenanreiz reduziert, da auch „zu hohe“ effiziente Kosten nachgewiesen werden können
	Anteil Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> ■ 100% der Differenz verbleibt während Regulierungsperiode bei Netzbetreiber 		
Investitionen	Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> ■ Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten ■ Netzbetreiber muss effiziente Kosten nachweisen ■ Netzbetreiber kann auch nachweisen, dass Kosten „höher“ als regulatorische Kosten effizient sind 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Siehe „Beeinflussbare Kosten“ 	
	Anteil Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> ■ 30% der Effizienzgewinne verbleibt bei Netzbetreiber ■ 100% der „ineffizienten“ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Starker Anreiz, Vorgaben für „effiziente“ Kosten nicht zu überschreiten ■ NB Nachweispflicht ermöglicht auch den Nachweis von 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Siehe „Beeinflussbare Kosten“ ■ 100% Nicht-Anerkennung von Effizienzverluste

**WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN
REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)**

Komponente	Ausgestaltung	Vorteil	Nachteil
	Kosten bei Netzbetreiber	<p>“höheren” effizienten Kosten, wodurch Risiko für NB gemindert wird</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Sharing Ratio von 100% für Effizienzverluste limitiert Anreiz für Änderung der Aktivierungspraxis. Gleichzeitig ist eine Korrektur für die Änderung der Aktivierungspraxis weiterhin möglich 	<p>n bei Investitionen könnte als zu streng angesehen werden</p>

Quelle: Frontier Economics

Option „Balance Opex/Capex“

Bei dieser Option wird die Symmetrie der finanziellen Auswirkungen von Effizienzgewinnen/-verlusten zwischen Betriebskosten und Investitionen adressiert. Durch die Bestimmung der Effizienzgewinne durch einen „inkrementellen“ Ansatz sollen nachhaltige Effizienzgewinne für Betriebskosten adressiert werden. Tabelle 7 fasst die Eckpunkte der Option zusammen und diskutiert Vor-/Nachteile.

Tabelle 7 Sharing Mechanismus „Balance Opex/Capex“

Komponente	Ausgestaltung	Vorteil	Nachteil
Beeinflussbare Kosten	<p>Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten ■ Inkrementelle Berechnung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NB mit Anreiz für „nachhaltige“ Effizienzgewinne ■ Geringer/kein Anreiz für Effizienzgewinne durch Anpassung Aktivierungspraxis ■ Anteil von Effizienzgewinn/-verlust unabhängig von Anfall während Regulierungsperiode 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Risiko von “strategischem” Verhalten von NB (kann durch ex post Überprüfung gemindert werden) ■ Stärkere Abweichung vom Status Quo ■ Komplexere Umsetzung in Regulierung, da Überlappung bei Regulierungsperioden
Anteil Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> ■ Angleichung mit Sharing Ratio für Investitionen bspw. durch Bestimmung der Anzahl der Jahre (Behaltezeitraum), in denen die Effizienzgewinne/-verluste beim 		

**WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN
REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)**

Komponente		Ausgestaltung	Vorteil	Nachteil
		Netzbetreiber verbleiben ¹⁵		
Investitionen	Ermittlung Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> Jährliche Differenz zwischen Plan- und Ist-Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> Ähnlichkeit zu Status Quo für Art. 13 Projekte Einfache Berechnung Siehe „Beeinflussbare Kosten“ 	
	Anteil Effizienzgewinn/-verlust	<ul style="list-style-type: none"> 30% der Effizienzgewinne/-verluste verbleiben bei Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> Angleichung der Anreize zwischen Investitionen und Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> Erfassung aller Investitionen erhöht Chancen/Risiken Profil

Quelle: Frontier Economics

Optional „Sicherheitsnetz“

Für alle Optionen des Sharing-Mechanismus kann noch zusätzlich ein „Sicherheitsnetz“ eingezogen werden, um die finanziellen Auswirkungen auf die Netzbetreiber zu begrenzen:

- **„Totband“ bei Bestimmung Effizienzgewinn/-verlust:** Hier besteht die Möglichkeit, eine Bandbreite um die Plankosten zu definieren, innerhalb derer die realisierten Kosten vollständig an die Netzkunden weitergegeben werden können.
- **Ober-/Untergrenze für finanzielle Auswirkungen:** Hier besteht die Möglichkeit, die finanziellen Auswirkungen aufgrund von Effizienzgewinnen/-verlusten zu begrenzen. Die Begrenzung kann dabei pro Jahr und/oder für die gesamte Regulierungsperiode erfolgen.
- **Asymmetrische Sharing-Ratio:** Hier besteht die Möglichkeit, den Anteil an den Effizienzgewinnen/-verlusten asymmetrisch zu teilen, z.B. können die Netzbetreiber/-nutzer einen höheren Anteil an Effizienzverlusten tragen. Das kann dann der Fall sein, wenn bestimmte Kosten mit einer höheren Unsicherheit verbunden sind und der Regulator trotzdem Kostenanreize setzen will. Damit hier der Netzbetreiber nicht ein zu großes Risiko trägt, könnte dessen Anteil an den Effizienzverlusten entsprechend reduziert werden.

¹⁵ Die Logik ist hier, dass die "ewige Rente" eines Effizienzgewinn/-verlust ermittelt wird, der Anteil an der "ewigen Rente" mit dem Sharing Ratio für Investitionen bestimmt wird und dann die Anzahl der Jahre bestimmt wird, über die der Effizienzgewinn/-verlust behalten werden muss, damit die Sharing Ratio erreicht wird. Als Beispiel: Inkrementeller Effizienzgewinn = 100 €; WACC = 6%; Ewige Rente = 100€/6% = 1.666.67 €; Sharing Ratio = 30%; Ewige Rente*Sharing Ratio = 500€; Behaltezeitraum = 500€/100€ = 5 Jahre.

2.3.4 Definition Outputs und Output-Performancevorgaben

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Die Regulierungssystematik für die 3. Regulierungsperiode berücksichtigt bereits punktuell Outputs und Performancevorgaben:

- **Qualitätsfaktor:** Der Qualitätsfaktor erfasst die Aspekte Versorgungszuverlässigkeit und kommerzielle Qualität und beanreizt diese entsprechend über SAIDI bzw. anhand eines Anreizschemas auf Basis der durchschnittlichen Dauer für die Herstellung eines NSP-Netzanschlusses und der Übermittlung von Daten zu Lastkurven an Stromversorger.
- **“Spezifische Investitionsprojekte” (Artikel 13):** Investitionen die über das „normale“ Tagesgeschäft hinausgehen werden gesondert behandelt und beanreizt. So hat der Netzbetreiber detaillierte Informationen vorab bereitzustellen und es gibt einen dezidierten Kostenanreiz, indem Über-/Unterschreitungen der Plankosten zu 30 % beim Netzbetreiber verbleiben. Die Umsetzung des konkreten Projektes kann als spezifisches „Leistungsziel“ verstanden werden.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

Wie in Abschnitt 2.3.2 dargestellt, ist ein wichtiger Aspekt bei der Bestimmung der Plankosten, die Offenlegung der von den Netzbetreibern für die Plankosten unterstellten Szenarien bzw. Kostentreiber. Die Transparenz dient dazu eine Verknüpfung zwischen den Kosten und den Leistungen eines Netzbetreibers herzustellen. Dadurch soll auch erreicht werden, dass Netzbetreiber nicht von einer „Untererfüllung“ von Leistungen und damit verbundenen niedrigeren realisierten Kosten im Vergleich zu den regulatorisch zugestanden Plankosten profitieren kann.

Diese Herausforderung kann (theoretisch) durch eine Output-orientierte Regulierung adressiert werden. Im besten Fall werden dadurch den Kosten entsprechende Outputs zugeordnet, und eine „Untererfüllung“ der Outputs kann dadurch erfasst und adressiert werden. Die Grundidee einer Output-orientierten Regulierung lässt sich durch die folgenden Aspekte kurz beschreiben:

- **Fokussierung auf die Erfüllung der vereinbarten Aktivitäten (“Outputs”)** anstatt auf der Art der Ausführung (“Inputs”);
- Auswahl **geeigneter Parameter („Outputs“)**, die die wesentlichen Dimensionen eines Netzbetreibers abdecken und sich aus der Erfüllung der Versorgungsaufgabe ergeben. Diese „Outputs“ müssen bestimmte Eigenschaften aufweisen, wie Messbarkeit, Abgrenzbarkeit, Beeinflussbarkeit durch Netzbetreiber, Beanreizbarkeit mittels geeigneter Instrumente, Kundenbezug sowie Verbindung zu Inputs;
- Unterscheidung von **primären Outputs**, die einen direkten Nutzen für die Kunden haben (wie z.B. die Qualität der Versorgung), und **sekundären Outputs** (wie z.B. die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen), die keinen unmittelbaren Einfluss auf den

Kunden haben und stattdessen mit übergeordneten Zielen korrespondieren und dabei gleichfalls Kostenrelevanz haben;

- **Performancevorgaben** für die Erfüllung von Output(-vorgaben), wobei unterschieden werden kann zwischen:
 - **finanziellen Anreizen**, typischerweise mittels eines Bonus-/Malussystems, die gute Performance belohnt und schlechte Performance bestraft, sowie
 - **Reputationsanreizen**, die Anreize ausschließlich über das „transparent machen“ von Informationen über Über- bzw. Mindererfüllung setzen.

Eine entsprechende Vorgehensweise lässt sich gut am Beispiel der britische Regulierungsbehörde Ofgem aufzeigen, die eine entsprechende Outputkategorisierung bereits vorgenommen haben.

Fallbeispiel Großbritannien – Unterschiedliche Output-Kategorien und Performancevorgaben (RIIO-ED2)

Das englische Regulierungssystem verfolgt das explizite Ziel, dass Netzbetreiber die bestmöglichen Outputs für aktuelle und zukünftige Kunden liefern sollen. Dabei werden bspw. bei den Stromverteilnetzbetreibern im Rahmen von RIIO-ED2 drei Arten von Output-Kategorien unterschieden, für die es spezifische Regime an Performancevorgaben gibt:

- **„Licence Obligation (LO)“**: Diese bestehen in Mindeststandards, welche in den Lizenzen der Netzbetreiber verankert sind. Die Nichterfüllung der Mindeststandards kann u.a. zu Strafzahlungen führen. In RIIO-ED2 werden beispielsweise neuerdings die Erstellung einer Digitalisierungsstrategie oder die Einführung einer intelligenten Optimierungsplattform zur Unterstützung der Systemplanung im Kontext von „net zero“ als LO definiert.
- **„Price Control Deliverables (PCD)“**: Hierunter fallen Outputs, die einen direkten Bezug zu Kosten aufweisen und nicht mit unmittelbaren regulatorischen Anreizen oder Strafen versehen sind. PCD stellen Outputs dar, die allgemein finanziert werden und für die eine Finanzierung durch eine Zuordnung zu anderen Outputs oder Projekten nicht möglich ist. Typische Beispiele sind „Cyber Resilience“, physikalische Sicherheit oder Finanzierungen in der Projektplanungsphase.
- **„Output Delivery Incentives (ODI)“**: Hiermit sind Outputs zur Verbesserung der Leistungen der Netzbetreiber für die Netzkunden gemeint. Eine Incentivierung erfolgt anhand reputationeller oder finanzieller Anreize. Beispiele für ODI sind: nicht gelieferte Energie, Qualität des Netzanschlusses, Kundenzufriedenheit oder Anreize zur Reduktion von Gasaustritt.

Das britische Regulierungssystem verfügt über langjährige Erfahrungen bei der Erfassung/Konzeptionierung von Outputs und entsprechender Anreizsysteme, weshalb einzelne Parameter zum Teil sehr detailliert ausgestaltet sind.

