



Effektive Anreize für neue Herausforderungen

Ansätze zur Regulierung der Austrian Power Grid AG

3. November 2020

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
1. Vorwort.....	3
2. Problemaufriss	5
2.1. Transformation der europäischen Energieversorgung	5
2.2. Aufgaben und Herausforderungen für die APG	6
2.3. Überprüfung des derzeitigen Regulierungsmodells	15
3. Anforderungen an „gute“ Regulierung	18
4. Regulierungsmodell nicht mehr angemessen	21
4.1. Abbildung der ökonomischen (Kapital-)Kosten.....	21
4.2. Anreizmechanismen	26
4.3. Fazit.....	31
5. Neue Ansätze für die Regulierung der APG.....	32
5.1. Kapitalkostenermittlung.....	32
5.2. Umgang mit neuen Geschäftstätigkeiten.....	36
5.3. Ergebnisorientierung.....	39
5.4. Fazit.....	44

Executive Summary

Die Transformation der europäischen Energieversorgung zur Eindämmung der Klimakrise stellt die Stromnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. In Österreich muss das Übertragungsnetz der APG für die Integration der erneuerbaren Energien umgebaut und bis 2029 2,9 Mrd. Euro investiert werden. Das Anlagevermögen soll sich dadurch innerhalb der nächsten zehn Jahren verdoppeln, im Vergleich zu 2009 wird es sich sogar vervierfachen. Zur Finanzierung dieser Investitionen benötigt die APG Eigen- und Fremdkapital. Um die Belastung für die Netznutzer zu minimieren, muss der Umbau des Netzes effizient und nachhaltig, unter Ausnutzung innovativer Lösungen erfolgen. Gleichzeitig übernimmt die APG neue Aufgaben, wie die Vermarktung von überschüssiger Windenergie seit 2015 und die Beschaffung der Verlustenergie für die Verteilnetzbetreiber, mit denen die Effizienz der Systemsteuerung gesteigert werden soll.

Trotz der strukturellen Veränderungen und der absehbaren Herausforderungen ist die Regulierung der APG seit dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010 nicht wesentlich angepasst worden. Das Kosten-plus Regulierungsmodell ist auf ein statisches Netz mit dem Fokus der Effizienzsteigerung ausgerichtet. Neue Geschäftsbereiche und die großen Herausforderungen beim Umbau der Stromversorgung spiegeln sich nicht in den regulatorischen Vorgaben wider. Eine Analyse der derzeitigen Regulierung zeigt drei wesentliche Schwächen:

- Das Festhalten an der bisherigen Methode zur Bestimmung der Kapitalkosten spiegelt nicht das aktuelle Marktumfeld wider und gefährdet schlimmstenfalls die Finanzierung des notwendigen Netzbbaus,
- die Kosten der neuen (betriebskostenintensiven) Geschäftsaktivitäten der APG werden im bisherigen Vergütungsmodell nur erstattet und
- die Anreizregulierung ist vergleichsweise unterentwickelt und verschenkt dadurch das Potenzial von zusätzlichen Verbesserungen im Netzbetrieb.

Andererseits besteht mit der Kosten-plus Regulierung und der vergleichsweise kurzen Regulierungsperiode eine geeignete Grundlage für die Weiterentwicklung des Vergütungsmodells. Ein Vergleich mit den Regulierungsansätzen in anderen Ländern zeigt aktuelle Trends und Verbesserungsmöglichkeiten. Drei Veränderungen im Regulierungsansatz erscheinen notwendig und zielführend, um die Ziele der E-Control auch in Zukunft bestmöglich zu erreichen:

- Die **Berücksichtigung des aktuellen Marktumfelds** bei der Ermittlung der Eigenkapitalkosten durch eine methodisch fundierte und konsistente Methode,
- die **Weiterentwicklung des Vergütungsmodells** für neue Aufgaben, welche nur unzureichend vom bisherigen Vergütungsmodell abgebildet werden, z.B. durch die regulatorische Anerkennung des Umlaufvermögens oder eine Dienstleistungsmarge, sowie
- die **stärkere Ergebnisorientierung** mit zusätzlichen Anreizen, ausgerichtet an Zielen wie dem Netzausbau, der Versorgungssicherheit, der Energiewende, Kostensenkungen sowie Innovationen.

1. Vorwort

Die Energieversorgung in Europa und Österreich befindet sich in einer strukturellen Transformation, weg von fossilen Energieträgern und hin zu einer nachhaltigen Nutzung von erneuerbaren Energiequellen. Bis 2040 hat sich die Österreichische Bundesregierung ambitionierte Ziele gesetzt; das Land soll innerhalb der nächsten zwanzig Jahre klimaneutral werden und in nur zehn Jahren sollen (bilanziell) 100% der Stromnachfrage aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Die Energiewende zur Eindämmung der Klimakrise beinhaltet einen Umbau der Energieversorgung und stellt damit die Stromnetze vor große Herausforderungen. Die Stromnetzbetreiber sind gefordert, finanzielle Anstrengung effizient zu bewältigen und gleichzeitig innovative Lösungen zu finden, die dem Gemeinwohl der Netzkunden dienen. Die Stromnetzbetreiber stehen daher im Mittelpunkt der Transformation in der Energieversorgung. Ihnen kommt eine Schlüsselrolle bei der Energiewende zu.

In Österreich steuert und entwickelt die Austrian Power Grid (APG) das überregionale Stromnetz. Die APG wurde im Zuge der Strommarktliberalisierung der 1990er und der beginnenden 2000er Jahre als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber neu organisiert. Sie stellt ihr Netz allen Marktteilnehmern zur Verfügung und schafft im Verbund mit den anderen europäischen Netzbetreibern die Grundlage für den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa. Durch den vorgesehenen Umbau der Energieversorgung verändern sich die Aufgaben der APG – sie wird zum „Enabler“ der Energiewende. Wichtigste Aufgabe ist dabei die Integration erneuerbarer Energiequellen und der damit verbundene Netzausbau. Darüber hinaus übernimmt APG neben dem kapitalintensiven Netzbetrieb neue, betriebskostenintensive Aufgaben u.a. im Bereich der Digitalisierung und des Smart Grids sowie weitere Aufgaben im Rahmen des Clean Energy Packages (CEP).

Die EU entwickelt sowohl die Regulierung (z.B. bei der Liberalisierung des Strommarkts) als auch die weiteren Rahmenbedingungen (u.a. durch Klimaziele). Zuletzt wurden im CEP umfangreiche Vorgaben zu erneuerbaren Energien und zur Organisation und europäischen Integration des Strommarkts entwickelt. Wie andere österreichische Netzbetreiber wird APG von der Energie-Control-Austria („E-Control“) in enger Abstimmung mit weiteren Stakeholdern reguliert und beaufsichtigt. Gesetzliche Grundlage ist das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010 (EIWOG). Zu den wichtigsten Zielen der Regulierung von Übertragungsnetzbetreibern zählen der E-Control zufolge der kosteneffiziente Netzbetrieb und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Diese Ziele können jedoch in Konflikt miteinander geraten. In der Vergangenheit hat die E-Control den Fokus auf Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen gelegt. Durch den Umbau der Energieversorgung rücken nun wichtige Themen wie „Nachhaltigkeit“, „Dekarbonisierung“ aber auch „Versorgungssicherheit“ (wieder) in den Vordergrund.

Vor diesem Hintergrund hat die APG NERA Economic Consulting („NERA“, „uns“) beauftragt, zu analysieren, ob die derzeitige Regulierung den veränderten Rahmenbedingungen gerecht wird und inwiefern das bestehende Regulierungsmodell angepasst werden könnte. Dazu haben APG und NERA die Herausforderungen, die aus dem Umbau der Energieversorgung entstehen, sowie die damit verbundenen neuen Anforderungen an die Regulierung diskutiert. Zusätzlich haben wir die APG mit Übertragungsnetzbetreibern aus Deutschland, Großbritannien, Italien, Spanien, Belgien und Tschechien verglichen. Auf dieser Basis haben wir mögliche Ansätze zur Weiterentwicklung des aktuellen Regulierungsrahmens entwickelt.

Das vorliegende Papier fasst die Analysen und Ergebnisse zusammen. Das Positionspapier ist in vier Kapitel gegliedert. Zunächst werden die sich verändernden Rahmenbedingungen des Netzbetriebs und

deren Auswirkungen auf das Geschäftsmodell der APG beschrieben. Anschließend werden Anforderungen an die Regulierung definiert. Mit Hilfe dieser Anforderungen wird das aktuelle Regulierungsmodell analysiert. Zuletzt werden Ansätze und Lösungen für eine Weiterentwicklung des Regulierungsystems vorgestellt.

2. Problemaufriss

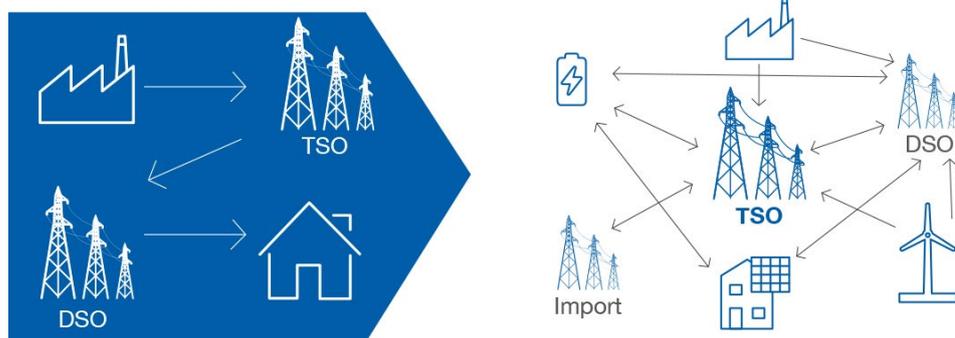
Die europäische und die österreichische Energieversorgung befinden sich in der Anfangsphase einer Transformation, die neue Herausforderungen für die gesamte Wertschöpfungskette und besonders für die Stromnetze schafft. Den Übertragungsnetzbetreibern kommt bei dieser Transformation eine Schlüsselrolle zu, denn sie müssen die Voraussetzungen für die Umstellung der Energieerzeugung auf erneuerbare Energien schaffen und gleichzeitig Versorgungssicherheit gewährleisten. Diese Herausforderungen verändern die Rolle sowie die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber und erfordern eine daran ausgerichtete Regulierung. In den folgenden Abschnitten werden die Transformation der Stromversorgung und die Herausforderungen der Übertragungsnetzbetreiber skizziert.

2.1. Transformation der europäischen Energieversorgung

Wichtigste Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist der stabile Netzbetrieb durch den ständigen Ausgleich von Stromverbrauch und Stromerzeugung. Bisher war das Geschäftsfeld von Stromübertragungsnetzbetreibern von einem stabilen Verbrauch und einer stabilen bzw. steuerbaren Erzeugung durch thermische Kraftwerke sowie Wasserspeicherkraftwerke geprägt. Die Nachfrage nach elektrischer Energie war planbar und kurzfristige sowie saisonale Schwankungen im Energiebedarf wurden durch speicherbares Öl, Gas oder Wasser ausgeglichen. Entsprechend wurde die Netzinfrastruktur für die Anbindung thermischer Kraftwerke an die Verbrauchszentren entwickelt. Der Strom fließt in diesem System von großen Kraftwerken über die Übertragungsnetze in Verteilnetze und von diesen zu den Verbrauchern. Das Gleichgewicht innerhalb des Netzes (Erzeugung und Verbrauch) wird durch die Steuerung der Stromerzeugung sichergestellt. Politik und Regulierung haben in der Vergangenheit den Fokus darauf gelegt, die Effizienz dieses insgesamt statischen und relativ einfachen Systems zu steigern. Durch die Liberalisierung des Strommarkts und die Weiterentwicklung der Netzregulierung konnten die Kosten für die Verbraucher und Unternehmen gesenkt werden.

Abbildung 2.1
Veränderung der Energieversorgung

From the traditional system to a complex and integrated system



Quelle: Terna S.p.A.¹

Die Dekarbonisierung und Umstellung auf erneuerbare Energiequellen verändert dieses System. Große regionale Unterschiede in der Erzeugungskapazität von erneuerbaren Energiequellen sowie weite Ent-

¹ Aus der Unternehmensstrategie 2020-2024, siehe. <https://www.terna.it/en/media/news-events/market-presentation-2020>.

fernungen zwischen den effizientesten Standorten zur Stromerzeugung und den Verbrauchszentren erfordern neue Netzkapazitäten. Zusätzlich wird die Stromerzeugung dezentraler: Kraftwerke werden kleiner; gemeinschaftlich betriebene Anlagen und Haushalte treten vermehrt als Erzeuger auf. Gleichzeitig ist die Stromerzeugung aus Wind und Sonne weniger plan- und steuerbar und führt zu stärkeren Schwankungen im lokalen Stromangebot. Darüber hinaus nimmt die Abhängigkeit von lokaler Witterung zu und häufigere extreme Wetterereignisse bedrohen neben der stabilen Stromerzeugung auch die physische Netzinfrastruktur. Diese Veränderungen der Energieversorgung sind in Abbildung 2.1 dargestellt und betreffen in unterschiedlichem Ausmaß alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber (die Abbildung wurde beispielsweise vom italienischen Übertragungsnetzbetreiber Terna übernommen). Die Übertragungsnetze haben die Aufgabe, Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage jederzeit auszugleichen.

Der beschriebene Wandel steigert die Komplexität des Systems. Einerseits müssen kurzfristige, sogenannte „Redispatch“-Maßnahmen, das Netz stabilisieren, andererseits führt kein Weg am Ausbau der Netzkapazitäten vorbei. Neue technologische Möglichkeiten könn(t)en eingesetzt werden, um die Schwankungen des Angebots abzufedern und den Bedarf an „konventionellem“ Netzausbau zu reduzieren. Ein Beispiel dafür ist die Steuerung des Stromverbrauchs zur Netzstabilisierung. In Phasen mit großem Energieangebot aus Erneuerbaren können E-Autos geladen und Power-to-X Anlagen betrieben werden; bei niedriger Erzeugung werden Speicher genutzt und energieintensive Produktionsbetriebe heruntergefahren. Neue Herausforderungen bei der Stabilisierung der Stromnetze erfordern zusätzliche Investitionen in intelligente Netze, Speicher und flexible Kapazitäten sowie Innovationen und neue Ansätze zur Reduzierung der Kosten während der Weiterentwicklung der Energieversorgung. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese Investitionen und den Umbau der Energieversorgung fördern und neue Lösungen wie intelligente Netze und flexible Speicher optimal in das Stromnetz integrieren.

2.2. Aufgaben und Herausforderungen für die APG²

Als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber steht die APG ebenfalls vor Veränderungen und muss neue Aufgaben erfüllen. Die nationale Klimastrategie #mission2030 und europäische Vorgaben, wie das „Clean Energy for all Europeans Package“ setzen ehrgeizige Ziele für den bevorstehenden Umbau der Energieversorgung. Das neue Regierungsprogramm steigert diese Ziele noch: Österreich soll die Klimaneutralität bereits 2040 erreichen und bis 2030 (bilanziell) 100% des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen decken. Aus diesen Zielen ergeben sich folgende Herausforderungen für die APG:

- **Ökologie und Klimakrise:** Europäische und nationale Klimaziele (erneuerbare Energien, Emissionsreduktion und Energieeffizienz) erhöhen das Umweltbewusstsein und üben Druck zur Reduktion des CO₂-Fußabdrucks von APG aus. Darüber hinaus kommt es zu steigenden Umwelteinflüssen auf das Netz (Lawinen, Muren etc.).
- **Dekarbonisierung:** Klimaziele führen zu einem signifikanten Ausbau erneuerbarer Energien. Dabei gewinnen Stromkunden/Prosumer an Bedeutung und zeitgleich kommt es zur Schließung thermischer Kraftwerke bzw. dem Wegfall von wichtigen Grundlast-Kraftwerken.

² Dieses Kapitel wurde in enger Zusammenarbeit mit der APG verfasst.

- **Sektorkopplung und verstärkte Elektrifizierung:** Die Elektrifizierung ist in der Strategie der EU-Kommission für ein integriertes Energiesystem (veröffentlicht am 8. Juli 2020) ein wesentliches Mittel, um Klimaneutralität zu erreichen. Die (mittelfristige) Umstellung anderer Wirtschaftszweige, besonders des Verkehrssektors auf Strom, wird die Stromnachfrage erhöhen und erfordert hohe Übertragungskapazitäten. Weitere Herausforderungen stellen die neuen Arten von Energiespeicherung, -transport und Flexibilitätsnutzung (Power to X, Batterien) sowie erhöhte Abhängigkeiten zwischen dem Energiesektor und anderen Sektoren (Wärme/Kälte, Verkehr) dar.
- **Versorgungssicherheit:** Der steigende Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (mit schwankender Erzeugung) sowie das wachsende Risiko extremer Wetterereignisse in Folge der Klimakrise steigern die Komplexität der Systemsteuerung und die Herausforderungen bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- **Netzausbau und intelligente Vernetzung:** Die neuen Erzeugungsstrukturen mit räumlich verteilten, kleinen Anlagen sowie steuerbare Verbrauchsanlagen erfordern Ausbau, Umrüstung und Vernetzung der Infrastruktur.
- **Marktstruktur und -teilnehmer:** Die Verknüpfung mit den Stromnetzen der Nachbarländer und die Einbindung zusätzlicher Marktteilnehmer ist nötig, erhöht die Versorgungssicherheit und stärkt den Wettbewerb auf der Erzeugerebene. Die vertikale und horizontale Marktintegration führt zu einer steigenden Anzahl an Marktteilnehmern und zunehmend „aktiven“ Netznutzern (Erzeuger bzw. Speicher sowie flexible Entnehmer).
- **APG nicht mehr klassischer Netzbetreiber:** Die Veränderungen führen zur Ausweitung der Rolle der APG als Marktplatz und Marktteilnehmer, zum Beispiel bei Verlustenergiebeschaffung und Windenergievermarktung.
- **Digitalisierung und technologische Entwicklung:** Das Internet of Things (IoT) bzw. die Verfügbarkeit neuer Technologien führt zur Entwicklung neuer analytischer Ansätze (big data, predictive maintenance, KI). Automatisierung sowie Austausch und Auswertung von (Echtzeit-) Daten können die Effizienz im Netzbetrieb und der Systemsteuerung steigern.
- **Sicherheit:** Die Anforderungen an kritische Infrastruktur steigen aufgrund von Cyberrisiken und durch terroristische Bedrohungen. Physischer Objektschutz sowie Cyber Security gewinnen immer mehr an Bedeutung.
- **Nationale und internationale gesetzliche und politische Zielsetzungen:** Diese ergeben sich vor allem aus der neuen österreichischen Regierung mit ambitionierten Zielsetzungen, Green New Deal, sowie überregionaler (europäischer) Regulierung wie der Clean Energy Package Verordnung 2019/943 (u.a. Beanreizung von Effizienzsteigerungen, Marktintegration und Versorgungssicherheit sowie Unterstützung von effizienten Investitionen und damit verbundenen Forschungstätigkeiten und Innovationen in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdienste und Verbindungsleitungen).

Derzeit lassen sich die Geschäftsfelder der APG in zwei Säulen aufteilen: Einerseits die klassische Netzbetreibertätigkeit der Errichtung und des Betriebs von Starkstromanlagen, sowie andererseits dem Stromgeschäft. Dabei lässt sich im derzeitigen Regulierungsmodell nur für die erste Säule bzw. die Errichtung von Netzanlagen, eine Rentabilität (regulatorische Kapitalbasis x WACC) erzielen. Bei der

zweiten Säule handelt es sich um ein Dienstleistungsgeschäft und es wird fast kein Sachanlagevermögen eingesetzt. Das bedeutet, es erfolgt (nach Angemessenheitsprüfung der E-Control) eine reine Kostenabgeltung. Die Umsätze der APG verdoppelten sich in den letzten zehn Jahren von 352 MEUR auf 730 MEUR und das Stromgeschäft verbucht einen höheren Anteil der Umsätze (siehe Abbildung 2.2 und Abbildung 2.3). Nachfolgend werden die Entwicklungen der beiden Säulen kurz beschrieben.