Fallbeispiel Großbritannien – Output „Network Asset Risk Metric“

Der Parameter „Network Asset Risk Metric“ (NARM) ist ein Maß zur Messung des gemeinschaftlichen Risikos von Netzkomponenten (z.B. Leitungen, Transformatoren) eines Netzbetreibers anhand einer finanziellen Metrik.¹⁶ Hierzu werden die Wahrscheinlichkeiten und erwarteten Konsequenzen eines Ausfalls von Netzkomponenten erfasst und monetär bewertet:



Der Prozess zur Ermittlung des NARM Outputs und der zugrundeliegenden Anreizmechanismen ist komplex:

- Netzbetreiber stellen vor Beginn der Regulierungsperiode Informationen zum Zustand und Kritikalität ihres gesamten Anlagenbestandes zur Verfügung (Risikomatrix mit den beiden Elementen Konsequenzen und Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls);
- Durch die Risikomatrix wird aus einer Kombination und Aggregation dieser Daten eine finanzielle Maßzahl für das Risiko des Netzes ermittelt;
- Festlegung eines NARM Output Zielwertes ("Baseline Network Risk Output") und zugestandener NARM Ausgaben („Baseline Allowed NARM Expenditure“) durch Ofgem zu Beginn der Regulierungsperiode;
- Netzbetreiber verpflichten sich während der Regulierungsperiode zur Einhaltung des Zielwertes und damit zur Umsetzung entsprechender Maßnahmen der Risikominimierung;
- Ofgem überwacht kontinuierlich die Zielerreichung während der Regulierungsperiode;
- Ex post Abgleich hinsichtlich der NARM Output Zielerreichung und der sachgerechten Verwendung der zugestandenen NARM Ausgaben unter Anwendung eines Totbandes¹⁷; wenn der NARM Output innerhalb des Totbandes liegt, greift der Sharing Mechanismus für regulatorisch zugestandene NARM Ausgaben und den realisierten NARM Ausgaben¹⁸.

¹⁶ Siehe Ofgem (2021), NARM Handbook, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/narm_handbook_v1.3_1.pdf

¹⁷ Für das Stromübertragungsnetz beträgt dieses 2 % und für das Gasübertragungs- und verteilnetz 5 %.

¹⁸ Die Sharingfaktoren entsprechen dem jeweils gültigen "Totex Incentive Mechanism" (TIM) für das Stromübertragungsnetz bzw. Gasübertragungs- oder verteilnetz z.B. 50 %.

- Bei einer Verletzung des Totbandes kommt es zu einer nachträglichen Überprüfung (hinsichtlich der Rechtfertigung der Abweichung) und zu einer Anpassung der ursprünglichen zugestandenen NARM Ausgaben nach vorab festgelegter Formel. Im Anschluss erfolgt eine erneute Durchführung des ex post Abgleichs mit den aktualisierten zugestandenen NARM Ausgaben, wobei für den Anteil der ungerechtfertigten Unterschreitung zudem eine Strafzahlung¹⁹ fällig wird.

Der irische Regulator CRU hat mit Übergang von der 4. Regulierungsperiode (2016-2020, PR4), die noch stark durch einen input-orientierten Regulierungsansatz geprägt war, auf die aktuelle Regulierungsperiode (2021-2025, PR5) den Weg zu einem stärker Output-orientierten Regulierungsansatz eingeschlagen.²⁰ CRU sieht darin mehrere **Vorteile**:²¹

- **Kundenfokussierung** – Stärkere Verbindung zwischen den – durch die Netzkunden zu tragenden – zulässigen Erlösen und den Outputs, die die Netzkunden als am wichtigsten erachten, wovon sich ferner auch zusätzliche Innovations- und Verbesserungsanreize versprochen werden;
- **Leichtere Identifikation von Effizienz** – Einfachere Unterscheidung zwischen „echten“ realisierten Effizienzgewinnen von der Mindererfüllung von Outputs;
- **Steigerung Transparenz** – Erhöhung der Sichtbarkeit hinsichtlich der auszuführenden Tätigkeiten seitens des Netzbetreibers gemäß der Lizenzverpflichtungen;
- **Klarere Rahmenbedingungen** – Größere Klarheit für Netzbetreiber hinsichtlich der weiteren Planung und Entwicklung des Netzwerks und Dienstleistungen unter Wahrung eines ausreichenden Maßes an Flexibilität für sich verändernde Bedingungen.

Als Herausforderungen und Risiken werden die Komplexität der Ausgestaltung eines entsprechenden Systems wie im Besonderen auch die Identifikation geeigneter Outputs und Performancevorgaben gesehen. Die Auswahl geeigneter Outputs und zugehöriger Performancevorgaben fand deshalb im engen Austausch zwischen CRU und dem Verteilnetzbetreiber (ESB Networks), sowie dem Übertragungsnetzbetreiber (EirGrid) statt.²²

Bei der Kalibrierung der finanziellen Performancevorgaben für die Outputs wurde zusätzlich die Gesamtauswirkung aller Outputs auf den Netzbetreiber berücksichtigt. CRU hat die Summe der „Upsides“ und „Downsides“ für die gesamte Regulierungsperiode gedeckelt. Die

¹⁹ Die Höhe der Strafzahlung für das Stromübertragungsnetz sowie das Gasübertragungs- und verteilnetz beträgt 2,5 % des Anteils der ungerechtfertigten Untererfüllung (dh. der Differenz zwischen zu Beginn der Periode zugestandenen und nachträglich geupdatedeten NARM Ausgaben).

²⁰ Siehe CRU (2020), PR5 Regulatory Framework, Incentives and Reporting, S. 3, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20154-PR5-Regulatory-Framework-Incentives-and-Reporting-1.pdf>

²¹ Siehe CEPA (2020), Options for PR5 regulatory framework, S. 21-22, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20078a-Options-for-PR5-regulatory-framework.pdf>

²² Eine Auflistung der diskutierten Outputparameter für Stromübertragungs- und Verteilnetzbetreiber findet sich in CEPA (2020), S. 113 ff und 106 ff., <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20078a-Options-for-PR5-regulatory-framework.pdf>.

Summe der „Upsides“ (228,8 Mio. €) sind dabei in PR5 etwas höher als die Summe der „Downsides“ (217,7 Mio. €). Diese asymmetrische Ausgestaltung zugunsten der „Upsides“ – die in PR4 noch in die andere Richtung wies – soll das Chancen/Risiko Verhältnis leicht zugunsten der Netzbetreiber verschieben.

Fallbeispiel Irland – Outputs/Performancevorgaben in PR5

CRU hat bestimmte Leistungskategorien definiert, denen Outputs zugeordnet wurden. Tabelle 8 illustriert am Beispiel für die Stromverteilnetzbetreiber verschiedenste Anreizsysteme für die gewählten Outputs. In PR5 wurden neue Outputs eingeführt, die die Transformation des Energiesystems adressieren sollen. Für diese neu eingeführten Outputs wie bspw. Flexibilität²³ oder Echtzeitinformationen²⁴ (für das Niederspannungsnetz) sind in der Regel einfache Balanced Scorecard Ansätze²⁵ vorgesehen, die primär auf die Erfüllung bzw. Nichterfüllung einzelner Meilensteine, an die Bonuszahlungen/Pönalen geknüpft sind, abzielen.

Tabelle 8 Spezifische Performancevorgaben für den irischen VNB in PR5

Kategorie	Output	Performancevorgabe	Upside (Mio. €)	Downside (Mio. €)
Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit	Ungeplante Ausfallzeit	Minuten ohne Versorgung	50	50
	Ungeplante Ausfallhäufigkeit	Anzahl Kundenunterbrechung	50	50
	Schlechtest versorgter Kunde	Balanced Scorecard	6,7	6,7

²³ Der Mechanismus Flexibilität stellt konkret auf die Unterstützung bei der Einführung von Flexibilitätsmärkten ab. Dabei wird das Ziel verfolgt, eine finanzielle Beteiligung für die Bereitstellung flexibler nicht netzgebundener Alternativlösungen zu bieten. Basierend auf high-level Meilensteinen wie z.B. der Einführung von Ausschreibungen für flexible Lösungen, der Etablierung von Standardprodukten oder der Etablierung robuster Reporting- und Transparenzregelungen findet auf eine Bewertung anhand von Kriterien statt (Qualität Plan und Maßnahmen 20%, Qualität der Implementierung 40%, Effektivität des Plans und nachweisbare Wirkung 40%). Die maximale Vergütung (der maximale Verlust) dieses Mechanismus ist auf 3 Mio. € (1 Mio. €) gedeckelt.

²⁴ Hiermit ist eine stärkere Beteiligung der Verteilnetzbetreiber am Nutzen „sichtbarer“ und intelligenterer NS Netze gemeint, was die aktivere Steuerung des Netzes erlaubt und ggfs. klassischen Netzausbau ersetzen kann. Der Mechanismus setzt Aspekte des EU Clean Energy Package um, wie eine bessere Integration von Ressourcen in der Niederspannung sowie der Digitalisierung des Niederspannungsnetzes um. Als high-level Meilensteine werden betrachtet: 50% Echtzeitinformationen in NS bis 2025, Gewinnung von Referenzinformationen zur Unterstützung Sichtbarkeit der NS Netze, Bereitstellung von Systemschnittstellen zum NS Netz. Die Bewertung und Vergütung/Strafe erfolgt analog zur Vorgehensweise bei den Flexibilitätsmärkten.

²⁵ Eine Beschreibung der Vorgehensweise bei den Balanced Scorecards für den irischen Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber findet sich in CRU (2022), Price Review Five: 2022 Balanced Scorecards, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU2022989-Balanced-Scorecard-2022-Information-Paper.pdf>.

**WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN
REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)**

	Information zum Ausfall (Neu)	Balanced Scorecard	5	5
Kunden-zufriedenheit	Kundenzufriedenheit	Umfrage	13,5	13,5
	Zufriedenheit mit Kundencenter	Umfrage	12,5	37,5
	Stakeholder Engagement	Scorecard	5	-
Transformation	Anschlüsse	Zahlungsmatrix bei schnellerer/langsamerer Bewerksstellung	15	10
	Smart Metering	Meter Volumen, Gelieferte Dienstleistung	6	20
	Flexibilität (Neu)	Balanced Scorecard	15	5
	Sichtbarkeit (Neu)	Balanced Scorecard	15	5
	Unabhängige Rolle VNB (Neu)	Balanced Scorecard	20	10
	VNB/ÜNB Koordination	Balanced Scorecard	15	5
Messwesen	Metering	1 Ablesung/Jahr	-	-
	Metering – erwartete Ablesungen	back-to-back block estimates	-	-
Summe Anreize (Mio. €)			228,6	217,7
Anteil an regulatorisch zulässigen Erlösen			5,1 %	4,8 %

Quelle: Frontier Economics basierend auf CRU (2020), S. 10, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20154-PR5-Regulatory-Framework-Incentives-and-Reporting-1.pdf>

Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Tabelle 9 stellt zwei mögliche Ansätze zur Ausgestaltung von Outputs und Performance Vorgaben für die 4. Regulierungsperiode dar. Der „Light-touch“ Ansatz sieht nur kleinere Anpassungen der Qualitätsregulierung des Status Quo vor. Der „Wide-range“ Ansatz sieht eine deutlich stärkere Ergänzung vor, die alle relevanten Leistungsdimensionen eines Netzbetreiber umfassen. Bei der Identifikation und Definition von Outputs ist auf die prioritären Herausforderungen in Luxemburg abzustellen. Hier bietet sich für den Prozess eine Interaktion zwischen ILR und Netzbetreibern an, um die für Luxemburg adäquaten Outputs zu bestimmen.

Tabelle 9 Optionen an Outputs und Performancevorgaben für Luxemburg

Optionen	„Light-touch“ Ansatz	„Wide-range“ Ansatz
Übergreifend	<ul style="list-style-type: none"> ■ Enge Abstimmung bzgl. Wahl der Outputs und Performancevorgaben zwischen Netzbetreibern und ILR ■ Deckelung der finanziellen Auswirkung über alle „Outputs“ (optional: asymmetrische Ausgestaltung, um Chancen stärker in den Fokus zu richten) 	
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erweiterung bestehender Outputs und entsprechender Performancesysteme: Q-Faktor und spezifische Investitionen (Art. 13) um ausgewählte Outputs zB.: <ul style="list-style-type: none"> □ Aspekte der Kundenzufriedenheit (Umfrage, Vorabinformationen) □ Flexibilitätsoptionen Strom, Echtzeitinformationen Strom NS ■ Einführung „qualitativer“ Performancevorgaben zB mittels Balanced Scorecards (ggfs. zur Weiterentwicklung in nachfolgenden RP) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Berücksichtigung aller relevanten Dimensionen und zugehöriger Performancevorgaben, die die Aufgaben eines Netzbetreibers beschreiben, z.B.: <ul style="list-style-type: none"> □ TSO: Dekarbonisierung, Netzsicherheit □ DSO: Netzanschluss, Zuverlässigkeit, Kundenzufriedenheit, Sicherheit und Umwelt
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gradueller Übergang zu einer stärker output-basierten Regulierung <ul style="list-style-type: none"> □ Detailliertere Parameter und Instrumente können in 4. RP für nachfolgende Regulierungsperiode entwickelt werden ■ Höhere Akzeptanz seitens der Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Outputsteuerung stellt sicher, dass Netzkunden „value-for-money“ bekommen ■ Outputsteuerung kann weitreichende klimapolitische Ziele adressieren
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Keine vollständige Abbildung der Aufgaben und Dimensionen eines Netzbetreibers 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hohe Komplexität bei der Definition der Outputs und Performancevorgaben ■ Vollständige Abbildung aller Dimensionen der Aufgaben eines Netzbetreibers schwer bzw. nicht möglich.

Quelle: Frontier Economics

2.3.5 Ausgestaltung Unsicherheitsmechanismen

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Der aktuelle luxemburgische Regulierungsrahmen kontrolliert an verschiedenen Stellen für auftretende Unsicherheiten während der Regulierungsperiode:

- **Beeinflussbare Betriebskosten:** Bei den beeinflussbaren Betriebskosten erfasst der Mengenfaktor Veränderungen bei der Anzahl der Anschlusspunkte und der Leitungslänge. In der Formel zur Ermittlung der beeinflussbaren Betriebskosten erfolgt zudem ein jährliches Update für den Verbraucherpreisindex und für Lohnkostenentwicklungen.
- **Nicht-beeinflussbare Betriebskosten:** Nicht-beeinflussbare Betriebskosten seitens der Netzbetreiber stellen pass-through Kostenelemente dar, die vollumfänglich an die Netzbetreiber durchgereicht werden können.
- **“Lose” (Artikel 10):** Die „Lose-Investitionsprojekten“ werden während der Regulierungsperiode de facto als pass-through Kosten behandelt.
- **“Spezifische Investitionsprojekte” (Artikel 13):** Bei „spezifischen Investitionsprojekten“ während der Regulierungsperiode erfolgt ein ex-post Abgleich der Plankosten mit Ist-Kosten bei Aktivierung der Projektkosten, wobei jedoch ein Sharing-Mechanismus zur Anwendung kommt, der Risiken aber gleichzeitig auch Chancen bei den Netzbetreibern belässt.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

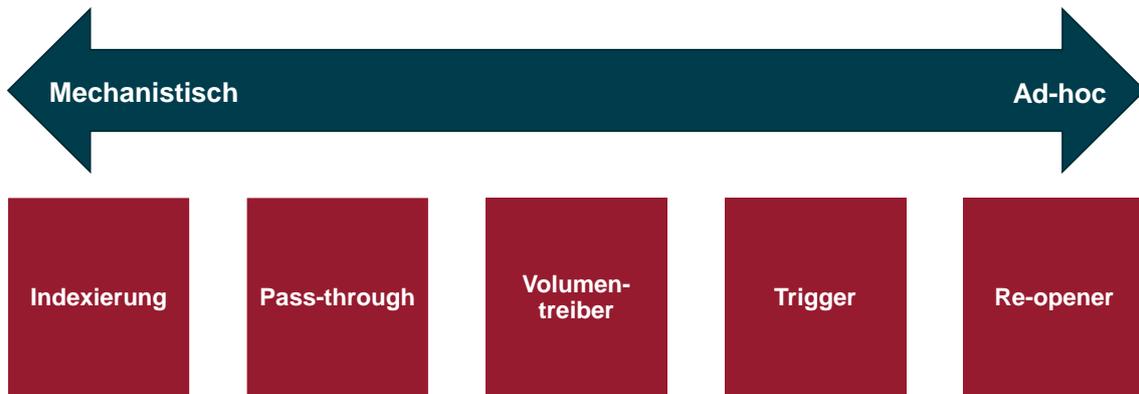
Wie in Abschnitt 2.3.2 dargelegt, liegen den regulatorisch zugestandenen Plankosten Szenarien bzw. Annahmen zugrunde. Die Herausforderung besteht jetzt darin, dass für Energienetze aufgrund der Umsetzung von Dekarbonisierungszielen die Rahmenbedingungen für die Planung von Szenarien komplexer werden. Dies betrifft beispielsweise:

- die künftige Nachfrage nach Strom (z.B. aufgrund der schwer zu prognostizierenden Verbreitung von E-Mobilität und/oder Wärmepumpen) und Erdgas (z.B. unklare Geschwindigkeit bei der Umstellung des Wärmesektors auf erneuerbare Energien),
- den künftigen Bedarf an Netzkapazitäten (z.B. aufgrund unsicherer lokaler Ausbaupfade Erneuerbarer Energien),
- Effizienzverbesserungen und Durchdringung mit neuen Technologien.

Darüber hinaus gibt es noch andere Unsicherheiten, denen die Netzbetreiber ausgesetzt sind, wie z.B. umweltbedingte Einschränkungen aufgrund zunehmender Extremwittersituationen oder verstärkten Preisrisiken bei der Beschaffung der nötigen Infrastrukturkomponenten.

Es besteht deshalb das Risiko, dass, über die gesamte Regulierungsperiode betrachtet, die zu Beginn der Regulierungsperiode getroffenen Planungsgrundsätze (z.B. zu Szenarien, Annahmen) nicht zutreffen und sich daraus Abweichungen zu den Plankosten ergeben. Diese Risiken können durch „Unsicherheitsmechanismen“ adressiert werden. Dabei reicht das Spektrum von mechanistischen Anpassungen (dh. Kosten werden automatisch aktualisiert) bis hin zu ad-hoc Anpassungen (dh. Kosten werden neu evaluiert und ggfs. angepasst) (Abbildung 7).

Abbildung 7 Arten von Unsicherheitsmechanismen



Quelle: Frontier Economics

- **Indexierung** – Eine Indexierung von zulässigen Kosten(-positionen) reduziert das Risiko der Netzbetreiber vor unvorhergesehen Kostensprüngen. Dieser Mechanismus schützt Netzbetreiber vor dem Risiko sich verändernder Preise im Vergleich zu den für die Festlegung der zulässigen Erlöse maßgeblichen Preisprognosen von Beginn der Regulierungsperiode. Dadurch wird das Risiko von exogenen Preis- und Kostenänderungen vom Netzbetreiber hin zu den Netznutzern. Als Beispiel kann hier die Indexierung der beeinflussbaren Betriebskosten im Status Quo in Luxemburg angeführt werden.
- **Pass-through** – Dieser Mechanismus erlaubt Netzbetreibern die direkte Weiterreichung spezifischer Kostenpositionen an die Netzkunden. Hierunter fallen typischerweise Kosten, die außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers liegen, wie Steuern oder Konzessionsabgaben. Als Beispiel kann hier die Kostendurchreichung der nicht-beinflussbaren Betriebskosten im Status Quo in Luxemburg angeführt werden²⁶.
- **Volumentreiber** – Volumentreiber stellen einen regulatorischen Mechanismus zur Anpassung der zulässigen Kosten bei einer unsicheren Entwicklung wesentlicher Kostentreiber (wie Anzahl Anschlusspunkte, Netzlänge, Energienachfrage) dar. Eine „Korrektur“ der zulässigen Kosten erfolgt in der Regel jährlich auf Basis eines vorgegebenen funktionalen Zusammenhangs (oftmals unter der Einbeziehung von Unit Costs). Dieser Mechanismus ermöglicht es, Kostenentwicklungen unmittelbar anhand der wesentlichen Determinanten abzubilden, um eine dauerhafte Erlösunter bzw. -überschreitung zu verhindern. Dabei ist es essentiell, dass die funktionale Parametrisierung die realen Gegebenheiten bestmöglich abbildet; andernfalls drohen „Windfall Profits“ (bei Überschätzung der Kosten) oder „Windfalls Loses“ (bei Unterschätzung der Kosten) bei den Netzbetreibern.²⁷

²⁶ In der konzeptionellen Einteilung von Kosten durch ILR in unterschiedliche Typen würden darunter die Typ 1 Kosten fallen.

²⁷ In der konzeptionellen Einteilung von Kosten durch ILR in unterschiedliche Typen würden darunter die Typ 3 Kosten fallen und die Vorgaben der „Volumen“ das Leistungsziel spezifizieren.

- **Trigger** – Ein „Trigger-Mechanismus“ entspricht einer automatischen Anpassung eines regulatorischen Elements, insofern ein vorab definierter Schwellenwert eines Parameters überschritten wird. Durch die Anpassungen bei Überschreitungen des Schwellenwertes, der typischerweise ex-ante mechanistisch anhand einer Formel festgelegt worden ist, bietet dieser Mechanismus ein hohes Maß an regulatorischer Sicherheit für die beteiligten Unternehmen. Die Herausforderung bei dem „Trigger-Mechanismus“ liegt insbesondere in der Ermittlung des Schwellenwertes, ab dem dieser greift.
- **Re-opener** – Dieser Mechanismus erlaubt dem Regulator, bestimmte Sachverhalte während der Regulierungsperiode neu zu bewerten und bei Bedarf Anpassungen an den zulässigen Erlösen der Netzbetreiber vorzunehmen. Mögliche Sachverhalte sind spezifische Ereignisse wie bspw. die Folgen von Extremwittersituationen oder stark veränderte Rahmenbedingungen. Die Anwendung eines Re-opener führt dazu, dass die Netzbetreiber vor den Folgen bestimmter Arten von nicht vorhersehbaren Ereignissen geschützt werden können. Ein Re-opener kann sehr unterschiedlich ausgestaltet sein: Von einer rein mechanistischen Anpassung der zulässigen Kosten (was einem Trigger Mechanismus sehr nahekommt) bis hin zu höheren Freiheitsgraden für die Regulierungsbehörde für Anpassungen von zulässigen Kosten. Gleiches gilt für die Definition, ab wann ein Re-opener zur Anwendung kommt: Hier reicht das Spektrum von allgemein formulierten Kriterien für die Inanspruchnahme bis hin zur Vorgabe von Schwellenwerten konkreter Parameter, ab denen der Mechanismus greifen kann. Im gegenwärtigen Regulierungsregime gibt es seitens eines Netzbetreibers die Möglichkeit, während der Regulierungsperiode eine Anpassung bei den kontrollierbaren Betriebskosten zu beantragen, insofern in einem Jahr die tatsächlichen Betriebskosten 110 % der regulatorisch erlaubten Betriebskosten überschreiten.²⁸

Die Anzahl der Instrumente und spezifische Einsatzmöglichkeiten von Unsicherheitsmechanismen sind vielfältig. Dies kann wiederum am Beispiel Irlands (PR5) für Stromnetzbetreiber gezeigt werden.

Fallbeispiel Irland Stromnetzbetreiber – Beispiele für Unsicherheitsmechanismen (PR5)

Tabelle 10 bietet einen Überblick über die vom irischen Regulator CRU gewählten Unsicherheitsmechanismen für Stromnetzbetreiber in PR5. Nicht erfasst ist dabei die jährliche Indexierung der Kosten mit einem Inflationsindex. Es dominieren Volumentreiber und Re-opener. Die dargestellten Mechanismen gelten primär für die Verteilnetze mit Ausnahme des Mechanismus für höhere Gewalt, der für die Übertragungsnetze relevant ist. Bei den Volumentreiber werden teilweise auch Effizianzanreize inkludiert, da die zusätzlichen Kosten auf Basis von regulatorisch festgelegten Stückkosten basieren.

²⁸ Die Gewährung dieses Re-openers ist nur einmalig pro Regulierungsperiode möglich und der Höchstbetrag für entsprechende Anpassungen ist auf 200,000 € pro Jahr begrenzt, siehe Art. 14 (6).

Tabelle 10 Unsicherheitsmechanismen für Stromnetzbetreiber (PR5)

Mechanismus	Beschreibung	Art
Neue Netzanschlüsse	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung der Kosten bei Abweichen der Prognose von tatsächlichen Werten auf Basis von Stückkosten/Einheit ■ Symmetrische Ausgestaltung mit Anreiz zu Kosteneinsparungen bei Unterschreitung der Stückkosten ■ Berücksichtigung unterschiedlicher Stückkosten 	Volumen-treiber
Zähler (pay-as-you-go)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung der Kosten bei Abweichen der Prognose von tatsächlichen Werten auf Basis von Stückkosten (370 € pro Zähler) ■ Anreiz zu Kosteneinsparungen bei Unterschreitung der Stückkosten 	Volumen-treiber
Große Kunden	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung der Kosten bei mehr Netzanschlüssen extrem großer Kunden mit substantiell höheren Kosten pro Anschluss (z.B. Datenzentren) als geplant ■ Antrag im Rahmen des jährlichen Erlös-Reviews mit Nachweis von Kostensteigerung einer „effizienten“ Durchführung oberhalb bestimmter Schwellenwerte 	Re-opener
Low Carbon Technologien (LCT)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wahl von 2 Arten von Projekten zur beschleunigten Umsetzung von LCT (von NB vorgeschlagen): (A) „MV and LV system improvements“ und (B) „20kV conversion works“ ■ Unterschiedliche regulatorische Behandlung, da sehr komplexe Kostenbeziehungen: (A) jährlicher Re-opener bei Überschreitung eines 10 % Schwellenwertes der erlaubten Kosten mit nachträglicher ex post Effizienzanalyse vs. (B) Korrektur für jährliche Plan-Ist Abweichungen und nachträgliche Kontrolle mit Begründungspflicht in ex post Analyse 	Re-opener, Volumen-treiber
Höhere Gewalt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbetreiber können im Rahmen des jährlichen Reviewprozesses höhere Kosten aufgrund höherer Gewalt beantragen ■ Regulator entscheidet ad-hoc auf Einzelfallbasis ■ Kriterien: erhebliche Kostenauswirkungen; Ereignis trotz guter Planung nicht vorhersehbar; effiziente Reaktion des Netzbetreibers auf Ereignis 	Re-opener
Systemsteuerung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beanreizung von Aktivitäten im Bereich Systemsteuerung („SCADA Control and Monitoring programme“) im Rahmen eines jährlichen Plan-Ist Abgleichs auf Stückkosten Basis 	Volumen-treiber
Niederspannungsmodell	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beanreizung von Aktivitäten im Bereich Engpassmanagement und NS Monitoring im Rahmen eines jährlichen Plan-Ist Abgleichs auf Stückkosten Basis 	Volumen-treiber

Quelle: Frontier Economics basierend auf CRU (2020), S. 34 ff, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20154-PR5-Regulatory-Framework-Incentives-and-Reporting-1.pdf>.