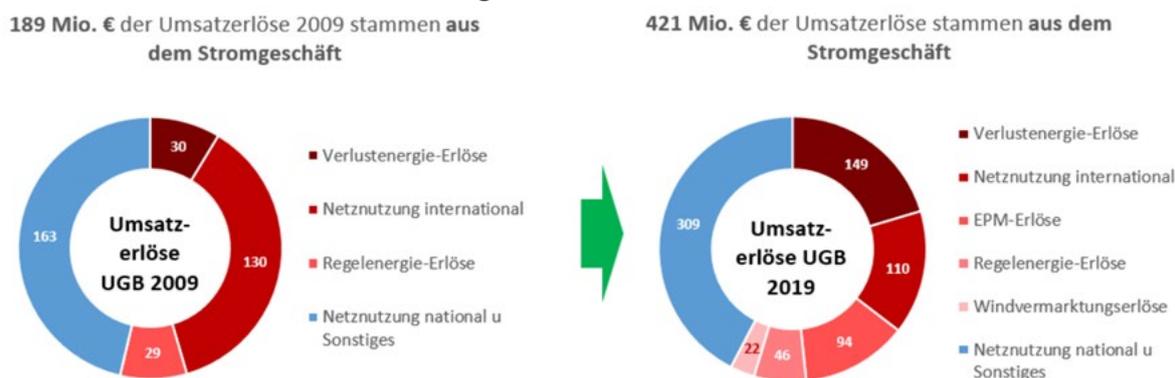
**Abbildung 2.2:
Umsatzerlöse der APG**

Das APG Geschäftsmodell teilt sich in zwei Bereiche
57% der Umsatzerlöse 2019 stammen aus dem Stromgeschäft



Quelle: APG. (die Umsatzerlöses wurden nach Werttreibern aufgeschlüsselt)

**Abbildung 2.3
Veränderung der Umsatzanteile der APG**



Quelle: APG. (die Umsatzerlöses wurden nach Werttreibern aufgeschlüsselt)

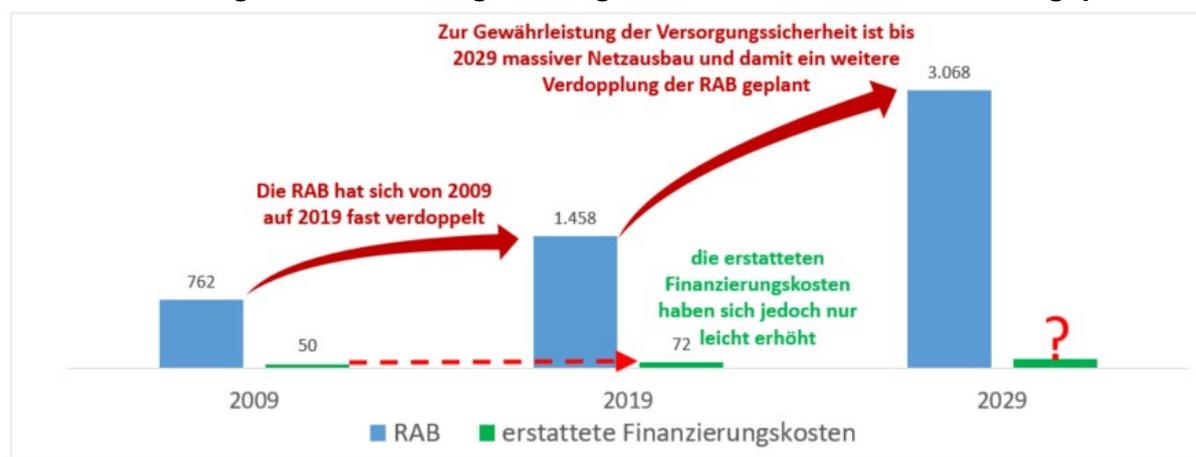
1. Säule: Errichtung und Betrieb von Starkstromanlagen

Eine der wichtigsten (mittelfristigen) Maßnahmen der APG, um Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren und auch künftig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist der Netzausbau. Aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas kommt dem österreichischen Übertragungsnetz eine wichtige Funktion in der Verbindung und Integration der europäischen Netze zu. Mit

den geplanten Investitionen werden unter anderem bestehende Engpässe eliminiert und damit die Vernetzung innerhalb Österreichs und Europas verbessert. Der Netzentwicklungsplan 2019 (NEP) der APG sieht dafür bis 2029 Investitionen von 2,9 Mrd. Euro in das Übertragungsnetz vor.

Die hohen Investitionen ziehen für APG starke Erhöhungen im Sachanlagevermögen und damit verbunden auch im Eigenkapital nach sich. Abbildung 2.4 illustriert die Auswirkungen des NEPs auf das Anlagevermögen und Eigenkapital der APG. Neben zusätzlichen Krediten benötigt die APG frisches Eigenkapital, um die regulatorische Normkapitalstruktur beizubehalten³. Mittelfristig wird sich der Eigenkapitalbedarf der APG gegenüber 2019 mehr als verdoppeln. Mit den derzeitigen regulatorischen Kapitalkosten von 4,88% wird es der APG nicht möglich sein, den hohen Eigenkapitalbedarf der nächsten Jahre aus dem laufenden Geschäft zu decken.⁴

Abbildung 2.4
Entwicklung von APGs Anlagevermögen im aktuellen Netzentwicklungsplan



Quelle: APG. Die Finanzierungskosten entsprechen der regulatorischen Kapitalvergütung (RAB x WACC)

Auch die Anforderungen an die Systemsteuerung haben in den vergangenen Jahren aufgrund des steigenden Anteils von Wind- und Solarstrom an der Stromerzeugung zugenommen. Seit 2010 ist die transportierte Strommenge im Übertragungsnetz um ca. 30% gestiegen. Gleichzeitig hat sich der Anteil der Bruttostromerzeugung aus Wind- und Solarkraft im Durchschnitt von unter 3% auf über 10% mehr als verdreifacht.⁵ Allein innerhalb der letzten fünf Jahre ist die installierte Leistung von Wind- und Solaranlagen um über 60% auf 2,7 GW gestiegen. Im gleichen Zeitraum ist die installierte Leistung von leichter steuerbaren Gas- und Steinkohle-Kraftwerken um 1,4 GW zurückgegangen.⁶ Aufgrund der volatilen Erzeugung schwankt der Anteil von Wind- und Sonne aber zwischen 0% und 56% der Ein-

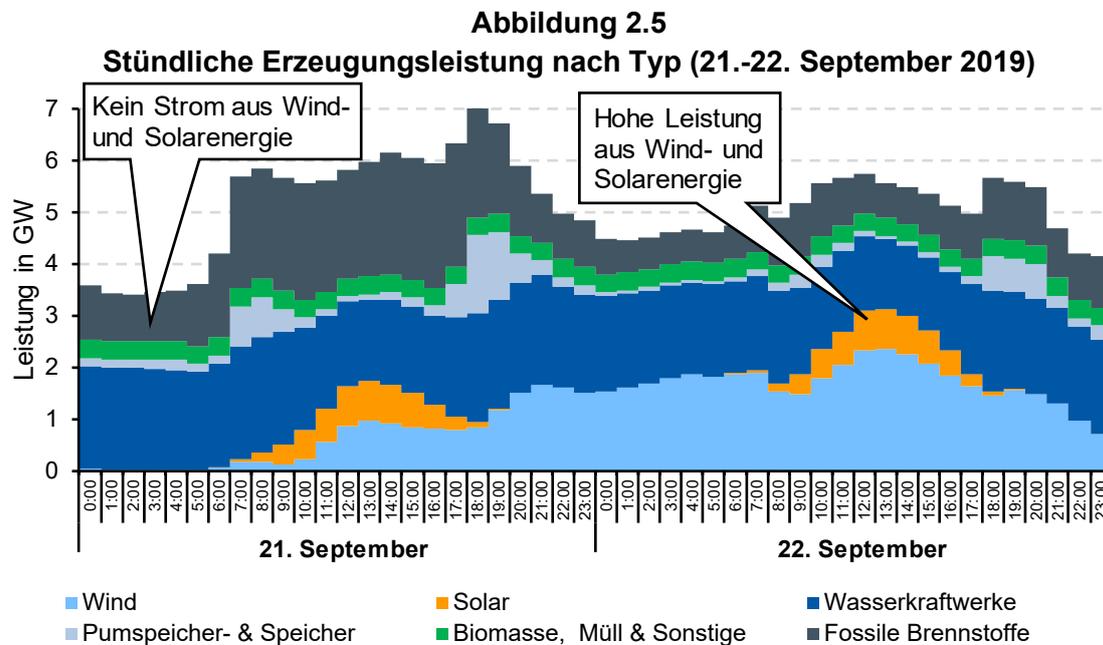
³ Die Festlegungen der E-Control zum WACC sehen eine Normkapitalstruktur von 40% Eigenkapitalanteil und 60% Fremdkapitalanteil vor. Siehe: E-Control (2018) „Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 2019“.

⁴ Quelle: interne Berechnung der APG.

⁵ Quelle: Statista.

⁶ In 2015 war die installierte Leistung von Wind- und Solarkraft 2,7GW und die installierte Leistung von Erdgas und Steinkohle 5.7GW. In 2020 belaufen sich die Werte auf 4,5GW und 4,3GW. Quelle: APG Webseite (<https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung>).

speiseleistung. Abbildung 2.5 verdeutlicht diese Schwankungen anhand der stündlichen Erzeugungsleistung des 21. und 22. September 2019.⁷ Wichtigste Maßnahme zur Vermeidung von Netzüberlastungen ist das Ab- und Zuschalten von meist konventionellen Kraftwerken (sogenannter Redispatch). Die Zahl der notwendigen Redispatch-Maßnahmen der APG ist von 57 im Jahr 2013 auf 268 im Jahr 2019 gestiegen. Bisher konnte die APG dadurch die Versorgung verlässlich gewährleisten.



Quelle: NERA-Darstellung der Netto-Kraftwerksleistung der Regelzone APG.

Die Klimaveränderungen haben auch direkte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, es kommt zu höheren und häufigeren Schadensfällen im Stromnetz.⁸ Zusätzlich wird das Netz indirekt über Auswirkungen auf die Erzeuger belastet. Ist der Kraftwerkseinsatz durch mangelndes Kühlwasser oder niedrige Wasserführung beeinträchtigt, kann dies wiederum Auswirkungen auf Redispatch-Maßnahmen haben. Auch im Netz selber müssen Betriebsführungskonzepte, wo technisch sinnvoll, überdacht werden (z.B. Nutzung von grünen Gasen statt des Treibhausgases SF6 für die Isolierung von Hochspannungsanlagen; Anwendung des „Netzoptimierung vor Ausbau Prinzips (NOVA)“).

Der Übergang zu einer klimaneutralen Stromerzeugung innerhalb der nächsten zehn bis zwanzig Jahre wird die Anforderungen an das Übertragungsnetz weiter erhöhen. Der Netzausbau kann auch aus Kostengründen nicht die alleinige Maßnahme zur Weiterentwicklung der Infrastruktur sein. Innovative (digitale) Lösungsansätze, wie beispielsweise Smart Grids sind notwendig und werden teilweise bereits von der E-Control gefördert.⁹ Durch Smart Grids sollen Lastspitzen umgangen oder abgedämpft werden, um den konventionellen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Neue Ansätze reichen oft über das Übertragungsnetz hinaus, beispielsweise plant die APG mit dem sogenannte „FlexHub“, die Beteiligung von

⁷ Quelle: NERA-Analyse der stündlichen Erzeugungsdaten 2019: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ>

⁸ Quelle: APG.

⁹ Z.B. werden die Kosten für die Ausrollung von Smart Metering aus dem Effizienzvergleich ausgenommen und Netzbetreiber erhalten eine Betriebskostenpauschale je nach Ausrollungsgrad. Siehe: E-Control (2018) „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023“, S. 62-64.

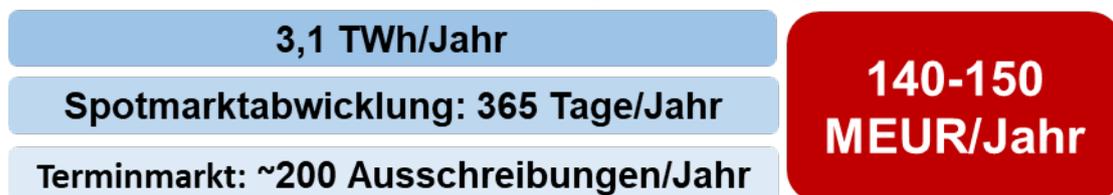
kleinen, dezentralen Flexibilitätsressourcen an der Leistungs-Frequenzregelung.¹⁰ Die Koordination und Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzen und Übertragungsnetzen soll durch aktives Systemmanagement verbessert werden, um Flexibilitätsquellen im Verteil- und Übertragungsnetz optimal zu nutzen.¹¹ Innovationen im klassischen Netzbetrieb, wie etwa die Nutzung von Drohnen bei der Wartung von Stromleitungen werden schon seit längerem eingesetzt, vereinfachen die Wartung der Netze und tragen dazu bei, dass Störungen leichter verhindert werden können.

2. Säule: Stromgeschäft

Die APG agiert auch selbst als Teilnehmer am Strommarkt und tritt seit einigen Jahren immer stärker als nationaler und internationaler Marktgestalter auf. Durch die neuen Aufgaben und Rollen sowie stetig wachsende gesetzliche Anforderungen, steigen auch die Transparenzverpflichtungen der APG.

- **Verlustenergiebeschaffung:** Die APG beschafft seit 2011 als zentraler Einkäufer rund 97 % der benötigten Netzverlustenergie für einen Großteil der Netzbetreiber in Österreich. Dies entspricht rund 3 TWh im Jahr. Damit tritt die APG als Großverkäufer auf dem Strommarkt auf. Über eine Webplattform werden wöchentlich Auktionen durchgeführt. Somit stellt die APG marktbasierende und diskriminierungsfreie Beschaffungsvorgänge zur Abdeckung der Netzverlustenergie sicher. Dabei ist die möglichst breite Einbindung von Marktteilnehmern ein wichtiges Ziel. Verbleibende Fehlmengen werden täglich durch die APG auf Basis von Spot-Handelsgeschäften an den Strombörsen ausgeglichen. Die teilnehmenden Netzbetreiber werden täglich mit den benötigten Energiemengen zur Abdeckung ihrer Netzverlustenergie beliefert. Die Kennzahlen zur Verlustenergiebeschaffung sind in Abbildung 2.6 dargestellt.

Abbildung 2.6:
Kennzahlen zur Verlustenergiebeschaffung der APG



Quelle: APG.

- **Windvermarktung:** Um die Fehlbilanzen der Ökobilanzgruppe sowie der gesamten Regelzone zu reduzieren, vermarktet APG im Auftrag der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG)¹² seit 2015 die Mengen aus Prognoseabweichungen am Intraday-Markt der EPEX Spot. Auf Basis aktueller Prognosen für die Erzeugung aus Windkraftanlagen (im Stundenraster für den Intraday-Bereich) wird die absehbare Ausgleichsenergiemenge im Vergleich zu der am Vortag erstellten

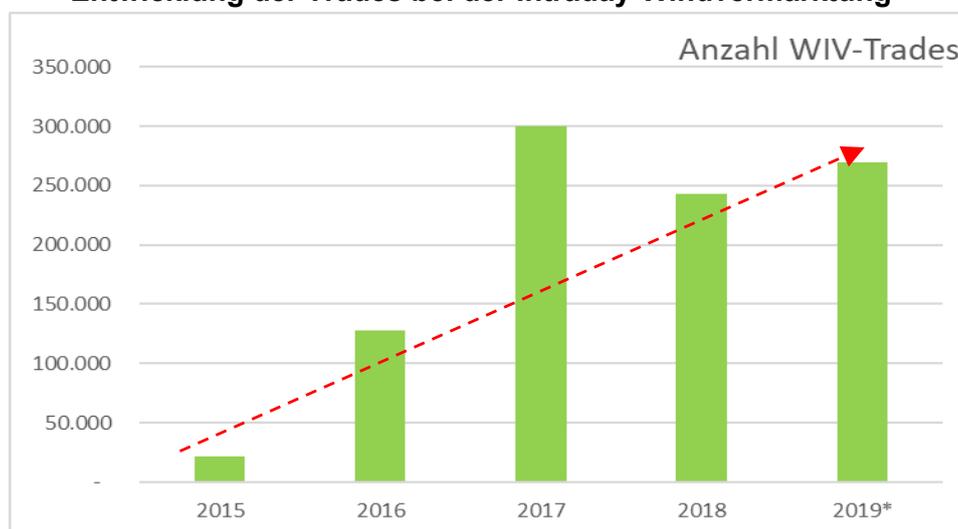
¹⁰ Quelle: APG. Siehe z.B. <https://www.apg.at/de/Media-Center/Presse/2020/01/24/Flexhub>

¹¹ Siehe hierzu auch CEDEC, EDSO, ENTSOE, Eurelectric und GEODE (2019 "TSO – DSO Report – An Integrated Approach To Active System Management with The Focus On TSO – DSO Coordination In Congestion Management And Balancing")

¹² Die OeMAG ist seit 1. Oktober 2006 mit der Abwicklung des gesamten, in Österreich geförderten Ökostroms, beauftragt. Siehe: <https://www.oem-ag.at/de/home/>

Prognose ermittelt. APG vermarktet in einem weiteren Schritt diese Mengen nach klaren Vorgaben. Die notwendigen Käufe und Verkäufe zur Vermarktung der Prognoseabweichungen sind seit 2015 stark angestiegen (siehe Abbildung 2.7).

Abbildung 2.7
Entwicklung der Trades bei der Intraday-Windvermarktung¹³

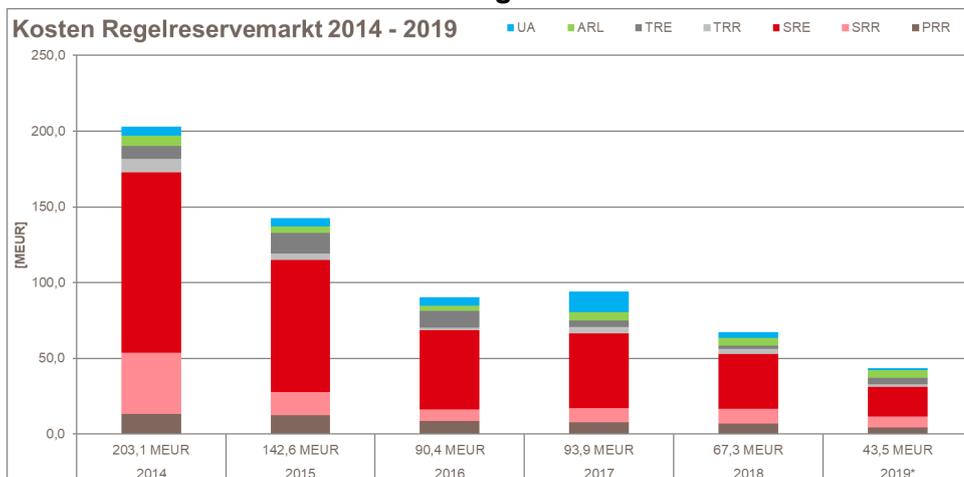


* Hochrechnung für 2019. Quelle: APG.

- Beschaffung von Regelreserve:** Seit 2012 erfolgt in der Regelzone APG die Beschaffung der benötigten Regelreserve einheitlich durch die APG mittels regelmäßiger, marktbasierter Ausschreibungen. Die APG stellt sicher, dass die notwendigen Mengen an Regelreserve ständig bereitgehalten werden. Durch internationale Regelreserve-Kooperationen mit benachbarten TSOs konnten die Regelreserve-Kosten für APG auf einem niedrigen Niveau stabilisiert und gleichzeitig der Markt für österreichische Regelreserveanbieter stetig erweitert werden (siehe Abbildung 2.8). Anpassungen im Marktdesign, insbesondere die geplante Einführung eines Regelarbeitsmarktes, führen in Zukunft zu einer Vervielfachung der Ausschreibungen für Regelreserven, welche die APG organisiert (Abbildung 2.9). Die Kosten der Regelenergie sind durch die Aktivitäten der APG im Sinne der Netzkunden deutliche gesunken.

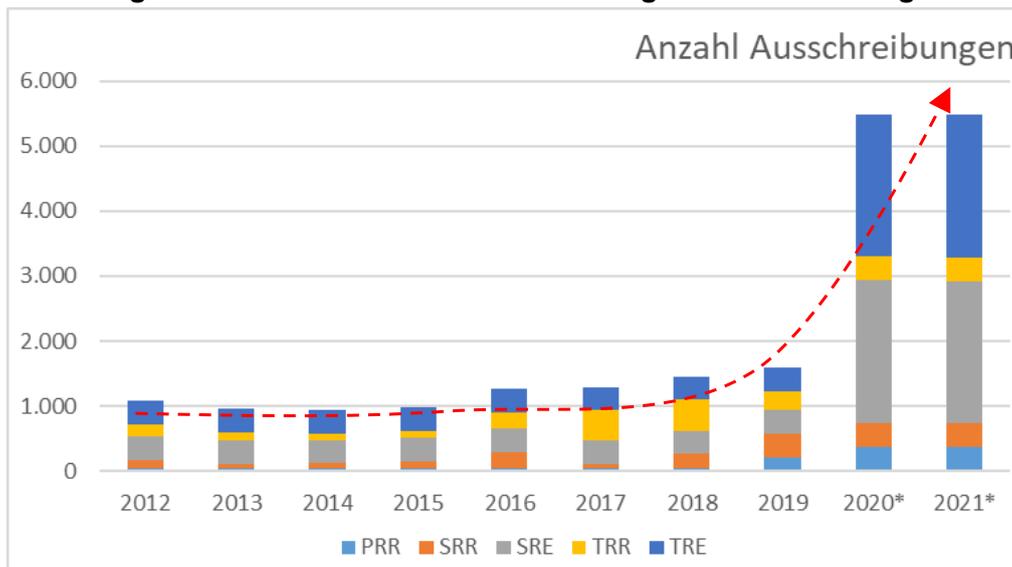
¹³ Mit dem Handel am Intraday-Markt gleicht die APG die kurzfristigen Abweichungen zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Leistung der Windkraftanlagen in Österreich aus.

Abbildung 2.8:
Kosten des Regelreservemarkts



Quelle: APG. Abkürzungen: UA = ungewollter Austausch; ARL = Ausfallreserveleistung; TRE = Tertiärregelenergie; TRR = Tertiärregelreserve; SRE = Sekundärregelenergie; SRR = Sekundärregelreserve; PRR = Primärregelreserve

Abbildung 2.9
Entwicklung der abzuwickelnden Ausschreibungen im Bereich Regelreserven



Quelle: APG. Anmerkung: (*) Aktueller Planungsstand APG. Abkürzungen: TRE = Tertiärregelenergie; TRR = Tertiärregelreserve; SRE = Sekundärregelenergie; SRR = Sekundärregelreserve; PRR = Primärregelreserve

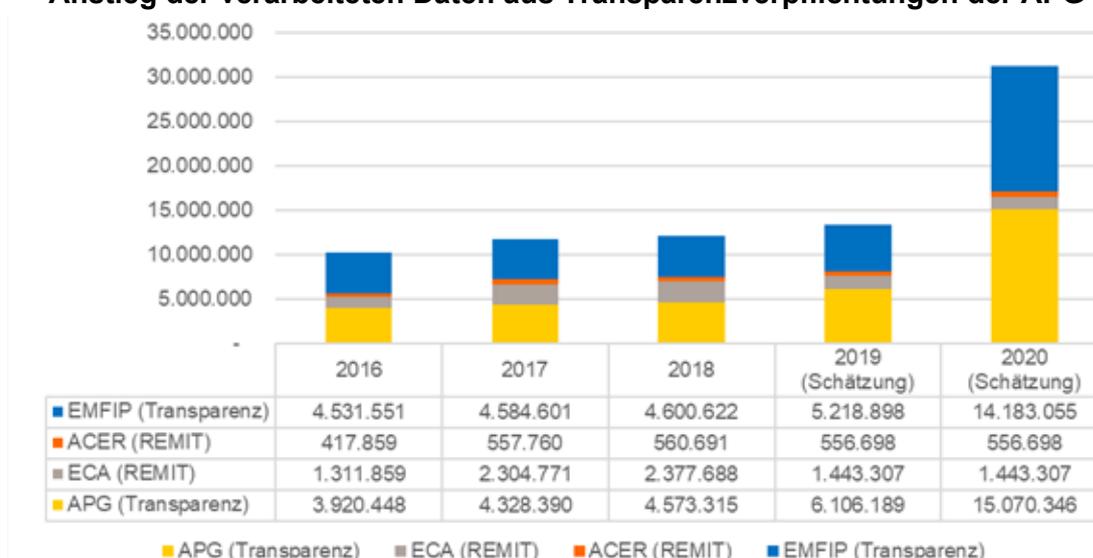
- FlexHub:** Seit letztem Jahr arbeitet APG an einem Konzept zur Einbindung von Flexibilitäten und kleinteiligen Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelreserve (Projekt „Vertikale Marktintegration“). Im Zentrum stehen dabei Überlegungen, dezentralen Anlagen die transparente und diskriminierungsfreie Teilnahme an den bestehenden Strommärkten über einen standardisierten Weg zu ermöglichen. Dazu wurde von APG das Konzept eines FlexHubs entwickelt, über welchen Eigentümer von verteilten Flexibilitätspotenzialen diese für den Strommarkt zur Verfügung stellen können. Gleichzeitig soll dieser FlexHub es den unterschiedlichen Netzbetreibern (TSOs und DSOs) ermöglichen, Netzrestriktionen für die Verwendung dieser Flexibilitäten zu

formulieren. Ziel ist, 100 % der technisch und wirtschaftlich sinnvollen Flexibilitätspotenziale zu erschließen und diesen den Marktzugang zu ermöglichen.

- **Veröffentlichungspflichten:** Durch internationale Vorgaben und um die Informationsversorgung aller Marktteilnehmer weiter zu stärken, arbeitet die APG intensiv an der Umsetzung der verstärkten Anforderungen an Transparenz. Neben den Verboten des Insiderhandels und der Marktmanipulation ist APG zur Veröffentlichung von Insiderinformationen verpflichtet und musste ein Marktmonitoring hinsichtlich des Verbots des Insiderhandels und der Marktmanipulation umsetzen. Zu diesen Zwecken werden ab 2020 jährlich über 30 Mio. Werte an verschiedenen Stellen veröffentlicht (vgl. Abbildung 2.10).

Abbildung 2.10:

Anstieg der verarbeiteten Daten aus Transparenzverpflichtungen der APG



Quelle: APG.

Tätigkeiten der APG aus ihrer Rolle als Übertragungsnetzbetreiber (gemäß den gesetzlich auferlegten Pflichten in §40 EIWOG 2010), wie zum Beispiel den versorgungssicheren Betrieb des Netzes, das Setzen von Maßnahmen zum Engpassmanagement (EPM), Schwarzstartfähigkeit), die Bereitstellung von Blindleistung sowie die intensiven Interaktionen mit Marktteilnehmern komplettieren das Aufgabenportfolio. Wie einleitend beschrieben wurde der Umsatz 2009 schon nicht mehr überwiegend im „klassischen“ Netzgeschäft (Erlöse aus der Netznutzung) erwirtschaftet. Im Laufe der Jahre nahm dieser Anteil sukzessive ab und der Anteil der Verlustenergiebeschaffung, der internationalen Netznutzung und EPM-Erlöse, sowie der Regelernergieerlöse und Windenergievermarktung entsprechend zu.

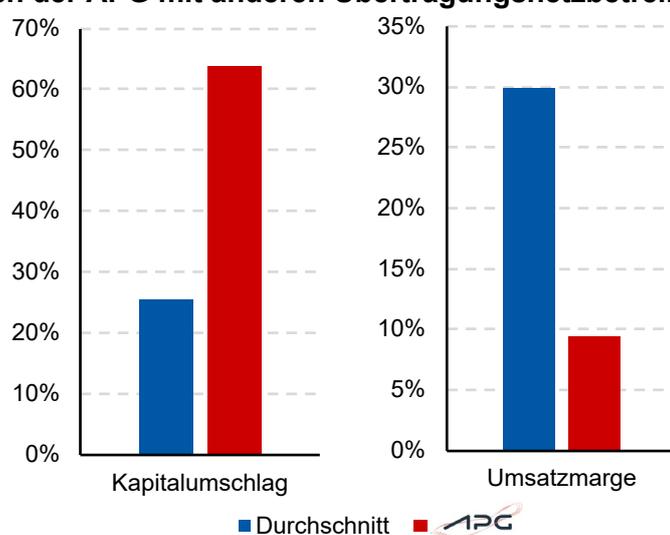
Fazit

Das Geschäft der APG ist aufgrund der neuen Aufgaben zunehmend zweigeteilt:

- Auf der einen Seite steht der klassische, kapitalintensive Netzausbau und -betrieb.
- Auf der anderen Seite stehen neue Aufgaben im Zusammenhang mit Systemsteuerung und Stromhandel, mit vergleichsweise geringem physischen Kapitaleinsatz, aber mit hohen Umsätzen und vielen Transaktionen.

Diese Veränderung spiegelt sich bereits in finanziellen Kennzahlen der APG wider. Im Vergleich zu anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern hat die APG eine niedrigere Umsatzmarge und einen höheren Kapitalumschlag (siehe Abbildung 2.12).¹⁴ Dies ist auf die neuen Aufgaben mit hohen Umsätzen und geringem physischen Kapitaleinsatz zurückzuführen, wie sie typischerweise bei Handelsunternehmen zu finden sind. Im Gegensatz dazu sind im klassischen Netzgeschäft – erkennbar an den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern – die Umsatzmargen hoch und der Kapitalumschlag niedrig. Die APG ist demnach auch im Vergleich mit anderen Übertragungsnetzbetreibern ein immer untypischerer Netzbetreiber und vereint zunehmend Charakteristika des klassischen Netzbetreibers mit denjenigen eines Handelsunternehmens.

Abbildung 2.11
Vergleich der APG mit anderen Übertragungsnetzbetreibern¹⁵



Quelle: NERA-Analyse.

2.3. Überprüfung des derzeitigen Regulierungsmodells

Die österreichischen Stromnetze werden von der E-Control reguliert. Die Kostenermittlung des Netzbetriebs ist in §59 ElWOG geregelt. Die APG darf nur angemessen und für den sicheren Betrieb notwendig erachtete Kosten über die Netzentgelte erlösen. Zu den Regulierungszielen mit Blick auf die APG zählen der E-Control zufolge:

„[...] insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz [...]“¹⁶

¹⁴ Die Gewinne sind also relativ zu den Umsätzen eher niedrig, die Umsätze im Vergleich zum eingesetzten Kapital hoch. Siehe auch nächste Fußnote.

¹⁵ Berechnung der Kennzahlen für die jeweiligen Übertragungsnetzsparten der Unternehmen: Umsatzmarge entspricht dem Anteil des Gewinns am Umsatz (EBIT / Umsatz); Kapitalumschlag beschreibt den Kapitaleinsatz der Unternehmen (Umsatz / RAB). Für APG wurden UGB-Werte verwendet. Vergleich mit sechs europäischen Übertragungsnetzbetreibern als ungewichteter Durchschnitt der Jahre 2017 und 2018. Daten: Bloomberg, Factiva, FactSet und Jahresabschlüsse.

¹⁶ E-Control (2018) „Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 2019“, S. 3.

Der derzeitige Regulierungsrahmen ist auf das statische System des klassischen Netzbetriebs ausgerichtet und seit 2006 weitgehend unverändert.¹⁷ Der Regulierungsansatz baut auf die Annahme von relativ konstantem Anlagevermögen und relativ geringen Betriebskosten auf. In einem solchen System sind die regulatorischen Kapitalkosten maßgeblich für die Profitabilität regulierter Unternehmen. Die Methode zur Ermittlung der Kapitalkosten ist ebenfalls seit 2006 nahezu unverändert. Dies hat im Zeitablauf zu einem deutlich gesunkenem WACC geführt und erklärt die im Vergleich zur RAB deutlich langsamer steigende Kapitalkostenvergütung (vgl. Abbildung 2.4). In den neuen Geschäftssegmenten erfolgt derzeit eine Kostenabgeltung, zusätzliche Anreize und Erlöschancen bestehen nicht. Im Dienstleistungssektor ist es allerdings üblich, dass das unternehmerische Wagnis und Kapitaleinsatz über eine Marge abgegolten werden, die entsprechende Anreize für Innovationen und unternehmerisches Handeln schafft.

Die neuen Herausforderungen verändern neben dem Geschäftsmodell der APG auch die Ansatzpunkte für die Regulierung:

- Im Kontext der Energiewende und Marktentwicklung hat die APG neue Aufgaben übernommen.
- Die Energiewende, Dekarbonisierung, Klimakrise und der Netzausbau erfordern hohe Investitionen.
- Die ambitionierten Ziele der Bundesregierung sowie der EU verlangen darüber hinaus neue technische und innovative Lösungen in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdienste und Übertragungsleitungen.
- Die historisch ungewöhnlichen Kapitalmarktverhältnisse werden von den bisherigen Methoden zur Ermittlung der regulatorischen Kapitalkosten nur einseitig berücksichtigt.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen ist zu prüfen, in welchem Maß das bisherige Regulierungssystem noch zielführend ist und für die Zukunft die richtigen Anreize setzt. Beispielsweise werden die neuen Aufgaben der APG aufgrund des geringen Kapitalbedarfs nicht separat vergütet. Gleichzeitig betont der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) die Notwendigkeit, die Digitalisierung und innovative Lösungen mittels angemessener regulatorischer Maßnahmen zu fördern und die EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt verpflichtet die Regulatoren „angemessene Anreize“ für entsprechende Ziele in der Tarifmethodologie zu verankern.¹⁸ Die Sicherstellung der notwendigen Investitionen sowie die Nutzung innovativer Lösungen sind für den Erfolg der Energiewende von besonderer Bedeutung. Wir analysieren das aktuelle österreichische Regulierungssystem deshalb anhand von zwei Fragen:

1. Entsprechen die regulatorischen Kosten den tatsächlichen ökonomischen Kosten der APG und ermöglichen sie die Aufnahme von neuem Kapital und eine angemessene Vergütung der neuen Aufgaben?
2. Setzt das Regulierungsmodell Anreize für einen effizienten und technologieoffenen Umbau des Übertragungsnetzes für eine klimaneutrale Energieversorgung?

¹⁷ Siehe z.B. E-Control (2005) „Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006“

¹⁸ Siehe z.B. CEER (2019) „Consultation paper on Dynamic Regulation to Enable Digitalisation of the Energy System“ Ref: C18-DSG-03-03 18 March 2019 sowie Verordnung 2019/943 Artikel 18 Abs. 2.

Um diese Fragen zu beantworten, werden im folgenden Kapitel zunächst Kriterien und Standards zur Bewertung regulatorischer Maßnahmen und Ansätze definiert. Diese Standards dienen in den nachstehenden Kapiteln als Maßstab zur Analyse des aktuellen Regulierungssystems sowie für mögliche Weiterentwicklungen.

3. Anforderungen an „gute“ Regulierung

Stromnetze sind natürliche Monopole. Deshalb soll die Regulierung effizienten Netzbetrieb sicherstellen und verhindern, dass Netzbetreiber ihre Marktmacht zulasten der Netznutzer ausnutzen. Dafür werden die Preise oder Erlöse der Netzbetreiber begrenzt. Darüber hinaus sollen regulatorische Vorgaben und (finanzielle) Anreize das Verhalten der Netzbetreiber im Interesse der Netznutzer und der Gesellschaft steuern.

Die Ökonomie kennt verschiedene Konzepte der „Effizienz“. Im Kontext der Netzregulierung sind die folgenden Konzepte bedeutend:¹⁹

- **Allokative Effizienz** bezieht sich auf die Verteilung der Ressourcen und ist gewährleistet, wenn die Grenzkosten der Produktion dem Grenznutzen der Verbraucher des Gutes entsprechen. Es herrscht keine Allokationseffizienz, wenn ein Verbraucher, dessen Zahlungsbereitschaft über den Produktionskosten eines Guts liegt, am Markt kein Gut vorfindet (z.B. bei Marktmissbrauch) oder wenn ein Verbraucher, dessen Zahlungsbereitschaft *unter* den ökonomischen Produktionskosten eines Guts liegt, dieses trotzdem konsumiert (z.B. bei Subventionierung).
- **Produktive- und technische Effizienz** beziehen sich auf die Produktion des Gutes und sind gewährleistet, wenn die Produktionsfaktoren so eingesetzt werden, dass die gleiche Leistung nicht zu geringeren Kosten angeboten werden kann oder wenn bei gegebenen Kosten die größtmögliche Menge eines Gutes hergestellt wird. Dafür ist die optimale Kombination von Produktionsfaktoren (z.B. Arbeit und Kapital) zur Herstellung eines Gutes notwendig. Im Kontext von Monopolen existiert mit der X-Ineffizienz ein verwandtes Konzept. Es beschreibt Ineffizienzen der Produktion, welche aufgrund der Marktmacht auch langfristig bestehen können.²⁰
- **Dynamische Effizienz** bezieht sich auf die Nutzung von Ressourcen im Zeitverlauf und besteht, wenn ein Gut immer mit der optimalen Produktionstechnologie hergestellt wird. Die verfügbare Technologie ist dabei von der Innovationstätigkeit und den Ausgaben für Forschung und Entwicklung abhängig.
- **Gesellschaftliche Effizienz** bezieht sich auf die Ressourcenverteilung bei Einbeziehung von allen externen Effekte, also Kosten und Nutzen, welche durch die Produktion eines Gutes entstehen, jedoch nicht in dessen Preis abgebildet sind. Bestehen externe Effekte, unterscheidet sich die gesellschaftliche von der allokativen Effizienz (ohne Einbeziehung externer Effekte).

Neben der ökonomischen Effizienz definieren die Standardwerke der Regulierungsliteratur weitere Kriterien für die Bewertung der Regulierung, wie angemessene und stabile Preise sowie Kapitalanziehung für notwendige Investitionen und „Fairness“ gegenüber Investoren.²¹ Für die Kapitalanziehung und „Fairness“ ist die Vergütung des langfristig gebundenen Kapitals zu marktüblichen Bedingungen und

¹⁹ Siehe mikroökonomische Lehrbücher, wie z.B. Katz, Michael L. und Rosen, Harvey S. „Microeconomics“, 3. Auflage, McGraw Hill, 1998, S. 379-389. Wichtige andere „Arten“ von Effizienz, die in der Ökonomie behandelt werden, sind Pareto-Effizienz und Konsumeffizienz (Consumption Efficiency).

²⁰ Zur X-Ineffizienz siehe: Leibenstein (1966) „Allocative efficiency vs. ‘X-efficiency’“. *American Economic Review* 56: 392–415.

²¹ „Klassiker“ der Regulierungsliteratur sind z.B. (1) Bonbright, J.C., Danielsen, A.L. und Kamerschen, D.R. (1988: „Principles of Public Utility Rates“, 2. Edition, Public Utility Reports Inc, S. 382-387); (2) Phillips, C. (1993: „Regulation of Public Utilities: Theory & Practice“, 3. Edition, Public Utilities Reports Inc, S. 172-173).

ein stabiles regulatorisches Umfeld notwendig. Das „regulatorische Risiko“ der Netzbetreiber wird beispielsweise durch Transparenz des Regulierungsmodells reduziert.

Für die Regulierung der Stromnetze werden drei grundsätzliche Ansätze angewendet: Die Begrenzung der Kosten, die Begrenzung der Erlöse, oder die Begrenzung der Preise. Bei einer perfekten Kontrolle der Netzbetreiber durch den Regulierer ergeben sich theoretisch keine Unterschiede aus der Wahl des Regulierungsmodells auf die bereitgestellte Netzinfrastruktur. In jedem Fall würden den Netzbetreibern nur genau die Kosten erstattet, welche für eine langfristig effiziente Energieversorgung anfallen.

Bei der Umsetzung besteht jedoch eine Informationsasymmetrie zwischen Regulator und Netzbetreiber.²² Aus diesem Grund wurden die grundsätzlichen Regulierungsmodelle zur „Anreizregulierung“ weiterentwickelt.²³ Damit wollen Regulatoren das Verhalten der Netzbetreiber so steuern, dass kurzfristige Kostensenkungen nicht zu langfristigen Effizienzverlusten führen, z.B. aufgrund von zu niedrigen Investitionen oder Wartungsmaßnahmen.

Angewandt auf die Regulierung von Stromnetzen, lassen sich Anforderungen an „gute“ Regulierung zur Erreichung eines langfristig effizienten Netzbetriebs ableiten:

- **Erlösstandard:** Netzbetreiber müssen die Möglichkeit erhalten, effiziente Kosten zu decken. Dies betrifft sowohl die Rückgewinnung aufwandsgleicher Kosten als auch eine angemessene Vergütung des eingesetzten Kapitals.
- **Anreizstandard:** Anreize sollen ausreichend Effizienzgewinne sicherstellen oder Leistungen der Netzbetreiber verbessern und langfristig die Belastung der Netznutzer verringern. Die Anreize müssen mit dem Erlösstandard kompatibel sein.
- **Prozessstandard:** Transparenz und Stabilität des regulatorischen Regelwerks muss gewährleistet sein, einschließlich klarer Regeln dazu, wie das Regulierungssystem geändert werden kann. Dadurch haben Marktteilnehmer Planungssicherheit für langfristige Investitionen.