Hinweis: Die dargestellten Mechanismen gelten ausschließlich für den Verteilnetzbetreiber mit Ausnahme des Mechanismus "höhere Gewalt" der zusätzlich auch für den Übertragungsnetzbetreiber gilt

Die Unsicherheiten können sich zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern unterscheiden, weshalb hier unterschiedliche Ausgestaltungen sinnvoll sein können.

Fallbeispiel Irland Gasnetzbetreiber – Beispiele für Unsicherheitsmechanismen (PR5)

Tabelle 11 stellt die von CRU gewählten Unsicherheitsmechanismen in PR5 für die Gasnetzbetreiber dar. Es dominieren Volumentreiber und Re-opener.

Tabelle 11 Unsicherheitsmechanismen für irische Gasnetzbetreiber

Mechanismus	Beschreibung	Art
Investitionen in die zukünftige Rolle von Gas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Drei Mechanismen bewirken eine mechanistische Anpassung der Kosten: <ul style="list-style-type: none"> □ Biomethan □ Wasserstoff (H2-readiness Maßnahmen) □ Smart Metering ■ Mechanismus bei CNG soll als Re-opener ausgestaltet werden 	Volumen- treiber & Re- opener
Netzanschlüsse	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung der Betriebskosten bei Abweichen der Prognose von den tatsächlichen Werten auf Basis von Stückkosten insofern die Anzahl der Netzanschlüsse um +/- 10% der Prognose schwankt ■ Investitionen werden gemonitort und ggfs. im Rahmen des ex post Reviews angepasst 	Volumen- treiber
Biomethan-netzanschlüsse	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gesonderte Behandlung von Biomethan-netzanschlüssen ■ Direkte Anschlüsse von Biomethan an das Gasnetz nur nach einem "maximum connection approach" ■ Alternativ wird ein Ansatz in Betracht gezogen, wo die anzuschließenden Parteien 30 % der Anschlusskosten tragen 	Re- opener

Quelle: Frontier Economics basierend auf CRU (2023), Consultation on Price Control 5, S. 15-16, https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU202367_CRU_PC5_Consultation_Executive_Summary.pdf.

Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Für die 4. Regulierungsperiode bieten sich bei den Unsicherheitsmechanismen zwei Ausgestaltungsoptionen an (Tabelle 12).

- Bei der „flexiblen“ Ausgestaltung liegt der Fokus auf Re-opener bei stark abweichenden Kosten im Vergleich zu den ex-ante regulatorisch festgelegten Kosten. Die Abweichungen werden dabei im Kontext zu den Gesamtkosten gesehen, d.h. gegenläufige Kosteneffekte werden berücksichtigt. Zusätzlich bietet der ex-post Abgleich ein weiteres Korrektiv.
- Die „mechanistische“ Ausgestaltung zielt darauf ab, die Folgen der Unsicherheit so präzise wie möglich über mechanistische Instrumente abzubilden.

Beide Ausgestaltungsoptionen setzen ein laufendes Reporting von Kosten und Outputs während der Regulierungsperiode voraus (vgl. Abschnitt 2.3.8)

Tabelle 12 Optionen an Unsicherheitsmechanismen für Luxemburg

Optionen	Flexible Ausgestaltung	Mechanistische Ausgestaltung
Übergreifend	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterführung eines pass-through Mechanismus bei nicht kontrollierbaren Betriebskosten ■ Indexierung der regulatorisch zugestandenen beeinflussbaren Betriebskosten und Investitionen während der Regulierungsperiode mit einem Kostenindex 	
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einfach konzipierte Mechanismen mit der Aufgabe größere Unsicherheiten und damit verbundene Risiken abzufedern. Fokus liegt auf Re-opener. ■ Anpassung der Kosten in begründeten Fällen auch im Rahmen des ex-post Abgleichs als „finaler“ Mechanismus möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanismen sollen die tatsächlichen Kostenzusammenhänge bestmöglich abbilden <ul style="list-style-type: none"> □ Berücksichtigung von differenzierten Volumentreibern □ Re-opener bei Extremsituationen wie den Folgen von Naturkatastrophen ■ Ex post Abgleich mit geringer/keiner Rolle als finaler Unsicherheitsmechanismus
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einfachere Ausgestaltung und Implementierung ■ Reduzierter administrativer Aufwand für Festlegung von Volumentreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verhinderung von temporären Über- bzw. Mindererlösen ■ Mechanistische Volumentreiber mit hoher Transparenz, wann und wie Mechanismus angewandt wird
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Höherer administrativer Aufwand für Regulierungsbehörde und Unternehmen, da Re-opener Einzelfall Prüfungen erfordert 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hoher Aufwand und Komplexität für Ausgestaltung und Kalibrierung der Mechanismen, insbesondere Volumentreiber

2.3.6 Flexibilität – Abtausch zwischen Betriebskosten und Investitionen

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Mit Art. 14 (5) ILR/E20/22 gibt es im aktuellen luxemburgischen Regime bereits einen Mechanismus, der eine Substitution zwischen Betriebskosten und Investitionen während der Regulierungsperiode ermöglicht. Dabei muss der Netzbetreiber nachweisen, dass durch die höheren Betriebskosten Investitionen vermieden werden können und die eingesparten Investitionen über die wirtschaftliche Lebensdauer die zusätzlichen Betriebskosten übersteigen.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

Die Transformation des Energiesystems führt dazu, dass insbesondere im Stromverteilernetz mehr dezentrale erzeugungs- oder nachfrageseitige Ressourcen, die auch Flexibilität anbieten können, zugebaut werden. Durch Investitionen in die Digitalisierung können diese Ressourcen im Netz besser „sichtbar“ gemacht werden und zur Vermeidung von Netzengpässen verwendet werden. Dies bedeutet, dass durch die Nutzung von erzeugungs- oder nachfrageseitigen Flexibilitäten der Netzausbau vermieden oder zumindest verschoben werden kann.

Die „marktliche“ Nutzung der Flexibilitäten durch den Netzbetreiber unterliegt bestimmten Voraussetzungen:

- Es gibt tatsächlich eine große Anzahl von Flexibilitäten, die im Stromnetz verteilt sind und netzdienlich eingesetzt werden können.
- Die Flexibilitäten haben einen „Marktpreis“ und stehen dem Netzbetreiber nicht kostenlos zur Verfügung, z.B. durch technische Standards für die Abregelung von Netznutzer.
- Das Regulierungssystem unterstützt die Abwägung des Netzbetreibers zur Behebung von Netzengpässen entweder die Flexibilität zum „Marktpreis“ zuzukaufen (was als Betriebskosten zu klassifizieren ist) oder das Netz zu verstärken (was als Investition zu klassifizieren ist).

Für die Periode 2025-2028 hängt das praktische Erfordernis, im Regulierungssystem den Abtausch zwischen Flexibilität und Netzinvestitionen zu unterstützen und/oder zuzulassen, somit auch vom Vorhandensein von lokalen liquiden Flexibilitätsmärkten ab. In Irland wurde für die aktuelle Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber ein neuer Output eingeführt, der grundsätzlich die Entwicklung von Flexibilitätsmärkten adressiert.

Fallbeispiel Irland – Output zur Unterstützung der Entwicklung von Flexibilitätsmärkten (PR5)

Wie in Abschnitt 2.3.4 bereits kurz thematisiert, unterstützt das irische Regulierungsregime die Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes durch die Berücksichtigung eines eigenen Outputs und entsprechender Performanceanreize. Konkret wird eine finanzielle Beteiligung für die Bereitstellung flexibler nicht netzgebundener Alternativlösungen geboten. Basierend auf high-level Meilensteinen wie:

- der Einführung von Ausschreibungen für flexible nicht netzgebundene Alternativen im Rahmen des Netzentwicklungsplans für das Verteilnetz,
- der Etablierung von Standardprodukten und Dienstleistungen, sowie
- der Etablierung robuster Reporting- und Transparenzregelungen

findet auf Basis mehrjähriger Plandaten (detaillierte Informationen für die nächsten drei Jahre und high-level Informationen für die darauffolgenden beiden Jahre) eine inhaltliche Bewertung statt. Hierzu werden drei Kriterien herangezogen: Qualität Plan und Maßnahmen (20 %, Qualität der Implementierung (40 %) und Effektivität des Plans und nachweisbare Wirkung (40 %). Die maximale jährliche Vergütung (der maximale Verlust) dieses Mechanismus ist auf 3 Mio. € (1 Mio. €) gedeckelt.

Die Existenz lokaler Flexibilitätsmärkte kann den Anreiz für den effizienten Abtausch zwischen Flexibilität (d.h. Betriebskosten) und Netzausbau (Investitionen) unterstützen. Aber auch ohne das Vorhandensein eines entsprechenden Marktes gibt es verschiedene Möglichkeiten für die Nutzung von Flexibilitäten seitens der Netzbetreiber, die regulatorisch unterstützt werden sollten:

Im Rahmen eines „Flexibilitätsmechanismus“ kann die Möglichkeit zur Umgruppierung von Kosten während der Regulierungsperiode gewährt werden. Dies ist der Ansatz, der in Irland aktuell angewandt wird. Der „Flexibilitätsmechanismus“ ist als bidirektionaler Mechanismus ausgestaltet, der es erlaubt, während der Regulierungsperiode eine Verschiebung von Betriebskosten hin zu Investitionen und vice versa vorzunehmen. Voraussetzung hierfür ist, dass z.B. die Verwendung von Betriebskosten im Vergleich zu Investitionen effizienter ist. Zur Nutzung des Mechanismus muss der Netzbetreiber somit den Nachweis erbringen, dass die Kostenverschiebungen einen materiellen Umfang ausmachen und die Umgruppierung der Kosten einen neutralen oder positiven Nettobarwert aufweist. Die Nutzung des Mechanismus ist über die komplette Regulierungsperiode möglich, wobei die Abrechnung auf jährlicher Basis erfolgt. CRU behält sich vor, die Effektivität des neuen Mechanismus zu monitoren und ggfs. Anpassungen vorzunehmen. Dieser Mechanismus ist jenem im aktuellen luxemburgischen Regime sehr ähnlich. Durch die Möglichkeit einer Umgruppierung können verzerrte Entscheidungen zwischen dem Einsatz von Betriebskosten und Investitionen abgeschwächt werden.