Auf den Grundsätzen des ElWOG richtet die E-Control die Regulierung des Netzbetriebs an insgesamt neun Zielen aus, welche diese Standards widerspiegeln:²⁴

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums,
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen,
- Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen,
- Versorgungssicherheit,

²² In der Ökonomie wird hier vom „Prinzipal-Agent-Problem“ gesprochen, der Regulierer (Prinzipal) versucht mit Anreizen den Netzbetreiber (Agenten) zu optimalem Verhalten zu bewegen und dadurch die Asymmetrie auszugleichen.

²³ Für eine Einführung in die Netzregulierung siehe z.B. Zweifel, Praktiknjo und Erdmann (2017) „Energy Economics: Theory and Applications“. Springer International Publishing AG, Berlin. Kapitel 13, S. 297-314.

²⁴ E-Control (2020): „Netzregulierung“, online unter www.e-control.at/econtrol/themen/netzregulierung, aufgerufen am 14.05.2020.

- Schutz der Konsumenten,
- Transparenz des Systems,
- Rechtliche Stabilität,
- Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessengruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.),
- Minimierung der direkten Regulierungskosten.

Aus den politischen Zielen der Energiewende und den damit verbundenen Veränderungen der Energieversorgung können zwei weitere Ziele zu den Zielen der E-Control hinzugefügt werden:

- **Förderung der Energiewende und Nachhaltigkeit:** Die Folgen der Klimakrise bedrohen die gesellschaftliche Effizienz, da externe Effekte aus dem Energieverbrauch nicht in vollem Umfang berücksichtigt werden;
- **Förderung von Innovationen im Netzbetrieb:** Innovationen ermöglichen Kostensenkungen im Zeitverlauf und können damit zu dynamischer Effizienz beitragen.

Die Regulierung der Stromnetze orientiert sich je nach Rahmenbedingungen unterschiedlich stark an den verschiedenen Zielen und Effizienzstandards. In einem stabilen Umfeld ohne größere Veränderungen liegt der Fokus bei der Regulierung der Stromnetze auf der Sicherstellung der technischen- und allokativen Effizienz. Typische, auch in Österreich genutzte Maßnahmen sind Effizienzvorgaben (X-Faktor) und die Kontrolle der Investitionen mit Netzentwicklungsplänen. Das Regulierungsmodell benötigt keine strukturellen Anpassungen im Zeitverlauf und die Planbarkeit ist leicht zu erfüllen.

Die strukturellen Anpassungen der Netzinfrastruktur und der technische Fortschritt verändern nun die Anforderungen auch an das Regulierungsmodell. Dynamische Effizienz rückt in den Vordergrund, um eine langfristig effiziente Energieversorgung sicherzustellen. Der Fokus liegt weniger auf statischer Kostenminimierung und mehr darauf, innovative Lösungen zu fördern. Externe Effekte in der Energieversorgung spielen durch die Klimakrise ebenfalls eine wachsende Rolle, wodurch die gesellschaftliche Effizienz von den anderen Effizienzmaßstäben abweichen kann. Das Setzen von Anreizen in Übereinstimmung mit den regulatorischen Zielen gewinnt deshalb an Bedeutung.

Die Weiterentwicklung des Regulierungsmodells nach der Prüfung und Berücksichtigung neuer oder alternativer Ansätze zur Erfüllung der Standards in Österreich würde nicht im Widerspruch mit der von E-Control angestrebten Stabilität stehen. Etablierte und stabile Regulierungssysteme zeichnen sich nicht dadurch aus, dass sie sich nicht verändern können. Charakteristisch ist stattdessen, dass das Regulierungssystem für die Herausforderungen und Anforderungen an die Netzbetreiber entwickelt wird und gesellschaftlich optimales Verhalten fördert. Gleichzeitig müssen Netzbetreiber angesichts neuer Aufgaben und während unterschiedlicher Marktbedingungen ihre Kosten inklusive der angemessenen Kapitalkosten über die Tarife Erlösen können. Folglich gilt es zu gewährleisten, dass der Regulierungsrahmen der Rolle des Netzbetreibers immer bestmöglich Rechnung trägt. Dies erfordert eine regelmäßige Neubewertung der verfügbaren Ansätze und gegebenenfalls die Abkehr von in der Vergangenheit verwendeten Methoden.

4. Regulierungsmodell nicht mehr angemessen

Die Überprüfung des derzeitigen Regulierungsmodells der APG erfolgt anhand der im vorigen Kapitel definierten Standards und Ziele. Im Kontext der notwendigen Investitionen und des damit verbundenen Eigenkapitalbedarfs ist die Fähigkeit der Kapitalanziehung von essenzieller Bedeutung. Hierfür sind vor allem die regulatorischen Kapitalkosten maßgeblich. Angesichts der neuen Anforderungen an die APG und der Bedeutung der dynamischen- sowie gesellschaftlichen Effizienz wird außerdem die bestehende Anreizstruktur der APG analysiert.

4.1. Abbildung der ökonomischen (Kapital-)Kosten

Bei der Analyse der erstatteten (Kapital-)Kosten im österreichischen Regulierungsmodell wird auf drei Aspekte im folgenden Abschnitt näher eingegangen: Die Festlegung der regulatorischen Kapitalkosten, die Anerkennung des Umlaufvermögens in der Kapitalbasis, sowie die Konsistenz der Kapitalkostenfestlegung mit den zugrundeliegenden Annahmen und Vorgaben der Regulierung.

Regulatorische Kapitalkosten (WACC)

Der Großteil der Netzkosten entsteht durch den hohen Kapitalbedarf für die physische Infrastruktur. Die Netzbetreiber müssen langfristige Investitionen tätigen und sind dadurch von regulatorischen Entscheidungen abhängig. Die Kapitalkosten reflektieren das Risiko der Netzbetreiber beziehungsweise Investoren, das mit Investitionen in die Netzinfrastruktur verbunden ist. Sie entsprechen den Opportunitätskosten der Investoren und werden auf internationalen Kapitalmärkten aus Angebot und Nachfrage bestimmt. Die Eigenkapitalkosten sind jedoch keine buchhalterische Kostenposition und nicht direkt beobachtbar. Deshalb ist die Anwendung eines Modells zur Schätzung notwendig.

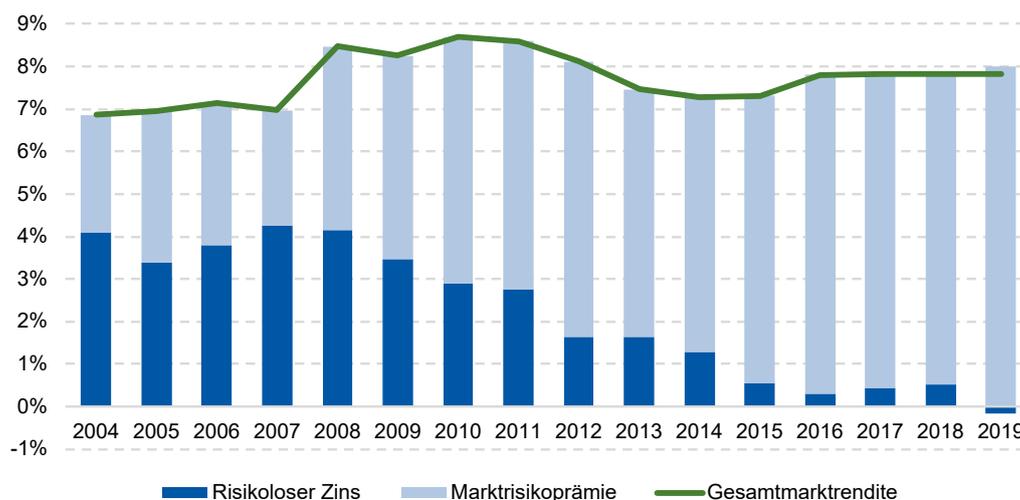
Im Kontext der umfangreichen Investitionspläne für das österreichische Übertragungsnetz ist besondere Vorsicht bei der Festlegung der regulatorischen Kapitalkosten geboten. Die Folgen von „falschen“ regulatorischen Kapitalkosten sind ungleich verteilt: „Zu hohe“ Festlegungen haben vergleichsweise geringe Wohlfahrtseffekte,²⁵ „zu niedrige“ regulatorische Kapitalkosten führen andererseits dazu, dass Netzbetreiber einen Teil ihrer Kosten nicht über die Netzentgelte Erlösen können und senkt die Bereitschaft von Netzbetreibern und deren Eigentümern, zusätzliches, langfristig gebundenes Kapital bereitzustellen. Wenn die regulatorischen Kapitalkosten unter den tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber liegen, setzen Regulatoren Anreize dazu, notwendige Investitionen zu unterlassen und gefährden dadurch schlimmstenfalls die Versorgungssicherheit. Wie in Kapitel 2 beschrieben, benötigt die APG in den kommenden Jahren hohe zusätzliche Mittel für Investitionen und wird daher Eigen- und Fremdkapitalgebern eine angemessene Kompensation bieten müssen. Zu niedrige regulatorische Kapitalkosten können Eigenkapitalerhöhungen erschweren, zusätzlich verschlechtern niedrigere Erlöse die Bedingungen für Fremdkapitalfinanzierungen. Die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals ist deswegen besonders in den kommenden Jahren von größter Wichtigkeit.

Die E-Control legt die regulatorischen Kapitalkosten der APG als gewichteten Durchschnitt (Weighted Average Cost of Capital, WACC) aus den Kosten für Eigen- und Fremdkapital fest. Zur Bestimmung

²⁵ Die Nachfrage nach Strom ist „unelastisch“ und fällt nur wenig bei einer geringfügigen Erhöhung des Preises, ineffizient hohe Investitionen werden durch die Prüfung der Netzentwicklungspläne von der E-Control verhindert.

der Eigenkapitalkosten wird das Capital Asset Pricing Models (CAPM) verwendet.²⁶ Im bisherigen Ansatz der E-Control zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten werden risikoloser Zinssatz und Markttrisikoprämie (MRP) separat bestimmt. Für den risikolosen Zinssatz verwendet die E-Control einen kurzfristigen Durchschnitt über fünf Jahre. Für die Markttrisikoprämie setzt die E-Control demgegenüber einen sehr langfristigen Durchschnitt historischer Überrenditen seit 1900 an.²⁷ Dieser Ansatz unterstellt, dass die MRP unabhängig vom risikolosen Zinssatz ist.

Abbildung 4.1
Entwicklung des risikolosen Zinsniveaus und der Marktrendite



Quelle: NERA-Darstellung mit Daten der Bundesbank und der Europäischen Zentralbank.

Die angenommene Unabhängigkeit zwischen MRP und dem risikolosen Zinsniveau liegt – zumindest mit Blick auf die Entwicklungen seit der Finanzkrise – nicht vor. So zeigt auch die Analyse der Deutschen Bundesbank, dass sich Risikoprämien für Aktien und risikolose Zinssätze gegenläufig entwickeln (siehe Abbildung 4.1).²⁸ Aktuell notieren zehnjährige Staatsanleihen des Euroraums mit AAA-Rating bei unter null Prozent. Gleichzeitig sind die Risikoprämien und insbesondere die MRP stark gestiegen: Wie die Deutsche Bundesbank registriert auch die amerikanische Notenbank Federal Reserve Risikoprämien nahe historischen Höchstwerten.²⁹

Der von der E-Control genutzte Ansatz zur Ermittlung der MRP gilt in Wissenschaft und finanzwirtschaftlicher Praxis als überholt. Aswath Damodaran, führender Finanzökonom und Professor an der Stern School of Business, zeigt durch einen Vergleich verschiedener Methoden zu Ermittlung der Markttrisikoprämie, dass historische Überrenditen sowohl kurz- als auch langfristig ungeeignet sind.³⁰

²⁶ Die Kapitalkosten ergeben sich aus folgender Formel: $WACC = (Risikoloser\ Zins + \beta \times Markttrisikoprämie) \times Eigenkapitalanteil + (Risikoloser\ Zinssatz + Risikozuschlag\ Fremdkapital) \times Fremdkapitalanteil$.

²⁷ Konkret werden die Überrenditen von Aktien gegenüber festverzinslicher Anleihen (Equity vs. Bonds) seit 1900 von Dimson, Marsh und Staunton (Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook) verwendet.

²⁸ Deutsche Bundesbank (2020): „Monatsbericht November 2007 – Finanzmärkte“, S. 59.

²⁹ Siehe z.B. Deutsche Bundesbank (2007): „Monatsbericht Mai 2020 – Finanzmärkte“, S. 44 oder Board of Governors of the Federal Reserve System (2020) „Financial Stability Report – May 2020“, S. 21.

³⁰ Zitat: „Historical risk premiums are very poor predictors of both short-term movements in implied premiums or long-term returns on stocks“, S. 126; Damodaran (2020) „Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2020 Edition“. Verfügbar: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3550293 [abgerufen: 20.05.2020]

Da die von der E-Control gewählte Methode die Marktverhältnisse verzerrt abbildet, steht auch ihre Implikation, nämlich 1-zu-1 mit dem risikolosen Zinssatz sinkende Eigenkapitalkosten, im Widerspruch zu Beobachtungen der Zentralbanken.³¹

Die E-Control ist nach §60 des ElWOG explizit dazu verpflichtet „die Verhältnisse des Kapitalmarkts“ bei der Ermittlung der Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Wenn die E-Control ihre bisherige Methode beibehält, würde der zukünftige WACC stark fallen, da einerseits der Rückgang der Staatsanleiherenditen berücksichtigt werden würde, aber andererseits der Anstieg der MRP ausgeblendet werden würde. Eine Fortschreibung der Kapitalkosten anhand des bisherigen Vorgehens der E-Control mit unterschiedlichen Bezugsräumen wäre methodisch inkonsistent und hätte eine einseitige Berücksichtigung des Marktumfelds zur Folge. Es käme zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Eigenkapitalkosten der Netzbetreiber. Das derzeitige Vorgehen der E-Control zur Ermittlung der regulatorischen Kapitalkosten gefährdet deshalb den Erlösstandard im österreichischen Regulierungsmodell.

Anerkennung Umlaufvermögen

Neben dem Anlagevermögen benötigen Netzbetreiber, wie andere Unternehmen, Umlaufvermögen, um ihren finanziellen Verpflichtungen nachkommen zu können. Unternehmen müssen dieses ebenfalls – mit entsprechenden Kapitalkosten – über Eigen- oder Fremdkapital finanzieren.

Das Geschäftsmodell der APG verändert sich und mit den Aufgaben aus der Systemsteuerung und dem Stromgeschäft steigt der Bedarf der APG an liquiden Mitteln, insoweit diese zur kurzfristigen Finanzierung der Redispatch-Maßnahmen und der Verlustenergiebeschaffung nötig sind. Aktuell verfügt die APG über ein Umlaufvermögen von etwa 13% der anerkannten Kapitalbasis.³² Der bisherige Regulierungsansatz berücksichtigt nur materielle und immaterielle Vermögensgegenstände. Im Gegensatz zu anderen Regulierungssystemen, wie z.B. in Deutschland,³³ ist das Umlaufvermögen in Österreich nicht in der regulierten Kapitalbasis enthalten. Damit wird ein Teil des notwendigen Betriebskapitals nicht vergütet.

Derzeit wird das positive Saldo des Regulierungskontos auch als Umlaufvermögen genutzt und schafft dadurch Abhilfe. Als kurzfristige Lösung erscheint dies praktikabel, allerdings soll der Überschuss auf dem Regulierungskonto in den kommenden Jahren reduziert werden und das Saldo kann sich bei Mindereinnahmen auch in kurzer Zeit ins Negative kehren. Zumindest perspektivisch besteht also das Risiko, dass die Kosten der APG aus dem steigenden Bedarf an Umlaufvermögen zur Finanzierung ihrer neuen Geschäftstätigkeiten im Regulierungsrahmen nicht abgebildet werden. Dies würde eine Verletzung des Erlösstandards darstellen.

Finanzierbarkeitstests

Der Ansatz der E-Control führt zu einer verzerrten Abbildung der Kapitalmarktverhältnisse und einer Unterschätzung der Eigenkapitalkosten. Zudem besteht zumindest perspektivisch das Risiko, dass die

³¹ Zitat: „Anleger in Eigenkapital als volatiler residualer Einkommensklasse verzeichnen keine nachhaltig sinkende Rendite, wohingegen im gleichen Zeitraum die Rendite auf feste Zinseinkommensströme merklich gesunken ist.“ Deutsche Bundesbank (2017): Monatsbericht Oktober 2017, Zur Entwicklung des natürlichen Zinses, Seite 43.

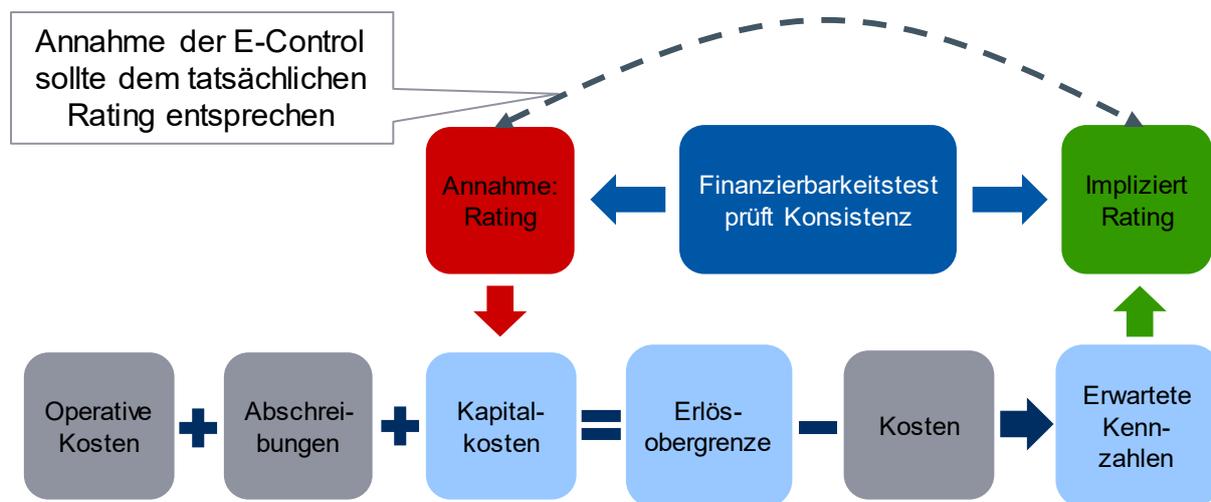
³² APG Geschäftsbericht 2019, S. 43.

³³ §7 StromNEV.

Kosten des Umlaufvermögens der APG im Regulierungsrahmen nicht abgebildet werden. Beide Sachverhalte lassen sich nicht nur anhand von Präzedenzfällen aus Wissenschaft und der ausländischen Regulierungspraxis belegen, sondern auch mit sogenannten Finanzierbarkeitstests. Diese Finanzierbarkeitstests entsprechen einer finanzwirtschaftlichen Konsistenzprüfung der verschiedenen Elemente des Regulierungsrahmens.

Das Vorgehen bei Finanzierbarkeitstests ist in Abbildung 4.2 skizziert. Der Finanzierbarkeitstest ermittelt Finanzkennzahlen ausgehend von 1) Entscheidungen des Regulierers und deren Implikationen für die erlaubten Erlöse und 2) den Kosten des Netzbetreibers. Entsprechend dem Vorgehen der großen Ratingagenturen, welche ausländische Netzbetreiber regelmäßig bewerten, wird aus den Finanzkennzahlen eine Bonität für den Netzbetreiber ermittelt. Der Vergleich dieser Bonität mit der Bonitätsannahme der Regulierungsbehörde im Rahmen der regulatorischen Kapitalkostenermittlung zeigt, ob die verschiedenen Elemente des Regulierungsrahmens konsistent sind. Ist die implizite Bonität, die sich aus erlaubten Erlösen und Kosten ergibt, geringer als die im Rahmen der Kapitalkostenfestlegung unterstellte Bonität, schlägt der Finanzierbarkeitstest fehl. Fremdkapital kann dann nicht zu den unterstellten Konditionen aufgenommen werden. Die Finanzierbarkeit des Netzbetriebs ist nicht zu den von der Regulierungsbehörde angenommenen Konditionen gewährleistet.

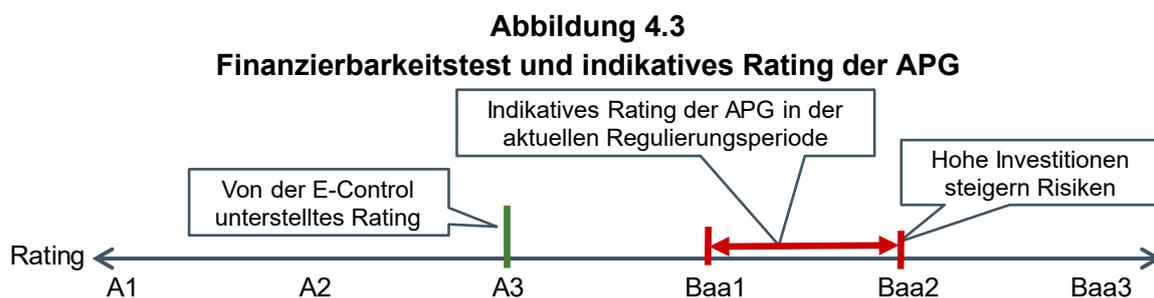
Abbildung 4.2
Erlösregulierung und Finanzierbarkeitstest



Quelle: NERA-Darstellung.

Der Finanzierbarkeitstest wird im Ausland hauptsächlich für die Analyse der beabsichtigten Kapitalkostenfestlegung vor Beginn der Regulierungsperioden verwendet. Besonders bei großen Investitionsvorhaben steigt die Gefahr der Unterfinanzierung, wenn die Regulierungsbehörde gleichzeitig eine hohe Bonität und dadurch niedrige Fremdkapitalkosten unterstellt. Eine Unterfinanzierung (fehlgeschlagener Finanzierbarkeitstest) erfordert dann eine Anpassung des Regulierungsrahmens, beispielsweise eine Erhöhung der regulatorisch erlaubten Kapitalverzinsung. Mit dem Finanzierbarkeitstest kann die Konsistenz der Kapitalkostenfestlegung überprüft werden, allerdings macht der Test keine Aussage zur angemessenen Höhe der Kapitalkosten. Ein positives Abschneiden im Finanzierbarkeitstest kann also trotzdem zu einer Unterdeckung der Kapitalkosten führen, wenn die Kapitalkosten nicht dem Marktumfeld entsprechen.

Der indikative Finanzierbarkeitstest für die APG folgt methodisch der Ratingagentur Moody's.³⁴ Moody's Methodologie ist auf die Bewertung regulierter Unternehmen zugeschnitten und berücksichtigt neben den üblichen Kennzahlen auch das Regulierungsmodell sowie den Umfang des Investitionsprogramms (Moody's sieht hohe Investitionen im Verhältnis zum bestehenden Anlagevermögen als Risikofaktor). Die E-Control unterstellt bei der Festlegung der Fremdkapitalkosten eine Bonität von „mindestens A“.³⁵ Die Kapitalkostenfestlegungen für die APG ist demnach konsistent, wenn die genehmigten Erlöse und die daraus resultierenden Kennzahlen diese Bonitätseinstufung ermöglichen. Wichtige Kennzahlen sind u.a. das Verhältnis aus operativem Ergebnis und der Verschuldung sowie der Verschuldungsgrad. Ein steigender Verschuldungsgrad und Zinszahlungen aufgrund umfassender Investitionsprogramme „verschlechtern“ die Finanzkennzahlen ceteris paribus.



Quelle: NERA-Analyse angelehnt an die Methodologie von Moody's und mit Daten von APG.³⁶

Das Ergebnis des Finanzierbarkeitstests auf Basis von Moody's Methode ist auf Basis der finanziellen Kennzahlen der aktuellen WACC-Festlegung von 2018-22 in Abbildung 4.3 dargestellt. Das von der E-Control unterstellte Rating würde in diesem Zeitraum von der APG nicht erreicht werden. Das Ergebnis des Finanzierbarkeitstests wird im Betrachtungszeitraum besonders durch das große Investitionspaket beeinflusst. Die hohen Investitionen, im Verhältnis zu den bestehenden Anlagen, schaffen Risiken, welche von der aktuellen regulatorischen Kapitalkostenfestlegung nicht kompensiert werden. Das indikative Rating der APG fällt deshalb zeitweise sogar zwei Stufen unter das unterstellte Rating der E-Control.

Die hypothetische Bonitätsbewertung der APG ist mit den tatsächlichen Bonitäten von anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern wie Elia System Operator oder Terna vergleichbar.³⁷ Allerdings unterstellt die E-Control für österreichische Netze eine höhere Bonität in ihrer Kapitalkostenfestlegung. Die geplanten Investitionen oder ein sinkender WACC können deshalb zu einer Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen führen, wodurch die tatsächlichen Kapitalkosten über den regulatorisch genehmigten Kapitalkosten liegen würden. Die zusätzlichen Umsätze aus den neuen Aufgaben der APG können hier auch keine Verbesserung bewirken, da sie aufwandsgleich abgerechnet werden und nicht

³⁴ APG emittiert keine Anleihen am Kapitalmarkt und wird deshalb nicht von Ratingagenturen bewertet.

³⁵ E-Control (2018) „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber (1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023)“ S. 53.

³⁶ Folgende Annahmen wurden für die qualitative Bewertung getroffen: Asset Ownership Model, Revenue Risk: jeweils Aa; Stability and Predictability of Regulatory Environment: Aa-A; Cost and Investment Recovery: A; Financial Policy: Baa.

³⁷ S&P bewertet Elia System Operator und Terna mit BBB+; Moody's bewertet Terna mit Baa2. National Grid, Red Electrica und TenneT werden besser bewertet. Die Ratings werden auf den Websites der Unternehmen veröffentlicht.

wesentlich zum operativen Ergebnis beitragen.³⁸ Faktisch wird die Finanzierbarkeit der APG aktuell durch das positive Saldo des Regulierungskontos verbessert. Die Nutzung von langfristigen Bankkrediten verhindert außerdem sprunghafte Anstiege der Kreditkosten. Allerdings können die Finanzierungsbedingungen für neue Anlagen durch schlechtere Ratingkennzahlen beeinflusst werden und so die Kosten des Netzausbaus erhöhen. Vor dem Hintergrund des Kapitalbedarfs ist die Finanzierbarkeit der APG deshalb besonders in der kommenden Regulierungsperiode von Bedeutung.

4.2. Anreizmechanismen

Die etablierten Regulierungs- bzw. Vergütungsmodelle fördern bestimmtes Verhalten der Netzbetreiber. Dieses Verhalten hat Auswirkungen auf die Netznutzer, positive (z.B. niedrigere Kosten durch Effizienzsteigerung) oder negative (z.B. Versorgungsengpässe aufgrund von zu geringen Investitionen). Um das Verhalten der Netzbetreiber im Sinne der Netznutzer zu beeinflussen, setzen Regulatoren häufig explizite Anreize, welche an den Zielen der Regulatoren ausgerichtet sind.

Wie in Kapitel 2 analysiert, stellt die Energiewende und das ambitionierte Ziel einer klimaneutralen Stromerzeugung die Stromnetze vor beispiellose Herausforderungen und verändert die Rahmenbedingungen der Regulierung. Der Ausbau der Netzinfrasturktur erfordert eine Investitionsoffensive. Zusätzlich können neue technologische Ansätze wie Smart Grids zur Bewältigung der Herausforderungen beitragen. Aufgrund des technischen Fortschritts ist nicht vorhersehbar, welche Ansätze und Lösungen die Transformation der Energieversorgung am effektivsten und effizientesten ermöglichen werden. Technologieoffenheit bei der Netzentwicklung ist deshalb Voraussetzung für dynamische Effizienz und von entscheidender Bedeutung im Regulierungssystem.³⁹

Neue Technologien sind mit Aufwand für Forschung und Entwicklung verbunden. In ihrer Umsetzung sind sie demgegenüber häufig weniger kapitalintensiv als konventioneller Netzausbau. Dadurch können implizite Anreize gegen die Erforschung und Nutzung neuer Technologien entstehen: Einerseits wenn die Ausgaben für Forschung und Entwicklung nicht vollständig von den Netznutzern erstattet werden und andererseits wenn Kapitalkosten im Gegensatz zu operativen Kosten vergütet werden.⁴⁰ Netzbetreiber haben mit Blick auf neue Technologien einen Informationsvorsprung gegenüber Regulierungsbehörden und können Kosten und Potenziale besser abschätzen. Die Regulierer stehen daher vor der Aufgabe, Netzbetreiber gezielt zur Nutzung neuer, effizienter Technologien anzureizen, ohne die Wahl der Technologie vorzugeben. Dadurch kann der Netzbetreiber angereizt werden optimale Entscheidungen zu treffen um die allokativen- und soziale Effizienz zu erreichen.

Das Regulierungsmodell soll demnach zwei Herausforderungen bewältigen:

³⁸ Unterstellt wird, dass die neuen Aufgaben betriebskostenintensiv sind und wenig Anlagevermögen benötigen und auch keine (oder nur geringfügige) Anreizmechanismen bestehen, die bei Outperformance das operative Ergebnis verbessern könnten.

³⁹ Technologieoffenheit wird auch von der E-Control als notwendig betrachtet, siehe z.B. E-Control (2018) „Bericht zur Einführung von Intelligenten Messgeräten in Österreich 2018“ S. 27 Online verfügbar: https://www2.e-control.at/documents/20903/388512/20181012_Monitoringbericht_Smartmeter.pdf/d28e5a28-4d03-f454-ea50-5161bb2db091

⁴⁰ Das Problem der Verzerrung zugunsten von kapitalintensiven Lösungen – in der Literatur auch als „Gold Plating“ bezeichnet besteht insbesondere wenn die regulatorisch festgelegten Kapitalkosten über den tatsächlichen Opportunitätskosten des Unternehmens liegen (Averch-Johnson Effekt). Siehe H. Averch und L. Johnson, „Behavior of the Firm under Regulatory Constraint,“ American Economic Review, LII, 5. Dezember 1962, S. 1052-1063.

- **Dynamische Effizienz** durch Innovation und neue Technologien soll langfristig gewährleistet werden, obwohl der Ausgang von Forschungsprojekten unsicher ist und die damit verbundenen Effizienzgewinne häufig erst mit erheblicher Verzögerung realisierbar sind.
- **Gesellschaftliche Effizienz** soll durch eine optimalen Nutzung von verfügbaren Technologien erreicht werden, obwohl Netzbetreiber einen Informationsvorsprung gegenüber Regulierern haben.

Das derzeitige Regulierungsmodell der APG entspricht einem „Kosten-Plus-Modell“. Diese Art der Regulierung (sowie verwandte Formen der Anreizregulierung) wurden und werden von vielen Regulierungsbehörden in Europa verwendet, um durch die Begrenzung der erlaubten Erlöse auf die effizienten Kosten überhöhte Tarife für die Nutzung von Stromnetzen zu verhindern.

Zur Umsetzung prüft die E-Control jährlich die letztverfügbaren Kosten auf ihre Angemessenheit. Dadurch werden die erfassten Kosten mit einem Zeitverzug von zwei Jahren erstattet.⁴¹ Die Hochrechnung für das nächste Jahr berücksichtigt individuelle Effizienzziele (zur Vermeidung der X-Ineffizienz) sowie Preissteigerungen. Abweichungen in Erlösen, die auf Abweichungen in Strommengen zurückzuführen sind, werden auf einem Regulierungskonto verbucht, so dass die APG keinem Mengenrisiko ausgesetzt ist. Die zeitnahe Erstattung der Kosten über die Netzentgelte soll die Gefährdung der Versorgungssicherheit durch kurzfristige Kosteneinsparungen verhindern.⁴² Andererseits sind im Regulierungsrahmen der APG die Anreize für zusätzliche Effizienzsteigerungen durch Kostensenkungen gering, da sie nur bis zur nächsten Kostenfestlegung von den Einsparungen profitieren würde. Netzbetreiber neigen unter Kosten-Plus-Modellen mitunter zu kapitalintensiven Lösungen. Ausbaubedarf und Investitionsvorhaben werden im Rahmen der Netzentwicklungsplanung untersucht. Dadurch verhindert die E-Control zu übermäßige Investitionen zulasten der Netznutzer.

Zusätzliche Anreize für besondere Ziele werden auf Grundlage von §59 ElWOG für Effizienzsteigerungen jährlich im Rahmen der Kostenüberprüfung neu ausgehandelt. Im Geschäftsjahr 2020 kann die APG neben den Kapitalkosten in Höhe von 4,88% zusätzliche Anreizzahlungen (inklusive des Mark-Ups für Neuanlagen) in Höhe von ca. 0,6% der regulierten Kapitalbasis erwirtschaften, beispielsweise für die Begrenzung der Gesamtkosten aus dem Engpassmanagement.⁴³ Ein mehrjähriges Anreizsystem ist derzeit nicht vorhanden und eine separate gesetzliche Grundlage, in der ein explizites Modell einer Beanreizung genannt wird, besteht nicht. Die derzeitigen gesetzlichen Voraussetzungen verweisen nur allgemein auf eine angemessene Beanreizung zur Steigerung der Effizienz⁴⁴. Dadurch ist die Planbarkeit der Anreize für APG sehr eingeschränkt.

Das Regulierungsmodell setzt keine expliziten Anreize für Innovationen im Netzbetrieb oder die Substituierung von kapitalintensiven- durch effizientere betriebskostenintensive Lösungen. Zwar werden Ausgaben z.B. für Forschung und Entwicklung sowie höhere Betriebskosten erstattet, allerdings nur

⁴¹ Teilweise werden Kostenpositionen auch auf Planbasis berücksichtigt, z.B. die regulierte Kapitalbasis.

⁴² Bei vieljährigen Erlösobergrenzen können Gewinne durch Senkung von Ausgaben für Wartung und Instandhaltung gesteigert werden, wodurch langfristig höhere Kosten entstehen können oder die Versorgungssicherheit gefährdet werden kann. Siehe z.B. Zweifel, Praktijnjo und Erdmann (2017) „Energy Economics: Theory and Applications“. Springer International Publishing AG, Berlin. Kapitel 13, S. 308.

⁴³ Aktueller Kostenbescheid der APG: E-Control (2019) „V KOS 003/19“, S. 9-10 sowie S. 57.

⁴⁴ Vorrangig § 59 Abs 2 ElWOG 2010 sowie Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943.

verzögert und ohne zusätzliche „Erfolgsprämien“. Explizite Maßnahmen zur Gewährleistung der dynamischen Effizienz existieren nicht.

Der Netzentwicklungsplan begrenzt grundsätzlich die Kapitalkosten der Netzinfrastruktur. Neuartige Technologien können jedoch traditionelle Lösungen unter Umständen kosteneffizienter ersetzen. Da die E-Control nicht über vollständige Information zur Beurteilung aller Optionen verfügt, muss sie sich bei der Identifizierung und Umsetzung der optimalen Lösung weitgehend auf die APG verlassen. Dies kann problematisch werden, wenn die APG in Zukunft eine Ausbaumaßnahme effizienter durch höhere Betriebskosten ersetzen könnte. Da Kapitalkosten auf Basis der Ausbaupläne, Betriebskosten jedoch erst nachträglich in der Kostenprüfung berücksichtigt werden, müsste die APG die operativen Kosten bis zur folgenden Kostenprüfung aus dem Netzgeschäft finanzieren, ohne dass diese Finanzierung vergütet würde. Die Problematik der bestehenden Regulierungsmodelle bei alternativen technologischen Lösungen wird auch von anderen Regulatoren erkannt. Der kalifornische Regulator CPUC betont die unterschiedlichen Interessen von Netznutzern und Netzbetreibern im Zusammenhang mit neuen technologischen Möglichkeiten:

“Where the customers and shareholders used to be aligned because both benefitted from asset and infrastructure capital investment-based growth, their interests are now no longer aligned. This misalignment is what is prompting industry stakeholders from many different parts of the industry to call for the consideration of a new business and regulatory model that is more focused on valued-added non-asset based services to the customers rather than pure growth and asset acquisition”⁴⁵

Diese Erkenntnis ist auf die österreichische Situation übertragbar. Es bestehen derzeit keine Anreize für die APG, politische Vorgaben über das Mindestmaß hinaus zu erfüllen oder den Informationsvorsprung über neue technologische Möglichkeiten zu nutzen. Die gesellschaftliche Effizienz wird also ebenfalls nicht explizit gefördert.

Darüber hinaus können bestehende Einsparvorgaben bei den direkten Kosten der Systemsteuerung sogar zu höheren Kosten für das Gesamtsystem führen. Der britische Regulierer Ofgem hat mit Blick auf die Systemsteuerung erkannt, dass das Potenzial für klassische Effizienzsteigerungen weitgehend ausgeschöpft ist und dass die direkten Kosten der Systemsteuerung verglichen mit ihrem potentiellen Nutzen gering sind:

„a sharing factor may encourage the [Electricity System Operator (ESO)] to focus primarily on reducing costs, potentially missing out on opportunities to deliver improvements that would be in the interests of consumers and the system as a whole”⁴⁶

Und an anderer Stelle:

“the impact the ESO can have on wider system costs is an order of magnitude greater than its internal expenditure”⁴⁷

⁴⁵ California Public Utilities Commission, (13 November 2017), Utility General Rate Case – A manual for regulatory analysts, p. 7.

⁴⁶ Ofgem (2018) „RIIO-2 ESO: Consultation“, S.42.

⁴⁷ Ofgem (2019) „RIIO-2 ESO: Decision and further consultation“, S. 50.

Besonders in der Systemsteuerung sollte der Fokus deshalb nicht auf Kostensenkungen liegen, sondern in der Verbesserung des Gesamtsystems. Das bestehende Regulierungsmodell sowie die Anreizmechanismen der APG fördern allerdings nur teilweise die langfristige Verbesserung des Gesamtsystems. Zudem entsteht durch die jährliche Kostenprüfung ein hoher Dokumentations- und Prüfaufwand. Die neuen Ziele und Aufgaben der APG führen deshalb zu neuen Herausforderungen auch auf Seiten der Regulierung. Der bisherige Ansatz trägt nur eingeschränkt zur Erreichung der Ziele der E-Control bei.

Angesichts der steigenden Komplexität von Netzbetrieb und Systemsteuerung haben Regulierer in anderen europäischen Ländern ihre Regulierungssysteme weiterentwickelt. Ofgem ist bereits 2014 zu einem „Totex“-Ansatz bei der Regulierung der Netzbetreiber übergegangen.⁴⁸ Dieser Ansatz soll Anreizverzerrungen mit Blick auf Kostenstruktur und technologische Umsetzung von Investitionen entgegenwirken. Der italienische Regulator ARERA erwägt die Einführung eines ähnlichen Modells. Ofgem, ARERA und weitere Regulatoren setzen außerdem auf mehrere und auf spezifischere Zielvorgaben, welche durch finanzielle Anreize gefördert werden. 2018 erhielt der belgische Übertragungsnetzbetreiber Anreize in Höhe von bis zu 1,7% seiner regulierten Kapitalbasis. Der größte britische Übertragungsnetzbetreiber konnte seine Eigenkapitalrendite durch die Erreichung der vereinbarten Ziele um 3,5 Prozentpunkte erhöhen.⁴⁹ Abbildung 4.4 zeigt eine Übersicht der bestehenden Anreize in ausgewählten Ländern.

Abbildung 4.4
Anreize für Übertragungsnetzbetreiber in ausgewählten Regulierungssystemen

Anreize	 (2016)	 (2017)	 (2018)	 (2019*)	 (2020)
Investitionen	✓	✓	✓		✓
Netzverfügbarkeit		✓	✓	✓	✓
Transparenz		✓	✓		✓
Innovation		✓	✓		✓
Weitere		Netzkapazität	Marktkopplung	Mehrere	Umweltziele

*Nur für die Systemsteuerung. Quelle: NERA-Analyse.

Die bestehenden (Anreiz-)regulierungsrahmen werden den neuen Herausforderungen und Aufgaben gerade in der Systemsteuerung nicht immer gerecht. Ofgem und der spanischen Regulierer CNMC sind deshalb dazu übergegangen, den Netzbetrieb und die Systemsteuerung separat zu regulieren und Anreizsysteme weniger auf die kurzfristigen Kosten, sondern auf den (langfristigen) gesellschaftlichen Nutzen auszurichten. Dazu wurden die Regulierungsmodelle und Anreizsysteme weiterentwickelt:

- **In Großbritannien** hat Ofgem die Aufgaben der Systemsteuerung in drei Rollen zusammengefasst: Systemsteuerung und Kontrollzentrum (operative Aspekte der Netzstabilisierung), Marktentwicklung und Transaktionen (Schaffung des Markts für Systemdienstleistungen und deren Abwicklung), sowie Systemanalyse, -planung und Netzentwicklung (mittel- und langfristige Weiterentwicklung).