Der Totex²⁹ Ansatz geht einen Schritt weiter, indem für im regulatorischen Kontext die Unterscheidung zwischen Betriebskosten und Investitionen nicht mehr relevant ist. Der Totex Ansatz ist ein wesentliches Instrument im Regulierungsrahmen von Ofgem für die Strom- und Gasnetzbetreiber, wodurch „verzerrten“ Opex-Capex Entscheidungen entgegengewirkt werden soll. Ofgem verwendet dabei einen multiplen Ansatz:

- **Totex und regulatorische Aktivierungsrate** – Kernelement des Totex Ansatz ist die Festlegung einer ex ante durch die Regulierungsbehörde fixierten regulatorischen Aktivierungsrate losgelöst von der tatsächlichen Aktivierungsrate durch die Unternehmen. Bei der Festlegung der zulässigen Kosten für die Regulierungsperiode macht Ofgem zwar noch immer eine Unterscheidung in Opex (Betriebskosten) und Capex (Investitionsausgaben). Diese Unterscheidung ist allerdings in der Folge für die Höhe der zulässigen Erlöse während der Regulierungsperiode nicht mehr relevant, sondern die Totex (aus Summe der Opex und Capex) werden durch eine regulatorische Aktivierungsrate in „fast money“ (entspricht Betriebskosten, die im Zeitpunkt des Anfalls in die zulässigen Erlöse übergehen) und „slow money“ (entspricht Investitionen, die in Form von Abschreibungen und Finanzierungskosten über die Zeit in die zulässigen Erlöse überführt werden) aufgeteilt.
- **Totex Benchmarking** – Beim Effizienzvergleich der Netzbetreiber werden immer auch Spezifikationen auf Basis der Gesamtkosten mitberücksichtigt (die mit Spezifikationen auf disaggregierterer Kostenbasis gewichtet werden). Durch den Fokus auf die Totex werden Effizianzreize unabhängig von Opex und Capex gesetzt, und es besteht im Grundsatz kein Anreiz eine Kostenart zu bevorzugen.
- **Volumentreiber** – Beim Unsicherheitsmechanismus für die lastgetriebenen Investitionen („load related investment“) gehen sowohl typische physische Treiber ein, wie die Leitungslänge, wie auch Parameter für „vermiedene Investitionen“. Dies bedeutet, dass bei durch Nutzung von Flexibilitäten nachgewiesenen vermiedenen Investitionen ein Aufschlag auf die zulässigen Erlöse gewährt werden kann, und nicht ausschließlich nur der klassische Leitungsbau erlöserhöhend wirken kann.

Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Der luxemburgische Regulierungsrahmen beinhaltet bereits einen Mechanismus für einen Betriebskosten/Investitionen Abtausch. Dieser kann als Ausgangspunkt für eine Weiterentwicklung dienen, wobei hier der Fokus auf die Erhöhung der Transparenz gelegt wird (Tabelle 13). Eine grundlegendere Anpassung, z.B. im Hinblick eines Totex Ansatz empfehlen wir für die 4. Regulierungsperiode nicht, da dies mit einer fundamentalen Umstellung des Regulierungssystems einhergehen würde. Dies könnte ggf. perspektivisch in Erwägung gezogen werden. Optional könnte ein „Output“ inkludiert werden, der die Entwicklung von Flexibilitätsmärkten adressiert, falls in Luxemburg Potential für lokale

²⁹ TOTEX = Total expenditures

Flexibilitätsmärkte besteht, dass durch die Mitwirkung des Netzbetreibers gehoben werden kann.

Tabelle 13 Optionen an Flexibilitätsanreizen für Luxemburg

Optionen	Weiterentwicklung
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung des bestehenden Capex-Opex Flexibilitätsinstrumentes durch Vereinfachungen bei der Nachweiserbringung, eingebettet in ein jährliches Reporting ■ Optional: Output für „Entwicklung Flexibilitätsmarkt“ definieren und beanreizen
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanismus ist Netzbetreibern bekannt
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aktuell keine Möglichkeit für bidirektionale Flexibilität, dh. eine Opex-Capex Umverteilung ist nicht möglich

Quelle: Frontier Economics

2.3.7 Ex post Abgleich Plan-/Ist-Kosten

3. Regulierungsperiode (2021-2024) Ausgangslage

Im gegenwärtigen Regime findet gemäß Artikel 15 auf jährlicher Basis ein Plan/Ist Abgleich bzw. eine Korrektur verschiedener regulatorischer (Kosten-)Elemente statt:

- **Nicht-beeinflussbare Betriebskosten** – Korrektur bei Plankostenabweichungen;
- **Beeinflussbare Betriebskosten** – jährliche Aktualisierung des Mengenfaktors sowie der Verbraucherpreis- und Lohnkostenpreisindices;
- **“Lose” (Artikel 10)** – Plan-/Ist-Kostenabgleich;
- **“Spezifische Investitionsprojekte” (Artikel 13)** – Plan-/Ist-Kostenabgleich unter Berücksichtigung eines Sharing-Mechanismus;
- **Qualitätsfaktor** – Abgleich der Istwerte von Vorgaben;
- **Kapitalisierungsquote** – Überprüfung der Differenz zwischen aktivierten Kosten nach GuV mit regulatorisch zulässigen aktivierten Kosten.

4. Regulierungsperiode (2025-2028)

Grundsätzlich kommt dem ex post Abgleich in einem auf Plankosten basierenden Regulierungsansatz eine wichtige Rolle zu, gilt es doch für Abweichungen zwischen Plan- und Istkosten zu kontrollieren, um mögliche Windfall Profits/Losses zu verhindern. Eine zentrale Herausforderung beim ex post Abgleich in einem auf Plankosten basierten System ist dabei, zwischen Kosteneffizienz und Untererfüllung bei der Leistungserbringung zu unterscheiden. Nur für den ersten Fall sollte der Netzbetreiber einen finanziellen Vorteil erhalten. Für Kostenunterschreitungen, die aus Nichterfüllung der Leistungserbringungen bzw. einer

verzögerten Leistungserbringung erfolgen, sollte der Netzbetreiber keinen finanziellen Vorteil erhalten.

Der ex post Abgleich kann nicht losgelöst vom sonstigen Regulierungssystem betrachtet werden, sondern ist dessen integraler Bestandteil mit Überschneidungen zu anderen regulatorischen Elementen:

- **Fokus auf Kosten und Outputs im Zusammenspiel mit Anreizmechanismen für Outputs** – Der Grundgedanke des ex post Abgleichs ist, dass nur Effizienzgewinne zu einem finanziellen Bonus für Netzbetreiber führen sollen. Die Ermittlung der Kosteneffizienz lässt sich deutlich zielgerichteter mit einer kombinierten Outputanalyse durchführen, da hierbei Kosten und Outputs direkt in Beziehung zueinander gesetzt und Effizienzen genauer identifiziert werden können. Es besteht somit eine direkte Korrelation mit der Anzahl an erfassten Output(-dimensionen).
- **Zusammenspiel mit Unsicherheitsmechanismen** – Der ex-post Abgleich kann auch als Unsicherheitsmechanismus dienen (siehe Abschnitt 2.3.5). Erfolgt während der Regulierungsperiode durch Unsicherheitsmechanismen nur eine beschränkte Anpassung der Erlöse für nicht antizipierte Entwicklungen, könnte dies beim ex-post Abgleich mitberücksichtigt werden. Alternativ könnten die Unsicherheitsmechanismen bereits so detailliert ausgestaltet werden, dass der ex post Abgleich mit einer detaillierten Prüfung der Kosten nicht aufgeladen wird.

Der Prozess des ex-post Abgleich kann unterschiedlich erfolgen:

- **Mechanistisch** – Der ex-post Abgleich ist stark mechanistisch. Die finanzielle Auswirkung aus dem Anreizmechanismus für Kosten wird durch die Differenz der regulatorisch zulässigen Kosten und den realisierten Kosten ermittelt. Die regulatorisch zulässigen Kosten bestimmen sich durch die ex ante zulässigen Plankosten um Unsicherheits- und Flexibilitätsmechanismen. Eine Analyse der Gründe der Kostenüber-/unterschreitungen findet nicht statt bzw. hat keine Auswirkung auf den Anreizmechanismus für Kosten.
- **Mechanistisch mit Schwellenwerten** – Auch hier richtet sich der Fokus zunächst auf die Differenz zwischen regulatorisch zulässigen und Ist-Kosten. Bewegt sich diese in Bandbreiten unterhalb eines vorab definierten Schwellenwertes (z.B. +/- 10 % Plan-Ist), erfolgt eine Prüfung der Über-/Unterschreitungen, die zu einer Anpassung der Kostenüberschreitungen/-unterschreitungen, welche dem Anreizmechanismus für Kosten unterliegen können.
- **Flexibel** – In einem ersten Schritt erfolgt der Abgleich zwischen regulatorisch zulässigen und Ist-Kosten. Im Unterschied zum mechanistischen Ansatz erfolgt allerdings eine detailliertere Analyse der Kostenüberschreitungen bzw. -unterschreitungen. Der Regulator entscheidet auf Basis der Prüfung, inwieweit eine effiziente Leistungserbringung vorliegt und welcher Anteil der Differenz zwischen den regulatorisch zulässigen Kosten und den realisierten Kosten dem Anreizmechanismus unterliegt.

Ein Beispiel für einen „flexiblen“ ex post Abgleich ist Irland.

Fallbeispiel Irland – Ex post Analyse des CRU in PR5

Die ex post Analyse im irischen Kontext fokussiert sehr stark auf die Erfüllung der Outputvorgaben und den Aspekt der Kosteneffizienz.³⁰ Kosten, die ex post nicht als effizient eingestuft werden, gehen nicht in die zulässigen Erlöse ein. Der Netzbetreiber unterliegt einer hohen Transparenzpflicht (auch während der Regulierungsperiode) und ihm obliegt eine Nachweispflicht für die kosteneffiziente Leistungserbringung.

Der ex post Abgleich erfolgt auf Basis von vier Prinzipien, die die sich ergebenden Zuständigkeiten klar abgrenzen und einen Leitfaden für den regulatorischen Entscheidungsfindungsprozess vorgeben.³¹ Der Netzbetreiber wirkt hierbei durch die Bereitstellung von detaillierten Informationen am Entscheidungsfindungsprozess mit:

- **Verantwortlichkeit** – Der Netzbetreiber ist für seine Kosten verantwortlich, wobei sie in der Nachweispflicht für die effiziente Leistungserbringung stehen. In diesem Sinne können Kosten nicht als effizient klassifiziert werden, wenn hierfür keine Evidenz erbracht werden kann.
- **Beweislast** – Deutliche Abweichungen der Ist-Kosten von den geplanten Kosten müssen erklärt werden können. Die Beweislast liegt bei den Netzbetreibern, die die Kostenabweichungen auf Basis quantitativer oder qualitativer Informationen zu rechtfertigen haben.
- **Keine Regulierung in der „Rückschau“** – Die Nachweispflicht zur effizienten Leistungserbringung sollte ausschließlich auf Informationen beruhen, die den Netzbetreibern zum Zeitpunkt ihrer Entscheidungen zur Verfügung standen bzw. hätten stehen können.
- **Angemessenheit bei Entscheidungen** – Die Entscheidungen der Netzbetreiber und deren Kosten sollten auf Basis aller zur Verfügung stehenden bzw. erhältlichen Informationen getroffen worden sein und den damaligen Umständen sowie Rahmenbedingungen bestmöglich entsprechen.

Der ex-post Abgleich in Großbritannien ist stärker mechanistisch ausgestaltet. In RIIO2 wurde eine Deckelung der Gesamtvergütung über die Regulierungsperiode hinweg eingeführt.

³⁰ Im Rahmen der Konsultation zu PR5 wurde seitens des Verteilnetzbetreibers der Vorschlag zur Eingrenzung der Gesamtvergütung durch die Einführung eines allgemeinen Cap beim ex post Abgleich unterbreitet. Dieser sollte auf die Totex angesetzt werden und Über-/Unterschreitung von +/- 450 Mio.€ umfassen, siehe CEPA (2020), S. 34, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20078a-Options-for-PR5-regulatory-framework.pdf>

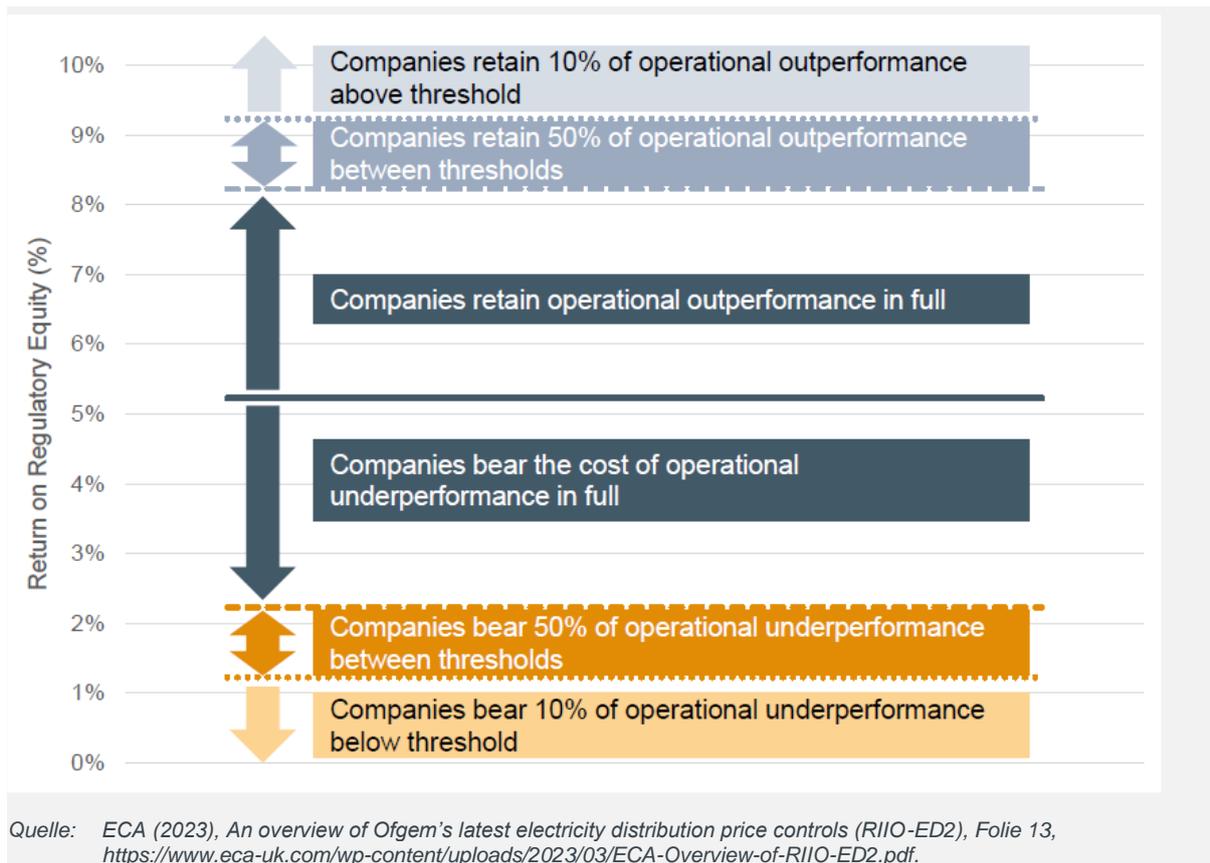
³¹ Siehe CRU (202), S. 47-48, <https://cruie-live-96ca64acab2247eca8a850a7e54b-5b34f62.divio-media.com/documents/CRU20154-PR5-Regulatory-Framework-Incentives-and-Reporting-1.pdf>

Fallbeispiel Großbritannien – Ex post Abgleich von Ofgem in RIIO-2

Der ex post Abgleich für die Stromnetzbetreiber in Großbritannien fokussiert auf der Erfüllung von Outputvorgaben., weshalb hier ein stark mechanistischer Ansatz gewählt wird. Der mechanistische Ansatz wird allerdings durch zwei Instrumente abgeschwächt:

- **Mechanistische Ausgestaltung mit Schwellenwerten** – Bei bestimmten Erweiterungsinvestitionen kommt ein mechanistischer Ansatz mit Schwellenwerten zur Anwendung. Grundsätzlich geht die Differenz zwischen Plan-/Ist Kosten in den Anreizmechanismus ein. Nur bei einer erheblichen Abweichung (- 20 %) erfolgt eine detaillierte Analyse der Kosten mit dem Ziel der Unterscheidung von Effizienzgewinnen (die einbehalten werden können) und nicht getätigten Investitionen (die zurückgefordert werden können). Mithilfe dieses Mechanismus will Ofgem insbesondere dem Risiko von Windfall Profits beim lastbedingten Netzausbau entgegenwirken, da im Regulierungssystem ansonsten keine Kontrolle, z.B. über Outputs, hinsichtlich der Umsetzung dieser Erweiterungsinvestitionen erfolgt.
- **Deckelung der Vergütung des regulatorischen Eigenkapitals** – Im Rahmen des „Return Adjustment Mechanism“ in RIIO-ED2 wird die Vergütung des regulatorischen Eigenkapitals eines Netzbetreibers nach oben und unten begrenzt. Es gibt zwei symmetrische Schwellenwerte, außerhalb derer es zu einer Anpassung der zulässigen Eigenkapitalrendite kommt (Abbildung 8):
 - Ab 300 Basispunkten um die allgemein zugestandene regulatorische Eigenkapitalrendite kommt ein 50 % Sharing-Mechanismus zur Anwendung, wonach bei Überperformance die Hälfte der „Überrendite“ oberhalb des Schwellenwertes einbehalten werden kann bzw. bei Minderperformance die Hälfte der „Minderrendite“ entsprechend zu tragen ist.
 - Ab 400 Basispunkten kommt entsprechend ein 90 % Sharing-Mechanismus zur Anwendung, wonach bei Überperformance oberhalb diesen Schwellenwertes 10 % der „Überrendite“ einbehalten werden können bzw. bei Minderperformance zu tragen ist.
- Aufgrund der hohen Schwellenwerte ist die Wahrscheinlichkeit einer Inanspruchnahme des Mechanismus gering. Nichtsdestotrotz soll der Mechanismus Konsumenten wie Netzbetreibern Schutz vor Extremsituationen oder einer Fehlkalibration der Regulierungsinstrumente bieten.

Abbildung 8 Return Adjustment Mechanism in Großbritannien



Ausgestaltungsoptionen für 4. Regulierungsperiode

Tabelle 14 stellt drei Optionen für die Ausgestaltung (mechanistische, mechanistisch mit Schwellenwert und flexible Anpassung) eines ex post Abgleichmechanismus für Luxemburg dar und diskutiert die verschiedenen Vor- und Nachteile.

Tabelle 14 Optionen für den ex post Abgleich für Luxemburg

Optionen	Mechanistisch	Mechanistisch mit Schwellenwert	Flexibel
Über-greifend	<ul style="list-style-type: none"> ■ Jährlicher Kostenabgleich der Plan-/Ist-Kosten findet im Rahmen der Kostenanreizmechanismen statt (ex post Analyse dockt hieran an) ■ Hohe Transparenzanforderungen 		
Beschrei-bung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Festlegung und genaue Kalibrierung der wesentlichen Parameter ex ante (z.B. Outputs, Unsicherheitsmechanismen) ■ Keine weitere Prüfung der Kosten bei 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Festlegung/Kalibrierung wie bei Option 1 (evtl. weniger genau, zB bei Unsicherheitsmechanis. ■ Keine weitere Prüfung der Kosten bei Abweichungen von regulatorisch zulässigen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ex post Abgleich zusätzlich als Korrektiv ■ Detaillierte Analyse der Kosten und Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten

**WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN
REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)**

Optionen	Mechanistisch	Mechanistisch mit Schwellenwert	Flexibel
	Abweichungen von regulatorisch zulässigen Kosten	Kosten solange nicht erreicht ■ Bei Erreichung von Schwellenwert detaillierteren Analyse der Kosten mit Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten	■ Ex post Anpassung bei Kosten in beiden Richtungen, d.h. Reduktion der Kosten bei Untererfüllung und Erhöhung der Kosten wenn Nachweis der Effizienz erbracht wird
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fixe Vorgaben setzen Netzbetreibern klare Effizienzanreize und reduzieren Möglichkeiten der späteren Einflussnahme ■ Eingrenzung des administrativen Aufwand bei der ex post Analyse 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorteile wie bei Option 1 solange in vereinbarten Bandbreiten ■ Möglichkeit auf schwer vorhersehbare Entwicklungen zu reagieren (positiv wie negativ) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Regulatorische Elemente (z.B. Unsicherheitsmechanismen) können limitiert werden, da ex post Abgleich als Korrektiv ■ Flexible Reaktion auf unvorhersehbare Ereignisse möglich.
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weniger Flexibilität sich ändernde (unbeeinflussbare) Entwicklungen zu erfassen ■ Keine Möglichkeit zw Mindererfüllung, Verzögerungen von Investitionen, Effizienzgewinnen zu unterscheiden 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Höherer administrativer Aufwand (allerdings nur bei Überschreitung der Schwellenwerte) ■ Definition der Schwellenwerte nicht trivial ■ Gefahr von verzerrten Verhalten der Netzbetreiber bei strategischer Nutzung von Schwellenwerten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Risiko der Aufweichung von Effizienzanreizen ■ Höherer regulatorischer Aufwand (allerdings sollte dieser Aufwand ohnehin anfallen, wenn die Reportingvorgaben erhöht werden)

Quelle: Frontier Economics

2.3.8 Reporting

Das Reporting erfüllt in einem Regulierungsregime diverse Aufgaben mit unterschiedlichen Adressaten und Detailtiefen: Neben der Bereitstellung von allgemeinen Informationen für Konsumenten und Öffentlichkeit steht der Austausch von (detaillierten) Fachinformationen der regulierten Unternehmen mit der Regierungsbehörde im Mittelpunkt. In einem Regulierungsregime auf Basis von Plankosten und unter stärkerer Berücksichtigung von

Outputs nimmt das Reporting eine besonders gewichtige Rolle ein. Reporting und Monitoring gehen hier Hand in Hand.

Die Bedeutung des Reportings und die Verbindung zu anderen regulatorischen Elementen wird an verschiedenen Stellen deutlich:

- **Bestimmung der ex-ante zulässigen Kosten** (Abschnitt 2.3.2) – Die Kostenerhebung erfordert einen hohen Detaillierungsgrad, um die Plankosten und die zugrunde liegenden Szenarien und Annahmen sachgerecht zu erfassen und für die Regulierungsperiode festzulegen;
- **Kostenanreizmechanismen** (Abschnitt 2.3.3) – Die Umsetzung der Anreizmechanismen für die Kosten bedarf eines jährlichen Reporting, da der Unterschied zwischen den ex ante zulässigen Kosten sowie den realisierten Kosten erfasst werden muss;
- **Outputs und Performancevorgaben** (Abschnitt 2.3.4) – Das laufende Reporting umfasst die Realisierung von Outputs und den Vergleich gegenüber den Zielwerten als Grundlage für die Festlegung von finanziellen Bonus/Malus bei der Erfüllung der Outputs;
- **Unsicherheitsmechanismen** (Abschnitt 2.3.5) – Das laufende Reporting und Monitoring während der Regulierungsperiode ist für die Anwendung von Unsicherheitsmechanismen erforderlich, z.B. bei Mechanismen, die durch die Überschreitung von Schwellenwerten ausgelöst werden;
- **Flexibilitätsanreize** (Abschnitt 2.3.6) – Zur Anwendung des Flexibilitätsmechanismus, d.h. Umgruppierung von Betriebskosten zu Investitionen und vice versa, ist ein laufendes Reporting erforderlich, z.B. inwieweit Schwellenwerte für Umgruppierungen erreicht sind, Nachweis positiver Nettobarwert, Anpassung der zulässigen Erlöse etc.
- **Ex-post Abgleich** (Abschnitt 2.3.7) – Für den ex-post Abgleich ist das Reporting von Kosten und zusätzlichen Informationen während der Regulierungsperiode evident.

Wesentlich für das Reporting ist die Konsistenz der Datenerhebung im Zeitablauf (vor, während und am Ende der Regulierungsperiode). Ferner ist beim Reporting das Spektrum an benötigten Informationen kontinuierlich an neue Gegebenheiten anzupassen.

2.4 Regulierungspakete für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem

2.4.1 Beschreibung der Regulierungspakete

In diesem Abschnitt leiten wir unterschiedliche Regulierungspakete zur Weiterentwicklung des luxemburgischen Regulierungssystems für die 4. Regulierungsperiode her. Ausgangsbasis der Überlegungen sind die in Abschnitt 2.3 diskutierten Ausgestaltungsoptionen der einzelnen regulatorischen Elemente, die in zwei in sich konsistente Regulierungspakete zusammengestellt werden. Beiden Regulierungspaketen ist das Abstellen auf Plankosten zur Bestimmung der regulatorischen Kosten für die kommende Regulierungsperiode gemein. Ein wesentliches Unterscheidungskriterium zwischen den beiden Varianten stellt der Fokus des Regulierungsregimes dar:

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)

- Variante A: Fokus auf Kosten/Inputs (weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung), allerdings ergänzt um einzelne zusätzliche Output-orientierte Anreize;
- Variante B: Fokus auf Outputs (Output-orientierte Regulierung), allerdings weiterhin ergänzt um eine inputseitige Kostenkontrolle und -beanreizung

Die Fokussierung der beiden Regulierungspakete kann konzeptionell mit der von ILR definierten Unterscheidung in Typ 2 und Typ 3 Kosten (vgl. Abschnitt 2.2) verknüpft werden. Konzeptionell gilt, dass in Variante A Typ 2 Kosten vorherrschen (für die keine unmittelbaren Leistungsparameter definiert werden), während in Variante B soweit wie möglich alle Kosten in Typ 3 überführt werden. Für diese werden dann entsprechend korrespondierende Leistungsparameter definiert. Es sei darauf hingewiesen, dass in der regulatorischen Praxis auch bei Variante B mit einer Fokussierung auf Typ 3 Kosten zur Bestimmung der zulässigen Kosten eine Angemessenheitsprüfung erforderlich sein wird. Die dabei regulatorisch zugestandenen Kosten bilden einen erheblichen Anteil der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber. Zur Sicherstellung der Kosteneffizienz kommen hier weiterhin kostenseitige Anreizmechanismen zur Anwendung, welche zusätzlich durch Anreizmechanismen für Outputs ergänzt werden.