⁴⁸ Das finale Finanzierungsmodell des größten britischen Übertragungsnetzbetreibers wird hier beschrieben: Ofgem (2012) "RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas".

⁴⁹ Die Daten wurden den Geschäftsberichten von Elia System Operator (Belgien) und National Grid (GB) des Jahres 2018 entnommen.

Kurzfristige Vorgaben werden von Ofgem in mittel- und langfristige Ziele eingebettet. Direkte Kosteneinsparungen haben für Ofgem in der Systemsteuerung keine Priorität. Deshalb werden die Kosten der Systemsteuerung – anders als bei den Netzbetreibern – auf die Netzentgelte wie bei der Kostenplus-Regulierung durchgereicht. Somit besteht kein Erlösrisiko (und kein Anreiz zu Kostensenkungen) in der Systemsteuerung. Dafür nehmen die Anreize eine größere Rolle ein. Sie sollen bei einem Gesamtbudget der zweijährigen Regulierungsperiode von etwa 136 Million Pfund bis zu 30 Millionen Pfund ausmachen und werden an den Rollen und den damit verbunden Aufgaben der Systemsteuerung ausgerichtet. Kosten und Anreizerfüllung werden jährlich an langfristigen Maßstäben evaluiert. Dadurch bestanden laut Ofgem einerseits größere Flexibilität und Anreize für die Verbesserung der Systemsteuerung, andererseits eine transparente Kontrolle der Ergebnisse.⁵⁰

- In **Spanien** kombiniert der CNMC festgelegte Budgets mit Anreizen und nachträglicher Ergebnisbewertung. Die „Basispauschale“ zur Finanzierung der Systemsteuerung besteht aus operativen Kosten, einer „Opex-Marge“, Abschreibungen sowie der Kapitalvergütung. Zusätzlich gewährt CNMC für die Systemsteuerung Anreiz- bzw. Strafzahlungen sowie ein Budget für „neue Aktivitäten“, welche vor Beginn der Regulierungsperiode nicht immer absehbar sind. Über die Verwendung des Budgets wird im Nachgang Rechenschaft abgelegt. Anreizzahlungen werden nach festgelegten Formeln für insgesamt drei Ziele ausgezahlt: Kostenreduzierung im Engpassmanagement, Verbesserung der Nachfrageprognosen und Verbesserung der Angebotsprognosen aus Wind- und Sonnenenergie. Das Budget für neue Aktivitäten entspricht etwa 2% der Erlösobergrenze, die Bonuszahlungen können mittelfristig bis zu 5% der Basispauschale ausmachen.⁵¹

Um die Flexibilität der Regulierung zu erhöhen und schneller auf Veränderungen reagieren zu können, haben beide Regulatoren außerdem die Regulierungsperiode für die Systemsteuerung gegenüber dem klassischen Netzbetrieb verkürzt (auf 2 statt 8 Jahren in Großbritannien und auf 3 statt 6 Jahren in Spanien).

Im Vergleich zu einigen anderen europäischen Regulieren ist das Anreizsystem im österreichische Regulierungsmodell wenig entwickelt und nur in geringem Maß auf die neuen Anforderungen ausgerichtet. Die Kostenfeststellung erfolgt bei der APG jährlich. Zum einen besteht derzeit ein Trend zu kürzeren Regulierungsperioden (siehe das erwähnte Beispiel von Großbritannien und Spanien), auf der anderen Seite schafft eine jährliche Regulierungsperiode aber auch geringe Anreize für Kosteneinsparungen und stellt einen relativ hohen administrativen Aufwand für Behörde und Netzbetreiber dar.

Eine besondere Problematik besteht mit Blick auf innovative Lösungsansätze. Diese führen erwartungsgemäß zu Effizienzgewinnen, bringen den ausführenden Netzbetreiber im bestehenden Regulierungsrahmen aber keine Vorteile. Werden nicht alle (positiven) Auswirkungen von innovativen Lösungen im

⁵⁰ Die vorläufige Entscheidung wird in folgendem Dokument beschrieben: Ofgem (2020) „RIIO-2 Draft Determinations – Electricity System Operator“; die finanziellen Anreize sind auf S. 28ff aufgeführt und ein detaillierter Überblick der Kostenschätzung ist in Appendix 4 (S.150-152) enthalten.

⁵¹ In der aktuellen Regulierungsperiode sind die potenziellen Anreize / Strafen auf $\pm 2,5\%$ der Basispauschale begrenzt. Für eine Beschreibung des neuen Regulierungsmodells siehe: COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2019) „Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico“, BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, Num. 290, Sec. 1. Pág. 132182. Nachfolgend: CNMC (2019) „Circular 4/2019“

Netzbetrieb berücksichtigt, entstehen externe Effekte. Dadurch kann die dynamische- und gesellschaftliche Effizienz beeinträchtigt werden. Der Anreizstandard ist deshalb in Hinblick auf die neuen Anforderungen an die APG gefährdet. Der Blick auf andere Regulatoren zeigt Potenziale auf.

4.3. Fazit

Die Transformation der europäischen Energieversorgung stellt neue Anforderungen an Netzbetrieb und Systemsteuerung der APG. Gleichzeitig wurde das Regulierungssystem in den letzten Jahren nicht wesentlich verändert. Dadurch entsteht ein Spannungsfeld zwischen den neuen Herausforderungen der Netzbetreiber und den Vorgaben der Regulierung, da letztere für die traditionellen Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber und ein statisches Umfeld entwickelt wurden.

Die kommenden Jahre sind aufgrund der vielen notwendigen (Investitions-)Entscheidungen zur Weiterentwicklung der Netzinfrastuktur maßgeblich für den langfristigen Erfolg und die Kosten der Energiewende. Die Regulierung beeinflusst diese Entscheidungen. Deshalb ist ein an die neuen Herausforderungen angepasstes Regulierungsmodell erfolgsentscheidend. In Bezug auf die in Kapitel 2.3 formulierten Fragen zeigt die Analyse des Regulierungssystems im Kontext des sich verändernden Umfelds und der zukünftigen Herausforderungen zwei wesentliche Probleme des derzeitigen Regulierungsansatzes:

- Die im Netzbetrieb und der Systemsteuerung entstehenden Kosten der APG werden im derzeitigen Vergütungsmodell nicht adäquat abgebildet. Weder entsprechen die regulatorischen Kapitalkosten dem aktuellen Marktumfeld, noch umfasst die regulierte Kapitalbasis das gesamte betriebsnotwendige Kapital.
- Das Regulierungsmodell setzt geringe Anreize für innovative Lösungen zur effizienten und technologieutralen Netzentwicklung. Der Vergleich mit anderen Regulierern zeigt hier Verbesserungspotenziale.

Bezogen auf die Standards guter Regulierung in Kapitel 3 werden sowohl Ertragsstandard als auch Anreizstandard derzeit nicht erfüllt. In der kommenden Regulierungsperiode können sich die daraus entstehenden Probleme noch verschärfen, wenn die Kapitalkosten erneut gesenkt werden und der technologische Fortschritt neue Lösungen ermöglicht. Im nächsten Kapitel werden deshalb Ansätze für die Weiterentwicklung des österreichischen Regulierungsmodells dargestellt.

5. Neue Ansätze für die Regulierung der APG

Die dargestellten Schwächen des bestehenden Regulierungsrahmen gefährden die Ziele des Gesetzgebers, der E-Control⁵² und der APG. In den folgenden Abschnitten beschreiben wir drei Ansätze zur Weiterentwicklung des Regulierungsmodells:

- Die **Korrektur der Kapitalkostenermittlung** zur Sicherstellung des Erlösstandards und der notwendigen Investitionen während des aktuellen Kapitalmarktumfelds,
- die **Anpassung des Vergütungsmodells** angesichts neuer Aufgaben und des sich verändernden Geschäftsmodells der APG, sowie
- die **Stärkung der Ergebnisorientierung** durch effektive Anreize, ausgerichtet an den übergeordneten Zielen der E-Control.

Die dargestellten Ansätze ergänzen sich, können jedoch nicht gegeneinander abgewogen werden. Eine angemessene Kapitalvergütung sollte beispielsweise nicht nur über (unsichere) Anreizzahlungen erreichbar sein. Stattdessen müssen beide Aspekte – vollständige Kostenvergütung und effektive Anreize – durch die Regulierung gewährleistet sein, um die in Kapitel 3 beschriebenen Regulierungsanforderungen zu erfüllen und die Erlöschancen der APG zum Wohl der Netznutzer auszurichten.⁵³

5.1. Kapitalkostenermittlung

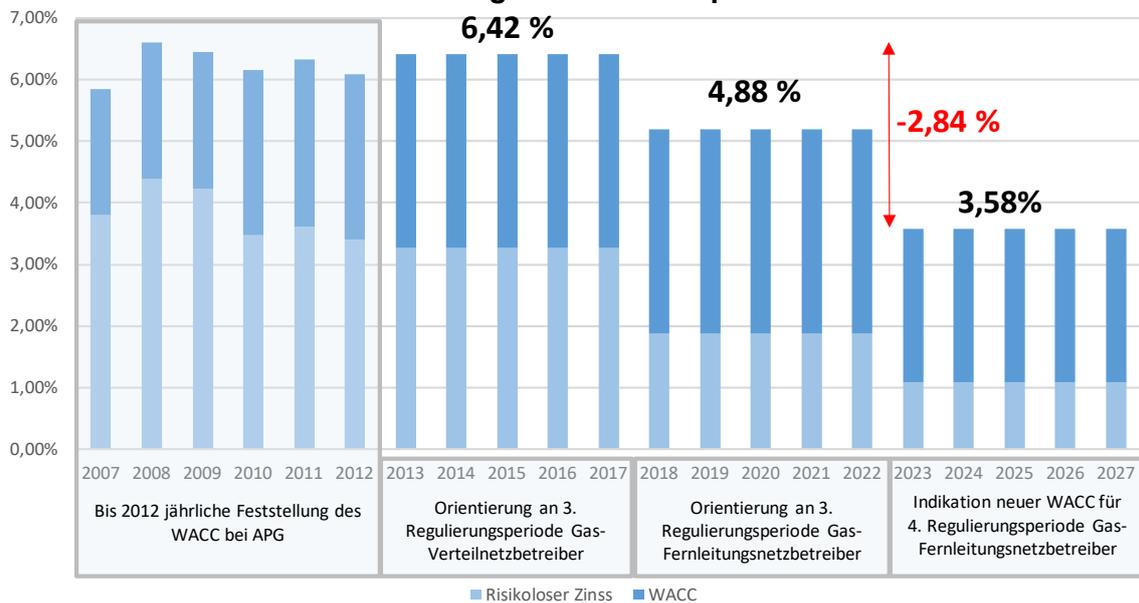
Die Änderung der Kapitalkostenermittlung ist notwendig, um das aktuelle Marktumfeld abzubilden und die Finanzierbarkeit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Die angemessene Vergütung der Kapitalkosten ist aufgrund des zusätzlichen Kapitalbedarfs in der nächsten Regulierungsperiode von übergeordneter Bedeutung.

Gemäß dem bisherigen Ansatz der E-Control sinken die regulatorischen Kapitalkosten 1-zu-1 mit dem risikolosen Zinsniveau. Abbildung 5.1 zeigt dies anhand der bisherigen Festlegungen der E-Control: Der risikolose Zins ist seit 2009 von über 4% auf nur noch gut 1% gefallen. Die aktuelle WACC-Festlegung der Kapitalkosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber liegt bei 3,58% (nominal, vor Steuer). Wenn diese Kapitalkostenfestlegung auch auf die APG angewendet werden würde, würde der WACC im Vergleich zu 2017 um 2,84 Prozentpunkte fallen.

⁵² Siehe Kapitel 3.

⁵³ Um den Erlösstandard nicht zu verletzen, sollte der Unternehmensgewinn, also die Kapitalvergütung zuzüglich etwaiger Anreizzahlungen, die Performance des Unternehmens widerspiegeln. Ein überdurchschnittlich effizientes Unternehmen sollte entsprechend auch überdurchschnittlich hohe Gewinne erzielen, wie dies auch in anderen Sektoren der Fall ist.

Abbildung 5.1
Risikolose Zinssätze und regulatorische Kapitalkosten in Österreich



Quelle: APG.

Die Berücksichtigung der Kapitalmarktverhältnisse sind in §60 EIWOG geboten, können vom bisherigen Ansatz der E-Control aber nur einseitig abgebildet werden. Alternative Ansätze sind im derzeitigen Marktumfeld besser geeignet, um die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten (und damit die tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber) abzubilden. Andere europäische Regulierungsbehörden bedienen sich bereits dieser Alternativen. Drei Ansätze werden hier näher erläutert:

- Vorwärtsgewandte Modelle und Umfragen:** Die MRP beschreibt Erwartungen der Marktteilnehmer. Vorwärtsgewandte Modelle setzen bei den Erwartungen der Marktteilnehmer an, indem sie den Zinssatz ermitteln, der beobachtete Marktpreise und Erwartungen über zukünftige Dividenden in Einklang bringt. Umfragen erheben die von Marktteilnehmern erwarteten Marktrisikoprämien und Marktrenditen direkt. Umfragen und vorwärtsgewandte Modelle sind anderorts zur Ermittlung regulatorischer Kapitalkosten üblich (Nordamerika, Skandinavien, Tschechien). Umfragen bieten sich auch deshalb an, da sie einen Blick über den Regulierungskontext hinaus eröffnen können. Beispielsweise setzen sich auch Finanzanalysten und Wirtschaftsprüfer intensiv mit der MRP und ihrer Ermittlung auseinander. Diese Erkenntnisse bleiben bei einem bloßen Abgleich mit der Netzregulierungspraxis in anderen Ländern außen vor.
- Total Market Return:** Die Verwendung von historischen Daten zur Ermittlung von Marktparametern ist nicht grundsätzlich abzulehnen. Allerdings sollten die historischen Daten in ihrer Gesamtheit (anstatt punktuell oder gar selektiv) und im Kontext etwaiger Änderungen gegenüber der Vergangenheit betrachtet werden. Als Ergänzung zum bisherigen E-Control Ansatz müsste beispielsweise mindestens geprüft werden, wie sich die ermittelte Summe aus risikolosem Zinssatz und MRP gegenüber historischen Werten der Marktrendite verhält, woraus die Unterschiede resultieren und ob die Abweichungen plausibel sind. Wie beschrieben impliziert die Verwendung der historischen Überrenditen eine gleichbleibende MRP, unabhängig von dem tatsächlichen Zinsniveau. Diese Implikation steht im Widerspruch zu empirischer Evidenz. Eine aktuelle Untersuchung der Harvard-Ökonomen John Campbell und Luis Viceira mit Carolin Pflueger (University of Chicago)

zeigt z.B., dass Aktienrenditen und Anleihezinsen seit 2001 negativ korrelieren – fallende Zinsen gehen also mit einer steigenden MRP einher (und andersrum).⁵⁴ Angesichts des stark gefallenem Zinsniveaus seit der Weltfinanzkrise im Vergleich zu historischen Zinssätzen ist die Nutzung des langfristigen Durchschnitts der Überrenditen seit 1900 deshalb kein erfolgversprechender Ansatz zur Schätzung der MRP in den kommenden Jahren. Er wird zu einer Unterschätzung der tatsächlichen MRP führen.

Eine Alternative zu den historischen Überrenditen gegenüber Anleihen ist deshalb der Bezug auf die historischen Marktrenditen. Die MRP wird dann als Differenz aus der Marktrendite (Total Market Return, kurz „TMR“) und dem risikolosen Zinssatz gebildet. Der TMR-Ansatz wird von Ofgem genutzt und geht zurück auf eine Studie von Wright et al. (2003) für die britischen Regulierungsbehörden. Die Autoren leiten aus der höheren empirischen Stabilität der Aktienmarktrenditen im Vergleich zu ihren Komponenten her, dass eine separate Bestimmung der Komponenten mindestens ineffizient und schlimmstenfalls eine Fehlerquelle ist:

„There is considerably more uncertainty about the true historic equity premium and (hence the risk-free rate) than there is about the true cost of equity capital.“⁵⁵

Wright et al. empfehlen stattdessen für die Regulierungspraxis den TMR-Ansatz:

“Given our preferred strategy of fixing on an estimate of the equity return, any higher (or lower) desired figure for the safe rate would be precisely offset by a lower (or higher) equity premium, thus leaving the central estimate of the cost of equity capital unaffected“.⁵⁶

Diesen Ansatz bestätigen die Autoren in einem Gutachten aus dem Jahr 2014 für die britische Regulierungsbehörde.⁵⁷ Inzwischen nutzen in Großbritannien neben Ofgem u.a. die Luftfahrtregulierungsbehörde, die Wasser-Regulierungsbehörde und die Wettbewerbsbehörde den TMR-Ansatz. Auch in Italien und (implizit) Schweden wird die MRP nach diesem Vorgehen berechnet. Der Zusammenhang zwischen MRP und risikolosem Zinssatz wird auch von der Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer erkannt und in ihrer entsprechenden Empfehlung aufgenommen:

„Die Arbeitsgruppe hält es für sachgerecht, sich derzeit bei der Festlegung der erwarteten Marktrisikoprämie (vor persönlichen Steuern) an einer Bandbreite für die erwartete nominelle Marktrendite von 7,5% bis 9,0% zu orientieren. Die erwartete Marktrisikoprämie ist auf dieser Grundlage in Abhängigkeit vom Basiszins stichtagsbezogen festzulegen, woraus in Zeiten niedriger Basiszinssätze entsprechend höhere Marktrisikoprämien resultieren (und umgekehrt).“⁵⁸

Der TMR-Ansatz wird also auch in Österreich in der Unternehmensbewertung für die Bestimmung der MRP angewendet. Die Nutzung der Marktrenditen würde die Auswirkungen der steigenden

⁵⁴ Campbell, Pflueger, Viceira (2020) „Macroeconomic Drivers of Bond and Equity Risks“ Journal of Political Economy, 128(8):3148-3185. Siehe z.B. Tabelle 4 zur Korrelation zwischen Aktien- und Anleiherenditen und Abbildung 1 zur Veränderungen des historischen Zusammenhangs (dem „strukturellen Bruch“ in der Zeitreihe).

⁵⁵ Smithers and Co (2003): „A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.“, S. 4, Bericht für britische Regulierer.

⁵⁶ Smithers and Co (2003): ibid S. 49.

⁵⁷ Wright, Smithers (2014): „The Cost of Equity Capital for Regulated Companies – A Review for Ofgem“, S. 20.

⁵⁸ KSW (2017) „KFS/BW 1 E 7: Empfehlung des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Wirtschaftstreuhänder zu Basiszins und Marktrisikoprämie“, S. 2.

Anleiherenditen reduzieren und wäre somit eine plausiblere Grundlage für die Schätzung der zukünftigen Kapitalkosten. Die Regulierer können mit der indirekten Bestimmung der MRP die Korrelation zwischen risikolosem Zins und hohen Aktienmarktrenditen abbilden und die methodische Lücke des klassischen Ansatzes zur Bestimmung der MRP schließen.