Tabelle 15 stellt die beiden Varianten für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem in Luxemburg entlang der Regulierungselemente gegenüber.

Tabelle 15 Varianten für ein weiterentwickeltes Regulierungssystem

Variante	(A) Weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung	(B) Output-orientierte Regulierung
Ex ante zulässige Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erhöhung des Detaillierungsgrades bei der Erfassung der Kosten bzw. zusätzlicher Informationen (d.h. Ergänzung GuV Logik um Aktivitäten auf höherem Aggregationsgrad, historische & Plankosten) ■ Zusätzliche Details zB zu Investitionen (Lose), Opex, Instandhaltungsstrategie ■ „Information quality“ Anreiz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erhöhung des Detaillierungsgrades bei der Erfassung der Kosten bzw. zusätzlicher Informationen auf hoher Granularität ■ Erfassung von Informationen über zusätzliche Outputparametern ■ „Information quality“ Anreiz
Anreiz-mechanismen Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Betriebskosten: Differenz (Über-/Unterschreitung) während Regulierungsperiode verbleibt bei Netzbetreiber ■ Investitionen: Sharing-Mechanismus für alle Investitionen mit 30% Sharingfaktor für Kostenüber-/unterschreitungen ■ Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten ■ Option Sicherheitsnetz 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Angleichen der Anreize Kostenüber-/unterschreitungen für Betriebskosten und Investitionen ■ Mechanistische Bestimmung der Effizienzgewinne und -verluste ■ Option Sicherheitsnetz
Outputs/ Performance-vorgaben	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verfeinerung bestehender Outputs und Anreizsysteme (Q-Faktor, Art. 13 Investitionen) ■ Erweiterung bestehender Outputs, um ausgewählte Dimensionen (z.B. Kundenzufriedenheit) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abdeckung aller relevanten Outputdimensionen eines Netzbetreibers (z.B. Versorgungszuverlässigkeit, Kundenservice, Unterstützung Energiewende, Market Facilitation)
Unsicherheitsmechanismen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Primäre Verwendung von Re-openern mit hohen Schwellenwerten ■ Volumentreiber mit einheitlichen Unit Costs z.B. bei Netzanschlüssen vorstellbar ■ Ex post Abgleich dient als zusätzliches Korrektiv 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stärkere Berücksichtigung mechanistischer Instrumente wie Volumentreiber ■ Ex post Abgleich dient als zusätzliches Korrektiv

WEITERENTWICKLUNGSOPTIONEN DER TARIFMETHODIK FÜR NETZBETREIBER DER VIERTEN REGULIERUNGSPERIODE (2025 – 2028)

Variante	(A) Weiterentwickelte Input-orientierte Regulierung	(B) Output-orientierte Regulierung
Flexibilitätsanreize	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung bestehendes Instrument (Einbettung in laufendes Reporting und transparente Kriterien für Nachweiserbringung) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung bestehendes Instrument analog zu Variante (A) ■ Ermöglichung bidirektionaler Flexibilität ■ Output für „Entwicklung von Flexibilitätsmärkten“
Ex post Abgleich	<ul style="list-style-type: none"> ■ Flexible Ausgestaltung mit detaillierter Analyse der Kostenüber-/unterschreitungen ■ Ex post Abgleich kann als korrektiv für andere regulatorische Elemente wirken (zB. Unsicherheitsmechanismen) ■ Ex post Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten (dies kann auch zur Akzeptanz von Kostenüberschreitungen gegenüber den regulatorisch ex ante zulässigen Plankosten führen) ■ Deckelung der Gesamtwirkung aus Anreizmechanismus für Kosten und selektiv definierten Outputs 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanistische Ausgestaltung mit Schwellenwert, dh. detaillierte Analyse der Kosten nur bei Über-/Unterschreitung von Schwellenwert ■ Wenn Schwellenwert über-/unterschritten gilt Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten ■ Deckelung der Gesamtwirkung aus Anreizmechanismus für Kosten und die umfassend definierten Outputs

Quelle: Frontier Economics

(A) Weiterentwickelte input-orientierte Regulierung

Eine weiterentwickelte input-orientierte Regulierung baut auf der bestehenden Regulierungssystematik auf und fokussiert auf die Weiterentwicklung einzelner regulatorischer Elemente. Wesentliche Neuerungen gegenüber dem Status quo sind.

Ex ante zulässige Kosten

Die Bestimmung der zulässigen Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) basiert auf prospektiven Plankosten der Netzbetreiber. Zur Erfassung sowie zur Prüfung der Angemessenheit der Kosten ist ein höherer Detaillierungsgrad bei der Datenerhebung vorgesehen (vgl. Abschnitt 2.3.2). Dies umfasst:

- Erhebung von historischen (2020-2023) und Plandaten (2024-2028);
- Kostenabfrage nach Gewinn&Verlust Rechnungsstruktur, ergänzt um Struktur nach Kostenaktivitäten, wobei die Kostenaktivitäten typische Strom-/Gasnetzbetreiber Funktionen abbilden;
- Historische und geplante Investitionen unterteilt nach Ersatz-/Erweiterungsinvestitionen, Anlagekategorien sowie Spannungs-/Druckebenen, inklusive Details zu Artikel 13 Investitionen;
- Darlegung der den Plankosten zugrunde liegenden Szenarien und Annahmen.

Zusätzlich soll die Datenerhebung als Grundlage für die Definition von Outputs bzw. Leistungszielen dienen. Beispielsweise stellen Details zu Artikel 13 Projekten zu Zeitplan, technischen Spezifikationen sowie Kosten wesentliche Eingangsgrößen relevanter Outputs für die zugehörigen Kosten dar und ermöglichen somit ein Monitoring der Erfüllung von Outputs.

Der höhere Detaillierungsgrad der Datenerhebung stellt ein neues Element in der Regulierung in Luxemburg dar. Ein „Information quality“ Anreiz kann hier unterstützend wirken. Dieser Anreiz kann sich einerseits auf die Detaillierung der Kostendaten der Netzbetreiber beziehen, z.B. ein höherer Grad der Granularität führt zu einem finanziellen Bonus für den Netzbetreiber. Andererseits kann er auf die Verknüpfung von Kosten mit zugehörigen Outputs abstellen, z.B. falls Netzbetreiber selbst Vorschläge für Outputparameter unterbreiten, welche unmittelbar oder mittelbar Kosten zugewiesen werden, erhalten sie einen finanziellen Bonus.

Anreizmechanismus für Kosten

Die Anwendung des Anreizmechanismus wird auf alle Kosten ausgeweitet und beinhaltet die beeinflussbaren Betriebskosten, Artikel 10 Investitionen und Artikel 13 Investitionen. Als Anreizmechanismus wird ein Sharing-Mechanismus verwendet, d.h. der Netzbetreiber behält einen Teil (Sharing-Faktor) der Differenz zwischen den regulatorisch zulässigen und den

realisierten Kosten. Die Höhe des Sharing-Faktors orientiert sich dabei an der aktuellen Regulierungssystematik:

- Beeinflussbare Betriebskosten: Die Netzbetreiber behalten 100 % der Kostenunter-/überschreitungen während der Regulierungsperiode.
- Investitionen: Die Netzbetreiber behalten 30% der Kostenunter-/überschreitungen.

Bei Anwendung des Anreizmechanismus für Kosten gilt im Grundsatz eine Nachweispflicht des Netzbetreibers, dass Unterschreitungen von Planvorgaben durch eine effiziente Leistungserbringung und nicht durch Untererfüllung von Leistungen erfolgen. Beispielweise kann dies bei Artikel 13 Investitionen durch den Nachweis der Fertigstellung des Projektes oder eines Projektabschnittes selbst erfolgen. Die Nachweispflicht von effizienten Kosten ist auch im Fall der Kostenüberschreitung möglich. Der Anteil der Kostenüberschreitungen, welcher als effizient deklariert wird, wird dem Netzbetreiber zur Gänze vergütet. Nur der ineffiziente Anteil der Kostenüberschreitungen unterliegt dem Sharing-Faktor. Dieser Mechanismus gilt sowohl für Betriebskosten als auch Investitionen.

Outputs und Performancevorgaben

In dieser Variante werden die aktuellen Outputs beibehalten. Diese beziehen sich auf:

- Qualitätsfaktor für Stromnetzbetreiber zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit sowie der kommerziellen Qualität;
- Artikel 13 Investitionen für konkret spezifizierte Projekte.

Zusätzlich können die bestehenden Outputs um ausgewählte Dimensionen (z.B. Kundenzufriedenheit) erweitert werden. Durch den „Information Quality“ Anreiz werden Netzbetreiber beanreizt, selbst Vorschläge für zusätzliche Outputs zu machen, die von ILR geprüft und ggf. übernommen werden.

Die zugehörigen Performancevorgaben für die Outputs können unterschiedlich sein:

- Zielvorgaben für Output und finanzieller Bonus/Malus, die direkt an die Abweichung von den Zielvorgaben geknüpft ist. Als Beispiel kann der aktuelle Qualitätsfaktor herangezogen werden.
- Umsetzung des Outputs, wobei sich der finanzielle Bonus/Malus nicht explizit auf die Umsetzung, sondern die damit verbundenen Kosten bezieht. Als Beispiel kann hier ein Artikel 13 Projekt (Leitungsprojekt zwischen A und B) angeführt werden. Die Umsetzung des Outputs besteht hier in der zeitgerechten Fertigstellung des Leitungsprojektes. Der finanzielle Bonus/Malus bezieht sich hier allerdings nicht auf die Fertigstellung selbst, sondern auf die damit verbundenen realisierten Kosten im Vergleich zu den regulatorisch zugestandenen Kosten. Der finanzielle Bonus/Malus ergibt sich somit nicht aus dem Anreizmechanismus für den Output selbst, sondern aus dem Anreizmechanismus für Kosten.

Unsicherheitsmechanismen

Die ex-ante zulässigen Kosten hängen von Szenarien und Annahmen ab. Diese können sich während der Regulierungsperiode ändern. In dieser Variante ist als wesentliches Instrument ein „Re-opener“ vorgesehen, um mit diesen Änderungen umzugehen. Dieser greift bei Überschreitung von Schwellenwerten für Kosten, die auf Antrag durch den Netzbetreiber eine Anpassung der zulässigen Kosten nach Prüfung durch die Regulierungsbehörde während der Regulierungsperiode ermöglichen. Die Prüfung erfolgt dabei auf Basis einer Gesamtsicht, d.h. gegenläufige Effekte bei anderen Kostenpositionen werden berücksichtigt. Der ex post Abgleich in Verbindung mit dem Anreizmechanismus für Kosten gilt durch die Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten als zusätzliches Korrektiv. Dadurch besteht die Möglichkeit einer nachträglichen Kostenerhöhung der ex ante zulässigen Kosten.

Alternativ besteht die Möglichkeit, einen jährlichen bzw. in der Mitte der Regulierungsperiode Re-opener vorzusehen, wodurch unabhängig von einer Überschreitung eines Schwellenwertes eine Anpassung der ex ante zulässigen Kosten bei Abweichungen von den Plandaten zugrunde liegenden Szenarien und Annahmen erfolgt. Auch hier ist eine Gesamtsicht, d.h. gegenläufige Effekte bei Kostenpositionen werden berücksichtigt, einzunehmen. Im Rahmen dieser jährlichen/zwei-jährigen Anpassungen kann dann eine Anpassung der zulässigen Kosten nach einer Angemessenheitsprüfung durch ILR und dem Nachweis der Netzbetreiber (bezüglich Effizienzgewinnen und Erforderlichkeit von Kostenerhöhungen) erfolgen. Bei der Ausgestaltung bzw. der Umsetzung der jährlichen Anpassungen ist allerdings darauf zu achten, dass die Kostenanreize der Netzbetreiber nicht zu stark abgeschwächt werden und das System sich nicht in eine rein kostenbasierte Regulierung entwickelt. Zudem sollte auch die Möglichkeit von symmetrischen Anpassungen, d.h. Kostenerhöhungen und -reduktionen, bestehen. Nicht zuletzt dürfte sich auch der administrative Aufwand signifikant erhöhen.

Die Kostenindexierung der beeinflussbaren Betriebskosten sowie der Investitionskosten während der Regulierungsperiode dient als Korrektiv für exogene Kostenentwicklungen.

Ex-post Abgleich

Der ex-post Abgleich dient dazu, den Anteil der Differenz zwischen den regulatorisch zulässigen Kosten und den realisierten Kosten, welcher dem Anreizmechanismus für Kosten unterliegt, zu bestimmen, sowie die Leistungserbringung der Outputs zu evaluieren. Wenn Outputs, die unmittelbar mit Kosten verbunden sind (z.B. Artikel 13 Projekte), nicht erbracht worden sind, wird beim ex-post Abgleich im Nachhinein unmittelbar eine Anpassung der ex ante regulatorisch zulässigen Kosten vorgenommen.

Der ex-post Abgleich in der Variante A erfolgt nicht mechanistisch, sondern in einer flexiblen Form, wobei der Nachweispflicht der Netzbetreiber für eine effiziente Leistungserbringung eine besondere Bedeutung zukommt. Durch die Nachweispflicht soll die Regulierungsbehörde in die Lage versetzt werden, zu unterscheiden zwischen:

- Kostenunterschreitungen bei vollständiger Leistungserbringung: In diesem Fall greift der Anreizmechanismus für Kosten;
- Kostenunterschreitung bei unvollständiger Leistungserbringung: In diesem Fall besteht die Möglichkeit einer nachträglichen Reduktion der ex ante zulässigen Kosten, wodurch der Anteil der Kostenunterschreitungen, welcher dem Anreizmechanismus für Kosten unterliegt, verringert wird.
- Kostenüberschreitungen bei Übererfüllung der Leistungserbringung: In diesem Fall besteht die Möglichkeit einer nachträglichen Erhöhung der ex ante zulässigen Kosten bei effizienter Leistungserbringung, wodurch der Anteil der Kostenüberschreitungen, welcher dem Anreizmechanismus für Kosten unterliegt, verringert wird.
- Kostenüberschreitungen bei vollständiger/unvollständiger Leistungserbringung: In diesem Fall greift der Anreizmechanismus für Kosten, wobei hier ggf. noch eine nachträgliche Reduktion der ex ante zulässigen Kosten aufgrund der unvollständigen Leistungserbringung möglich ist (bei ineffizienter Leistungserbringung) und somit der die Höhe der Kostenüberschreitungen noch einmal ansteigen kann.

In der Variante A erfolgt eine Deckelung der Gesamtwirkung aus Anreizmechanismus für Kosten und Outputs, die im Rahmen des ex-post Abgleichs überprüft wird. Der Deckel kann dabei kumulativ für Kosten und Outputs oder separat, jeweils für Kosten und Outputs, ausgestaltet sein.

(B) Output-orientierte Regulierung

Die Output-orientierte Regulierung stellt weitaus stärker auf die Leistungen der Netzbetreiber ab. Das System zeichnet sich durch folgende über die Variante (A) hinausgehenden Charakteristika aus.

Ex ante zulässige Kosten

Die Bestimmung der zulässigen Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) basiert in der Variante B auf Plankosten der Netzbetreiber. Der Detaillierungsgrad bei der Datenerhebung ist höher als bei Variante A. Dies ist durch die stärkere Output-Orientierung bedingt, wodurch mehr Informationen zwischen den Zusammenhang zwischen Kosten und zugehörigen Outputs erforderlich sind.

Dies kann bspw. anhand eines weiteren Outputs für Versorgungszuverlässigkeit in Form eines „Asset Health Index“ in Anlehnung an den RIIO2 „Network Asset Risk Metric“ (NARM) Ansatz in Großbritannien (vgl. Abschnitt 2.3.4) illustriert werden. Die Kosten (Ersatzinvestitionen), welche direkt mit dem „Asset Health Index“ zusammenhängen, werden dabei durch ein Mengengerüst für Netzkomponenten mit zugehörigen Stückkosten erfasst und auf Angemessenheit überprüft.

Auch in Variante B kann analog zu Variante A ein „Information quality“ Anreiz unterstützend für die Datenerhebung sowie die Definition von Outputs herangezogen werden.

Anreizmechanismus für Kosten

Bei der Ausgestaltung des Anreizmechanismus wird die Indifferenz zwischen Betriebskosten und Investitionen berücksichtigt, d.h. der Kostenanreiz zwischen Betriebskosten und Investitionen angeglichen. Der Anreizmechanismus wird derart ausgestaltet, dass der Nettobarwert des Anteils, der beim Netzbetreiber verbleibt, aus einer Über-/Unterschreitung bei Betriebskosten und Investitionen jeweils gleich ist.³²

Ein weiterer Unterschied zu Variante A besteht darin, dass der Anreizmechanismus mechanistisch angewandt wird, d.h. eine Nachweispflicht der Netzbetreiber für effiziente Kosten entfällt weitgehend. Der Grund liegt darin begründet, dass durch die stärkere Verknüpfung zwischen Kosten und Outputs die Leistungserbringung *per se* schon über die Outputs abgebildet wird und sich eine Untererfüllung der Leistungserbringung auch mechanistisch in eine Reduktion der ex ante zugestanden Kosten auswirkt.

Outputs und Performancevorgaben

In dieser Variante werden die Outputs deutlich ausgeweitet und erfassen alle relevanten Leistungsdimensionen eines Netzbetreibers. Ein Beispiel für eine Ausweitung eines Outputs in Zusammenhang mit der Versorgungszuverlässigkeit stellt ein „Asset Health Index“ in grober Anlehnung an den RII02 „Network Asset Risk Metric“ (NARM) Ansatz in Großbritannien (vgl. Abschnitt 2.3.4) dar. Durch einen „Asset Health Index“ wird unmittelbar die Auswirkung von Ersatzinvestitionen auf den Zustand des Netzes erfasst. Der Output wird hier im Wert des „Asset Health Index“ zu Beginn der Regulierungsperiode definiert. Wenn der Netzbetreiber den Wert am Ende der Regulierungsperiode erreicht, wirkt der Anreizmechanismus für Kosten auf die dem „Asset Health Index“ unmittelbar zugewiesenen Kosten ohne eine Anpassung der ex ante zulässigen Kosten. Wird der Zielwert nicht erreicht, werden die dem „Asset Health Index“ ex ante zugewiesenen Kosten nach einer mechanistischen Formel angepasst und diese angepassten Kosten für den Anreizmechanismus für Kosten verwendet.

An diesem Beispiel wird ersichtlich, warum bei einer stark Output-orientierten Regulierung ein mechanistischer Anreizmechanismus für Kosten möglich ist, da hier schon Mechanismen vorgesehen sind, die die regulatorisch zulässigen Kosten ex post auf das Niveau der Leistungserbringung anpassen.

Unsicherheitsmechanismen

Die ex-ante zulässigen Kosten hängen von Szenarien und Annahmen ab, welche sich auch in Variante B während der Regulierungsperiode ändern können. In Variante B erfolgt die

³² Für eine mögliche Ausgestaltung vgl. Commerce Commission NZ, IRIS equivalence staff discussion paper, November 2022, https://comcom.govt.nz/_data/assets/pdf_file/0039/298758/IM-review-2023-Incremental-rolling-incentive-schemes-equivalence-staff-discussion-paper-22-November-2022.pdf. Commerce Commission NZ hat für unterschiedliche Fälle illustrative Beispielrechnungen in einem Excel Modell (https://comcom.govt.nz/_data/assets/excel_doc/0040/298759/IM-review-2023-Incremental-rolling-incentive-schemes-equivalence-model-22-November-2022.xlsx) durchgeführt.

Anpassung auf die Änderungen allerdings hauptsächlich durch mechanistische Unsicherheitsmechanismen, z.B. Volumentreiber. Das Instrument eines flexiblen „Re-opener“ ist deutlich eingeschränkt.

Die Kostenindexierung der beeinflussbaren Betriebskosten sowie der Investitionskosten während der Regulierungsperiode dient auch hier als Korrektiv für exogene Kostenentwicklungen.

Ex-post Abgleich

Der ex-post Abgleich dient dazu, am Ende der Regulierungsperiode die Differenz zwischen den regulatorisch zulässigen Kosten und den realisierten Kosten, welcher dem Anreizmechanismus für Kosten unterliegt, sowie die Leistungserbringung der Outputs zu evaluieren.

In der Variante B erfolgt der ex-post Abgleich deutlich mechanistischer. Der Grund hierfür ist, dass

- eine Über-/Untererfüllung von Leistungsvorgaben sich aufgrund von ex-ante festgelegten Formeln direkt in eine Anpassung der regulatorisch zulässigen Kosten übersetzen;
- eine Änderung der Szenarien/Annahmen sich mechanistisch über Unsicherheitsmechanismus auf die regulatorisch zulässigen Kosten auswirkt;
- die höhere Anzahl von Outputs und zugehörigen finanziellen Anreizmechanismen bei Untererfüllung der Leistungsvorgaben den Anreizmechanismus für Kosten stärker entgegenwirkt.

Nichtsdestotrotz erscheint auch bei Variante B eine Nachweispflicht des Netzbetreibers für effiziente Kosten, insbesondere bei einer deutlichen Kostenunterschreitung, ein sinnvolles zusätzliches Instrument zu sein.

2.4.2 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die **weiterentwickelte input-orientierte Regulierung (Variante A)** stellt eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems im Hinblick auf die neu entstehenden Anforderungen an die Netzbetreiber in Folge der Transformation der Energiesystems dar. Dies erfolgt durch die Erfassung von neuen bzw. im Vergleich zur Historie geänderten Aufgaben durch Plankosten. Dies geht einher mit einer Ausweitung der Effizienzanreize auf alle Kosten.

Durch die Ausweitung von Outputs wird die Verknüpfung von Kosten mit der Leistungserbringung für Netzkunden erhöht. Die Variante A enthält über den Unsicherheitsmechanismus sowie den ex-post Abgleich flexible Elemente, welche von den Netzbetreibern für die Anpassung der regulatorisch zulässigen Kosten während der Regulierungsperiode sowie am Ende der Regulierungsperiode genutzt werden kann. Die

Anpassung unterliegt der Zustimmung durch die Regulierungsbehörde, wodurch die konkrete Wirkung dieser Flexibilität für die Netzbetreiber mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist. Der administrative Aufwand für Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber fällt im Vergleich zum Status Quo höher aus, sollte allerdings bei pragmatischer Handhabung nicht prohibitiv wirken. Der Aufwand bezieht sich hier auf die detailliertere Datenabfrage zu Beginn der Regulierungsperiode, dem laufenden Reporting und möglichen Anpassungen der Plandaten während der Regulierungsperiode und den ex-post Abgleich.

Die **output-orientierten Regulierung (Variante B)** richtet den Fokus weitaus stärker auf die Erreichung der Outputs. Die Ausweitung von Outputs und deren stärkere Verknüpfung mit Kosten stellt einen wichtigen Unterschied zu Variante A dar. Die Fokussierung auf Outputs geht dabei mit einer stärkeren Verwendung von mechanistischeren Regulierungselementen (d.h. Reduktion der Flexibilität für Netzbetreiber und ILR) einher. Dies gilt sowohl für mechanistische Anpassungen der regulatorisch zulässigen Kosten bei Unter-/Übererfüllung von Outputs sowie bei einer Änderung von Annahmen/Szenarien, die den regulatorisch zulässigen Kosten zugrunde liegen. Die mechanistische Anpassung hat den Vorteil, dass die Auswirkung dem Netzbetreiber ex ante bekannt ist und damit stärkere Effizianzanreize setzt. Die mechanistische Anpassung setzt allerdings hohe Anforderungen an die Parametrierung der zugehörigen Mechanismen (z.B. Volumentreiber), die die realen Kostenentwicklungen adäquat abbilden müssen. Der administrative Aufwand für die Definition, die Datenbereitstellung und -verarbeitung sowie Parametrisierung dieses Mechanismus ist somit insbesondere in Vorbereitung der Regulierungsperioden komplexer und zeitaufwendiger. Der administrative vorab Aufwand steht einer kurzfristigen Implementierung der Variante B, z.B. für die 4. Regulierungsperiode entgegen.

Mit Blick auf die 4. Regulierungsperiode empfehlen wir deshalb eine Ausgestaltung des Regulierungssystem in Luxemburg in Anlehnung an die **Variante A „weiterentwickelte input-orientierte Regulierung“**. Diese Variante erscheint kurzfristig umsetzbar, stellt eine evolutionäre Weiterentwicklung des Status Quo dar und kann bei Bedarf als Transformationsphase für ein stärker output-orientiertes Regulierungssystem in Anlehnung an Variante B dienen.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.