- **Anpassung und Grenzwerte von Parametern:** Der herkömmliche Ansatz zur Kapitalkosten-schätzung wurde von anderen Regulierungsbehörden weiterentwickelt, um die Kapitalmarktverhältnisse besser abzubilden bzw. konsistente Bezugszeiträume der Daten sicherzustellen. Dabei wurden unterschiedliche Maßnahmen ergriffen: In Belgien gewährt die nationale Regulierungsbehörde Übertragungsnetzbetreibern 2019 ein Mark-Up von bis zu 49,7 Mio. Euro nach Steuern (ca. 1,14% der RAB), welche abhängig vom risikolosen Zinssatz und mit zusätzlichen Bedingungen an Investitionen verknüpft ist.⁵⁹ Auch in Italien besteht in der aktuellen Regulierungsperiode ein unterer Grenzwert für den realen risikolosen Zins von 0,5% und damit für die nominalen Zinsen von 2,2%.⁶⁰ In der Schweiz nutzt der Regulierer ebenfalls eine Untergrenze für den risikolosen Zins von 2,5%.⁶¹

Grundsätzlich können alle drei genannten Ansätze dazu beitragen, die aktuellen Kapitalmarktverhältnisse abzubilden und angemessene Kapitalkosten zu ermitteln. Regulierungsbehörden (teilweise auch die E-Control) entscheiden sich häufig für die dritte Option, da hier scheinbar in einem gewissen Rahmen an einer in der Vergangenheit gewählten Methode festgehalten werden kann. Die Fortführung einer bestimmten Methode zur Ermittlung der WACC-Parameter hat aber keinen Wert an sich. Andernfalls wäre es für eine Regulierungsbehörde begründbar, sich für eine „alte“ und gegen eine „richtige“ Methode zu entscheiden. Um angemessene regulatorische Kapitalkosten zu ermitteln, ist es stattdessen erforderlich, die Eignung verschiedener Ansätze angesichts aktueller Verhältnisse ergebnisoffen zu prüfen und im Rahmen einer Gesamtbetrachtung den plausibelsten Wert für die WACC-Parameter heranzuziehen. Diese ergebnisoffene Prüfung findet in der Regulierungspraxis kaum statt. Alternativen zu den gewohnten Methoden und Quellen werden häufig mit Verweis auf Annahmen, Subjektivität und mangelnde Transparenz verworfen. Tatsächlich treffen einige der genannten Kritikpunkte beispielsweise auf Umfragen und vorwärtsgewandte Modelle zu. Allerdings treffen sie auf die derzeit in Österreich gewählten Methoden und Daten mindestens gleichermaßen zu. Der Nobelpreisträger Eugene Fama und Professor Kenneth French halten die empirische Validität des von der E-Control herangezogene CAPM beispielsweise für ungenügend, um es wie bisher anzuwenden.⁶² Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, hält Prof. Damodaran den Ansatz der E-Control zur Ermittlung der Marktrisikoprämie für ungeeignet – kurz- und langfristig. Das Auflisten angeblicher Schwächen alternativer Modelle kann demnach höchstens begründen, sich nicht voll und ganz auf eines dieser Modelle zu verlassen. Es kann aber nicht beweisen, dass nur die bisherige Methode geeignet ist. Dieser Schluss wäre – wenn überhaupt – nach einer relativen Betrachtung zulässig. Ein Vergleich der verschiedenen Ansätze zeigt jedoch die

⁵⁹ Siehe CREG (2018) „Arrêté (Z)1109/10“, Annex 4.

⁶⁰ Autorita Energia (2018): Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il period 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) – Allegato A.

⁶¹ Siehe z.B. BfE (2019) „Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2020“ S. 2.

⁶² Fama und French (2004): „Unfortunately, the empirical record of the model is poor—poor enough to invalidate the way it is used in applications.“, The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence, Journal of Economic Perspectives—Volume 18, Number 3—Summer 2004—Pages 25–46.

Schwächen des bisherigen E-Control-Vorgehen. Andere Methoden sind besser geeignet, um die angemessenen regulatorischen Kapitalkosten zu bestimmen.

Die Konsistenz der Kapitalkostenfestlegungen sollte darüber hinaus mittels Finanzierbarkeitstest sichergestellt werden. In Großbritannien ist es üblich, im Rahmen von Finanzierbarkeitstests vor der Festlegung die Auswirkungen von Regulierungsentscheidungen auf die erlaubten Erlöse zu überprüfen. Aufgrund der hohen Investitionsanforderungen sind die Annahmen der E-Control nicht mit dem Ergebnis des Finanzierbarkeitstests der APG konsistent. Die Finanzierungsanforderungen und der Eigenkapitalbedarf der APG sind absehbar und sollten bei der Festlegung der regulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt werden.

5.2. Umgang mit neuen Geschäftstätigkeiten

Die von der APG übernommenen neuen Aufgaben verändern ihr Geschäftsmodell. Diese neuen Aufgaben erfordern höheres Umlaufvermögen und sind betriebskostenintensiver als der klassische Netzbetrieb. Dies führt im bestehenden Regulierungssystem zu zwei Problemen:

- Das Umlaufvermögen wird nicht in der Kapitalbasis eingeschlossen und somit nicht vergütet;
- Im derzeitigen Regulierungssystem der E-Control tragen neue Geschäftstätigkeiten der APG nicht zum Jahresergebnis bei. Betriebskostenintensive Aufgaben ohne zusätzlichen Kapitalbedarf werden im derzeitigen Regulierungsmodell nur erstattet, ggf. werden aber manche Kostenarten und Risiken nicht erfasst, so dass es zu einer Kostenunterdeckung kommen kann und somit der Erlösstandard nicht erfüllt ist. Im Dienstleistungssektor ist es allerdings üblich, dass unternehmerisches Wagnis und Kapitaleinsatz über eine Marge abgegolten werden.
- Darüber hinaus muss die APG aber durch die verzögerte Kostenerstattung in Vorleistung gehen. Steigende Ausgaben, beispielsweise für Forschung und Entwicklung oder aus neuen Verpflichtungen, werden trotz ihres gesellschaftlichen Nutzens nicht beanreizt.

Es gibt unterschiedlich Ansätze diesen Aspekten rechnungszutragen, die auch in anderen Regulierungssystemen zur Anwendung kommen.

Anerkennung der Kosten des Umlaufvermögens

In jedem Betrieb müssen liquide Mittel aus Transaktions-, Vorsichts- und Spekulationsmotiven vorgehalten werden.⁶³ Ein bestimmtes Maß an Umlaufvermögen ist daher betriebsnotwendig. Für APG wäre daher ein Ansatz, wie ihn beispielsweise die deutsche Bundesnetzagentur anwendet, denkbar. In Deutschland werden grundsätzlich bis zu 1/12 der jährlichen Umsätze als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen in der Kapitalbasis anerkannt.⁶⁴ Dieser Ansatz reflektiert einen Zahlungszyklus von einem

⁶³ Siehe z.B. Perridon, Steiner, und Rathgeber (2017) „Finanzwirtschaft der Unternehmung“, 17., überarbeitete und erweiterte Auflage, S. 165. Das Transaktionsmotiv dient der Abdeckung laufender Auszahlungen einer Unternehmung; das Vorsichtsmotiv ergibt sich, da Ein- und Auszahlungen nicht exakt prognostiziert werden können und hängen bspw. vom Stromverbrauch ab oder auch von notwendigen Reparaturen im Falle von witterungsbedingten Schadensfällen; das Spekulationsmotiv dient der Nutzung kurzfristiger Anlage- oder Investitionsmöglichkeiten. Das Spekulationsmotiv ist ggf. für Netzbetreiber weniger relevant als die ersten beiden Motive.

⁶⁴ §7 StromNEV.

Monat, der durch das Umlaufvermögen ausgeglichen werden muss. Sollte der Bedarf an Umlaufvermögen höher sein, besteht in Deutschland darüber hinaus auch die Möglichkeit, den zusätzlichen Bedarf anhand eines Cash-Flow-Modells nachzuweisen.

Alternativ zur Berücksichtigung des Umlaufvermögens in der Kapitalbasis kann der Bedarf an Umlaufvermögen auch über die Bereitstellung einer kurzfristigen Kreditlinie gesichert werden. Die Kosten hierfür könnten dann als operative Kosten erstattet werden. Dieses Modell wird in Großbritannien in den aktuellen Beratungen zur Finanzierung der Systemsteuerung von Ofgem favorisiert.⁶⁵ Da sich die APG über den Verbund-Konzern finanziert, könnten die Kosten für die Kapitalbeschaffung entweder direkt anhand der Finanzierungskosten des Verbundkonzerns quantifiziert werden oder mittels vergleichbarer Kreditlinien bei Banken.

Bewilligung einer Dienstleistungsmarge

Betriebskostenintensive Aktivitäten, wie Systemsteuerung, können Kosten verursachen, die in der Finanzbuchhaltung nicht abgebildet werden. Zu diesen Kosten zählen zusätzliche Risiken oder die ökonomischen Kosten, welche mit immateriellem Vermögen in Verbindung stehen. Daher werden bei der Regulierung im betriebskostenintensiven Dienstleistungssektor („Asset-Light“), wie dem Energievertrieb, diese Kosten mit Dienstleistungsmargen abgedeckt.⁶⁶ Solche Dienstleistungsmargen werden üblicherweise regulierten Versorgungsunternehmen gewährt, die einen hohen Bedarf an Umlaufvermögen und Risikokapital haben. Eine Vergütung mittels WACC, angerechnet auf die Anlagenbasis, würde diese Risiken nicht in Höhe der ökonomischen Kosten vergüten.

In der Regulierungspraxis von Stromnetzen sind Margen bisher eine Seltenheit und die angemessene Marge wird deshalb unter Bezug auf andere Asset-Light Sektoren ermittelt. In der Stromnetzregulierung hat beispielsweise die spanische Regulierungsbehörde eine Dienstleistungsmarge für die Systemsteuerung eingeführt. CNMC gewährt seit 2020 ein Mark-Up in Höhe von 5% der operativen Kosten. CNMC weist dabei explizit darauf hin, dass bei Versorgungsunternehmen mit niedriger Kapitalintensität (wie es bei der Systemsteuerung der Fall ist) die Vergütung des eingesetzten Kapitals die Risiken des Unternehmens nicht angemessen widerspiegelt. CNMC führt weiter aus, dass diese Unternehmen kontinuierlich in die Ausbildung des Personals, in Prozesse und Systeme investieren müssen. Dabei handelt es sich um immaterielle Werte, die im Allgemeinen nicht aktiviert werden, aber zur Systemsteuerung notwendig sind. Schlussendlich nennt CNMC ebenfalls ein Reputationsrisiko, welchem der Systemsteuerer ausgesetzt ist, da sein Handeln mit einer großen Verantwortung verbunden ist. Der Ansatz der CNMC soll diese Kosten und Risiken kompensieren. Die zugestandene Vergütung orientiert sich laut CNMC an vergleichbaren Margen im regulierten Umfeld:⁶⁷ CNMC bezieht sich auf regulierte Anbieter von Strom, Wasser und Postdienstleistungen, deren Margen sich in einer Spannbreite von 0,5-

⁶⁵ Ofgem (2020) „RIIO-2 Draft Determinations – Electricity System Operator“ S. 84-85.

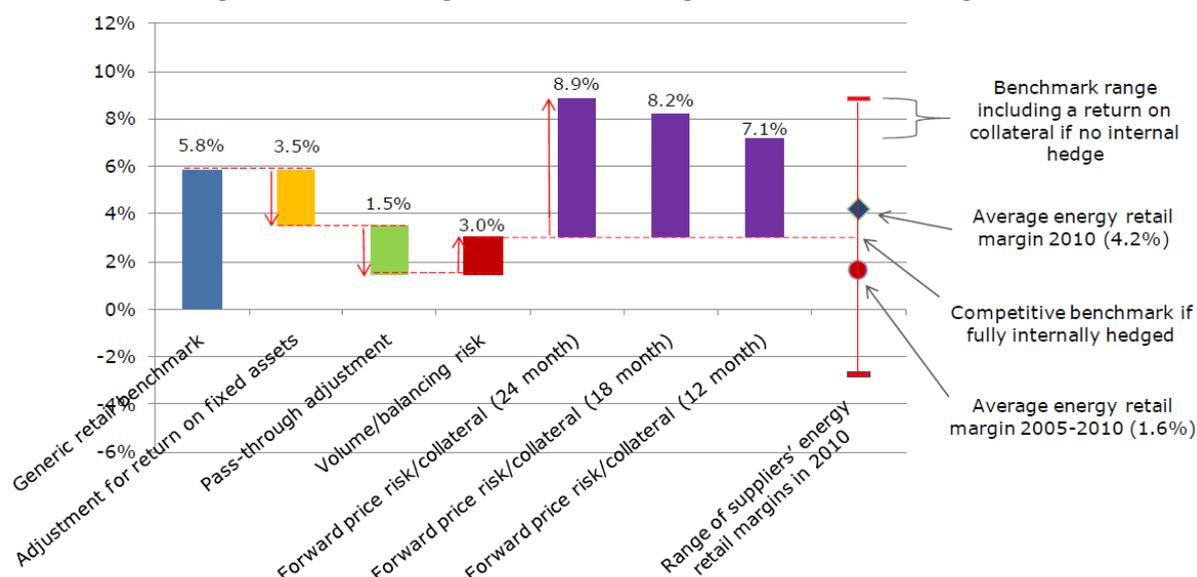
⁶⁶ In einem regulierten Unternehmen mit einer großen Anlagenbasis können diese Kosten, insbesondere wenn sie in Verbindung mit asymmetrischen Risiken stehen, von den erlaubten Kapitalkosten abgedeckt oder abgefangen werden. Bei Unternehmen im betriebskostenintensiven Dienstleistungssektor ist dies allerdings nicht möglich, wenn die erlaubten Kapitalkosten zu gering sind.

⁶⁷ Quelle CNMC (2019) „Circular 4/2019“ S. 132182

5,7% der Umsätze bewegen.⁶⁸ Die festgelegte Marge von 5% der operativen Kosten entspricht etwa einer 3,7 prozentigen Umsatzmarge und liegt damit etwa in der Mitte dieser Spannbreite.⁶⁹

Der Britische Regulierer Ofgem hat eine vergleichbare Untersuchung der Gewinnmargen⁷⁰ von Stromversorgungsunternehmen durchgeführt und die Margen den Risiken, denen die Unternehmen ausgesetzt sind, gegenübergestellt. Ausgehend von einer „generischen Einzelhandels-Marge“ („generic retail benchmark“), passte Ofgem diese Marge für spezifische Risiken von Energieversorgungsunternehmen an. Ofgem ermittelte dabei eine Marge von 3% für einen vollkommen abgesicherten Versorger („fully internally hedged“), der also keinen Preisrisiken ausgesetzt ist, bis hin zu 9% für einen Versorger mit langfristig gesicherten Einkaufspreisen (aber variablen Verkaufspreisen) (siehe Abbildung 5.2).

Abbildung 5.2
Ofgem's Schätzung der Gewinnmarge von Stromversorgern



Quelle: Ofgem, „The Retail Market Review - Findings and initial proposals“, Supplementary appendices, Reference: 34/11, 21 March 2011, Figure 4, p. 44.

Die E-Control hat sich 2014 in einer Marktuntersuchung mit den Margen von österreichischen Stromhändlern im Zeitraum 2008-2012 befasst und die Margen nach Massenmarkt und Großabnehmern differenziert.⁷¹ Die Ergebnisse zeigen einerseits eine sehr breite Streuung zwischen einzelnen Händlern

⁶⁸ Siehe CNMC (2019) „MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO“ S. 28: „Diese Kommission hält es daher für angemessen, eine Marge für OPEX in die Vergütungsgrundlage einzuführen. Um die Marge zu quantifizieren, gibt es auf europäischer Ebene mehrere Beispiele für Asset-Light-Versorgungsunternehmen, die in regulierten Umgebungen tätig sind und eine anerkannte Marge auf ihre Einnahmen erhalten, wenngleich die verfügbaren Beispiele sich auf regulierte Versorgungsunternehmen oder Retail-Unternehmen beziehen (Wasser, Strom, Postdienste), deren Tätigkeit sich von der des Systembetreibers unterscheidet und einem Kredit- und Cashflow-Risiko unterliegt. In den analysierten Fällen liegt die Spannbreite der Margen zwischen 0,5% und 5,7%.“ (NERA-Übersetzung)

⁶⁹ Die Dienstleistungsmarge entspricht etwa 3,7% der erlaubten Basis-Erlöse während der Kalenderjahre 2020-2022, siehe CNMC (2019) „Circular 4/2019“ S. 132187.

⁷⁰ Definiert als EBIT geteilt durch Umsatz.

⁷¹ E-Control (2014) „Untersuchung zu den Marktverhältnissen im Strommarkt: Marktuntersuchung Lieferanten Strom gem § 21 Abs. 2 E-ControlG“, Ergebnisse auf S. 27-29.

gerade im Massenmarkt – die Margen lagen hier im Mittel der einzelnen Jahre zwischen -0,2% und 11,8%.⁷² Andererseits sind die Margen im Betrachtungszeitraum tendenziell gestiegen und ein Vergleich mit dem Marktreport von ACER zeigt, dass die Margen in Österreich seit 2012 im Massenmarkt eher gestiegen sind.⁷³

Die Analyse der CNMC, Ofgems und auch die Daten aus Österreich suggerieren, dass die Margen von Energiehändlern sich in der Regel im einstelligen Prozentbereich bewegen. Um die angemessene Höhe einer Dienstleistungsmarge im regulierten Netzbetrieb zu bestimmen, müssten die spezifischen Risiken und Kosten des Netzbetreibers berücksichtigt werden.

Ausweitung von Ex-Ante Budgets für Forschung und Entwicklung

In der österreichischen Kosten-Plus Regulierung werden unvorhergesehene bzw. zusätzliche Aufgaben erst mit zweijähriger Verzögerung über die Netzentgelte erstattet. Die Zwischenzeit muss von APG überbrückt werden. Ausgaben für Forschung und Entwicklung oder für die weitere Integration der europäischen Stromnetze sind jedoch häufig projektabhängig und die verzögerte Erstattung hat bei starken Schwankungen der Ausgaben, entgegen der Vorgaben der Kosten-Plus Regulierung, Auswirkungen auf den Gewinn der APG.

In Großbritannien gibt es deshalb seit vielen Jahren Budgets für Forschungs- und Entwicklungsprojekte, welche Netzbetreiber nach festgelegten Kriterien nutzen können.⁷⁴ In Spanien wird ein Budget für unvorhergesehene Aufgaben bereitgestellt, dessen Verwendung nachträglich geprüft wird.⁷⁵ In Österreich wird eine vergleichbare Pauschale neuerdings für Gasfernleitungsnetzbetreiber gewährt.⁷⁶ Eine Lösung für Stromübertragungsnetzbetreiber, beispielsweise für einzelne Forschungsprojekte oder zusätzliche Aufgaben, kann die Unsicherheit der verzögerten Kostenerstattung reduzieren. Auch die Nutzung von betriebskostenintensiven Lösungen für Herausforderungen im Netzbetrieb oder der Systemsteuerung würde mit ex-ante Budgets oder einer Festlegung der genehmigten Betriebskosten auf Planwerte weniger stark gegenüber kapitalintensiven Lösungen benachteiligt. Die Zuteilung und Evaluierung der Budgets könnte im Rahmen der jährlichen Kostenprüfung stattfinden. Die Einführung von ex-ante Budgets für Forschung und Entwicklung kann Netzbetreibern auf der Cash-Flow Seite helfen. Eine alleinige Einführung solcher Budgets setzt jedoch keine Anreize für den Netzbetreiber, um durch innovative Lösungen die dynamische Effizienz zu erhöhen.

5.3. Ergebnisorientierung

Die Energiewende ändert die Anforderungen an Übertragungsnetzbetreiber. Die Weiterentwicklung des Anreizsystems soll gewährleisten, dass sie sich entsprechend dieser Anforderungen optimal verhalten.

⁷² Margen ohne Erzeuger, siehe S.29 der Quelle in der vorigen Fußnote.

⁷³ ACER (2019) „ACER Market Monitoring Report 2018 – Electricity and Gas Retail Markets Volume“ Annex 1.

⁷⁴ Ursprünglich wurde die „Innovation Funding Incentive“ 2005 für Verteilnetze und 2007 für Übertragungsnetze eingeführt. Für mehr Informationen siehe z.B. Ofgem (2010) “Reports by Distribution Network Operators (DNOs) on Innovation Funding Incentive (IFI) and Registered Power Zone (RPZ) activity for 2008-2010”.

⁷⁵ CNMC (2019) „Circular 4/2019“ S. 132183.

⁷⁶ Siehe: E-Control (2020) „METHODE GEM § 82 GWG 2011 DER 4. PERIODE FÜR DIE FERNLEITUNGEN DER XXX GMBH“ S. 20-23.

In Österreich kann die bestehende Kosten-plus-Regulierung ohne größere Umstellungen zu einem Regulierungssystem mit stärkerer Ergebnisorientierung weiterentwickelt werden. Die Evaluierung von Anreizen und Ergebnissen kann ähnlich der jährlichen Kostenprüfung durchgeführt werden.

Aufgrund der Veränderungen in der Systemsteuerung wächst der Einfluss der APG als zentrale Instanz der Energieversorgung. Die aktuellen Anreize fördern die kurzfristige Effizienz, der Nutzen für das Gesamtsystem aus alternativen Lösungen wird als externer Effekt aber nicht berücksichtigt. Anreize sollten deshalb diese externen Effekte internalisieren. Das Verhalten der APG soll gezielt so gesteuert werden, dass die gewählte Lösung immer die optimale Lösung aus der Perspektive des Gesamtsystems ist und die langfristige Effizienz steigert.

Um dieses Verhalten anzureizen, können grundsätzlich sowohl Bonus- als auch Bonus/Malussysteme genutzt werden und es lassen sich Fallbeispiele für beide Arten von Systemen finden. Dabei ist festzuhalten, dass für die Beanreizung bestimmter Zielvorgaben ein reines Bonussystem ausreichend ist und es keiner Androhung eines Malus bedarf. Des Weiteren können Unsicherheiten in der Evaluierung der tatsächlichen Ergebnisse⁷⁷ dazu führen, dass effiziente Unternehmen durch einen Malus abgestraft werden und ihre effizienten Kosten nicht decken können, was wiederum zu Risiken des Netzbetriebs führt und zu Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Regulatoren führen kann.⁷⁸

Abgeleitet aus den Anforderungen an die APG und mit Blick auf die definierten Regulierungsanforderungen können explizite Anreize zur Verfolgung von fünf Zielen gesetzt werden: Investitionen, Versorgungssicherheit, Energiewende, Kostensenkungen und Innovationen.

Investitionen

Von den im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investitionen der APG in Höhe von 2,9 Mrd. Euro bis 2029 betreffen ca. 60% Projekte, die mindestens in eine der folgenden Kategorien fallen:⁷⁹

- **Energiewende:** Projekte, die der weiteren Integration von Erneuerbaren dienen und damit einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten.
- **Versorgungssicherheit:** Projekte mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit zu erhöhen.
- **Marktkopplung:** Projekte, die durch höhere internationale Übertragungskapazitäten zur Integration des europäischen Strommarkts beitragen.

Viele dieser Projekte schaffen einen hohen gesellschaftlichen Nutzen. Zusätzliche Anreize für diese Investitionen können deshalb aus drei Gründen den Anreizstandard verbessern und externe Effekte reduzieren: 1) durch die Vermeidung der asymmetrischen Risiken in der Kapitalvergütung, 2) durch Abdeckung von besonderen Risiken einzelner Projekte, oder 3) durch Priorisierung der geplanten Projekte.

⁷⁷ Unsicherheit kann beispielsweise bei der Messung der eigentlichen Zielvariable bestehen, etwa welche Indikatoren geeignet sind um die „Qualität“ eines Netzbetreibers zu messen.

⁷⁸ Beispielhaft sei hier auf die Auseinandersetzung der deutschen Bundesnetzagentur mit den Netzbetreibern um die Qualitätsvorgaben (Q-Element) der einzelnen Netzbetreiber verwiesen. Besonders als „ineffizient“ eingestufte Netze haben die gerichtliche Überprüfung der Einstufung angestrengt, da ihnen ein direkter Einnahmeausfall drohte und nach ihrer Auffassung der verfolgte Ansatz der Bundesnetzagentur in der Berechnung des Q-Elements nicht sachgerecht war.

⁷⁹ Quelle: interne Analyse der APG.

Zu 1): Niedrigere zukünftige WACC-Festlegungen erhöhen das Risiko von „zu niedrigen“ Festlegungen (siehe Kapitel 4.1). Dadurch entsteht ein Anreiz, Investitionen zu verzögern oder zu unterlassen. Die Konsequenzen einer zu niedrigen Festlegung würden insbesondere bei Projekten mit hohem gesellschaftlichen Nutzen zu Wohlfahrtsverlusten führen.

Zu 2): Manche Projekte sind besonderen Risiken ausgesetzt, welche über die üblichen Investitionsrisiken hinaus gehen, z.B. im Zusammenhang mit innovativen und unerprobten Technologien besteht das Risiko, dass der Markterfolg ausbleibt, was wiederum Risiken der regulatorischen Kostenanerkennung aufwirft.

Zu 3): Bei möglichen Engpässen in der Realisierung von Projekten, welche bei der großen Zahl an Investitionsprojekten operationeller oder finanzieller Natur sein können, sollten die Projekte mit dem höchsten sozialen Nutzen priorisiert werden. Gerade für die großen Investitionsprojekte der APG werden ausführliche Kosten-Nutzen-Berechnungen durchgeführt. Diese belegen den hohen Nutzen der Projekte für die Netznutzer und können für die Priorisierung der Projekte bzw. die Ermittlung von projektspezifischen Anreizzahlungen herangezogen werden.

Spezifische Investitionsanreize finden in der Regulierungspraxis Anwendung. Beispielsweise wird in Italien für bestimmte, strategisch-wichtige Anlagen aktuell für zehn Jahre ein WACC-Bonus von 1,5% gewährt, ähnlich des in Österreich vorhandenen Zuschlags für Neuanlagen.⁸⁰ Seit der neuesten Festlegung für Gasfernleitungsbetreiber gewährt auch die E-Control im Rahmen der Effizienz- und Innovationsförderung zur Umsetzung der Energiewende einen Zuschlag von 1,5% auf die Eigenkapitalverzinsung sowie ggfs. verkürzte Abschreibungsdauern als Investitionsanreiz.⁸¹ Darüber hinaus existieren in Belgien und Italien zusätzliche finanzielle Anreize für die Vermeidung von Engpässen und die Bereitstellung von Importkapazitäten zur europäischen Marktintegration.⁸²

Ähnliche Ziele werden auch von Projekten der APG im aktuellen Netzentwicklungsplan verfolgt. Beispielsweise erhöht die 380kV-Leitung von St. Peter an die deutsche Grenze die Kapazitäten zwischen den Marktgebieten und der Ersatzneubau Weinviertelleitung verbessert die Einspeisung von Windkraftanlagen und reduziert kritische Netzengpässe. Die positiven Kosten-Nutzen-Analysen verdeutlichen einerseits den hohen gesellschaftlichen Nutzen der Projekte und andererseits den wirtschaftlichen Spielraum für die Gewährung von spezifischen Investitionsanreizen.⁸³

Versorgungssicherheit

⁸⁰ Die Anlagen müssen über ein Nutzen-Kosten Verhältnis von mindestens 1,5 verfügen, der genaue Mechanismus und Zuschlag wurde mehrfach angepasst. Aktuelle Festlegung (2020-22): ARERA (28 March 2019), Decision 118/2019/R/gas, Attachment A: Tariff methodology for regulatory period 2020-2023, Art. 5.3.

⁸¹ E-Control (2020) „METHODE GEM § 82 GWG 2011 DER 4. PERIODE FÜR DIE FERNLEITUNGEN DER XXX GMBH“ S. 22.

⁸² Die Anreize im belgischen Regulierungssystem werden in der aktuellen Festlegung von CREG beschrieben: CREG (2018) “Arrêté (Z)1109/10 28 juin 2018” und eine Zusammenfassung des italienischen Regulierungsmodells, inklusive der beschriebenen Anreize wurde von Terna veröffentlicht: Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A. (2019) “Base Prospectus Euro Medium Term Note Programme” ab S. 149. In Großbritannien dürfen Netzbetreiber im Rahmen der Totex-Regulierung einen Teil der eingesparten Investitionskosten als Gewinn behalten.

⁸³ Für eine Beschreibung der Projekte sowie der Kosten-Nutzen-Analysen des aktuellen europäischen Entwicklungsplans siehe: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/>

Ein Ziel der E-Control ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Kurzfristig ist diese anhand von Versorgungsunterbrechungen messbar. Die Häufung extremer Wetterereignisse gefährdet die Infrastruktur und aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energien steigen die Anforderungen an die Systemsteuerung. Die APG muss deshalb häufiger zur Stabilisierung der Netzspannung eingreifen.

Die Netzverfügbarkeit ist in Großbritannien, Italien, Spanien und Belgien Bestandteil der Anreizsysteme. Beispielsweise wird in Belgien abhängig von der durchschnittlichen Dauer einer Versorgungsunterbrechung (*Average Interruption Time*) relativ zu einem Referenzwert berechnet ein Bonus an den Netzbetreiber bezahlt.⁸⁴ Die Einführung von vergleichbaren Anreizen würde in Österreich die Ziele der E-Control mit den Anreizen der APG in Einklang bringen.⁸⁵

Energiewende und Nachhaltigkeit

Einige Regulatoren nutzen Anreize, um die Übertragungsnetzbetreiber für die Erreichung von Umwelt- und Klimazielen einzubinden. In Österreich ist dies im Stromnetz – trotz der politischen Priorität – derzeit nicht der Fall. Demgegenüber bestehen für österreichische Gas-Fernleitungsnetzbetreiber Qualitäts- und Leistungskriterien, die Umweltaspekte berücksichtigen.⁸⁶ Auch in Großbritannien besteht beispielsweise ein Anreiz zur Vermeidung von Treibhausgasen (SF6 in Hochspannungsanlagen).⁸⁷ In Spanien wird die Qualität von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen zur besseren Integration von erneuerbaren Energien angereizt.⁸⁸

Auch die Nachhaltigkeit der Netzinfrastruktur wird in anderen Ländern explizit gefördert. In Finnland und Schweden wird die Weiternutzung von Bestandsanlagen nach vollständiger Abschreibung über eine zusätzliche Vergütung angereizt.⁸⁹ Der spanische Regulator gewährt dem Übertragungsnetzbetreiber höhere Pauschalen für die Betriebskosten von bereits abgeschriebenen Anlagen.⁹⁰

In Österreich bestehen derzeit keine expliziten finanziellen Anreize, um die APG aktiv in die Gestaltung der Energiewende einzubeziehen. Nichtsdestotrotz werden Leitungen und Umspannwerke teilweise weit über die wirtschaftliche Nutzungsdauer hinaus betrieben und gewartet, und sparen so Kosten für die Netznutzer. Die APG orientiert sich grundsätzlich am „NOVA“-Prinzip, demzufolge zuerst die Möglichkeiten der Netzoptimierung und die Nutzung bestehender Trassen angestrebt, bevor neue Leitungstrassen (inkl. Rückbau alter Leitungen) geplant und in weiterer Folge gebaut werden. Im Sinne der gesellschaftlichen Effizienz könnten deshalb neben direkten Klimazielen speziell die optimale Nutzung und effiziente Instandhaltung der technischen Anlagen positiv bearbeitet werden.

⁸⁴ CREG (2018) „Arrêté (Z)1109/10 28 juin 2018“.

⁸⁵ Nicht alle Versorgungsunterbrechungen gehen auf Störungen im Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers zurück, weshalb hier eine präzise Abgrenzung zu Störungen durch andere Ursachen notwendig ist.

⁸⁶ E-Control (2020) „METHODE GEM § 82 GWG 2011 DER 4. PERIODE FÜR DIE FERNLEITUNGEN DER XXX GMBH“ S. 14.

⁸⁷ Ofgem (2012) „RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas“ S. 20ff.

⁸⁸ CNMC (2019) „Circular 4/2019“ S.132184-5

⁸⁹ Für Finnland, siehe: Energiavirasto (2018) „Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023 Electricity transmission network operations. Electricity Transmission Network Operations“ Appendix 2, S. 61. Das schwedische Modell wird hier beschrieben: Ei (2018) „Förordning om intäktsram för elnätets verksamhet SFS 2018:1520“ §13 und Anlage 1.

⁹⁰ Siehe: CEER (2019) "Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream: Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks" CEER Report, S. 104.

Kostensenkungen

Zur Förderung der technischen Effizienz sind Anreize für Kosteneinsparungen auch in Zukunft zielführend, allerdings mit verändertem Fokus. Während im klassischen Netzbetrieb die effiziente Umsetzung des Investitionsprogramms im Vordergrund steht, verschiebt sich der Schwerpunkt in der Systemsteuerung von den direkten Betriebskosten auf die Kosten des Gesamtsystems.

Das derzeitige österreichische Anreizsystem bildet Letzteres bereits teilweise ab. Spezifische Anreize fördern die Marktliquidität sowie Kostensenkungen im Engpassmanagement und bei Systemdienstleistungen. Ähnliche Anreize bestehen z.B. in Belgien und werden aktuell in Deutschland diskutiert.⁹¹ Die jährliche Neufestlegung der Anreize für die APG hemmt jedoch mittelfristige Maßnahmen, da die APG sich nicht auf vergleichbare Anreize in zukünftigen Regulierungsperioden verlassen kann. Hier wäre eine Verstetigung im Sinne des Prozessstandards erforderlich und würde nachhaltige Anreize schaffen.

Zusätzliche Anreize für Kostensenkungen bestehen im Ausland u.a. auch für die Umsetzung von Investitionsvorhaben. In Belgien, Großbritannien und Italien werden vorzeitige oder günstigere Projektabschlüsse explizit belohnt, da so die Netzkosten gesenkt werden. In Österreich bieten sich hierfür die Vorhaben des aktuellen Netzentwicklungsplans an.

Innovation

Neue technische und innovative Lösungen haben das Potenzial, die Kosten beim Umbau der Energieversorgung zu reduzieren. Hierbei kann zwischen drei Arten von Innovationen unterschieden werden: Innovationen zur Reduzierung der Gesamtkosten, Innovationen zur Verbesserung messbarer Ergebnisse und Innovationen mit langfristigem Nutzen für das Gesamtsystem. Die ersten beiden Arten von Innovation werden zumindest teilweise von den bisher beschriebenen Anreizen gefördert. Demgegenüber sind Innovationen mit langfristigem Nutzen auf das Gesamtsystem für die Energiewende von großer Bedeutung, derzeit aber nicht Teil des Regulierungsmodells in Österreich. Bei dieser Art von Investitionen handelt es sich häufig um riskante Projekte mit langfristigen Vorteilen, welche nicht (nur) bei den Netzbetreibern entstehen. Die positiven externen Effekte auf andere Netznutzer werden im kostenfokussierten Anreizsystem der Netzbetreiber nur unzureichend berücksichtigt. Es kommt deshalb aus ökonomischer Sicht zu einer Unterversorgung mit Innovationen durch zu geringe Ausgaben für Forschung und Entwicklung. Dies ist mit Blick auf die dynamische und soziale Effizienz problematisch.

Eine Untersuchung von Ofgem hat in diesem Zusammenhang gezeigt, dass die Einführung der Anreizregulierung zu fallenden Ausgaben für Forschung und Entwicklung in Großbritannien geführt hat. Ofgem wollte explizit Versuchsprojekte mit neuen, finanziell riskanten Lösungen und langfristigen Nutzen fördern und hat deshalb 2010 den „Low Carbon Network Fund“ etabliert. Der Fonds fördert im Rahmen eines jährlichen Wettbewerbs besonders innovative Projekte und damit verbundene Erfolge, mit Investitionszuschüssen und zusätzlichen Prämien.⁹² Eine Evaluierung 2016 hat ergeben, dass die

⁹¹ Siehe Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020) „Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung“, 15. Juni 2020.

⁹² Ofgem (2010) „LCN Fund Governance Document v.1“, Absatz 1.4.

bezuschussten Projekte finanzielle Vorteile vom 4,5 bis 6,5-fachen der Förderung erreichen sowie zusätzlich 107-215 Mio. Tonnen CO₂ einsparen.⁹³ Die Förderung wurde in der folgenden Regulierungsperiode (RIIO-1) zur „Network Innovation Competition“ weiterentwickelt, welche auch für RIIO-2 beibehalten werden soll.⁹⁴

In Österreich sieht die neueste Festlegung für Gasfernleitungsbetreiber Innovationsförderungen für nachhaltige und effizienzsteigernde Lösungen vor. Projekte, die entsprechende Bedingungen erfüllen, werden explizit gefördert. Besonders vielversprechend ist der Verweise auf den Nutzen selbst bei „nicht erfolgreichen“ Projekten. Die E-Control schreibt hierzu:

„Die Praxis könnte zeigen, dass ein geeignetes F&E Projekt während der Implementierung oder nach Auswertung von Ergebnissen nach der Implementierung als nicht erfolgreich eingestuft wird. Dies definiert das Projekt rückwirkend nicht als ungeeignet, weil zumindest Erfahrung gesammelt wurde (...).“⁹⁵

Im Stromnetz werden innovative Projekte mit langfristigem Nutzen derzeit nicht explizit gefördert. Nichtsdestotrotz hat die APG z.B. mit dem Flex-Hub eigene Initiativen mit Auswirkungen auf das Gesamtsystem gestartet. Eine stärkere Förderung dieser Projekte analog zu den Gasfernnetzbetreibern kann hier weitere Innovationen mit dem Ziel der dynamischen und sozialen Effizienz anreizen. Wichtige Bedingung bei der Förderung ist ein konkreter finanzieller Anreiz für die APG. Der Anreiz muss die APG am externen Nutzen von (erfolgreichen) Forschungsprojekten beteiligen, um die Interessen von Netznutzern und Unternehmen anzugleichen.

5.4. Fazit

Die Investitions- und Ausbauvorhaben der APG zur Einbindung von erneuerbaren Energien erweitern das österreichische Übertragungsnetz, um den Anforderungen der nächsten Jahrzehnte gerecht zu werden. Als Antwort auf die eingangs formulierten Fragen ergibt die Analyse des Regulierungssystems, dass im derzeitigen Regulierungsmodell weder die Methode zur Bestimmung der Kapitalkosten sachgerecht ist, noch ist das Anreizsystem auf die neuen Herausforderungen ausgerichtet. Eine Weiterentwicklung des Regulierungssystems könnte diese Missstände beheben und den Regulierungsansatz auf das veränderte Umfeld des Netzbetriebs anpassen.

Die Überprüfung und Anpassung der Kapitalkostenermittlung ist im Kontext des Investitionsprogramms und des zusätzlichen Kapitalbedarfs der APG erfolgsentscheidend für die Energiewende. Die Fähigkeit Kapital anzuziehen muss auch in dem veränderten Marktumfeld sichergestellt werden. Alternative Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten, etwa durch vorwärtsgewandte Modelle oder die Nutzung zusätzlicher historischer Daten, sind verfügbar und können die Schwächen des derzeitigen Ansatzes reduzieren.

Auch mit Blick auf die neuen Geschäftstätigkeiten der APG ist das aktuelle Regulierungsmodell nur eingeschränkt zielführend. Die direkte Kostenerstattung und kurze Regulierungsperioden steigern die Flexibilität bei der Übernahme neuer Aufgaben und der Finanzierung von Innovation. Andererseits

⁹³ Poyry (2016), An Independent Evaluation of the LCNF, A report to Ofgem, p.107.

⁹⁴ Ofgem (2018) “Decision on the 2018 Gas and Electricity Network Innovation Competitions”, Absatz 2.6.

⁹⁵ E-Control (2020) „METHODE GEM § 82 GWG 2011 DER 4. PERIODE FÜR DIE FERNLEITUNGEN DER XXX GMBH“ S. 22.

werden bei betriebskostenintensiven Aufgaben ohne zusätzlichen Kapitalbedarf im derzeitigen Regulierungsmodell die Kosten bestenfalls erstattet. Ggf. werden aber manche Kostenarten und Risiken dabei nicht erfasst, so dass es zu einer Kostenunterdeckung kommen kann. Neben der Anerkennung der Kosten für das Umlaufvermögen kann eine Dienstleistungsmarge hier zur nachhaltigen Finanzierung der Aufgaben beitragen.

Die Transformation der Energieversorgung schafft neue Herausforderungen für den Netzbetrieb. Gleichzeitig ermöglichen Innovationen und die Digitalisierung eine Vielzahl an neuen Lösungen, welche den konventionellen Netzausbau ergänzen und teilweise sogar ersetzen. Die Anpassung des Anreizsystems, ausgerichtet auf die fünf Ziele Investitionen, Versorgungssicherheit, Energiewende, Kostensenkungen und Innovationen, verknüpft die Verdienstmöglichkeiten der APG mit den Interessen der Netznutzer und führt zu langfristigen Effizienzsteigerungen. Eine Verstetigung der Anreize anhand langfristiger Ziele mit transparenten, nachvollziehbaren Kriterien kann hier eine bessere Übereinstimmung zwischen Anforderungen und Anreizen schaffen und neben dem Anreizstandard auch den Prozessstandard verbessern. Mit klaren Zielen steigt die Planungssicherheit der APG und bestenfalls können die Regulierungskosten reduziert sowie die Akzeptanz und Stabilität des Regulierungsmodells gestärkt werden.

Eine Weiterentwicklung des Regulierungsmodells erscheint daher zielführend. Folgende Ansatzpunkte sind besonders vielversprechend:

- Die **Berücksichtigung des aktuellen Marktumfelds** bei der Ermittlung der Eigenkapitalkosten durch eine methodisch fundierte und konsistente Methode,
- die **Weiterentwicklung des Vergütungsmodells** für neue Aufgaben, welche nur unzureichend vom bisherigen Vergütungsmodell abgebildet werden, z.B. durch die regulatorische Anerkennung des Umlaufvermögens oder einer Dienstleistungsmarge, sowie
- die **stärkere Ergebnisorientierung** mit zusätzlichen Anreizen, ausgerichtet an Zielen wie dem Netzausbau, der Versorgungssicherheit, der Energiewende, Kostensenkungen sowie Innovationen.

NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com